



Universidade do Minho
Escola de Engenharia

Paulo Vítor de Sousa Mota

Desenvolvimento de um Inversor para
Aplicações Fotovoltaicas com
MPPT Integrado



Universidade do Minho
Escola de Engenharia

Paulo Vítor de Sousa Mota

Desenvolvimento de um Inversor para
Aplicações Fotovoltaicas com
MPPT Integrado

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

Trabalho efetuado sob a orientação do
Professor Doutor Henrique Nuno Baptista Gonçalves

outubro de 2013

DECLARAÇÃO

Paulo Vítor de Sousa Mota

Endereço eletrónico: a55699@alunos.uminho.pt Telefone:919274659

Número do Bilhete de Identidade: 13757131

Título da Dissertação:

Desenvolvimento de um Inversor para aplicações Fotovoltaicas com MPPT integrado

Orientador:

Doutor Henrique Nuno Baptista Gonçalves

Ano de conclusão: 2013

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

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

Universidade do Minho, ___/___/_____

Assinatura: _____

Salvador Mota e M^a Arminda Mota (pais)

Salvador Emanuel Mota (irmão)

Cristiana Silva (namorada)

Obrigado a todos pelo apoio, carinho, dedicação e compreensão

Agradecimentos

A realização desta dissertação contou com a orientação, apoio e ajuda incansável de algumas pessoas a quem quero deixar a minha mais sincera mensagem de agradecimento.

Em primeiro lugar queria manifestar o meu especial agradecimento ao meu orientador Doutor Henrique Nuno Baptista Gonçalves pela paciência, disponibilidade e empenho demonstrado no decorrer do trabalho de dissertação.

Queria também agradecer ao Professor Doutor João Luiz Afonso por possibilitar a realização do meu trabalho de dissertação em eletrónica de potência no laboratório do GEPE (Grupo de Eletrónica de Potência e energia).

Os meus sinceros agradecimentos são também dirigidos ao Doutor José Gabriel Oliveira Pinto, aos investigadores do Grupo de Eletrónica de Potência e Energia da Universidade do Minho, Delfim Pedrosa, Bruno Exposto, Vítor Monteiro, Rui Araújo por toda ajuda prestada. Também não posso deixar de endereçar um agradecimento especial ao investigador Rui Moreira por toda a paciência, incentivo, atenção e ajuda prestada, o meu sincero obrigado.

Agradeço também a todos os colegas que me acompanharam ao longo do curso e que também realizaram a sua dissertação de mestrado no GEPE, Fernando Pinto, Ricardo Vasco, Jorge Carvalho, Hugo Peixoto, Bruno Silva, Bruno Duarte, Tiago Rodrigues, Simão Almeida, Pedro Carvalho e ao colega de dissertação e investigador do GEPE Raul Almeida por todas as boas recordações proporcionadas.

Aos funcionários das oficinas do Departamento de Eletrónica Industrial, Joel Almeida, Ângela Macedo e Carlos Torres obrigado a todos pela ajuda concedida.

Por último e não menos importante queria agradecer aos meus pais por todo o esforço demonstrado no meu percurso académico, carinho e compreensão, e a toda a minha família e amigos.

Resumo

Estudos realizados relativamente ao uso de combustíveis fósseis preocupam cada vez mais a comunidade científica, visto que a utilização destes leva à acumulação de gases na atmosfera que propiciam o aquecimento global. Deste modo torna-se urgente tomar medidas de forma a diminuir as emissões de gases de efeito de estufa. A utilização exaustiva de combustíveis fósseis, além de causar danos irreparáveis no ambiente tem impactos socioeconómicos devido à sua exaustiva procura, que tende a diminuir as reservas dos mesmos e por consequência aumentar exponencialmente o seu custo.

Os factos referenciados anteriormente evidenciam claramente a necessidade de contornar estes aspetos negativos inerentes ao uso dos combustíveis fósseis. Como tal é necessário procurar alternativas energéticas igualmente rentáveis de modo a incentivar o crescimento económico e a reduzir a dependência dos combustíveis fósseis como o petróleo.

Em alternativa ao uso dos combustíveis fósseis surgem as energias renováveis que apresentam inúmeras vantagens em termos ecológicos, permitindo a produção de energia elétrica, diminuindo a dependência do petróleo e as emissões de gases poluentes.

Esta dissertação de mestrado descreve o desenvolvimento de um inversor para aplicações fotovoltaicas com MPPT (*Maximum Power Point Tracker*) integrado. Trata-se de um equipamento de eletrónica de potência que permite a injeção de energia na rede elétrica produzida a partir de uma fonte de energia renovável. Este utiliza uma topologia mais compacta que a tradicional, recorrendo apenas a um conversor CC-CA, usualmente denominado por inversor, que otimiza a extração da potência que os módulos solares fotovoltaicos podem fornecer em cada instante. Na topologia mais convencional é utilizado um conversor CC-CC para estabilizar e elevar ou baixar a tensão proveniente dos módulos solares fotovoltaicos, seguido de um inversor de eletrónica de potência, com a finalidade de alimentar cargas num sistema isolado ou para injetar energia na rede elétrica.

A presente dissertação contempla uma parte de hardware, que engloba toda a eletrónica de potência, e uma parte de software, que abrange toda a implementação dos algoritmos de controlo que são executados por um microcontrolador DSP (*Digital Signal Processor*), o qual recebe valores de medições e variáveis de comando por forma a executar perfeitamente o controlo de todo o sistema.

De forma a ser possível a validação dos conceitos teóricos para a topologia de hardware e para os algoritmos de controlo implementados, são apresentados todos os resultados de simulação computacional em ambiente *PSIM* e todos os resultados experimentais de todos os circuitos desenvolvidos para validação do sistema.

Palavras-Chave: Combustíveis Fósseis, Recursos Renováveis, Módulos Solares Fotovoltaicos, Energia Elétrica, Inversor de Eletrónica de Potência, MPPT.

Abstract

Studies conducted on the use of fossil fuels increasingly concern the scientific community since their use leads to accumulation of gases in the atmosphere that cause global warming therefore it is essential to take measures in order to reduce emissions of greenhouse gases. This, besides causing irreparable damage to the environment, has socioeconomic impacts due to their exhaustive search that tends to diminish their reserves and thus increase their cost exponentially.

The facts referenced above clearly show the need to circumvent these negative aspects that inhere in the use of fossil fuels, therefore it is necessary to search energy alternatives equally cost-effective to stimulate economic growth and reduce dependence on fossil fuels such as oil.

As an alternative to the use of fossil fuels renewable energies arise, which have many advantages in ecological terms, allowing the production of electricity and reducing both oil dependency and greenhouse gas emissions.

This thesis describes the development of an inverter for photovoltaic applications with MPPT (Maximum Power Point Tracker) integrated. It is a power electronics device that allows the production of electricity from a renewable energy source. This uses a topology slightly more compact than the traditional, using only a DC-AC converter, usually called by inverter that optimizes the power that the panels can provide at any given moment. In the most conventional topology, a DC-DC converter is used to stabilize and raise or lower the voltage from the solar panels, followed by a power electronics converter in order to feed a load in an isolated system or inject electrical power in the network.

This work includes a hardware part, which encompasses all power electronics and a software part, which covers the entire implementation of the control algorithms that are executed by a DSP (Digital Signal Processor) microcontroller, which receives values measurements and command variables in order to perfectly execute control of the entire system.

In order to be able to validate theoretical concepts for the hardware topology and the control algorithm implemented, results of computer simulation in *PSIM* environment are presented, and the experimental results of all circuits developed to validate the entire system are also presented.

Keywords: Fossil Fuels, Renewable Resources, Photovoltaic Solar Panels, Electric Power Inverter, MPPT.

Índice

Agradecimentos.....	v
Resumo.....	vii
Abstract.....	ix
Lista de Figuras.....	xiii
Lista de Tabelas.....	xvii
Lista de Siglas e Acrónimos.....	xix
CAPÍTULO 1 Introdução.....	1
1.1. O Problema Energético.....	1
1.2. Energia Solar Fotovoltaica no Mundo.....	4
1.3. Energia Solar Fotovoltaica em Portugal.....	9
1.4. Produtores e Custos.....	12
1.5. Motivações.....	13
1.6. Objetivos e Contribuições.....	14
1.7. Organização e Estrutura da Dissertação.....	15
CAPÍTULO 2 Tecnologias de Sistemas Fotovoltaicos.....	17
2.1. Introdução à Energia Solar Fotovoltaica.....	17
2.2. Células Solares Fotovoltaicas.....	19
2.2.1. Efeito Fotoelétrico.....	20
2.2.2. Tipos de Células Solares Fotovoltaicas.....	22
2.2.3. Modelo de uma Célula Solar Fotovoltaica.....	25
2.2.4. Módulo Solar Fotovoltaico.....	27
2.3. Sistemas Solares Fotovoltaicos.....	29
2.3.1. Sistemas Isolados.....	29
2.3.2. Sistema Híbrido.....	31
2.3.3. Sistemas Ligados à Rede Elétrica.....	31
2.4. Configurações de Interface com a Rede Elétrica.....	33
2.4.1. Inversor Central.....	34
2.4.2. Cadeia de Inversores.....	34
2.4.3. Múltiplos Conversores.....	35
2.4.4. Inversores Reconfiguráveis.....	35
2.5. Topologias de Conversores para Sistemas Fotovoltaicos.....	35
2.5.1. Topologia de Estágio Único Sem Isolamento.....	36
2.5.2. Topologia de Estágio Único Com Isolamento.....	36
2.5.3. Topologia de Múltiplos Estágio Com Isolamento.....	37
2.5.4. Topologia de Múltiplos Estágio Sem Isolamento.....	39
2.6. Conclusões.....	40
CAPÍTULO 3 Inversores de Potência para Sistemas Fotovoltaicos.....	41
3.1. Topologias Inversoras.....	41
3.1.1. Inversor Fonte de Corrente (CSI).....	41
3.1.2. Inversor Fonte de Tensão (VSI).....	42
3.1.3. Inversor Multinível.....	43
3.1.4. <i>Neutral Point Clamped</i> (NPC).....	44
3.2. Técnicas de Modulação.....	45
3.2.1. PWM Bipolar.....	46
3.2.2. PWM Unipolar.....	47
3.2.3. PWM para Inversores Multinível.....	48
3.3. Técnicas de Sincronização com a Rede Elétrica.....	49
3.3.1. <i>Linear PLL</i>	50
3.3.2. <i>Enhanced PLL</i>	51
3.3.3. <i>Synchronous Reference Frame PLL</i>	52
3.3.4. <i>Second Order Generalized Integrator PLL</i>	52
3.4. Técnicas de Controlo de Corrente para Inversores VSI.....	53
3.4.1. Controlo de Corrente por <i>Periodic Sampling</i>	53
3.4.2. Controlo de Corrente por Histerese.....	54
3.4.3. Controlo de Corrente por PI com Modulação SPWM.....	55
3.5. Algoritmos de Controlo para MPPT.....	56
3.5.1. Tensão Constante.....	56

3.5.2.	Corrente Constante.....	57
3.5.3.	Perturbação e Observação.....	57
3.5.4.	Condutância Incremental.....	59
3.6.	Conclusões.....	61
CAPÍTULO 4 Dimensionamento e Simulações Computacionais do Inversor para Aplicações Fotovoltaicas.....		63
4.1.	Introdução.....	63
4.2.	Módulo Solar Fotovoltaico.....	63
4.3.	Inversor NPC (<i>Neutral Point Clamped</i>).....	66
4.4.	Mecanismo de Sincronização com a Rede Elétrica.....	72
4.5.	Algoritmo de Controlo MPPT.....	73
4.6.	Conclusões.....	78
CAPÍTULO 5 Implementação do Inversor para Aplicações Fotovoltaicas.....		79
5.1.	Introdução.....	79
5.2.	Circuito de Potência.....	80
5.2.1.	Barramento CC.....	81
5.2.2.	Conversor de Potência.....	82
5.2.3.	Circuitos de <i>Drive</i>	84
5.3.	Sistema de Controlo.....	85
5.3.1.	Sensores.....	85
5.3.2.	Condicionamento de Sinal.....	88
5.3.3.	Microcontrolador.....	90
5.3.4.	Placa de Comando do Inversor.....	92
5.3.5.	DAC.....	94
5.4.	Algoritmos de Controlo.....	94
5.5.	Conclusões.....	97
CAPÍTULO 6 Resultados Experimentais.....		99
6.1.	Introdução.....	99
6.2.	Mecanismo de Sincronização com a Rede Elétrica.....	100
6.3.	Inversor NPC (<i>Neutral Point Clamped</i>).....	101
6.4.	Controlo <i>Maximum Power Point Tracker</i>	103
6.5.	Interligação à Rede Elétrica.....	106
6.6.	Conclusões.....	112
CAPÍTULO 7 Conclusões e Sugestões de Trabalho Futuro.....		115
7.1.	Conclusões.....	115
7.2.	Sugestões de Trabalho Futuro.....	117
Referências Bibliográficas.....		119

Lista de Figuras

Figura 1.1 - Necessidades energéticas primárias de Portugal [2].	2
Figura 1.2 - Projeção do preço do petróleo e do gás natural [3].	3
Figura 1.3 - Emissões de CO ₂ no Mundo [3].	4
Figura 1.4 - Evolução da capacidade fotovoltaica instalada nos países membros da <i>International Energy Agency</i> para sistemas isolados e sistemas ligados à rede elétrica [4].	6
Figura 1.5 - Sistemas <i>Grid-Connected</i> e <i>Off-Grid</i> nos países membros da IEA PVPS [4].	8
Figura 1.6 - Maior central fotovoltaica do mundo <i>Agua Caliente Projeto Solar</i> [5].	8
Figura 1.7 - Potência total instalada em Portugal em módulos solares fotovoltaicos [7].	10
Figura 1.8 - Maior central fotovoltaica de Portugal [8].	11
Figura 1.9 - Estrutura da central solar fotovoltaica da Amareleja [8].	11
Figura 2.1 - Modelo de bandas de um semicondutor [12].	20
Figura 2.2 - Efeito fotoelétrico [12].	21
Figura 2.3 - Estrutura de uma célula solar de silício cristalino [12].	21
Figura 2.4 - Circuito equivalente de uma célula solar fotovoltaica.	26
Figura 2.5 - Curva corrente-tensão do módulo solar fotovoltaico BP2150S para diferentes temperaturas.	28
Figura 2.6 - Diagrama de blocos de um sistema solar fotovoltaico isolado para alimentar cargas CC com unidade de armazenamento.	30
Figura 2.7 - Diagrama de blocos de um sistema solar fotovoltaico isolado para alimentar cargas CA com unidade de armazenamento.	30
Figura 2.8 - Diagrama de blocos de um sistema solar fotovoltaico híbrido para alimentar cargas CA com unidade de armazenamento.	31
Figura 2.9 - Sistema solar fotovoltaico interligado à rede elétrica.	32
Figura 2.10 - Diagrama de blocos de um sistema solar fotovoltaico monofásico ligado à rede.	33
Figura 2.11 - Configurações típicas de grandes centrais fotovoltaicas: (a) Com Inversor Central; (b) Com Cadeia de Inversores; (c) Com Múltiplos Conversores; (d) Com Inversores Reconfiguráveis.	34
Figura 2.12 - Topologia de conversor de potência de estágio único sem isolamento.	36
Figura 2.13 - Topologia de conversor de potência de estágio único com isolamento.	37
Figura 2.14 - Topologia de múltiplos estágios com conversor CC-CC <i>boost</i> isolada.	37
Figura 2.15 - Topologia de múltiplos estágios com conversor CC-CC <i>flyback</i> isolada.	38
Figura 2.16 - Topologia de múltiplos estágios com conversor CC-CC <i>full-bridge</i> isolada.	38
Figura 2.17 - Topologia de múltiplos estágios com conversor CC-CC <i>push-pull</i> isolada.	39
Figura 2.18 - Topologia de múltiplos estágios com conversor CC-CC <i>boost</i> não isolada.	39
Figura 2.19 - Topologia de múltiplos estágios com conversor CC-CC <i>buck-boost</i> não isolada.	39
Figura 3.1 - Inversor monofásico do tipo CSI.	41
Figura 3.2 - Inversor de potência monofásico do tipo VSI.	42
Figura 3.3 – Inversor multinível CCMLI (<i>Cascaded Cell Multilevel Inverter</i>) monofásico de 5 níveis.	43
Figura 3.4 – Inversor NPC (<i>Neutral Point Clamped</i>) monofásico de 3 níveis.	44

Figura 3.5 - Representação dos 3 estados permitidos pelo inversor NPC de 3 níveis: (a) $V_0 = V_{cc2}$; (b) $V_0 = -V_{cc2}$; (c) $V_0 = 0$	45
Figura 3.6 - Onda portadora e sinal de modulação para PWM bipolar [35].	46
Figura 3.7 – Onda portadora e sinais de modulação PWM Unipolar [36]......	47
Figura 3.8 – Sinais de modulação PWM para Inversor Multinível.	49
Figura 3.9 - Estrutura básica de um PLL.....	50
Figura 3.10 - Diagrama de blocos linear PLL.....	50
Figura 3.11 - Diagrama de blocos EPLL.	51
Figura 3.12 - Diagrama de blocos SFR-PLL.	52
Figura 3.13 - Diagrama de blocos SOGI-PLL.	52
Figura 3.14 - Inversor VSI monofásico com bobina de saída.	53
Figura 3.15 - Diagrama de blocos do controlador de corrente por <i>Periodic Sampling</i>	54
Figura 3.16 - Diagrama de blocos do controlo de corrente por histerese.....	55
Figura 3.17 - Diagrama de blocos de um controlador de corrente por PI com modulação SPWM.	55
Figura 3.18 - Curva de potência de um módulo solar fotovoltaico [58]......	56
Figura 3.19 - Algoritmo do controlo MPPT perturbação e observação.....	58
Figura 3.20 - Algoritmo do controlo MPPT condutância incremental.	60
Figura 4.1 - Modelo de simulação disponibilizado pelo <i>PSIM</i>	64
Figura 4.2 - Curvas características do módulo solar fotovoltaico BP2150S: (a) I-V; (b) P-V.....	65
Figura 4.3 - Curvas características e parâmetros do conjunto de 23 módulos solares conectados em série.....	65
Figura 4.4 - Sistema solar fotovoltaico simulado em <i>PSIM</i>	66
Figura 4.5 - Controlo do Inversor por SPWM.	66
Figura 4.6 - Sinais de controlo dos semicondutores do inversor: (a) S1; (b) S3.	67
Figura 4.7 - Sinais de controlo dos semicondutores do inversor: (a) S2; (b) S4.	68
Figura 4.8 - Formas de onda na saída do inversor sem filtro: (a) Tensão; (b) Corrente.	68
Figura 4.9 - <i>Zoom</i> das formas de onda na saída do inversor sem filtro: (a) Tensão; (b) Corrente.....	69
Figura 4.10 - Controlo de corrente do inversor NPC.	69
Figura 4.11 - Formas de onda da corrente do inversor: (a) Corrente de referência; (b) Corrente sintetizada.....	70
Figura 4.12 - <i>Ripple</i> da corrente sintetizada pelo inversor.	70
Figura 4.13 - <i>Zoom</i> do <i>ripple</i> da corrente sintetizada pelo inversor.....	71
Figura 4.14 - Controlo da tensão do barramento CC do inversor NPC.	71
Figura 4.15 - Tensão nos condensadores do barramento CC.....	72
Figura 4.16 - Mecanismo de sincronização com a rede elétrica.....	72
Figura 4.17 - Obtenção do ângulo da rede elétrica.....	73
Figura 4.18 - Tensão da rede elétrica e sinal gerado pela PLL.	73
Figura 4.19 - Bloco de controlo MPPT implementado no inversor NPC.	74
Figura 4.20 - Potência máxima disponível nos módulos solares fotovoltaicos (P_{Maxima}) e potência injetada na rede elétrica ($P_{Injetada}$).....	75
Figura 4.21 – Variação da potência máxima disponível nos módulos solares.	76
Figura 4.22 - Potência injetada na rede elétrica para a variação da radiação nos módulos imposta.....	76

Figura 4.23 - Corrente do conjunto de módulos solares fotovoltaicos para a variação da radiação nos módulos imposta.	77
Figura 4.24 - Corrente injetada na rede elétrica para a variação da radiação nos módulos imposta.	77
Figura 5.1 - Diagrama de blocos do sistema implementado.	79
Figura 5.2 – Esquema do conversor CC-CA tipo NPC.	80
Figura 5.3 – Conversor CC-CA NPC implementado.	81
Figura 5.4 - Condensador eletrolítico utilizado no barramento CC [65].....	81
Figura 5.5 – Placa de circuito impresso com condensadores do barramento CC.	82
Figura 5.6 - Módulo de IGBTs SKM50GB063D [67]: (a) Encapsulamento; (b) Esquema de ligações.	82
Figura 5.7 – Circuito de proteção de <i>gate</i> dos IGBTs.	83
Figura 5.8 - Bobina de acoplamento à rede elétrica.	83
Figura 5.9 - Circuito de <i>drive</i> de IGBTs modelo <i>SKHI22A(R)</i> da <i>Semikron</i> [67]: (a) Encapsulamento; (b) Esquema de ligações.	84
Figura 5.10 - Placa de <i>drive para</i> IGBTs [68].	84
Figura 5.11 - Diagrama de blocos do sistema de controlo.	85
Figura 5.12 - Sensor de tensão <i>CYHVS025A</i> da <i>ChenYang</i> [69]: (a) Encapsulamento; (b) Esquema de ligações.	86
Figura 5.13 – Placa do sensor de tensão implementado para medição da tensão na rede elétrica.	87
Figura 5.14 – Sensores de tensão montados na parte de trás do dissipador.	87
Figura 5.15 – Sensor de corrente <i>LA100P-SP13</i> [63]: (a) Encapsulamento; (b) Esquema de ligações.	88
Figura 5.16 - Placa do sensor de corrente para medição da corrente injetada na rede.	88
Figura 5.17 - ADC <i>MAX1320</i> : (a) Encapsulamento; (b) Esquema de ligações.	89
Figura 5.18 – Placa de condicionamento dos sinais dos sensores com ADCs de 14bits.	89
Figura 5.19- Placa de controlo <i>TMS320F28335</i>	91
Figura 5.20 - Ambiente de programação utilizado.	91
Figura 5.21 – Placa do <i>Digital Signal Processor TMS320F28335</i>	92
Figura 5.22 – Emulador XDS 100 da <i>Texas Instruments</i>	92
Figura 5.23 - Placa de interface entre o DSP e os <i>drivers</i> dos IGBTs.	93
Figura 5.24 - Interface de controlo da placa de comando.	93
Figura 5.25 - Placa de DAC utilizada para visualizar as variáveis de controlo em tempo real.	94
Figura 5.26 - Algoritmo do controlo implementado no DSP.	95
Figura 5.27 – Algoritmo de sincronização com a rede elétrica.	95
Figura 5.28 - Algoritmo de controlo para extração da máxima potência do sistema fotovoltaico.	96
Figura 5.29 - Algoritmo de controlo da tensão no barramento CC.	96
Figura 5.30 - Algoritmo de controlo da corrente de saída do conversor CC-CA.	97
Figura 6.1 – Aspeto da bancada de trabalho no Laboratório do GEPE.	99
Figura 6.2- Tensão da rede elétrica e ângulo gerado pelo oscilador controlado da PLL.	100
Figura 6.3 - Tensão da rede elétrica e sinal de referência (<i>V_{PLL}</i>).....	101
Figura 6.4 – Ensaio ao controlo de corrente do inversor com carga resistiva: (a) Corrente de referência introduzida no controlador (<i>I_{ref}</i>); (b) Corrente de saída sintetizada pelo inversor (<i>I_a</i>).	102
Figura 6.5 - Tensão no barramento CC: (a) Com Controlo ativo; (b) Sem controlo.	103

Figura 6.6 - Esquema de ligação para testar o funcionamento do controlo MPPT utilizando uma fonte de tensão não ideal.	103
Figura 6.7 – Ensaio ao controlo MPPT utilizando um carga resistiva na saída do inversor: (a) Potência extraída pelo inversor NPC; (b) Corrente de saída do inversor e tensão da rede elétrica.	105
Figura 6.8 - Ensaio ao controlo MPPT quando o sistema sofre uma perda de potência utilizando um carga resistiva na saída do inversor: (a) Potência extraída pelo inversor NPC; (b) Corrente de saída do inversor e tensão da rede elétrica.	105
Figura 6.9 - Ensaio ao controlo MPPT quando o sistema sofre um aumento da potência utilizando um carga resistiva na saída do inversor: (a) Potência extraída pelo inversor NPC; (b) Corrente de saída do inversor e tensão da rede elétrica.	106
Figura 6.10 - Esquema de ligação à rede elétrica utilizando uma fonte de tensão.	106
Figura 6.11 - Corrente injetada na rede elétrica: (a) Corrente com 3,5 A de valor eficaz; (b) Corrente com 7 A de valor eficaz.	107
Figura 6.12 - Tensão nas duas partes do barramento CC: (a) Para uma corrente injetada na rede de 5 A de pico; (b) Para uma corrente injetada na rede de 10 A de pico.	107
Figura 6.13 - Esquema de ligação para testar a injeção na rede elétrica da máxima potência disponível no lado CC.	108
Figura 6.14 – Corrente, tensão, fator de potência e potência extraída pelo inversor NPC ligado à rede elétrica.	109
Figura 6.15 – Ensaio de injeção de energia na rede elétrica: (a) Corrente injetada e tensão da rede elétrica; (b) Taxa de distorção harmónica da corrente.	110
Figura 6.16 - Corrente, tensão, fator de potência e potência extraída pelo inversor NPC ligado à rede elétrica quando o sistema sofre uma diminuição de potência.	110
Figura 6.17 – Ensaio de injeção de energia na rede elétrica quando o sistema sofre uma diminuição de potência: (a) Corrente injetada e tensão da rede elétrica; (b) Taxa de distorção harmónica da corrente.	111
Figura 6.18 - Corrente, tensão, fator de potência e potência extraída pelo inversor NPC ligado à rede elétrica quando o sistema sofre um aumento de potência.	111
Figura 6.19 – Ensaio de injeção de energia na rede elétrica quando o sistema sofre um aumento de potência: (a) Corrente injetada e tensão na rede elétrica; (b) Taxa de distorção harmónica da corrente.	112

Lista de Tabelas

Tabela 1.1 - Potência total instalada em sistemas solares fotovoltaicos isolados e ligados à rede elétrica, potência total instalada, potência total instalada em 2011 e potência instalada durante 2011 em sistemas ligados à rede elétrica nos países membros da <i>International Energy Agency</i>	5
Tabela 1.2 - Histórico da potência total instalada nos vários países da IEA deste 2000 até 2011 (MW).	7
Tabela 1.3 - Histórico da potência instalada em módulos solares fotovoltaicos em Portugal desde 2000 até 2011.	10
Tabela 1.4 - Quadro geral da produção de energia solar fotovoltaica.	12
Tabela 1.5 - Fabricantes de módulos solares fotovoltaicos em Portugal.	13
Tabela 3.1 – Combinação de estados permitidos num inversor VSI.	43
Tabela 3.2 – Combinação de estados permitidos no inversor NPC de 3 níveis.	45
Tabela 3.3 – Resumo do comportamento da potência num algoritmo P&O [58].	58
Tabela 4.1 – Especificações do módulo solar fotovoltaico BP 2150S.	64
Tabela 5.1 - Principais características do microcontrolador <i>TMS320F28335</i>	91
Tabela 6.1 - Resumo dos ensaios ao controlo MPPT implementado para 3 casos, estado inicial, diminuição da potência máxima disponível e aumento da potência máxima disponível.	104
Tabela 6.2 – Resumo dos ensaios ao inversor NPC com MPPT interligado à rede elétrica para 3 casos, estado inicial, diminuição da potência máxima disponível, aumento da potência máxima disponível para 2 valores de tensão no barramento CC.	108

Lista de Siglas e Acrónimos

ADC	<i>Analog to Digital Converter</i>
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CCMLI	<i>Cascaded Cell Multilevel Inverter</i>
CCS	<i>Code Composer Studio</i>
CPV	<i>Concentrator Photovoltaic</i>
CSI	<i>Current Source Inverter</i>
DAC	<i>Digital to Analog Converter</i>
DCMLI	<i>Diode Clamped Multilevel Inverter</i>
DSP	<i>Digital Signal Processor</i>
ESR	<i>Equivalent Series Resistor</i>
FCMLI	<i>Flying Capacitor Multilevel Inverter</i>
GEPE	Grupo de Eletrónica de Potência e Energia
I/O	<i>Input/Output</i>
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Engineers</i>
IGBT	<i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i>
IncCond	Incremental Conductance
IPP	<i>Independent Power Producer</i>
ISC	<i>Short Circuit Current</i>
JTAG	<i>Joint Test Action Group</i>
MOSFET	<i>Metal–Oxide–Semiconductor Field-Effect Transistor</i>
MPP	<i>Maximum Power Point</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracker</i>
NPC	<i>Neutral Point Clamped</i>
OPEC	<i>Organization of the Petroleum Exporting Countries</i>
P&O	Perturbação e Observação
PCB	<i>Printed Circuit Board</i>
PI	Proporcional Integral
PLL	<i>Phase Locked Loop</i>
PV	<i>Photovoltaic</i>
PVPS	<i>Photovoltaic Power Systems</i>

PWM	<i>Pulse Width Modulation</i>
SHE	<i>Selective Harmonic Elimination</i>
SPWM	<i>Sinusoidal Pulse Width Modulation</i>
STC	<i>Standard Test Conditions</i>
SVM	<i>Space Vector Modulation</i>
TPES	<i>Total Primary Energy Supply</i>
VOC	<i>Open Circuit Voltage</i>
VSI	<i>Voltage Source Inverter</i>

CAPÍTULO 1

Introdução

1.1. O Problema Energético

Os recursos provenientes da natureza foram sempre a principal fonte para o homem saciar as suas necessidades básicas, através da sua habilidade e astúcia para explorar, obter e transformar tais recursos de modo a perpetuar a sua existência. Com a evolução das gerações as necessidades do homem tornaram-se mais exigentes e numerosas, principiando um inevitável crescimento da exploração dos recursos naturais como o carvão, o petróleo e o gás natural.

O desenvolvimento da economia e o crescimento da população mundial foram os principais fatores impulsionadores da constante e exaustiva procura por recursos fósseis. Esta grande tendência necessita ser controlada mantendo o ponto de equilíbrio entre a preservação e o progresso económico, não prejudicando o acesso das futuras gerações aos recursos naturais. O desenvolvimento sustentável não é simplesmente uma ideologia que deve ser ignorada, pelo simples facto de se poder estar a desistir do único instrumento existente para manter todos os processos ecológicos, preservando os recursos bióticos necessários à sobrevivência da espécie humana com qualidade de vida.

Sem energia o desenvolvimento económico estaria em causa, contudo o aumento descontrolado do consumo de energia por parte das grandes economias mundiais agrava a dependência energética. Esse consumo descontrolado tem implicações diretas na disponibilidade das reservas naturais dos combustíveis fósseis, contribuindo para a escassez dos mesmos, que por sua vez influencia diretamente o preço do petróleo. Este comportamento tem também implicações diretas nas alterações climáticas, contribuindo para o aquecimento global através da libertação de gases de efeito de estufa como o CO₂ (dióxido de carbono).

Por outro lado, a sociedade moderna necessita também de uma qualidade de vida aceitável que se prolongue pelas gerações futuras. Isto só será possível conciliando o consumo de energia, mais especificamente o modo de obtenção da mesma com o desenvolvimento sustentável. Contudo, o número de consumidores a aumentar e as

metas ambientais necessárias para cumprir, só resta uma alternativa, investir na produção de energia de uma forma limpa, já que cada vez mais é maior a preocupação em preservar o meio ambiente [1].

Portugal no que respeita às energias renováveis tem condições privilegiadas, pois dispõe de uma vasta rede hidrográfica, de uma elevada exposição solar e de excelentes condições eólicas que lhe concedem uma ótima conjuntura para aproveitamento de todo este potencial energético para produção de energia elétrica e consequente diminuição da dependência energética.

De acordo com a *International Energy Agency* (IEA), Portugal não tem qualquer tipo de capacidade de produção em termos energéticos que não as fontes renováveis, mais precisamente não possui fontes de energia não renováveis como poços de petróleo, minas de carvão ou depósitos de gás natural para produção de energia elétrica. Tal escassez de recursos coloca Portugal numa situação de total dependência de importações.

Na Figura 1.1 é possível verificar que em 2009 o petróleo e o gás natural representavam cerca de 68% das necessidades energéticas primárias de Portugal enquanto o carvão apenas representa uma parcela mínima de cerca de 12%. Apesar do petróleo ser a fonte de energia primária dominante em Portugal ao longo das últimas quatro décadas, a sua participação no TPES (*Total Primary Energy Supply*) diminuiu de 74% em 1973 para 50% em 2009, tal facto ocorre sobretudo devido à introdução do gás natural em Portugal em 1997. Enquanto as contribuições das energias renováveis aumentaram ligeiramente.

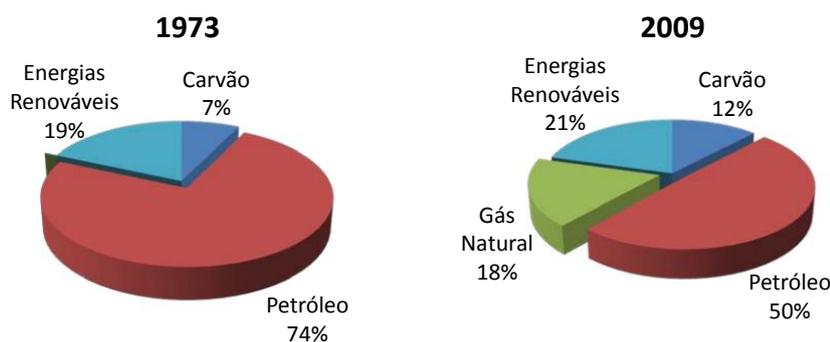


Figura 1.1 - Necessidades energéticas primárias de Portugal [2].

Segundo a *International Energy Agency* (IEA) as necessidades de Portugal em relação ao petróleo diminuirão para 46% até 2020, contudo este se manterá a maior fonte de energia do país. É esperado que o gás natural continue a representar uma parcela crescente do fornecimento de energia primária, prevendo-se que alcance os 27% em 2020 [2].

De acordo com a previsão da União Europeia o rápido aumento das capacidades de produção de petróleo pelos países da OPEC (*Organization of the Petroleum Exporting Countries*) tendo em vista o equilíbrio das necessidades do sistema energético mundial, não serão facilmente alcançáveis. A escassez do mesmo pode até induzir a médio prazo um aumento desproporcional do preço do petróleo o que limitaria a procura e incentivaria o desenvolvimento de energias alternativas [3].

A Figura 1.2 ilustra uma projeção para a evolução do preço do petróleo e do gás natural até 2050. Neste destaca-se um visível aumento do preço dos mesmos com intuito não tanto de estimular alternativas de abastecimento mas para conter a evolução da procura mundial, que de outro modo seria insustentável.

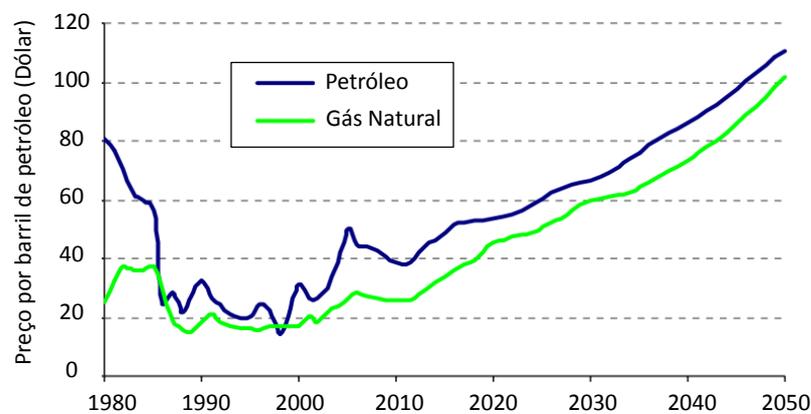


Figura 1.2 - Projeção do preço do petróleo e do gás natural [3].

As reservas naturais do carvão são bastante dispersas e muitas vezes localizadas em grandes países consumidores em maiores quantidades que as reservas de petróleo e de gás natural. A evolução ascendente do preço do petróleo e do gás natural criará uma grande vantagem em termos de custo para o carvão, devido ao facto de não ser previsível um aumento tão acentuado do preço do carvão como é expectável que seja do petróleo.

Contudo, a obtenção de energia elétrica irá continuar a ser dominada pelos recursos fósseis, que representaram uma grande parte da fonte de energia, contribuindo para um preocupante prognóstico da situação ambiental.

O efeito combinado de todas as mudanças estruturais e tecnológicas provocará um aumento significativo de emissões de CO_2 . Segundo previsto, em 2050 as emissões serão 2,25 vezes maiores que em 1990. Este comportamento é uma consequência do crescimento populacional e do desenvolvimento tecnológico.

Na Figura 1.3 é possível visualizar a previsão do aumento das emissões de CO_2 até 2050. As emissões de CO_2 dos países industrializados serão aproximadamente estáveis devido à baixa taxa de crescimento da população e da economia. Por outro

lado, as emissões dos países em vias de desenvolvimento continuarão a crescer, aumentando três vezes mais durante o período de desenvolvimento, até certo ponto por causa do aumento do preço do petróleo e do gás [3].

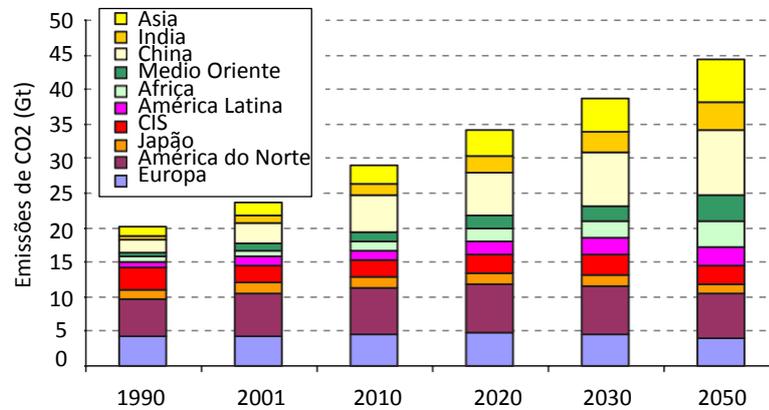


Figura 1.3 - Emissões de CO2 no Mundo [3].

1.2. Energia Solar Fotovoltaica no Mundo

A energia solar fotovoltaica é uma área em constante expansão e tem sido uma forte aposta como fonte alternativa à produção de energia elétrica. O seu crescimento na última década foi significativamente expressivo como comprovam os dados divulgados pela *International Energy Agency* (IEA) [4]. Esta agência internacional foi fundada em 1974 é um organismo autónomo, no âmbito da organização, cooperação e desenvolvimento económico (OCDE), que tem como missão a cooperação energética entre os seus 28 países membros e a Comissão Europeia. No âmbito das energias renováveis, mais precisamente na energia solar fotovoltaica foi criado um programa, *Photovoltaic Power Systems Programme* (PVPS), que tem como missão aumentar os esforços de colaboração internacional para impulsionar o desenvolvimento e a implementação da energia solar fotovoltaica como uma opção sustentável para a produção de energia através de fontes renováveis.

Em 2011, a potência total instalada em tecnologia solar fotovoltaica nos 28 países membros da IEA, era de aproximadamente 63,6 GW, dos quais cerca de 28 GW de capacidade foram instalados em 2011, como é possível comprovar pela Tabela 1.1 [4].

A potência total instalada na Alemanha e na Itália representa cerca de 60% da potência total instalada em 2011. A Alemanha, a Itália, a China, os EUA, a França e o Japão, juntos representam 86% da potência total instalada em 2011. Em 2011, estes seis países alcançaram a meta de instalação anual de 1 GW. A taxa anual de crescimento da capacidade instalada em 2011 nos 28 países membros da IEA foi de cerca de 82%, significativamente mais que no ano de 2010, onde foi registado um crescimento de

cerca de 68%. A capacidade fotovoltaica instalada em todo o mundo durante 2011 está estimada em cerca de 30 GW.

Tabela 1.1- Potência total instalada em sistemas solares fotovoltaicos isolados e ligados à rede elétrica, potência total instalada, potência total instalada em 2011 e potência instalada durante 2011 em sistemas ligados à rede elétrica nos países membros da *International Energy Agency*.

Países	Potência total instalada não ligada à rede (MW)		Potência total instalada ligada à rede (MW)		Potência total instalada (MW)	Potência Total instalada durante 2011 (MW)	Potência instalada durante 2011 ligada à rede (MW)
	Doméstico	Não Doméstico	Distribuída	Centralizada			
AUS	101,8	62	1236,8	7,4	1407,9	837	761
AUT	4,5		182,7		187,2	91,7	91
BEL	-		-		2000	963	963
CAN	23,3	37,7	131,6	366,1	558,7	277,6	276,7
CHE	4,4		204,1	2,6	211,1	100,2	100
CHN	81,8	36,3	774	2391,9	3300	2500	2485
DEU	-		24820		24820	7500	7500
DNK	0,3	0,5	15,9	0	16,7	9,7	9,5
ESP	-		-		4260	345	345
FRA	29,4		2289	513	2831,4	1634,1	1634
GBR	-		-		976	899	899
ISR	3,5	0,3	186	0	189,7	119,6	119,4
ITA	-	10	4208,7	8584,2	12802,9	9304,6	9303,6
JPN	5,5	97,7	4741,5	69,2	4913,9	1295,8	1291,3
KOR	1	5	177,3	629	812,3	156,7	156,7
MEX	27,4		7,7	2	37,1	6,5	4,5
MYS	11	-	2,5	-	13,5	0,9	0,9
NLD	5,4		126		131,4	43	43
NOR	-		-		9	<1	<1
PRT	3,2		140,4		143,6	12,8	12,7
SWE	5,7	0,8	8,87	0,4	15,8	4,3	3,6
TUR	-		-		7	1	1
USA	-		2828	1137	3966	1867	1867
Total (MW)	1190		62421		63611	27970	27869

De acordo com a *International Energy Agency* (IEA) os sistemas solares fotovoltaicos podem ser classificados como sistemas *Grid-Connected* ou *Off-Grid*. Os sistemas *Grid-Connected* são sistemas ligados à rede elétrica, nos quais é possível distinguir dois tipos, os *Grid-Connected Distributed* que são sistemas que podem fornecer energia a um determinado cliente conectado à rede elétrica e/ou injetar energia diretamente na rede elétrica, e os sistemas *Grid-Connected Centralized* são sistemas que fornecem exclusivamente energia elétrica à rede.

Os sistemas *Off-Grid* são sistemas que não se encontram conectados à rede elétrica, estes podem ser diferenciados entre *Off-Grid Domestic*, que são sistemas que fornecem energia elétrica para cargas não conectadas à rede elétrica e

Off-Grid Non-Domestic, que são sistemas que fornecem energia elétrica a uma vasta gama de aplicações, tais como, sistemas de refrigeração, telecomunicações, bombeamento de águas e ajudas à navegação.

A Figura 1.4 apresenta o crescimento da capacidade fotovoltaica instalada desde 1992 relativamente aos sistemas isolados e aos sistemas ligados à rede elétrica. Os dados relativamente aos países membros da IEA representam uma proporção significativa da capacidade fotovoltaica mundial [4].

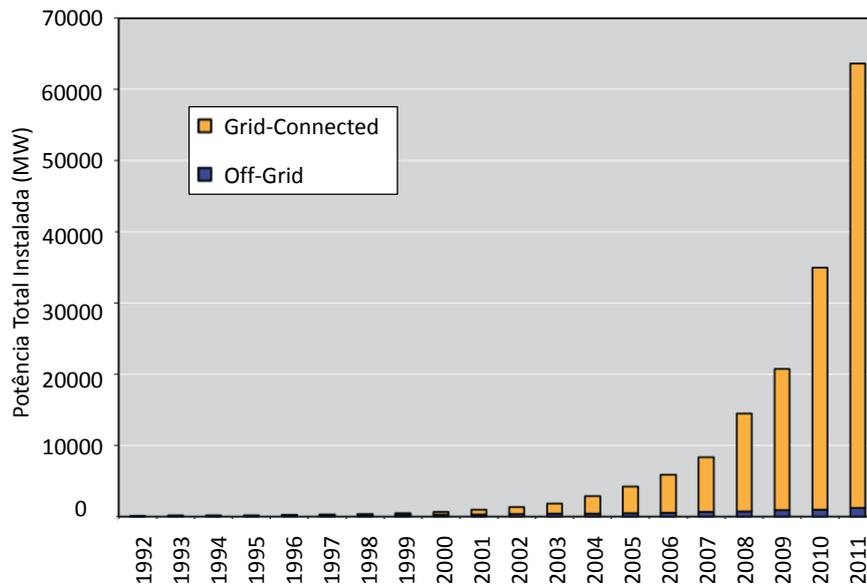


Figura 1.4 - Evolução da capacidade fotovoltaica instalada nos países membros da *International Energy Agency* para sistemas isolados e sistemas ligados à rede elétrica [4].

Através da Figura 1.4 é possível observar a evolução da capacidade fotovoltaica instalada nos países membros da IEA, que representa uma estimativa significativa da potência instalada no mundo.

Entre 1992 e 2000 a tecnologia solar fotovoltaica ainda era pouco fiável, estando ainda em processo de desenvolvimento. Entre 2000 e 2005 os sistemas solares fotovoltaicos eram ainda uma potencialidade em vias de desenvolvimento e a potência total instalada não alcançava os 5 GW. Contudo, essa tendência foi quebrada a partir de 2005, quando os sistemas solares fotovoltaicos começaram a surgir em força e foram uma grande aposta, tendo a instalação dos mesmo subindo exponencialmente chegando a atingir a barreira dos 10 GW em 2008 e os 20 GW em 2009. A potência total instalada chegou a atingir os 35 GW em 2010 e os 63 GW em 2011 [4].

Na Tabela 1.2 é apresentado o histórico da potência total instalada nos vários países da IEA deste 2000 até 2011. De entre os vários países pertencentes a IEA, relativamente à capacidade instalada em 2011, podemos destacar a Itália com um crescimento exponencial de cerca de 266% comparativamente ao ano de 2010,

claramente foi um dos países a investir fortemente nesta tecnologia. No entanto também é de realçar o crescimento da potência total instalada em França que registou um crescimento de 169%. Nos EUA, na Alemanha e no Japão foram obtidos crescimentos de cerca de 56%, 43% e 36% respetivamente [4].

Tabela 1.2 - Histórico da potência total instalada nos vários países da IEA deste 2000 até 2011 (MW).

País	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
AUS	29,2	33,6	39,1	45,6	52,3	60,6	70,3	82,5	104,5	187,6	570,9	1407,9
AUT	4,9	6,1	10,3	16,8	21,1	24	25,6	27,7	32,4	52,6	95,5	187,2
BEL	-											2000
CAN	7,2	8,8	10	11,8	13,9	16,8	20,5	25,8	32,7	94,6	281,1	558,7
CHE	15,3	17,6	19,5	21	23,1	27,1	29,7	36,2	47,9	73,6	110,9	211,1
CHN	19	23,5	42	52	62	70	80	100	140	300	800	3300
DEU	76	186	296	435	1105	2056	2899	4170	6120	9914	17320	24820
DNK	1,5	1,5	1,6	1,9	2,3	2,7	2,9	3,1	3,3	4,6	7,1	16,7
ESP	2	4	7	12	24	49	148	705	3463	3523	3915	4260
FRA	11,3	13,9	17,2	21,1	26	33	43,9	75,2	179,7	380,2	1197,3	2831,4
GBR	1,9	2,7	4,1	5,9	8,2	10,9	14,3	18,1	22,5	26	79,8	976
ISR	-				0,9	1	1,3	1,8	3	24,5	69,9	189,7
ITA	19	20	22	26	30,7	37,5	50	120,2	458,3	1181,3	3502,3	12802,9
JPN	330,2	452,8	636,8	859,6	1132	1421,9	1708,5	1918,9	2144,2	2627,2	3618,1	4913,9
KOR	4	4,7	5,4	6	8,5	13,5	35,9	81,2	357,6	524,2	655,6	812,3
MEX	13,9	15	16,2	17,1	18,2	18,7	19,7	20,8	21,8	25	30,6	37,1
MYS	-						5,5	7	8,8	11,1	12,6	13,5
NLD	12,8	20,5	26,3	45,7	49,2	50,7	52,2	52,8	56,8	67,5	88	131,4
NOR	6	6,2	6,4	6,6	6,9	7,3	7,7	8	8,3	8,7	9,1	9
PRT	1,1	1,3	1,7	2,1	2,7	3	3,4	17,9	68	102,2	130,8	143,6
SWE	2,8	3	3,3	3,6	3,9	4,2	4,8	6,2	7,9	8,8	11,4	15,8
TUR	0,4	0,6	0,9	1,3	1,8	2,3	2,8	3,3	4	5	6	7
USA	138,8	167,8	212,2	275,2	376	479	624	830,5	1168,5	1616	2534	3966
Total	697,3	989,6	1378	1866	2969	4389,2	5850	8312,2	14453,2	20757,7	35046	63611,2

Apesar destas taxas elevadas de crescimento a Alemanha continua a ser líder de mercado neste tipo de tecnologia com uma potência total instalada de quase 25 GW. Aproximadamente o dobro da segunda maior potência nesta tecnologia, a Itália com um pouco menos 13 GW.

O mercado das aplicações solares fotovoltaicas *Grid-Connected* cresceu exponencialmente, sendo um mercado em constante expansão. A Itália em 2011 foi o país onde o mercado deste tipo de aplicação solar fotovoltaica obteve o maior crescimento. Com tanta ênfase relativamente à grande quantidade de sistemas

conectados à rede elétrica, as ligações *Off-Grid* sofreram um grande decréscimo da sua participação no mercado fotovoltaico. Este facto deve-se também às políticas implementadas que não apoiam financeiramente as aplicações *Off-Grid*, contrariamente às aplicações *Grid-Connected* que têm grandes apoios financeiros para a sua instalação.

A Figura 1.5 revela a predominância alcançada pelos sistemas solares fotovoltaicos conectados à rede elétrica nos países da IEA-PVPS.

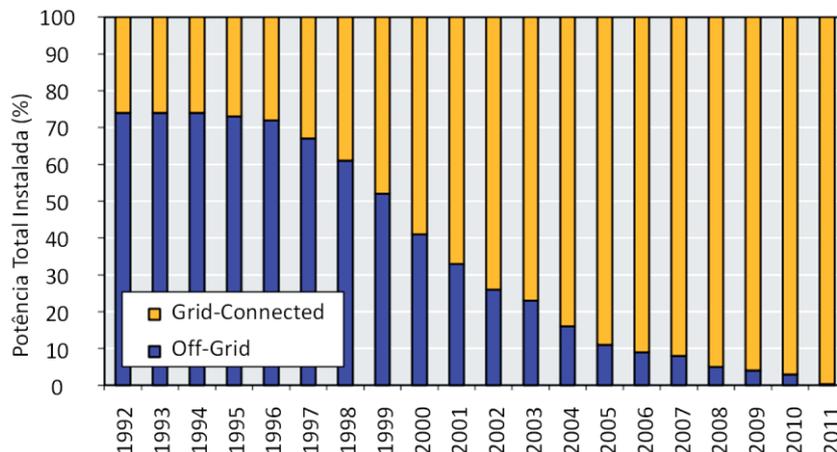


Figura 1.5 - Sistemas *Grid-Connected* e *Off-Grid* nos países membros da IEA PVPS [4].

É de notar que a discrepância entre os sistemas isolados e os sistemas conectados à rede elétrica apenas ocorreu há cerca de uma década. Anteriormente a esse período as capacidades instaladas das diferentes configurações era aproximadamente igual. Do total da capacidade solar fotovoltaica instalada nos países da IEA-PVPS durante 2011 foram instalados em sistemas isolados menos de 0,4% e atualmente esta configuração representa cerca de 2% da capacidade total instalada [4].

Na Figura 1.6 é apresentada a central *Agua Caliente Projeto Solar*, a maior central fotovoltaica do mundo [5].



Figura 1.6 - Maior central fotovoltaica do mundo *Agua Caliente Projeto Solar* [5].

Agua Caliente Proyecto Solar localizada a 65 km leste da cidade *Yuma* no estado do Arizona nos Estados Unidos da América (EUA) é a maior central fotovoltaica operacional do mundo, com 5 200 000 módulos solares fotovoltaicos perfazendo um total de 250 MW conectados à rede elétrica. O início do planeamento desta central foi em 2008, e 2014 será o ano de conclusão da construção que terá uma capacidade de geração de 290 MW.

1.3. Energia Solar Fotovoltaica em Portugal

Em 2010 segundo dados publicados pelo *Eurostat* a energia proveniente de fontes de energia renovável representava cerca de 12,4% do consumo total de energia na UE27, substancialmente mais que os 11,7% e 10,5% obtidos em 2009 e 2008, respetivamente.

Em 2020 é espectável que 20% do total do consumo de energia de todos os estados membros da EU seja proveniente de fontes renováveis, meta imposta numa diretiva de 2009 sobre definição de metas para energia renovável. Em 2010, a maior proporção de energias renováveis relativamente ao consumo total foi registado na Suécia, com cerca de 47,9% do consumo total de energia proveniente de fontes de energia renováveis, enquanto a menor foi obtida em Malta com apenas cerca de 0,4%.

Em 2010, 24,6% do consumo total de energia em Portugal era oriundo de fontes de energia renováveis, como energia hídrica, eólica e fotovoltaica. De acordo com o quadro de políticas relacionadas com a energia, Portugal terá de cumprir por um lado as recomendações da *Troika* e por outro lado os compromissos já assumidos com a União Europeia, nomeadamente o plano de energia 20-20-20. De acordo com este plano, Portugal tem de cumprir o objetivo obrigatório de até 2020 reduzir em 20% as emissões de gases com efeito de estufa, aumentar em 20% a eficiência energética e utilizar 20% de energias renováveis no consumo total de energia [6].

Apesar da crise existente em Portugal, dados estatísticos publicados pela *International Energy Agency* (IEA) comprovam que a potência total instalada em Portugal cresceu 9% em 2011 atingindo uma capacidade de cerca de 144 MW. A Figura 1.7 mostra o histórico da potência total instalada em módulos solares fotovoltaicos em Portugal desde 2000 até 2011.

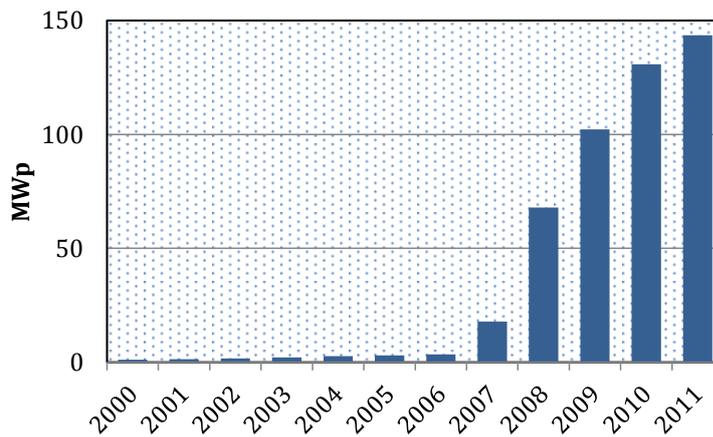


Figura 1.7 - Potência total instalada em Portugal em módulos solares fotovoltaicos [7].

Na Tabela 1.3 é apresentada a evolução da potência instalada em módulos solares fotovoltaicos em Portugal, em sistemas isolados e em sistemas ligados à rede elétrica.

Tabela 1.3 - Histórico da potência instalada em módulos solares fotovoltaicos em Portugal desde 2000 até 2011.

Ano	Sistemas Isolados (MWp)	Sistemas ligados à rede elétrica (MWp)	Potência total instalada no ano (MWp)	Potência total instalada (MWp)
2000	0,22	0,08	0,3	1,14
2001	0,12	0,05	0,17	1,31
2002	0,29	0,07	0,36	1,67
2003	0,4	0,01	0,4	2,07
2004	0,55	0,08	0,63	2,7
2005	0,22	0,07	0,29	2,99
2006	0,2	0,23	0,43	3,42
2007	0,2	14,25	14,45	17,87
2008	0,1	49,98	50,08	67,95
2009	0,1	34,15	34,25	102,2
2010	0,1	28,55	28,65	130,85
2011	0,1	12,65	12,75	143,6

É possível constatar o decréscimo da potência total instalada em sistema *Off-Grid*, contrariamente aos sistemas ligados à rede que apresentam um crescimento acentuado [7].

A maior central solar fotovoltaica existente em Portugal está localizada na Amareleja, no concelho de Moura, distrito de Beja. Na Figura 1.8 é apresentada a central solar fotovoltaica da Amareleja.



Figura 1.8 - Maior central fotovoltaica de Portugal [8].

A central fotovoltaica da Amareleja é a maior de Portugal com uma potência total instalada de 45,78 MWp, dotada de um sistema de orientação azimutal dos módulos solares fotovoltaicos. O início das obras de construção foi em novembro de 2007 e a conclusão com a respetiva ligação à rede elétrica ocorreu em dezembro de 2008. A atual proprietária da central solar da Amareleja é a empresa espanhola *Acciona*. Na Figura 1.9 apresenta-se um diagrama da estrutura da central fotovoltaica da Amareleja.



Figura 1.9 - Estrutura da central solar fotovoltaica da Amareleja [8].

Esta é constituída por 2 520 seguidores solares com orientação azimutal que têm como objetivo seguir a trajetória do sol para otimizar a captação de energia e por 262 080 módulos solares fotovoltaicos de silício policristalino fixos. Interligados aos módulos solares fotovoltaicos são utilizados inversores que convertem a corrente contínua proveniente dos módulos solares fotovoltaicos em corrente alternada, mais precisamente são utilizados 70 inversores de 500 kW em toda a central.

A central é também constituída por postos de transformação que elevam a tensão de 0,22 kV para 20 kV, por um centro de controlo que monitoriza e controla o funcionamento de toda a central e por uma subestação central que eleva a tensão de

20 kV para 60 kV, com o objetivo de injetar na rede elétrica toda a energia produzida de modo a que esta possa ser transportada pela rede até aos pontos de consumo.

Posteriormente foi construída em Moura, associada à central, uma fábrica de módulos solares fotovoltaicos, a *Fluitemnik*, que produz diariamente módulos para as marcas nacionais e internacionais.

1.4. Produtores e Custos

O estatuto de produção em regime especial é o principal instrumento de promoção dos sistemas solares fotovoltaicos. Dentro deste estatuto especial é possível destacar três variantes distintas, o produtor de energia independente (*Independent Power Producer-IPP*) em vigor desde 1988, a minigeração em vigor desde 2007 revista em 2010 e a microgeração em vigor desde 2011. Na Tabela 1.4 é apresentado um quadro com os diferentes tipos de produção fotovoltaica e algumas características associadas [7].

Tabela 1.4 - Quadro geral da produção de energia solar fotovoltaica.

Quadro Geral	Produtor Independente	Minigeração	Microgeração
Decreto-Lei	312/2001 e 225/2007	34/2011	118-A/201
Capacidade Máxima	Sem limite	250kW	5,75kW monofásico/trifásico 10,04kW trifásico em condomínios
Tarifa Inicial	Integração em Edifício	5,75kW até 20kW - 0,25€/kWh	<3,68kW - 0,40€/kWh
	<5kW - 0,469€/kWh		
	Até 150kWh - 0,354€/kWh		
	Base em Terreno	20kW até 250kW - Processo De Licitação com base na Tarifa Premium	<10,04kW (condomínios) - 0,40€/kWh
	<5kW - 0,447€/kWh		
>5kW - 0,317€/kWh			

Como esperado o regime de microprodução foi revisto em 2010 e prorrogado para sistemas com maior capacidade, denominados de minigeração. Associado a este foram permitidas as instalações com maiores capacidades até 250 kW. Além dos incentivos de produção em regime especial os investidores em equipamento desta tecnologia podem deduzir cerca de 30% em impostos até um valor máximo de 800€. Em contrapartida, a taxa de IVA do equipamento passou de 12% para 23%.

Em Portugal existem 5 fabricantes de módulos solares fotovoltaicos que utilizam células de silício cristalino (*c-Si*) e células de silício amorfo (*a-Si*). Existem mais duas

empresas só que estas dedicam-se exclusivamente à montagem de concentradores solares fotovoltaicos (*Concentrator photovoltaic* - CPV). Na Tabela 1.5 é apresentado uma lista das empresas fabricantes de módulos solares fotovoltaicos em Portugal [7].

Tabela 1.5 - Fabricantes de módulos solares fotovoltaicos em Portugal.

Empresa	Capacidade Máxima (MW)	Capacidade Atual (MW)	Produção 2011 (MW)	Tecnologia
Open Renewables	65	65	34	c-Si 77% mono e 23% poly
Martifer Solar	50	25	21,3	c-Si (poly)
SolarPlus	10	10	5,5	a-Si (junção dupla)
Goosun	10	10	-	c-Si (poly)
Fluitechnik	50	50	25	c-Si 15% mono e 85% poly
WS Energy	40	-	-	CPV
Magpower	54	-	-	CPV

1.5. Motivações

Em alternativa à produção de energia elétrica através de fontes de energia como o petróleo, carvão ou gás natural surgem as fontes de energias renováveis, mais particularmente a energia solar fotovoltaica. Esta apresenta uma vasta gama de vantagens ambientais e económicas, contribuindo para a diminuição da dependência energética externa e contribuindo para crescimento económico sustentável.

Portugal é um dos países da Europa com a melhor exposição à radiação solar, sobretudo graças à sua condição geográfica privilegiada, estando assim em excelentes condições de explorar esta fonte de energia renovável e desenvolver o mercado da energia solar fotovoltaica.

Esta tecnologia permite a produção de energia elétrica para injeção na rede elétrica, para consumo próprio e também para fornecimento de energia a locais remotos não alcançáveis pela rede elétrica. Contudo, para injetar energia na rede elétrica é necessário predefinir alguns parâmetros como a forma de onda da tensão que deve ser sinusoidal com valor eficaz de 230 V e frequência de 50 Hz, pois os sistemas fotovoltaicos produzem energia sobre a forma de corrente contínua. A realização deste interface com elevada eficiência é um forte fator de motivação à elaboração desta

dissertação de mestrado. Contudo, a integração de áreas tão distintas como a eletrónica de potência, programação e o controlo neste projeto de dissertação são também outro forte fator de motivação.

1.6. Objetivos e Contribuições

O desenvolvimento deste trabalho de dissertação tem como principal objetivo a conceção teórica e o desenvolvimento prático de um sistema de eletrónica de potência, capaz de realizar o interface entre uma fonte de energia renovável, energia solar fotovoltaica e a rede elétrica. Este deve permitir a produção de energia elétrica de forma “limpa” para injetar na rede utilizando para tal uma configuração mais compacta que a tradicionalmente utilizada, otimizando a extração de energia dos módulos solares fotovoltaicos ao máximo em cada instante de tempo.

Os módulos solares fotovoltaicos existentes no mercado convertem energia solar, em energia elétrica sobre a forma de corrente contínua, contudo a rede elétrica transporta energia sobre a forma de corrente alternada. Para aproveitar a energia proveniente desta fonte de energia renovável é necessário realizar um interface que execute esta conversão de energia. Deste modo, são apresentados os objetivos para a realização deste projeto de dissertação:

- Estudo bibliográfico, com levantamento do “Estado da Arte”;
- Realização de simulações computacionais com recurso ao *PSIM*;
- Desenvolvimento do andar de potência do inversor;
- Desenvolvimento do sistema de controlo MPPT do inversor;
- Teste do inversor com MPPT integrado (teste em bancada);
- Escrita da dissertação de mestrado;
- Escrita de um artigo técnico.

Com esta dissertação de mestrado pretende-se contribuir com a implementação de uma topologia mais compacta que a tradicional (conversor CC-CC e conversor CC-CA), ou seja, pretende-se implementar uma configuração que utiliza somente um conversor CC-CA com uma topologia inovadora, denominada de *Neutral Point Clamped* (NPC). Também se pretende contribuir com a integração do algoritmo MPPT no sistema de controlo do inversor, de forma a extrair a máxima potência disponível nos módulos solares fotovoltaicos para injetar na rede elétrica.

1.7. Organização e Estrutura da Dissertação

O presente documento de dissertação encontra-se dividido em 6 capítulos. O capítulo 1, intitulado “Introdução”, descreve sumariamente o problema energético enfrentado pelo mundo, o ponto de situação da energia solar fotovoltaica no mundo e em Portugal. Engloba também os produtores existentes em Portugal bem como o custo de produção da tecnologia solar fotovoltaica, define objetivos e esclarece motivações.

O capítulo 2, intitulado “Tecnologias de Sistemas Fotovoltaicos”, introduz o suporte básico de conceitos teóricos relacionados com o tema, onde são abordados os tipos de células solares fotovoltaicas, os tipos de sistemas solares fotovoltaicos, as várias configurações de interface existentes para sistemas solares fotovoltaicos e a topologias de conversores.

No capítulo 3, intitulado “Inversores de Potência para Sistemas Fotovoltaicos”, são apresentados as topologias inversoras, as técnicas de modulação, as técnicas de controlo de corrente, as técnicas de sincronização com a rede elétrica e os algoritmos de controlo para extração da máxima potência.

No capítulo 4, intitulado “Dimensionamento e Simulações Computacionais”, são apresentadas todas as simulações computacionais realizadas em ambiente de simulação *PSIM* que permitiram validar os conceitos teóricos e aprovar o funcionamento do sistema. Neste capítulo foram simulados todos os elementos constituintes do sistema nomeadamente, módulos solares fotovoltaicos, inversor NPC, algoritmo de sincronização com a rede elétrica (PLL) e algoritmo de controlo de extração da máxima potência (MPPT).

No capítulo 5, intitulado “Implementação do Inversor”, são apresentados detalhadamente todos os circuitos implementados, designadamente o circuito de potência e o circuito de controlo.

No capítulo 6, intitulado “Resultados Experimentais”, são apresentados os resultados experimentais obtidos a partir do protótipo implementado. Neste são apresentadas as formas de onda obtidas e todos os dados relevantes.

O capítulo 7, intitulado “Conclusões e Sugestões de Trabalho Futuro”, apresenta todas as conclusões retiradas da conclusão do trabalho, bem como as sugestões para melhorar o trabalho realizado ao longo desta dissertação.

CAPÍTULO 2

Tecnologias de Sistemas Fotovoltaicos

2.1. Introdução à Energia Solar Fotovoltaica

Entre as várias fontes de energia alternativa aos combustíveis fósseis (energia solar, eólica, geotérmica, biomassa e hidroelétrica) a energia solar fotovoltaica assume um papel de relevo. O planeta Terra comporta-se como um grande sistema termodinâmico não isolado, ou seja, é caracterizado por permutas de energia com o exterior. Mais especificamente o planeta terra recebe energia proveniente do Sol e reflete-a para todo o espaço. Contudo, o planeta Terra não é definido como um sistema inerte portanto no seu interior são processadas inúmeras evoluções caracterizadas pela permuta de energia [9].

O Sol é uma poderosa fonte de energia natural, permanente e renovável, que irradia a Terra com radiação solar. Esta forma de energia é a única que o planeta recebe do exterior e é responsável pela manutenção das várias formas de vida existentes na Terra. O sol, mais especificamente a energia solar é responsável pela origem das outras formas de energia, pois o aquecimento irregular das massas de ar pelo sol provoca a circulação atmosférica, na qual o vento tem origem. Por outro lado, o petróleo, o carvão e o gás natural também se formam indiretamente devido à intervenção da energia solar, uma vez que os recursos fósseis são formados a partir de resíduos de plantas e animais que obtiveram energia solar, essencial no seu desenvolvimento [10][11].

A radiação é um processo de transferência de energia que não necessita de qualquer tipo de suporte intermedio ou contacto com o corpo radiante. A radiação solar é a designação atribuída à radiação emitida pelo sol sob a forma de ondas eletromagnéticas [12].

A quantidade de energia solar por unidade de tempo recebida numa determinada área da superfície terrestre perpendicular aos raios solares, à distância média Terra-Sol, chama-se constante solar, e o seu valor é de 1367 W/m^2 . O sol fornece uma quantidade avultada de energia, cerca de $1,5 \times 10^{18}$ kWh por ano, no entanto trata-se de uma fonte de energia bastante dispersa. Devido à ocorrência de reflexões e de absorções dos raios

solares pela atmosfera apenas uma fração da radiação chegar efetivamente à superfície terrestre [10][13].

A radiação global é a denominação da radiação total proveniente do sol que atinge a superfície terrestre. Esta é composta pela radiação solar direta, que corresponde à radiação que atinge diretamente a superfície terrestre, pela radiação solar difusa que corresponde à radiação que atinge a superfície terrestre depois de ter sido desviada por partículas atmosféricas (gotículas de água, nuvens) ou refletida em diferentes direções pelos componentes da atmosfera [12].

Apesar deste tipo de energia ter bastante potencial, a sua captação apresenta ainda algumas dificuldades. A energia solar fotovoltaica resulta da conversão direta da radiação solar em energia elétrica, contudo para a realização deste princípio é necessário recorrer à utilização de células solares fotovoltaicas que ainda não apresentam taxas de eficiência de conversão elevadas.

A obtenção de energia solar fotovoltaica tem como princípio básico o efeito fotoelétrico. A descoberta deste efeito foi atribuída ao físico francês *Alexandre Edmond Becquerel* em 1839, quando este verificou o aparecimento de uma diferença de potencial entre duas placas metálicas, de platina ou prata, mergulhadas num eletrólito, quando expostas à luz [14].

Mais tarde em 1877, *W. G. Adams e R. E. Day*, descobriram o mesmo efeito mas desta vez num material semicondutor, o selénio. Desta descoberta surgiu o primeiro dispositivo de produção de energia elétrica por exposição à luz. Tratava-se de um dispositivo composto por uma camada de selénio depositada num substrato de ferro e com uma segunda camada de ouro, que apresentava uma eficiência na ordem dos 0,5% [14].

Na primeira metade do século XX, mais precisamente em 1905, *Albert Einstein* apresentou a explicação do efeito fotoelétrico, com particular destaque para a teoria de bandas, a física dos semicondutores, as técnicas de purificação e a dopagem associada ao desenvolvimento do transistor de silício. Depois deste avanço significativo foi possível iniciar em 1953 a elaboração da primeira célula fotovoltaica, elemento básico do sistema fotovoltaico que permite a transformação da energia solar em energia elétrica.

Em 1954 nos EUA, *Chapin, Fuller e Pearson* revelaram a sua primeira célula fotoelétrica, que apresentava um alto rendimento, cerca de 6%, e que se baseava numa junção *p-n* de silício dopado com arsénio [14][15]. Em 1955 foi construída a primeira aplicação das células solares de *Chapin, Fuller e Pearson*, um módulo com 9 células de

30 mm de diâmetro, utilizado para alimentar uma rede telefónica no estado da Geórgia, nos EUA.

Em 1958, a NASA lançou o satélite *Vanguard I*, que usava pilhas químicas baseada em isótopos radioativos para alimentação de um transmissor de 5 mW. Contudo, na época as células solares eram consideradas uma curiosidade, por isso foi com grande relutância que a NASA as instalou como sistema de *Back-up* das pilhas convencionais. Depois do lançamento a pilha convencional falhou e o pequeno módulo de 100 cm² que produzia quase 0,1 W manteve o satélite operacional quase 8 anos. Depois desta demonstração de fiabilidade e durabilidade a NASA decidiu optar por células solares fotovoltaicas para alimentar os seus satélites [14].

Em 1960, o programa espacial dos EUA começou a desenvolver também células utilizando substratos do tipo *p*, impulsionado pela concorrência do programa espacial soviético. Este tipo de substratos eram utilizados pelo facto de serem mais económicos de produzir e mais resistentes. A “célula violeta” desenvolvido pelo *COMSAT* Laboratórios atingiu uma eficiência recorde de 13,5%, isto devido à utilização de uma zona tipo *n* significativamente mais fina que permitia eliminar a zona inativa à superfície [14][15].

Com o avanço da tecnologia em 1998 foi atingida a eficiência máxima de 24,7% em células de silício monocristalino, e cada vez mais se verifica a grande procura de células solares fotovoltaicas com maiores eficiências [14].

2.2. Células Solares Fotovoltaicas

A célula solar fotovoltaica é o elemento básico de um sistema fotovoltaico. Os módulos solares fotovoltaicos são produzidos através do agrupamento de células solares em série e/ou paralelo, desta forma é possível obter valores mais elevados de corrente ou de tensão, respetivamente. O objetivo da célula solar fotovoltaica é converter radiação solar em energia elétrica, este processo é denominado por efeito fotoelétrico.

O material mais utilizado no fabrico de células solares fotovoltaicas é o silício cristalino. As razões da sua utilização advêm do facto de possuir características únicas como ser um elemento bastante abundante na terra, não ser um elemento tóxico nem nocivo, é uma matéria-prima bastante utilizada na indústria eletrónica e por isso já foi alvo de vários estudos aprofundados, apresenta uma série de vantagens técnicas entre elas o facto de ser facilmente dopado [16].

2.2.1. Efeito Fotoelétrico

Para compreender o efeito fotoelétrico é necessário entender a constituição de um átomo. Este é formado por um núcleo com prótons, que são cargas carregadas positivamente e por elétrons carregados negativamente.

Relativamente ao efeito fotoelétrico é possível observar dois tipos, o interno e o externo. Em metais alcalinos altamente ionizáveis como o lítio e o cério é possível observar o efeito fotoelétrico externo, neste processo um elétron pode-se libertar do seu material se a energia do fóton incidente for superior à energia necessária para o elétron se libertar do seu material. Por outro lado, nas células solares constituídas principalmente por silício é possível visualizar o efeito fotoelétrico interno, neste processo quando um fóton carregado de energia colide com os elétrons da camada de silício, estes podem passar da zona de valência para a zona de condução. No entanto para que um elétron se liberte da sua estrutura é necessária uma quantidade mínima de energia, denominada energia de banda (*Band Gap Energy*). Na Figura 2.1 está representado um esquema que clarifica essa situação.

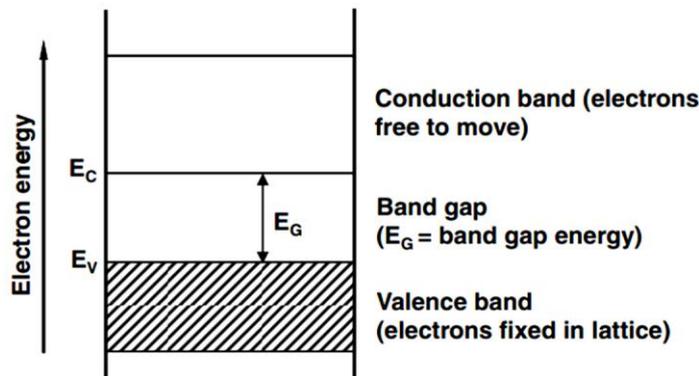


Figura 2.1 - Modelo de bandas de um semicondutor [12].

A energia de banda necessária para que um elétron migre da zona de valência para a zona de condução depende também da condutividade elétrica do material em questão. Quanto menor for a condutividade elétrica do material a uma dada temperatura, menos elétrons migram da zona de valência para zona de condução, devido à forte energia de banda existente (*Band Gap Energy*). Contudo, a condutividade aumenta com a temperatura, ou seja, quanto maior for a temperatura de um determinado semicondutor mais elétrons migram da zona de valência para a zona de condução, isto deve-se ao facto de a condutividade elétrica ser proporcional à temperatura.

No caso de a radiação incidente possuir energia suficiente para arrancar um elétron de um átomo, o fóton é absorvido e o elétron livre migra da zona de valência,

onde surge uma lacuna para a zona de condução. Essa situação é representada na Figura 2.2.

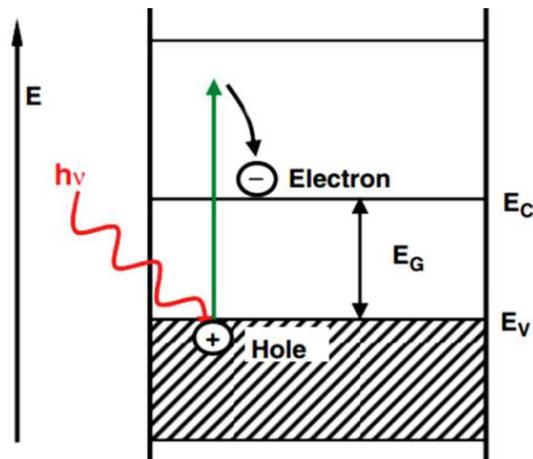


Figura 2.2 - Efeito fotoelétrico [12].

Quando a radiação solar é absorvida pela estrutura cristalina de uma célula, é formado um par elétron-lacuna. Entre as junções de silício do tipo *p* e do tipo *n*, são gerados campos elétricos fortes que têm como função separar os pares elétrons-lacunas criados pela incidência da radiação solar, este é o processo que constitui o princípio de funcionamento de uma célula solar. Este forte campo elétrico existente na barreira da junção *pn* rapidamente separa o par elétron-lacuna antes da sua recombinação. Devido à sua carga negativa os elétrons estão sujeitos a uma força de direção oposta à do campo elétrico, e assim estes tendem a acumular-se na zona de silício tipo *n*. Por outro lado, as lacunas estão sujeitas a uma força de direção semelhante à do campo elétrico e por isso estas acumulam-se nos espaços vazios da zona de silício tipo *p*. Na Figura 2.3 é apresentada a estrutura de uma célula solar de silício cristalino.

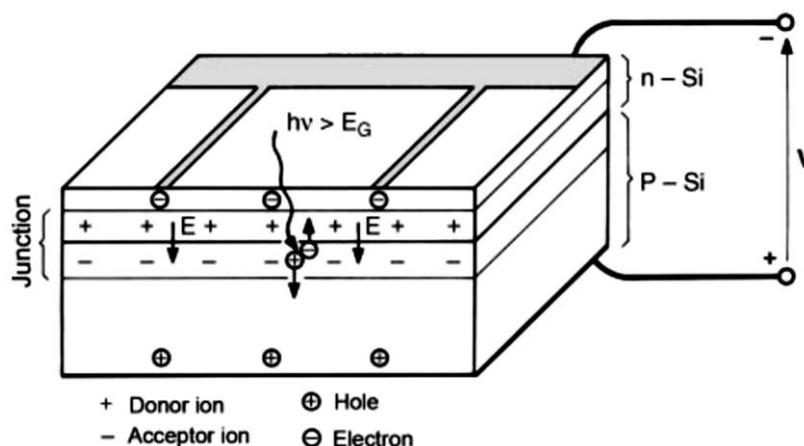


Figura 2.3 - Estrutura de uma célula solar de silício cristalino [12].

Devido à ocorrência destas movimentações de cargas elétricas é obtida uma diferença de potencial entre as diferentes superfícies de silício, este efeito é denominado efeito fotoelétrico. Uma vez que as cargas já foram separadas, a intensidade do campo elétrico é reduzida até não ter força suficiente para separar os pares eletrões-lacunas. É neste ponto que a célula solar atinge a sua tensão de circuito aberto V_{OC} (*Open Circuit Voltage*) [12].

2.2.2. Tipos de Células Solares Fotovoltaicas

As células solares fotovoltaicas são o elemento mais importante de um sistema solar fotovoltaico, estas são responsáveis por converter a radiação proveniente do sol em energia elétrica, no entanto estas não possuem eficiências de operação muito elevadas.

As células solares existentes no mercado são em grande parte produzidas a partir de silício cristalino, uma camada extremamente fina (μm) normalmente tipo n que se encontra exposta à luz, e uma camada de silício tipo p de maior espessura. Além disso, são constituídas também por contactos elétricos metálicos necessários para reduzir a resistência interna, contudo estes não devem ocupar uma área demasiadamente grande por forma a não diminuir a área ativa da célula solar. De modo a minimizar a reflexão da radiação incidente na célula é aplicado um revestimento antirreflexo [12].

Em relação às células convencionais produzidas com silício cristalino é possível destacar dois tipos [17]:

- Células de silício monocristalino.
- Células de silício policristalino.

As células solares cristalinas não são as únicas no mercado, com a evolução da tecnologia foram surgindo outros tipos de células, como as células solares de filmes finos, nomeadamente [17]:

- Células de arseneto de gálio.
- Células de diseleneto de cobre e índio.
- Células de telureto de cádmio.
- Células de silício amorfo.

Células Monocristalinas (*Mono-Si*)

As células de silício monocristalino representam a primeira geração de células solares fotovoltaicas, esta tecnologia é dominante no mercado fotovoltaico, atingindo cerca de 60% de cota de mercado [18][19]. O silício cristalino é o material mais

utilizado no fabrico de células fotovoltaicas, contudo o processo de fabrico deste tipo de células é bastante complexo e dispendioso devido à exigência energética durante o processo de produção. Para este processo é necessária matéria-prima num estado muito puro [20].

Cerca de 80% de todos os módulos solares fotovoltaicos produzidos utilizam células solares de silício cristalino, sendo que o custo das camadas de silício (*Wafers*) representam 40% do custo total de um módulo solar fotovoltaico [21].

Para condições controladas de temperatura (25°C) e radiação solar (1000 W/m²) obtidas em laboratório, estas células apresentam um rendimento entre 24,5% a 25,5% e 22,3% a 23,5% para módulos solares fotovoltaicos [22].

Células Policristalinas (*Poly-Si*)

Semelhantes às células monocristalinas, as células policristalinas são também englobadas no grupo das células de primeira geração. Contudo, não são uma tecnologia dominante no mercado fotovoltaico, apenas dispõem de uma quota de mercado de cerca de 30% [18][19].

As células policristalinas comparativamente às células monocristalinas apresentam uma grande vantagem em termos económicos, estas não necessitam de cristais de silício com um grau de pureza tão elevado, logo os custos do seu processo de fabrico são menores. O processo de fabrico deste tipo de células também não é tão dispendioso em termos de energia nem tão complexo como o processo das células monocristalinas [20]. Todavia esta tecnologia apresenta rendimentos um pouco inferiores, entre 19,9% a 20,9% para células solares e 17,8% a 18,6% para módulos solares fotovoltaicos, em condições controladas de temperatura (25°C) e radiação solar (1000 W/m²) [22].

Células de Silício Amorfo (*A-Si*)

As células solares fotovoltaicas de filme fino pertencem ao grupo das células de segunda geração, que se destacam pela utilização de novos materiais semicondutores. As células de silício amorfo não apresentam uma estrutura cristalina, portanto à partida não poderiam ser usadas em módulos solares fotovoltaicos. No entanto, através de um processo denominado de hidrogenação, onde ocorrem ligações livres que absorvem hidrogénio até à saturação, os efeitos negativos desses defeitos estruturais são reduzidos [18][20].

Nas células de silício amorfo é possível depositar uma fina película de silício amorfo sobre um substrato (metal, vidro, plástico), tornando assim este processo de

fabrico o mais económico. Deste modo é possível tornar este tipo de células solares mais competitivas para produção em grande escala, visto que comparativamente com as células de silício cristalino são mais baratas de produzir [19].

A maior desvantagem das células de silício amorfo reside na sua baixa eficiência, este tipo de células solares apresenta rendimentos entre 9,8% a 10,4%, em condições controladas de temperatura (25°C) e de radiação solar (1000 W/m²) [22].

Células de Telureto de Cádmio (*CdTe*)

As células de telureto de cádmio são outro tipo de células de filme fino que se enquadram nas células de segunda geração. Este material é vantajoso para o fabrico de células solares de filme fino, pelo facto de apresentar uma excelente estabilidade sem degradações estruturais [18].

As células solares de telureto de cádmio são fabricadas sobre um substrato de vidro, com uma camada de condutor transparente, normalmente óxido de estanho e índio. São construídas com o contato frontal e revestidas com uma camada transparente de cádmio tipo *n*, antes de serem revestidas com uma camada absorvente de cádmio tipo *p*. Estas células são bastante competitivas em termos de produção em grande escala pois utilizam materiais menos dispendiosos e que são utilizados em pequenas quantidades (apenas alguns micrómetros por célula). O cádmio (Cd) não é um elemento tóxico, porem este pode apresentar um risco para o ambiente e para a saúde no seu estado gasoso. Como tal, os seus resíduos de produção e abate no final da vida poderão ser extremamente poluentes para o ambiente [20].

Tal como acontece com outras células solares de película fina, a eficiência das células de telureto de cádmio diminui mais na presença de baixa radiação do que no caso das células solares de silício cristalino. O rendimento alcançado por estas células em condições controladas em laboratório rondam os 16,2% a 17,2% e para módulos solares fotovoltaicos estão compreendidos entre 12,4% a 13,2% [12][22].

Células de Disseleneto de Cobre e Índio (*CIS*)

Tal como as células de telureto de cádmio, as células de disseleneto de Cobre e Índio (CIS) são outro tipo de células de filme fino que se enquadram nas células de segunda geração [18].

As células de disseleneto de cobre e índio são fabricadas sobre um substrato de vidro que é inicialmente revestido com uma camada fina de molibdénio, e com uma camada absorvente CIS do tipo *p*. Contrariamente ao silício amorfo as células solares

CIS não são suscetíveis de se degradarem com a incidência da luz. Contudo, apresentam problemas de estabilidade em ambientes quentes e húmidos.

Esta constitui atualmente a mais eficiente de todas as tecnologias de filme fino, pois utiliza bastante menos material (nanómetros) o que poderá tornar esta tecnologia de baixo custo em termos de produção [20].

De todas as células de filme fino as células de disseleneto de Cobre e Índio são as que apresentam maiores rendimentos, que rondam os 19% a 20,3% para células e 15,2% a 16,2% para módulos solares fotovoltaicos, valores obtidos em laboratório [22].

Células de Arseneto de Gálio (*GaAs*)

Estas células solares fotovoltaicas são denominadas de células de terceira geração, são uma tecnologia recente e permitem a produção de células solares fotovoltaicas de elevada eficiência. Com base nesta tecnologia existem células de junção dupla e tripla que estão a ser alvo de investigações aprofundadas de modo a aumentarem a eficiência das células fotovoltaicas [18].

Este tipo de células solares apresenta rendimentos obtidos em laboratório entre 27,5% e 29,1% para células solares de junção dupla, e 32,9% a 35,3% para células de junção tripla [22].

2.2.3. Modelo de uma Célula Solar Fotovoltaica

Uma célula solar fotovoltaica é composta por várias camadas de material semicondutor que exploram o efeito fotoelétrico para converter radiação solar em energia elétrica. Embora existam vários tipos de células solares que utilizam diversos tipos de materiais semicondutores, o princípio de funcionamento é geralmente muito semelhante [23][24].

Para caracterizar o comportamento de um sistema solar fotovoltaico é necessário analisar os diferentes fatores que influenciam as células solares sob diferentes condições de operação. A potência de saída de um módulo solar fotovoltaico depende da radiação solar incidente, da temperatura da célula e do ângulo da radiação incidente [25][26].

A célula solar é considerada como sendo uma fonte de corrente com características não-lineares. Deste modo para prever a potência total extraída de um módulo solar fotovoltaico é importante estudar o modelo de uma célula solar. O modelo de uma célula solar pode ser descrito através do circuito equivalente representado na Figura 2.4.

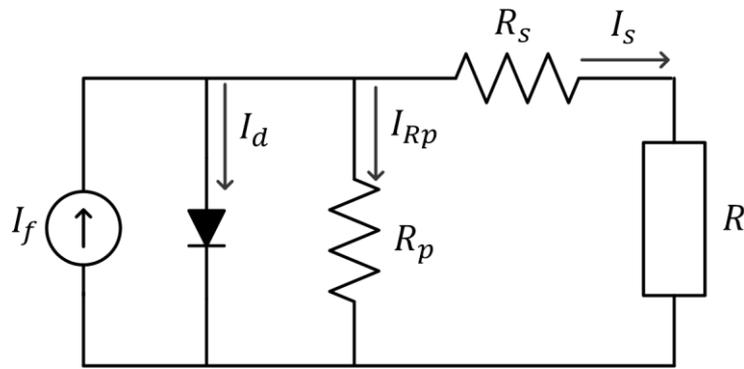


Figura 2.4 - Circuito equivalente de uma célula solar fotovoltaica.

Neste modelo a corrente gerada pela radiação solar incidente está representada pela fonte de corrente (I_f), o comportamento da junção pn é reproduzido pelo diodo e as perdas parasitas são representadas pela resistência série (R_s) e pela resistência paralela (R_p), que simulam perdas intrínsecas que dependem do tipo de ligações das células entre si num módulo solar fotovoltaico (série ou paralela) [24][26].

Analisando o circuito equivalente da Figura 2.4 com base nas leis de Kirchhoff, 1ª lei de Kirchhoff (lei das Correntes ou lei dos Nós) e 2ª lei de Kirchhoff (lei das Tensões ou lei das Malhas) obtém-se que a tensão e corrente de saída são dadas pelas equações (2.1) e (2.2).

$$V_s = V_d - V_{R_s} \quad (2.1)$$

$$I_s = I_f - I_D - I_{R_p} \quad (2.2)$$

Na equação (2.1) a tensão de saída é obtida através da subtração da queda de tensão na resistência série à tensão no diodo, através da aplicação da 2ª lei de Kirchhoff. Recorrendo à 1ª lei de Kirchhoff, a corrente de saída é dada pela corrente gerada pela célula solar (fonte de corrente) menos a corrente no diodo e na resistência paralela [27]. A corrente inversa de saturação do diodo pode ser obtida através da equação (2.3).

$$I_D = I_0 \left(e^{\frac{V_d}{\eta V_{th}}} - 1 \right) \quad (2.3)$$

Na equação anterior I_0 é a corrente inversa máxima de saturação do diodo para uma determinada temperatura, η é o fator de idealidade do diodo, V_d é a tensão no diodo e V_{th} é a tensão térmica definida pela equação (2.4) [27].

$$V_{Th} = \frac{K_b T}{q} \quad (2.4)$$

Em que K_b é a constante de Boltzmann ($K_b=1,38 \times 10^{-23} \text{ J/K}$), T é a temperatura de funcionamento da célula em Kelvin e q é a carga de um eletrão ($q=1,6 \times 10^{-19} \text{ C}$) [24]. A corrente na resistência paralela é obtida de acordo com a equação (2.5).

$$I_{Rp} = \frac{V_d}{R_p} = \frac{V_s + V_{Rs}}{R_p} \quad (2.5)$$

Em suma, substituindo a equação (2.5) e a equação (2.3) na equação (2.2) obtém-se a equação característica da célula solar, apresentada em (2.6) [27].

$$I_s = I_F - I_0 \left(e^{\frac{V_d}{\eta V_{th}}} - 1 \right) - \frac{V_s + V_{Rs}}{R_p} \quad (2.6)$$

2.2.4. Módulo Solar Fotovoltaico

Quando expostas à radiação solar as células fotovoltaicas produzem uma tensão que apresenta valores reduzidos. Portanto a fim de se obterem tensões e correntes suficientes para se alimentar equipamentos elétricos/eletrónicos é necessário interligar células solares, formando um módulo solar fotovoltaico. Estas podem ser ligadas em série ou em paralelo dependendo das aplicações. As diferentes configurações de ligação terão implicação direta nos níveis de corrente e tensão gerados pelo módulo solar fotovoltaico. As características de um módulo solar fotovoltaico são [28]:

Potência (P_{Max}): é o valor máximo de potência que o módulo solar fotovoltaico é capaz de fornecer, resultante do produto da corrente nominal no ponto de máxima potência pela tensão nominal no ponto de potência máxima.

Tensão (V_{MPP}): é o valor da tensão disponibilizada pelo módulo solar fotovoltaico no ponto de máxima potência.

Corrente (I_{MPP}): é o valor da corrente disponibilizada pelo módulo solar fotovoltaico no ponto de máxima potência.

Tensão de circuito aberto (V_{OC}): é a tensão disponibilizada pelo módulo solar fotovoltaico quando está em circuito aberto. A corrente que atravessa a carga é zero, o que corresponde a uma carga de resistência infinita.

Corrente de curto-circuito (I_{SC}): é a máxima corrente que circula no módulo solar fotovoltaico quando os seus terminais estão curto-circuitados. Nesta caso a tensão na carga é zero, o que corresponde a uma carga de resistência igual a zero.

Número de células (N): é o número de células que formam o módulo solar fotovoltaico.

Todas estas características podem ser fornecidas em forma de gráfico, através de uma curva corrente-tensão e potência-tensão que são obtidas em condições controladas de radiação incidente e temperatura. Na Figura 2.5 é possível visualizar as diferentes curvas corrente-tensão para diferentes pontos de operação, que variam consoante a temperatura do módulo solar fotovoltaico varia.

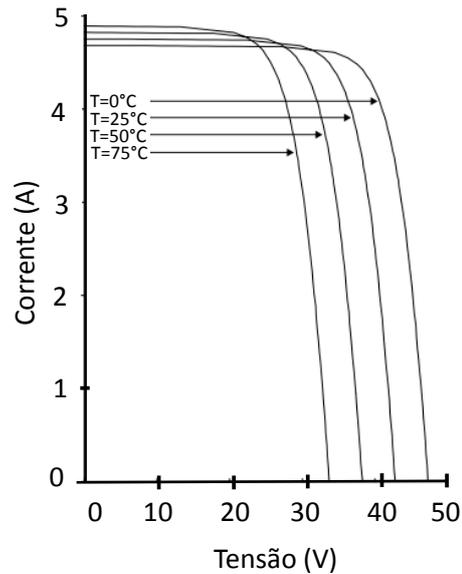


Figura 2.5 - Curva corrente-tensão do módulo solar fotovoltaico BP2150S para diferentes temperaturas.

As características dos módulos solares fotovoltaicos variam de acordo com as condições atmosféricas, nomeadamente a radiação solar incidente e a temperatura. A corrente gerada pelo módulo solar fotovoltaico varia proporcionalmente à radiação solar incidente, ou seja, um aumento da radiação incidente provoca um aumento da corrente produzida pelo módulo solar fotovoltaico. Contudo, a tensão de circuito aberto (V_{OC}) não sofre alterações muito significativas com a variação da radiação. Por sua vez a corrente gerada pelo módulo solar fotovoltaico varia também em função da temperatura a que o módulo solar fotovoltaico está sujeito. A temperatura provoca modificações ao nível da corrente gerada pelo módulo solar fotovoltaico e também na tensão de circuito aberto do módulo solar fotovoltaico [28].

2.3. Sistemas Solares Fotovoltaicos

Um sistema solar fotovoltaico permite produzir energia elétrica a partir da energia solar. Os sistemas fotovoltaicos são normalmente classificados de acordo com a finalidade de utilização e forma de ligação a outras fontes de energia ou cargas elétricas.

Os sistemas solares fotovoltaicos podem ser classificados como sistemas isolados, sistemas híbridos ou sistemas ligados à rede elétrica, a opção por qualquer uma destas configurações depende da aplicação. Em qualquer aplicação é essencial uma unidade de controlo, por outro lado uma unidade de armazenamento (normalmente baterias) de energia é opcional. Os sistemas solares fotovoltaicos podem ser classificados como [29]:

- Sistemas isolados.
- Sistemas ligados à rede elétrica.
- Sistemas híbridos.

2.3.1. Sistemas Isolados

Um sistema solar fotovoltaico isolado é uma instalação de energia elétrica autónoma. O seu objetivo é fornecer energia suficiente para uma determinada aplicação elétrica de forma totalmente independente da rede elétrica. Em locais remotos, onde não é possível o fornecimento de energia elétrica a partir da rede pública, por motivos técnicos ou económicos, os sistemas solares fotovoltaicos são uma alternativa para o fornecimento de energia [12][30][29].

Estes sistemas têm a capacidade de poder fornecer energia para dispositivos de pequeno porte, que necessitam de pequenas quantidades de energia, como por exemplo relógios, calculadoras, pequenos dispositivos de radio, carregadores de baterias, lanternas, aplicações de jardinagem e paisagismo. Outros dispositivos de maior envergadura, que necessitam de uma maior quantidade de energia, também podem ser alimentados através de sistemas fotovoltaicos isolados como por exemplo sistemas de iluminação pública, instalações de infraestruturas de transportes, grandes edifícios, emisoras de rádio, telefones de emergência, máquinas de bilhetes de estacionamento, sinais de trânsito, sistemas de bombagem de água e de irrigação [12][29].

Os sistemas solares fotovoltaicos isolados podem utilizar diretamente a energia proveniente dos módulos solares sob a forma de corrente contínua para alimentar cargas CC. Na Figura 2.6 está representado um sistema solar fotovoltaico isolado que alimenta somente cargas CC. Dependendo da aplicação as baterias podem ser dispensáveis.

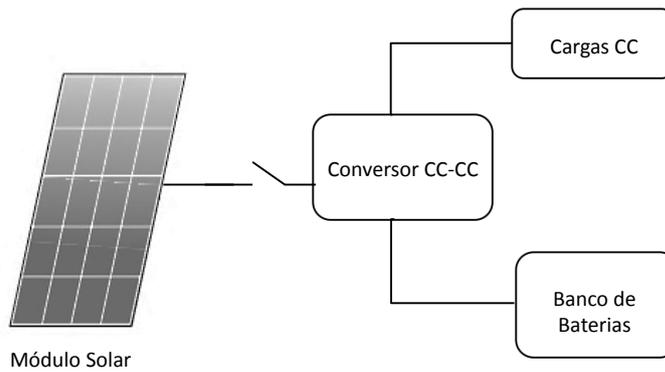


Figura 2.6 - Diagrama de blocos de um sistema solar fotovoltaico isolado para alimentar cargas CC com unidade de armazenamento.

Por outro lado, recorrendo à utilização de eletrónica de potência é possível obter energia sob a forma de corrente alternada para alimentar cargas CA [31]. Na Figura 2.7 é apresentado o diagrama de blocos de outra aplicação possível para um sistema isolado, para alimentar cargas CA.

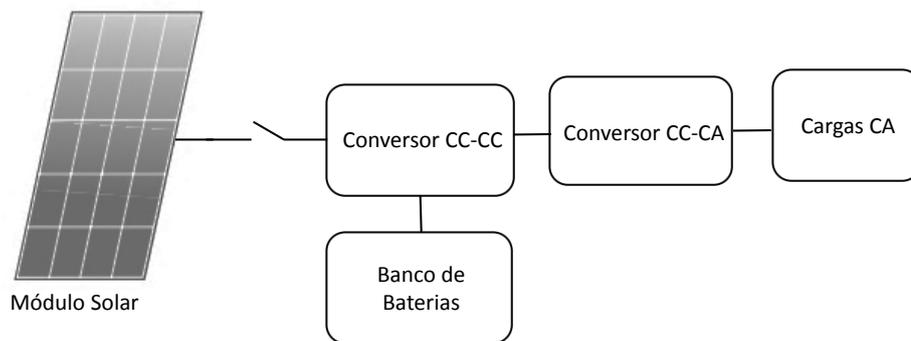


Figura 2.7 - Diagrama de blocos de um sistema solar fotovoltaico isolado para alimentar cargas CA com unidade de armazenamento.

Dependendo do tipo de aplicação do sistema, o uso de uma unidade de armazenamento de energia pode eventualmente não ser necessária, contudo grande parte dos dispositivos elétricos necessita de um fornecimento contínuo de energia. Como tal, é necessário recorrer a um sistema de armazenamento de energia, pois a energia gerada pode não ser totalmente consumida naquele instante de tempo, e com isto é possível armazenar energia para utilização durante períodos de pouco ou nenhum sol [29][31].

Se a utilização de baterias for necessária é essencial protegê-las através de um controlador de carga adequado, para que estas tenham o maior tempo de vida possível. Este controlador é utilizado para monitorizar a carga e descarga das baterias, não permitindo que estas sejam danificadas por sobrecargas ou descargas profundas. Esta unidade pode também ser utilizada como uma unidade de gestão de energia [29][31].

2.3.2. Sistema Híbrido

Se um sistema solar fotovoltaico é suportado por uma fonte de energia adicional, por exemplo, um gerador de energia eólica e/ou um gerador de combustão, estes sistemas são denominados como sistemas fotovoltaicos híbridos, são também sistemas que funcionam independentemente da rede elétrica. Os sistemas fotovoltaicos híbridos integram várias formas alternativas e convencionais de produção de energia elétrica, nomeadamente energia solar fotovoltaica, energia eólica e geradores de combustão interna [29]. Na Figura 2.8 é apresentado o diagrama de blocos de um sistema solar fotovoltaico híbrido. Nestes sistemas a produção de energia elétrica é feita através das fontes de energia renovável pois estas produzem energia a partir de fontes de energia não poluentes. Contudo, quando estas não produzem energia suficiente pelo facto de as condições climáticas não o permitirem, recorre-se à utilização do gerador de combustão para colmatar esta falta de energia.

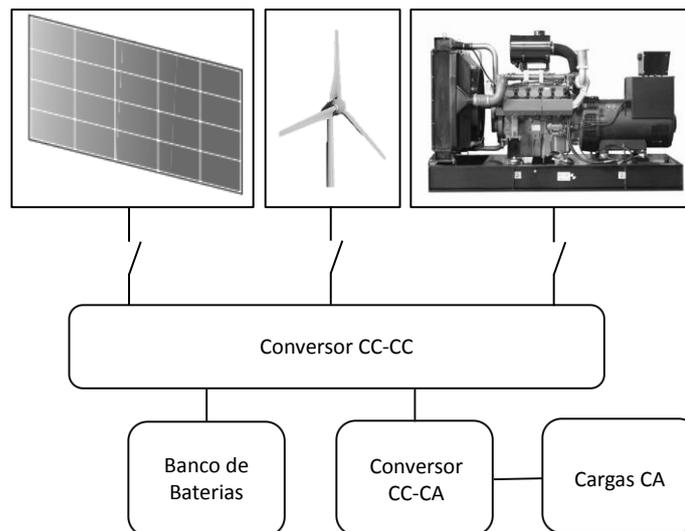


Figura 2.8 - Diagrama de blocos de um sistema solar fotovoltaico híbrido para alimentar cargas CA com unidade de armazenamento.

2.3.3. Sistemas Ligados à Rede Elétrica

Os sistemas solares fotovoltaicos ligados à rede elétrica têm sido alvo de uma crescente procura pelo facto deste tipo de tecnologia estar a tornar-se economicamente mais viável. O custo dos componentes tem diminuído significativamente nos últimos anos, em particular, o custo médio dos módulos solares fotovoltaicos e inversores. Em termos técnicos os inversores têm cada vez maior fiabilidade e tamanho reduzido. Os incentivos financeiros por parte dos governos têm sido também um fator determinante para a crescente expansão desta tecnologia [30].

A energia gerada por este tipo de sistemas fotovoltaicos pode ser utilizada pelo produtor para diminuir a dependência energética da rede elétrica ou para vender energia à rede elétrica. O facto da energia solar ser produzida em horas centrais do dia pode acrescentar valor à energia elétrica, ou seja, quando a procura de energia atingir o seu pico, estes sistemas podem fornecer energia à rede elétrica por preços bastante rentáveis e compensatórios para o produtor, ajudando a sustentar o elevado número de cargas interligadas à rede, beneficiando assim as condições de distribuição e o suporte da linha [30].

Estes sistemas podem ser aplicados em habitações, por norma no telhado, ou em grandes centrais de produção de energia como as centrais de Serpa e Moura, em Portugal. Na Figura 2.9 está representado o diagrama de blocos de um sistema ligado à rede elétrica que converte energia solar em energia elétrica sob a forma de corrente contínua.

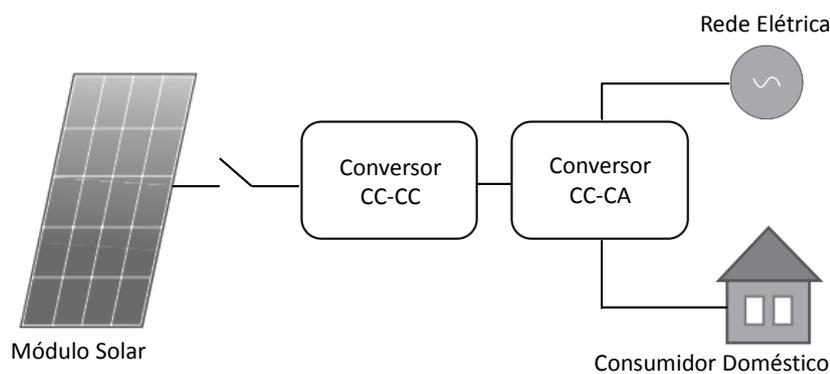


Figura 2.9 - Sistema solar fotovoltaico interligado à rede elétrica.

Em seguida a energia é conduzida até ao inversor, que converte a tensão contínua em tensão alternada 230 V/50 Hz. A energia produzida é utilizada para alimentar dispositivos de CA e qualquer excedente de energia pode ser injetado na rede elétrica. Se a instalação fotovoltaica está produzindo uma quantidade insuficiente de energia, a rede elétrica fornecerá a energia necessária. O intercâmbio de energia entre o sistema fotovoltaico e a rede é medido através de um ou dois contadores [31].

O principal elemento de um sistema fotovoltaico ligado à rede é o inversor. Este funciona como uma fonte de corrente, produzindo uma corrente de saída sinusoidal, opera em fase com a rede (fator de potência unitário), injetando na rede a potência máxima que os módulos fornecem em cada instante de tempo. Contudo, existem várias topologias de ligação com a rede, que podem utilizar somente um inversor ou um conversor CC-CC e um inversor [31].

2.4. Configurações de Interface com a Rede Elétrica

Num sistema solar fotovoltaico o principal objetivo é realizar a conversão direta da energia solar em energia elétrica através do efeito fotoelétrico, obtendo energia sob a forma de corrente contínua (CC). Esta característica faz com que seja necessário recorrer à utilização de interfaces com a rede elétrica de modo a possibilitar a conversão da energia sob a forma de corrente contínua (CC) em energia sob a forma de corrente alternada, adequando também os níveis de tensão e frequência para que estes possam operar interligados [32].

Num sistema de geração de energia solar fotovoltaica o inversor tem um papel importante na interface entre os módulos solares fotovoltaicos e a rede elétrica. O inversor deve ter capacidade de extrair dos módulos solares o máximo de potência possível em cada instante de tempo e produzir à sua saída uma tensão sinusoidal com o mínimo de distorção possível. O sistema para ser ligado à rede elétrica necessita de um mecanismo de sincronização [33]. Um diagrama de blocos geral de um sistema solar fotovoltaico ligado à rede elétrica é apresentado na Figura 2.10. Este é composto por um conjunto de módulos solares, um conversor CC-CA, ligação à rede elétrica e respetivo controlo [34].

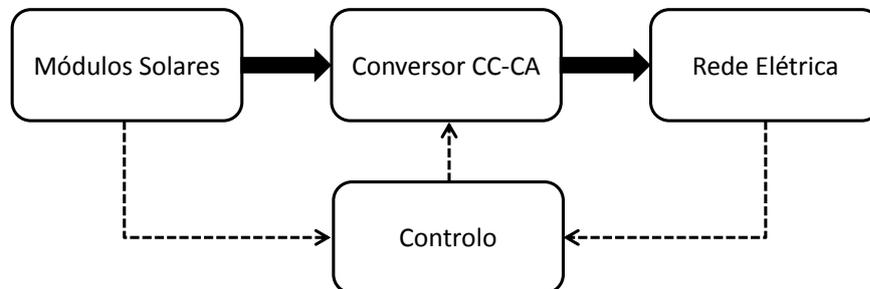


Figura 2.10 - Diagrama de blocos de um sistema solar fotovoltaico monofásico ligado à rede.

O desenvolvimento eficaz de um sistema de conversão pode também ser atingido pela otimização da configuração entre o conjunto fotovoltaico (módulos) e o conversor de potência. De acordo com a ligação entre o conjunto fotovoltaico e o conversor de potência, existem diferentes configurações que podem ser identificadas como: Inversor Central, Cadeia de Inversores, Múltiplos Conversores e Inversores Reconfiguráveis, representadas na Figura 2.11.

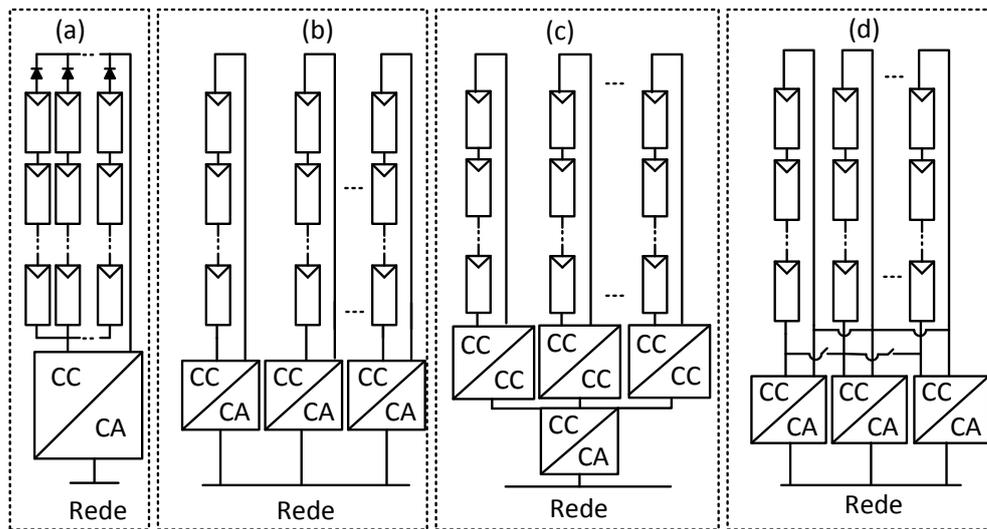


Figura 2.11 - Configurações típicas de grandes centrais fotovoltaicas: (a) Com Inversor Central; (b) Com Cadeia de Inversores; (c) Com Múltiplos Conversores; (d) Com Inversores Reconfiguráveis.

2.4.1. Inversor Central

Esta configuração é obtida através da ligação de várias sequências de módulos solares fotovoltaicos em paralelo e conectados ao mesmo conversor de potência, Figura 2.11 (a). Uma elevada eficiência de conversão e um baixo custo por kW podem ser alcançados a partir desta configuração. Contudo, o rendimento deste sistema diminui devido ao facto dos módulos solares fotovoltaicos poderem apresentar características diferentes e devido a possíveis condições de sombreamento parcial.

Além disso, a fiabilidade desta configuração é limitada devido à dependência da instalação de produção de energia em um único componente. Uma falha do inversor central resulta na inoperação de todo o sistema [32][33].

2.4.2. Cadeia de Inversores

Para superar o ponto fraco da configuração com um inversor central, surgiu a configuração com uma cadeia de inversores. Neste sistema fotovoltaico, cada sequência de módulos solares fotovoltaicos é ligada em paralelo entre si e cada sequência possui o seu inversor com subsistema de extração de máxima potência (*Maximum Power Point Tracker – MPPT*), Figura 2.11 (b).

Este sistema tem a capacidade de controlar o ponto de potência máxima (MPP) de cada sequência de módulos solares fotovoltaicos, aumentando o rendimento pelo facto de reduzir as perdas por sombreamento parcial e divergência entre as características dos módulos solares fotovoltaicos [32][33].

2.4.3. Múltiplos Conversores

Esta configuração foi desenvolvida com o propósito de adotar as vantagens em termos de custos e eficiência das duas configurações anteriores. Cada sequência de módulos solares fotovoltaicos está ligada ao seu conversor CC-CC com MPPT e todos os conversores CC-CC encontram-se conectados ao mesmo inversor. A eficiência desta técnica permite extrair a máxima potência de cada sequência de módulos, Figura 2.11 (c) [33].

2.4.4. Inversores Reconfiguráveis

Mesmo que o objetivo da extração de máxima potência na configuração anterior seja conseguida com sucesso, a implementação de um único conversor CC-CA no segundo estágio do sistema torna-o menos fiável. Em caso de problemas no inversor o sistema torna-se inoperacional.

A configuração com inversores reconfiguráveis foi desenvolvida com o propósito de resolver este problema. Esta configuração é constituída por várias sequências de módulos solares fotovoltaicos e por vários inversores. Por sua vez, os inversores encontram-se ligados em paralelo, Figura 2.11 (d).

Quando a radiação for suficiente, cada sequência de módulos solares fotovoltaicos e respetivo inversor com MPPT funciona de forma independente para fornecer energia à rede elétrica. Caso contrário, quando a radiação solar não for suficiente a configuração é alterada de modo a que nem todos os conversores CC-CA operem. Este esquema assegura que cada conversor CC-CA opera sempre em torno de sua potência nominal [33].

2.5. Topologias de Conversores para Sistemas Fotovoltaicos

A interligação de um sistema solar fotovoltaico à rede elétrica pode ser efetuada através de diversas configurações de conversores de eletrónica de potência, que utilizam os mais variados componentes de modo a obter o melhor desempenho possível. Estas topologias dividem-se basicamente em dois tipos de configurações caracterizadas pela quantidade de estágios usados, ou sejam, topologia de estágio único que utiliza apenas um conversor CC-CA (inversor) e topologia de múltiplos estágios que utiliza um conversor CC-CC e um conversor CC-CA. Estas podem ainda ser caracterizadas pelo tipo de isolamento [32][34].

2.5.1. Topologia de Estágio Único Sem Isolamento

A forma mais simples de converter energia solar em energia elétrica para injetar na rede elétrica é através da utilização da topologia de estágio único sem isolamento representada na Figura 2.12. Esta topologia de interface com a rede elétrica é bastante simples e económica, pois não utiliza qualquer tipo de conversor CC-CC nem transformador de isolamento. Recorre única e exclusivamente à utilização de um conversor CC-CA que faz diretamente a interface entre os módulos fotovoltaicos e a rede elétrica.

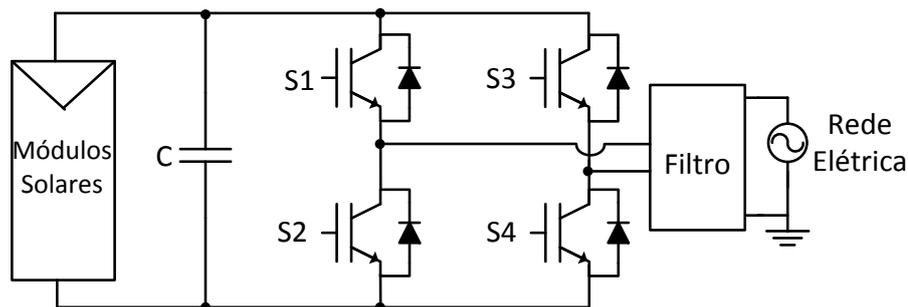


Figura 2.12 - Topologia de conversor de potência de estágio único sem isolamento.

Contudo uma vez que nenhum conversor CC-CC ou transformador é utilizado para elevar a tensão, é necessário garantir um nível de tensão de entrada superior ao pico da tensão da rede de modo a se obterem na saída os parâmetros mínimos para conexão à rede elétrica.

Normalmente este tipo de topologia utiliza um condensador para estabilizar a tensão de saída do sistema fotovoltaico, e o algoritmo de controlo MPPT (*Maximum Power Point Tracker*) é implementado no conversor CC-CA [31][33][35].

2.5.2. Topologia de Estágio Único Com Isolamento

A configuração exibida na secção anterior não apresenta qualquer tipo de isolamento entre o módulo solar fotovoltaico e a rede elétrica. A fim de garantir o isolamento galvânico entre o sistema fotovoltaico e a rede elétrica, algumas topologias utilizam um transformador de baixa frequência no lado CA do inversor. Na Figura 2.13 é apresentada a topologia de estágio único com isolamento.

Nesta configuração é possível utilizar um número reduzido de módulos solares pois é possível elevar a tensão para o valor da rede elétrica através da relação do transformador. Por sua vez, a indutância de dispersão deste pode ajudar também na filtragem da corrente injetada na rede.

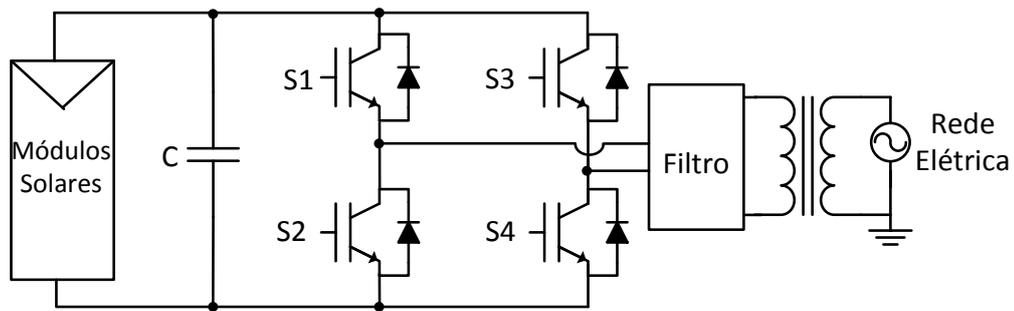


Figura 2.13 - Topologia de conversor de potência de estágio único com isolamento.

Este tipo de topologia utiliza também um condensador para estabilizar a tensão dos módulos solares fotovoltaicos e o algoritmo de controlo MPPT (*Maximum Power Point Tracker*) é implementado no conversor CC-CA [31][33][35].

2.5.3. Topologia de Múltiplos Estágio Com Isolamento

Esta topologia de interface com a rede elétrica é geralmente composta por dois ou mais estágios de processamento de energia. Na Figura 2.14 está ilustrado uma configuração da topologia de múltiplos estágios, no caso dois estágios com isolamento de baixa frequência.

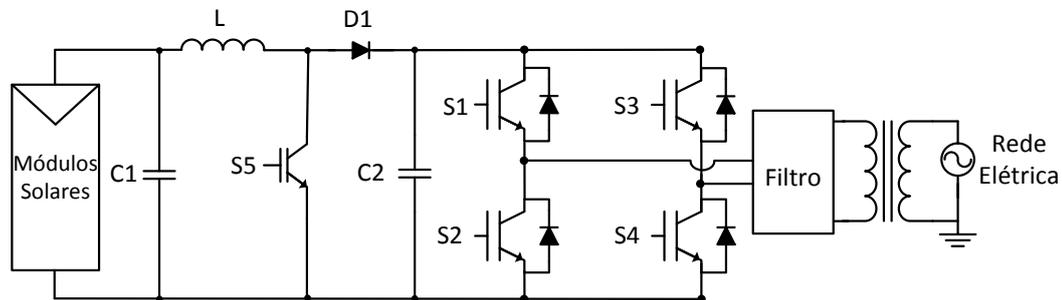


Figura 2.14 - Topologia de múltiplos estágios com conversor CC-CC *boost* isolada.

O primeiro estágio é constituído pelo conversor CC-CC (*Boost*) que é responsável por adequar o nível de tensão aplicado à entrada do inversor, que deve ser superior ao pico da tensão da rede elétrica. Contudo, dependendo da aplicação é possível utilizar outro tipo de conversor CC-CC. O segundo estágio é constituído pelo inversor que é responsável por sintetizar uma corrente sinusoidal com baixa distorção harmônica e alto fator de potência (unitário). O isolamento é efetuado por um transformador de baixa frequência ligado entre a saída do conversor CC-CA e a rede elétrica [31][33][35]. Nesta configuração o algoritmo de controlo MPPT (*Maximum Power Point Tracker*) é implementado no conversor CC-CC.

Na Figura 2.15 é possível visualizar uma configuração de múltiplos estágios com isolamento de alta frequência, que recorre à utilização de um conversor CC-CC denominado *flyback* [32][35].

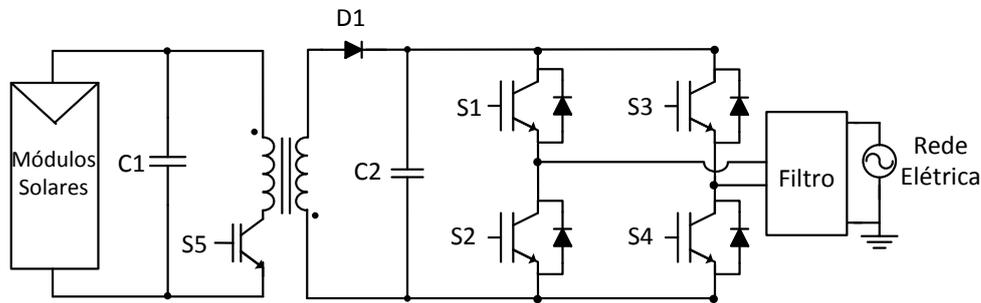


Figura 2.15 - Topologia de múltiplos estágios com conversor CC-CC *flyback* isolada.

Com a utilização de conversores CC-CC isolados com transformadores de alta frequência, com núcleo de ferrite, é possível diminuir o volume e o peso dos equipamentos. Contudo, isto torna as topologias mais complexas e aumenta as perdas devido às comutações em alta frequência. O conversor utilizado no caso anterior é mais utilizado em aplicações para baixa potência, cerca de 100 W, como é o caso dos microinversores. Para potências mais elevadas podem ser utilizados outros conversores CC-CC como o *full-bridge* ou o *push-pull* [32][35]. Na Figura 2.16 é apresentada a configuração de múltiplos estágios com transformador de alta frequência, que recorre a um conversor CC-CC *full-bridge*.

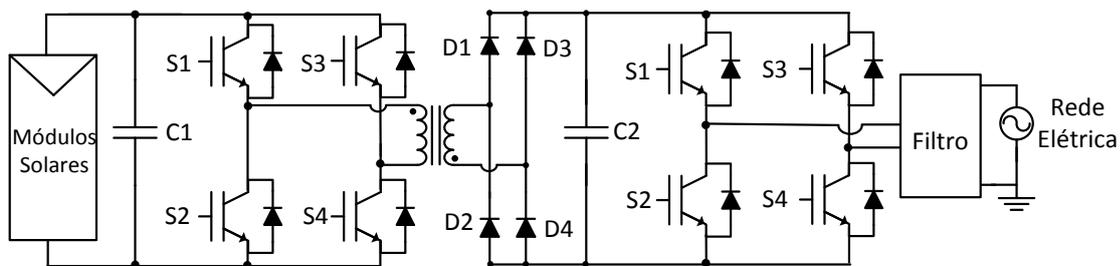


Figura 2.16 - Topologia de múltiplos estágios com conversor CC-CC *full-bridge* isolada.

No sistema da Figura 2.16 o conversor CC-CC tem como função realizar a extração da máxima potência dos módulos solares operando em alta frequência. O inversor injeta na rede corrente com uma forma de onda sinusoidal [32][35]. Na Figura 2.17 é apresentada uma configuração semelhante à da Figura 2.16, sendo que esta utiliza um conversor CC-CC *push-pull*.

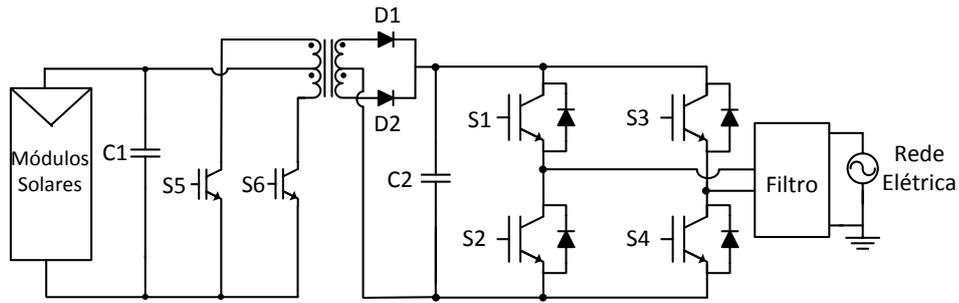


Figura 2.17 - Topologia de múltiplos estágios com conversor CC-CC *push-pull* isolada.

2.5.4. Topologia de Múltiplos Estágio Sem Isolamento

Esta topologia utiliza igualmente dois estágios de processamento de energia. O primeiro estágio composto pelo conversor CC-CC é responsável por garantir uma tensão de entrada para o inversor superior ao pico da tensão da rede elétrica. O segundo estágio, conversor CC-CA, tem como função injetar uma corrente sinusoidal, com baixa distorção harmónica na rede elétrica. Na Figura 2.18 está apresentada a configuração típica da topologia de múltiplos estágios sem transformador de isolamento.

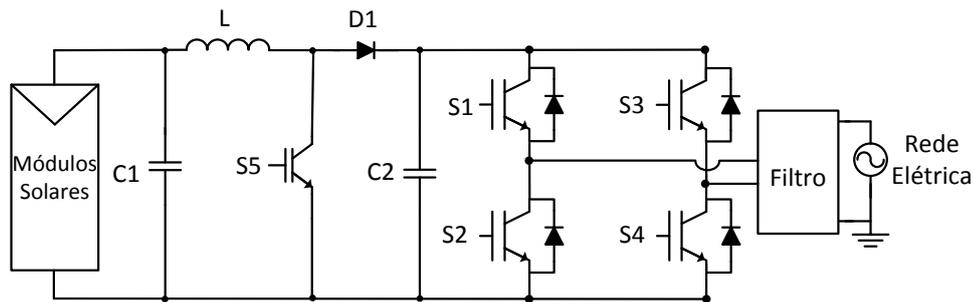


Figura 2.18 - Topologia de múltiplos estágios com conversor CC-CC *boost* não isolada.

Em alternativa à utilização do conversor CC-CC *boost*, dependendo da aplicação, é possível utilizar outro conversor CC-CC, por exemplo um *buck-boost* representado na Figura 2.19.

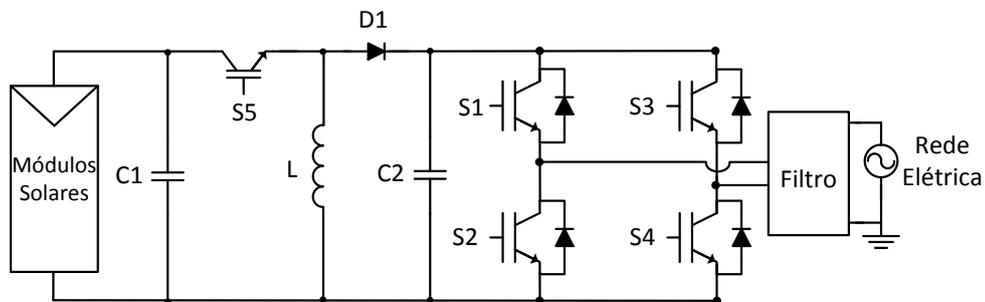


Figura 2.19 - Topologia de múltiplos estágios com conversor CC-CC *buck-boost* não isolada.

A implementação do controlo MPPT (*Maximum Power Point Tracker*) é efetuada no conversor CC-CC, sendo este responsável pelo funcionamento do sistema no ponto

de máxima potência e pela elevação da tensão. Esta configuração não possui isolamento, o que permite tornar o sistemas menos dispêndios. No caso de aplicações residenciais, usualmente os módulos fotovoltaicos são aplicados nos telhados, sendo estes locais de difícil acesso, isto permite a operação relativamente segura destes sistemas de conversão não-isolados [32][35].

2.6. Conclusões

Neste capítulo foram apresentados os diferentes elementos constituintes de um sistema solar fotovoltaico. Os módulos solares fotovoltaicos são o elemento essencial de um sistema solar fotovoltaico, estes são responsáveis pela produção de energia elétrica que irá ser injetada na rede elétrica, por isso foi realizada uma recolha de informação sobre o seu princípio de funcionamento e os vários tipos de células solares fotovoltaicas que podem constituir um módulo solar fotovoltaico. Foi também apresentado neste capítulo um modelo matemático de uma célula solar fotovoltaica e as principais características de um módulo solar fotovoltaico.

Foram apresentados também os vários tipos de sistemas solares fotovoltaicos que normalmente são classificados de acordo com a finalidade de utilização e forma de ligação a outras fontes de energia ou cargas elétricas.

Para finalizar foram apresentadas as topologias de interface com a rede elétrica, cuja principal função é interligar os módulos solares fotovoltaicos à rede elétrica, e como tal as diversas topologias de interface com rede elétrica e os principais tipos de conversor de potência foram abordos detalhadamente neste capítulo.

CAPÍTULO 3

Inversores de Potência para Sistemas Fotovoltaicos

3.1. Topologias Inversoras

Os conversores CC-CA habitualmente designados por inversores são essencialmente constituídos por semicondutores de potência. Estes têm como principal função converter energia sob a forma de corrente contínua em corrente alternada, com frequência e amplitude desejadas, recorrendo à comutação controlada de semicondutores de potência (*IGBTs*, *MOSFETs*, etc) [36].

Os inversores podem ser classificados de monofásicos, se modulam apenas uma onda, ou trifásicos, se modulam três ondas. De acordo com a composição do barramento CC estes podem ainda ser classificados como inversor fonte de tensão (*VSI*), *Voltage Source Inverters*, ou inversor fonte de corrente (*CSI*), *Current Source Inverters* [37].

3.1.1. Inversor Fonte de Corrente (CSI)

O inversor fonte de corrente (CSI) é a configuração menos estudada e menos utilizada para interligação de sistemas fotovoltaicos à rede elétrica. Os inversores CSI possuem no barramento CC uma fonte de corrente, normalmente um elemento armazenador de energia do tipo indutivo [38]. Na Figura 3.1 é apresentado o esquema elétrico de um inversor fonte de corrente monofásico a IGBTs.

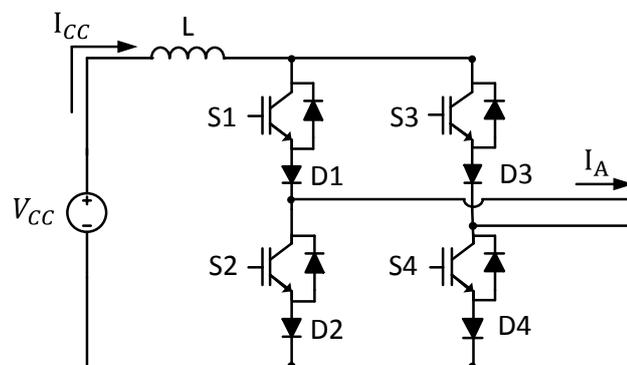


Figura 3.1 - Inversor monofásico do tipo CSI.

Neste são utilizados díodos em série com os IGBTs pelo facto de o inversor CSI necessitar de semicondutores de potência com capacidade de bloqueio reverso. Com a evolução dos semicondutores os díodos em série têm vindo a ser eliminados devido à criação dos RB-IGBT com capacidade de bloqueio reverso [39].

A topologia inversor fonte de corrente (CSI) tem atraído consideráveis atenções devido às suas características inerentes. Esta apresenta algumas vantagens como, corrente no lado CC com baixa ondulação, o elemento de armazenamento de energia de um CSI tem uma vida mais longa do que o do VSI, o CSI tem uma capacidade de elevar a tensão do lado CC para o lado CA o que permite operar com a tensão de entrada abaixo do valor de pico da tensão da rede. Trata-se de uma configuração mais robusta e menos suscetível a falhas. Contudo, apresenta algumas desvantagens como maior peso, maior volume, custos mais elevados e os elementos armazenadores (bobina) apresentam maiores perdas de condução, portanto menor eficiência de armazenamento em comparação com os elementos armazenadores utilizados na configuração VSI (condensadores) [38][39][40].

3.1.2. Inversor Fonte de Tensão (VSI)

Os inversores fonte de tensão (VSI) são a configuração mais utilizada para interligação de sistemas solares fotovoltaicos à rede elétrica, devido à sua capacidade para injetar na rede corrente com baixo conteúdo harmónico. No entanto, a configuração VSI não é totalmente compatível com aplicações de baixa potência ligadas à rede elétrica, pelo facto de a tensão de entrada ser inferior à tensão de pico da rede. Tal facto implica a utilização de um conversor adicional, tal como foi apresentado anteriormente, que permita elevar a tensão. Em aplicações de média/alta potência já é possível a utilização de topologias só com o inversor.

Na Figura 3.2 apresenta-se o esquema elétrico de um inversor fonte de tensão (VSI) monofásico em ponte completa a IGBTs.

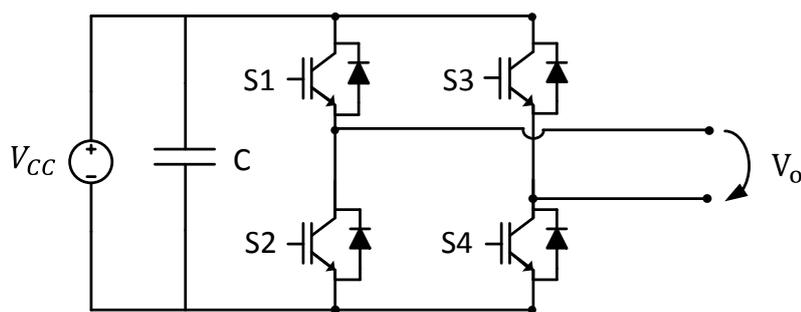


Figura 3.2 - Inversor de potência monofásico do tipo VSI.

Os inversores VSI possuem no barramento CC uma fonte de tensão, normalmente com elementos armazenadores de energia do tipo capacitivo. Estes têm um tempo de vida curto, comparativamente com os indutivos, e conseqüentemente têm impactos negativos no tempo de vida do conversor [38]. Estes são amplamente utilizados em fontes de alimentação, UPSs monofásicas e aplicações para energias renováveis.

De modo a evitar curtos-circuitos no barramento CC a técnica de modulação utilizada deve garantir que o interruptor superior e inferior de cada braço não se encontram ligados ao mesmo tempo, pois produziriam um curto-circuito [36]. Na Tabela 3.1 são apresentados os 4 estados permitidos para um inversor VSI monofásico e o respetivo valor da tensão de saída.

Tabela 3.1 – Combinação de estados permitidos num inversor VSI.

S_1	S_2	S_3	S_4	V_o
ON	OFF	OFF	ON	V_{CC}
ON	OFF	ON	OFF	0
OFF	ON	ON	OFF	$-V_{CC}$
OFF	ON	OFF	ON	0

3.1.3. Inversor Multinível

Os conversores multinível surgiram com o intuito de suprimir as necessidades de inversores de potência com melhores desempenhos. Estes baseiam-se na utilização de um maior número de semicondutores para fazer a conversão CC-CA a partir de escalões de tensão ou correntes mais pequenos. A utilização destas configurações apresenta algumas vantagens, como a geração de formas de onda de tensão de melhor qualidade a partir de escalões de tensão menores, melhorando assim o desempenho do sistema [36][41]. Na Figura 3.3 está representada uma configuração inversora multinível CCMLI (*Cascaded Cell Multilevel Inverter*) monofásica de 5 níveis [42].

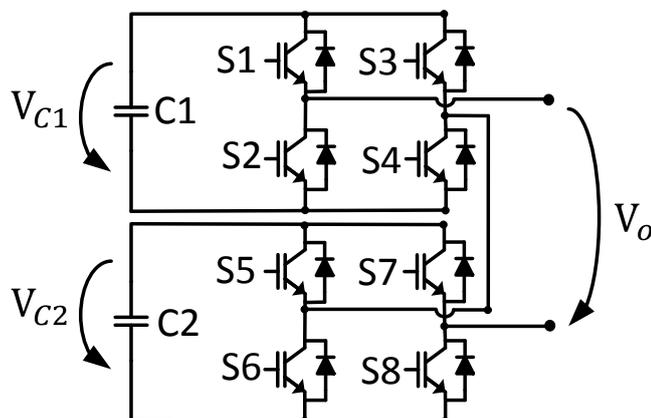


Figura 3.3 – Inversor multinível CCMLI (*Cascaded Cell Multilevel Inverter*) monofásico de 5 níveis.

Uma grande desvantagem deste tipo de conversor de potência é a quantidade de semicondutores utilizados na construção do inversor. O número de semicondutores necessários, os circuitos de *drive*, os sensores adicionais e a complexidade física podem constituir um obstáculo na utilização desta topologia em diversas aplicações.

Nos conversores multinível as topologias mais comuns são os *Diode Clamped Multilevel Inverter* (DCMLI), *Flying Capacitor Multilevel Inverter* (FCMLI) e *Cascaded Cell Multilevel Inverter* (CCMLI) [43][44][45].

3.1.4. Neutral Point Clamped (NPC)

A configuração *Neutral Point Clamped* (NPC) pode ser uma solução possível para a construção de inversores em sistemas de produção de energia fotovoltaica de potências médias/altas. Comparado com o inversor tradicional de dois níveis, a tensão de saída do conversor multinível NPC apresenta as seguintes vantagens: baixa corrente de fuga, menor taxa de distorção harmónica na tensão de saída, elevada eficiência, menores perdas de comutação [46][47]. Na Figura 3.4 é apresentado o esquema elétrico de um inversor *Neutral Point Clamped* (NPC) monofásico de 3 níveis a IGBTs. O inversor é composto por 4 IGBTs com os respetivos díodos em antiparalelo, 2 díodos de *clamping* e por 2 condensadores com um ponto neutro no barramento CC. Para um correto funcionamento do inversor a tensão em cada um dos condensadores do barramento CC deve ser regulada para o mesmo valor, ou seja, a tensão no condensador C_1 deve ser igual à tensão no condensador C_2 .

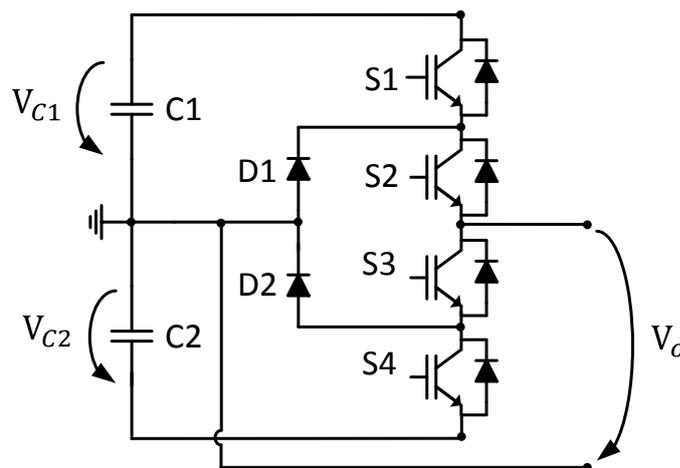


Figura 3.4 – Inversor NPC (*Neutral Point Clamped*) monofásico de 3 níveis.

Os harmónicos de alta frequência da tensão produzida na saída do inversor fotovoltaico podem ser filtrados, injetando-se assim, uma corrente sinusoidal com baixo conteúdo harmónico na rede elétrica [46]. Contudo, esta topologia apresenta algumas

desvantagens, tais como a distribuição desigual das perdas nos semicondutores que leva a uma distribuição desigual da temperatura, a utilização de um maior número de semicondutores e a necessidade de ter uma tensão de entrada no lado CC elevada [48]. Na Tabela 3.2 são apresentados os níveis de tensão na saída do inversor NPC em função do estado dos IGBTs.

Tabela 3.2 – Combinação de estados permitidos no inversor NPC de 3 níveis.

S_1	S_2	S_3	S_4	V_o
ON	ON	OFF	OFF	$\frac{V_{CC}}{2}$
OFF	ON	ON	OFF	0
OFF	OFF	ON	ON	$-\frac{V_{CC}}{2}$

A Figura 3.5 (a) representa a obtenção do nível $\frac{V_{CC}}{2}$ na tensão de saída, na Figura 3.5 (b) representa-se a obtenção do nível $-\frac{V_{CC}}{2}$ e na Figura 3.5 (c) a obtenção do nível 0.

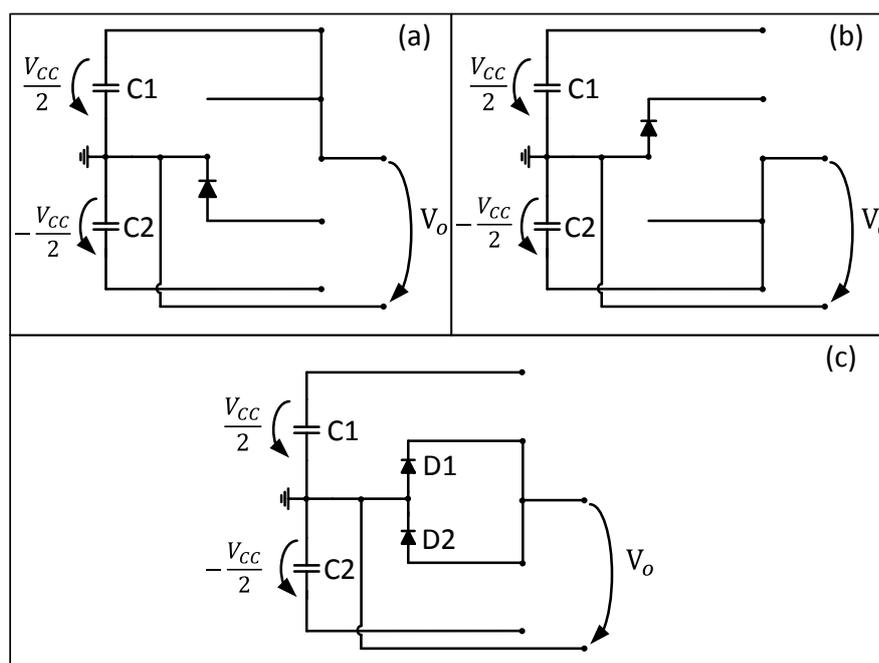


Figura 3.5 - Representação dos 3 estados permitidos pelo inversor NPC de 3 níveis: (a) $V_o = \frac{V_{CC}}{2}$; (b) $V_o = -\frac{V_{CC}}{2}$; (c) $V_o = 0$.

3.2. Técnicas de Modulação

A principal função do inversor é converter tensão contínua para tensão alternada com frequência e amplitude controlada. Estes dispositivos normalmente constituídos por semicondutores de potência, MOSFETs ou IGBTs, necessitam de ser controlados corretamente para efetuar a conversão da energia. As técnicas que atuam sobre os

semicondutores são usualmente designadas por técnicas de modulação. Entre as mais conceituadas podem ser destacadas a Modulação de Onda Quadrada, provavelmente a técnica de modulação mais simples, *Sinusoidal Pulse width Modulation* (SPWM), *Selective Harmonic Elimination* (SHE) e *Space Vector Modulation* (SVM).

Na modulação SPWM para inversores VSI é possível destacar, a modulação PWM unipolar, a modulação PWM bipolar e modulação SPWM para inversores multinível [36][49].

3.2.1. PWM Bipolar

Nesta técnica de controlo por modulação de largura de impulso, para obtenção de uma forma onda sinusoidal na saída do inversor são utilizados apenas dois estados de comutação. Assim sendo a forma de onda da tensão de saída varia apenas entre dois valores, V_{CC} e $-V_{CC}$. Para gerar os sinais de comando para os semicondutores é utilizada apenas uma onda sinusoidal (v_c) e um sinal triangular (v_Δ), sinal de modulação e onda portadora respetivamente. Na Figura 3.6 são apresentados os sinais necessários para a geração dos sinais de controlo para um inversor do tipo VSI representado na Figura 3.2 [36].

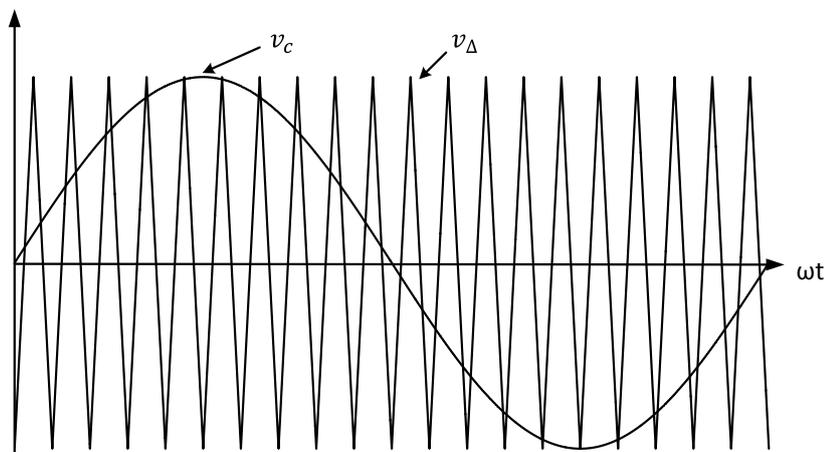


Figura 3.6 -Onda portadora e sinal de modulação para PWM bipolar [35].

Quando $v_c > v_\Delta$, no primeiro braço do inversor é ligado o semicondutor superior e no segundo braço é ligado o semicondutor inferior, os restantes ficam desligados. Quando $v_c < v_\Delta$, no primeiro braço do inversor é ligado o semicondutor inferior e no segundo braço é ligado o semicondutor superior, os restantes ficam desligados.

A tensão de saída (V_o) de um inversor fonte de tensão em ponte completa é um sinal que satisfaz a equação apresentada em (3.1) [36].

$$V_o = m_a V_{CC} \quad (3.1)$$

Onde o índice de modulação m_a é obtido através da equação (3.2) [36].

$$m_a = \frac{v_c}{v_\Delta} \quad (3.2)$$

Considerando que a tensão de saída máxima é a tensão do barramento CC (V_{CC}) o índice de modulação m_a deve ser sempre inferior ou igual a 1. Na região de sobremodulação a tensão de saída (V_o) satisfaz a equação apresentada em (3.3).

$$V_{CC} < V_o < \frac{4}{\pi} V_{CC} \quad (3.3)$$

Do mesmo modo a frequência de modulação m_f pode ser expressa através da equação (3.4) [36].

$$m_f = \frac{f_\Delta}{f_c} \quad (3.4)$$

3.2.2. PWM Unipolar

Nesta técnica de controlo por modulação de largura de impulso para obtenção de uma forma onda sinusoidal na saída do inversor com frequência e amplitude desejada é necessário também controlar a comutação dos semicondutores de potência. Recorrendo à utilização desta técnica de modulação a forma de onda de saída do inversor pode variar instantaneamente entre três valores, V_{CC} , $-V_{CC}$ e 0. Para geração dos sinais de comando são utilizadas duas ondas sinusoidais (v_c e $-v_c$) e um sinal triangular (v_Δ).

Na Figura 3.7 estão representados os sinais necessários para a geração dos sinais de controlo para um inversor do tipo fonte de tensão representado na Figura 3.2.

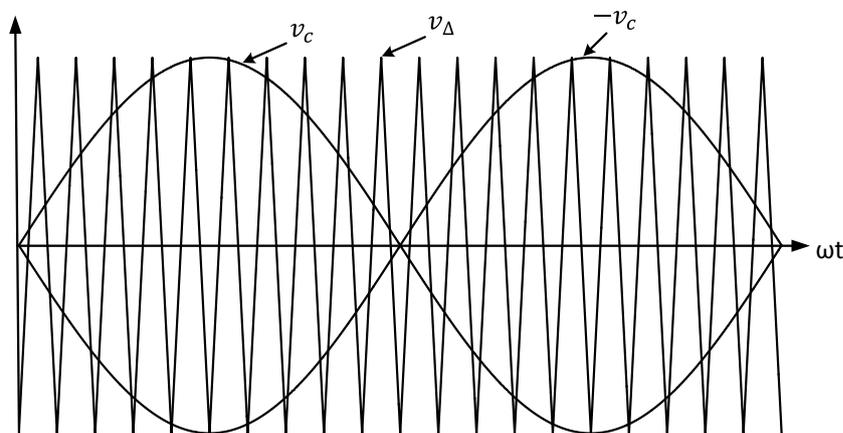


Figura 3.7 – Onda portadora e sinais de modulação PWM Unipolar [36].

Mediante a comparação da onda sinusoidal v_c com a onda triangular v_{Δ} , é obtido o sinal de controlo para um braço do inversor. Por outro lado, o sinal de controlo necessário para o segundo braço do inversor é obtido através da comparação da onda triangular v_{Δ} com a onda sinusoidal $-v_c$. Como os dois braços do inversor tem um desfasamento de 180° a tensão de saída irá conter um conteúdo harmónico inferior [36].

Do mesmo modo que na técnica de modulação PWM bipolar a tensão de saída do inversor (V_o) satisfaz a equação apresentada em (3.5) [36].

$$V_o = m_a V_{CC} \quad (3.5)$$

O índice de modulação m_a é obtido através da equação (3.6) [36].

$$m_a = \frac{v_c}{v_{\Delta}} \quad (3.6)$$

Do mesmo modo a frequência de modulação m_f pode ser obtida através da equação (3.7) [36].

$$m_f = \frac{f_{\Delta}}{f_c} \quad (3.7)$$

As harmónicas na tensão de saída aparecem nas frequências f_h em torno de duas vezes a frequência da onda portadora e nas suas frequências múltiplas.

$$h = lm_f \pm k \quad (3.8)$$

Onde, $l = 2,4, \dots$ e $k = 1,3,5 \dots$

3.2.3. PWM para Inversores Multinível

De igual modo ao inversor fonte de tensão apresentado na Figura 3.2, a geração dos sinais de comando para um inversor multinível pode ser efetuada através da comparação de ondas sinusoidais de referência com ondas portadoras de alta frequência. Existem vários métodos que alteram a posição da onda portadora ou que utilizam várias ondas portadoras, que dependem do número de semicondutores que se deseja controlar.

Na Figura 3.8 estão representados os sinais necessários para gerar os sinais de controlo para um inversor multinível representado na Figura 3.4. O controlo dos semicondutores S_1 e S_3 é feito pela comparação de v_c com $v_{\Delta 1}$ e o controlo dos semicondutores S_2 e S_4 através da comparação do mesmo sinal de controlo v_c com $v_{\Delta 2}$.

O sinal de controlo apresenta uma frequência de 50 Hz característica requerida para a tensão de saída do inversor. A frequência de comutação dos semicondutores de potência é imposta pela frequência das ondas triangulares.

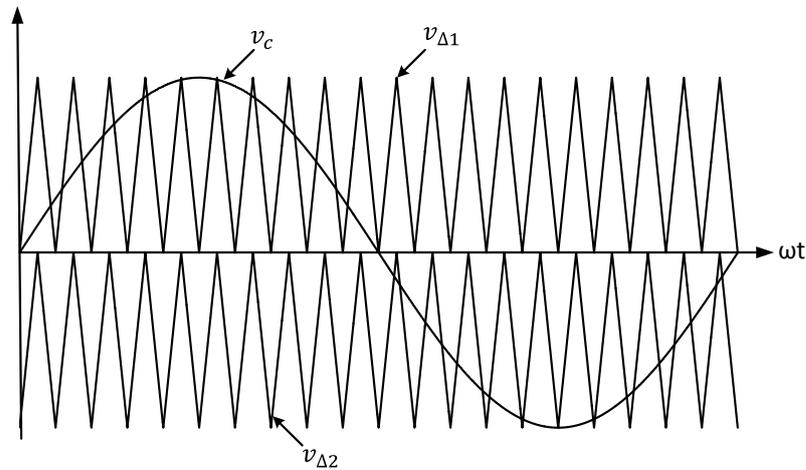


Figura 3.8 – Sinais de modulação PWM para Inversor Multinível.

Este método é bastante utilizado e baseia-se na comparação de uma onda sinusoidal de referência com duas ondas portadoras [49]. Atualmente as investigações relativas a este método de modulação encontram-se focadas na procura de novas sequências de comutação, operação com índices de modulação baixos e adaptação a novas topologias [50][51].

3.3. Técnicas de Sincronização com a Rede Elétrica

A sincronização é uma das questões mais importantes no controlo de equipamentos de eletrónica de potência que interajam com a rede elétrica, nomeadamente em inversores de tensão. A maioria das aplicações conectadas à rede elétrica exige a sincronização entre a tensão da rede e a tensão ou corrente sintetizada pelo conversor de potência. Quanto mais rápida e precisa for esta medida, melhor será a geração dos sinais de referência, e portanto, será alcançada uma melhor eficiência.

Exemplos de aplicações onde a sincronização com a rede elétrica é essencial são encontrados nas áreas dos condicionadores ativos de potência (DVR, filtro ativo paralelo, etc), controlo do fator de potência (STATCOM), injeção de energia na rede elétrica a partir de fontes de energia renovável (fotovoltaica, eólica) [52][53]. A solução mais utilizada para obter sincronização entre sinais variáveis no tempo é a utilização de um *Phase Locked Loop* (PLL).

Na Figura 3.9 está representado um diagrama de blocos da estrutura básica de um PLL. A estrutura básica de um PLL é composta por um detetor de fase, por um filtro e

por um oscilador controlado. Cada um pode ser implementado de várias formas diferentes.

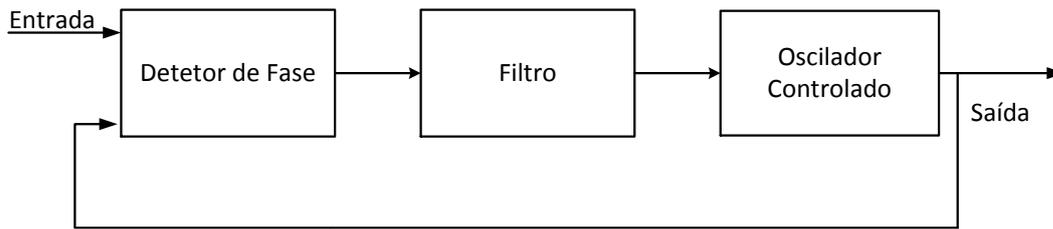


Figura 3.9 - Estrutura básica de um PLL.

3.3.1. Linear PLL

Um *Phase Locked Loop* (PLL) é um mecanismo que sincroniza um sinal de saída com um sinal de referência. A Figura 3.10 apresenta a estrutura de uma *Linear PLL* (LPLL) que utiliza um sinal de entrada (V_i) em unidades pu.

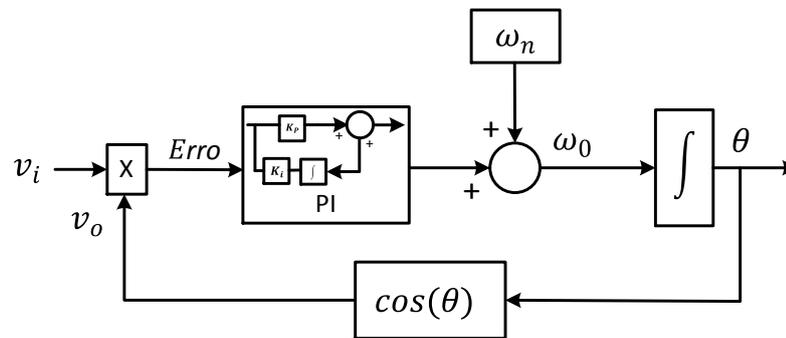


Figura 3.10 - Diagrama de blocos linear PLL.

Admitindo que o sinal de entrada (v_i) é variável no tempo, do tipo sinusoidal, representado pela equação (3.9).

$$V_i(t) = A_1 \sin(\omega_1 t + \theta_1) \quad (3.9)$$

Logo o sinal de saída (V_o) também será um sinal variável no tempo do tipo sinusoidal representado pela equação (3.10).

$$V_o(t) = A_2 \cos(\omega_0 t + \theta) \quad (3.10)$$

Por isso através da equação (3.9) e da (3.10) é obtido o *Erro* que servirá de variável de entrada para o controlador PI, representado na equação (3.11).

$$Erro = A_1 \sin(\omega_1 t + \theta_1) * A_2 \cos(\omega_0 t + \theta) \quad (3.11)$$

Quando o sistema atingir o regime permanente, ou seja, o erro do controlador for zero, o integrador produzirá um sinal de frequência idêntica ao sinal de entrada. Esta PLL tem a desvantagem de necessitar que a frequência de corte do filtro passa-baixo seja baixa para filtrar de forma eficaz o sinal gerado com o dobro da frequência desejada, esta característica faz com que este tipo de PLL tenha uma velocidade de resposta reduzida [52][54].

3.3.2. Enhanced PLL

A *Enhanced PLL* (EPLL) é bastante semelhante a PLL linear, contudo existe uma substancial diferença no mecanismo de detecção de fase, esta não utiliza somente um multiplicador. A unidade de detecção de fase da EPLL é composta por três multiplicadores, um integrador, um deslocamento de fase de 90 graus e uma unidade de comparação (subtratora). Na Figura 3.11 encontra-se representado o diagrama de blocos da EPLL.

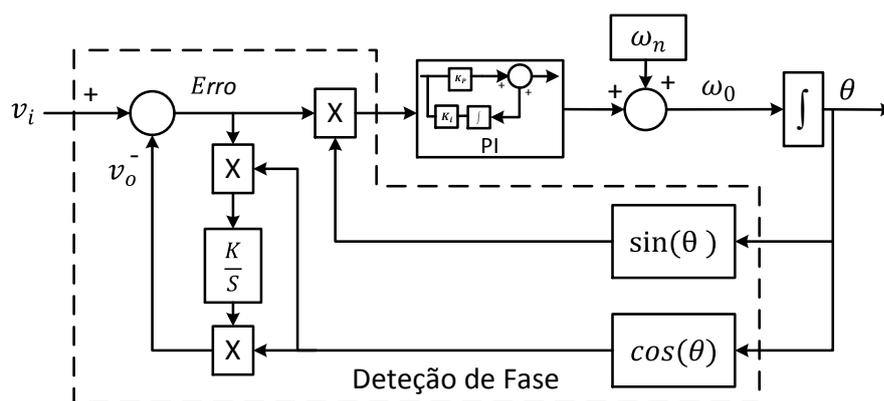


Figura 3.11 - Diagrama de blocos EPLL.

Este método de sincronização (EPLL) é capaz de reconstruir a frequência, a amplitude e a fase de um sinal de entrada. Remove também ruído que possa interferir com a componente fundamental do sinal de entrada (teoria auto adaptativa de filtragem). O parâmetro K é usado para controlar a amplitude do sinal e os parâmetros K_p e K_i do controle PI (proporcional integral) são utilizados para controlar o comportamento do sistema. A velocidade de resposta e o desempenho da filtragem devem ser levados em consideração a quando da sintonização dos parâmetros do sistema [54].

3.3.3. Synchronous Reference Frame PLL

Na Figura 3.12 é apresentado o diagrama de blocos da *Synchronous Reference Frame PLL* (SRF-PLL). Neste método são utilizadas duas mudanças de coordenadas, na primeira, a transformada de *Clarke* que consiste em transformar o sinal de entrada em duas coordenadas ortogonais, uma em fase com o sinal de entrada e outra desfasada 90 graus. Em seguida é utilizada a transformada de *Park* que altera o referencial do sistema, transformando o sistema de referência fixa, $\alpha\beta$, num sistema de referência síncrona rotativa, dq .

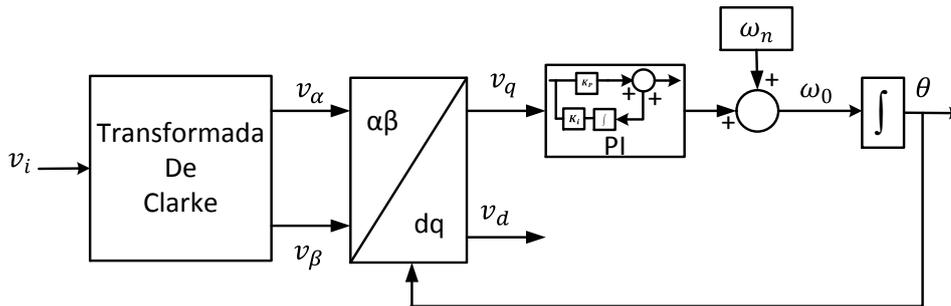


Figura 3.12 - Diagrama de blocos SFR-PLL.

Através do sistema apresentado em (3.12) é possível retirar as equações necessárias para a transformada de Park.

$$\begin{bmatrix} V_d \\ V_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & -\sin(\theta) \\ \sin(\theta) & \cos(\theta) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_\alpha \\ V_\beta \end{bmatrix} \quad (3.12)$$

Este sistema é bastante utilizado contudo apresenta uma elevada complexidade [52][54].

3.3.4. Second Order Generalized Integrator PLL

O método de sincronização com a rede elétrica, *Second Order Generalized Integrator PLL* (SOGI-PLL), representado na Figura 3.13 é capaz de gerar sinais ortogonais, um em fase com o sinal de entrada (v') e outro desfasado 90 graus (qv').

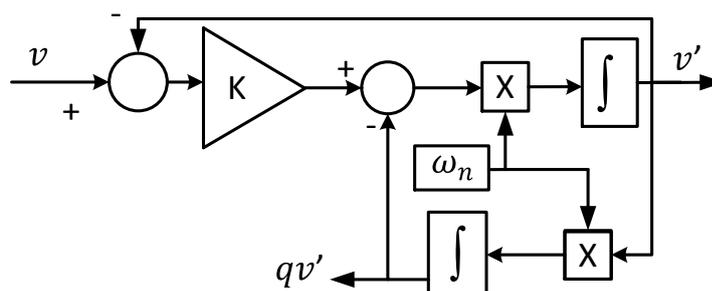


Figura 3.13 - Diagrama de blocos SOGI-PLL.

Na equação (3.13) está representada a função de transferência do sistema, onde ω_n é a frequência ressonante. Esta técnica apresenta também uma boa capacidade de filtragem e adaptabilidade [54][55].

$$H(s) = \frac{\omega_n s}{s^2 + \omega_n^2} \quad (3.13)$$

3.4. Técnicas de Controle de Corrente para Inversores VSI

As técnicas de modulação permitem atuar diretamente no valor da tensão de saída do inversor através da alteração dos estados dos semicondutores de potência. Porém, quando se pretende controlar a corrente de saída de um inversor, somente a técnica de modulação não é suficiente. Por isso é necessário realimentar o sistema de controlo, ou seja, criar uma malha de controlo fechada que permita determinar qual o valor de tensão que o inversor tem de produzir na saída de modo a se obter a corrente desejada. Quando se utiliza um inversor fonte de tensão normalmente é utilizado na sua saída uma bobina com o propósito de filtrar as correntes.

Na Figura 3.14 é apresentado o esquema de um inversor VSI monofásico com uma bobina na saída.

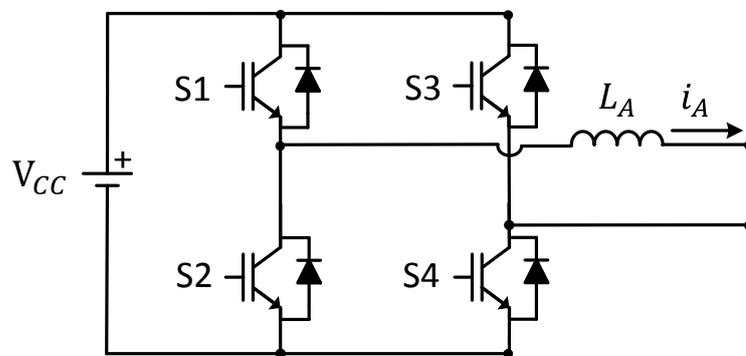


Figura 3.14 - Inversor VSI monofásico com bobina de saída.

3.4.1. Controle de Corrente por *Periodic Sampling*

A técnica de controlo de corrente por *Periodic Sampling* (controlo por amostragem periódica) é implementada através da comparação direta da corrente de saída do inversor com a corrente de referência. Se a corrente de saída i_A for inferior à corrente de referência os semicondutores S_1 e S_4 (Figura 3.14) devem permanecer fechados e os restantes abertos. Caso contrário, se a corrente de referência for superior à corrente saída i_A os semicondutores S_2 e S_3 (Figura 3.14) devem permanecer fechados e os restantes abertos. Na Figura 3.15 é apresentado um diagrama de bolcos que

representa o controlo da corrente da saída de um inversor monofásico por *Periodic Sampling*.

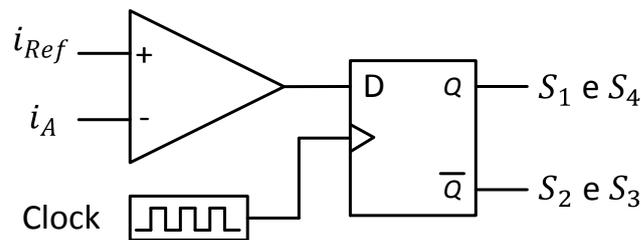


Figura 3.15 - Diagrama de blocos do controlador de corrente por *Periodic Sampling*.

O sinal resultante da comparação da corrente de saída com a corrente de referência pode não ser aplicado diretamente às *gates* dos semicondutores. Se forem aplicados diretamente a frequência de comutação dos semicondutores não será fixa. Para garantir que os semicondutores apenas mudam de estado uma vez em cada ciclo de amostragem predefinido é utilizado um circuito de amostragem e retenção (*sampling and hold*) com frequência fixa. Este circuito tem como função limitar a frequência de comutação dos semicondutores.

O sinal de saída resultante da comparação da corrente de saída do inversor com a corrente de referência é memorizado num flip-flop do tipo D. A cada transição do relógio o sinal de saída do comparador é colocado na saída do flip-flop. Este sinal é utilizado para ativar os semicondutores permanecendo inalterado durante um ciclo inteiro. Esta técnica de controlo de corrente é bastante simples de implementar tanto num controlador analógico quanto num controlador digital [56][57].

3.4.2. Controlo de Corrente por Histerese

Na técnica de controlo por histerese a corrente de saída é limitada entre um valor máximo e um valor mínimo de corrente, e o controlo é feito em função destes valores extremos serem atingidos. A corrente de saída varia entre os limites definidos pelo utilizador, representados na equação (3.14).

$$i_{Ref} - H < i_a < i_{Ref} + H \quad (3.14)$$

Enquanto a corrente de saída não atingir a corrente de referência mais a histerese são ligados os semicondutores S_1 e S_4 (Figura 3.14) e os restantes devem permanecer desligados. Caso contrário, enquanto a corrente de saída não atingir a corrente de referência menos a histerese são ligados os semicondutores S_2 e S_3 (Figura 3.14) e os restantes devem permanecer abertos. Se a corrente de saída estiver dentro da margem de

histerese, os semicondutores devem permanecer no mesmo estado. Na Figura 3.16 apresenta-se um diagrama de blocos que representa o controlo de corrente por histerese.

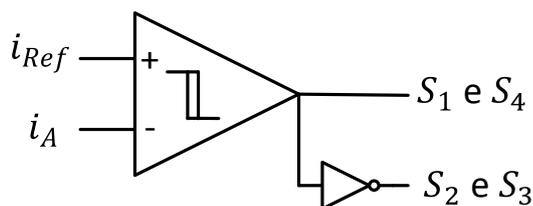


Figura 3.16 - Diagrama de blocos do controlo de corrente por histerese.

O sinal resultante à saída do comparador é utilizado para controlar os semicondutores S_1 e S_4 através da sua *gate* e a negação desse sinal é aplicada aos semicondutores S_2 e S_3 . Esta técnica de controlo de corrente é bastante simples de implementar. A grande desvantagem reside no facto da frequência de comutação poder variar muito [56][57].

3.4.3. Controlo de Corrente por PI com Modulação SPWM

A técnica de controlo de corrente por PI (Proporcional Integral) com modulação SPWM recorre a um somador para obter o erro entre a corrente de referência e a corrente de saída do inversor tipo fonte de tensão (VSI). Esse erro é em seguida utilizado como variável de entrada do controlador PI. A tensão de controlo gerada pelo controlador PI é utilizada para sintetizar os sinais de comando dos semicondutores do inversor, através da técnica de modulação SPWM.

Na Figura 3.17 é mostrado o diagrama de blocos do controlo de corrente por PI combinado com uma técnica de modulação SPWM.

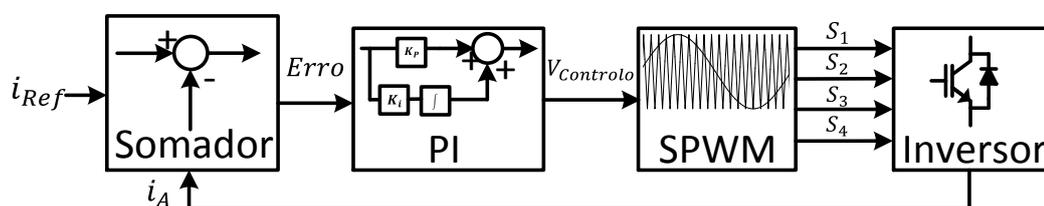


Figura 3.17 - Diagrama de blocos de um controlador de corrente por PI com modulação SPWM.

Nesta técnica de controlo de corrente por PI, a compensação do erro de corrente e a modulação da tensão são dois processos completamente independentes, permitindo que o inversor opere com frequência de comutação fixa.

3.5. Algoritmos de Controlo para MPPT

Num sistema solar fotovoltaico os módulos são o elemento que apresenta maior custo de produção, como tal é necessário desenvolver técnicas que possibilitem uma utilização mais rentável destes dispositivos.

O controlo de seguimento do ponto de máxima potência (*Maximum Power Point Tracker* - MPPT) é uma parte essencial para a otimização da potência extraída de um sistema solar fotovoltaico. O objetivo deste tipo de técnicas de controlo é encontrar o valor de tensão ou corrente no qual o sistema opera no ponto de máxima potência, independentemente da temperatura e radiação solar registada. Na Figura 3.18 é apresentada a curva de potência de um módulo solar fotovoltaico.

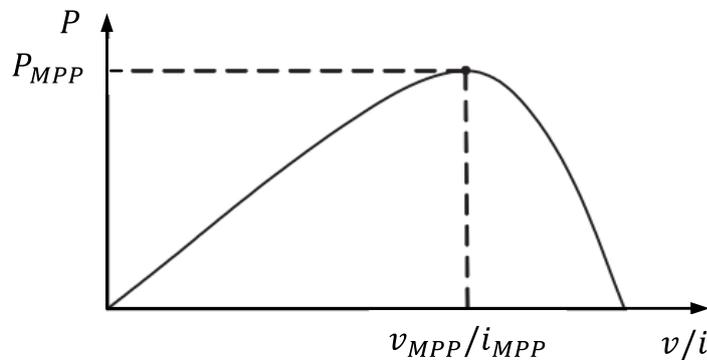


Figura 3.18 - Curva de potência de um módulo solar fotovoltaico [58].

Atualmente existe uma quantidade avultada de artigos técnicos que referenciam inúmeros algoritmos de controlo MPPT. Estes variam na complexidade, na quantidade de sensores que requerem, na velocidade de execução, no custo de implementação e na eficiência. Todavia, existem alguns métodos bastante estudados dos quais se pode destacar, tensão constante, corrente constante, perturbação e observação e condutância incremental [58].

3.5.1. Tensão Constante

Independentemente das condições climáticas, mais precisamente da variação da temperatura ou da radiação solar, a tensão no ponto de máxima potência (V_{MPP}) e a tensão de circuito aberto (V_{OC}) mantêm a sua relação aproximadamente linear. Este método de controlo MPPT baseia-se nessa relação de linearidade para procurar o ponto de máxima potência do sistema. Na equação (3.15) é apresentada essa relação.

$$V_{MPP} = K_1 V_{OC} \quad (3.15)$$

Através da equação (3.15) é possível verificar que a determinação da tensão do ponto de máxima potência é obtida através da tensão de circuito aberto, normalmente especificado pelo fabricante dos módulos solares, por uma constante K_1 que é uma constante de proporcionalidade que geralmente varia dependo das características do módulo solar fotovoltaico. Esta constante é determinada empiricamente, e usualmente varia entre 0,71 e 0,78. Uma vez determinada a constante de proporcionalidade, é possível obter a tensão do ponto de máxima potência através da equação (3.15), medindo periodicamente a tensão de circuito aberto.

Contudo, para efetuar estas medições é necessário desligar os módulos solares do conversor de eletrônica de potência, este processo acarreta algumas desvantagens como a perda temporária de energia que contribui negativamente para a eficiência deste método de controlo. Dependendo da aplicação, este método de controlo pode não ser a solução mais adequada, todavia esta técnica é bastante simples e barata de implementar [58].

3.5.2. Corrente Constante

Este método de controlo tem um princípio de funcionamento bastante idêntico ao método da tensão constante. A corrente de curto-circuito de um módulo solar fotovoltaico e a corrente do ponto de máxima potência apresentam também uma relação aproximadamente linear, independente das condições climáticas. Através da equação (3.16) é possível determinar a corrente do ponto de máxima potência

$$I_{MPP} = K_2 I_{SC} \quad (3.16)$$

Para tal é necessário determinar a constante de proporcionalidade (K_2) através de meios empíricos, por norma esta varia entre 0,78 e 0,92. Identicamente ao método de tensão constante, também é necessário um interruptor adicional para interromper a ligação dos módulos solares ao conversor de potência, para medição da corrente de curto-circuito [58].

3.5.3. Perturbação e Observação

O método perturbação e observação (P&O) é porventura o algoritmo de controlo mais utilizado na procura do ponto de máxima potência de um sistema fotovoltaico, devido à sua fácil implementação.

Este algoritmo de controlo seguidor do ponto de máxima potência perturba periodicamente a variável de referência e observa a variação da potência no sistema, essa grandeza é guardada de modo a servir de comparação no próximo ciclo de perturbação. Comparando a potência obtida com a registada na iteração anterior, é possível verificar se a potência aumentou, caso esta aumente, irá ser aplicada ao sistema uma perturbação na mesma direção, caso contrário terá de ser aplicada uma perturbação na direção oposta [59][60]. O comportamento da potência em função da perturbação está resumido na Tabela 3.3.

Tabela 3.3 – Resumo do comportamento da potência num algoritmo P&O [58].

Perturbação	Alteração da Potência	Próxima Perturbação
Positiva	Positiva	Positiva
Positiva	Negativa	Negativa
Negativa	Positiva	Negativa
Negativa	Negativa	Positiva

Pela análise da Tabela 3.3 é possível verificar que através desta técnica de controlo MPPT, o sistema fotovoltaico nunca irá atingir o ponto de máxima potência, pelo facto de o sistema ser perturbado periodicamente. O sistema oscila em torno do ponto de máxima potência desperdiçando energia, no entanto estas oscilações podem ser minimizadas, reduzindo o tamanho da perturbação aplicada. Contudo, uma perturbação menor torna a técnica mais lenta, demorando mais tempo para encontrar o ponto de máxima potência [58]. Na Figura 3.19 está representado o algoritmo de controlo MPPT perturbação e observação.

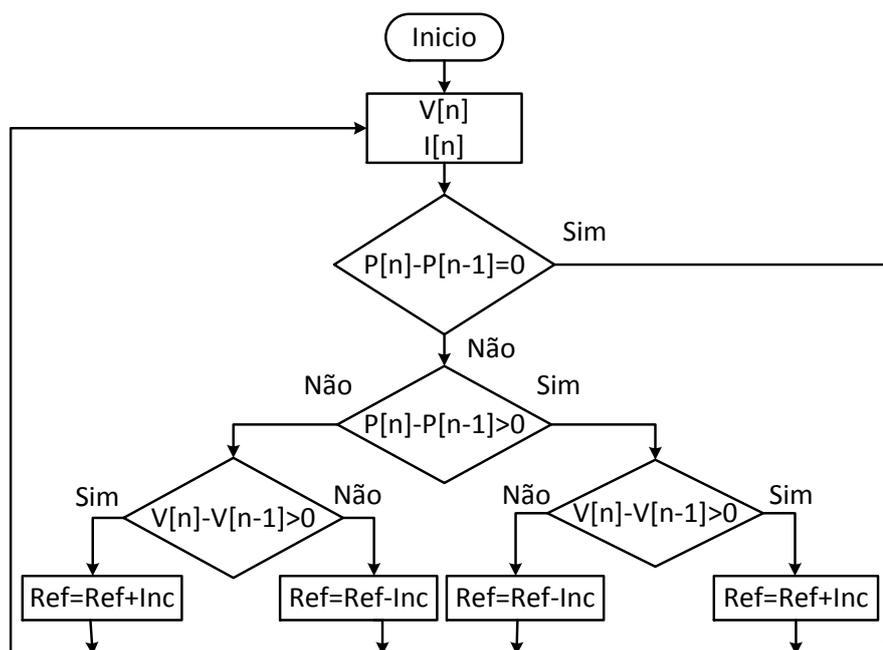


Figura 3.19 - Algoritmo do controlo MPPT perturbação e observação.

Numa fase inicial o algoritmo apenas necessita de obter valores de tensão e correntes para calcular a potência fornecida pelo conjunto de módulos solares. Depois é verificada a condição apresentada na equação (3.17).

$$\Delta_p = P(n) - P(n - 1) = 0 \quad (3.17)$$

De acordo com o resultado obtido é definida a orientação da próxima perturbação por forma a atingir o ponto de máxima potência. Este método de controlo pode falhar se exposto a bruscas mudanças nas condições climatéricas [59][61].

3.5.4. Condutância Incremental

Este método de controlo MPPT baseia-se na curva característica de um módulo solar fotovoltaico para encontrar o ponto de máxima potência. De facto ao analisar a curva de potência de um sistema fotovoltaico é possível verificar que a derivada da potência em relação à tensão é zero, quando o sistema está a operar no ponto de máxima potência. Por sua vez, quando a derivada é positiva o sistema está num ponto de funcionamento à esquerda do ponto de máxima potência (*Maximum Power Point - MPP*), se for negativa encontra-se à direita deste. Nas equações (3.18), (3.19) e (3.20) é apresentado esse comportamento [58].

$$\frac{dP}{dV} = 0 \quad \text{MPP} \quad (3.18)$$

$$\frac{dP}{dV} > 0 \quad \text{Esquerda do MPP} \quad (3.19)$$

$$\frac{dP}{dV} < 0 \quad \text{Direita do MPP} \quad (3.20)$$

Este algoritmo tem a vantagem de conseguir determinar quando o MPPT atingiu o ponto de máxima potência, contrariamente ao de perturbação e observação que oscila em torno do ponto de máxima potência. Por outro lado, uma desvantagem deste algoritmo reside na sua maior complexidade de implementação [62]. Esta técnica utiliza os valores da corrente e tensão dos módulos fotovoltaicos para obter a condutância incremental e instantânea. Derivando $P = V I$, obtém-se:

$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(V I)}{dV} = V \frac{dI}{dV} + I = I + \frac{\Delta I}{\Delta V} \quad (3.21)$$

Logo, o ponto de máxima potência pode ser rastreado através da comparação da condutância instantânea com a condutância incremental, através da equação (3.22).

$$\frac{\Delta I}{\Delta V} = -\frac{I}{V} \quad (3.22)$$

Se a condição anterior for verificada o sistema está a operar no ponto de máxima potência. Por outro lado, se esta condição não for verificada é necessário identificar se o sistema está a operar à direita ou à esquerda do MPP, de modo a ser possível definir a direção do ajuste da variável de referência. Na Figura 3.20 está representado o algoritmo de controlo do método condutância incremental.

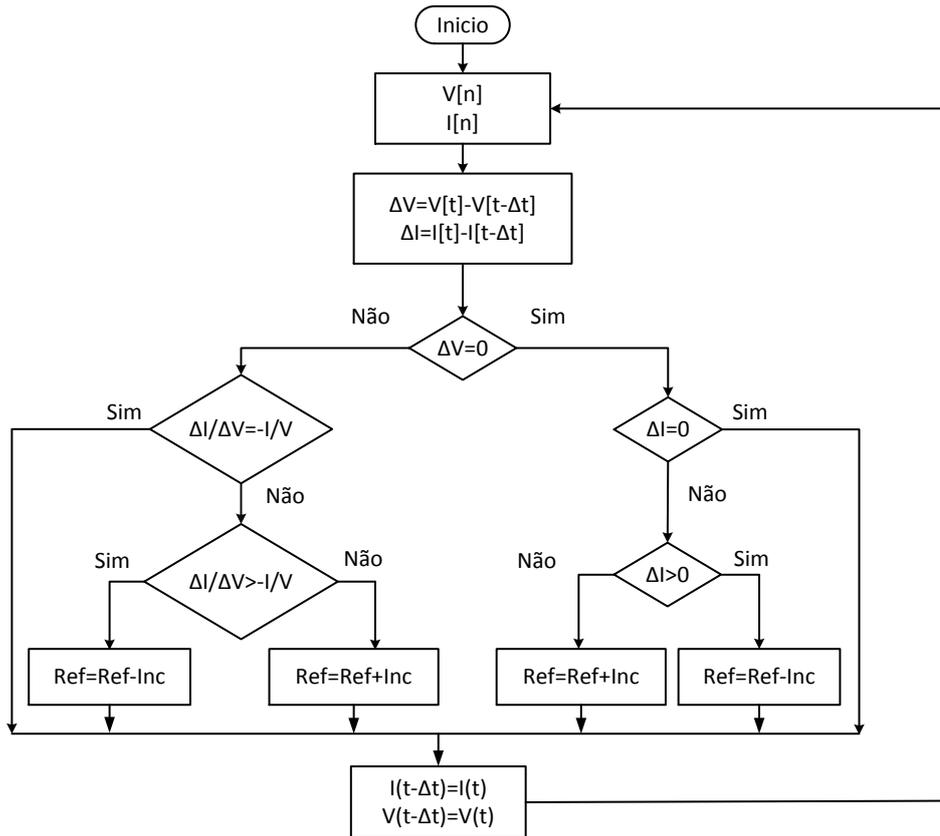


Figura 3.20 - Algoritmo do controlo MPPT condutância incremental.

Numa fase inicial são lidos os valores da tensão e da corrente nos módulos de modo a ser possível calcular a variação da tensão e da corrente. De seguida se a condição fundamental, $\frac{\Delta I}{\Delta V} = -\frac{I}{V}$, for verificada o sistema encontra-se no ponto de máxima potência e apenas são atualizados os valores de tensão e corrente. Senão, é verificado se o sistema se encontra à direita ou à esquerda do MPP de modo a ser possível realizar a ação correta para direcionar o sistema para o ponto de máxima potência [58][62].

3.6. Conclusões

Neste capítulo foram apresentadas pormenorizadamente as topologias inversoras e os respetivos elementos de controlo de um inversor para aplicações fotovoltaicas com MPPT (*Maximum Power Point Tracker*) integrado. O desenvolvimento deste equipamento de eletrónica de potência exigiu um estudo prévio dos seus principais constituintes.

O conversor de eletrónica de potência tem como principal função interligar os módulos solares à rede elétrica, e como tal as diversas topologias inversoras foram abordadas detalhadamente neste capítulo. Foram também abordadas as principais técnicas de modulação que permitem controlar o inversor, alguns processos que permitem obter sinais de referência sincronizados com a rede elétrica possibilitando assim a injeção de corrente na rede elétrica. Por último foram também apresentadas algumas técnicas de controlo de corrente e os principais algoritmos de controlo para extração da máxima potência dos módulos solares.

Em suma, foram abordados todos os possíveis constituintes para o sistema solar fotovoltaico interligado à rede elétrica e concluído que o inversor NPC (*Neutral Point Clamped*) combinado com um controlo de corrente por PI (Proporcional Integral) com técnica de modulação SPWM (*Sinusoidal Pulse width Modulation*) e com controlo MPPT (Condutância Incremental) agrupado a um mecanismo de sincronização com a rede elétrica LPLL (*Linear Phase Locked Loop*) seria uma escolha plausível, eficiente e exequível para este projeto de dissertação.

CAPÍTULO 4

Dimensionamento e Simulações Computacionais do Inversor para Aplicações Fotovoltaicas

4.1. Introdução

Para garantir o comportamento adequado de um determinado sistema elétrico que se deseja implementar é essencial recorrer a ferramentas computacionais de simulação que possibilitam o estudo das possíveis alterações comportamentais desse mesmo sistema. Recorrendo a este tipo de ferramentas é possível simular e conseqüentemente controlar, as diferentes variáveis de um circuito eletrônico, nos seus diferentes pontos de operação, prevenindo assim atempadamente alguns erros de projeto aquando da fase de implementação prática.

Estas ferramentas são uma mais-valia em termos económicos quando comparadas com o custo material espetável para o teste físico das soluções desenvolvidas. Contribuem também para maximizar a eficiência e segurança, pois permitem desenvolver uma solução para um determinado problema próxima da realidade, com comportamentos fidedignos sem colocar em risco a segurança de quem os testa.

Neste capítulo são apresentadas todas as simulações realizadas durante o desenvolvimento desta dissertação. Para tal, recorreu-se à ferramenta de simulação *PSIM*, de modo a validar e otimizar os sistemas propostos para esta dissertação.

4.2. Módulo Solar Fotovoltaico

Os módulos solares fotovoltaicos são os elementos base desta dissertação, que tem como objetivo desenvolver um interface entre estes e a rede elétrica. Por isso, foi necessário compreender melhor o seu funcionamento utilizando um modelo físico de simulação disponibilizado pelo software *PSIM*. Na Figura 4.1 está representado o modelo de simulação de um módulo solar fotovoltaico disponibilizado pelo *PSIM*. Este simula o comportamento real de um módulo solar fotovoltaico tendo em consideração as condições da temperatura ambiente e da radiação solar incidente. Os dados

introduzidos são referentes ao módulo solar fotovoltaico da marca BP solar, modelo BP2150S.

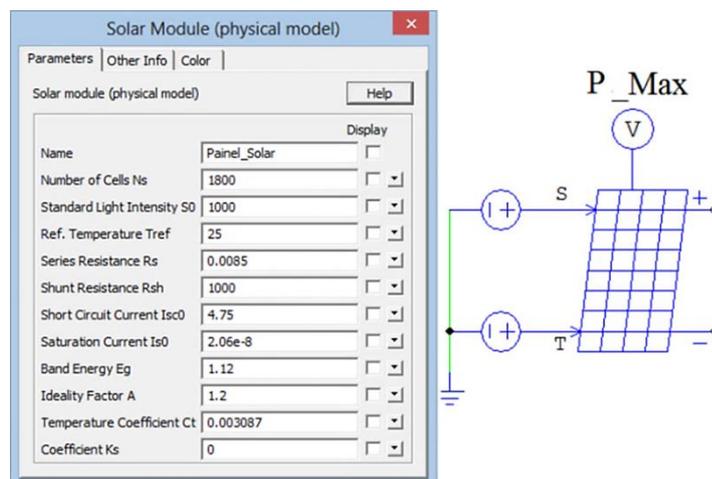


Figura 4.1 - Modelo de simulação disponibilizado pelo PSIM.

Na Tabela 4.1 são apresentadas as características do módulo solar simulado, estas foram obtidas para condições controladas de temperatura 25°C e intensidade luminosa 1000 W/m² (padrão *standard test conditions* – STC). Toda esta informação foi retirada do *datasheet* fornecido pelo fabricante [63].

Tabela 4.1 – Especificações do módulo solar fotovoltaico BP 2150S.

Módulo BP 2150S	
Potência Máxima (P_{Max})	150 W
Tensão no Ponto de Máxima Potência (V_{MPP})	34,0 V
Corrente no Ponto de Máxima Potência (I_{MPP})	4,45 A
Tensão de Circuito Aberto (V_{OC})	42,8 V
Corrente de Curto-Circuito (I_{SC})	4,75 A
Número de Células (N)	72
Coefficiente de Temperatura da I_{SC}	(0,065±0,015)%/°C
Coefficiente de temperatura da V_{OC}	-(160±20)mV/°C
Temperatura de Operação Nominal das Células	(47±2)°C

As curvas corrente-tensão (I-V) e potência-tensão (P-V) apresentadas na Figura 4.2 resultam da simulação do módulo solar fotovoltaico nas condições padrão STC. Como cada módulo fotovoltaico tem uma potência reduzida, 150 W, é necessário agrupar vários módulos solares para se obter uma maior potência. Tendo em consideração a tensão mínima necessária para injetar energia na rede elétrica, a topologia inversora utilizada, e a tensão dos módulos solares fotovoltaicos, optou-se por

uma configuração que utiliza 23 módulos solares conectados em série, perfazendo uma diferença de potencial entre os terminais do conjunto de módulos de cerca de 850 V. Com isto, a potência máxima gerada pelos 23 módulos solares é de 3,75 kW.

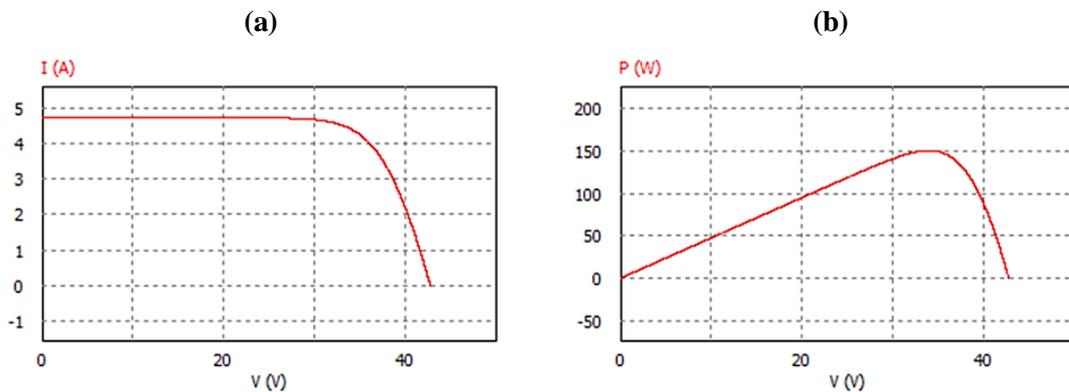


Figura 4.2 - Curvas características do módulo solar fotovoltaico BP2150S: (a) I-V; (b) P-V.

Os parâmetros do modelo físico do módulo solar fotovoltaico disponibilizado pelo software de simulação *PSIM*, representados na Figura 4.3, foram ajustados de modo a obter as características de um conjunto de 23 módulos solares nas condições padrão STC.

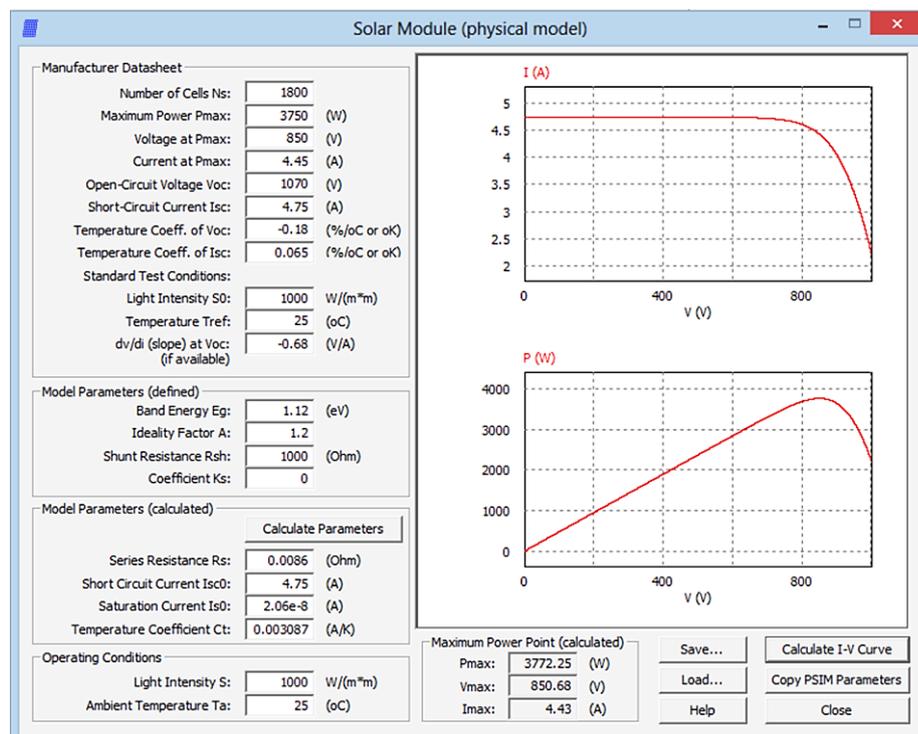


Figura 4.3 - Curvas características e parâmetros do conjunto de 23 módulos solares conectados em série.

4.3. Inversor NPC (*Neutral Point Clamped*)

Para comprovar e testar o adequado funcionamento da topologia adotada para este projeto de dissertação foi simulado em *PSIM* o circuito apresentado na Figura 4.4. Com esta simulação pretende-se validar o funcionamento, bem como o seu comportamento em regime permanente e transitório, por forma a otimizar a sua futura implementação prática.

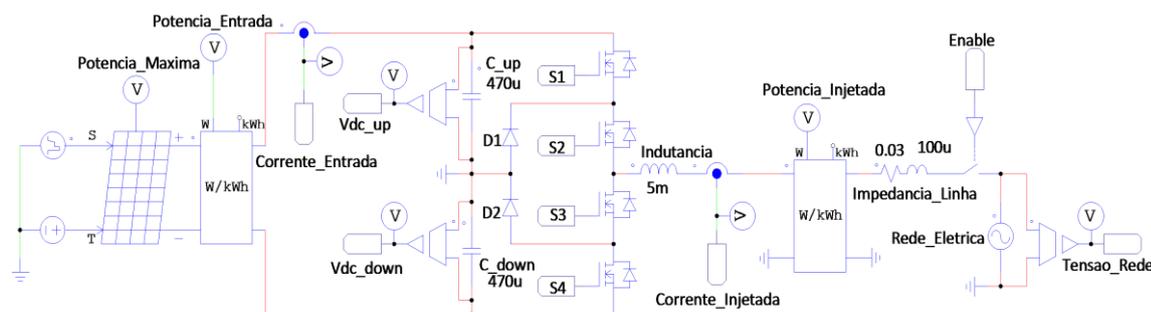


Figura 4.4 - Sistema solar fotovoltaico simulado em *PSIM*.

Este sistema é composto por um conjunto de módulos solares com as características anteriormente referidas, por uma topologia inversora multinível NPC (*Neutral Point Clamped*) com um barramento CC com ponto neutro. Como filtro de saída foi utilizada uma bobina com uma indutância de 5 mH. Para a impedância de linha foram usados os valores de $0,03 \Omega$ para a componente resistiva e de $100 \mu\text{H}$ para a componente indutiva.

Para controlar o inversor foi utilizada uma técnica de comutação SPWM (*Sinusoidal Pulse width Modulation*). Esta técnica é apresentada na Figura 4.5, e consiste na comparação de uma onda sinusoidal de controlo com duas ondas triangulares com elevada frequência.

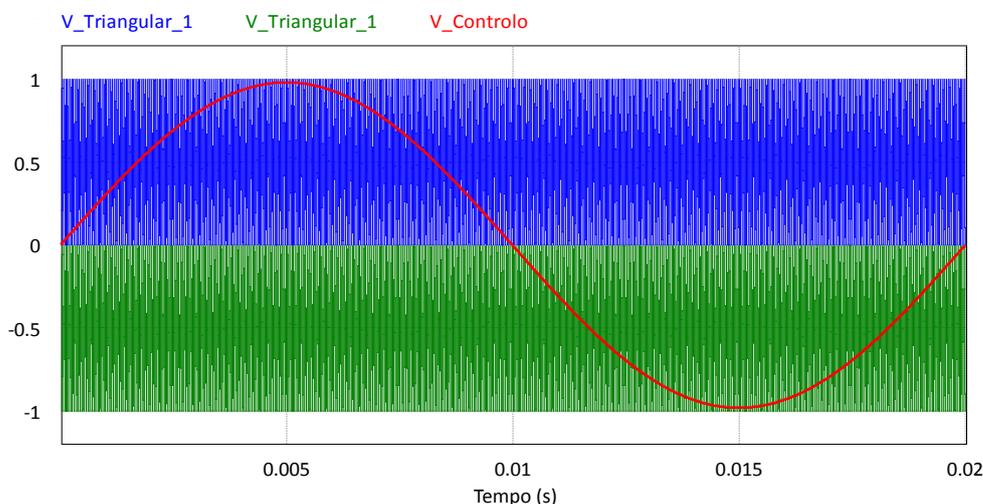


Figura 4.5 - Controlo do Inversor por SPWM.

O controlo dos semicondutores S_1 e S_3 é feito pela comparação de $V_{Controlo}$ e $V_{Triangular_1}$, o controlo dos semicondutores S_2 e S_4 através da comparação do mesmo sinal de controlo com $V_{Triangular_2}$. O sinal de controlo apresenta uma frequência de 50 Hz característica requerida para a tensão de saída do inversor. A comutação dos semicondutores de potência do inversor é feita a uma frequência de 30 kHz, que correspondente à frequência das ondas triangulares.

Na equação (4.1) e (4.2) é apresentada a condição na qual os semicondutores S_1 e S_3 são atuados. Dessas comparações são obtidos os respetivos sinais de controlo, representados na Figura 4.6.

$$V_{Controlo} > V_{Triangular_1} \Rightarrow S_1 \text{ ON} \quad (4.1)$$

$$V_{Controlo} < V_{Triangular_1} \Rightarrow S_3 \text{ ON} \quad (4.2)$$

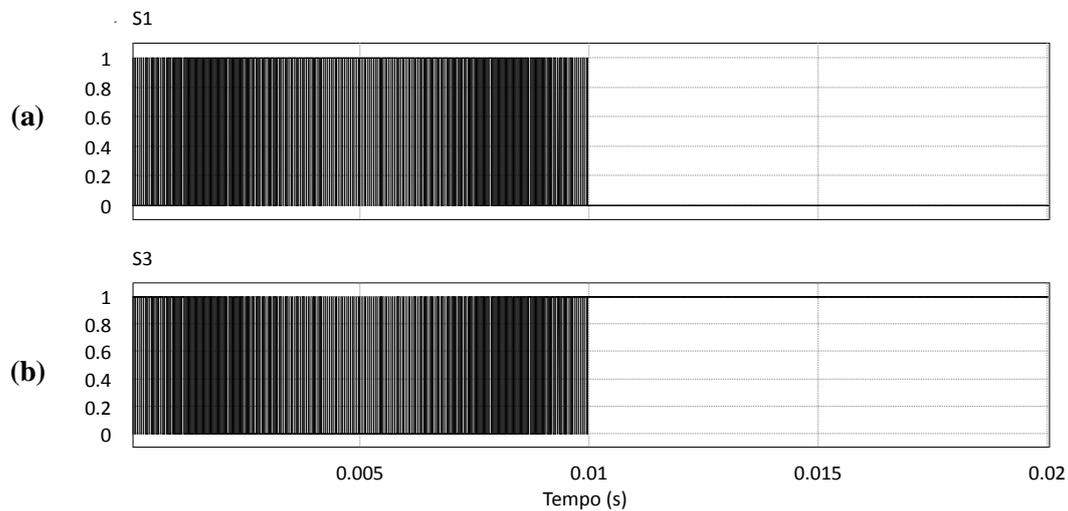


Figura 4.6 - Sinais de controlo dos semicondutores do inversor: (a) S_1 ; (b) S_3 .

Os semicondutores S_1 e S_3 são responsáveis por sintetizar a arcada positiva da tensão de saída do inversor, enquanto este comutam, o semicondutor S_2 encontra-se sempre ligado, e o semicondutor S_4 sempre desligado. Na equação (4.3) e (4.4) é apresentada a condição na qual os semicondutores S_2 e S_4 são atuados. Dessas comparações são obtidos os respetivos sinais de controlo, representados na Figura 4.7.

$$V_{Controlo} > V_{Triangular_2} \Rightarrow S_2 \text{ ON} \quad (4.3)$$

$$V_{Controlo} < V_{Triangular_2} \Rightarrow S_4 \text{ ON} \quad (4.4)$$

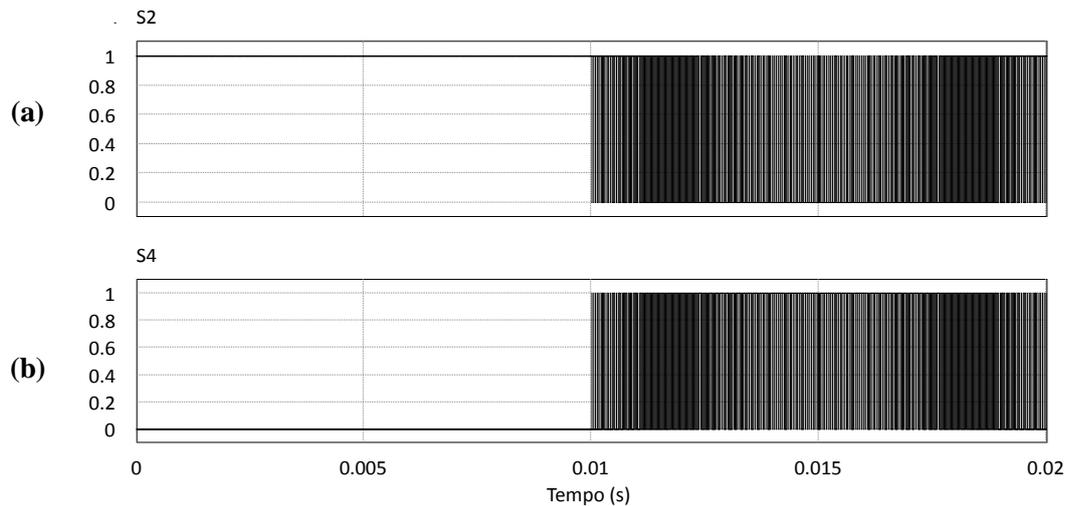


Figura 4.7 - Sinais de controlo dos semicondutores do inversor: (a) S2; (b) S4.

Primeiramente foi simulado o inversor monofásico sem filtro de saída e com uma tensão de entrada contínua de cerca de 425 V. Na Figura 4.8 é apresentada a tensão e a corrente de saída obtida.

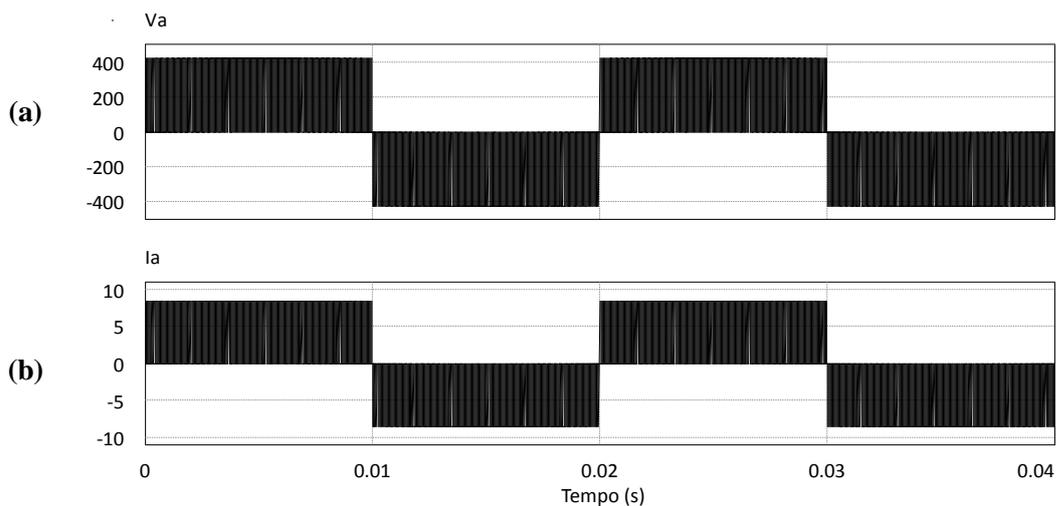


Figura 4.8 - Formas de onda na saída do inversor sem filtro: (a) Tensão; (b) Corrente.

A tensão e corrente de saída foram obtidas com uma carga resistiva aplicada na saída do inversor. A tensão apresenta uma forma de onda quadrada com uma frequência de 50 Hz e valor de pico que varia entre ± 425 V. Na Figura 4.9 é apresentado uma ampliação das formas de onda da tensão e da corrente na saída do inversor sem filtro apresentadas na Figura 4.8.

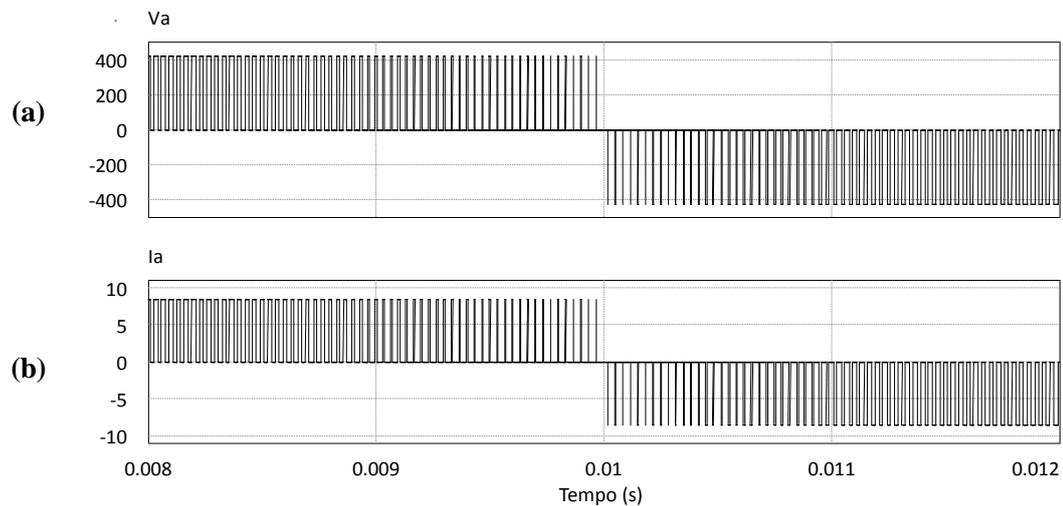


Figura 4.9 - Zoom das formas de onda na saída do inversor sem filtro: (a) Tensão; (b) Corrente.

Para a interligação do inversor à rede elétrica é necessário controlar a corrente de saída para que esta esteja dentro dos valores pretendidos. O método utilizado para controlar a corrente de saída foi um controlador PI (Proporcional e Integral). Este é um método de controlo muito usado e é bastante simples como se pode ver na Figura 4.10.

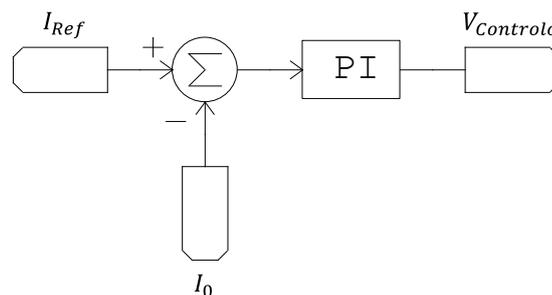


Figura 4.10 - Controlo de corrente do inversor NPC.

Este consiste na comparação da corrente de saída do inversor (I_0) com a corrente de referência (I_{Ref}) que é a corrente desejada à saída do conversor. O erro resultante da comparação é utilizado no controlador PI, por sua vez, a saída deste ($V_{Controlo}$) é utilizado para comparação com as ondas triangulares (Figura 4.5) de modo a se obter os pulsos que irão ser aplicados aos semicondutores de potência. Para o teste do inversor NPC foram admitidas as condições ideais de funcionamento do sistema fotovoltaico, ou seja, o ponto de máxima potência do conjunto de módulos solares fotovoltaicos. A Figura 4.11 (a) apresenta a forma de onda da corrente de referência fornecida ao controlador PI e a Figura 4.11 (b) apresenta a corrente sintetizada pelo inversor.

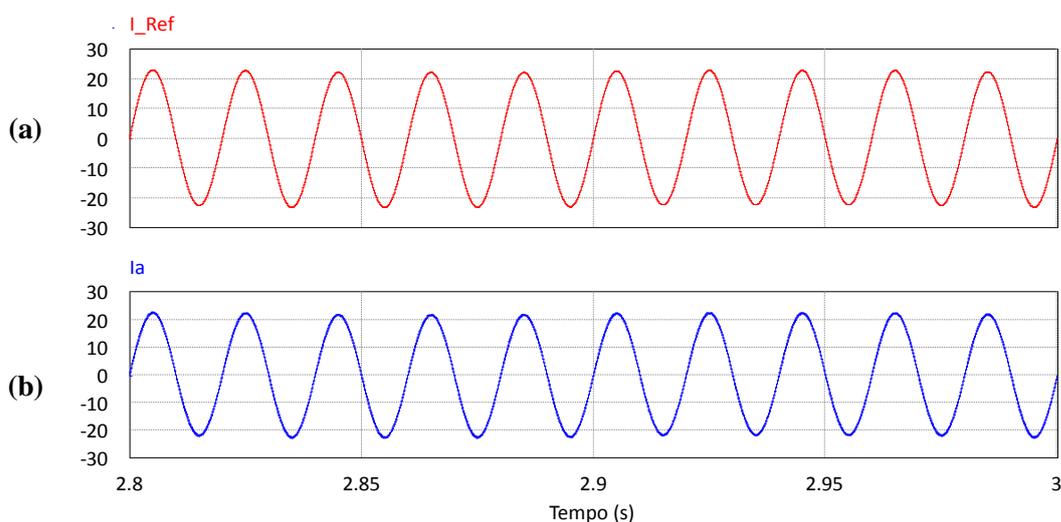


Figura 4.11 - Formas de onda da corrente do inversor: (a) Corrente de referência; (b) Corrente sintetizada.

É possível denotar que a corrente produzida pelo inversor acompanha a sua referência, ambas apresentam um valor eficaz de aproximadamente 15,5 A, ou seja, 22 A de pico, com baixo fator de distorção harmónica. Os resultados da Figura 4.11, para o controlo de corrente foram obtidos recorrendo a uma de bobina de acoplamento à rede elétrica (filtro de saída) de 5 mH. A forma de onda da corrente sintetizada pelo inversor, mostrada na Figura 4.12, apresenta um *ripple* provocado pela comutação dos semicondutores de potência (IGBTs).

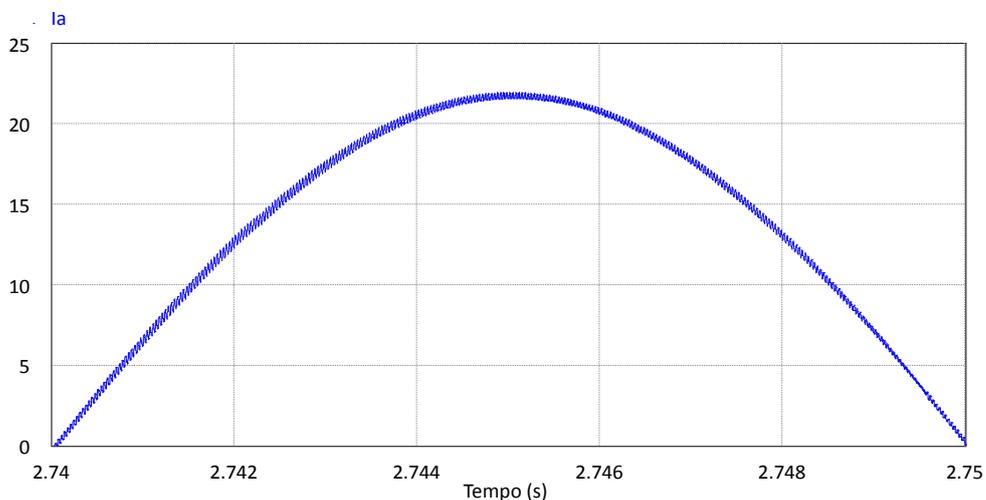
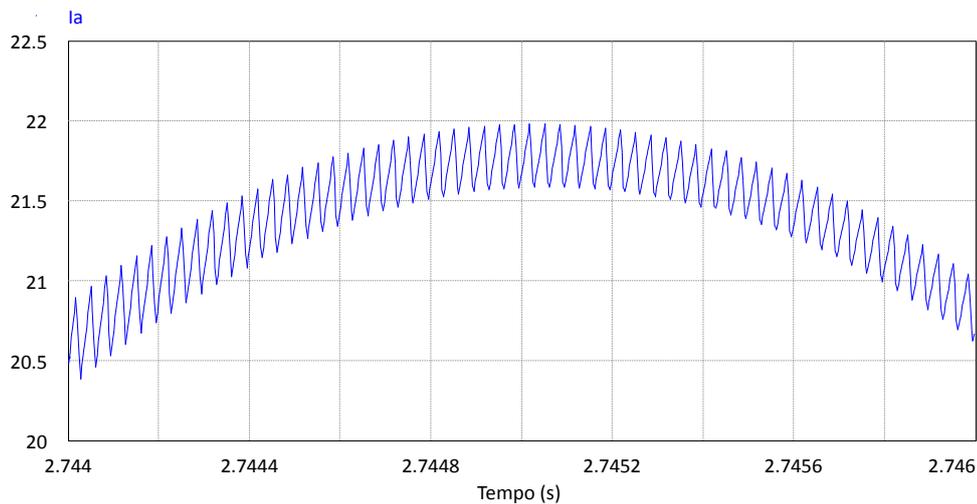


Figura 4.12 - *Ripple* da corrente sintetizada pelo inversor.

Na Figura 4.13 é possível visualizar com mais detalhe o *ripple* da corrente gerada pelo inversor, esta apresenta uma oscilação máxima (*ripple*) de cerca de 400 mA.


 Figura 4.13 - Zoom do *ripple* da corrente sintetizada pelo inversor.

A topologia NPC apresenta inúmeras vantagens: baixa corrente de fuga, menor taxa de distorção harmónica na tensão de saída, menores perdas de comutação, melhor forma de onda da corrente de saída. Contudo, tem a desvantagem de necessitar de um controlo rigoroso da tensão do barramento CC, ou seja, necessita de um balanceamento da tensão dos dois condensadores que constituem o barramento CC. Na Figura 4.14 é apresentado o controlo PI que regula a tensão no barramento CC, ajustando a tensão nos dois condensadores para um valor aproximadamente equivalente. Neste controlo é efetuada também uma média deslizante para cada condensador, correspondente a um ciclo da rede eléctrica.

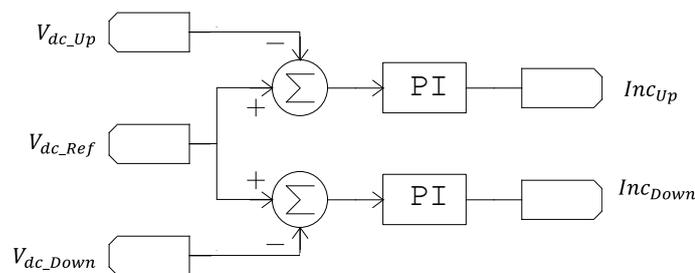


Figura 4.14 - Controlo da tensão do barramento CC do inversor NPC.

Sem qualquer tipo de controlo a topologia tende a desequilibrar a tensão nos condensadores, ficando um condensador com um valor de tensão demasiadamente elevado e um outro com um valor de tensão muito baixo, o que não permitiria injetar corrente na rede eléctrica. Na Figura 4.15 é mostrado o resultado de simulação do controlo implementado para o balanceamento da tensão nos dois condensadores constituintes do barramento CC. Inicialmente a tensão apresenta um valor elevado devido ao facto de os módulos se encontrarem em circuito aberto, carregando os condensadores. Quando a comutação dos semicondutores é iniciada o sistema começa a

injetar corrente na rede elétrica até ao máximo disponível e a tensão baixa progressivamente até estabilizar em torno dos 850 V, ou seja, 425 V em cada condensador.

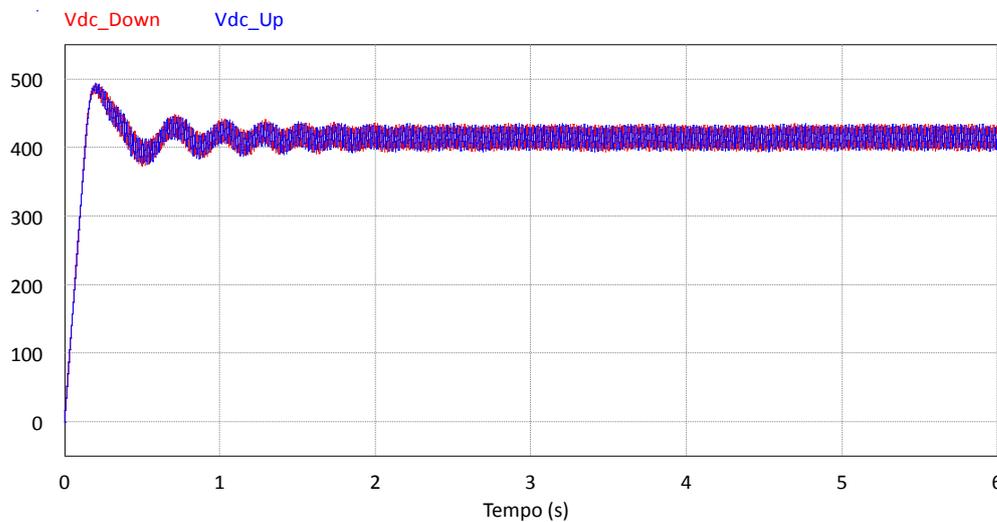


Figura 4.15 - Tensão nos condensadores do barramento CC.

4.4. Mecanismo de Sincronização com a Rede Elétrica

Para a interligação à rede elétrica é necessário obter um sinal de referência para o controlo de corrente, em fase com a tensão da rede. A solução mais utilizada para obter sincronização entre sinais variáveis no tempo recorre à utilização de PLLs (*Phase Locked Loops*), tal como apresentado no capítulo 3.3. Na Figura 4.16 está representado o mecanismo de sincronização com rede elétrica simulado.

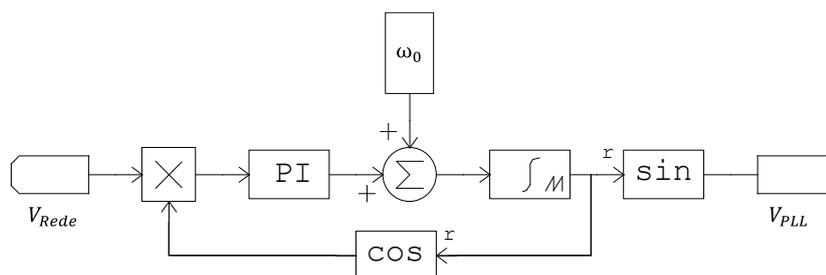


Figura 4.16 - Mecanismo de sincronização com a rede elétrica.

Esta estrutura básica de uma PLL tem como variável de entrada a tensão da rede em unidades pu, um detetor de fase implementado por um multiplicador, um filtro (Controlo PI) e um oscilador controlado (integrador). Quando o sistema atingir o regime permanente a saída do controlo PI será zero e nesse caso a saída do integrador (θ) coincidirá com a tensão da rede, variando entre 0 e 2π , como é possível visualizar na Figura 4.17.

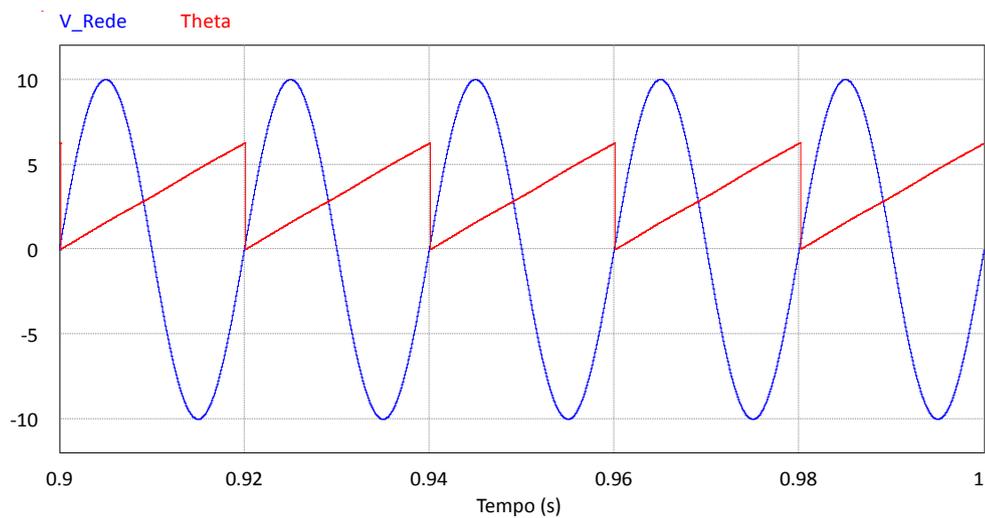


Figura 4.17 - Obtenção do ângulo da rede elétrica.

Obtido o ângulo do sinal da rede elétrica ($Theta - \theta$) é possível gerar um sinal em fase com a rede. Na Figura 4.18 está apresentada a tensão da rede e o sinal gerado pelo mecanismo de sincronização. A sincronização do sinal PLL com o sinal da rede elétrica não é instantânea, esta demora cerca de 5 ciclos da rede até atingir o regime permanente. Contudo, a característica lenta deste mecanismo não é um empecilho para o correto funcionamento do sistema, dado que só será sentido no momento de ligação à rede elétrica, uma vez sincronizado a adaptação a alterações da rede é rápida.

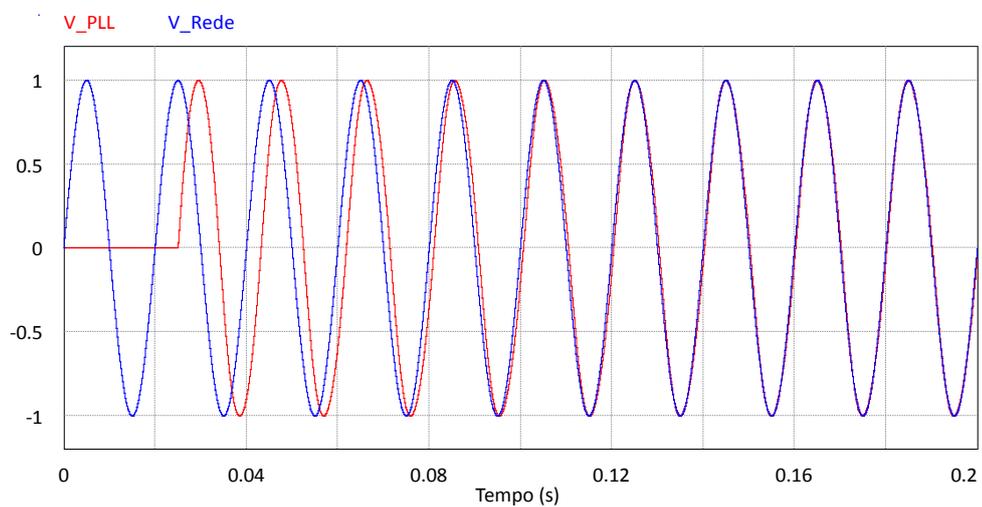


Figura 4.18 - Tensão da rede elétrica e sinal gerado pela PLL.

4.5. Algoritmo de Controlo MPPT

Num sistema solar fotovoltaico a potência máxima disponível pode variar ao longo do tempo dependendo das condições climáticas. Por isso, é necessário implementar um controlo dinâmico que permita aproveitar a totalidade da potência

disponível nos módulos solares fotovoltaicos em cada instante, evitando assim desperdícios de energia.

Relativamente a este tipo de controlo, denominado controlo de *Maximum Power Point Tracker* (MPPT), existe uma miríade de possibilidades. Neste projeto de dissertação foi simulado o controlo MPPT de condutância incremental, por forma a controlar a corrente injetada na rede elétrica em função da potência máxima de entrada disponível. Este método foi implementado como uma segunda malha, de mais alto nível, de controlo do inversor NPC, permitindo assim injetar na rede elétrica a potência máxima disponível em cada instante de tempo. Todo o controlo do sistema fotovoltaico, inclusive o controlo MPPT foi implementado no software *PSIM* utilizando o modelo de simulação “bloco C” que permite a programação de algoritmos de controlo utilizando a linguagem de programação *C*. Na Figura 4.19 está representado o bloco de controlo MPPT implementado, este é executado com uma frequência de 1 kHz.

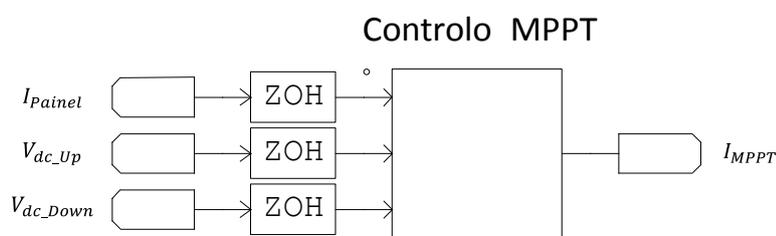


Figura 4.19 - Bloco de controlo MPPT implementado no inversor NPC.

Para a implementação do algoritmo é necessário a tensão e corrente do conjunto de módulos solares fotovoltaicos, por isso foram utilizados um sensor de corrente, para medir a corrente, e como já haviam sido utilizados dois sensores de tensão para o controlo de tensão do barramento CC, estes foram utilizados para se obter a tensão dos módulos através da soma da tensão nos dois condensadores.

Este algoritmo de controlo rastreia o ponto de máxima potência, ajustando a referência de corrente até que esta corresponda ao ponto de máxima potência (I_{MPPT}). A referência gerada é multiplicada pelo sinal sinusoidal de sincronização gerado pela PLL (V_{PLL}). O resultado desta multiplicação é um sinal sinusoidal, síncrono com a rede elétrica, de referência de corrente a ser aplicado ao controlo PI de corrente (I_{Ref}). O algoritmo MPPT de condutância incremental requer alguma sensibilidade aquando do ajuste da variável de perturbação. Se bem dimensionada contribui para a otimização do algoritmo, caso contrário pode originar variações bruscas na variável de referência causando instabilidade no sistema.

Com o propósito de validar o correto funcionamento do sistema, mais precisamente se a potência máxima disponível nos módulos fotovoltaicos (P_{Maxima})

estaria a ser injetada na rede elétrica, foi simulado o sistema a funcionar no ponto de operação nominal. Na Figura 4.20 é possível verificar que a potência injetada na rede em regime permanente tende para o valor da potência máxima disponível no conjunto de módulos solares fotovoltaicos.

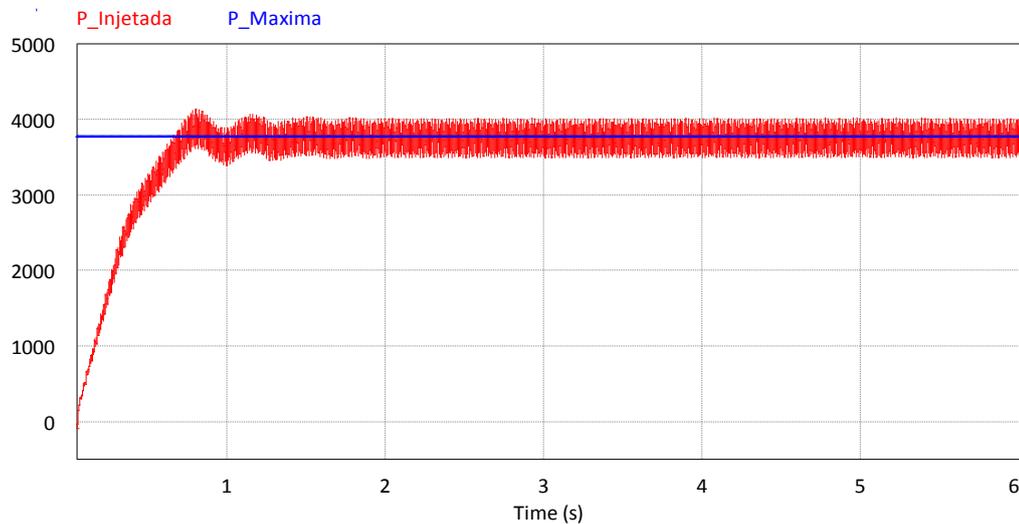


Figura 4.20 - Potência máxima disponível nos módulos solares fotovoltaicos (P_{Maxima}) e potência injetada na rede elétrica ($P_{Injetada}$).

A variável P_{Maxima} (potência máxima), indica qual a máxima potência gerada pelo conjunto de módulos, é um parâmetro de saída do modelo dos módulos fotovoltaicos, usado nas simulações no *PSIM*. Esta corresponde ao ponto de máxima potência em função da radiação e da temperatura, no caso 1000 W/m^2 e 25°C , respetivamente. O valor da potência injetada na rede elétrica é obtido através de um Wattímetro que mede a tensão na rede e a corrente injetada para o cálculo da potência.

Os sistemas fotovoltaicos são sistemas lentos, por isso, os incrementos da variável de perturbação são maiores numa fase inicial por forma a atingir o regime permanente mais rapidamente. Contudo, à medida que este se aproxima da operação em regime permanente os incrementos diminuem, pois as variações da temperatura ambiente e da radiação solar são lentas e incrementos demasiado grandes causam oscilações no sistema.

Para confirmar se o algoritmo de MPPT acompanha o ponto de máxima potência foi simulada uma segunda situação na qual a potência fornecida pelos módulos solares varia ao longo do tempo. Na realidade a potência fornecida pelos módulos não é constante, varia de acordo com a intensidade luminosa que incide sobre estes. Na Figura 4.21 está representada graficamente a potência máxima disponível nos conjuntos de módulos solares de acordo com a radiação solar incidente imposta.

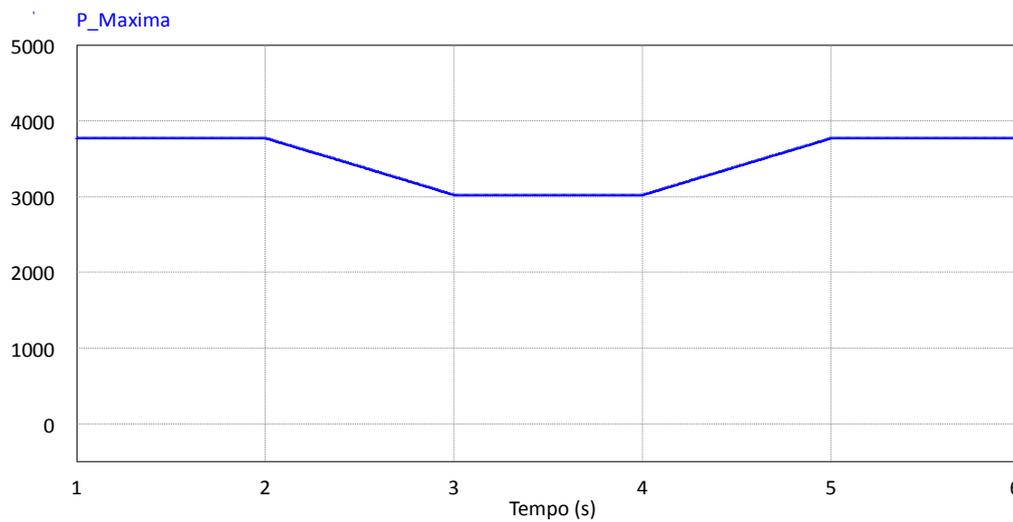


Figura 4.21 – Variação da potência máxima disponível nos módulos solares.

Após o sistema se encontrar a operar em regime permanente foi introduzida uma perturbação na radiação solar que influencia diretamente a potência máxima disponível. Inicialmente a radiação solar era 1000 W/m^2 , em seguida foi imposta uma quebra para os 800 W/m^2 e posteriormente um retorno ao valor inicial de 1000 W/m^2 . A alteração dos valores da radiação solar incidente fez com que a potência máxima disponível baixasse dos 3,7 kW para os 3 kW e de novo subisse para os 3,7 kW, acompanhando a diminuição da potência nos módulos solares, imposta pela variação da radiação. Na Figura 4.22 está representada graficamente a potência injetada na rede elétrica, correspondente a estas variações de radiação.

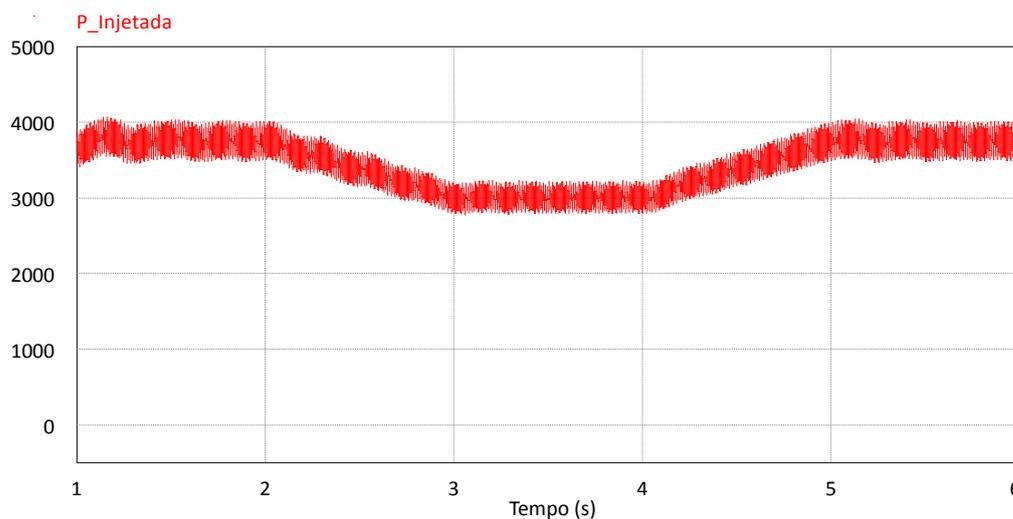


Figura 4.22 - Potência injetada na rede elétrica para a variação da radiação nos módulos imposta.

Através da Figura 4.22 pode concluir-se que o ponto de máxima potência do conjunto de módulos solares fotovoltaicos está a ser rastreado corretamente. É possível afirmar que o sistema de controlo MPPT está a funcionar perfeitamente uma vez que o

valor médio da potência injetada na rede elétrica (Figura 4.22) acompanha a máxima potência gerada pelo conjunto de módulos solares (Figura 4.21).

Na Figura 4.23 e na Figura 4.24 é apresentada a forma de onda da corrente nos módulos solares e a forma de onda da corrente injetada na rede elétrica, respetivamente.

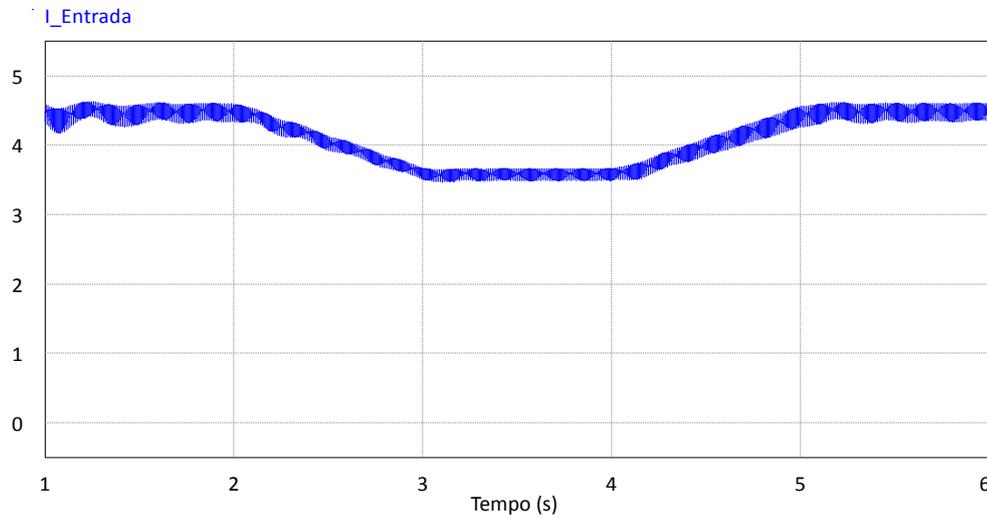


Figura 4.23 - Corrente do conjunto de módulos solares fotovoltaicos para a variação da radiação nos módulos imposta.

É observável que a alteração da radiação solar incidente nos módulos influencia diretamente a potência máxima disponível, que por sua vez tem efeito direto em todas as grandezas do sistema, mais especificamente na corrente de entrada fornecida pelos módulos e conseqüentemente na corrente à saída do inversor, afetando a amplitude da corrente injetada na rede elétrica.

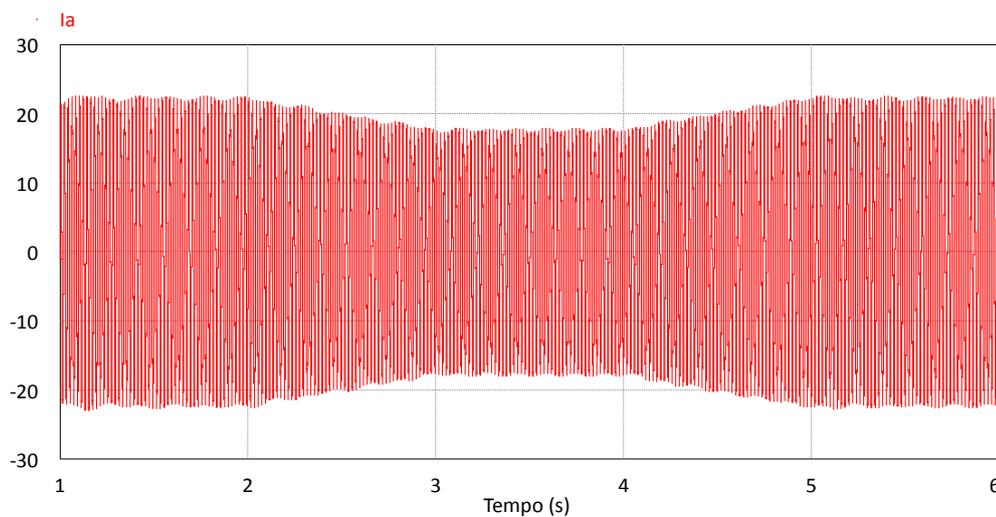


Figura 4.24 - Corrente injetada na rede elétrica para a variação da radiação nos módulos imposta.

4.6. Conclusões

Neste capítulo foram apresentadas todas as simulações computacionais realizadas com o software *PSIM*, referentes ao desenvolvimento de um inversor com MPPT (*Maximum Power Point tracker*) integrado. Inicialmente todos os constituintes, nomeadamente os módulos solares fotovoltaicos, o inversor NPC (*Neutral Point Clamped*) com o respetivo controlo de corrente, controlo de tensão do barramento CC e controlo MPPT, foram simulados de forma independente para se validar o seu correto funcionamento. Para finalizar, todas as partes constituintes foram agregadas de forma a comprovar o seu correto comportamento.

O software *PSIM* foi uma ferramenta bastante útil, pois possui modelos de fontes de energias renováveis, o que se tornou uma grande vantagem. Utilizando a ferramenta do software *PSIM* “*Solar Module*” foi possível simular o comportamento do conjunto de módulos solares fotovoltaicos, utilizando as características do módulo solar fotovoltaico “BP 2150S” da empresa “BP Solar”.

A simulação do inversor foi bastante útil do ponto de vista de validação da topologia selecionada. Após a verificação do seu correto funcionamento em malha aberta foi utilizado um controlo PI (Proporcional Integral) para a corrente de saída do inversor. Foi possível confirmar que o controlo implementado garante que a corrente de saída do conversor acompanhe a referência introduzida. Devido ao tipo de topologia utilizada foi necessário implementar um controlo da tensão do barramento CC por forma a garantir que a tensão nos dois condensadores se encontrar equilibrada e com um valor médio aproximadamente igual.

Para injetar corrente na rede elétrica a referência introduzida no controlo de corrente tem de estar em fase com a tensão da rede. Para tal, foi simulado um mecanismo de sincronização com a rede elétrica, que permite gerar um sinal de referência em fase com a tensão da rede. Deste modo é possível fornecer ao controlo de corrente uma referência que permite a injeção de corrente na rede com fator de potência unitário.

Relativamente ao algoritmo de controlo MPPT as simulações revelam o sucesso da sua implementação pois este é capaz de acompanhar as variações na potência disponível no conjunto de módulos solares fotovoltaicos, permitindo assim a injeção da potência máxima disponível na rede elétrica

CAPÍTULO 5

Implementação do Inversor para Aplicações Fotovoltaicas

5.1. Introdução

O sistema estudado é composto por um conjunto de módulos solares, um barramento de condensadores com um ponto neutro, um conversor CC-CA monofásico do tipo *Neutral Point Clamped* e uma bobina de acoplamento à rede elétrica. Neste capítulo é descrita a implementação de um protótipo laboratorial desse sistema.

No âmbito desta dissertação foi desenvolvida toda a eletrónica de potência necessária e o respetivo sistema de controlo. Numa primeira fase é elucidada a implementação do andar de potência desenvolvido e os seus elementos constituintes, nomeadamente o barramento CC, o conversor de potência, os circuitos de proteção de *gate* e o circuito de *drive*. Posteriormente é apresentada a implementação dos elementos constituintes do sistema de controlo, nomeadamente os sensores de corrente e tensão, o circuito de condicionamento de sinal, o microcontrolador, a placa de comando do inversor, a placa auxiliar de DAC (*Digital to Analog Conversion*) e os algoritmos de controlo. Na Figura 5.1 é apresentado o diagrama de blocos do sistema implementado.

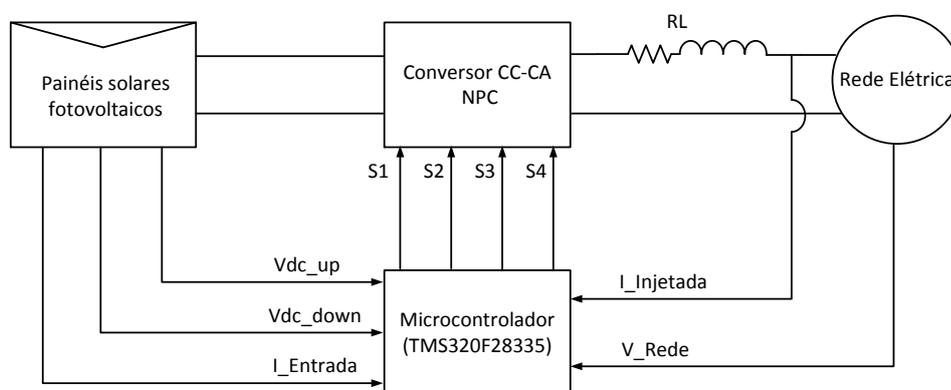


Figura 5.1 - Diagrama de blocos do sistema implementado.

Como é visível na Figura 5.1, o microcontrolador não recebe a tensão do módulo solar fotovoltaico mas sim a tensão dos dois condensadores que constituem o

barramento CC. Para efeitos de controlo a tensão do módulo solar fotovoltaico é calculada internamente através da soma da tensão nos dois condensadores. O controlo de todo o sistema é feito com o microcontrolador DSP (*Digital Signal Processor*) *TMS320F28335*.

5.2. Circuito de Potência

O sistema implementado pode ser dividido em duas partes, a unidade de potência e o sistema de controlo. Nesta secção irá ser apresentada detalhadamente a implementação do circuito de potência, que é composto por um barramento de condensadores com um ponto neutro, por um inversor NPC (*Neutral Point Clamped*) a IGBTs, pelos circuitos de *drive* do inversor e pelo filtro de saída (*L*). Na Figura 5.2 é apresentado o esquema elétrico do conversor CC-CA desenvolvido.

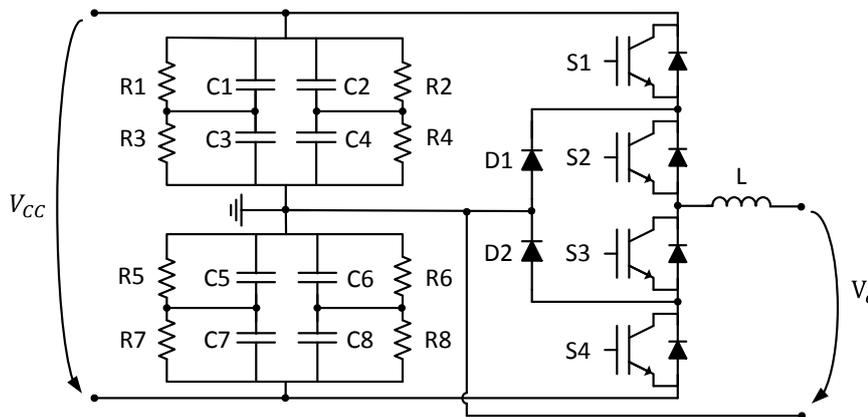


Figura 5.2 – Esquema do conversor CC-CA tipo NPC.

A implementação do conversor CC-CA do tipo NPC sofreu algumas modificações práticas relativamente ao modelo utilizado em simulação, Figura 4.4. Os componentes utilizados foram seleccionados com base nos resultados obtidos no capítulo das simulações e tendo em consideração o material disponível no laboratório do GEPE (Grupo de Eletrónica de Potência e Energia) da Universidade do Minho. Porém os valores usados nas simulações correspondem a valores padrão comercialmente fabricados.

O barramento de condensadores foi implementado recorrendo a associações paralelo e série de condensadores, para obter o valor dimensionado e validado em simulação. Foram utilizadas também resistências de equalização que ajudam a manter a tensão equalizada nos condensadores. Na Figura 5.3 é apresentado o hardware de potência implementado, os semicondutores de potência estão sobredimensionados por se estar numa fase de validação da topologia e dos algoritmos, e para se reaproveitar

componentes existentes no laboratório. De seguida são analisados mais detalhadamente todos os constituintes deste hardware.

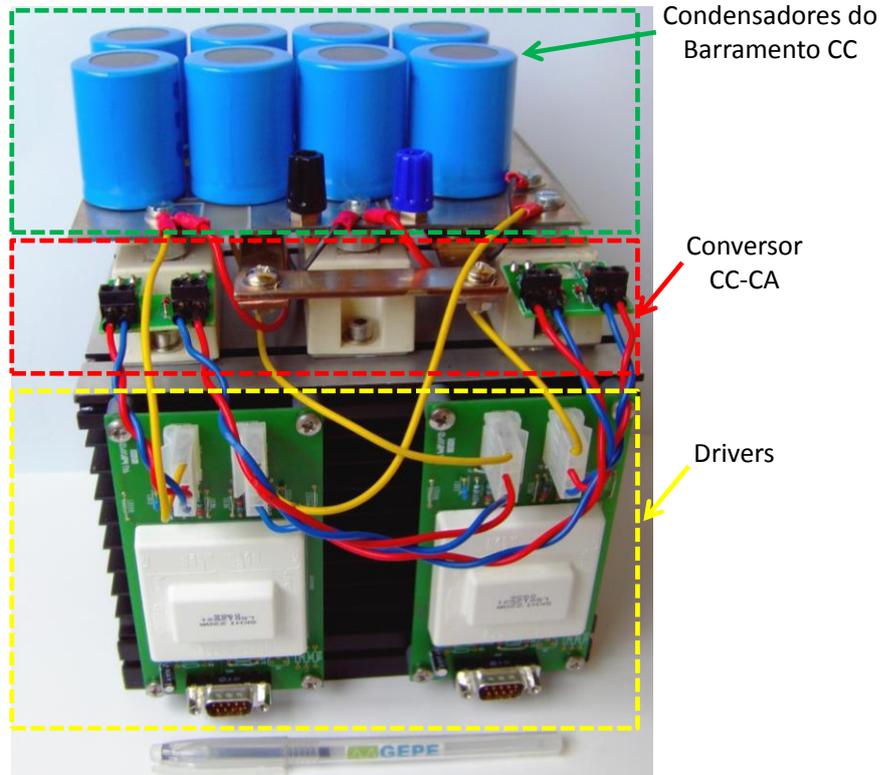


Figura 5.3 – Conversor CC-CA NPC implementado.

5.2.1. Barramento CC

Nos sistemas solares fotovoltaicos é recomendada a utilização de condensadores na saída dos módulos para estabilizar a tensão. Na construção do barramento CC foram utilizados condensadores eletrolíticos de 470 $\mu\text{F}/400\text{ V}$ da *Vishay BC Components*, com uma resistência série equivalente $ESR_{(100)} = 0,34\ \Omega$. Na Figura 5.4 é apresentado o aspeto físico dos condensadores utilizados no barramento CC [64].



Figura 5.4 - Condensador eletrolítico utilizado no barramento CC [65].

A topologia utilizada requer a utilização de dois condensadores com um ponto neutro no barramento CC, no entanto a utilização de apenas dois condensadores do tipo apresentado na Figura 5.4 não garantem o valor máximo de tensão necessário, uma vez que em simulação a tensão nos condensadores poderia atingir os 500 V. Foi então necessário utilizar associações de condensadores para garantir o valor de capacidade e tensão máxima necessária, por isso foi utilizada a configuração apresentada na Figura 5.2. Obtendo-se uma capacidade total de 470 μF e uma tensão total de 800 V, na Figura 5.5 é mostrado o aspeto final do barramento CC.



Figura 5.5 – Placa de circuito impresso com condensadores do barramento CC.

5.2.2. Conversor de Potência

O conversor de potência implementado é um inversor *Neutral Point Clamped* composto por quatro IGBTs e dois díodos. Na Figura 5.6 mostra-se o aspeto físico do módulo de IGBTs utilizado e o respetivo esquema elétrico [66].

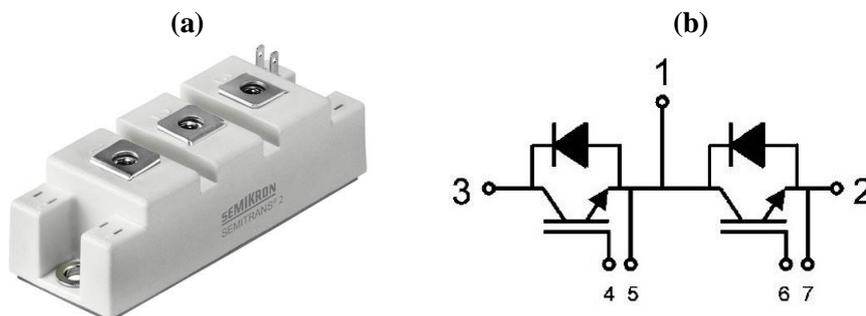


Figura 5.6 - Módulo de IGBTs SKM50GB063D [67]: (a) Encapsulamento; (b) Esquema de ligações.

Para uma temperatura de 25°C o módulo de IGBTs suporta uma corrente máxima para o coletor (I_C) de 70 A, o diódo em antiparalelo à mesma temperatura suporta uma corrente máxima (I_F) de 75 A, já a tensão coletor-emissor (V_{CE}) não deve exceder os 600 V. Quando a temperatura sobe demasiado a corrente suportada pelos

semicondutores desce substancialmente, por isso é indispensável o uso de dissipadores que permitam manter a temperatura do encapsulamento dos módulos aproximadamente nos 25°C [66].

Tal como se pode verificar na Figura 5.3 foram utilizados três módulos de IGBTs do tipo SKM50GB063D da *Semikron*. Cada módulo contém dois IGBTs, ou seja, cada módulo representa um braço dos dois braços do inversor, do terceiro módulo foram utilizados somente os díodos (desta forma reaproveitou-se um módulo em que os IGBTs se haviam estragado).

Para proteger os módulos de semicondutores, mais precisamente as *gates* dos IGBTs, foram implementadas as proteções apresentadas na Figura 5.7. Estas placas já se encontravam desenvolvidas pelos investigadores do GEPE.

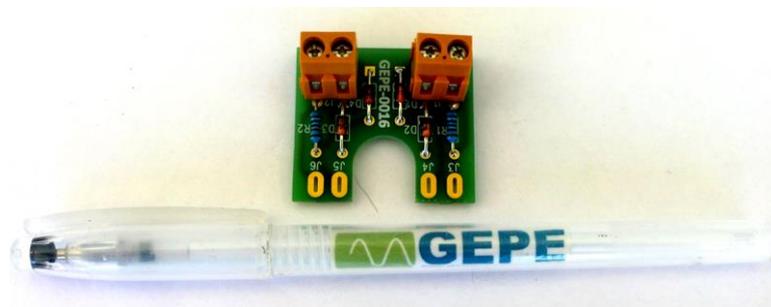


Figura 5.7 – Circuito de proteção de *gate* dos IGBTs.

As placas de proteção de *gates* utilizam dois díodos de *zener* de 16 V em antiparalelo para assegurar que os sinais aplicados nas *gates* dos semicondutores não assumem valores elevados.

Na saída do conversor de potência foi utilizada uma bobina com núcleo de ferro de 5 mH para filtrar a corrente de saída, a bobina utilizada nos ensaios encontra-se apresentada na Figura 5.8. A bobina utilizada pode assumir valores de indutância de 1 mH, 3 mH ou 5 mH, de acordo com o tipo de ligação efetuada.



Figura 5.8 - Bobina de acoplamento à rede elétrica.

5.2.3. Circuitos de *Drive*

Para realizar o acionamento dos semicondutores de potência foi utilizado um circuito de *drive* duplo, ou seja, com capacidade de acionar dois semicondutores. Este circuito de *drive* necessita de uma alimentação de 15 V, é capaz de operar com tensões máximas de 1200 V, consegue fornecer corrente de saída de 8 A de pico e tolera frequências máximas de comutação de 50 kHz. Na Figura 5.9 é apresentado o circuito de *drive*, modelo SKHI22A(R) do fabricante Semikron.

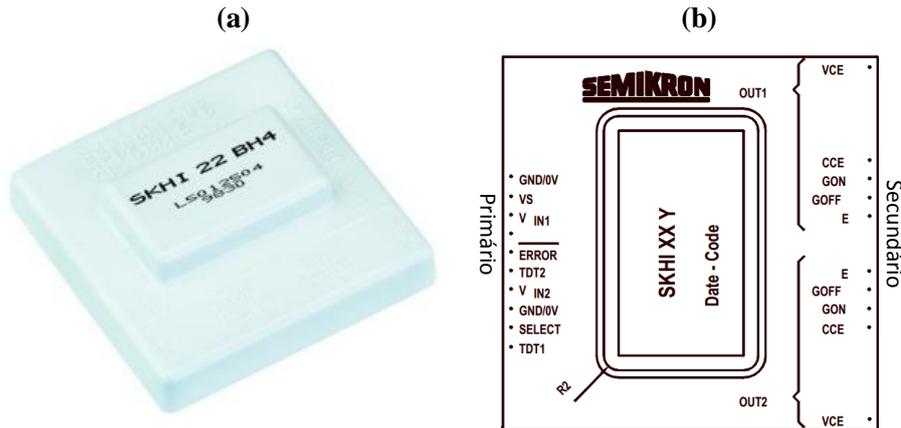


Figura 5.9 - Circuito de *drive* de IGBTs modelo SKHI22A(R) da Semikron [67]: (a) Encapsulamento; (b) Esquema de ligações.

Os circuitos de *drive* foram utilizados pelo facto de possuírem entradas compatíveis com tecnologia CMOS a 15 V, isolamento galvânico entre o primário e o secundário de até 2500 Vac durante 2 segundos, proteção contra curto-circuitos através da monitorização da tensão coletor-emissor (V_{CE}) e deteção de erros de comutação o que permite interromper imediatamente a comutação no caso de algum erro ser detetado. Na Figura 5.10 apresenta-se o *drive* montado numa placa desenvolvida para esse efeito.



Figura 5.10 - Placa de *drive* para IGBTs [68].

Na placa da Figura 5.10 os sinais de ativação para os IGBTs provenientes do sistema de controlo são recebidos através de uma ficha *DB9*, à esquerda, e o sinal é reencaminhado para as *gates* dos semicondutores através de fichas *Header*, à direita. Estes circuitos de *drive* não permitem a condução dos semicondutores do mesmo braço para evitar curtos-circuitos, e como na topologia NPC (Figura 5.2) os semicondutores S_1 e S_2 por vezes necessitam de estar em condução ao mesmo tempo estes não podem ser ligados à mesma placa de *drive*. Por isso, como o semicondutor S_3 é o sinal complementar do S_1 , estes podem ser conectados à mesma placa de *drive* e o mesmo sucede com o semicondutor S_4 e S_2 . A placa PCB base apresentada na Figura 5.10 foi desenvolvida no laboratório do GEPE e dimensionada de acordo com o *datasheet* do *drive* [68].

5.3. Sistema de Controlo

O principal objetivo do sistema de controlo do inversor para aplicações fotovoltaicas com MPPT integrado é garantir que o sistema injeta na rede elétrica a potência máxima disponível. Assim sendo, nesta secção é descrita a implementação do sistema de aquisição de dados, nomeadamente sensores de corrente, sensores de tensão e placa de condicionamento de sinal para obtenção das grandezas físicas do sistema. De seguida é apresentado o microcontrolador utilizado, o circuito de comando do inversor e a placa auxiliar de DAC (*Digital to Analog Conversion*). Na Figura 5.11 é apresentado o diagrama de blocos do sistema de controlo utilizado.

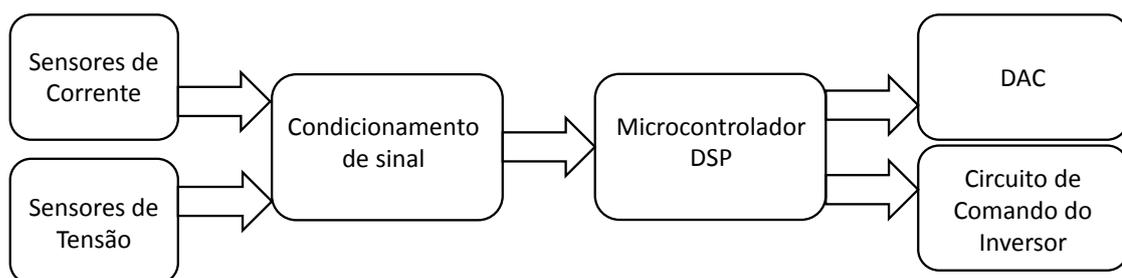


Figura 5.11 - Diagrama de blocos do sistema de controlo.

5.3.1. Sensores

Para medir as tensões necessárias para controlar o inversor foram utilizados sensores de tensão efeito *Hall*, modelo *CYHVS025A* da *ChenYang Technologies GmbH & Co. KG*. Este sensor tem capacidade para medir tensões até 1000 V de pico com uma precisão de $\pm 0,5\%$. Na Figura 5.12 é apresentado o encapsulamento e o respetivo esquema de ligações do sensor de tensão *CYHVS025A*.

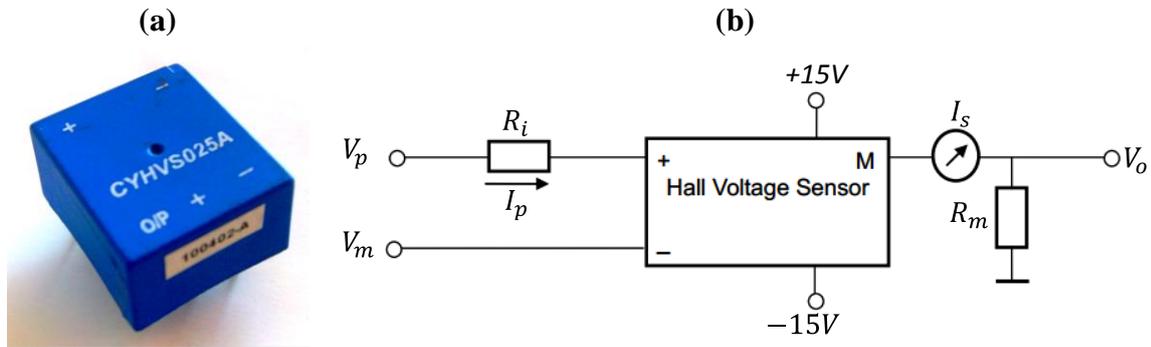


Figura 5.12 - Sensor de tensão CYHVS025A da *ChenYang* [69]: (a) Encapsulamento; (b) Esquema de ligações.

O sensor de tensão selecionado permite a medição de tensão contínua e alternada com diferentes formas de onda e garante o isolamento galvânico entre o primário e secundário de 2500 V, valor eficaz. O princípio de funcionamento deste assemelha-se a um transformador com uma razão de transformação de 2500:1000, ou seja, para uma corrente de entrada (I_p) de 10 mA na saída é obtida uma corrente (I_s) de 25 mA. A resistência do primário R_i deve ser dimensionada tendo em conta o valor máximo da tensão de entrada ($V_{m\acute{a}x}$) e o valor nominal da corrente no primário do sensor ($I_p = 10$ mA). Esta relação pode ser caracterizada pela equação (5.1) [69].

$$R_i = \frac{V_{m\acute{a}x}}{I_p} \quad (5.1)$$

Na equação (5.2) é apresentado o dimensionamento da resistência de medição utilizada no sensor de tensão para a rede elétrica. Esta foi dimensionada para uma tensão máxima de 400 V de pico.

$$R_i = \frac{400}{10m} = 40 \text{ k}\Omega \quad (5.2)$$

Na equação (5.3) é apresentado também o dimensionamento da resistência de medição utilizada no sensor de tensão para o barramento CC. Esta foi dimensionada para uma tensão máxima de 660 V de pico.

$$R_i = \frac{660}{10m} = 66 \text{ k}\Omega \quad (5.3)$$

Na Figura 5.13 é apresentado o sensor de tensão implementado numa placa desenvolvida para a medição da tensão na rede elétrica. Estas placas já se encontravam disponíveis no laboratório do GEPE, contudo, foram dimensionadas de acordo com as especificações do projeto e implementadas. Esta tem uma saída em corrente, mesmo

assim, para filtrar algum ruído existente na medição foram utilizados condensadores na saída. Quanto à alimentação é necessário uma tensão de ± 15 V.



Figura 5.13 – Placa do sensor de tensão implementado para medição da tensão na rede elétrica.

O dimensionamento da resistência existente no secundário R_m irá ser dimensionada na próxima secção, pelo facto desta ter sido integrada na placa de condicionamento de sinal. Neste projeto de dissertação foram usados três sensores de tensão para medição da tensão na rede elétrica e da tensão nas duas partes do barramento CC. Todos os sensores foram incorporados na parte traseira do dissipador como mostra a Figura 5.14.



Figura 5.14 – Sensores de tensão montados na parte de trás do dissipador.

Também foi necessário efetuar medições da corrente injetada na rede elétrica, para efetuar o controlo da corrente de saída, e da corrente fornecida pelos módulos, para o algoritmo de controlo MPPT. Para efetuar estas medições de corrente optou-se pela utilização de sensores efeito *Hall*, modelo *LA100P-SP13* do fabricante *LEM*.

O sensor de corrente selecionado permite a medição de corrente alternada, continua ou pulsada, com isolamento galvânico entre o primário e o secundário. A

medição da corrente é feita através da passagem do condutor pelo orifício do sensor (primário). Este sensor permite medir correntes de 100 A (valor eficaz) no primário (I_p) com uma precisão de $\pm 0,45\%$. Apresenta uma corrente de saída nominal (I_s) de 100 mA o que perfaz uma relação de transformação de 1:1000. Na Figura 5.15 é apresentado o encapsulamento e o esquema de ligações do sensor de corrente *LA100P-SP13* fabricado pela *LEM* [70].

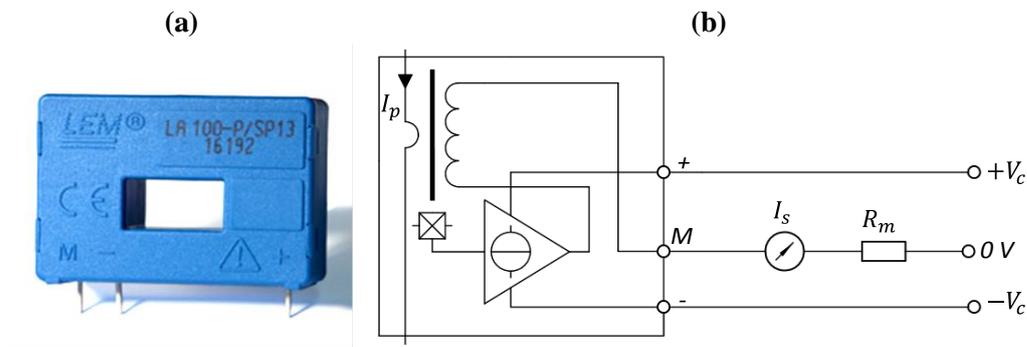


Figura 5.15 – Sensor de corrente *LA100P-SP13* [63]: (a) Encapsulamento; (b) Esquema de ligações.

A resolução da medida de corrente pode ainda ser melhorada através da passagem do condutor várias vezes pelo orifício do sensor, mas é preciso ter em atenção que a corrente não exceda o limite máximo de ± 160 A. A alimentação deste é feita através de $+15$ V ($+V_C$) e -15 V ($-V_C$). Na Figura 5.16 é apresentada a placa desenvolvida para suporte do sensor de corrente *LA100P-SP13*. Estas placas de suporte ao sensor já se encontravam disponíveis no laboratório do GEPE.



Figura 5.16 - Placa do sensor de corrente para medição da corrente injetada na rede.

5.3.2. Condicionamento de Sinal

Tal como referido anteriormente foi necessário efetuar a aquisição de diversos sinais analógicos (tensões e correntes). Apesar do DSP possuir canais de ADC suficientes para fazer a aquisição desses sinais, estes não foram utilizados pelo facto de possuírem uma gama de tensão de entrada pequena (0 a 3 V) e entradas unipolares o que dificulta a aquisição de sinais CA. Para adquirir sinais CA através dos ADCs internos

do DSP seria necessário que o condicionamento de sinal adiciona-se uma componente continua ao sinal de entrada. Para além disso, com uma gama de tensão de apenas 0 - 3 V qualquer interferência ou ruído poderia causar uma perturbação considerável no sistema. Por isso, para colmatar estes problemas foi utilizado o ADC MAX1320 da Maximintegrated apresentado na Figura 5.17.

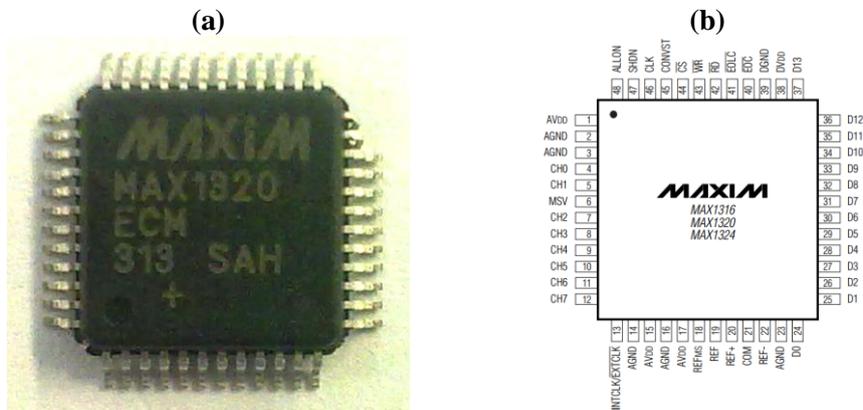


Figura 5.17 - ADC MAX1320: (a) Encapsulamento; (b) Esquema de ligações.

Trata-se de um ADC (*analog-to-digital converter*) com 8 canais de conversão bipolares de 14 bits de resolução, com uma gama de medida de ± 5 V [71]. O ADC MAX1320 foi integrado na placa de condicionamento de sinal apresentada na Figura 5.18. A sua função é adaptar os sinais provenientes dos sensores de modo a que estes possam ser lidos pelo DSP. O sinal de saída dos sensores é um sinal em forma de corrente e como tal é necessário converter esse sinal num sinal de tensão. Para isso foi necessário dimensionar as resistências R_m dos sensores de tensão e de corrente que foram montadas nesta placa.

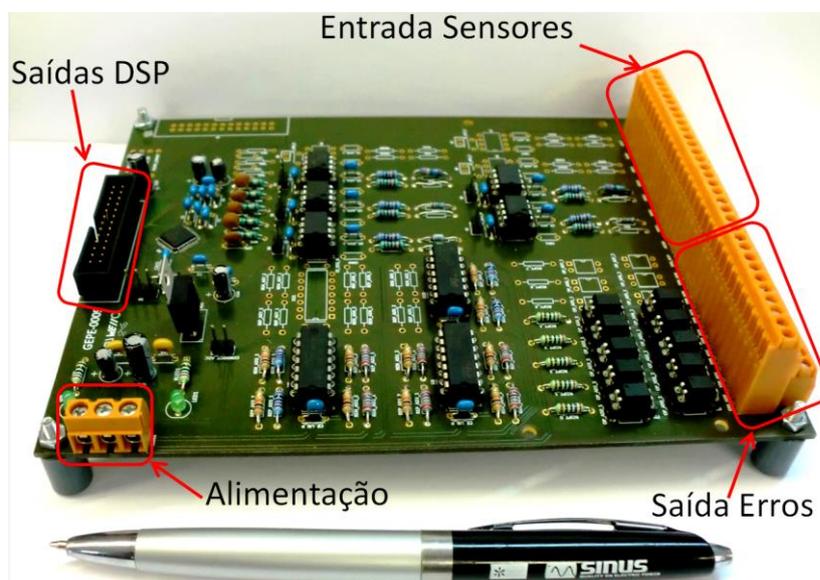


Figura 5.18 – Placa de condicionamento dos sinais dos sensores com ADCs de 14bits.

Esta placa foi desenvolvida pelo Grupo de Eletrônica de Potência e Energia da Universidade do Minho, e projetada para ter 8 canais de aquisição de sinais com um ganho fixo, utilizando uma montagem amplificadora para garantir o isolamento. A par disto foi dimensionado também outra montagem comparadora que permite detetar se um sinal adquirido ultrapassou um determinado nível. Ultrapassado esse nível máximo é gerado um sinal digital de erro que pode ser utilizado para interromper as comutações.

Utilizado o integrado descrito na Figura 5.17 que assume como valores máximos de entrada $\pm 5V$ e como foi utilizada uma montagem amplificadora com ganho 2, as resistências R_m foram dimensionadas através da equação (5.4).

$$R_m = \frac{2,5}{I_s} \quad (5.4)$$

Na equação (5.5) é apresentado o dimensionamento da resistência de saída (R_m) utilizada nos sensores de tensão.

$$R_m = \frac{2,5}{25m} = 100 \Omega \quad (5.5)$$

Na equação (5.6) é apresentado o dimensionamento da resistência de saída (R_m) utilizada nos sensores de corrente.

$$R_m = \frac{2,5}{100m} = 25 \Omega \quad (5.6)$$

Todas as leituras das medidas do sistema, tensão da rede, tensão na parte superior e inferior do barramento CC, corrente de saída do inversor e corrente fornecida pelos módulos são efetuadas ao mesmo tempo, a uma taxa de amostragem de 60 kHz.

5.3.3. Microcontrolador

O microcontrolador tem como função implementar os algoritmos de controlo, gerar sinais de comando e processar toda a informação proveniente dos sensores. O microcontrolador DSP *TMS320F28335* da *Texas Instruments* (Figura 5.19) foi programado em linguagem C através de um software disponibilizado pela *Texas Instruments*, o *Code Composer Studio* (CCS) apresentado na Figura 5.20.



Figura 5.19- Placa de controlo *TMS320F28335*.

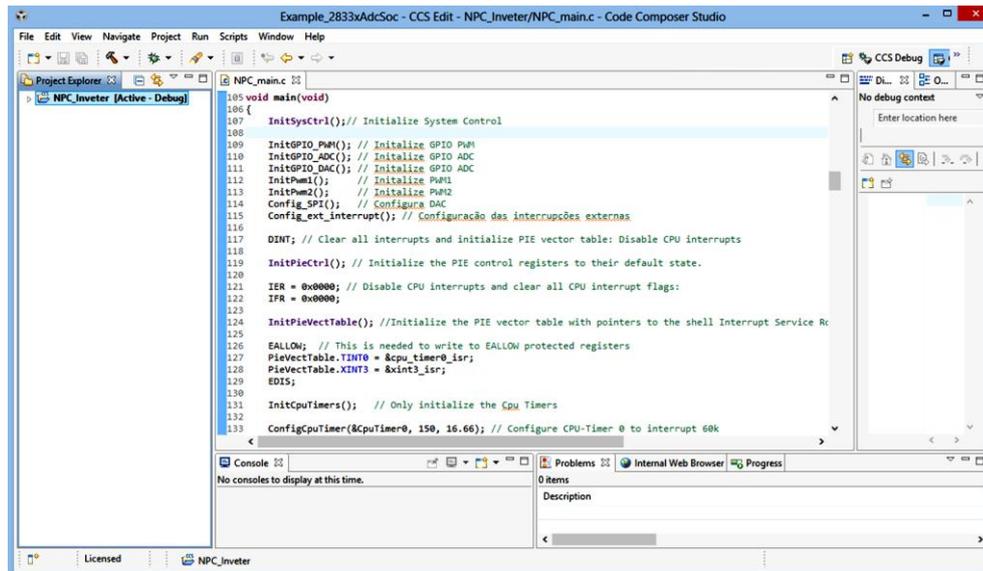


Figura 5.20 - Ambiente de programação utilizado.

As principais características deste microcontrolador são apresentadas na Tabela 5.1.

Tabela 5.1 - Principais características do microcontrolador *TMS320F28335*.

Características do Microcontrolador	
Frequência Máxima de <i>clock</i>	150 MHz
Ciclo Máquina	6,67 ns
CPU	32 bits
Unidade de Vírgula Flutuante	Sim
Memória de Programa	Flash 256 kB
Memória RAM	34 kB
Canais PWM	18
ADC de 12 bits	16 Canais
Contadores 32 bits	3
Pinos I/O	88

Na Figura 5.21 é possível visualizar a placa de suporte implementada para o DSP *TMS320F28335*. Esta é alimentada com 5 V, utiliza uma ficha *flat cable* de 10 pinos para as saídas de PWM, na qual é possível ter 6 PWM, uma ficha *flat cable* de 26 pinos

para interligação à placa de ADCs, uma ficha *flat cable* de 14 pinos para ligação JTAG e duas saídas *DB9* para comunicação porta série e DAC.

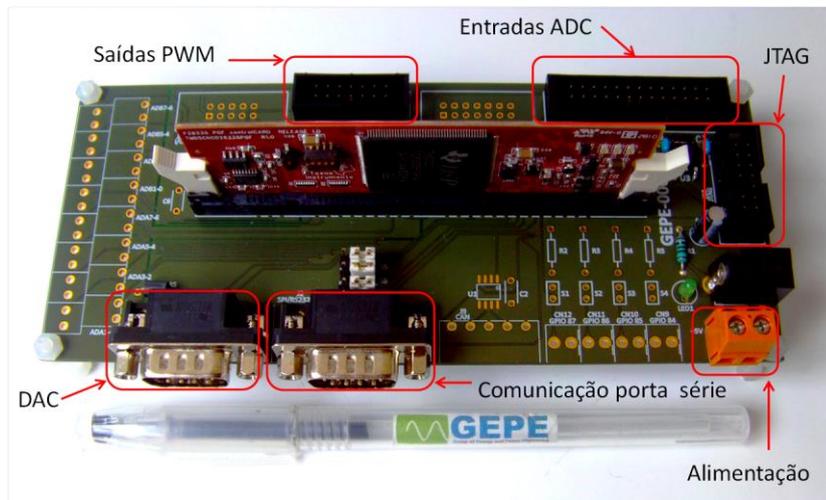


Figura 5.21 – Placa do *Digital Signal Processor TMS320F28335*.

A ligação JTAG (*Joint Test Action Group*) permite a ligação desta placa ao computador via porta USB para programação do DSP. Contudo, é necessário um elemento intermediário, o emulador XDS 100 da *Texas Instruments* apresentado na Figura 5.22.



Figura 5.22 – Emulador XDS 100 da *Texas Instruments*.

5.3.4. Placa de Comando do Inversor

A placa de comando foi implementada para prevenir eventuais erros que possam suceder como a atuação indevida de um IGBT ou outro dispositivo do circuito de potência. A placa de comando que realiza o interface entre o DSP e o circuito de *drivers* dos IGBTs é apresentada na Figura 5.23.

Os sinais de comando gerados pelo DSP antes de serem aplicados aos semicondutores de potência necessitam de ser adaptados. A placa apresentada na Figura 5.23 recebe os pulsos de comando para as *gates* dos semicondutores

provenientes do DSP em níveis de tensão compreendidos entre 0 e 3,3 V e converte-os para níveis entre 0 e 15 V.

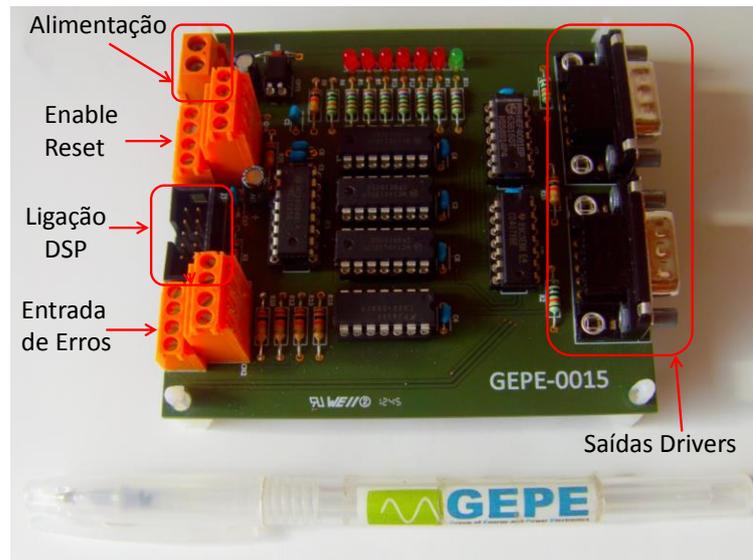


Figura 5.23 - Placa de interface entre o DSP e os *drivers* dos IGBTs.

Esses pulsos de comando depois de adaptados são utilizados numa lógica combinacional com um sinal de habilitação de comutação (*enable*) e com diversos sinais de erro. Os sinais de PWM só são transmitidos aos circuitos de *drive* se nenhum erro de comutação for detetado e se o sinal de habilitação de comando for ativado. Outro papel importante da placa de comando é a gestão de erros, caso sejam detetados erros provenientes dos circuitos de *drive* dos IGBTs, estes automaticamente desabilitam as comutações e sinalizam o erro através de um *led* vermelho. Foi também construída uma interface que permite ao utilizador interagir com a placa de comando mostrado na Figura 5.24. Este permite realizar o *enable/disable* das comutações e o *reset* dos erros de comutação detetados.

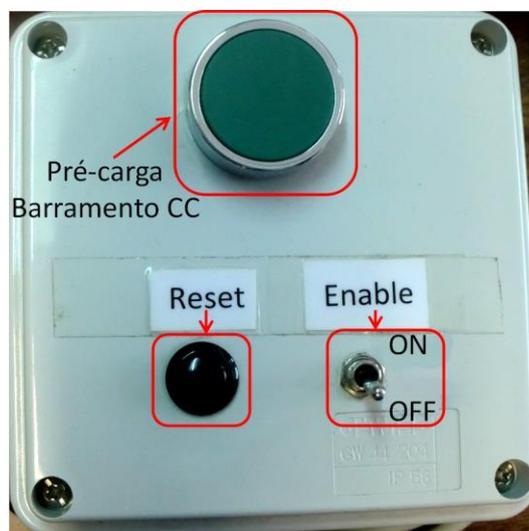


Figura 5.24 - Interface de controlo da placa de comando.

5.3.5. DAC

O software *Code Composer Studio* (CCS) disponibilizado pela *Texas Instruments* permite observar o estado das variáveis internas, mas não permite ter uma noção da forma de onda do sinal. Para fazer face a esta necessidade foi implementada uma placa de DAC (*Digital to Analog Conversion*) apresentada na Figura 5.25, que permite visualizar os sinais de controlo em tempo real, conectando as saídas BNC ao osciloscópio. Durante a fase de desenvolvimento por vezes é útil visualizar as variáveis internas do microcontrolador em tempo real.

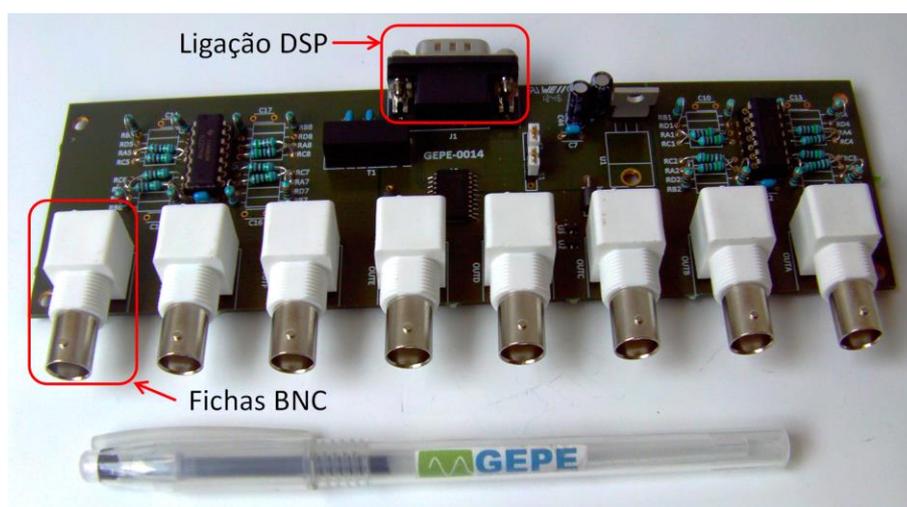


Figura 5.25 - Placa de DAC utilizada para visualizar as variáveis de controlo em tempo real.

A placa de circuito impresso apresentada na Figura 5.25 converte as saídas digitais provenientes do DSP através de uma ficha *DB9* em saídas analógicas que podem ser posteriormente visualizadas num osciloscópio através das fichas BNC. Nesta placa foi utilizado o DAC *TLV5610* da *Texas Instruments*, com 8 canais de 12 bits de resolução [72].

5.4. Algoritmos de Controlo

Todos os algoritmos de controlo implementados, nomeadamente o mecanismo de sincronização com a rede elétrica, o controlo de extração da máxima potência disponível (MPPT), o controlo da tensão no barramento CC e o controlo da corrente de saída do inversor são descritos nesta secção. Na Figura 5.26 é apresentado o algoritmo de controlo geral implementado no DSP, sendo que o ADC é lido com uma frequência de 60 kHz. O fluxograma de cada subprocesso é apresentado em seguida.

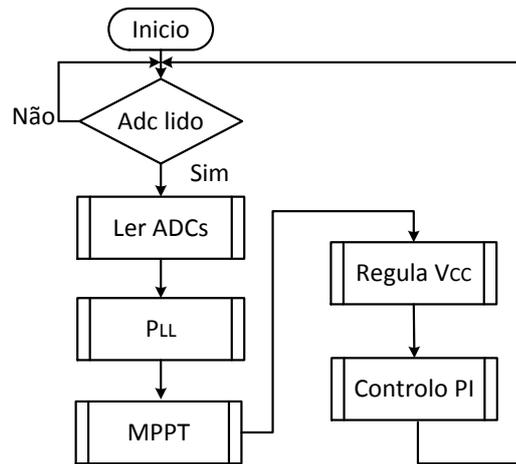


Figura 5.26 - Algoritmo do controlo implementado no DSP.

O algoritmo de controlo utilizado para sincronizar o conversor de potência com a rede elétrica é apresentado na Figura 5.27.

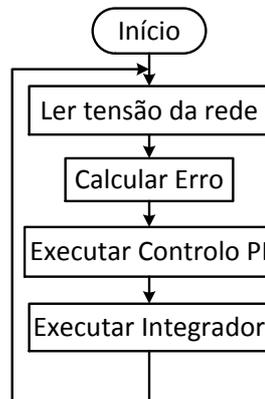


Figura 5.27 – Algoritmo de sincronização com a rede elétrica.

Inicialmente é necessário obter a medida da tensão da rede para realizar o erro entre a leitura da tensão da rede e o sinal de saída sintetizado pela PLL. O erro obtido é utilizado como variável de entrada para o controlador proporcional integral (PI), por sua vez a saída do controlo PI é utilizada como variável de entrada para o integrador. À saída deste é obtido um sinal do tipo dente de serra que varia entre 0 e 2π , que representa o ângulo (θ) da tensão da rede.

O algoritmo de controlo condutância incremental utilizado para extrair a máxima potência do sistema solar fotovoltaico é apresentado na Figura 5.28, este é executado a uma frequência de 1 kHz. Se $\frac{\Delta I}{\Delta V} = -\frac{I}{V}$ o sistema encontra-se a operar no ponto de máxima potência e a corrente de referência não sofre qualquer tipo de perturbação, mas se o sistema estiver a operar à esquerda do ponto de máxima potência, $\frac{\Delta I}{\Delta V} > -\frac{I}{V}$, a corrente de referência terá de ser decrementada. Por outro lado, se $\frac{\Delta I}{\Delta V} < -\frac{I}{V}$ o sistema

está a opera à direita do ponto de máxima, por isso a corrente de referência terá de ser incrementada.

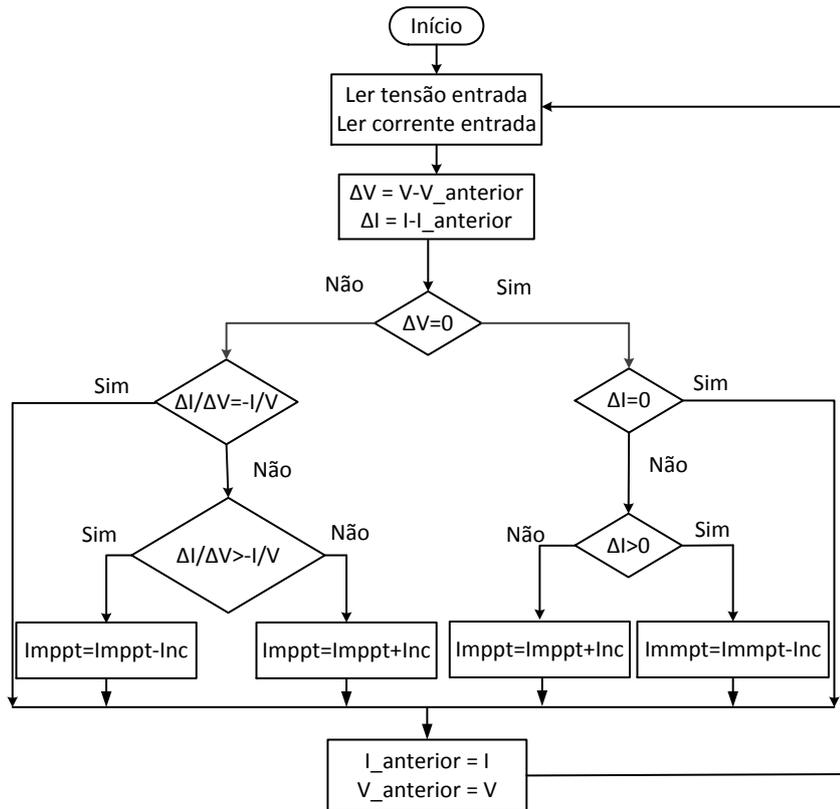


Figura 5.28 - Algoritmo de controlo para extração da máxima potência do sistema fotovoltaico.

Na Figura 5.29 apresenta-se o algoritmo de controlo implementado para controlar a tensão no barramento CC.

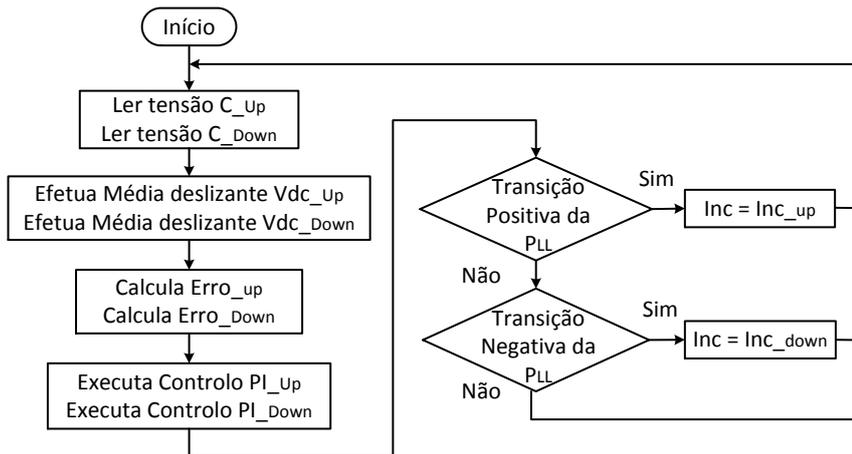


Figura 5.29 - Algoritmo de controlo da tensão no barramento CC.

Em primeiro lugar é obtida uma leitura da tensão da parte superior e da parte inferior do barramento CC, de seguida estas tensões são filtradas utilizando um mecanismo de média deslizante. Com estes valores é calculado o erro entre as duas tensões médias e a tensão de referência e são executados os dois controladores PI. Uma

vez que na topologia utilizada a parte superior do barramento CC sintetiza a arcada positiva da corrente e parte inferior do barramento CC sintetiza a arcada negativa, é necessário identificar através da referência (V_{PLL}) qual a arcada que o controlo de corrente está a sintetizar.

Se o controlo de corrente estiver a sintetizar a arcada positiva o controlo de tensão afetará a referência de corrente através do Inc_{up} . Caso contrário, se estiver a ser sintetizada a arcada negativa o controlo da tensão afetará a referência de corrente através do Inc_{Down} . As atualizações da referência de corrente só são realizadas nas transições da referência.

O algoritmo de controlo da corrente de saída do conversor de potência é apresentado na Figura 5.30. Este começa por obter uma leitura da corrente de saída do inversor para efetuar o cálculo do erro entre a corrente lida e o sinal de referência. A corrente de referência é obtida através do mecanismo de sincronização com a rede elétrica e do algoritmo MPPT. A partir do erro obtido é executado o controlo PI que ajusta o *duty-cycle* aplicado aos semicondutores de modo a obter a corrente de saída desejada.

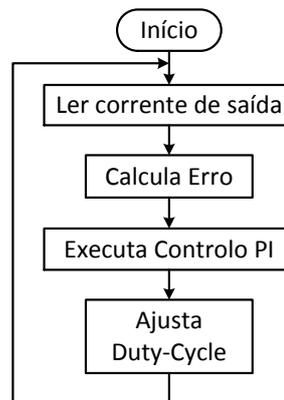


Figura 5.30 - Algoritmo de controlo da corrente de saída do conversor CC-CA.

A frequência de comutação é imposta pela frequência da onda portadora, esta encontra-se definida com uma frequência de 30 kHz.

5.5. Conclusões

No decorrer deste capítulo foram apresentadas detalhadamente todas as etapas de implementação do inversor para aplicações fotovoltaicas com MPPT (*Maximum Power Point Tracker*) integrado. Numa primeira parte foram abordados os aspetos práticos da implementação do circuito de potência e numa segunda parte o circuito de controlo e todos os seus constituintes.

Na primeira etapa foi analisada a parte de potência do projeto, nomeadamente o projeto e construção do barramento CC, a construção do inversor de potência e respetivos circuitos de proteção de *gate* e circuito de *drive* dos semicondutores de potência do inversor. Para o controlo do inversor foram implementados os sensores de corrente, os sensores de tensão, a placa de condicionamento de sinal, a placa base do DSP (*Digital Signal Processor*), a placa de comando do inversor, e a placa auxiliar de DAC (*Digital to Analog Converter*).

Por forma a possibilitar o desenvolvimento de placas de circuito impresso foi necessária adquirir conhecimentos práticos da ferramenta de desenho PADS. É essencial salientar que algumas das PCBs (*Printed Circuit Board*) utilizadas foram anteriormente desenvolvidas e disponibilizadas pelos investigadores do GEPE (Grupo de Eletrónica de Potência e Energia). Por fim todos os elementos foram integrados numa estrutura única de modo ser possível realizar ensaios práticos ao projeto desenvolvido.

CAPÍTULO 6

Resultados Experimentais

6.1. Introdução

Este capítulo é dedicado à apresentação e à análise dos resultados experimentais obtidos com o protótipo laboratorial do inversor com MPPT (*Maximum Power Point Tracker*) integrado. Na Figura 6.1 é apresentada uma fotografia da bancada de trabalho no Laboratório do GEPE (Grupo de Eletrónica de Potência e Energia).

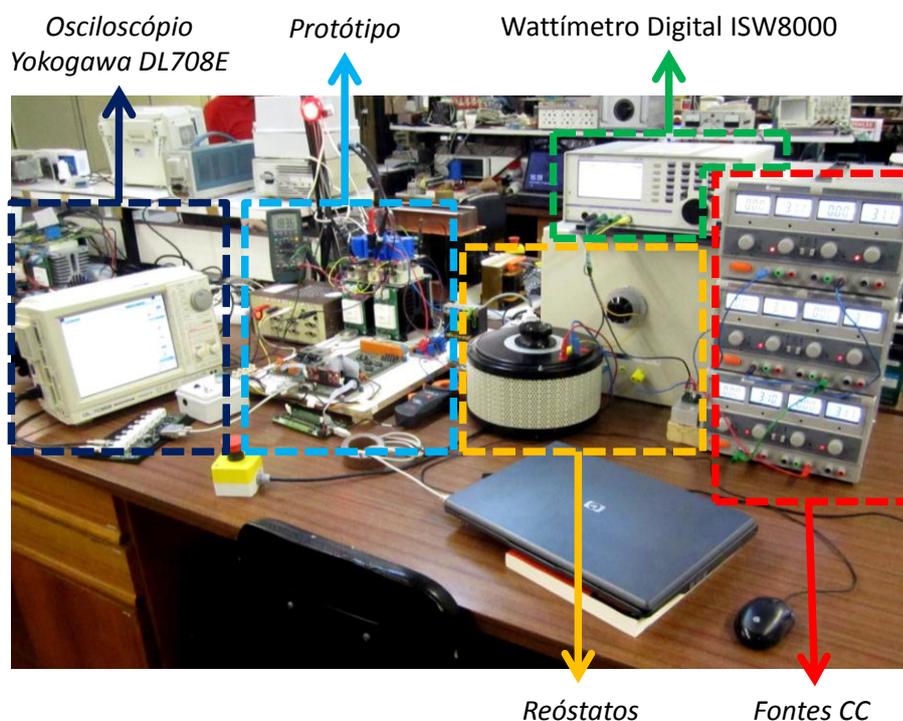


Figura 6.1 – Aspeto da bancada de trabalho no Laboratório do GEPE.

Inicialmente serão apresentados os resultados experimentais da implementação prática do mecanismo de sincronização com a rede elétrica (PLL), no qual é analisada a deteção do ângulo (θ) da rede e a geração do sinal de referência (V_{PLL}), em fase com a forma de onda da tensão da rede elétrica. De seguida apresentam-se os resultados experimentais obtidos da implementação do inversor NPC (*Neutral Point Clamped*), com controlo da corrente de saída e controlo da tensão no barramento CC com ponto neutro. Posteriormente são apresentados os resultados obtidos para o controlo MPPT

utilizando uma carga resistiva. Depois destes ensaios validarem o correto funcionamento do sistema foram efetuados os ensaios para injeção de energia na rede elétrica sem e com MPPT ativo.

As formas de onda e os resultados apresentados foram registados através do osciloscópio *Yokogawa DL708E* de 8 canais isolados [73].

6.2. Mecanismo de Sincronização com a Rede Elétrica

Nesta secção são apresentados os resultados obtidos do ensaio ao mecanismo de sincronização com a rede elétrica PLL (*phase locked loop*), que tem como função detetar e rastrear a componente fundamental da tensão da rede elétrica.

O sinal de entrada, neste caso a tensão da rede elétrica, passa por um detetor de fase, que calcula o erro entre o sinal gerado pela PLL e a tensão da rede elétrica. Seguidamente esse erro é inserido num filtro implementado através de um controlador PI, cuja função é diminuir o erro que é adicionado a uma componente contínua ($\omega_0 = 2\pi 50$) afetando o sinal de saída gerado pela PLL. O oscilador é responsável por gerar um sinal com a mesma frequência e em fase com a rede elétrica. Na Figura 6.2 é apresentado o sinal de saída gerado pelo oscilador controlador (sinal triangular azul). Como se pode comprovar este encontra-se com a mesma fase e frequência da tensão da rede elétrica (sinal sinusoidal vermelho), assumindo valores entre 0 e 2π .

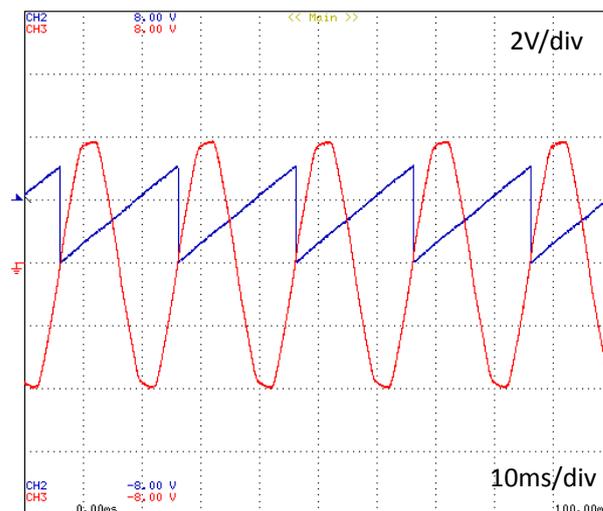


Figura 6.2- Tensão da rede elétrica e ângulo gerado pelo oscilador controlado da PLL.

Na Figura 6.3 é mostrada a PLL em funcionamento, onde é possível visualizar a vermelho a tensão no laboratório do GEPE-UM e a azul a onda sintetizada pela PLL.

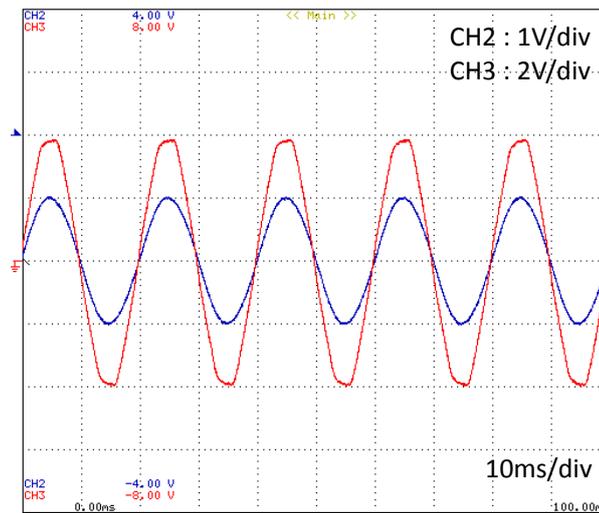


Figura 6.3 - Tensão da rede elétrica e sinal de referência (V_{PLL}).

A deformação da forma de onda da tensão na rede elétrica provocada por vários problemas de qualidade de energia, entre eles harmónicos de corrente, é notoriamente visível. Contudo, o sinal sinusoidal gerado pela PLL, sincronizado em fase e frequência com a tensão da rede não apresenta qualquer tipo de deformação uma vez que é um sinal de referência.

Convém salientar que as formas de onda acima mencionadas foram registadas através do DAC, sendo que 5 V correspondem à leitura máxima do sensor, ou seja 400 V. Logo a forma de onda da tensão da rede com aproximadamente 4 V correspondem a 320 V pico, 226 V eficazes. O mesmo sucede ao ângulo gerado pelo oscilador controlado da PLL, que por variar entre 0 e 6,28 foi multiplicado por uma constante para assumir um valor perceptível à saída do DAC.

6.3. Inversor NPC (*Neutral Point Clamped*)

Numa primeira fase, após a construção do inversor NPC, foram realizados alguns ensaios em malha aberta, aplicando somente modulação SPWM (*Sinusoidal Pulse width Modulation*), ou seja, comparação de um sinal triangular gerado pelo microcontrolador com um sinal sinusoidal proveniente do mecanismo de sincronização com a rede elétrica (V_{pll}). Estes ensaios foram realizados com uma carga resistiva na saída do inversor.

Depois de comprovado o correto funcionamento do inversor foram realizados mais ensaios, desta vez em malha fechada. Foi implementado um controlo PI para controlar a corrente injetada numa primeira fase para uma carga resistiva.

Uma vez que por motivos técnicos não foi possível ter acesso aos módulos solares fotovoltaicos, como fonte de energia foi utilizada uma fonte linear. Como a topologia

inversora utilizada é constituída por um barramento CC com um ponto neutro e como ainda não tinha sido implementado o controlo de tensão, foram utilizados os dois canais existente na fonte CC, operando independentemente para alimentar os barramentos de forma autónoma por forma a assegurar o correto funcionamento do controlo PI de corrente.

Para finalizar, foi implementado também um controlo PI para balancear as duas partes do barramentoCC, ou seja, garantir que estes possuem a mesma tensão. Assim sendo, para comprovar o funcionamento do controlo de tensão do barramento CC foram utilizados os dois canais da fonte operando em série perfazendo uma tensão máxima de 60 V. Na Figura 6.4 (a) é apresentada a corrente de referência (I_{ref}), introduzida no controlador PI, e na Figura 6.4 (b) a corrente gerada pelo inversor (I_a).

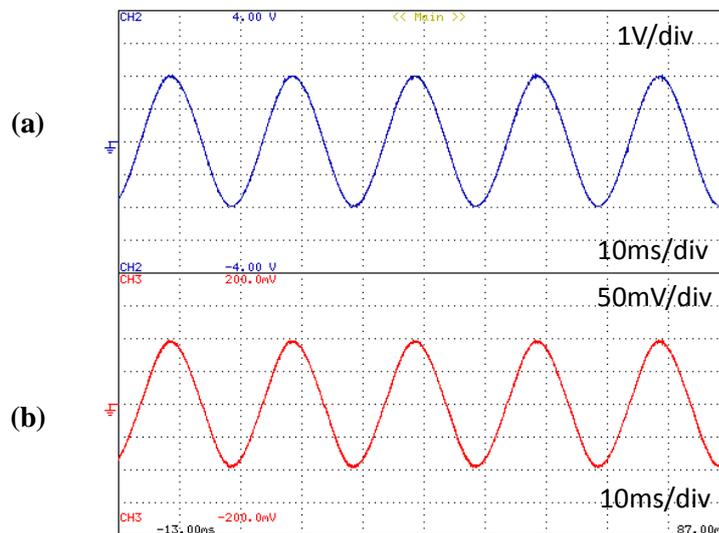


Figura 6.4 – Ensaio ao controlo de corrente do inversor com carga resistiva: (a) Corrente de referência introduzida no controlador (I_{ref}); (b) Corrente de saída sintetizada pelo inversor (I_a).

Estes ensaios iniciais utilizaram uma carga resistiva na saída. A corrente de referência obtida através da placa de DAC apresenta uma escala de 1 V/divisão que corresponde a 1 A/divisão, já a corrente de saída foi obtida utilizando uma pinça amperimétrica ligada ao osciloscópio que produz 10 mV/A. Contudo, para aumentar a resolução da medição foram dadas 5 voltas no fio em torno do sensor para a leitura de corrente perfazendo 50 mV/A. É visível que a corrente sintetizada na saída ($I_{a(pico)} = 2A$) a vermelho segue exatamente a sua referência ($I_{ref(pico)} = 2A$). Na Figura 6.5 (a) é apresentada a tensão no barramento CC com o controlo de balanceamento ativo, é visível que o valor médio da tensão nos dois barramentos é aproximadamente igual. Na Figura 6.5 (b) é possível visualizar a tensão nos dois

conjuntos de condensadores que constituem o barramento CC quando o controlo da tensão é desligado.

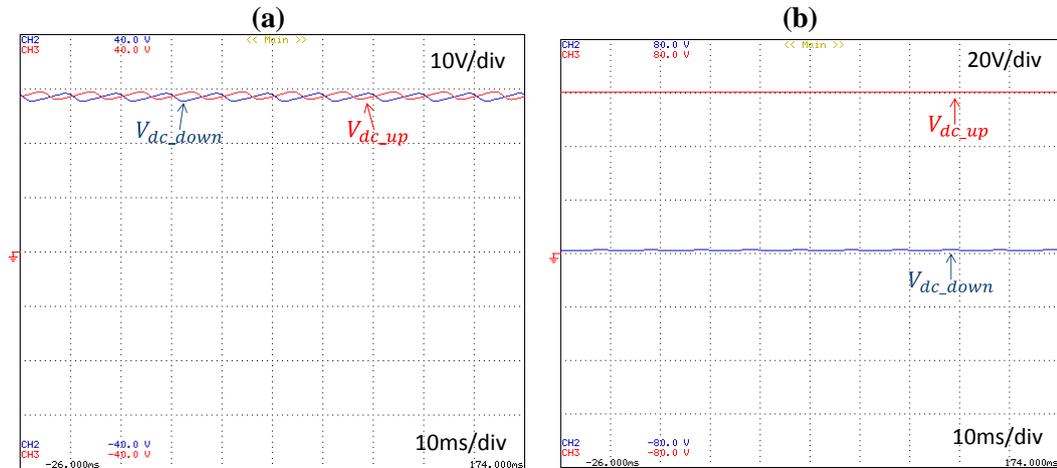


Figura 6.5 - Tensão no barramento CC: (a) Com Controlo ativo; (b) Sem controlo.

Como se pode comprovar quando as comutações dos semicondutores são ativadas a tensão no barramento fica desequilibrada, ou seja, um dos barramentos fica com aproximadamente 0 V e o outro com 60 V. Como tal, torna-se impossível sintetizar uma corrente de saída com forma de onda sinusoidal. Este facto torna evidente a necessidade de um controlo que regule a tensão nas duas partes do barramento CC.

6.4. Controlo *Maximum Power Point Tracker*

Validado o correto funcionamento do inversor com o respetivo controlo da corrente de saída e da tensão do barramento CC, passou-se para o teste do controlo MPPT. O algoritmo de controlo MPPT implementado foi a condutância incremental, mas tendo em conta a indisponibilidade logística de utilizar módulos solares fotovoltaicos, foi necessário utilizar um modelo real que simulasse o comportamento de um módulo solar fotovoltaico. O modelo optado para validar o controlo MPPT é apresentado na Figura 6.6.

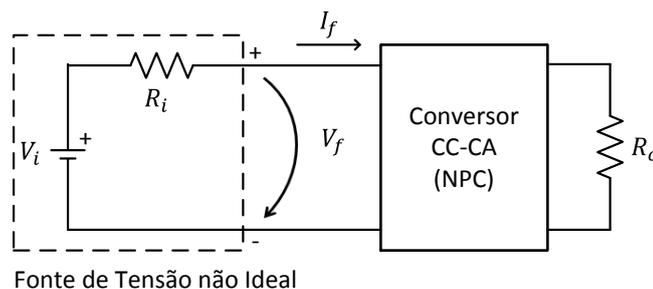


Figura 6.6 - Esquema de ligação para testar o funcionamento do controlo MPPT utilizando uma fonte de tensão não ideal.

Este recorre à utilização de uma fonte de tensão CC linear em série com uma resistência, este conjunto simula uma fonte de tensão não ideal. Para o sistema da Figura 6.6 o ponto de máxima potência ocorre quando a resistência equivalente do inversor NPC é igual à resistência interna (R_i), ou seja, para a fonte o inversor é visto como uma resistência equivalente.

Deste modo o ponto de máxima potência ocorre quando a tensão V_i for distribuída equitativamente pela tensão fornecida ao sistema (V_f) e pela queda de tensão na resistência R_i . O algoritmo de controlo MPPT vai atuar no inversor NPC para que a corrente sintetizada pelo inversor e conseqüentemente a corrente absorvida da fonte (I_f) aumente até que a queda de tensão na resistência (R_i) seja igual à tensão fornecida ao sistema V_f .

Na Tabela 6.1 é apresentado um resumo dos ensaios realizados ao controlo MPPT, utilizando na saída do inversor uma carga resistiva. Nesta é apresentada a potência máxima teórica que o MPPT é capaz de extrair para uma determinada tensão e resistência de entrada, V_i e R_i . Na segunda parte da tabela é mostrada a potência máxima medida e a corrente de saída sintetizada pelo inversor e a respetiva eficiência do algoritmo de controlo MPPT.

Tabela 6.1 - Resumo dos ensaios ao controlo MPPT implementado para 3 casos, estado inicial, diminuição da potência máxima disponível e aumento da potência máxima disponível.

Tensão (V)	Resistência (Ω)	Potência Máxima Teórica (W)	Potência Medida (W)	Corrente Saída Medida (A)	Eficiência do Algoritmo (%)
61,6	126,7	7,49	7,42	1,2	99,07
	141,8	6,69	6,58	1,1	98,36
	98,0	9,68	9,58	1,4	98,97

Nos testes realizados ao controlo MPPT foi utilizada uma fonte de tensão ideal (61,6 V) em série com uma resistência variável por forma a variar a potência máxima fornecida. Numa primeira situação a resistência R_i foi colocada nos 126,7 Ω perfazendo uma potência máxima de 7,49 W.

Na Figura 6.7 é apresenta a potência extraída pelo controlo MPPT e a corrente de saída sintetizada, em fase com a tensão da rede. A medição da potência foi efetuada com um wattímetro digital ISW8000, com capacidade para medir potência ativa (P), potência reativa (Q), tensão e corrente *True RMS* [74]. A corrente de saída do inversor foi obtida através de uma pinça amperimétrica ligada ao osciloscópio com uma razão de transformação de 10 mV/A. Contudo, para obter melhor resolução foram dadas 5 voltas no fio em torno da pinça amperimétrica.

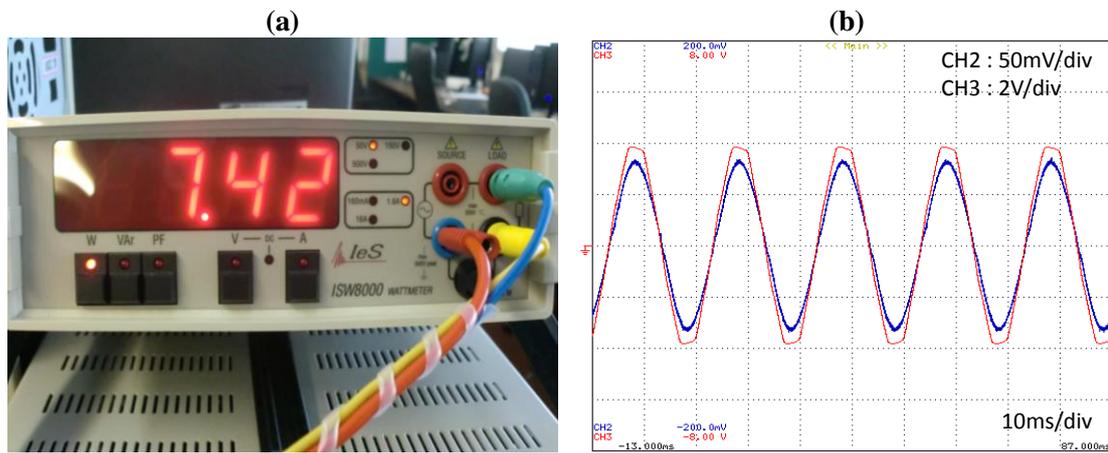


Figura 6.7 – Ensaio ao controlo MPPT utilizando um carga resistiva na saída do inversor: (a) Potência extraída pelo inversor NPC; (b) Corrente de saída do inversor e tensão da rede elétrica.

A potência máxima teórica esperada era cerca de 7,49 W, no entanto a potência máxima registada foi de cerca de 7,42 W. A corrente de saída foi sendo incrementada constantemente pelo controlo MPPT até estabilizar nos 1,2 A de valor eficaz. Por forma a testar o funcionamento do algoritmo de controlo para extração da máxima potência, a resistência foi aumentada para 141,8 Ω , baixando a potência máxima teórica para 6,69 W. Na Figura 6.8 é apresentada a situação onde a potência máxima foi diminuída.

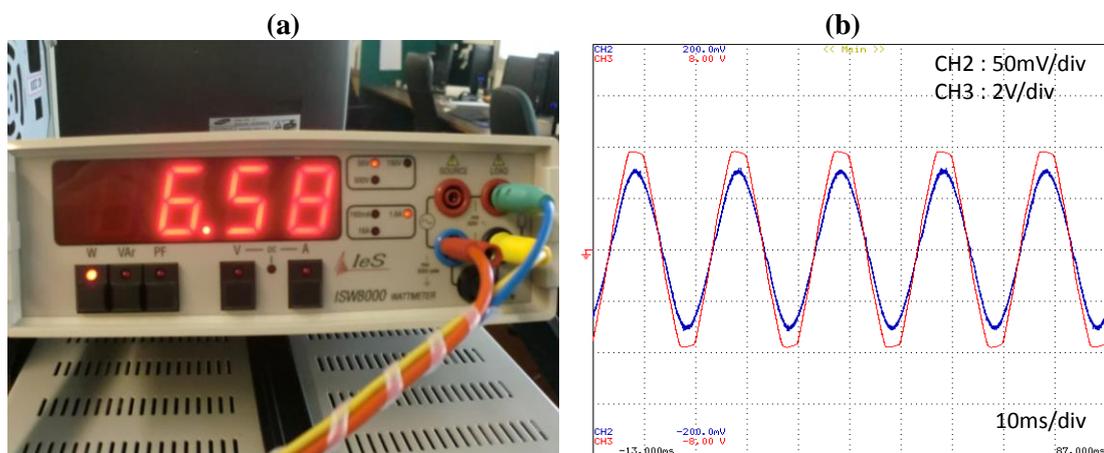


Figura 6.8 - Ensaio ao controlo MPPT quando o sistema sofre uma perda de potência utilizando um carga resistiva na saída do inversor: (a) Potência extraída pelo inversor NPC; (b) Corrente de saída do inversor e tensão da rede elétrica.

O algoritmo acompanhou o decréscimo da potência máxima, estabilizando no ponto de máxima potência. Tal como esperado a corrente de saída seguiu a diminuição da potência estabilizando em aproximadamente 1,1 A de valor eficaz. Para finalizar faltava uma última situação, um aumento da potência máxima disponível. Desta vez, a resistência de entrada foi diminuída para cerca de 98,0 Ω o que corresponde a uma potência máxima de 9,68 W.

Na Figura 6.9 é visível que a potência máxima extraída ficou muito próxima da teórica. A corrente de saída sintetizada em fase com a tensão da rede desta vez aumentou para cerca de 1,4 A de valor eficaz, acompanhando assim a variação da potência.

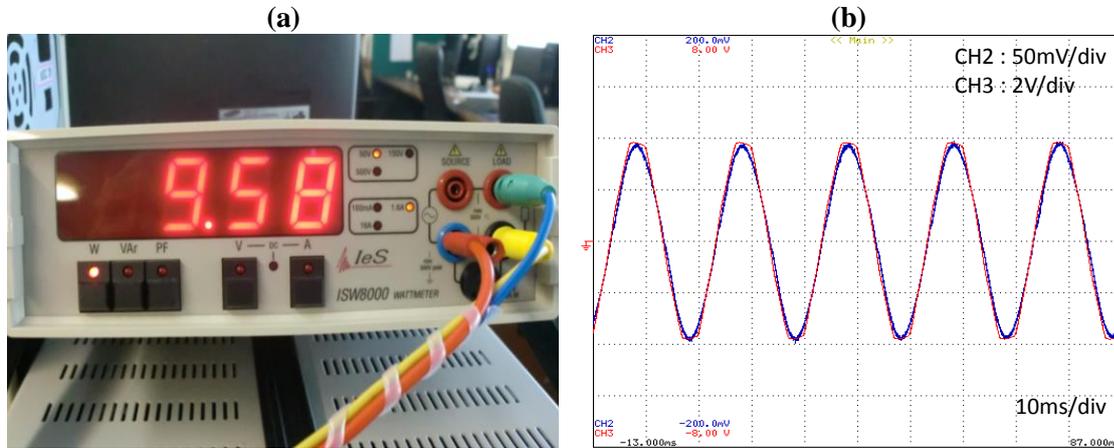


Figura 6.9 - Ensaio ao controlo MPPT quando o sistema sofre um aumento da potência utilizando um carga resistiva na saída do inversor: (a) Potência extraída pelo inversor NPC; (b) Corrente de saída do inversor e tensão da rede elétrica.

6.5. Interligação à Rede Elétrica

Validado o funcionamento do sistema no seu todo, nomeadamente controlo da corrente de saída, controlo da tensão no barramento CC e controlo MPPT do inversor, o passo seguinte foi ligar o sistema à rede elétrica com o propósito de comprovar o seu funcionamento ligado à rede elétrica, como já havia sido comprovado para uma carga resistiva monofásica. Na Figura 6.10 é apresentado o esquema de teste de ligação do inversor à rede elétrica.

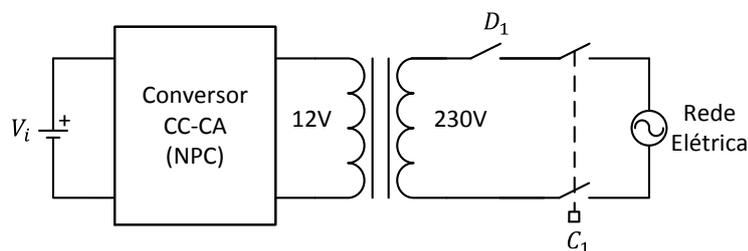


Figura 6.10 - Esquema de ligação à rede elétrica utilizando uma fonte de tensão.

Para a ligação à rede elétrica foi utilizado um transformador que eleva a tensão de saída do inversor de 12 V para 230 V. Numa instalação real este transformador não existe, foi usado de modo a que a tensão necessária no barramento CC para injetar energia na rede fosse menor. Para interligar o sistema com a rede elétrica foi utilizado um contactor (C_1) e por motivos de segurança foi utilizado também um disjuntor D_1 . A

interligação à rede elétrica é feita pelo utilizador através de uma botoneira que aciona o contactor. Os resultados experimentais apresentados na Figura 6.11 foram obtidos com uma tensão no barramento CC de 122 V.

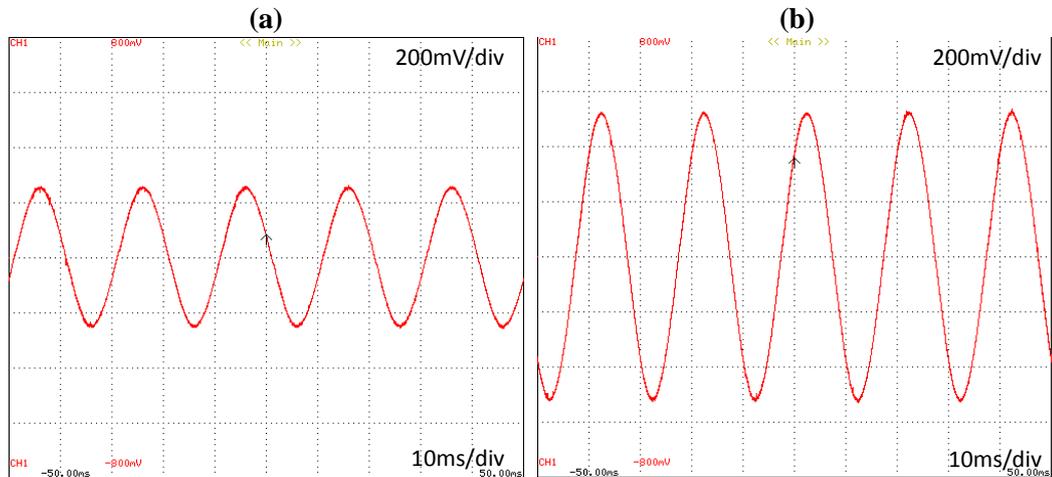


Figura 6.11 - Corrente injetada na rede elétrica: (a) Corrente com 3,5 A de valor eficaz; (b) Corrente com 7 A de valor eficaz.

Foi utilizado um controlo de corrente constante para 5 A de pico (aproximadamente 3,5 A de valor eficaz) e posteriormente para 10 A de pico (aproximadamente 7 A de valor eficaz). A pinça amperimétrica utilizada para obtenção da corrente apresenta uma escala de 50 mV/A, ou seja, 250 mV para o primeiro caso quando efetua a leitura de 5 A e 500 mV para o segundo caso quando executa a leitura de 10 A. Na Figura 6.12 são apresentadas as formas de onda da tensão no barramento CC a quando da injeção na rede das correntes apresentadas na Figura 6.11.

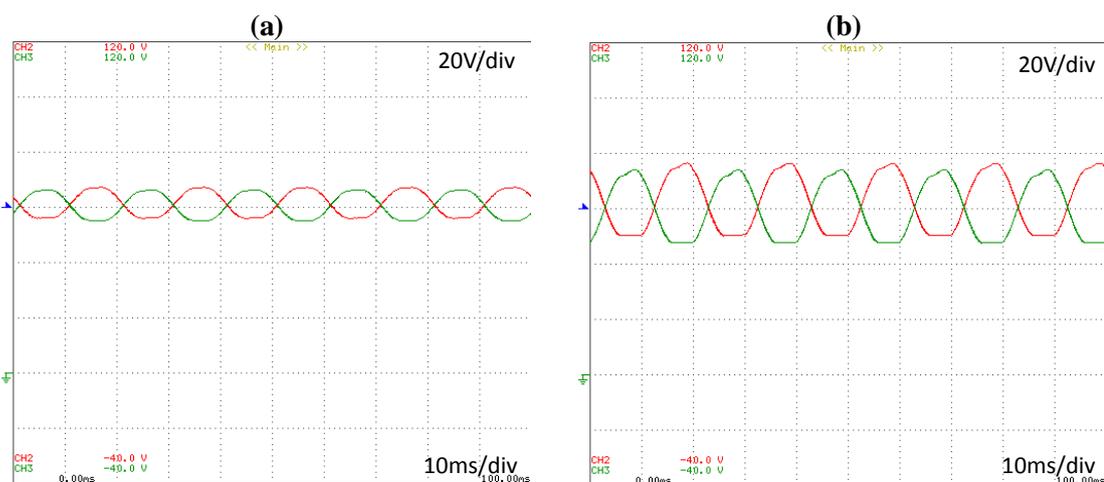


Figura 6.12 - Tensão nas duas partes do barramento CC: (a) Para uma corrente injetada na rede de 5 A de pico; (b) Para uma corrente injetada na rede de 10 A de pico.

As formas de onda da tensão no barramento superior e inferior apresentam um *ripple* considerável, 12 V e 24 V pico a pico, respetivamente. O controlo implementado

por software executa o balanceamento da tensão nos dois barramentos. Por isso, para obter uma forma de onda da corrente de saída simétrica a tensão no barramento oscila um pouco, visto que cada barramento tem de aguentar a sintetização de uma arcada da corrente de saída. Outra solução para diminuição do *ripple* seria utilizar condensadores de maior capacidade.

Confirmada a capacidade do sistema injetar energia na rede elétrica, passou-se para o ensaio de injeção na rede da máxima potência disponível no barramento CC, através da utilização da fonte de tensão ideal em série com uma resistência variável. Na Figura 6.13 é apresentado o esquema de ligação utilizado para testar a injeção da potência máxima disponível na rede elétrica.

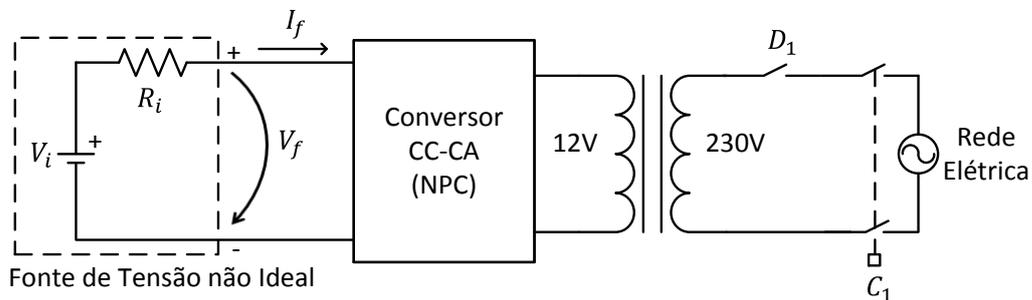


Figura 6.13 - Esquema de ligação para testar a injeção na rede elétrica da máxima potência disponível no lado CC.

Na Tabela 6.2 é apresentado um resumo dos ensaios realizados ao inversor NPC com MPPT. A corrente injetada na rede elétrica e a respetiva taxa de distorção harmónica foram obtidas através do analisador de qualidade de energia Fluke 435.

Tabela 6.2 – Resumo dos ensaios ao inversor NPC com MPPT interligado à rede elétrica para 3 casos, estado inicial, diminuição da potência máxima disponível, aumento da potência máxima disponível para 2 valores de tensão no barramento CC.

Tensão Barramento CC (V)	Resistência (Ω)	Potência Máxima Teórica (W)	Potência Medida (W)	Corrente Saída Medida (A_p)	Eficiência do Algoritmo (%)
121,9	178,7	20,78	20,63	2,0	99,28
	202,2	18,37	18,26	1,8	99,40
	153,6	24,19	24,03	2,4	99,34
183,6	153,6	54,86	54,33	4,8	99,03
	202,2	41,68	41,33	3,7	99,16
	105,5	79,88	79,00	6,8	98,90

Nos ensaios realizados a medição da potência extraída foi efetuada através de um wattímetro digital, *Precision Power Meter LMG95 da ZES ZIMMER Electronic Systems*

GmbH. Este dispositivo trata-se de um Wattímetro digital monofásico com uma precisão de 0,025%, com diferentes gamas de tensão e corrente que variam entre 6-600 V e 150 mA-20 A, respetivamente [75].

Inicialmente foram realizados ensaios com uma tensão no barramento CC de 121,9 V. Contudo, de seguida serão apresentados somente os resultados relativamente aos últimos ensaios para uma tensão no barramento de 183,6 V pelo facto destes serem praticamente idênticos. Na Figura 6.14 é apresentado o mostrador do wattímetro digital que mede a tensão e a corrente de entrada e apresenta a potência extraída quando o sistema é ligado com uma resistência R_i de 153,6 Ω .

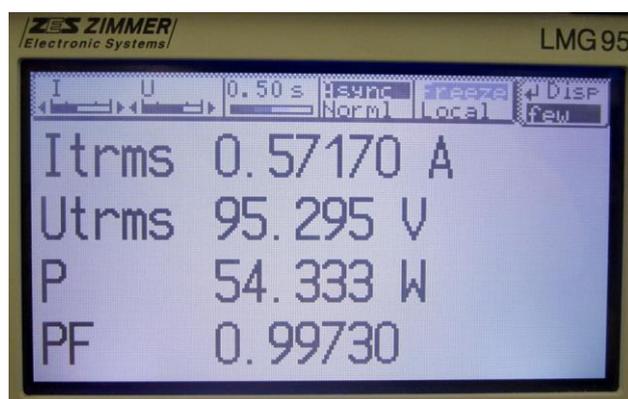


Figura 6.14 – Corrente, tensão, fator de potência e potência extraída pelo inversor NPC ligado à rede elétrica.

Para um tensão de 183,6 V no barramento CC e para uma resistência R_i de 153,6 Ω , teoricamente através do modelo utilizado, o sistema é capaz de extrair uma potência máxima de cerca de 54,86 W. Na Figura 6.14 é possível verificar que a potência extraída é de 54,33 W, é um valor bastante próximo do valor máximo teórico. Quando o sistema está a operar no ponto de máxima potência a queda de tensão na resistência R_i terá aproximadamente o mesmo valor que V_f . Teoricamente esse valor seria de 92 V desprezando as perdas, mas nos resultados experimentais a tensão disponível no barramento CC quando o sistema se encontrava no MPP era aproximadamente 95 V.

Para o ponto de máxima potência apresentado na Figura 6.14, o sistema é capaz de sintetizar uma corrente sinusoidal com aproximadamente 3,4 A de valor eficaz. Na Figura 6.15 é apresentada a corrente injetada na rede elétrica, em fase com a tensão na rede, bem como a taxa de distorção harmónica da corrente sintetizada pelo inversor.

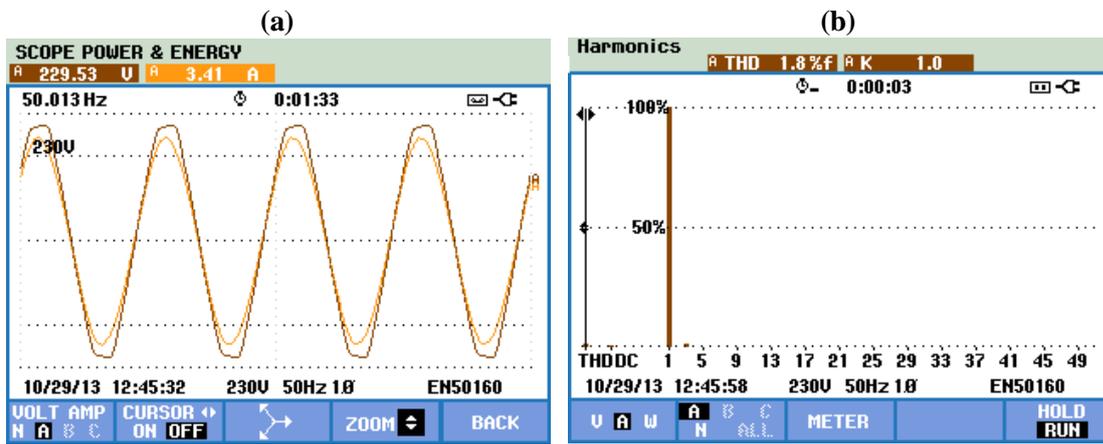


Figura 6.15 – Ensaio de injeção de energia na rede elétrica: (a) Corrente injetada e tensão da rede elétrica; (b) Taxa de distorção harmónica da corrente.

Para verificar o funcionamento do controlo MPPT, a resistência R_i foi aumentada para 202,2 Ω , com o sistema em funcionamento, para simular uma diminuição na potência máxima disponível. Na Figura 6.16 é apresentado o ponto no qual o sistema estabilizou depois da perturbação inserida na potência.

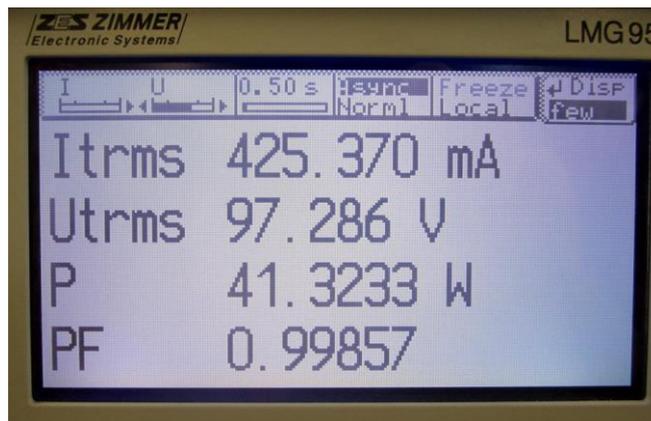


Figura 6.16 - Corrente, tensão, fator de potência e potência extraída pelo inversor NPC ligado à rede elétrica quando o sistema sofre uma diminuição de potência.

Através da Figura 6.16 é possível constatar que a potência extraída (aproximadamente 41,33 W) se encontra próxima da potência máxima teórica (41,68 W). Dos resultados obtidos conclui-se que quando ocorre uma diminuição da potência máxima disponível, o sistema acompanha essa variação da potência reduzindo a corrente injetada na rede elétrica para 2,6 A de valor eficaz. Na Figura 6.17 é apresentada a corrente injetada na rede elétrica e a taxa de distorção harmónica da corrente sintetizada pelo inversor, quando o sistema sofre uma diminuição na potência máxima disponível.

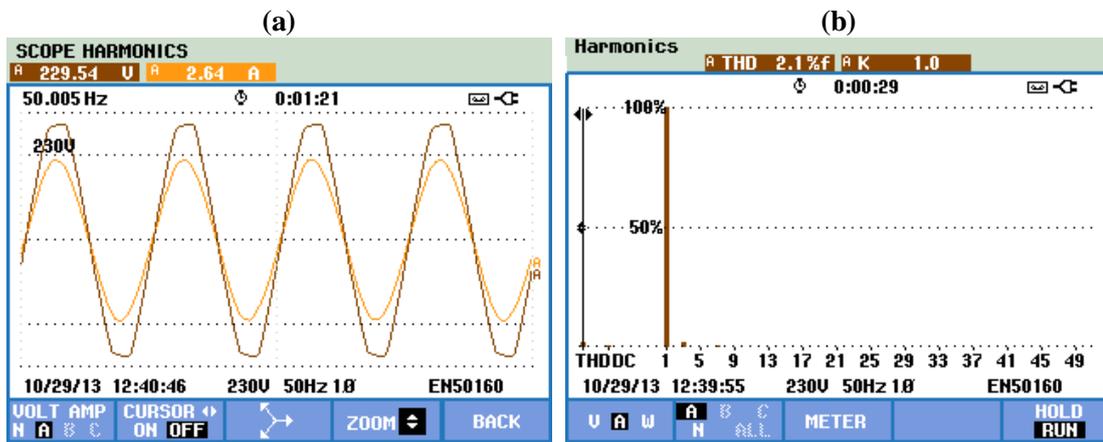


Figura 6.17 – Ensaio de injeção de energia na rede elétrica quando o sistema sofre uma diminuição de potência: (a) Corrente injetada e tensão da rede elétrica; (b) Taxa de distorção harmónica da corrente.

Por último, para validar o funcionamento do MPPT com o sistema ligado à rede elétrica, foi diminuída a resistência R_i para $105,5 \Omega$ com o sistema em funcionamento, para simular um aumento da potência máxima disponível. Na Figura 6.18 é visível que a potência extraída, aproximadamente $79,00 \text{ W}$, acompanhou a variação da potência máxima teórica, que no caso era $79,88 \text{ W}$.

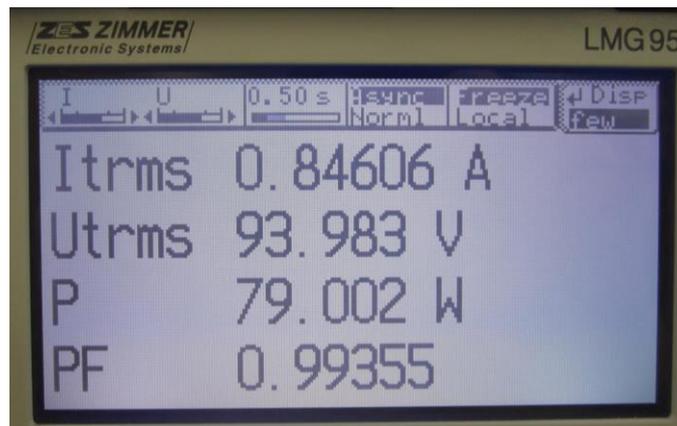


Figura 6.18 - Corrente, tensão, fator de potência e potência extraída pelo inversor NPC ligado à rede elétrica quando o sistema sofre um aumento de potência.

No caso de um aumento de potência foi verificado que o sistema aumenta a corrente injetada na rede elétrica para $4,8 \text{ A}$ de valor eficaz, de modo a garantir a extração da potência máxima disponível. É possível denotar também que a tensão no barramento se manteve aproximadamente igual. Na Figura 6.19 é apresentada a corrente injetada na rede elétrica e a taxa de distorção harmónica da mesma, quando o sistema sofre um aumento na potência máxima disponível.

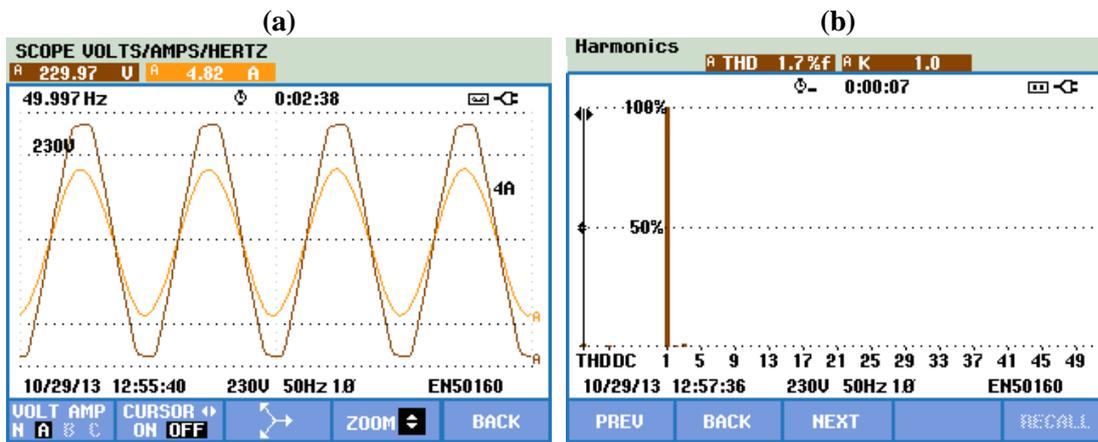


Figura 6.19 – Ensaio de injeção de energia na rede elétrica quando o sistema sofre um aumento da potência: (a) Corrente injetada e tensão na rede elétrica; (b) Taxa de distorção harmônica da corrente.

6.6. Conclusões

Numa primeira fase deste capítulo, foi apresentada a bancada de trabalho desenvolvida no Laboratório do GEPE (Grupo de Eletrónica de Potência e Energia) para realização dos ensaios práticos ao protótipo do inversor para aplicações fotovoltaicas com MPPT (*Maximum Power Point Tracker*) integrado. De seguida foram apresentados os resultados experimentais do ensaio ao mecanismo de sincronização com a rede elétrica (*phase locked loop*), no qual foi obtido um sinal sinusoidal em fase com a tensão de rede elétrica que serviu de referência ao controlador de corrente, permitindo assim a injeção de energia na rede.

Posteriormente foi realizado o ensaio ao inversor NPC em malha aberta aplicando somente modulação SPWM (*Sinusoidal Pulse width Modulation*). Depois de comprovado o correto funcionamento do inversor foram realizados ensaios desta vez em malha fechada através de um controlo PI (Proporcional e Integral) para controlar a corrente de saída do inversor. Foram também implementados dois controladores PI para balancear a tensão do barramento CC, ou seja, garantir que os dois condensadores possuem a mesma tensão. Estes ensaios numa primeira fase foram realizados com uma carga resistiva na saída do inversor.

Seguidamente foram realizados os ensaios ao controlo MPPT (*Maximum Power Point Tracker*). Com a impossibilidade de utilizar módulos solares para alimentar o barramento CC foi necessário utilizar um modelo real que simulasse o comportamento de um módulo solar fotovoltaico. O modelo optado para validar o controlo MPPT mostrou-se eficiente e o controlo de extração da máxima potência foi validado com sucesso.

Para finalizar foi realizado o ensaio experimental final que agrupou todos os controlos do sistema, nomeadamente o controlo da tensão no barramento CC, o mecanismo de sincronização com a rede elétrica que juntamente com controlo MPPT forneciam a referência de corrente para o controlo PI da corrente de saída, permitindo assim a realização do último ensaio experimental do sistema ligado à rede elétrica. Deste modo foi possível comprovar o funcionamento do sistema ligado à rede, ou seja, a injeção de corrente sinusoidal na rede elétrica em função da potência máxima disponível no barramento CC.

CAPÍTULO 7

Conclusões e Sugestões de Trabalho Futuro

7.1. Conclusões

No âmbito desta dissertação de mestrado foi desenvolvido um inversor para aplicações fotovoltaicas com MPPT (*Maximum Power Point Tracker*) integrado. O inversor deve ser capaz de extrair a potência máxima disponível num conjunto de módulos solares fotovoltaicos para injetar na rede elétrica.

Em vez da tradicional topologia que utiliza dois estágios de potência, um conversor CC-CC com MPPT e um inversor, foi utilizada uma topologia de estágio único que recorre somente à utilização de um inversor com MPPT integrado. A grande vantagem desta configuração reside no facto de poder dispensar um estágio de potência, o que contribui para a diminuição do custo, do volume e do peso do equipamento. Contudo, o sistema adotado necessita de uma tensão mínima no barramento CC para poder injetar energia na rede elétrica, assim sendo este sistema torna-se mais viável para aplicações fotovoltaicas de maior potência.

Relativamente à topologia do inversor, em vez do tradicional inversor fonte de tensão em ponte completa, foi utilizada uma configuração multinível denominada NPC (*Neutral Point Clamped*) que utiliza quatro IGBTs e dois díodos. Esta topologia usa mais dois semicondutores (díodos) que o inversor ponte completa, porém apresenta inúmeras vantagens relativamente ao tradicional inversor, entre elas baixa corrente de fuga, menor taxa de distorção harmónica na tensão de saída e menores perdas de comutação.

Inicialmente foi apresentada uma breve introdução ao problema energético inerente à não utilização de energias renováveis como fonte para a produção de energia elétrica. No segundo capítulo foram descritos e analisados os diversos elementos que constituem um sistema solar fotovoltaico, nomeadamente os módulos solares que são responsáveis pela produção da energia elétrica que irá ser injetada na rede elétrica, os vários tipos de células fotovoltaicas e as principais características de um módulo solar fotovoltaico. Foram também estudadas as possíveis topologias de interface com a rede

elétrica, os principais tipos de conversor de potência bem como as suas características, as técnicas de modulação, os mecanismos de sincronização com a rede elétrica que permitem obter sinais de referência sincronizados com a rede elétrica possibilitando assim a injeção de energia na rede elétrica, algumas técnicas de controlo de corrente para inversores e algoritmos de controlo MPPT para extrair a potência máxima de um conjunto de módulos solares fotovoltaicos. Após o estudo detalhado do tema efetuou-se uma especificação do inversor para validação em simulação.

No terceiro capítulo foram apresentadas todas as simulações computacionais realizadas com o software *PSIM*. Inicialmente todas as partes envolvidas, nomeadamente módulos solares fotovoltaicos, inversor NPC com controlo de corrente de saída e controlo da tensão no barramento, e o controlo MPPT foram simulados independentemente para se validar o seu correto funcionamento. Por último, todas as partes envolvidas foram agregadas de forma a comprovar o funcionamento global do sistema. Depois de o inversor ter sido validado em simulação procedeu-se à sua implementação prática.

No quarto capítulo foi descrita detalhadamente a implementação prática do inversor, sendo que numa primeira parte foram abordados todos os aspetos práticos da implementação do circuito de potência, nomeadamente a elaboração do barramento CC com um ponto neutro, o inversor NPC, os circuitos de proteção de *gate* e os respetivos circuitos de *drive* dos semicondutores. Posteriormente foi realizada a descrição pormenorizada da implementação do sistema de controlo, mais precisamente sensores de corrente, sensores de tensão, placa de condicionamento de sinal, placa de comando do inversor, placa de suporte do DSP (*Digital Signal Processor*) e a placa auxiliar de DAC (*Digital to Analog Converter*). Por fim todos os elementos foram integrados numa estrutura única de modo ser possível realizar ensaios práticos.

No quinto capítulo foram apresentados os resultados experimentais do protótipo laboratorial desenvolvido. Primeiramente foram apresentados os resultados experimentais obtidos do ensaio ao mecanismo de sincronização com a rede elétrica (*phase locked loop*). Como já havia sido comprovado nas simulações, este mecanismo de sincronização com a rede elétrica mostrou-se funcional e eficiente uma vez que o objetivo de injetar energia na rede elétrica foi alcançado com sucesso.

Em seguida foram realizados ensaios ao inversor em malha aberta para validação da topologia multinível. De seguida foram realizados ensaios em malha fechada através de um controlo PI (Proporcional e Integral) para controlar a corrente de saída do inversor. Foram também implementados dois controladores PI para balancear a tensão

nas duas partes que constituem o barramento CC, ou seja, garantir que estes possuem a mesma tensão. Os resultados obtidos estavam de acordo com o esperado, ou seja, com o controlo da tensão no barramento CC ativo o inversor é capaz de sintetizar um corrente sinusoidal de acordo com a referência e com um conteúdo harmónico baixo, característica inata deste tipo de inversor multinível.

Posteriormente foram realizados ensaios com o controlo MPPT (*Maximum Power Point Tracker*) de condutância incremental em funcionamento. Estes ensaios numa primeira fase foram realizados com uma carga resistiva na saída do inversor, e posteriormente interligado à rede elétrica. Nos ensaios experimentais o algoritmo de controlo mostrou-se bastante eficiente uma vez que para as várias situações testadas a potência extraída correspondia a potência máxima disponível.

Para finalizar foram realizados alguns ensaios experimentais que agruparam todos os controlos, permitindo assim validar o sistema. Deste modo foi possível comprovar o correto funcionamento do sistema ligado à rede elétrica, injetando corrente sinusoidal em função da potência máxima disponível no barramento CC. Uma vez que a integração do controlo MPPT no inversor NPC foi conseguida com sucesso, em aplicações solares fotovoltaicas de maior potência, onde é garantido que a tensão disponível permite injetar energia na rede elétrica é possível dispensar o conversor CC-CC.

De um modo geral é feita uma apreciação positiva do projeto desenvolvido no âmbito desta dissertação de mestrado, uma vez os principais objetivos e requisitos práticos do sistema foram alcançados com sucesso.

7.2. Sugestões de Trabalho Futuro

Os resultados obtidos permitiram validar a topologia e os respetivos algoritmos de controlo. A extração da máxima potência disponível na fonte de tensão não ideal, e a respetiva injeção dessa energia na rede elétrica também foram alcançadas com sucesso. Contudo, é necessário continuar os ensaios ao protótipo desenvolvido, nomeadamente realizar ensaios com um conjunto de módulos solares fotovoltaicos, aumentar progressivamente a tensão até ser atingida a tensão nominal funcionamento de 850 V no barramento CC, uma vez que o hardware desenvolvido foi dimensionado para os valores obtidos em simulação, e efetuar a ligação do inversor diretamente à rede sem utilizar qualquer tipo de transformador de acoplamento.

Os resultados obtidos mostraram que o sistema desenvolvido cumpre os objetivos delineados, todavia a tensão no barramento CC apresenta uma oscilação acentuada. Para

o futuro sugere-se o aumento da capacidade do barramento CC e/ou aperfeiçoar o controlo da tensão para tentar melhorar o desempenho do inversor.

Pelo facto de o protótipo laboratorial desenvolvido ter sido testado com tensão abaixo da tensão nominal, não foi possível aferir o rendimento do mesmo. Por isso, como trabalho futuro sugere-se que a topologia desenvolvida a operar à potência nominal seja comparada com outras topologias inversoras em condições equivalente de operação.

Outra sugestão para trabalho futuro consiste na integração de todo o hardware de controlo numa caixa metálica com o intuito de compactar o sistema de controlo do inversor e melhorar a imunidade do sistema a interferências eletromagnéticas.

Referências Bibliográficas

- [1] B. A. A. Bulzico and E. B. Gomes, “Desenvolvimento sustentável e direito humano ao meio ambiente,” *Catalana Dret Ambient.*, vol. I, pp. 1–22, 2010.
- [2] I. E. Agency, “Oil & Gas Security Emergency Response of International Energy Agency Countries,” pp. 1 – 18, 2011.
- [3] E. Commission, *World Energy Technology Outlook - 2050*. 2006, pp. 1–168.
- [4] I. E. Agency, “TRENDS IN PHOTOVOLTAIC APPLICATIONS - Survey report of selected International Energy Agency countries between 1992 and 2011,” 2012.
- [5] F. Solar, “<http://www.firstsolar.com/Projects/Agua-Caliente-Solar-Project>,” 2013.
- [6] L. Corselli-Nordblad, “The contribution of renewable energy up to 12.4 % of energy consumption in the EU27 in 2010,” *EuroStat Newsrelease*, no. June, pp. 1–2, 2012.
- [7] I. E. Agency, “Photovoltaic Power Systems Programme,” pp. 1 – 129, 2011.
- [8] ACCIONA, “CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA DE AMARELEJA - Referência Mundial No Desenvolvimento Das Energias Renováveis.” pp. 1–5, 2008.
- [9] P. C. J. J. D. Domingos, “Energia ambiente,” pp. 1–255, 1995.
- [10] Direção Geral Energia Geologia, “Energia Solar,” <http://www.dgeg.pt/>, 2012.
- [11] SolarWind, “Energia Solar,” <http://www.solarwind.pt/>, 2012.
- [12] H. Haberlin and H. Eppel, *PHOTOVOLTAICS System Design and Practice*. 2012, p. 733.
- [13] J. A. Duffie and W. A. Beckman, *Solar Engineering of Thermal Processes*. 2006, pp. 1–469.
- [14] A. M. Vallêra and M. C. Brito, “Meio Século de História Fotovoltaica,” *Gaz. Física*, p. 5, 2006.
- [15] T. Markvart and L. Castaner, *Practical Handbook of Photovoltaics: Fundamentals and Applications*. 2003, pp. 1–1015.
- [16] M. C. Brito and J. A. Silva, “Energia fotovoltaica: conversão de energia solar em electricidade,” *O Instal.*, pp. 1–7, 2006.
- [17] R. Janssen, “Introduction to polymer solar cells,” *Citeseer*, p. 21, 2005.
- [18] V. Fthenakis, *THIRD GENERATION PHOTOVOLTAICS*. 2012, p. 232.
- [19] R. Castro, “Uma Introdução às Energias Renováveis: Eólica, Fotovoltaica e Mini-hídrica,” Universidade Técnica de Lisboa, 2011.
- [20] GREENPRO, *Energia Fotovoltaica, Manual sobre tecnologias, projectos e instalações*. 2004, pp. 1–368.
- [21] R. A. Rao, L. Mathew, D. Sarkar, S. Smith, S. Saha, R. Garcia, R. Stout, A. Gurmu, M. Ainom, E. Onyegam, D. Xu, D. Jawarani, J. Fossum, S. Banerjee, U. Das, A. Upadhyaya, A. Rohatgi, and

- Q. Wang, "A Low Cost Kerfless Thin Crystalline Si Solar Cell Technology," in *38th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, 2012, pp. 1837–1840.
- [22] M. A. Green, K. Emery, Y. Hishikawa, W. Warta, and E. D. Dunlop, "Solar cell efficiency," *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, vol. 20, no. 1, pp. 12–20, 2012.
- [23] S. Li and H. Zheng, "Energy Extraction Characteristic Study of Solar Photovoltaic Cells and Modules," in *Power and Energy Society General Meeting, IEEE*, 2011, pp. 1–7.
- [24] M. A. Vitorino, L. V. Hartmann, A. M. N. Lima, and M. B. R. Corrêa, "Using the model of the solar cell for determining the maximum power point of photovoltaic systems," in *Power Electronics and Applications*, 2007, vol. 1, pp. 1–10.
- [25] A. Durgadevi, S. Arulsevi, and S. P. Natarajan, "Photovoltaic Modeling and Its Characteristics," in *Emerging Trends in Electrical and Computer Technology (ICETECT)*, 2011, pp. 469–475.
- [26] D. Dondi, D. Brunelli, L. Benini, P. Pavan, A. Bertacchini, and L. Larcher, "Photovoltaic Cell Modeling for Solar Energy Powered Sensor Networks," in *Advances in Sensors and Interface, IWASI*, 2007, pp. 1–6.
- [27] S. Aazou and E. M. Assaid, "MODELLING REAL PHOTOVOLTAIC SOLAR CELL USING MAPLE," in *International Conference on Microelectronics (ICM)*, 2009, no. 6, pp. 394–397.
- [28] C. M. da S. Gomes, "Interface de um Painel Solar à Rede Elétrica," 2011.
- [29] D. G. F. S. G. F. S. Dgs, *Planning and Installing Photovoltaic Systems: A Guide for Installers, Architects and Engineers*. 2012, p. 396.
- [30] L. Castaner and S. Silvestre, *Modelling Photovoltaic Systems using PSpice*. 2003, p. 376.
- [31] A. Luque and S. Hegedus, *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*. 2011, p. 1162.
- [32] M. do C. B. Rodrigues, E. C. Teixeira, and H. A. Ca. Braga, "Uma Visão Topológica sobre Sistemas Fotovoltaicos Monofásicos Conetados à Rede Elétrica," *Proc. 5th Latin-Amer. Congress: Eletr. Gen. Transm. (5th CLAGTEE)*, p. 10, 2003.
- [33] M. I. Hamid, M. Anwari, S. Z, and Taufik, "Load Sharing Characteristic of Single Phase PV Inverter Connected to Grid," in *Power and Energy Conference, PECon*, 2008, no. PECon 08, pp. 1672–1676.
- [34] F. Blaabjerg, F. Lov, R. Teodorescu, and Z. Chen, "Power Electronics in Renewable Energy Systems," in *Power Electronics and Motion Control*, 2006, pp. 1–17.
- [35] S. B. Kjaer, J. K. Pedersen, and F. Blaabjerg, "A Review of Single-Phase Grid-Connected Inverters for Photovoltaic Modules," in *Industry Applications*, 2005, vol. 41, no. 5, pp. 1292–1306.
- [36] M. H. Rashid, *Power Electronics Handbook: Devices, Circuits, and Applications*. Elsevier, 2010, p. 892.
- [37] R. T. H. Li, H. S. H. Chung, and T. K. M. Chan, "An Active Modulation Technique for Single-Phase Grid-Connected CSI," in *Power Electronics Specialists Conference, PESC*, 2006, no. 852, pp. 1–7.

- [38] I. T. Román and L. S. Silva, "A Single-Phase Current-Source Inverter with Active Power Filter for Grid-Tied PV Systems," in *Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG), 3rd IEEE International Symposium*, 2012, pp. 349–356.
- [39] P. P. Dash, S. Member, M. Kazerani, and S. Member, "Dynamic Modeling and Performance Analysis of a Grid-Connected Current-Source Inverter-Based Photovoltaic System," *Sustain. Energy*, vol. 2, no. 4, pp. 443–450, 2011.
- [40] P. P. Dash and M. Kazerani, "A Multilevel Current-Source Inverter Based Grid-Connected Photovoltaic System," in *North American Power Symposium (NAPS)*, 2011, pp. 1–6.
- [41] M. Rashed, C. Klumpner, and G. Asher, "Power Losses Evaluation of Three Multilevel Converter Topologies for Direct Interface with Medium Voltage Grids," in *Power Electronics and Applications*, 2011, pp. 1–10.
- [42] A. Ghazanfari, H. Mokhtari, and M. Firouzi, "Simple Voltage Balancing Approach for CHB Multilevel Inverter Considering Low Harmonic Content Based on a Hybrid Optimal Modulation Strategy," *Power Deliv.*, vol. 27, no. 4, pp. 2150–2158, 2012.
- [43] S. Kouro, M. Malinowski, K. Gopakumar, J. Pou, L. G. Franquelo, B. Wu, J. Rodriguez, M. A. Pérez, and J. I. Leon, "Recent Advances and Industrial Applications of Multilevel Converters," *Ind. Electron. Trans.*, vol. 57, no. 8, pp. 2553–2580, 2010.
- [44] S. K. Chattopadhyay, C. Chakraborty, and B. C. Pal, "Cascaded H-Bridge & Neutral Point Clamped Hybrid Asymmetric Multilevel Inverter Topology for Grid Interactive Transformerless Photovoltaic Power Plant," in *Industrial Electronics Society (IECON)*, 2012, pp. 5074–5079.
- [45] K. Fujii, U. Schwarzer, and R. W. De Doncker, "Comparison of Hard-Switched Multi-Level Inverter Topologies for STATCOM by Loss-Implemented Simulation and Cost Estimation," in *Power Electronics Specialists Conference, PESC*, 2005, pp. 340–346.
- [46] S. Saridakis, E. Koutroulis, and F. Blaabjerg, "Optimal design of NPC and Active-NPC transformerless PV inverters," in *Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG)*, 2012, pp. 106–113.
- [47] L. Chen, Q. Zhang, Z. Jiang, and C. Sun, "Transformerless Photovoltaic Inverter System Based on Multilevel Voltage," in *Industrial Electronics and Applications (ICIEA)*, 2012, pp. 1663–1666.
- [48] Z. Hao, H. Bing, Q. Kewang, L. Yan, and T. Chaonan, "The Efficiency Analysis for Three-level Grid-connected Photovoltaic Inverters," in *Industrial Electronics (ISIE)*, 2012, pp. 1086–1090.
- [49] J. Rodriguez, S. Bernet, P. K. Steimer, and I. E. Lizama, "A Survey on Neutral-Point-Clamped Inverters," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 57, no. 7, pp. 2219–2230, 2010.
- [50] J. Kim, S. Sul, and P. N. Enjeti, "A Carrier-Based PWM Method With Optimal Switching Sequence for a Multilevel," *Ind. Appl. IEEE Trans.*, vol. 44, no. 4, pp. 1239–1248, 2008.
- [51] P. C. Loh, F. Blaabjerg, and F. Gao, "Pulsewidth Modulation of Neutral-Point-Clamped Indirect Matrix Converter," *Ind. Appl. IEEE Trans.*, vol. 44, no. 6, pp. 1805–1814, 2008.

- [52] F. D. Freijedo, J. Doval-gandoy, O. Lopez, and J. Cabaleiro, “Robust Phase Locked Loops Optimized for DSP Implementation in Power Quality Applications,” in *Industrial Electronics, 2008. IECON 2008. 34th Annual Conference of IEEE*, 2008, pp. 3052–3057.
- [53] D. R. Costa, L. G. B. Rolim, and M. Aredes, “Analysis and software implementation of a robust synchronizing circuit PLL circuit,” *IEEE Int. Symp. Ind. Electron.*, vol. 1, pp. 292–297, 2003.
- [54] H. Zhang, C. Dai, and S. Wu, “Research on Single-Phase PLL for the Synchronization of Thyristor Controlled Series Capacitor,” in *Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), 2012 Asia-Pacific*, 2012, pp. 1–5.
- [55] M. Ciobotaru, R. Teodorescu, and F. Blaabjerg, “A New Single-Phase PLL Structure Based on Second Order Generalized Integrator,” in *37th IEEE Power Electronics Specialists Conference - PESC’06.*, 2006, pp. 1–6.
- [56] J. Holtz, “Pulsewidth Modulation-A,” *Ind. Electron. IEEE Trans.*, vol. 39, no. 5, pp. 410 – 420, 1992.
- [57] J. Holtz, “Pulsewidth modulation for electronic power conversion,” *Proc. IEEE*, vol. 82, no. 8, pp. 1194–1214, 1994.
- [58] T. Eram and P. L. Chapman, “Comparison of Photovoltaic Array Maximum Power Point Tracking Techniques,” *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 22, no. 2, pp. 439–449, 2007.
- [59] W. L. Yu, T. Lee, G. Wu, Q. S. Chen, H. Chiu, Y. Lo, and F. Shih, “A DSP-Based Single-Stage Maximum Power Point Tracking PV Inverter,” in *Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC), 2010 Twenty-Fifth Annual IEEE*, 2010, pp. 948–952.
- [60] S. L. Brunton, C. W. Rowley, S. R. Kulkarni, and C. Clarkson, “Maximum Power Point Tracking for Photovoltaic Optimization Using Ripple-Based Extremum Seeking Control,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 2, pp. 1–20, 2010.
- [61] C. Hua, J. Lin, and C. Shen, “Implementation of a DSP-Controlled Photovoltaic System with Peak Power Tracking,” *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 45, no. 1, pp. 99–107, 1998.
- [62] M. Ciobotaru, R. Teodorescu, and F. Blaabjerg, “Control of single-stage single-phase PV inverter,” in *Power Electronics and Applications*, 2005, pp. 1–10.
- [63] B. Solar, “150-Watt Monocrystalline Photovoltaic Module - BP2150S.” pp. 1–4, 2001.
- [64] V. BCcomponents, “Aluminum Capacitors Power Standard Miniature Snap-In Datasheet.” pp. 1-11, 2013.
- [65] V. BCcomponents, “<http://www.vishay.com/>”.
- [66] SEMIKRON, “Superfast NPT-IGBT Modules SKM50GB063D.” pp. 1–5, 2010.
- [67] SEMIKRON, “<http://www.semikron.com/>”.
- [68] SEMIKRON, “Hybrid Dual IGBT Driver SKHI 22A(R).” pp. 1–12, 2008.
- [69] C. Y. T. G. & C. KG, “Hall Effect Voltage Sensor CYHVS025A,” vol. 49, no. 0. pp. 1–3.
- [70] LEM, “Current Transducer LA 100-P/SP13.” pp. 1–3.

- [71] MAXIM, “8/4/2-Channel, 14-Bit, Simultaneous-Sampling ADCs With +-10V, +-5V, and 0 to +5V Analog Input Ranges.” pp. 1–27, 2008.
- [72] T. Instruments, “TLV5610 8 CHANNEL, 12/10/8 BIT, 2.7V TO 5.5V LOW POWER DIGITAL TO ANALOG CONVERTERS WITH POWER DOWN,” no. May. pp. 1–17, 2000.
- [73] K. Seiji, I. T. O. Shinobu, T. Yukihiro, and M. Takaaki, “DIGITAL SCOPE DL708E,” *Yokogawa Tech. Rep. English Ed.*, vol. 26, pp. 27–30, 1999.
- [74] Powertek Instruments, “Model ISW8000 Single Phase 4 digit Wattmeter.” pp. 1 – 1.
- [75] ZES ZIMMER Electronic Systems GmbH, “LMG95 Single-Phase Precision Power Meter.” pp. 1–8.