

UNIVERSIDADE NOVA DE LISBOA
FACULDADE DE CIÊNCIAS E TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELECTROTÉCNICA

SEGUIDOR FOTOVOLTAICO: UMA VARIAÇÃO DO P&O - SIMULAÇÃO E
PROTOTIPAGEM

POR

PAULO JORGE DOS SANTOS BONIFÁCIO

DISSERTAÇÃO APRESENTADA NA FACULDADE DE CIÊNCIAS E TECNOLOGIA DA UNIVERSIDADE NOVA DE LISBOA PARA OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM ENGENHARIA ELECTROTÉCNICA E COMPUTADORES.

ORIENTADOR: PROFESSOR STANIMIR VALTCHEV

LISBOA
2010

DEDICATÓRIAS

Para a minha família; o meu Pai António a minha Mãe Margarida e a minha Irmã Cila.

Obrigado por todos o sacrifícios que fizeram e por nunca me terem deixado desistir.

AGRADECIMENTOS

Quero agradecer ao meu orientador, professor e amigo Stanimir Valtchev que tanto me tem ensinado e com quem tenho tido muitas conversas que em muito me ajudaram a evoluir.

Obrigado Professor.

SUMÁRIO

Esta dissertação tenta percorrer o caminho da produção energética de fonte solar fotovoltaica (PV).

Inicialmente é dada uma visão do mercado mundial da produção PV. É apresentada a teoria da célula PV e da sua associação em módulos PV.

São apresentados os tipos de conversores DC-DC que se encontram normalmente associados a painéis PV assim como são mostrados os principais algoritmos de seguimento de ponto de potência máxima (MPPT).

Com base nos modelos teóricos apresentados e nos módulos solares, Bangkok Solar BS-40, disponíveis no Departamento de Engenharia Electrotécnica (DEE), foi realizado o dimensionamento de um sistema PV.

O sistema dimensionado foi utilizado como referência para a construção de um simulador em MatLab/Simulink. Este simulador é constituído por todos os componentes necessários para testar os diferentes algoritmos MPPT. Os componentes do simulador são: Módulo solar PV, que pode ser associado de modo a formar painéis; conversor DC-DC, tipo Flyback; seguidor MPPT com o algoritmo P&O clássico.

Para confirmar se os valores de simulação obtidos para os módulos solares estavam correctos foi construído um medidor de irradiação solar que apresenta os valores em W/m^2 . Medindo as características do módulo solar, corrente – tensão e sabendo o valor da irradiação no mesmo instante pode verificar-se se estes se encontram de acordo com o simulado.

Finalmente, com os dados obtidos na simulação foi apresentado um novo algoritmo de seguimento MPPT. Este é baseado no P&O clássico, mas com componentes que tentam ultrapassar o problema dos máximos locais e minimizar as oscilações do conversor/inversor de modo a minimizar as perdas e maximizar a produção energética.

ABSTRACT

This dissertation tries to track the route of power production from photovoltaic sources.

A worldwide look into the photovoltaic solar power production is given. The theory behind the PV cell and its application in PV power modules is presented.

The DC – DC power converters usually associated with solar PV panels are showed. The main maximum power point tracking (MPPT) algorithms are also showed.

A solar PV system was dimensioned using the theoretical models and the solar PV modules (BS – 40) available at the Departamento de Engenharia Electrotécnica (DEE).

This system was used as a reference for designing a simulator implemented in MatLab/Simulink. This simulator includes all the components needed to test the different MPP tracking algorithms. Those components are: A PV solar module, which can be associated with others to form a solar panel; A Flyback DC – DC power converter and a classic perturb and observe (P&O) tracking algorithm.

A solar power meter that gives values in W/m^2 was built in order to validate simulation values of the solar PV modules. Measuring the solar module characteristics (tension – current) and knowing the solar irradiation at that given time it is possible to check if the simulated values and the measured ones agree.

With the data collected in the simulation a new MPP tracking algorithm was presented. This is based in the classic P&O algorithm, but using modules that try to overcome the local maxima problem. It also tries to minimize the control oscillations in the converter/inverter, this is done in order to minimize losses and to maximize power production.

SIMBOLOGIA E NOTAÇÕES

BIPV	– Building Integrated PV, PV Integrados em Edifícios.
COTS	– Commercial of-the-shelf; componentes comerciais retirados da prateleira.
CPV	– Concentrated PV, PV concentradas.
CRS	– Central Receiver System, Sistema de Armazenamento central.
CSP	– Concentrated Solar Power; Energia Solar Concentrada.
DLR	– Centro Aeroespacial Alemão.
DNI	– Direct Normal Irradiance, Radiação Normal Directa.
DOE	– Department of Energy, Departamento de Energia (EUA).
EIA	– Energy Information Agency US, Agencia de Informação Energética EUA.
eV	– Electrão – Volt, energia adquirida por um electrão quando acelerado a uma diferença de potencial de um Volt.
FF	– Fill Factor, Factor de Forma, para células PV.
HTF	– Heat Transfer Fluid, Líquido de Transporte de Calor.
IEA	– International Energy Agency, Agencia Internacional de Energia.
IEC	– International Electrotechnical Committee, Comité Electrotécnico Internacional (Suíça).
ISCCS	– Integrated Solar Combined Cycle System, Sistema Integrado de ciclo Solar combinado.
MPP	– Maximum Power Point , Ponto de Potência Máxima.
MPPT	– Maximum Power Point Tracker, Seguidor de Ponto de Potência Máxima.
NREL	– National Renewable Energy Laboratory, Laboratório Nacional de Energia (EUA).
PWM	– Pulse-Width Modulation, Modulação da Largura de Impulso.
PV	– Potovoltaics, Fotovoltaicos (módulos/painéis).
PVGIS	– Photovoltaic Geographical Information System, Sistema de informação Geográfico PV.
OCDE	– Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico.
OPEP	– Organização dos Países Exportadores de Petróleo.
SEGS	– Solar Electric Generating System, Sistema de Geração Eléctrica Solar.
STC	– Standard Test Conditions, Condições Normais de Teste.
TCO	– Transparent Conductive Oxide, Condutor de Oxido Transparente.
W_p	– Watt em pico.
W_{th}	– Watt Térmico (Potência).
W_e	– Watt Eléctrico (Potência).

ÍNDICE DE MATÉRIAS

1	Introdução.....	1
1.1	Estrutura da Dissertação.....	3
2	Enquadramento.....	4
2.1	História.....	4
2.2	A Célula Fotovoltaica.....	5
2.2.1	Comportamento da Célula.....	7
2.3	Módulos Solares.....	15
2.3.1	Parâmetros dos módulos fotovoltaicos.....	16
2.4	Associação em Série de Células Fotovoltaicas.....	17
2.4.1	Efeito Sombra.....	19
2.5	Sistemas Ligados à Rede.....	22
2.5.1	Conversores DC – DC.....	22
2.5.2	Inversores DC-AC.....	31
2.6	Algoritmos de Seguimento de Potência Máxima (MPPT).....	33
2.6.1	O problema dos Máximos Locais.....	34
2.6.2	Método da Tensão Constante (CV).....	34
2.6.3	Corrente de Curto-Circuito (SC).....	35
2.6.4	Perturbar e Observar (P&O).....	36
2.6.5	Condutância Incremental (IC).....	39
2.6.6	Outros Algoritmos.....	41
3	Dimensionamento de um Sistema PV.....	42
3.1	Painel PV.....	42
3.2	Conversor DC – DC.....	45
3.2.1	Dimensionamento.....	46
4	Simulador de um Sistema PV.....	49
4.1	Sistema PV Modelado.....	49
4.1.1	Parâmetros de simulação.....	50
4.1.2	Módulo Fotovoltaico.....	52
4.1.3	Algoritmo MPPT.....	56
4.1.4	Conversor Flyback DC – DC.....	57
5	Medidor Solar COTS.....	60
5.1	Princípio de Funcionamento.....	60
5.2	Construção e Custos.....	61
5.3	Teste Comparativo.....	62
5.3.1	Piranómetro de Referência.....	63
5.3.2	Metodologia de Teste.....	64

5.3.3	Análise de Resultados.....	64
5.3.4	Ajustes e Resultados.....	65
6	Implementação de um Controlador MPPT.....	68
6.1	Microcontrolador.....	68
6.2	Algoritmo.....	69
6.2.1	Função <i>FastSearch()</i>	70
6.2.2	Função <i>NormalSearch()</i>	71
6.3	Implementação Prática.....	73
6.3.1	Placa de Desenvolvimento.....	73
6.3.2	Estrutura do Programa.....	74
6.4	Resultados Experimentais.....	81
6.5	Potencialidades de Desenvolvimento.....	83
7	Conclusões.....	84
8	Bibliografia.....	85

ÍNDICE DE FIGURAS

2.1:	Movimento dos electrões numa junção p-n, (cima), efeito fotovoltaico, (baixo). (Camus, 2006).....	6
2.2:	Modelo simplificado da célula fotovoltaica.....	7
2.3:	Curvas I - V de uma célula de silício cristalino com uma área de $0,01 \text{ m}^2$; resultados experimentais em <i>STC</i> . (Castro, 2008).....	9
2.4:	Curvas I - V e P - V de uma célula solar com o seu MPP. (Quaschnig, 2005).....	10
2.5:	Curvas de I - V de duas células com factores de forma distintos. (Castro, 2008).....	11
2.6:	Efeito da temperatura numa célula de silício cristalino. (Quaschnig, 2005).....	12
2.7:	Efeito radiação incidente numa célula de silício cristalino. (Quaschnig, 2005).....	12
2.8:	Modelo de uma célula solar com resistências para a corrente de fuga R_p e queda de tensão interna R_s (Modelo de um diodo).....	13
2.9:	Influencia das resistências R_s e R_p na curva I - V. (Quaschnig, 2005).....	13
2.10:	Modelo de dois díodos com extensão de corrente de saturação $I(V_d)$	14
2.11:	Associação de células em série (esquerda) e paralelo.	15
2.12:	Característica I - V de um módulo com 36 células. (Quaschnig, 2005).....	17
2.13:	Característica I - V de um módulo com uma célula coberta a 75%. (Quaschnig, 2005).....	20
2.14:	Efeito de várias combinações de díodos bypass na característica I - V de um módulo. (Quaschnig, 2005).....	21

2.15: Esquema de um Díodo de passagem através de várias células.....	21
2.16: ESQUEMÁTICO da célula sanyo HIT. (Sanyo Solar, 2009).....	22
2.17: Comparação das principais topologias DC, (duty cycle – relação de transformação).....	24
2.18: Topologia Buck.	25
2.19: Topologia Boost.....	26
2.20: Topologia Buck – Boost.	27
2.21: Topologias de conversores com isolamento galvânico. (Topologias: <i>STMicroelectronics</i>)	29
2.22: Andamentos das correntes no primário e secundário de um transformador "Flyback". (fonte: <i>Magnetics Design Handbook – Texas Instruments, 2001</i>)	30
2.23: Topologia Flyback simples.	30
2.24: Derivações possíveis do circuito Flyback para suportar maiores potências.....	31
2.25: Associação de inversores com painéis PV.	33
2.26: Máximos Locais provocados por deficiências nos módulos PV.....	34
2.27: Método de Tensão Constante (CV).	35
2.28:Método de Corrente de Curto-Circuito.	36
2.29: Divergência do MPP para P&O, curva P-V.....	37
2.30: Método P&O clássico.	37
2.31: Pontos de operação possíveis para P&Oc (cima) e fluxograma de funcionamento	39
2.32: Fluxograma de operação do algoritmo de Condutância Incremental (IC).	40
3.1: Curva I-V de dois módulos PV ligados em série em condições STC (1000 W, 25°C).....	43
3.2: Curva P – V de dois módulos PV em série em condições STC.	43
3.3: Curva P – V para 9 módulos em série em STC.	43
3.4: Curva de Potência – Temperatura em radiação STC, (1000 W), de um módulo BS-40	44
3.5: Topologia Flyback a projectar.....	45
4.1: Sistema PV típico com inversor de transformador de alta frequência.....	49
4.2: Componentes principais do simulador.....	50
4.3: Saída do transformador, com carga aplicada; ode 3 (cima), ode 23 (baixo); note-se a diferença no erro e respectivo efeito na saída.	51
4.4: Modelo do módulo PV, (esquerda), pormenor das funções para o cálculo de V_{ca}	52
4.5: Pormenor do módulo solar, saídas de tensão - corrente (cima) e modelação de tensão (baixo).....	53
4.6: Comportamento simulado do painel BS – 40 a várias temperaturas de célula em condições STC.....	53

4.7: Saída de tensão e corrente do simulador.....	54
4.8: Esquema de Funcionamento da Recta de Potência.	55
4.9: Montagem dos inversores UWT-I-250 no laboratório de alta tensão do DEE/FCT.....	55
4.10: Modelo P&O implementado em Matlab.	56
4.11: Sinal de saída do seguidor MPP, (Inc), para valores de tensão/corrente variáveis.	56
4.12: Modelo da topologia Flyback implementada.	57
4.13: Pormenor do modelo do transformador.....	57
4.14: Comportamento do conversor dC para tensões de entrada de 65 a 75 V.....	58
4.15: Comportamento do conversor DC para tensões de entrada de 80 a 95 V.....	58
4.16: Comportamento do conversor dC para tensões de entrada de 100 a 120 V.	59
5.1: Medidor COTS construído.	60
5.2: Esquema de funcionamento do medidor construído.....	61
5.3: Parte interior do Medidor.	62
5.4: Piranómetro SP-110.	63
5.5: Resposta espectral do SP-110. (fonte: Apogee Instruments).....	63
5.6: Valores de PYR de referência e medidor COTS com $r = 30.0 \Omega$. (note-se a linearidade).....	65
5.7: Resposta espectral do fotodíodo BWP 34. (fonte: Siemens).	65
5.8: Valores com resistência de 33Ω , diferença média de 5%.....	66
5.9: Valores com resistência de 36Ω , diferença média de 3%.....	67
5.10: Valores com resistência de 39Ω , diferença média de 5%.....	67
6.1: Microcontrolador implementado.....	68
6.2: Placa de desenvolvimento, (Vista de topo).	69
6.3: Funcionamento do algoritmo sobre o módulo solar.	70
6.4: Fluxograma genérico da função <i>FastSearch</i>	71
6.5: Fluxograma genérico da função <i>NormalSearch()</i>	72
6.6: Placa de desenvolvimento, (Vista lateral).	74
6.7: Ponto de espera para o arranque do seguidor.....	76
6.8: Resultado do primeiro ciclo de funcionamento; "corrente" de 8 e "tensão" de 869, <i>Duty Cycle de 10%</i>	77
6.9: Sinal de saída com <i>Duty Cycle 10%</i> , (coupling DC no osciloscópio).	78
6.10: Final da <i>Fastsearch()</i> ; "corrente" de 343, "tensão" 695, <i>Duty Cycle de 70%</i>	78

6.11: Normalsearch(); "corrente" de 357, "tensão" 759, Duty Cycle de 54%.	79
6.12: Sinal de saída com Duty Cycle 54%, (coupling AC no osciloscópio).....	80
6.13: Normalsearch(); "corrente" de 385, "tensão" 759, Duty Cycle de 54%	80
6.14: Sinal de saída com Duty Cycle 58%, (coupling AC).	80
6.15: Sinal de saída com Duty Cycle 8% a 50 kHz, (coupling DC).....	81
6.16: Sinal de saída com Duty Cycle 34% a 50 kHz, (coupling DC).....	82
6.17: Valor de Duty Cycle para o sinal mostrado em 11.16, (34%).	82

ÍNDICE DE QUADROS

1.1: Valores de ajudas à produção de centrais de Energia solar para alguns países de referência. ((DLR, 2008) ..	2
2.1: Valores de referência para células fotovoltaicas disponíveis comercialmente.....	6
2.2: Valores de características de referência para algumas tecnologias de células fotovoltaicas.	19
2.3: Características principais das topologias de Conversores Dc – DC com isolamento ELÉCTRICO mais comuns.	28
3.1: Características técnicas dos painéis solares utilizados.....	42
3.2: Características de um módulo BS – 40 a 25° C.	44
3.3: Associação série de módulos.....	45
3.4: Valores de <i>Duty Cycle</i> para várias relações de transformação (n).	47
3.5: Valores de L_m para varias relações de transformação.....	47
3.6: Valores de C_{min} para diversas relações de transformação.....	48
4.1: Parâmetros de simulação.	50
5.1: Lista de Componentes utilizada e respectivos custos.	61
6.1: Valores de entrada, calculados e respectiva equivalência.	79

1 INTRODUÇÃO.

Estudos efectuados pela International Energy Agency (IEA) e Energy Information Agency (EIA) para vários cenários de referência indicam uma projecção do aumento das necessidades globais de energia eléctrica de cerca de 55 % relativamente aos valores actuais, no período de 2005 a 2030, (International Energy Agency, 2006). Os valores apresentados correspondem a um aumento anual de 1.8%, sendo que este valor se encontra distribuído da seguinte forma: 0.7 % para economias dentro da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico (OCDE) e 2.5 % para economias fora da OCDE.

No lote das economias fora da OCDE, China e Índia são os maiores contribuintes para este aumento de consumo energético, com valores que alcançaram os 8 % da demanda mundial em 1980, 18 % em 2005 e estima-se que cheguem aos 25 % em 2030, um quarto da produção mundial.

Os combustíveis fósseis vão continuar a ser a maior fonte de energia neste período com uma quota de 83 %, sendo que o maior crescimento será para o carvão, seguido pelo petróleo. Este crescimento é em grande parte explicado pelo baixo custo e a elevada abundância de carvão nos países com os maiores níveis de crescimento fora da OCDE (China e Índia).

Em valores absolutos, os maiores crescimento em termos de produção de energia correspondem às fontes renováveis e ao carvão com um crescimento de 2.1 % e 2.0 %, respectivamente (Lempp, 2007).

No âmbito das energias renováveis estima-se um ligeiro aumento do recurso à energia hidroeléctrica, uma diminuição da utilização de bio massa e um aumento generalizado das restantes fontes de energia alternativa, (solar, eólica, das marés, geotérmica), apesar deste aumento os valores deverão continuar a ser mais baixos, de 0.5% em 2006 para 1.7 % em 2030.

Hoje em dia é inegável que a produção de energia através de combustíveis fósseis contribui de modo significativo para o efeito estufa e para a diminuição da camada de ozono com todos os seus efeitos nefastos. Estas fontes de energia não são renováveis, sendo que estudos asseguram a sua viabilidade até 2030 sem muitas certezas para as décadas seguintes.

A descoberta de novos poços de petróleo contínua, mas a exploração dos mesmos é cada vez mais dispendiosa, as novas plataformas de perfuração oceânica tem de operar a profundidades de perfuração acima dos 5.000 m, o que provoca irremediavelmente um aumento de preço do crude.

Como soluções possíveis para este défice energético existem duas hipóteses globalmente reconhecidas: a utilização de energia nuclear, ou o recurso a energias renováveis.

A energia nuclear não é vista com bons olhos pela maioria da população dos países desenvolvidos pairando sobre esta tecnologia o fantasma dos diversos acidentes que ocorreram por todo o mundo até à década de 80. Os subprodutos da cisão nuclear são outro problema, a maioria dos países que utilizam energia nuclear prefere não guardar os detritos nucleares radioactivos dentro das suas fronteiras, exportando-os para cemitérios nucleares.

A exploração da fusão nuclear, apenas agora começa a dar os seus primeiros passos no âmbito da produção de energia eléctrica e não se espera que um reactor comercial esteja pronto a operar antes de 2070.

As energias renováveis, por outro lado têm um grande espectro de vantagens: não são poluentes, existem em abundância em todo o planeta e de um modo geral estão acessíveis a todos os países sob uma ou outra forma. Esta distribuição pode evitar o monopólio e cartelização que se verifica actualmente com os combustíveis fósseis por parte de alguns sectores, como a Organização dos Países Produtores de Petróleo (OPEP), Rússia, Venezuela, EUA e Noruega.

Diversos factores têm sido determinantes na expansão das energias alternativas como meio de produção energética. O custo kWh (kilowatt-hora) tem vindo a tornar-se cada vez mais apelativo quando comparado com as suas congéneres clássicas (petróleo, gás e carvão).

Os sistemas de produção estão a chegar finalmente à maturidade, o seu rendimento e a sua validade comercial são provadas pelo número significativo de centrais-piloto que se encontram já em funcionamento. Estas foram desenvolvidas em estreita cooperação com o sector privado de modo a permitir a rápida criação de modelos comerciais.

Finalmente a mudança da política energética da maioria dos países levou à introdução de generosas ajudas directas à produção de energia de fontes renováveis. Estes países procuram ficar o mais autónomo possível a nível energético de modo a evitar especulação de preços ou mesmo pressão política através da ameaça de cortes de abastecimento.

Desde 2006 problemas com o abastecimento de gás a países do centro da Europa e a volatilidade no preço do crude e derivados tem posto a nu a fragilidade da maioria das economias, dependentes de matérias-primas fornecidas por terceiros. Esta sucessão de crises funcionou como um alerta para os países industrializados, que optaram por aplicar pacotes de ajudas à instalação e produção eléctrica de fontes renováveis, ditas limpas. Estes pacotes são constituídos de um modo geral por benefícios fiscais e incentivos à produção em larga escala, isto é feito através do recurso a centrais de produção distribuídas e incentivos à microprodução com garantias, que no caso de Portugal chegam a € 0,20/kWh sobre o valor de compra normal para painéis fotovoltaicos. Na tabela 1.1 são mostrados os valores das ajudas à produção para alguns países de referência.

1.1: VALORES DE AJUDAS À PRODUÇÃO DE CENTRAIS DE ENERGIA SOLAR PARA ALGUNS PAÍSES DE REFERÊNCIA. (DLR, 2008)

País	Capacidade Instalada	Tarifário	Duração (anos)	Ajuste à Inflação	Restrições
Alemanha		0,46 €/kWh	Vitalícia	Não	
Algéria	ISCCS	100 a 200 %	Vitalícia		
Espanha	Até 50 MW	0,27 €/kWh	+ 25	Sim	máx. 50 MW
França	máx. 12 MW	0,30 €/kWh	+ 20	Não	máx. 50 MW máx. 1500 h/a
Grécia	Até 5 MW	0.23 - 0,25 €/kWh	10+10	Não	
	Acima 5 MW	0.25 - 0,27 €/kWh	10+10	Não	
Israel	Até 20 MW	0,20 \$/kWh	20+10	Sim	
	Acima 20 MW	0,16 \$/kWh	20+10	Sim	
Portugal	Até 10 MW	0,21 €/kWh	15	Não	
	Acima 10 MW	0,16 €/kWh	15	Não	

Com esta perspectiva em mente, esta dissertação parte na exploração de meios para maximizar o rendimento energético dos painéis fotovoltaicos. Partindo do estudo da célula fotovoltaica é mostrada a sua utilização em módulos e painéis fotovoltaicos. Seguidamente são mostrados os conversores DC – DC e inversores DC – AC, assim como a sua utilização em sistemas PV, são mostrados os principais algoritmos de controlo aplicados a energia PV utilizados nestes conversores.

Esta base de conhecimento é utilizada para de realizar a implementação de um controlador (seguidor) de ponto de potência máxima. Fez-se uma abordagem faseada ao problema, inicialmente é feito o dimensionamento de um sistema fotovoltaico, este dimensionamento foi utilizado na construção de um simulador desenhado para testar e compreender o funcionamento de diversos algoritmos de seguimento. Os resultados obtidos do simulador são finalmente utilizados para propor e validar um algoritmo de seguimento de ponto de potência máxima modificado, este algoritmo é finalmente implementado e testado num microcontrolador.

1.1 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Esta dissertação encontra-se dividida em 3 secções principais.

Na primeira secção são apresentados todos os fundamentos teóricos utilizados para dimensionar e simular um sistema fotovoltaico. É apresentado o princípio PV, o modelo da célula solar e os módulos PV. São ainda apresentados os diversos tipos de conversores DC – DC tipicamente associados aos módulos PV. Finalmente são discutidos os principais algoritmos de seguimento de ponto de potência máxima existentes.

A segunda secção aborda o dimensionamento de um sistema PV tendo como base nos modelos matemáticos anteriormente apresentados e os módulos PV (Bangkok Solar – BS 40) disponíveis no Departamento de Engenharia Electrotécnica (DEE/FCT). Depois de dimensionado o sistema PV é mostrado um simulador construído em MatLab/Simulink. Este foi construído com o propósito de validar os modelos matemáticos dos diversos componentes envolvidos no sistema PV e é composto por um módulo PV, que pode ser associado de modo a formar painéis PV, um conversor DC – DC tipo Flyback e um algoritmo MPPT tipo perturbar e observar (P&O) clássico.

A última secção aborda a parte experimental, implementação do seguidor MPPT.

É apresentada a construção de um medidor de irradiação solar com valores em W/m^2 . Medidor este que foi construído como ferramenta para poder contrastar os valores de tensão e corrente do módulo PV com os valores do simulador.

É ainda proposto um novo algoritmo MPPT. Este é baseado no P&O clássico mas algumas mais algumas funções que tentam contornar o problema dos máximos locais e reduzir as oscilações de potência dos painéis PV sobre o conversor/inversor de modo a reduzir ao máximo as perdas energéticas. O algoritmo é implementado num microcontrolador tipo PIC® da MicroChip.

2 ENQUADRAMENTO

De um modo geral um sistema fotovoltaico pode ser visto como um conjunto de componentes principais, nomeadamente:

- **Óptica:** É constituída por um espelho anti-reflexo ou uma lente de Fresnel para concentrar a radiação solar sobre a célula fotovoltaica.
- **Célula fotovoltaica:** É o elemento que leva a cabo o efeito fotoeléctrico produzindo corrente contínua e pode ser construída com diversos tipos de tecnologias. São agrupadas em módulos que por sua vez se agrupam para formar painéis PV.
- **Conversor DC-DC:** Este pode estar isolado ou embutido no inversor e tem como função criar uma tensão de corrente continua constante que pode ser utilizada pelo inversor ou para alimentação directa em qualquer aparelho.
- **Inversor:** Faz a conversão da corrente contínua proveniente do conversor DC-DC para corrente alternada para injeção na rede.
- **Seguidor MPPT:** De modo a aumentar o rendimento do sistema PV pode ser feito o seguimento solar ao longo período de operação; pode ajustar-se constantemente o ponto de funcionamento das células de modo a funcionarem no seu ponto de potencia máxima, (*MPP - Maximun Power Point*).

A célula fotovoltaica agrupada em série e paralelo forma módulos PV, estes por sua vez são agrupados de modo a construir painéis PV; esta célula é o componente fundamental da conversão de energia em sistemas fotovoltaicos. O seu rendimento depende dum número significativo de parâmetros que vão para além das suas características de construção, o nível de irradiação solar incidente, a temperatura de funcionamento da célula e as condições de carga às quais esta sujeita conjugam-se para afectar o seu rendimento.

Quando tratamos de sistemas de média potência, dezenas ou centenas de kW, existem três grandes tipos de aproximações possíveis para maximizar o rendimento de um sistema PV: a utilização de seguidores solares de um ou dois eixos (descrito no anexo I); o seguidor de potência máxima ou a conjugação de ambos os sistemas.

Para sistemas de baixa potência o seguimento do ponto de potência máxima apresenta-se como uma solução prática e economicamente atractiva. Este tipo de sistemas implica quase sempre a obrigatoriedade do painel se ter de encontrar fixo, montagem no telhado ou paredes de uma casa, a montagem de seguidores solares acarreta um custo proibitivo para a potência instalada.

2.1 HISTÓRIA

A primeira célula fotovoltaica foi descrita pelo físico francês *Edmond Becquerel* em 1839, este descobriu que certos materiais quando expostos à luz produziam pequenas quantidades de corrente eléctrica. Mas a primeira célula não foi construída até finais de 1800 quando um inventor americano, *Charles Fritts*, construiu a primeira célula fotovoltaica ao cobrir um material semiconductor, selénio, com uma fina camada de ouro, as células formadas deste material convertiam luz solar em electricidade (com valores de rendimento que variavam entre os 1 e 2 %). Com um custo demasiado elevado para aplicações de energia as células de selénio foram adoptadas como sensores de medição de luz para o tempo de exposição em máquinas fotográficas, situação esta que se manteve até à década de 60, (*Encyclopedia Britannica, 2008*).

A era moderna da célula fotovoltaica teve início na década de 50 quando experiências em semicondutores nos laboratórios da *Bell* levaram à descoberta acidental de que, o silício dopado com certas impurezas era extremamente sensível à luz. Esta situação levou a que em 1958 o satélite americano U.S. *Vanguard 1* fosse equipado com um pequeno módulo fotovoltaico que fornecia energia ao seu sistema de comunicação. Este lançamento serviu de marco histórico, permitindo produzir e lançar satélites de comunicação geostacionários, situação até então impossível, devido à energia necessária para os manter em funcionamento.

Os custos de produção das células fotovoltaicas mantiveram-se elevados até bem entrada a década de 70, limitando assim a sua utilização aos programas espaciais de diversos países que por esta altura ainda estavam na corrida ao espaço.

Com o advento da primeira crise do petróleo na década de 70, o interesse por fontes de energia alternativas disparou, esta situação levou a que diversas companhias investissem fortemente em métodos para a industrialização da produção de células fotovoltaicas.

2.2 A CÉLULA FOTOVOLTAICA.

Numa aproximação de alto nível o comportamento fotovoltaico pode ser resumido da seguinte forma: Os fotões presentes na irradiação solar incidente são absorvidos por um material semi-condutor, a energia destes leva à libertação dos electrões de valência dos átomos do material semi-condutor permitindo que estes viagem através deste, produzindo assim electricidade; quando um electrão é libertado do seu átomo surge uma carga positiva complementar chamada de lacuna (ou buraco), que viaja no sentido contrário ao do electrão, assim forma-se um par electrão – lacuna, devido à composição da célula os electrões só se conseguem movimentar numa única direcção criando uma corrente eléctrica contínua.

Tomando como referência de material semi-condutor o silício e observando a figura 2.1, podemos partir para uma descrição mais detalhada do processo fotovoltaico.

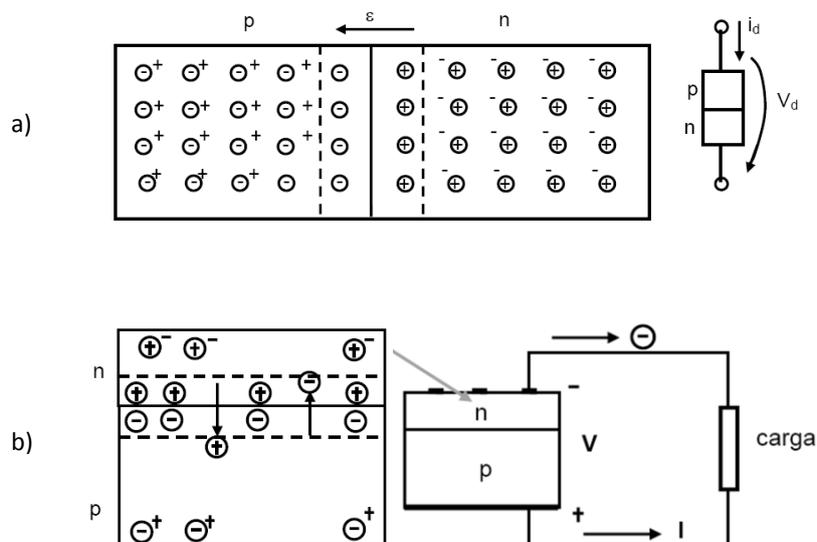
Um átomo de silício é constituído por 14 electrões, 4 destes encontram-se na banda de valência, estes são os que podem ser partilhados; os fotões absorvidos colidem com os electrões de valência dos átomos de silício transferindo parte da sua energia para estes que assim ficam libertos dando-se a sua passagem para a banda de condução, para que tal aconteça o electrão deve receber uma quantidade de energia específica, 1,12 eV (electrão – Volt) para o silício (intrínseco), uma quantidade superior ou inferior simplesmente não é absorvida pela célula, imagem b) da figura 2.1. Para o silício dopado a quantidade de energia requerida para este processo diminui drasticamente, para cerca de 0.0112 eV.

Os electrões ao deixarem a sua posição em torno do átomo levam à formação de uma lacuna, (carga contrária à do electrão), esta eventualmente será ocupada por um novo electrão. Este fenómeno dá origem ao chamado par electrão – lacuna, ao perder energia o electrão terá tendência a voltar para a banda de valência do átomo de silício (atraído pela lacuna).

Para que exista corrente dentro da célula é necessário criar um campo eléctrico que mova os electrões numa direcção e as lacunas na direcção oposta, para tal o material semi-condutor é separado numa camada tipo p e numa camada tipo n, como o mostrado na imagem b) da figura 2.1.

As camadas tipo p e n são dopadas com dois tipos distintos de material, respectivamente Boro e Fósforo, isto provoca que a região tipo n tenha uma concentração de electrões superior à região tipo p, ao intercalar ambas as regiões cria-se uma junção p – n, surge assim um campo eléctrico que separa os portadores de carga (electrões excitados pelos fotões para a banda de condução que flúem para um terminal negativo) e as lacunas que formam o par electrão – lacuna e são enviadas para um terminal positivo.

Em termos de fabrico da célula fotovoltaica não existe uma dopagem de silício para criar uma região p – n, em vez disso faz-se a deposição de uma camada mais fina, tipo n (ou p) sobre um bloco de silício tipo p (ou n), imagem de baixo direita da figura 2.1.



2.1: MOVIMENTO DOS ELECTRÕES NUMA JUNÇÃO P-N, (CIMA), EFEITO FOTOVOLTAICO, (BAIXO). (CAMUS, 2006)

As células fotovoltaicas podem ser classificadas em três gerações, que indicam de um modo geral quando ganharam importância de mercado. Neste momento estas três gerações coexistem no mercado mas grande parte da investigação a nível comercial continua centrado nas células de primeira geração que representam uma quota de mercado de 90 % (Energy U. D., 2008).

A primeira geração de células fotovoltaicas é composta por silício cristalino de elevada pureza, com uma única junção e de custo bastante elevado. Os seus materiais de construção são silício monocristalino, silício policristalino e silício Ribbon.

A segunda geração de células PV foi criada com o intuito de reduzir custos e tem um rendimento mais baixo e são conhecidas como células de película fina (*Thin-Film*). Os materiais principais de construção destas são o Silício amorfo, Di-Selénio de Índio e Cobre e Telúridio de Cádmio.

A terceira geração de células tenta construir sobre as bases da segunda geração, mas melhorando o seu rendimento. Para tal, estas utilizam uma ligação multi-junção de Arsenito de Gálio e encontram-se normalmente associadas a veículos espaciais (Mars Rover) e concentradores fotovoltaicos (CPV).

2.1: VALORES DE REFERÊNCIA PARA CÉLULAS FOTOVOLTAICAS DISPONÍVEIS COMERCIALMENTE.

Tipo de Célula	Geração de Célula	Rendimento Típico	Rendimento Máximo
Silício Monocristalino (mono-Si)	1	14 – 17 %	24,7 %
Silício Policristalino (poli-Si)	1	11 – 15 %	18,6 %
Silício Amorfo (a-Si)	2	6 – 7 %	13 %
Di-selénio de Índio e Cobre (CIGs)	2	8 – 10 %	19,9 %
Telúridio de Cádmio (TeCd)	2	7,5 – 9,5%	16 %
Arsenito de Gálio (AsGa)	3	–	24,7 % *
			40,8 % **
* Sem concentração ** Com concentração de 324 sun			

2.2.1 COMPORTAMENTO DA CÉLULA

De modo a poder estudar teoricamente e simular o comportamento da célula fotovoltaica é necessário estabelecer modelos matemáticos que reflectam o seu comportamento com maior ou menor detalhe. A precisão destes modelos tem de estar adaptada à sua utilização, sendo que muitas vezes para aplicações energéticas um modelo mais detalhado como os descritos em 2.2.1.6 não é necessário.

2.2.1.1 CONDIÇÕES DE REFERÊNCIA

Para o teste de sistemas fotovoltaicos existem condições de referência com as quais se devem realizar os testes da célula (*STC – Standart Test Conditions*) e são definidas pela norma IEC 60904 (*International Electrotechnical Commission*).

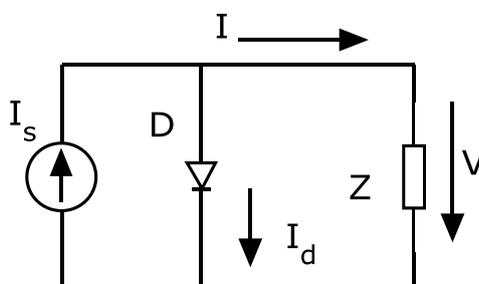
Estas condições servem para a obtenção dos parâmetros de funcionamento nominais da célula/módulo fotovoltaico e estipulam:

Temperatura	$\theta^r = 25^\circ\text{C} \Leftrightarrow T^r = 298,16 \text{ }^\circ\text{K}$
Irradiação incidente	$G^r = 1000 \text{ W/m}^2$

2.2.1.2 MODELO MATEMÁTICO

O comportamento de uma célula pode ser modelado através da utilização de um circuito eléctrico equivalente com diferentes níveis de complexidade. Para a compreensão do funcionamento matemático da célula é suficiente o circuito apresentado na figura 2.2.

Experimentalmente, em condições reais de utilização da célula, tem-se verificado que não existem grandes diferenças entre a utilização deste modelo e modelos mais complexos com uma ou duas resistências apresentados em 2.2.1.6 (Quaschnig, 2005).



2.2: MODELO SIMPLIFICADO DA CÉLULA FOTOVOLTAICA.

A figura 2.2 apresenta o modelo simplificado de uma célula PV. A fonte de corrente I_s representa a corrente gerada pela irradiação solar incidente na superfície da célula, esta corrente é constante para um nível de radiação constante. A junção p – n age como um díodo atravessado por uma corrente I_D , dependente da queda de tensão V aos terminais da célula.

A corrente I_D que percorre o díodo é dada como:

$$I_D = I_0 \left(e^{V/mV_T} - 1 \right) \quad (A) \quad (1)$$

Onde:

- I_0 – Corrente Inversa de saturação do díodo.
- V – Tensão aos terminais da célula.
- m – factor de idealidade do díodo, ($m=1$: ideal; $m>1$: real).
- V_T – Potencial térmico.
- $V_T = kT/q$ Em STC $V_T = 25,7 \text{ mV}$
- k – Constante de Boltzman ($k = 1,38 \times 10^{-23} \text{ J/}^\circ\text{K}$).
- T – Temperatura da célula em K ($0^\circ\text{C} = 273,16^\circ\text{K}$).
- q – Carga eléctrica do electrão ($q = 1,6 \times 10^{-19} \text{ C}$).

Assim, fechando o circuito pela carga Z obtemos.

$$I = I_s - I_d = I_s - I_0 \left(e^{V/mV_T} - 1 \right) \quad (A) \quad (2)$$

2.2.1.3 PONTOS DE FUNCIONAMENTO

Os pontos de funcionamento máximos fazem parte das características técnicas de cada módulo fotovoltaico fornecidas pelo fabricante, são obtidos nas situações de curto-circuito e circuito aberto:

Para a situação de Curto-circuito a impedância Z é substituída por um curto-circuito e obtêm-se:

$$\left. \begin{array}{l} V = 0 \\ I_D = 0 \end{array} \right\} \Rightarrow I = I_s = I_{cc}$$

Esta corrente de curto-circuito, I_{cc} , é o valor máximo da corrente de carga, logo o valor máximo gerado na célula pelo efeito fotovoltaico.

Na situação de Circuito aberto a impedância Z é retirada obtendo-se:

$$I = 0$$

$$0 = I_s - I_0 \left(e^{V/mV_T} - 1 \right)$$

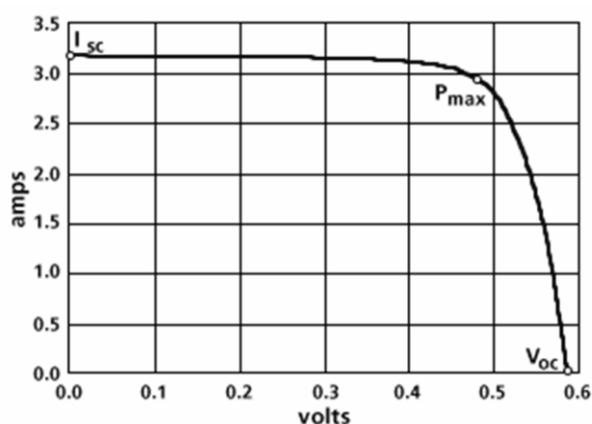
$$I_s/I_0 = e^{V/mV_T} - 1$$

$$\ln \left(1 + I_s/I_0 \right) = V/mV_T$$

$$V = V_{ca} = mV_T \ln \left(1 + I_s / I_0 \right) \quad (V) \quad (3)$$

A tensão em vazio V_{ca} corresponde ao valor máximo da tensão aos terminais da célula quando esta não possui nenhuma carga aplicada nas condições de *STC*.

Os valores de tensão em vazio e corrente em curto-circuito são utilizados na caracterização do comportamento da célula PV. A relação $I - V$ é aplicada na construção do gráfico da figura 2.3, este permite seguir o comportamento da célula e ver qual é o seu ponto de potência máximo.



2.3: CURVAS $I - V$ DE UMA CÉLULA DE SILÍCIO CRISTALINO COM UMA ÁREA DE $0,01 \text{ m}^2$; RESULTADOS EXPERIMENTAIS EM *STC*. (CASTRO, 2008)

2.2.1.4 POTÊNCIA ELÉCTRICA, RENDIMENTO E FACTOR DE FORMA

A potência eléctrica da célula é dada como:

$$P = VI = V \left[I_s - I_0 \left(e^{V/mV_T} - 1 \right) \right] \quad (W) \quad (4)$$

O seu valor máximo ocorre resolvendo quando a derivada da potência em relação à tensão é igual a zero:

$$\begin{aligned} \frac{\partial P}{\partial v} &= 0 \\ \frac{\partial P}{\partial v} \left(V \left[I_s - I_0 \left(e^{V/mV_T} - 1 \right) \right] \right) &= 0 \\ I_s - I_0 \left(e^{V/mV_T} - 1 \right) + \left(V \left(I_0 e^{V/mV_T} mV_T / (mV_T)^2 \right) \right) &= 0 \\ I_{cc} + I_0 \left(1 - e^{V/mV_T} \right) + \frac{v}{mV_T} e^{V/mV_T} &= 0 \end{aligned} \quad (5)$$

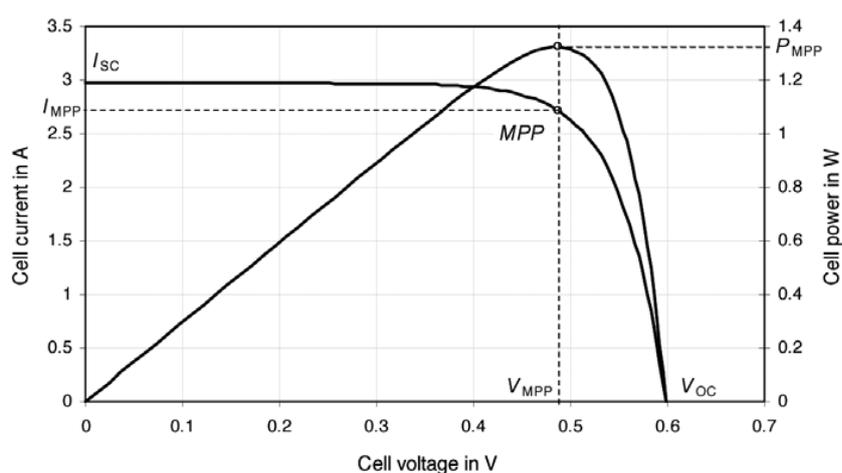
A solução da equação 5 é normalmente obtida por métodos iterativos, como o de Newton-Raphson.

O ponto de funcionamento máximo ocorre quando os valores da tensão e corrente são máximos, o que nas condições de referência implica: $V = V_{max}^r$, $I = I_{max}^r$, $P = P_{max}^r$.

Como foi referido os valores de V_{ca}^r , I_{cc}^r , V_{max}^r , I_{max}^r e P_{max}^r fazem parte das características de cada célula, sendo dados do fabricante, normalmente estes são dados por módulo solar e não para cada célula.

À potência máxima medida nas condições de referência STC chama-se de *potência de pico*, (*MPP – Maximum Power Point*). Desta situação surge que a referência à potência de sistemas solares fotovoltaicos seja dada de modo geral em Watt – pico (W_p).

Uma outra curva interessante que acompanha alguns módulos solares é apresentada na figura 2.4. A curva P – V ilustra o andamento da potência com a tensão para uma célula solar, note-se o contraste desta com a curva de I – V.



2.4: CURVAS I - V E P - V DE UMA CÉLULA SOLAR COM O SEU MPP. (QUASCHNING, 2005)

Para calcular o rendimento da célula é utilizada a potência máxima a irradiação solar e a área da célula em condições STC:

$$\eta^r = \frac{P_{max}^r}{AG^r} \quad (6)$$

Onde:

P_{max}^r – Potência máxima em STC (W)

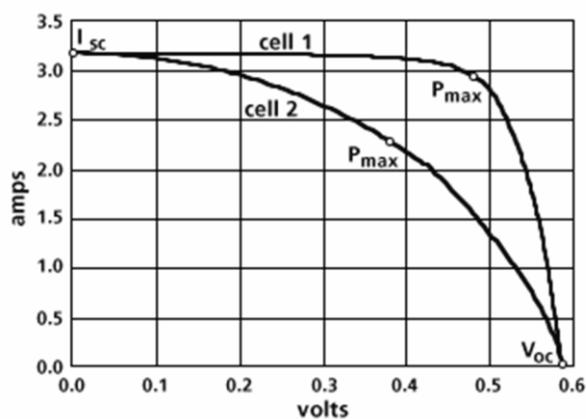
G^r – Radiação Incidente em STC (W/m^2)

A – Área da célula (m^2)

Uma outra característica interessante nestas células é o factor de forma (*Fill Factor – FF*) que é obtido pelo quociente entre a potência de pico e os valores de tensão em aberto e corrente em curto-circuito. Dentro do mesmo tipo de células este valor não varia significativamente, mas esta relação afecta significativamente as curvas I – V, logo a potência máxima disponibilizada pela célula; em células disponíveis no mercado os valores para o factor de forma variam entre os 0,7 e 0,85.

$$FF = \frac{P_{max}^r}{V_{ca}^r I_{cc}^r} \quad (7)$$

A figura 2.5 mostra a curva de I – V para duas células com factor de forma distintos, que é obtido através do cálculo de um ponto em condições STC, potência máxima, corrente de curto-circuito e tensão em circuito aberto, este factor permite caracterizar o comportamento da célula com tensão e corrente variáveis.

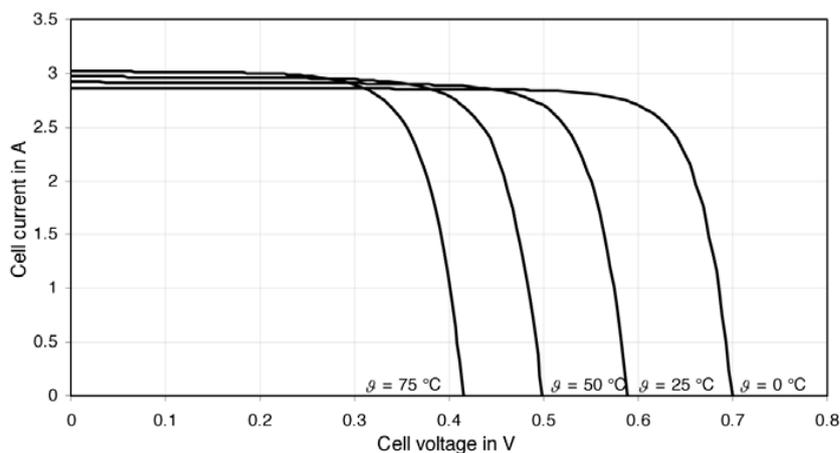


2.5: CURVAS DE I - V DE DUAS CÉLULAS COM FACTORES DE FORMA DISTINTOS. (CASTRO, 2008)

2.2.1.5 EFEITOS DA TEMPERATURA E RADIAÇÃO INCIDENTE

Observando as equações 1 e 3, verifica-se que a temperatura à qual a célula se encontra vai influenciar a corrente e tensão produzidas através do termo V_T . Se no caso da corrente o efeito da temperatura é negligenciável o mesmo já não acontece para a tensão, o seu valor reduz-se linearmente com o aumento da temperatura. A amplitude desta redução de tensão é inversamente proporcional a tensão em circuito aberto (V_{ca}), ou seja, quanto maior for a tensão que o painel consegue produzir menor será o efeito do aumento da temperatura sobre esta.

Para a maioria das células de silício cristalino esta redução é da ordem dos 0,50 %/°C com valores da ordem dos 0,25 %/°C para silício amorfo.



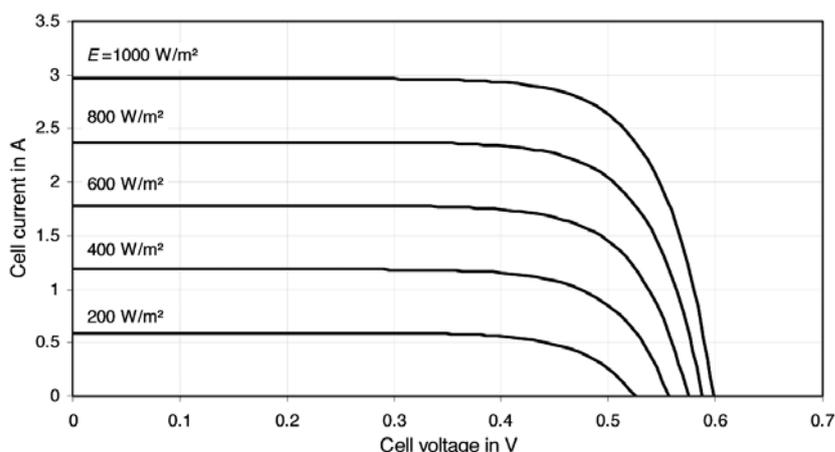
2.6: EFEITO DA TEMPERATURA NUMA CÉLULA DE SILÍCIO CRISTALINO. (QUASCHNING, 2005)

A figura 2.6 mostra o efeito da temperatura sobre o funcionamento da célula, pode observar-se:

- A potência diminui linearmente com o aumento da temperatura.
- O efeito da temperatura sobre a corrente é desprezável.

Tomando em consideração este comportamento da célula, facilmente é explicada a necessidade da inclusão de um sistema de refrigeração para as células solares quando entramos em sistemas CPV. A focagem de toda a energia captada sobre o módulo eleva significativamente a temperatura deste, de tal modo que uma falha no sistema de refrigeração pode destruir os módulos PV (anexo I).

A figura 2.7 mostra o efeito da variação da irradiação incidente sobre a célula através da variação da curva I – V, é significativo que o valor da irradiação afecta sobre tudo a corrente com alterações menos notórias sobre a tensão, isto para o Silício cristalino.

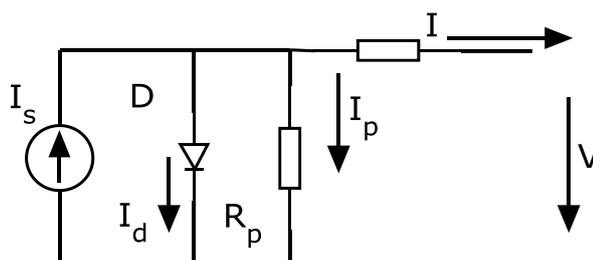


2.7: EFEITO RADIAÇÃO INCIDENTE NUMA CÉLULA DE SILÍCIO CRISTALINO. (QUASCHNING, 2005)

2.2.1.6 MODELOS DETALHADOS DA CÉLULA

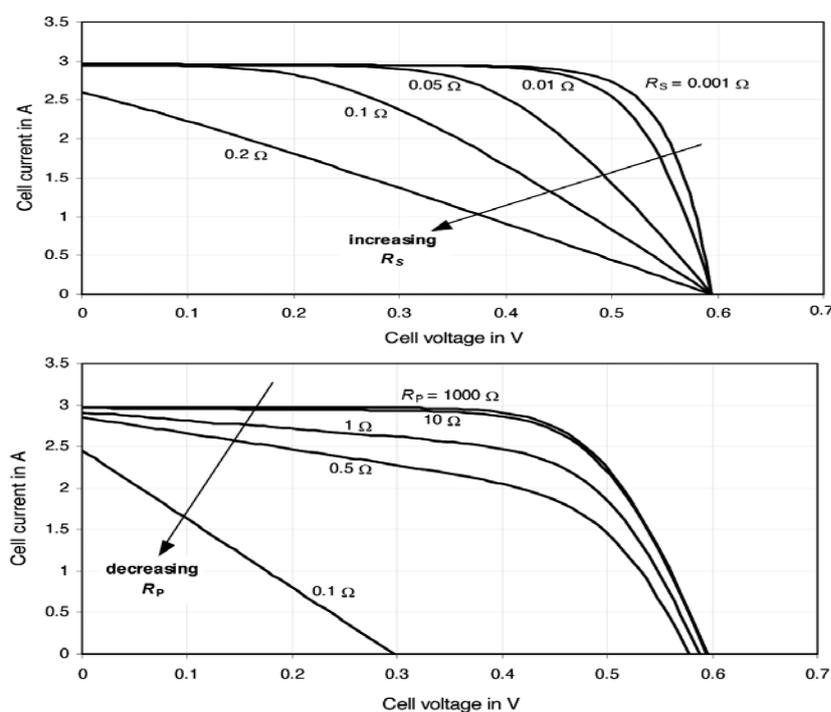
Para a maioria das aplicações o modelo simplificado da célula é suficiente, no entanto se o objectivo é estudar o comportamento numa gama de operação alargada é necessária a utilização de modelos mais complexos que tenham em conta a queda de tensão sofrida pelos portadores e a carga ao atravessar as junções p – n e os contactos da célula.

Na figura 2.8 é apresentado o modelo de um díodo da célula ao qual o é acrescentada uma resistência em série (R_s), que representa a queda de tensão na célula e uma outra em paralelo (R_p), que tem como função modelar as correntes de fuga que se verificam na parte mais exterior da célula.



2.8: MODELO DE UMA CÉLULA SOLAR COM RESISTÊNCIAS PARA A CORRENTE DE FUGA R_p E QUEDA DE TENSÃO INTERNA R_s (MODELO DE UM DÍODO).

Em células reais os valores de R_s e R_p são da ordem dos mili-ohm (m Ω) para a primeira e superiores a 10 Ω para a segunda, a figura 2.9 mostra o efeito da alteração destes valores para ambas as resistências. O primeiro gráfico da figura 2.9 ilustra o efeito que o aumento do valor da resistência R_s tem sobre o comportamento da célula através da curva de tensão – corrente. O segundo gráfico da mesma figura ilustra as alterações que a redução do valor da resistência R_p tem sobre a mesma célula.



2.9: INFLUENCIA DAS RESISTÊNCIAS R_s E R_p NA CURVA I – V. (QUASCHNING, 2005)

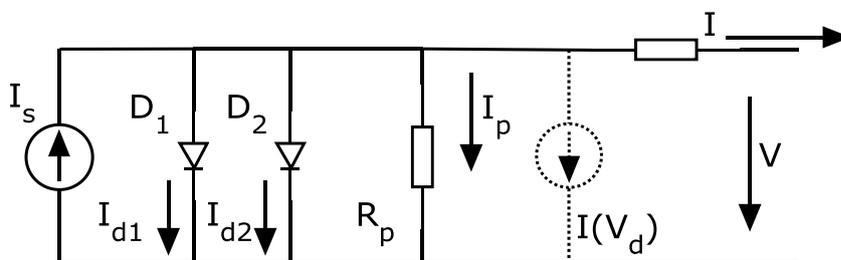
As equações para a corrente no modelo de célula fotovoltaica de um díodo com resistência de fuga e queda de tensão interna (figura 2.8) são obtidas resolvendo o circuito:

$$I_{cc} - I_d - I_p - I = 0$$

$$I_p = \frac{(V + IR_s)}{R_p} \quad (A) \quad (8)$$

$$I_{cc} - I_s \left(e^{\frac{(V+IR_s)}{mV_T}} - 1 \right) - \frac{(V + IR_s)}{R_p} - 1 = 0 \quad (9)$$

Um modelo ainda mais preciso da célula é o apresentado na figura 2.10, este expande o modelo anterior de um díodo através da inclusão de um segundo díodo em paralelo. Normalmente o factor de idoneidade (m) do primeiro díodo é ideal ($m_1=1$), já para o segundo díodo é dado um valor mais próximo do real ($m_2=2$), os resultados da simulação em módulos solares tem demonstrado um comportamento que segue de perto o real. O tracejado na figura 2.10, representada uma extensão do modelo de dois díodos, a nova fonte de corrente $I(V_d)$ simula a corrente de saturação, quando a tensão é negativa, este valor de corrente é dependente da tensão do díodo (V_d).



2.10: MODELO DE DOIS DÍODOS COM EXTENSÃO DE CORRENTE DE SATURAÇÃO $I(V_d)$.

Para o modelo de célula PV de dois díodos (figura 2.10), a seguinte equação tem de ser resolvida:

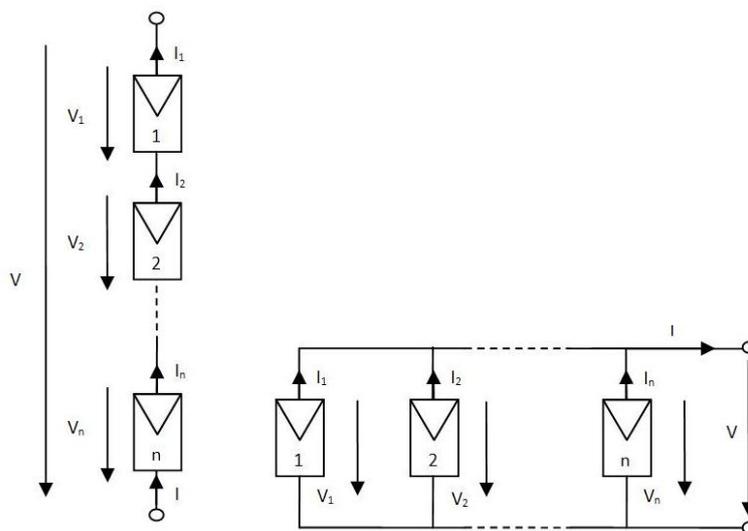
$$I_{cc} - I_{s1} \left(e^{\frac{(V+IR_s)}{m_1V_T}} - 1 \right) - I_{s2} \left(e^{\frac{(V+IR_s)}{m_2V_T}} - 1 \right) - \frac{(V + IR_s)}{R_p} - 1 = 0 \quad (10)$$

Uma discussão mais detalhada destes modelos vai para além do objectivo deste texto, restando apenas referir que para qualquer uma das equações obtidas dos circuitos não existe uma solução simples, esta tem de ser sempre obtida por métodos iterativos.

2.3 MÓDULOS SOLARES

Devido à baixa tensão produzida por cada célula numa utilização normal, estas não são utilizadas isoladamente para produção de energia eléctrica. A potência de uma célula isolada dificilmente supera os 2 W, mas quando varias são ligadas em série, paralelo ou uma combinação de ambas as topologias, o módulo resultante consegue produzir uma quantidade de potência útil para injeção na rede ou alimentação de sistemas isolados.

Este tipo de associação de células permite extrapolar o modelo obtido para a célula utilizando-o para a caracterização do módulo PV, sendo apenas necessário ajustar o binómio tensão – corrente ao número de células utilizadas, mantendo todas as outras características inalteradas. A figura 2.11 mostra a associação de células fotovoltaicas em série e paralelo.



2.11: ASSOCIAÇÃO DE CÉLULAS EM SÉRIE (ESQUERDA) E PARALELO.

Na associação de células PV, considera-se que estas são todas iguais e estando sujeitas à mesma temperatura, recebendo a mesma quantidade de irradiação solar.

Assim tem-se que a associação em paralelo de células produz as seguintes equações:

$$V = V_1 = V_2 = V_n \quad (V)$$

$$I = \sum_{i=1}^n I_i \Rightarrow I = nI_i \quad (A) \quad (11)$$

Para a associação de células em série obtêm-se:

$$I = I_1 = I_2 = I_n \quad (A)$$

$$V = \sum_{i=1}^n V_i \Rightarrow V = nV_i \quad (V) \quad (12)$$

Neste momento torna-se necessário esclarecer a diferença entre módulo e painel fotovoltaico. Na indústria a expressão módulo PV só é encontrada em (poucos) documentos técnicos, sendo mais comum encontrar a expressão painel PV. Na realidade quando se trata de um painel espera-se que este produza energia suficiente para injeção na rede (com recurso a inversores) ou para a alimentação de sistemas isolados; de um modo geral esta situação não é possível apenas com um módulo PV sendo necessário associar vários módulos para criar um painel.

Nos casos em que um módulo PV é suficiente para alimentar um qualquer equipamento, este pode ser considerado como um painel PV. Analogamente considerando os seguidores PV de um ou dois eixos; estes são normalmente constituídos por um painel de cerca de 1 kW, ou seja, uma combinação de módulos ligados em série paralelo para produzir a potência desejada.

Existe ainda uma outra expressão que é comum encontrar na indústria, a **string** PV, esta expressão é utilizada para referir um conjunto de módulos/painéis PV ligados a um mesmo conversor/inversor.

Se é verdade que a diferença entre módulo e painel existe, também é verdade que esta é tão ténue que de um modo geral a utilização de uma denominação ou outra acaba por ser mais uma questão de gosto que de forma.

2.3.1 PARÂMETROS DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Os módulos PV são caracterizados por um conjunto de parâmetros, o conhecimento destes permite modelar e simular o comportamento do módulo. De um modo geral o fabricante do módulo apenas fornece a potência, corrente e tensão no ponto de potência máximo do módulo (MPP), são ainda fornecidas a corrente de curto-circuito e a tensão em circuito aberto.

O parâmetro constante do módulo é obtido resolvendo a equação 12; a corrente de curto-circuito dependente da irradiação solar (G) e é obtida resolvendo a equação 13. O efeito da temperatura no módulo é obtido através da equação 14 e as restantes características, potência, corrente e tensão máximas são dadas pelas equações 15, 16 e 17, respectivamente.

$$m = \frac{V_{max}^r - V_{ca}^r}{V_T^r \ln\left(1 - \frac{I_{max}^r}{I_{cc}^r}\right)} \quad (13)$$

$$I_{cc} = I_{cc}^r G / G^r \quad (A) \quad (14)$$

$$I_0 = I_0^r \left(\frac{T}{T^r}\right)^3 e^{\frac{\varepsilon}{m'} \left(\frac{1}{V_T^r} - \frac{1}{V_T}\right)} \quad (A) \quad (15)$$

$$V_{max} = m V_T \ln\left(\frac{I_{cc}/I_0 + 1}{1 + V_{max}/m V_T}\right) \quad (V) \quad (16)$$

$$I_{max} = I_{cc} - I_0 \left(e^{V_{max}/m V_T} - 1\right) \quad (A) \quad (17)$$

$$P_{max} = V_{max} I_{max} \quad (W) \quad (18)$$

A associação de células exclusivamente em paralelo tem pouca expressão, devido às consequências provocadas pelo aumento de corrente, (maiores perdas por efeito joule), apesar de que este tipo de ligação ser menos sensível ao efeito sombra, (discutido em 2.4.1), que a ligação em série.

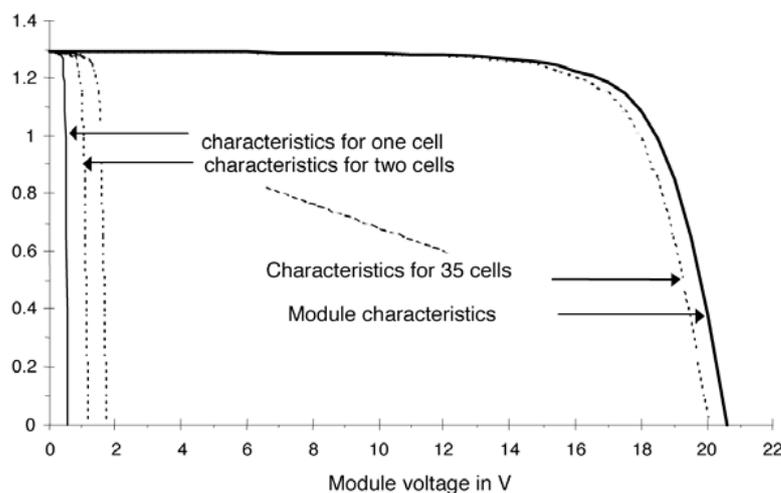
Quando são associados módulos em painéis para sistemas de média dimensão é possível encontrar módulos compostos por células ligadas em série conectados em paralelo, esta situação implica a utilização de díodos de passagem “bypass” para garantir a integridade das células nos módulos. A utilização de díodos de bloqueio colocados em série, para a protecção dos módulos é possível, mas esta solução além de não fornecer um nível de segurança elevado acarreta perdas significativas provocadas pelos díodos.

2.4 ASSOCIAÇÃO EM SÉRIE DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

Dependendo da utilização para a qual o módulo foi desenhado existe toda uma gama de combinações de tensão – corrente que pode ser encontrada no mercado e que varia sobretudo com tipo de células utilizadas na construção do módulo.

Para aplicações em sistemas isolados como semáforos, telefones ou qualquer outro tipo de unidade que utilize baterias como fonte de energia é usual encontrar módulos de 12 V, estes utilizam a ligação em série de 18 – 24 células. Quando se trata de módulos para sistemas ligados à rede este número tende a crescer.

A figura 2.11 mostra a ligação em série de células; em condições de utilização normais, a tensão de saída é dada pela multiplicação da tensão de uma célula pelo número de células do módulo, $V = n \cdot V_i$ (equação 12). A figura 2.12 mostra o efeito cumulativo da associação em série de células num módulo de 36 células.



2.12: CARACTERÍSTICA I – V DE UM MÓDULO COM 36 CÉLULAS. (QUASCHNING, 2005)

Se for realizada uma consulta sobre os dados técnicos para os módulos solares que se encontram no mercado, verifica-se que não é disponibilizada muita informação sobre estes, normalmente os parâmetros são fornecidos em *STC* e limitam-se a:

- Tensão máxima (V_{max}).
- Corrente máxima (I_{max}).
- Potência máxima ou de pico (P_{max} ou P em W_p).

- Tensão de circuito aberto (V_{ca}).
- Corrente de curto-circuito (I_{cc}).
- Tensão máxima admissível (associação série).
- Dimensões do módulo e peso.
- Tecnologia da célula.

Alguns (poucos) fabricantes além dos dados acima referidos indicam também os coeficientes de temperatura para a tensão e corrente, α_v e α_i ; com estes dados e com recurso às equações 19 a 25 torna-se possível estimar o comportamento do módulo em causa a diferentes temperaturas e níveis de radiação. Mesmo que estes coeficientes não sejam fornecidos pelo fabricante a consulta dos dados técnicos de diferentes módulos mostra que estes coeficientes são mais dependentes da tecnologia da célula que da construção do módulo, sendo assim possível utilizar estes valores para cada tipo de módulo com bastante fiabilidade.

Equações para estimação do comportamento dos módulos com componentes de temperatura (Quaschnig, 2005).

$$V_{ca} = V_{caSTC} \times \ln G / \ln G^r \times (1 + \alpha_v(v - v_{STC})) \quad (V) \quad (19)$$

$$V_{MPP} = V_{MPPSTC} \times \ln G / \ln G^r \times (1 + \alpha_v(v - v_{STC})) \quad (V) \quad (20)$$

$$I_{cc} = I_{ccSTC} \times G / G^r \times (1 + \alpha_i(v - v_{STC})) \quad (A) \quad (21)$$

$$I_{MPP} = I_{MPPSTC} \times G / G^r \times (1 + \alpha_i(v - v_{STC})) \quad (A) \quad (22)$$

A relação I – V é aproximadamente:

$$I = I_{cc} - c_1 e^{c_2 V} \quad (23)$$

Onde:

$$c_1 = I_{cc} e^{-c_2 V_{ca}} \quad (24)$$

$$c_2 = \frac{\ln(1 - I_{MPP}/I_{cc})}{(V_{MPP} - V_{ca})} \quad (25)$$

As equações acima apresentadas são as recomendadas por Volker Quaschnig (Quaschnig, 2005) para a estimação do comportamento de um painel fotovoltaico, (um ou mais módulos), estas tem em conta o efeito da temperatura no comportamento da célula. O investigador português, Rui M.G. Castro, (Castro, 2008), propõe um conjunto de equações, 26, 27 e 28 derivadas das equações 13 a 18, para a obtenção destes mesmos valores de comportamento; apesar das equações propostas não terem em consideração as variações de I-V

com a temperatura, o autor afirma que o contraste com resultados experimentais origina um erro inferior a 2%.

Equações para estimação do comportamento dos módulos sem componentes de temperatura (Castro, 2008)

$$I_{max} = G/G_r I_{max}^r \quad (A) \quad (26)$$

$$V_{max} = mV_T \ln \left[\frac{G/G_r (I_{cc}^r - I_{max}^r)}{I_0^r (T/T_r)^3 e^{\varepsilon/m'} \left(1/V_T^{-1}/V_T\right)} \right] \quad (V) \quad (27)$$

$$P_{max} = V_{max} I_{max} = mV_T \ln \left[\frac{G/G_r (I_{cc}^r - I_{max}^r)}{I_0^r (T/T_r)^3 e^{\varepsilon/m'} \left(1/V_T^{-1}/V_T\right)} \right] \left(\frac{G}{G_r} \right) I_{max}^r \quad (W) \quad (28)$$

A tabela 2.2 contém os valores aproximados, (existem pequenas diferenças entre modelos e fabricantes, <0,02) dos vários coeficientes de temperatura, estes cobrem a maioria da tecnologia dos módulos comercializados com potências que variam dos 40 aos 200 W.

2.2: VALORES DE CARACTERÍSTICAS DE REFERÊNCIA PARA ALGUMAS TECNOLOGIAS DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS.

	mono-Si	poli-Si	a-Si
V_{ca} (V)	44	32	61
V_{MPP} (V)	35	26,5	44,5
I_{cc} (A)	5	8	1,16
I_{MPP} (A)	4	7,2	0,92
P_{MPP} (W)	150	200	40
$\alpha_{V_{ca}}$ (%/°C)	-0,35	-038	-0,28
$\alpha_{I_{cc}}$ (%/°C)	+0,04	+0,09	+0,09
$\alpha_{P_{MPP}}$ (%/°C)	-0,51	-0,47	-0,20

2.4.1 EFEITO SOMBRA

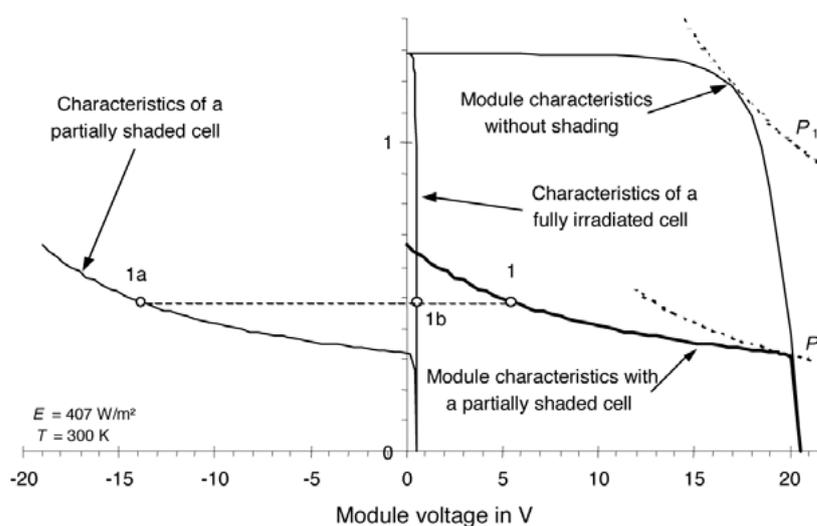
Em condições de utilização real nem todas as células ligadas em série do módulo são expostas as mesmas condições climáticas e de irradiação. A acumulação de sujidade, excrementos de pássaros, obstrução por objectos (árvores, folhas, telhados), pode provocar que algumas células fiquem na sombra. Esta situação influencia significativamente a característica I – V do módulo. A introdução de uma célula com característica I – V diferente num módulo altera drasticamente o comportamento deste, tornando mais difícil a sua modelação.

A figura 2.13 ilustra o resultado de uma experiência realizada para obtenção da característica de um módulo com 35 células ligadas em série em condições de funcionamento normais, (Quaschnig, 2005). Uma das células

sofre repentinamente uma diminuição de irradiação de 75%; verificou-se que a corrente através de cada uma das células se mantém inalterada.

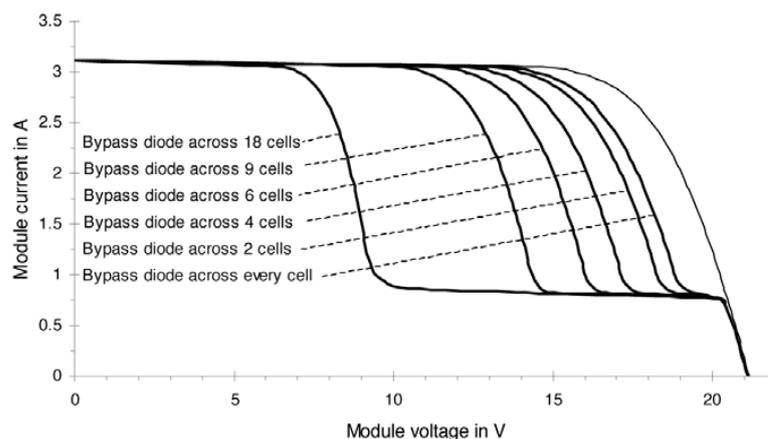
As características do módulo são obtidas variando a corrente entre 0 e I_{cc} sendo as tensões para cada célula obtidas e depois somadas. Ao medir a corrente de curto-circuito da célula que se encontra na sombra obtêm-se a característica do módulo. Este valor de corrente corresponde no entanto a uma gama de valores de tensão muito mais baixa que a tensão de vazio do módulo (V_{ca}).

O ponto de funcionamento do módulo (1) é obtido pela soma da tensão da célula tapada (1a) com 35 vezes a soma da célula normal (1b). A redução sobre a potência produzida é drástica, de $P_1 = 20,3 \text{ W}$ para $P_2 = 6,3 \text{ W}$ que corresponde a uma queda de cerca de 70%, isto para uma área de módulo tapada de 2%; a célula tapada age como carga sobre o módulo, dissipando $12,7 \text{ W}$ por perdas térmicas, com valores de irradiação superiores existirá um aumento de potência dissipada pela célula o que pode provocar o seu sobreaquecimento e até a sua destruição.



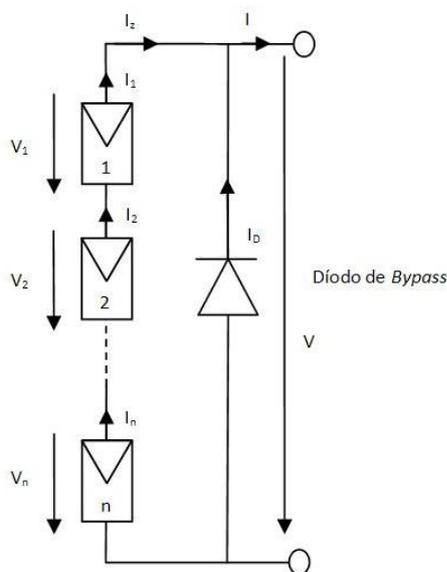
2.13: CARACTERÍSTICA I – V DE UM MÓDULO COM UMA CÉLULA COBERTA A 75%. (QUASCHNING, 2005)

De modo a evitar os problemas térmicos e de perda de potência causados pelo efeito da sombra foram introduzidos díodos, “bypass”, em paralelo com cada célula, em condições de funcionamento normal estão desligados, mas quando a célula é tapada a corrente flui pelo diodo, efectivamente retirando a célula da série do módulo. A figura 2.14 mostra o efeito na curva I – V provocado pela introdução de um diodo em várias células. A introdução de um diodo por célula leva a uma menor perda de potência por parte do painel quando este tem algumas células sujeitas ao efeito de sombra.



2.14: EFEITO DE VÁRIAS COMBINAÇÕES DE DÍODOS BYPASS NA CARACTERÍSTICA I – V DE UM MÓDULO. (QUASCHNING, 2005)

Na realidade a utilização de díodos de “bypass” faz-se em séries de células e não por célula, geralmente e dependendo da potência do módulo, (utilização de um ou dois díodos), estes encontram-se na caixa de junção do módulo solar. Esta solução é utilizada para reduzir os custos de cada módulo, visto que tecnologicamente não existe nenhum impedimento para a inclusão de um diodo por célula na construção do módulo sem prejuízo nas dimensões do mesmo, apenas razões económicas impedem a sua utilização em larga escala. Na figura 2.15 é representado o esquema de ligação típico de um diodo de passagem num módulo solar.

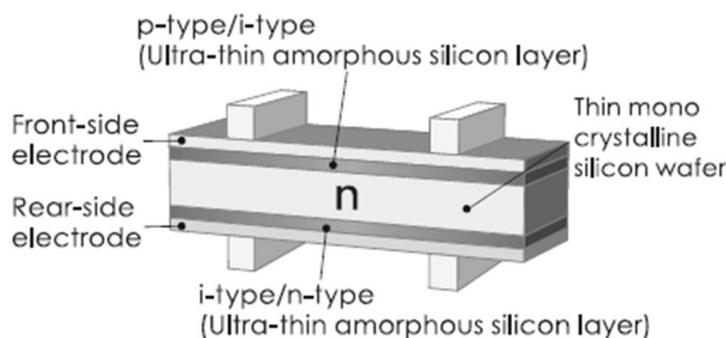


2.15: ESQUEMA DE UM DÍODO DE PASSAGEM ATRAVÉS DE VÁRIAS CÉLULAS.

É interessante notar que o efeito da sombra não se faz sentir do mesmo modo sobre os diversos tipos de célula; devido às características do material, os módulos construídos com células de segunda geração (Silício amorfo) tem um desempenho superior às restantes tecnologias quando se encontram na sombra. A potência disponibilizada por estes módulos em condições normais é reduzida (30 a 60 W_p), se comparada com a potência de módulos cristalinos (100 a 220 W_p). Por outro lado, um valor baixo de corrente e uma tensão nominal bastante mais elevada permitem que o efeito da sombra seja menos acentuado nestes módulos.

A vantagem do silício amorfo em condições de céu nublado levou a introdução em 2008 de módulos solares híbridos *Sanyo HIT* (Heterojunction with Intrinsic Thin layer – células de heterojunção com camada ultra fina intrínseca). Nestes módulos a célula é formada por uma camada fina de silício monocristalino tipo n que se encontra embutida entre duas camadas de silício amorfo ultra fino (*thin film*), tipo p e n. Este tipo de disposição cria efectivamente uma célula em tandem, com disposição consecutiva.

A figura 2.16 mostra o pormenor da célula HIT A marca dá um factor de conversão de 19,3% para a célula e de 17% para o módulo *Sanyo HIP-215NHE5*.



2.16: ESQUEMÁTICO DA CÉLULA SANYO HIT. (SANYO SOLAR, 2009)

2.5 SISTEMAS LIGADOS À REDE

Sempre que um sistema está ligado à rede eléctrica interessa que o gerador fotovoltaico forneça sempre a potência máxima disponível. Como já foi mostrado este fornecimento não é linear (ver comportamento da curva $I - V$) e exige um ajuste contínuo do binómio tensão – corrente para encontrar o ponto máximo de potência, para tal existem duas grandes opções possíveis:

- Adicionar um conversor DC – DC em série com o painel fotovoltaico cuja função é ajustar a tensão DC do painel ao seu MPP, (*Maximum Power Point* – Ponto de Potência Máximo), seguido de um inversor DC – AC para assim poder injectar a corrente na rede.
- Adicionar um inversor DC – AC directamente à saída do painel para injeção de corrente na rede, note-se que de um modo geral este tipo de inversores são específicos para a utilização em sistemas fotovoltaicos, realizando algum tipo de ajuste na tensão do painel, (MPP).

2.5.1 CONVERSORES DC – DC

Existe uma enorme diversidade de módulos fotovoltaicos, esta diversidade é acompanhada por um leque de tensões e correntes bastante diversas, que dependem da tecnologia das células utilizadas na construção do módulo, ver tabela 2.2, e do modo com estas estão ligadas dentro do mesmo, série/paralelo. Além do mais o agrupamento destes módulos em painéis vai alterar as suas características de tensão e corrente.

Os conversores DC – DC são sistemas comutados que controlam o valor médio de tensão (corrente) na saída (carga) através da variação dos tempos de ligação entre a entrada (fonte DC) e a saída. A comutação do conversor é realizada por dispositivos semicondutores, estes são normalmente controlados através de PWM,

(Pulse-Width Modulation, Modulação da Largura de Impulso), a natureza destes “interruptores” varia consoante a potência e a frequência de operação utilizada, IGBT’s até 20 kHz e MOSFET para algumas centenas de kHz; a utilização de um controlo PWM nos dispositivos semicondutores tem as suas vantagens e inconvenientes:

Vantagens:

- Poucos componentes.
- Elevado rendimento.
- Frequência de funcionamento constante.
- Controlo relativamente simples.

Inconvenientes:

- Formas de corrente e tensão rectangulares provocam perdas ao ligar/desligar os semicondutores, limita a frequência de trabalho a centenas de kHz.
- Formas de onda rectangulares geram interferências electromagnéticas (EMI).

Os conversores DC – DC podem operar de dois modos distintos relativamente à corrente na bobine, I_L . Se esta corrente nunca chega a zero o conversor encontra-se no modo de funcionamento contínuo (CCM); por outro lado se a corrente de saída for baixa, (R_c elevado) ou se a frequência de trabalho for reduzida, a corrente na bobine será zero durante parte do período de ligação ficando o circuito em regime lacunar (funcionamento descontínuo – DCM). A transição entre estes dois modos é controlada pelo valor da bobine L_{crt} , a resolução desta equação, que varia de acordo com a topologia do conversor, permite calcular o valor mínimo a partir do qual o conversor fica no modo de funcionamento contínuo, ($L > L_{crt}$).

As bobines (indutores) utilizadas neste tipo de circuitos pertencem à família de bobines de potência “*power inductors*”, (Dixon, *Magnetics Design for Switching Power Supplies*, 2001), e funcionam retirando energia do circuito eléctrico armazenando-a num circuito magnético para a voltar a injectar no circuito.

Partindo da relação de tremor desejada, variação máxima na tensão de saída (ripple), o valor de capacidade a instalar na saída é obtido resolvendo a equação de C_{min} , ($C > C_{min}$), especifica para a topologia do conversor.

As fórmulas de indutância e capacidade (L_{crt} e C_{min}). para estas topologias partem do pressuposto que todos os componentes têm um funcionamento ideal. Este fenómeno não é real, os efeitos parasíticos nos diversos componentes, (perdas ao ligar/desligar os semicondutores) podem alterar os valores de L_{crt} e C_{min} , comprometendo o funcionamento do conversor.

O modo de funcionamento contínuo é preferível como meio de maximizar o seu rendimento e utilização dos semicondutores e componentes passivos.

Na figura 2.17 é mostrado o efeito da alteração do Duty Cycle dos interruptores na relação de transformação nas principais topologias de conversores Nestas topologias tem-se:

$$\delta = t_{on}/T \quad (< 1) \quad (29)$$

$$T = 1/f \quad (30)$$

$$M_v = V_{out}/V_{in} \quad (31)$$

Onde:

δ – Duty Cycle.

M_v – Relação de transformação da tensão.

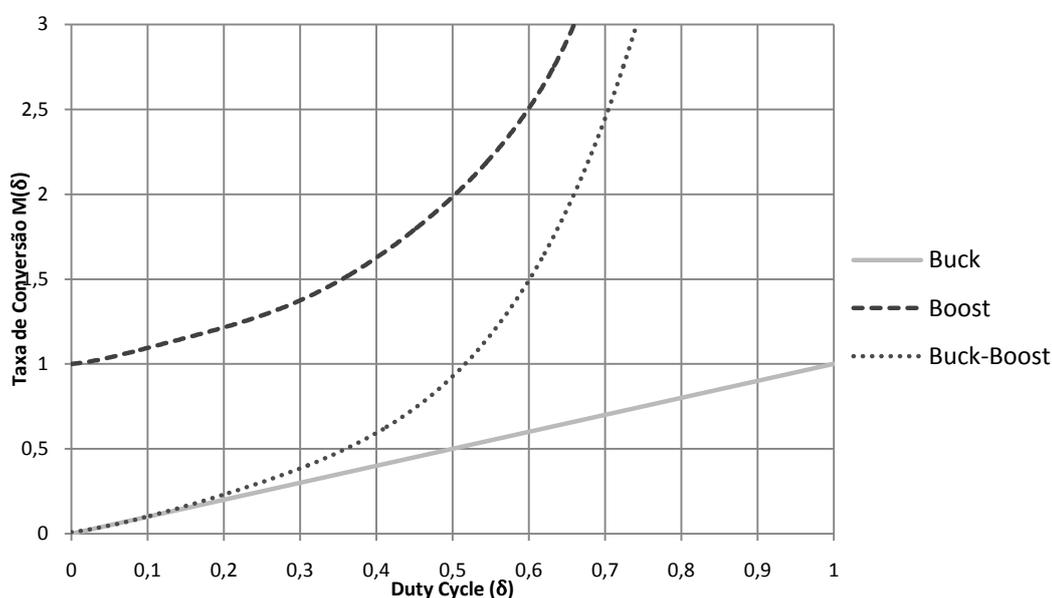
C_{min} – Condição de tremor, a variação da tensão na saída “ripple”.

f – Frequência.

L_{crt} – Condição de modo de funcionamento do conversor (CCM/DCM).

T – Período.

t_{on} – Tempo no qual o interruptor se encontra ligado.



2.17: COMPARAÇÃO DAS PRINCIPAIS TOPOLOGIAS DC, (DUTY CYCLE – RELAÇÃO DE TRANSFORMAÇÃO).

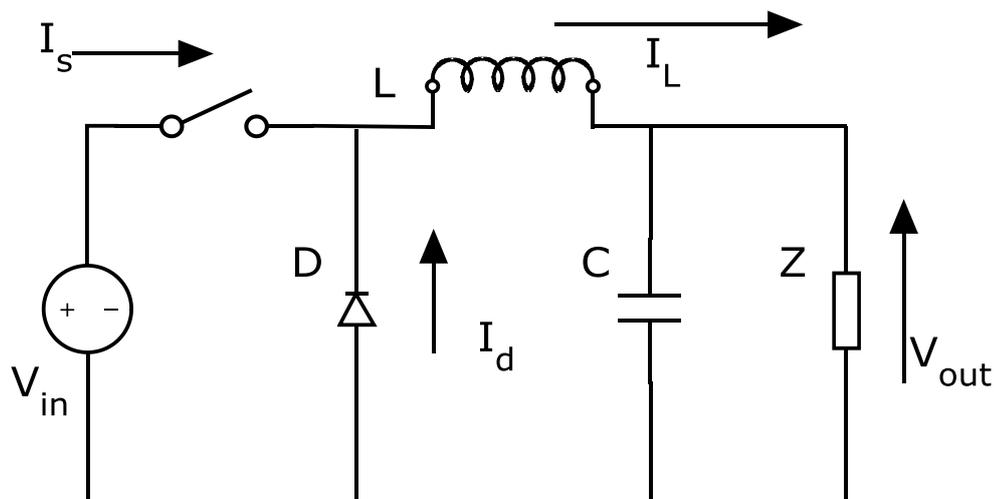
A utilização de conversores DC – DC permite ajustar a tensão em corrente contínua não controlada, dependente dos painéis, para valores controlados, utilizáveis. Caso seja necessária a carga de sistemas de armazenamento de energia, (baterias, 12 – 24 – 48 V), ou alimentação directa de equipamentos que funcionem em DC. A utilização de conversores possibilita ainda que estes sejam controlados de tal modo que o painel fotovoltaico trabalhe sempre no seu ponto de potência máximo para a irradiação incidente.

Em funcionamento normal o painel pode debitar uma tensão maior ou menor que a desejada, esta situação obriga a que o tipo de conversor a ser utilizado deva ser escolhido de acordo com as características do sistema.

2.5.1.1 BUCK

Este é um circuito redutor de tensão, juntamente com as topologias *boost* e *buck-boost* formam a base dos conversores CC. O conversor produz uma tensão média de saída inferior à tensão de entrada, isto é conseguido variando o *duty cycle* (δ) do semiconductor, (um MOSFET no diagrama) que age como interruptor; a variação da tensão de saída varia linearmente com o sinal de controlo, (ver figura 2.17).

Quando o conversor se encontra no modo de funcionamento contínuo o condensador tem de ter um valor tal que permita garantir um andamento da tensão de saída, ($V_{out}(t) \cong V_{out}$), praticamente constante.



2.18: TOPOLOGIA BUCK.

As equações que caracterizam este conversor são:

$$M_v = \delta \quad (32)$$

$$V_{out} = V_{in} \cdot \delta \quad (V) \quad (33)$$

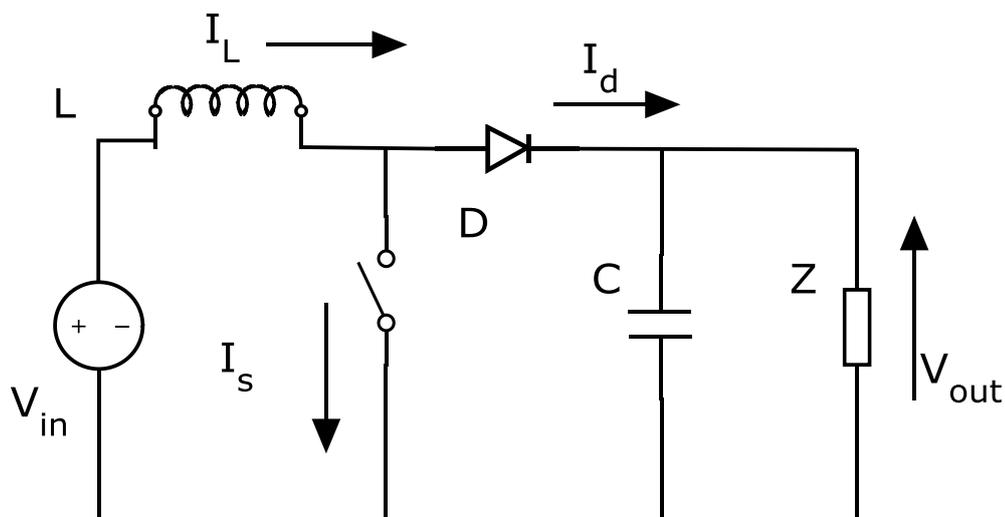
$$L_{crt} = \frac{(1-\delta)}{2f} \cdot R_c \quad (H) \quad (34)$$

$$C_{min} = \frac{(1-\delta)}{8Lf^2} \cdot \frac{V_o}{V_{ripple}} \quad (F) \quad (35)$$

2.5.1.2 BOOST

Esta família de conversores é amplificadora de tensão, ou seja, a tensão média de saída é sempre superior à tensão de entrada. Quando o interruptor (MOSFET) se encontra ligado a bobine armazena energia e o diodo encontra-se inversamente polarizado, em corte, ao desligar o interruptor, a energia armazenada no circuito junto com a energia da fonte é transferida para carga.

Como referido anteriormente o condensador tem de ter um valor que permita garantir um andamento da tensão de saída ($V_{out}(t) \cong V_{out}$) praticamente constante.



2.19: TOPOLOGIA BOOST.

As equações que caracterizam o conversor Boost são:

$$M_v = \frac{1}{(1-\delta)} \quad (36)$$

$$V_{out} = \frac{V_{in}}{(1-\delta)} \quad (V) \quad (37)$$

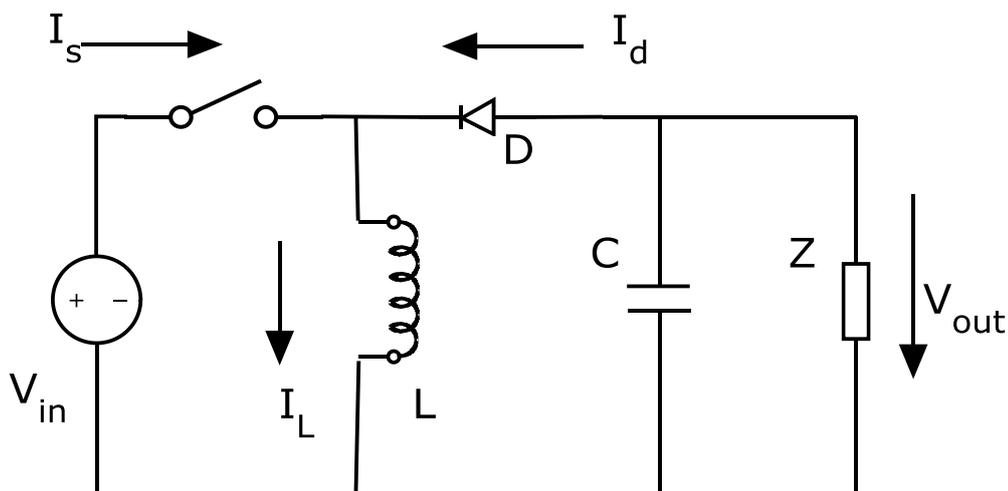
$$L_{crt} = \frac{(1-\delta)^2}{2f} \cdot \delta \cdot R_c \quad (H) \quad (38)$$

$$C_{min} = \frac{\delta}{LR_c} \cdot \frac{V_o}{V_{ripple}} \quad (F) \quad (39)$$

2.5.1.3 BUCK-BOOST

Em situações para as quais a tensão de entrada pode ser superior ou inferior à tensão de saída recorre-se a conversores do tipo buck-boost, através da variação do *Duty Cycle* (δ).

Este circuito é obtido através da ligação em cascada das duas topologias já apresentadas, quando o interruptor se encontra ligado a energia é fornecida à bobine com o díodo ao corte, quando o interruptor é desligado a bobine transfere energia para a carga, como nos casos anteriores o valor do condensador tem de ser tal que em modo de funcionamento contínuo a tensão de saída seja praticamente constante.



2.20: TOPOLOGIA BUCK – BOOST.

As equações que caracterizam o conversor Buck – Boost são:

$$\delta < 0.5 \Rightarrow \text{funcionamento Buck}$$

$$\delta > 0.5 \Rightarrow \text{funcionamento Boost}$$

$$M_v = -\frac{\delta}{(1-\delta)} \quad (40)$$

$$V_{out} = -\frac{\delta \cdot V_{in}}{(1-\delta)} \quad (V) \quad (41)$$

$$L_{crt} = \frac{(1-\delta)^2}{2f} \cdot \delta \cdot R_c \quad (H) \quad (42)$$

$$C_{min} = \frac{\delta}{f R_c} \cdot \frac{V_o}{V_{ripple}} \quad (F) \quad (43)$$

2.5.1.4 CONVERSORES COM ISOLAMENTO ELÉCTRICO

As topologias de conversores até agora apresentados funcionam para potências relativamente pequenas, <150 W, sendo que para potências superiores torna-se necessário recorrer a conversores mais complexos. Na maioria dos países, para tensões acima de 45 V_{cvt}, é necessária a utilização de um isolamento eléctrico, (Quaschnig, 2005). Este isolamento é obtido através da introdução de transformadores nas topologias de conversores, estes substituem as bobinas como fonte de armazenamento e transferência de energia, ao mesmo tempo que asseguram o isolamento galvânico entre a fonte e a carga.

Os transformadores utilizados neste tipo conversores não são transformadores “clássicos” de baixa frequência, mas sim de alta frequência. Quando comparados com transformadores de baixa frequência, as suas dimensões e peso são reduzidos, o elevado rendimento destes permite manter todo o conversor com dimensões bastante compactas. Além do mais a estes transformadores acresce ainda a vantagem de permitir alterar ainda mais a tensão de saída através da escolha da relação de transformação (N_1/N_2) do mesmo

2.5.1.4.1 CONVERSORES COM ISOLAMENTO ELÉCTRICO DERIVADOS DO BUCK

Dependendo da potência em jogo existem diversos tipos de topologias que podem ser utilizados como redutores de tensão. Na tabela 2.3 são apresentadas as características principais de conversores com isolamento eléctrico, assim como as suas fórmulas para a sua caracterização. Note-se que não estão incluídas as fórmulas para o cálculo das tensões e correntes de pico que surgem nos interruptores aquando do seu accionamento.

2.3: CARACTERÍSTICAS PRINCIPAIS DAS TOPOLOGIAS DE CONVERSORES DC – DC COM ISOLAMENTO ELÉCTRICO MAIS COMUNS.

Conversor	Potência Típica (W)	M_v	V_{out}	L_{crt}	C_{min}	Obs.
Forward	250	$\frac{\delta}{n}$	$\frac{\delta}{n} V_{in}$	$\frac{(1-\delta)}{2f} R$	$\frac{(1-\delta) V_o}{8Lf^2 V_r}$	Um Interruptor
	1000					Dois Interruptores
Push-Pull	-	$\frac{\delta}{2n}$	$\frac{\delta}{2n} V_{in}$	$\frac{(1-2\delta)}{4f} R$	$\frac{(1-2\delta) V_o}{32Lf^2 V_r}$	$\delta \leq 0.5$
Half-Bridge	500	$\frac{\delta}{n}$	$\frac{\delta}{n} V_{in}$			
Full-Bridge	500-2000	$\frac{\delta}{2n}$	$\frac{\delta}{2n} V_{in}$			
$n = N_1/N_2$						

Na figura 2.21 estão representados os diagramas das topologias referidas na tabela 2.3. Sobre estas convém dizer que no conversor *Forward* a relação n deve ser escolhida de tal modo que garanta que a corrente de magnetização vá a zero durante o tempo em que o interruptor se encontra desligado. O enrolamento de desmagnetização e o primário devem estar fortemente acoplados (N_d e N_p , na figura 2.21 superior esquerda) de modo a reduzir ao máximo o pico de tensão que ocorre ao desligar o interruptor, (superior a $2V_{in}$ para o modelo de um interruptor e V_{in} para dois interruptores).

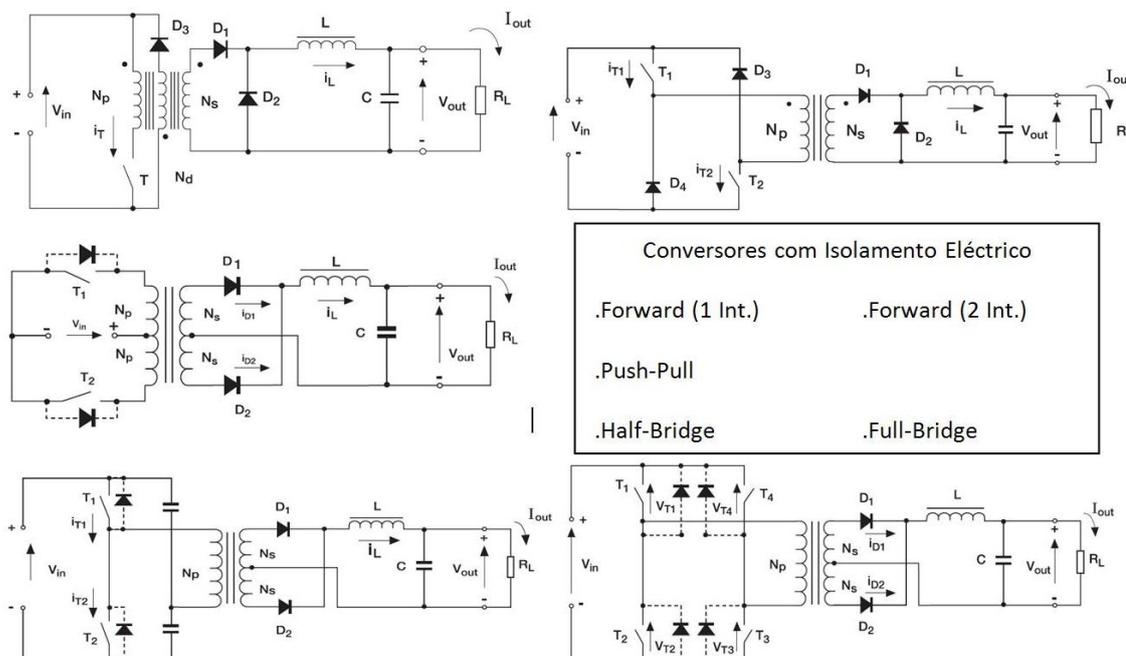
Os conversores *Push-Pull*, *Half* e *Full-Bridge* fazem uma melhor utilização dos componentes. Com tamanho e peso mais reduzidos, estes são muitas vezes preferidos para aplicações de potência mais elevada.

Na topologia *Push-Pull* os interruptores T_1 e T_2 são activados alternadamente, sendo que é indispensável que ocorra um tempo de espera entre a activação de um e outro. Isto de modo a evitar a condução simultânea de ambos. Estes devem ainda suportar $2V_{in}$ ao desligar e devido à sua simetria, os circuitos limitadores "snubber's" devem ser cuidadosamente desenhados, visto interagir entre si.

O circuito *Half-Bridge* é muito similar ao *Push-Pull* tendo como principal modificação a utilização de condensadores de modo a reduzir a tensão sentida nos interruptores a V_{in} .

A topologia *Full-Bridge* é a mais versátil das apresentadas; aqui os condensadores presentes no *Half-bridge* são substituídos por interruptores, passando deste modo a operar em pares T_1 - T_3 e T_2 - T_4 , além de poder funcionar como conversor DC – CA.

Com o algoritmo de controlo adequado, a agregação de transformadores em paralelo permite aumentar a potência de funcionamento do conversor.



2.21: TOPOLOGIAS DE CONVERSORES COM ISOLAMENTO GALVÂNICO. (TOPOLOGIAS: *STMICROELECTRONICS*)

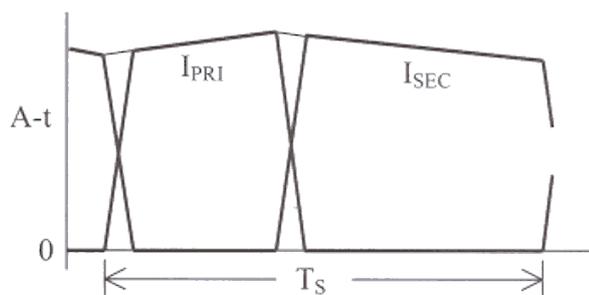
A necessidade de conversores com isolamento eléctrico pode ser explicada tomando como referência os módulos fotovoltaicos existentes no laboratório do DEE, BS – 40. Os mesmos permitem uma associação em série de até 10 módulos que debitam uma potência 400 W em MPP, com uma tensão máxima de $600 V_{ca}$ em circuito aberto e $445 V_{DC}$ em MPP.

A ligação de um painel PV, ou string PV, formada por este tipo de módulos num sistema PV ligado à rede necessitaria sempre de optar por um conversor redutor de tensão tipo “buck”. Isto de modo a colocar a tensão na região dos $230 V_{DC}$ para seguidamente esta ser passada por um inversor para injeção na linha a $230 V_{ca}$.

2.5.1.4.2 O CONVERSOR FLYBACK

O conversor Flyback é um derivado do conversor Buck – Boost que adiciona à topologia o isolamento eléctrico através da utilização de um transformador. A bobine de potência presente no Buck-Boost é substituída por um transformador específico tipo “flyback”, que é basicamente uma bobine de potência com múltiplos enrolamentos.

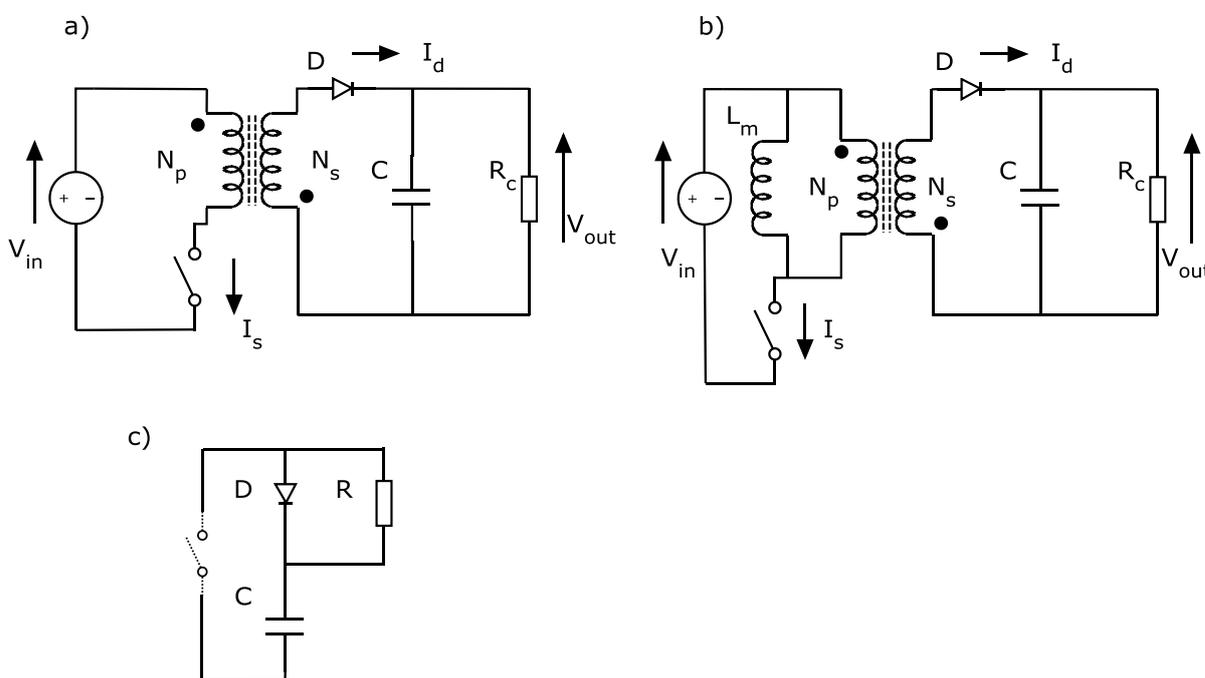
A figura 2.22 mostra o andamento das correntes que o transformador sofre, note-se que o núcleo do transformador “vê” o valor total do tremor (variação) da corrente. O que em funcionamento contínuo (CCM) equivale a dizer que o núcleo sofre poucas perdas ocorrendo o oposto em regime lacunar (DCM).



2.22: ANDAMENTOS DAS CORRENTES NO PRIMÁRIO E SECUNDÁRIO DE UM TRANSFORMADOR "FLYBACK". (FONTE: *MAGNETICS DESIGN HANDBOOK – TEXAS INSTRUMENTS, 2001*)

Existem diversas versões deste circuito, a mais básica, com um único interruptor é utilizada em potências que vão dos 30 aos 250 W (valores típicos). Na figura 2.23 são apresentados os diagramas da topologia. A figura a) mostra o diagrama básico do circuito Flyback; na figura b) este esquema é expandido com a introdução de uma bobine que representa a indutância de magnetização do transformador.

Nesta versão o interruptor sofre um pico de tensão de cada vez que é desligado, o valor deste é determinado pela frequência de trabalho, pelo condensador de saída do circuito e pelo valor da indutância de fuga do primário para o secundário do transformador. Esta situação obriga à aplicação de uma malha *snubber* para proteger o interruptor (figura 2.23 c)).



2.23: TOPOLOGIA FLYBACK SIMPLES.

A figura 2.24 mostra duas soluções possíveis para aumentar potência produzida por este tipo de conversor. O diagrama da figura 2.24 b) mostra a utilização de dois interruptores com dois díodos. Estes dois interruptores dividem entre si o pico de tensão que surge ao desligar e os díodos aos quais se encontram ligados limitam a tensão exercida sobre eles. Esta configuração alivia as exigências impostas sobre o transformado o que permite aumentar a frequência de trabalho conversor.

Uma outra solução possível para conseguir que o conversor suporte um valor mais elevado de potência consiste na agregação de vários transformadores em paralelo (figura 2.24 a)), esta solução permite limitar as dimensões do conversor.

O transformador flyback, não é em si um transformador de alta frequência como os utilizados nas topologias apresentadas no capítulo anterior, logo o seu tamanho pode chegar a ser significativo. Esta situação torna associação em paralelo de vários transformadores Flyback uma alternativa mais atractiva que a utilização de um único transformador.

As equações do circuito são bastante semelhantes às do *buck-boost*, sendo a grande diferença o estabelecimento do modo de funcionamento (CCM/DCM) do conversor que em vez de surgir do valor de L_{crit} é dada pela resolução de equação de indutância de magnetização L_m .

Equações para a Topologia Flyback para regime não lacunar (CCM):

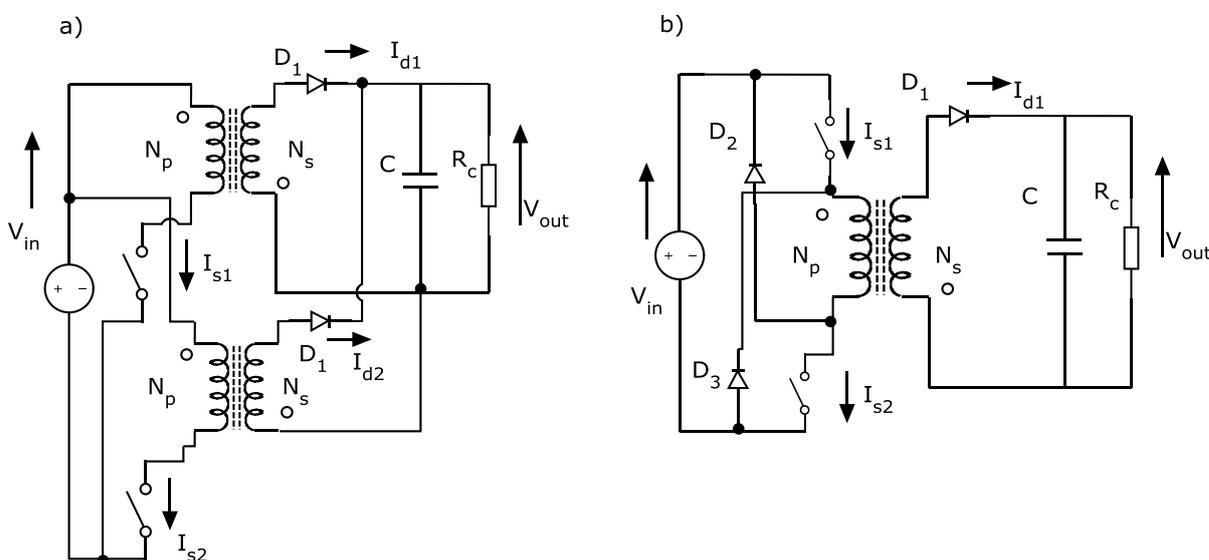
$$M_v = \frac{\delta}{(1-\delta)n} \quad (44)$$

$$V_{out} = \frac{\delta}{(1-\delta)n} V_{in} \quad (V) \quad (45)$$

$$L_m = \frac{n^2(1-\delta)^2}{2f} R_c \quad (H) \quad (46)$$

$$C_{min} = \frac{\delta}{fR_c} \cdot \frac{V_o}{V_{ripple}} \quad (F) \quad (47)$$

$$n = \frac{N_1}{N_2}$$



2.24: DERIVAÇÕES POSSÍVEIS DO CIRCUITO FLYBACK PARA SUPORTAR MAIORES POTÊNCIAS.

2.5.2 INVERSORES DC-AC

Até ao momento tem-se discutido a produção de energia eléctrica em DC, mas a realidade é que a distribuição e utilização de energia eléctrica é realizada em AC, assim é obrigatório a introdução de um inversor entre os painéis fotovoltaicos e a linha.

A natureza destes inversores depende da sua utilização, sistemas isolados desligados da rede necessitam de um controle interno para a comutação dos interruptores, mas não necessitam de cumprir normativas tão restritivas como as aplicadas a sistemas ligados à rede.

Quando se trata de sistemas de inversores ligados à rede de distribuição a comutação destes é controlada pela rede de modo a ficarem sincronizados. Do mesmo modo a amplitude de onda, frequência e forma da corrente tem de seguir os padrões estabelecidos pela entidade que explora a rede eléctrica nacional (REN). É ainda necessário garantir que o inversor se desligue imediatamente no caso de falha da rede para evitar o fenómeno de ilha.

A escolha de um inversor para aplicar a um sistema PV deve ter em conta a natureza específica deste sistema. Devido à variação que ocorre na irradiação solar incidente, o inversor estará a maior parte do tempo a operar com carga parcial. Um painel de 600 W_p poucas vezes estará a operar a esse nível. Assim o rendimento deste (inversor) com carga parcial deve ser uma característica a ter em conta, pois as perdas com funcionamento permanente neste regime podem ser significativas. Uma medida de comparação entre inversores PV é o *rendimento euro* (η_e), que é dada:

$$\eta_e = 0.03 \times \eta_{5\%} + 0.06 \times \eta_{10\%} + 0.13 \times \eta_{20\%} + 0.1 \times \eta_{30\%} + 0.48 \times \eta_{50\%} + 0.2 \times \eta_{100\%} \quad (47)$$

Esta equação toma em consideração a operação em carga parcial com valores de radiação típicos na Europa central.

O débito energético ideal de um sistema PV com uma área A_{PV} , rendimento de módulos de η_e para uma radiação dada de H_{Solar} é dado por E_{ideal} , mas na realidade o débito de um sistema PV é inferior a este valor, factores como a temperatura da célula (afectada por temperaturas ambientes elevadas), o efeito sombra, a sujidade dos módulos, as perdas no conversor CC-CC (se existir) e as perdas no inversor somam-se para reduzir a capacidade do sistema, assim surge a razão de aproveitamento (*PR – Performance Ratio*) que descreve a relação entre o débito de energia real/ideal.

Bons sistemas fotovoltaicos têm valores de PR na ordem dos 0.75 (75 %), sendo que sistemas muito bons chegam aos 0.8 e sistemas problemáticos tem razões abaixo dos 0.6. O valor de 0.75 é utilizado como referência para desenho de sistemas PV, isto sem considerar o efeito sombra.

$$E_{ideal} = A_{PV} \times \eta_{PV} \times H_{Solar} \quad (48)$$

$$E_{real} = PR \times E_{ideal} \quad (49)$$

Um exemplo da utilização deste método de cálculo é seguidamente apresentado.

Utilizando 10 módulos de silício amorfo (a-Si) de 1 m² para formar um painel PV. Estes possuem um rendimento de 0.08 (8%) e estão expostos a uma irradiação solar típica de 1100 kWh/m², (valores típicos do PVGIS para Portugal). Assim teremos:

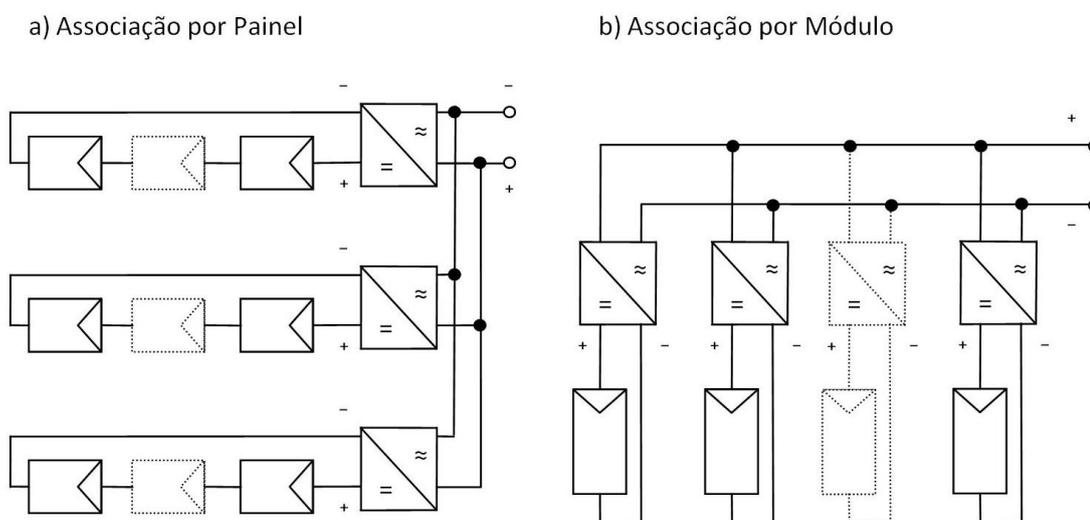
$$E_{ideal} = 10 * .08 * 1100 = 880 \text{ kWh/ano}$$

$$E_{real} = .75 \times 880 = 660 \text{ kWh/ano}$$

2.5.2.1 ASSOCIAÇÃO DE INVERSORES

Normalmente os módulos fotovoltaicos encontram-se ligados em série até somar a potência desejada (ou até à capacidade máxima de associação em série/paralelo destes, figura 2.25 a)). Este valor é de cerca de 1 kW para módulos de silício policristalino (poli-Si), dificilmente superando os 300 a 400 W para Silício amorfo (a-Si). Estes painéis são depois ligados a inversores, (centrais de Moura e Mértola, ver anexo 1), que por sua vez são ligados à rede. No caso de sistemas integrados em edifícios (BIPV) a ligação é feita directamente a rede de casa, apesar de que no caso de Portugal esta ligação não ser possível, a lei obriga que todas as ligações de microprodução energética sejam feitas à rede através de um contador do distribuidor (EDP). Para centrais de produção eléctrica PV a ligação dos inversores é feita a transformadores de média tensão para injeção na rede eléctrica.

A associação de painéis em paralelo permite um melhor rendimento quando comparado com a utilização de um único inversor central, no entanto não consegue evitar os problemas criados pela degradação do rendimento de um único módulo, situação que pode efectivamente parar todo o painel, caso provoque que a potência produzida por este fique abaixo dos valores de funcionamento limite do inversor. Um meio para resolver esta situação é a associação apresentada em 2.25 b), a utilização de um inversor por módulo permite o aproveitamento máximo da capacidade do módulo, mas esta é uma solução mais dispendiosa que diminui o rendimento nominal de todo o sistema fotovoltaico.



2.25: ASSOCIAÇÃO DE INVERSORES COM PAINÉIS PV.

2.6 ALGORITMOS DE SEGUIMENTO DE POTÊNCIA MÁXIMA (MPPT)

O objectivo de um seguidor de potência máxima (MPPT) é o de manter o painel PV a operar na sua capacidade máxima para as condições de irradiação e temperatura que se verificarem no momento.

Existem diversas técnicas de MPPT, algumas já aplicadas a sistemas comerciais como os métodos Perturbar e Observar (P&O – Perturb and Observe), de Condutância Incremental (IC – Incremental Conductance) e Tensão

Constante (CV – Constant Voltage); outros métodos são mais experimentais e ainda não encontraram o seu caminho para aplicações comerciais, (redes neuronais aplicadas ao controlo MPP e lógica Fuzzy, (Faranda, 2008)).

Tendo em conta a natureza deste texto apenas serão apresentados alguns dos métodos mais difundidos.

2.6.1 O PROBLEMA DOS MÁXIMOS LOCAIS

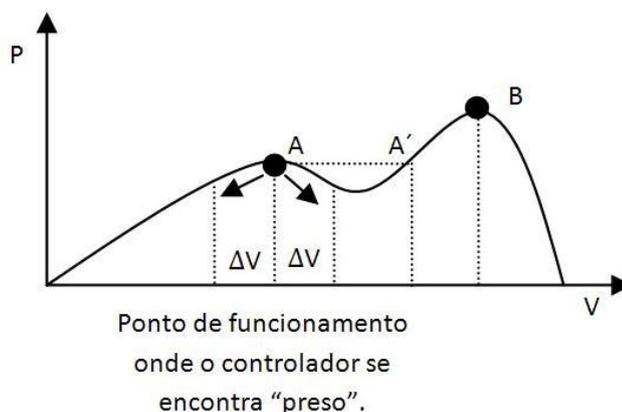
Um dos problemas mais complicados de contornar que ocorre nos painéis PV é o dos máximos locais. A figura 2.26 mostra uma curva P – V onde esta situação ocorre. Esta situação não é tão incomum como possa aparentar à primeira vista; sujidade, falha de células individuais dentro de um módulo ou o efeito da sombra em um ou mais módulos podem provocar esta situação.

O problema dos máximos locais surge com a utilização um qualquer método de seguimento. Na figura 2.26 o seguidor começa a percorrer a curva I – V atingindo o ponto A. Qualquer variação em torno deste ponto vai resultar num decremento da potência produzida, forçando a que o controlador inverta o seu sentido para voltar ao ponto A.

Uma solução possível para este problema é escolher um passo de ΔV o suficientemente grande que permita saltar para o ponto A'. Uma outra solução possível consistem em associar pesos a diversos passos e fazer a média destes de modo a obter o sentido da evolução do MPP. Pode-se ainda percorrer parte da tensão de funcionamento do painel para encontrar o MPP.

Distintos métodos foram já propostos para contornar esta situação, mas nenhum deles entrou ainda em utilização a larga escala em grande parte devido à sua complexidade, custos e dificuldade de implementação.

Problema dos Máximos Locais



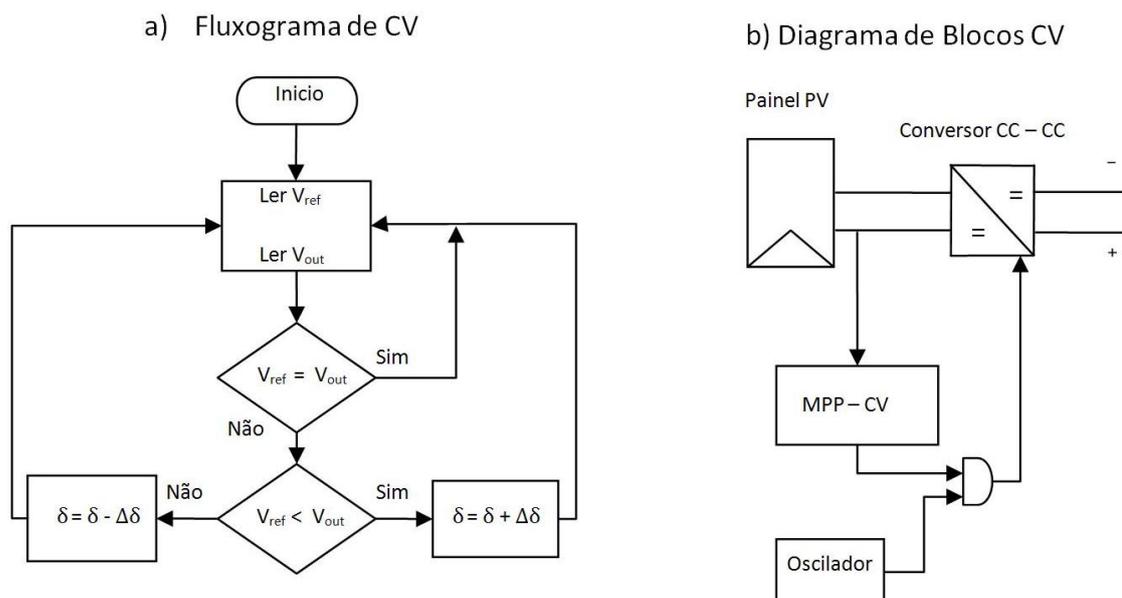
2.26: MÁXIMOS LOCAIS PROVOCADOS POR DEFICIÊNCIAS NOS MÓDULOS PV.

2.6.2 MÉTODO DA TENSÃO CONSTANTE (CV)

O método da tensão constante (CV) é um dos algoritmos mais simples que existem para o controlo do MPP de um painel PV. O ponto de funcionamento do painel é mantido perto do MPP através da regulação da tensão de saída do painel (V_{out}) com uma tensão de referência fixa (V_{ref}) para o painel (figura 2.27). Esta tensão é obtida da característica de V_{MPP} do módulo PV, ou é um valor estipulado pelo fabricante para o MPP do painel.

Este método despreza alterações que possam ocorrer nos valores radiação solar e temperatura da célula, além de que assume V_{ref} como uma boa aproximação ao verdadeiro MPP do painel. A posição do painel, a região na qual ele se encontra e até a estação do ano alteram os valores de V_{MPP} o que leva a que o painel nunca funcione no seu máximo, sem que seja necessário alterar com alguma frequência o valor de V_{ref} . Deve ser notado que este método é particularmente efectivo quando os níveis de radiação são baixos superando claramente os métodos P&O e IC; assim, em algumas situações este método é combinado com os outros métodos.

A figura 2.27 mostra o fluxograma de funcionamento do método CV e o seu diagrama de blocos.



2.27: MÉTODO DE TENSÃO CONSTANTE (CV).

2.6.3 CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO (SC)

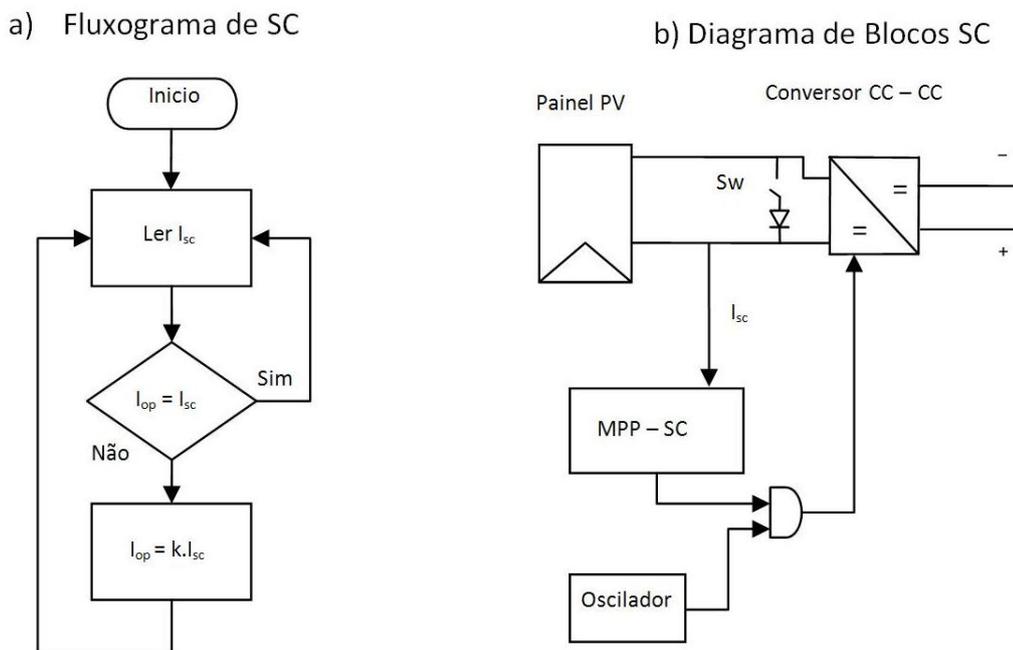
Para o método de corrente de curto – circuito (SC) o MPP é conseguido através da utilização de uma corrente de funcionamento (I_{op}) como fonte de controlo do conversor CC-CC. O fundamento deste método baseia-se no facto de que a relação entre a corrente no MPP (I_{MPP}) e a corrente de curto-circuito (I_{SC}) são controladas por um factor de relação (k), praticamente linear para diferentes níveis de radiação. Assim para obter a corrente de funcionamento para num dado instante para um valor de radiação E_{ir} , basta multiplicar a corrente de curto-circuito pelo factor de relação k .

$$I_{op}(E_{ir}) = k \times I_{SC}(E_{ir}) \quad (A) \quad (49)$$

Este tipo de operação permite uma velocidade seguimento do MPP bastante rápida, mas devido à dificuldade de medir com precisão o valor de I_{SC} em situações reais o seguimento não é demasiado efectivo. Por outro lado a necessidade de medir a corrente de curto – circuito (I_{SC}) obriga a introdução de um interruptor e um díodo de bloqueio em paralelo no conversor CC – CC. Estes são instalados de modo a criar o curto-circuito; além dos

custos adicionais e perdas específicas nos semicondutores que esta solução acarreta, sempre que é medida I_{sc} a tensão do painel é nula e nenhuma energia é produzida, diminuindo ainda mais o rendimento do conjunto.

A figura 2.28 mostra o fluxograma de funcionamento do método SC, a), e o seu diagrama de blocos b).



2.28:MÉTODO DE CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO.

2.6.4 PERTURBAR E OBSERVAR (P&O)

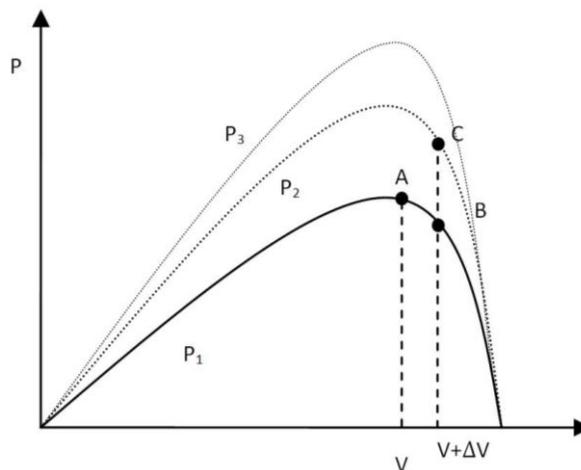
O método perturbar e observar (P&O) é um dos métodos de seguimento de potência máxima mais comuns e mais simples de implementar. O seu funcionamento consiste em periodicamente perturbar (aumentar ou diminuir) a tensão V_{out} (ou corrente I_{out}) de saída do painel PV, (através de δ do conversor). Sempre que δ é variado calcula-se o novo valor de potência $P_{out}(k)$ e este é comparado com o valor anteriormente existente $P_{out}(k-1)$. Se o valor da tensão mudar e existir um aumento na potência produzida ($\frac{\partial P}{\partial V_{PV}} > 0$), o controlador move o ponto de MPP nesta direcção, sendo a próxima perturbação nesse mesmo sentido, caso P_{out} diminua, no próximo ciclo a perturbação efectua-se no sentido inverso.

O valor da perturbação introduzida tem um valor fixo, de alguns *volts*, dependente da tensão de saída do painel (<1% de V_{out}) e ocorre a cada ciclo de funcionamento, esta situação provoca que o MPP nunca seja estável.

O valor das perturbações introduzidas provoca uma oscilação em torno de este ponto, ou seja a tensão V_{out} está sempre a variar o que implica perdas em P_{out} . Esta situação é particularmente notória quando as condições de irradiação variam muito lentamente (caso de um dia normal de Verão), por outro lado no caso de variações bruscas nas condições atmosféricas o sistema pode falhar, perdendo a sua posição na curva P – V.

Na figura 2.29 podemos ver um exemplo. Admitindo que o sistema se encontra a funcionar no ponto A uma perturbação (ΔV) vai levar o sistema para o ponto B, isto leva a que no próximo ciclo a perturbação ocorra no sentido inverso, visto $P_{out}(k) < P_{out}(k-1)$, no entanto se entretanto a curva de potência passar de P_1 para P_2 , isto leva a que a variação em vez de estar em B passa a estar em C. O controlador vê este aumento de potência

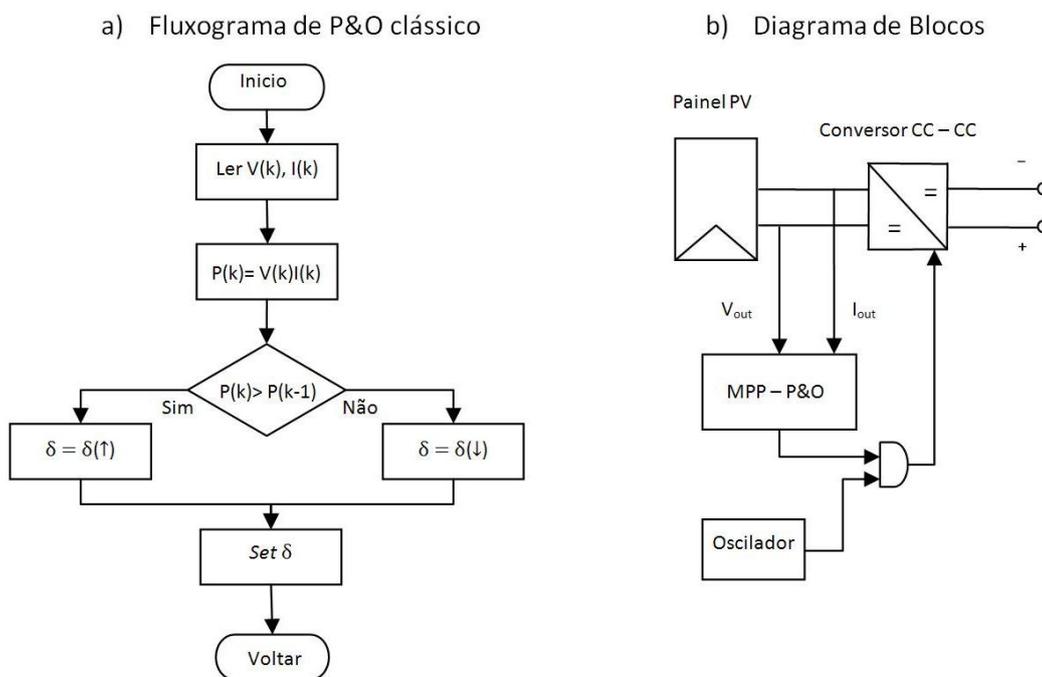
como indicação da orientação correcta da perturbação ΔV , caso a situação continue e passe a estar em jogo uma nova curva P_3 o sistema vai continuar a divergir do seu MPP.



2.29: DIVERGÊNCIA DO MPP PARA P&O, CURVA P-V.

Na figura 2.30 pode ver-se o fluxograma de funcionamento para este método. Como já foi referido, se uma perturbação conduz ao aumento de P_{out} a próxima perturbação manterá o sentido da anterior, caso contrário a perturbação será na outra direcção.

A variação da tensão é obtida alterando o *duty cycle* (δ) do conversor, onde as setas (\downarrow, \uparrow) equivalem a uma diminuição ou aumento do mesmo, tornando-se evidente a oscilação provocada em torno do MPP por constantes variações de δ .



2.30: MÉTODO P&O CLÁSSICO.

2.6.4.1 VARIAÇÕES DO MÉTODO P&O

Existem diversas variações deste método, sendo que as duas principais são seguidamente descritas.

P&O com Média de Amostras

Quando a média de amostras é utilizada o ajuste é feito a partir de uma colecção de amostras, calculando a sua média. Como a frequência de funcionamento do conversor DC e do circuito controlador MPP são significativamente mais elevadas do que qualquer alteração significativa que possa ocorrer na curva de potência do PV, é possível realizar esta operação sem grandes constrangimentos.

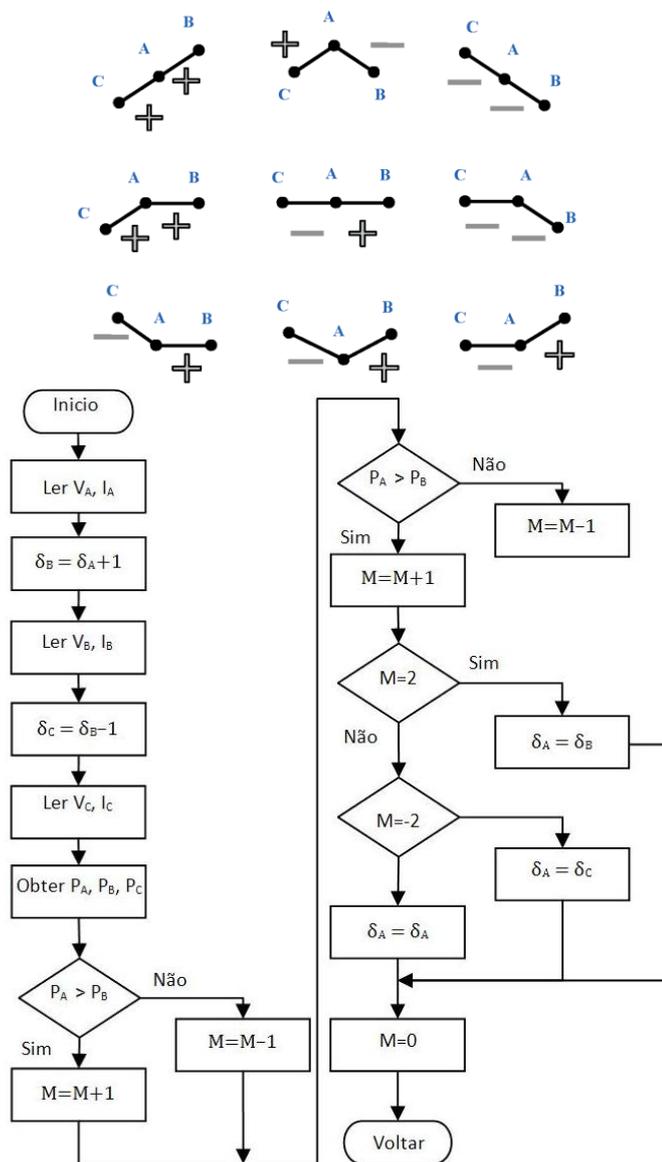
P&O com Peso de Três Perturbações

O método P&O com peso de três perturbações surge como modo de contornar o problema da oscilação em torno do MPP. A comparação de valores de potência produzida é realizada com a média ponderada de três pontos de operação.

A figura 2.31 mostra as 9 combinações possíveis do peso (imagem de cima), o seu funcionamento ocorre do seguinte modo:

- São medidos três pontos de funcionamento na curva P-V, um primeiro ponto, A corresponde ao ponto de funcionamento actual do MPP, um segundo ponto, B, perturbado num sentido de A e um terceiro ponto, C, perturbado no sentido oposto ao do ponto A.
- Para os pontos de A e B, se a potência sofrer um incremento, o peso atribuído recebe um sinal positivo (+) caso contrário recebe um sinal negativo (-).
- Para A e C, se de A para C existir uma diminuição da potência, o sinal atribuído é positivo (+) caso contrário é negativo (-).
- Sempre que dois sinais tiverem um peso positivo, (++) , o *duty cycle* é aumentado.
- Sempre que dois sinais tiverem um peso negativo, (--), o *duty cycle* é diminuído.
- Sempre que dois sinais tiverem pesos contrários, (+-, -+), o *duty cycle* mantém-se inalterado.

Os sinais contrários implicam que o sistema se encontre no sue MPP, as condições atmosféricas estejam a variar rapidamente.



2.31: PONTOS DE OPERAÇÃO POSSÍVEIS PARA P&OC (CIMA) E FLUXOGRAMA DE FUNCIONAMENTO .

2.6.5 CONDUTÂNCIA INCREMENTAL (IC)

O funcionamento do algoritmo de condutância incremental (IC) baseia-se na equação 51. É feita a derivada da potência em relação à tensão e seu resultado é igualado a zero. O resultado da equação 52 representa a condutância instantânea do painel PV, sendo que $\left(\frac{\partial P}{\partial V_{PV}}\right)$ representa a condutância incremental do painel, assim quando o sistema se encontra no seu MPP ambas as quantidades tem de ser iguais mas de sinal contrário.

$$\frac{\partial P}{\partial V_{PV}} = \frac{\partial(VI)}{\partial V_{PV}} = I + V \frac{\partial I}{\partial V_{PV}} = 0, \text{ em MPP} \tag{50}$$

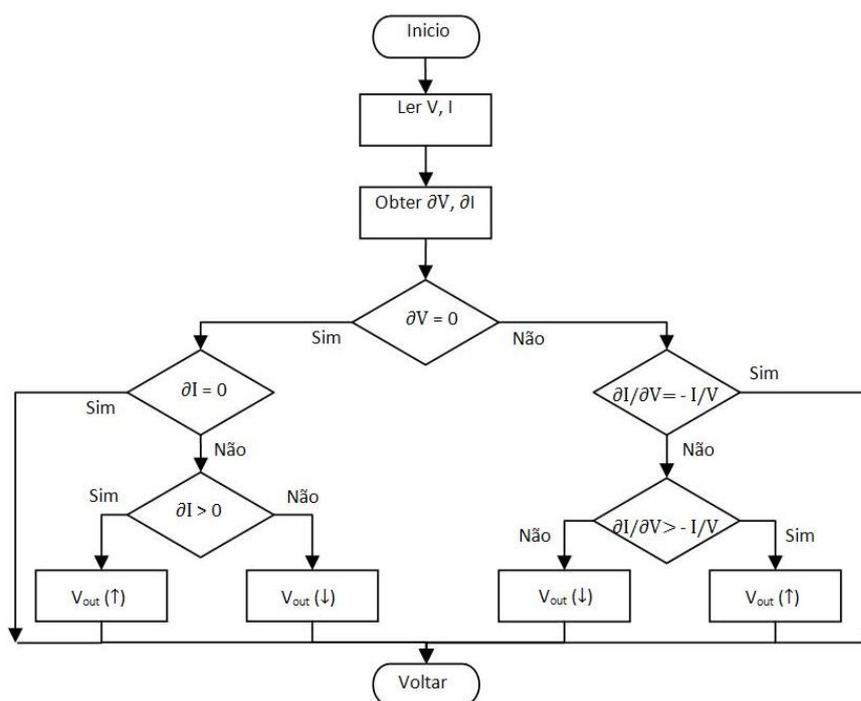
$$\frac{\partial I}{\partial V_{PV}} = -\frac{I}{V} \tag{51}$$

Da equação 52 retiram-se três equações (52 a, b, c), estas permitem determinar o sentido da perturbação a introduzir no sistema $\delta(\downarrow, \uparrow)$. Quando a equação 52 a) é satisfeita o sistema encontra-se no seu MPP, não existe alteração do *duty cycle* e o sistema é mantido a operar neste ponto até existir uma alteração do valor da corrente.

$$\frac{\partial I}{\partial V_{PV}} = -\frac{I}{V} \quad \left(\frac{\partial P}{\partial V_{PV}} = 0 \right) \quad (52 a))$$

$$\frac{\partial I}{\partial V_{PV}} > -\frac{I}{V} \quad \left(\frac{\partial P}{\partial V_{PV}} > 0 \right) \quad (52 b))$$

$$\frac{\partial I}{\partial V_{PV}} < -\frac{I}{V} \quad \left(\frac{\partial P}{\partial V_{PV}} < 0 \right) \quad (52c))$$



2.32: FLUXOGRAMA DE OPERAÇÃO DO ALGORITMO DE CONDUTÂNCIA INCREMENTAL (IC).

Uma modificação proposta na literatura sobre o algoritmo IC consiste na sua combinação com o método de CV tensão constante. Quando a radiação incidente for inferior a 30% da radiação nominal o sistema é controlado por este segundo algoritmo. A aplicação deste método requer a leitura da irradiação incidente com os custos inerentes.

Testes realizados sobre o rendimento de diversos algoritmos em diferentes situações atmosféricas demonstram que existe pouca diferença entre o método P&O e IC apontando para valores de rendimento de 97.82 % e 97.42 % respectivamente. Por contraste os valores para o controlo feito com o método CV não vão além de 90.98 %, (Hohm, 2003).

A implementação do algoritmo IC é mais dispendiosa que o P&O, especialmente se for escolhido uma variação do mesmo. Esta situação junto com os valores de rendimento registados para P&O explica a razão pela qual este é o método mais difundido para o seguimento MPPT.

2.6.6 OUTROS ALGORITMOS

Os métodos referidos atrás são os mais comuns, no entanto existem alguns outros que ocasionalmente se encontram e que merecem referência.

TENSÃO EM ABERTO (OV – OPEN VOLTAGE)

O funcionamento de um seguidor de tensão em circuito aberto (OV) é muito semelhante à do sistema de seguimento da corrente de curto-circuito, sendo este aplicado à tensão.

A tensão em MPP tem uma relação próxima (em %) da tensão em circuito aberto (V_{ca}), sendo que variações na temperatura e radiação modificam este valor numa janela de 2%. De um modo geral é utilizado o valor de 76% de tensão V_{ca} para o valor de V_{MPP} .

De modo análogo a SC, OV requer que o painel seja desligado do conversor de modo a medir a tensão em aberto, com os inconvenientes que tal acarreta.

MEDICÃO DA TEMPERATURA

A tensão em vazio da célula solar varia principalmente com a temperatura à qual se encontra. Obtendo os valores da temperatura da célula, tensão do painel e/ou radiação incidente é possível através da aplicação da formula específica encontrar o ponto de funcionamento MPP do painel.

CÉLULA PILOTO

No método de seguimento da célula piloto é utilizada uma célula com as mesmas características das presentes nos módulos do painel. Esta encontra-se posicionada junto com o painel de modo a estar sujeita às mesmas condições de radiação e temperatura.

Um algoritmo de OV ou SC é primeiramente aplicado sobre a célula piloto, quando o ponto MPP da célula é encontrado os resultados são aplicados no painel. Este método elimina as perdas provocadas por estes métodos para medir I_{sc} e V_{ca} . Por outro lado a célula utilizada tem de ser seleccionada cuidadosamente para que possa reflectir correctamente o comportamento do painel. A célula piloto devido à sua localização pode não estar nas mesmas condições gerais que o resto do painel (sujidade, sombra), o que pode levar a um MPP errado.

3 DIMENSIONAMENTO DE UM SISTEMA PV

Neste capítulo é abordada a modelação de um sistema fotovoltaico. Partindo das equações de **Quaschnig** para os módulos PV, apresentadas no capítulo 2.4 é estudada a ligação em série destes módulos e feita a simulação do painel PV resultante. Seguidamente é dimensionamento um conversor DC-DC tipo Flyback para o mesmo ser utilizado com este painel.

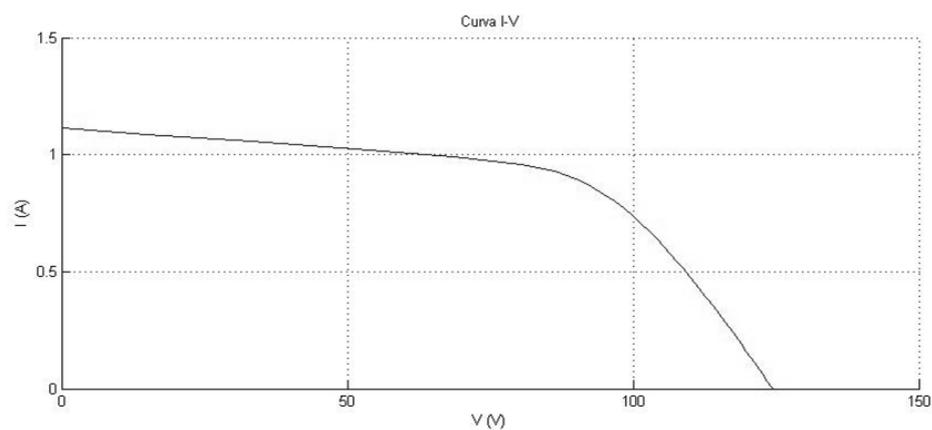
3.1 PAINEL PV

Para dimensionar um sistema fotovoltaico começa-se pelas características dos painéis que se escolheram, neste caso, estes eram do modelo *BS – 40* da *Bangkok Solar*. Quando o dimensionamento deste sistema PV foi iniciado existiam 2 módulos nos laboratórios. As suas características constam da tabela 3.1.

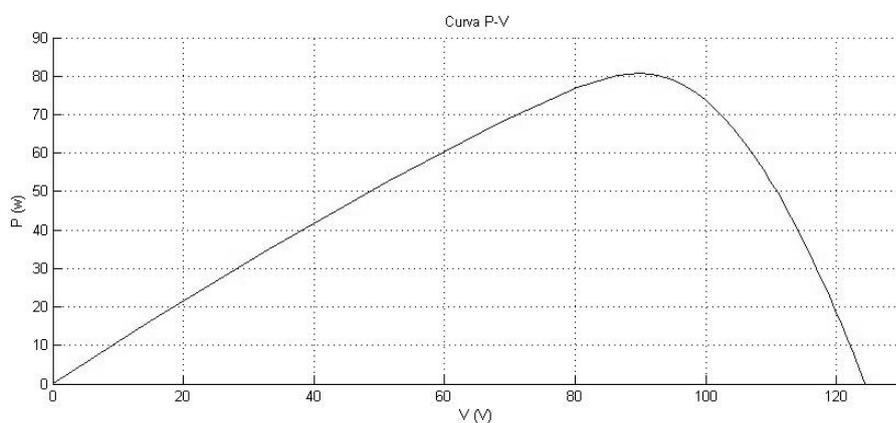
Utilizando como base, um simulador construído em *Mathlab* para módulos PV e recorrendo quando necessário aos modelos matemáticos programados numa folha de cálculo, obteve-se o comportamento aproximado dos módulos em distintas situações de funcionamento. Os gráficos das figuras 3.1 e 3.2 mostram o comportamento estimado de dois módulos ligados em série em condições STC (1000 W a 25° C), na figura 6.3 é mostrado a curva P – V para uma ligação de 9 módulos em série. Confrontando os valores das ilustrações com os dados do fabricante, verifica-se que o modelo tem um comportamento dentro do esperado.

3.1: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DOS PAINÉIS SOLARES UTILIZADOS.

Bangkok Solar – BS 40	
Material	a-Si (Silício Amorfo)
P_{max} (W_p)	40
V_{MPP} (V)	44.8
I_{MPP} (A)	0.90
V_{ca} (V)	62.2
I_{cc} (A)	1.16
Dimensões (mm x mm)	635 x 1245
Área (m²)	0.8
Peso (kg)	13.5
Fusível de protecção série (A)	4
Díodo By-pass	3 A, 800 V
Tensão Máxima Admissível em funcionamento (painel) (V)	600
Condutores Eléctricos – Secção (mm²)	1.5



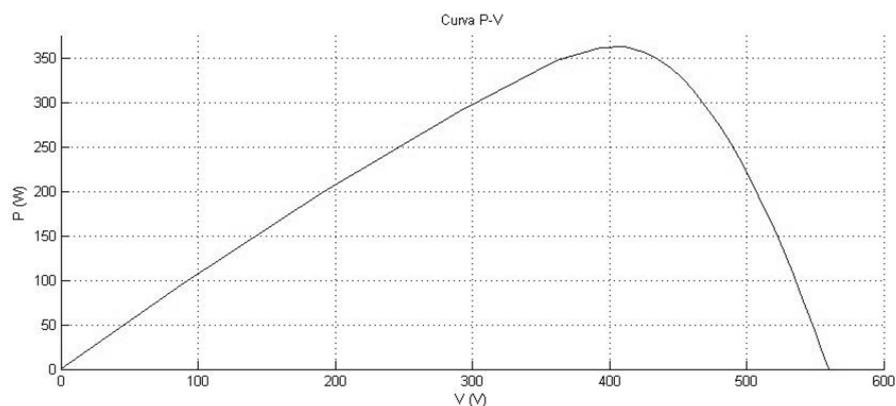
3.1: CURVA I-V DE DOIS MÓDULOS PV LIGADOS EM SÉRIE EM CONDIÇÕES STC (1000 W, 25°C).



3.2: CURVA P – V DE DOIS MÓDULOS PV EM SÉRIE EM CONDIÇÕES STC.

Tomando os valores da tabela 3.1, verifica-se que este tipo de módulos permite uma associação em série de até 600 V, daqui resulta uma capacidade máxima de produção de 360 W correspondente a 9 módulos em série.

A utilização de 10 módulos iria colocar a tensão em circuito aberto em 622 V (400 W), esta situação poderia por em risco a integridade dos módulos, visto que os valores são dados para condições STC. A irradiação solar em Portugal ultrapassa frequentemente esse valor.



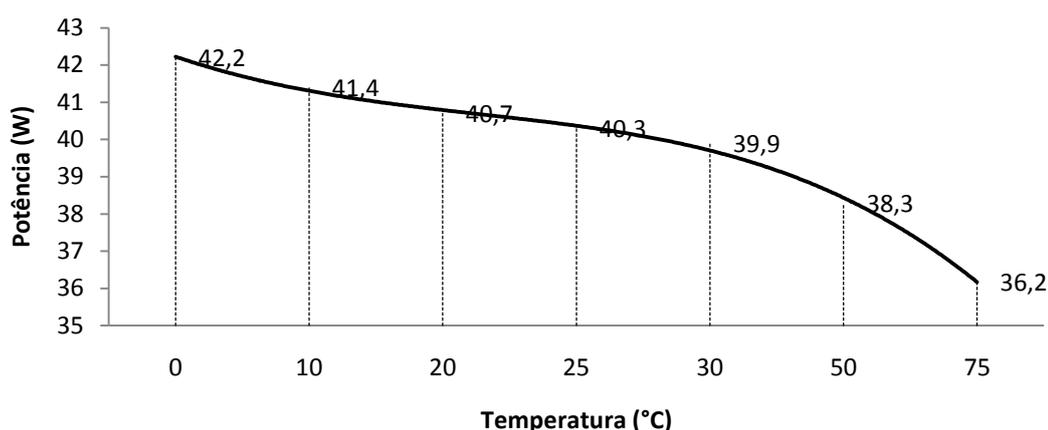
3.3: CURVA P – V PARA 9 MÓDULOS EM SÉRIE EM STC.

Conhecendo as características dos módulos e aplicando as equações 20 e 22 da secção 2.2.1 consegue-se obter o comportamento aproximado do módulo para as diversas condições de temperatura e radiação. A tabela 3.2 mostra os valores obtidos para a temperatura de 25° C para diversos valores de radiação. Esta tabela permite estimar os valores de funcionamento pretendidos para dimensionamento do conversor DC – DC.

3.2: CARACTERÍSTICAS DE UM MÓDULO BS – 40 A 25° C.

Radiação (W/m ²)	Tensão (V)	Corrente (A)	Potência (W)
200	34,4	0,2	6,2
400	38,9	0,4	14,0
600	41,5	0,5	22,4
800	43,4	0,7	31,2
1000	44,8	0,9	40,3
1200	46,0	1,1	49,7
1400	47,0	1,3	59,2
1600	47,8	1,4	68,9
1800	48,6	1,6	78,8
2000	49,3	1,8	88,7

A figura 3.4 ilustra o comportamento esperado de um módulo PV com irradiação constante e temperatura da célula PV variável.



3.4: CURVA DE POTÊNCIA – TEMPERATURA EM RADIAÇÃO STC, (1000 W), DE UM MÓDULO BS-40.

A simulação do funcionamento dos módulos permite obter alguns dados interessantes para a determinação dos parâmetros operacionais do sistema. A tensão mínima produzida por um módulo é de cerca de 30 V_{DC} (a 75° C com 200 W de irradiação), analogamente o valor máximo de 53 V_{DC} ocorre a 0° C com 2000 W de irradiação solar.

Em condições normais estas situações dificilmente poderiam acontecer, no entanto aplicando estes valores a 2 módulos obtêm-se o regime operacional do conversor DC, (60 a 106 V_{DC}).

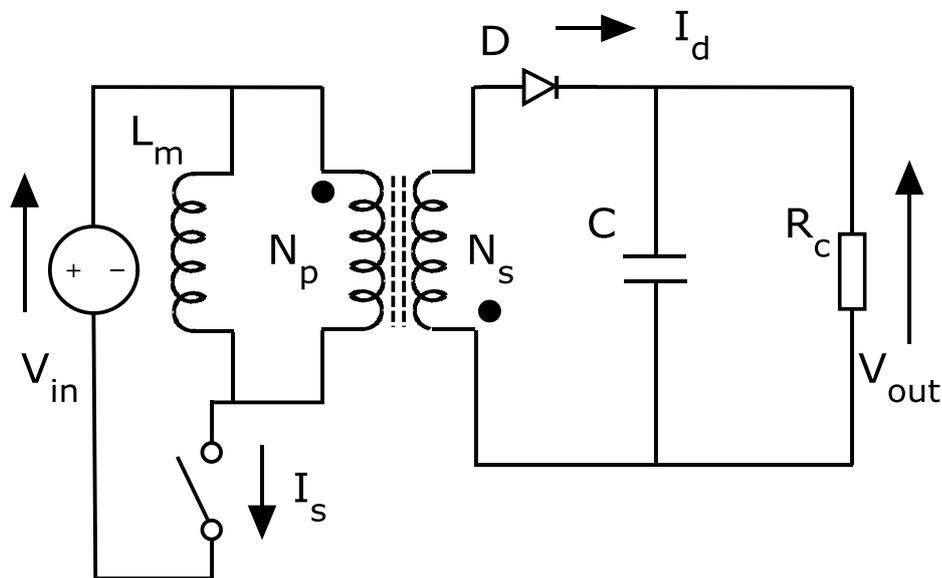
A tabela 3.3 mostra os valores de tensão, corrente e potência no ponto de potência máxima do painel em condições STC.

3.3: ASSOCIAÇÃO SÉRIE DE MÓDULOS.

Módulos	2	9
V_{MPP} (V)	89.6	403.2
I_{MPP} (A)	0.9	0.9
P_{max} (W _p)	80.6	362.9

3.2 CONVERSOR DC – DC

A figura 3.5 mostra a topologia Flyback pela qual se optou. Este esquema inclui uma bobine em paralelo com o transformador que representa o valor de indutância de magnetização.



3.5: TOPOLOGIA FLYBACK A PROJECTAR.

Num primeiro passo escolhem-se as especificações que se desejam para o conversor. Como foi referido em 2.5.1 e tendo em conta a tensão de funcionamento do painel PV é indispensável existir isolamento galvânico ($V_{in} > 45 V_{DC}$), por isso a topologia escolhida terá de ter um transformador, (ferrite).

Existe todo o interesse em que a saída do conversor DC – DC seja um valor de tensão tal que este torne mais simples o controlo do inversor DC – AC que terá de ser aplicado entre o conversor e a linha de distribuição local. Alternativamente pode ser interessante disponibilizar alguns outros valores de tensão DC, como sejam $\pm 12 V_{DC}$ ou $\pm 5 V_{DC}$, isto para carga de baterias ou para alimentar alguns equipamentos que funcionem em DC.

Se for tomado como ponto de partida um painel formado por dois módulos BS – 40, têm de se seleccionar uma topologia tipo *boost*. Ora não existem comercialmente topologias isoladas tipo *boost*, de um modo geral é dada preferência a conversores tipo *buck-boost* por suportarem uma gama mais alargada de tensões de funcionamento. O mais comum destes conversores é o conversor Flyback, sendo que também já se encontram alguns conversores tipo SEPIC (*Single-Ended Primary Inductance Converter*), o problema destas topologias encontra-se no valor elevado de corrente que o interruptor tem de suportar.

3.2.1 DIMENSIONAMENTO

Começando por considerar um valor de rendimento típico de 75 %, parte-se para a obtenção dos parâmetros do conversor, assim tem-se:

$$\eta = 0.75 \text{ (valor típico).}$$

Este valor de rendimento leva aos seguintes valores de tensão, corrente e potência de saída:

$$P_{out} = P_{in} \times \eta = 80.6 \times 0.75 = 60.5 \quad (\text{W})$$

$$V_{out} = 400 \quad (V_{DC})$$

$$I_{out} = \frac{P_{out}}{V_{out}} = 0.15 \quad (\text{A})$$

Dos valores obtidos através da simulação dos módulos solares especificam-se os valores de tensão de funcionamento para o conversor:

$$V_{in}: \quad 60 \text{ a } 106 V_{DC} \text{ regime operacional.}$$

$$89 V_{DC} \text{ em funcionamento nominal.}$$

$$I_{in(nom)} = \frac{P_{in}}{V_{in}} = 0.9 \quad (\text{A})$$

$$I_{in(max)} = \frac{P_{in}}{V_{in(min)}} = 1.34 \quad (\text{A})$$

Para um conversor deste tipo a corrente de pico sentida pelo interruptor é dada por I_{pico} , sendo que o valor de K varia de acordo com a topologia. Este valor é de $K = 5.5$ para a topologia Flyback.

$$I_{pico} = \frac{K \times P_{out}}{V_{in(min)}} = 5.5 \cong 6 \quad (\text{A})$$

Arbitrou-se uma frequência de trabalho de 50 kHz. Sendo um valor é bastante comum esta frequência não impõe um esforço demasiado grande sobre a maioria dos materiais dos transformadores utilizados nesta topologia.

$$f = 50 \text{ kHz} \Rightarrow T = 20 \mu\text{s}$$

O valor do *Duty Cycle* é obtido resolvendo a equação 44 com os valores de tensão de entrada e saídas escolhidos. Nos cálculos optou-se por desprezar a queda de tensão no diodo de saída, visto $V_d \ll V_{in}$.

$$\frac{V_{out}}{V_{in}} = \frac{\delta}{(1-\delta)n}$$

Na tabela 3.4 são apresentados os valores de *Duty Cycle* calculados para várias relações de transformação (n).

3.4: VALORES DE DUTY CYCLE PARA VÁRIAS RELAÇÕES DE TRANSFORMAÇÃO (N).

n	1	2	4	6	8
$\delta_{m\acute{a}x.}$	0,87	0,77	0,63	0,53	0,45
$\delta_{nom.}$	0,82	0,69	0,53	0,43	0,36
$\delta_{m\grave{a}n.}$	0,79	0,65	0,49	0,39	0,32

De modo a colocar o *Duty Cycle* dentro de valores aceitáveis que não sobrecarregassem o interruptor optou-se por uma relação de transformação $n = 4$, utilizaram-se os valores de δ de 0.49, 0.53 e 0.63 , para as condições de *Duty Cycle* mínima, nominal e máxima, respectivamente.

O modo de funcionamento contínuo/ lacunar é controlado pelo valor de indutância crítico, L_m , da equação 46, sendo o valor da resistência de carga calculado através da potência de saída do conversor.

$$L_m = \frac{n^2(1-\delta)^2}{2f} R_c \quad (H)$$

$$P_{out} = R_c I_{out}^2 \Rightarrow R_c = \frac{P_{out}}{I_{out}^2} = 2689 \Omega \cong 2.7 \text{ k}\Omega$$

A tabela 3.5 mostra os valores de indutância críticos que controlam a passagem entre o modo de condução contínua ou funcionamento lacunar. Estes valores foram calculados com os valores de δ anteriormente escolhidos.

3.5: VALORES DE L_m PARA VARIAS RELAÇÕES DE TRANSFORMAÇÃO.

N	1	2	4	6	8
$L_m(\delta_{m\acute{a}x.})$	1,70E-07	2,13E-06	2,25E-05	8,08E-05	1,90E-04
$L_m(\delta_{nom.})$	3,31E-07	3,79E-06	3,55E-05	1,18E-04	2,62E-04
$L_m(\delta_{m\grave{a}n.})$	4,39E-07	4,80E-06	4,24E-05	1,36E-04	2,95E-04

Para uma relação de transformação 4 os valores de L_m variam de 2.25×10^{-5} a 4.24×10^{-5} H. De modo a garantir o correcto funcionamento dentro dos parâmetros, optou-se por arbitrar um valor de indutância algo mais elevado que o valor obtido no cálculo, foi-lhe atribuído o valor de $L_m = 60 \mu\text{H}$.

A capacidade mínima para o condensador de saída é dada pela fórmula 47, neste caso considerou-se como aceitável uma oscilação de 10 % na saída, o que equivale a um tremor na saída de ± 40 V:

$$C_{min} = \frac{\delta \cdot V_o}{f R_c \cdot V_{ripple}} \quad (F)$$

Na tabela 3.6 são apresentados os valores mínimos para o condensador de saída com diversas relações de transformação nos valores de δ anteriormente escolhidos.

3.6: VALORES DE C_{MIN} PARA DIVERSAS RELAÇÕES DE TRANSFORMAÇÃO.

n	1	2	4	6	8
min.	6,57E-08	5,81E-08	4,72E-08	3,97E-08	3,43E-08
nom.	6,18E-08	5,22E-08	3,99E-08	3,23E-08	2,72E-08
máx.	5,97E-08	4,93E-08	3,67E-08	2,92E-08	2,42E-08

Do mesmo modo que ocorreu para o cálculo de L_m , escolheu-se valor para o condensador acima do mínimo necessário para garantir o resultado desejado; assim fez-se $C = 1 \mu\text{F}$.

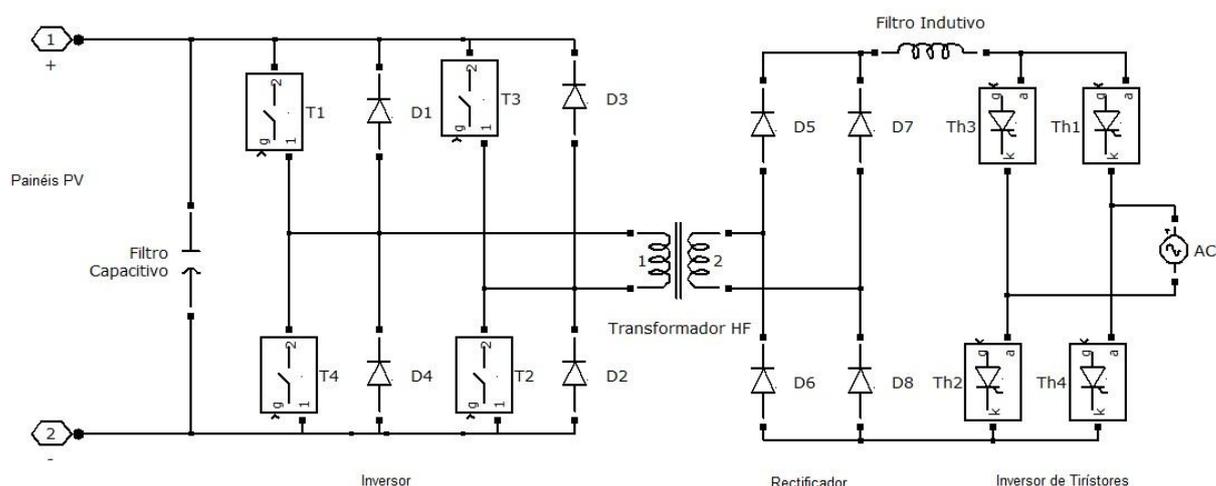
4 SIMULADOR DE UM SISTEMA PV

De modo a validar o sistema dimensionado no capítulo anterior foi elaborado um simulador que permitisse estudar o comportamento dos diversos componentes envolvidos no sistema.

Utilizando ferramentas computacionais matemáticas, é possível modelar e visualizar (através de gráficos) com alguma facilidade o comportamento instantâneo isolado de cada componente. O mesmo já não é aplicável quando pretende obter a resposta dinâmica de todos os componentes do sistema em condições variáveis de temperatura, irradiação. Uma folha de cálculo, por exemplo, não permite alterar com facilidade o número de módulos ligados, testar diferentes tipos de conversores e inversores, assim como estudar a resposta a diferentes tipos de algoritmos de seguimento.

Optou-se por construir um simulador tão modular quanto possível no qual existisse a possibilidade de trocar qualquer um dos componentes envolvidos sem se afectar o funcionamento do sistema.

A figura 4.1 mostra um sistema fotovoltaico típico com inversor que poderia ser implementado no simulador.



4.1: SISTEMA PV TÍPICO COM INVERSOR DE TRANSFORMADOR DE ALTA FREQUÊNCIA.

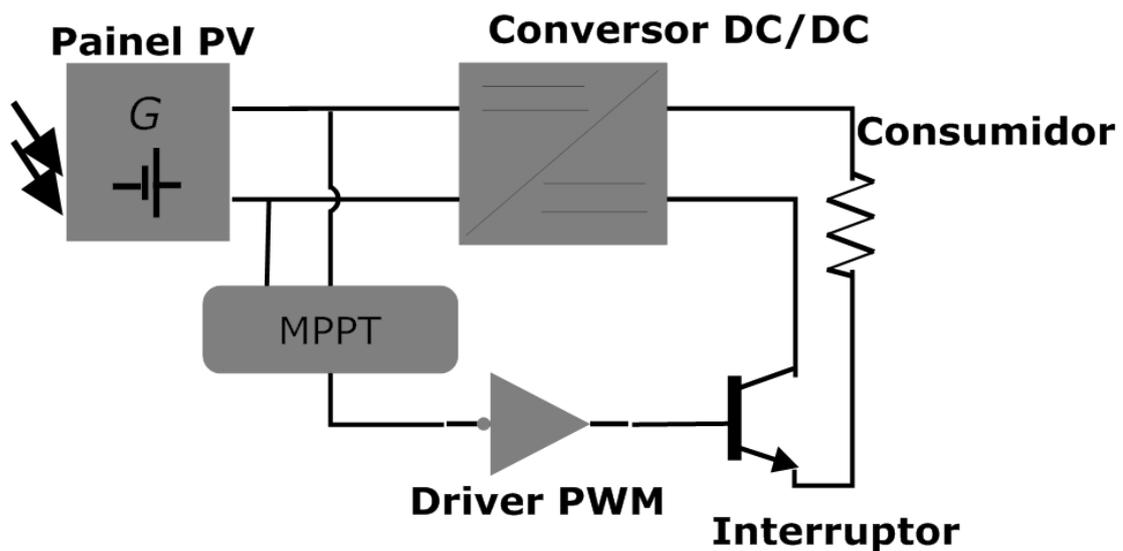
4.1 SISTEMA PV MODELADO

Com o intuito de produzir um simulador relativamente acessível a qualquer utilizador e que não exige-se profundos conhecimentos de programação, optou-se por utilizar a ferramenta *Simulink* presente no *MatLab*. Esta ferramenta conta com uma abundante biblioteca de electrónica de potência (*SimPowerSystems*), esta biblioteca facilitou a modelação dos diversos componentes e a verificação da sua resposta em diversas situações.

A utilização do *Simulink* pelo utilizador é feita de modo gráfico, através de objectos, o que permite uma aprendizagem relativamente expedita do sistema. No entanto existem algumas situações que exigem um cuidado especial, como seja a interligação entre as diversas bibliotecas que compõem o *Simulink*.

De um modo geral os blocos modelados na biblioteca principal têm um sinal de saída interpretado como lógica TTL, estes permitem actuar directamente ou com pouca manipulação em sinais de controlo de transístores e actuadores. Por outro lado se o objectivo do utilizador for o de modelar valores de tensão ou corrente variáveis e interpretáveis pela biblioteca *SimPowerSystems* torna-se necessária a utilização de blocos de geração de sinais de tensão e corrente.

Na figura 4.2 estão ilustrados os principais componentes que constituem o simulador implementado. O painel PV corresponde a um módulo que pode ser ligado de modo a formar painéis, este é configurável de modo a reflectir diferentes tipos de tecnologias. O driver PWM é utilizado para modular o sinal de correção proveniente do seguidor MPPT que vai comandar o integrado que controla o consumo da corrente fornecida pelo conversor DC – DC.



4.2: COMPONENTES PRINCIPAIS DO SIMULADOR.

4.1.1 PARÂMETROS DE SIMULAÇÃO

O *Simulink* funciona aplicando métodos de equações diferenciais nos modelos criados para obter a sua resposta no tempo.

O tipo de algoritmo de cálculo (*solver*), a base de tempo e o tamanho/tipo do seu passo (fixo ou variável) aplicados mostraram ter um impacto significativo, não só nos resultados observados como também no tempo que de simulação.

Esta situação tornava-se mais notória com a aplicação de componentes passivos, (bobines e condensadores) de pequenas dimensões.

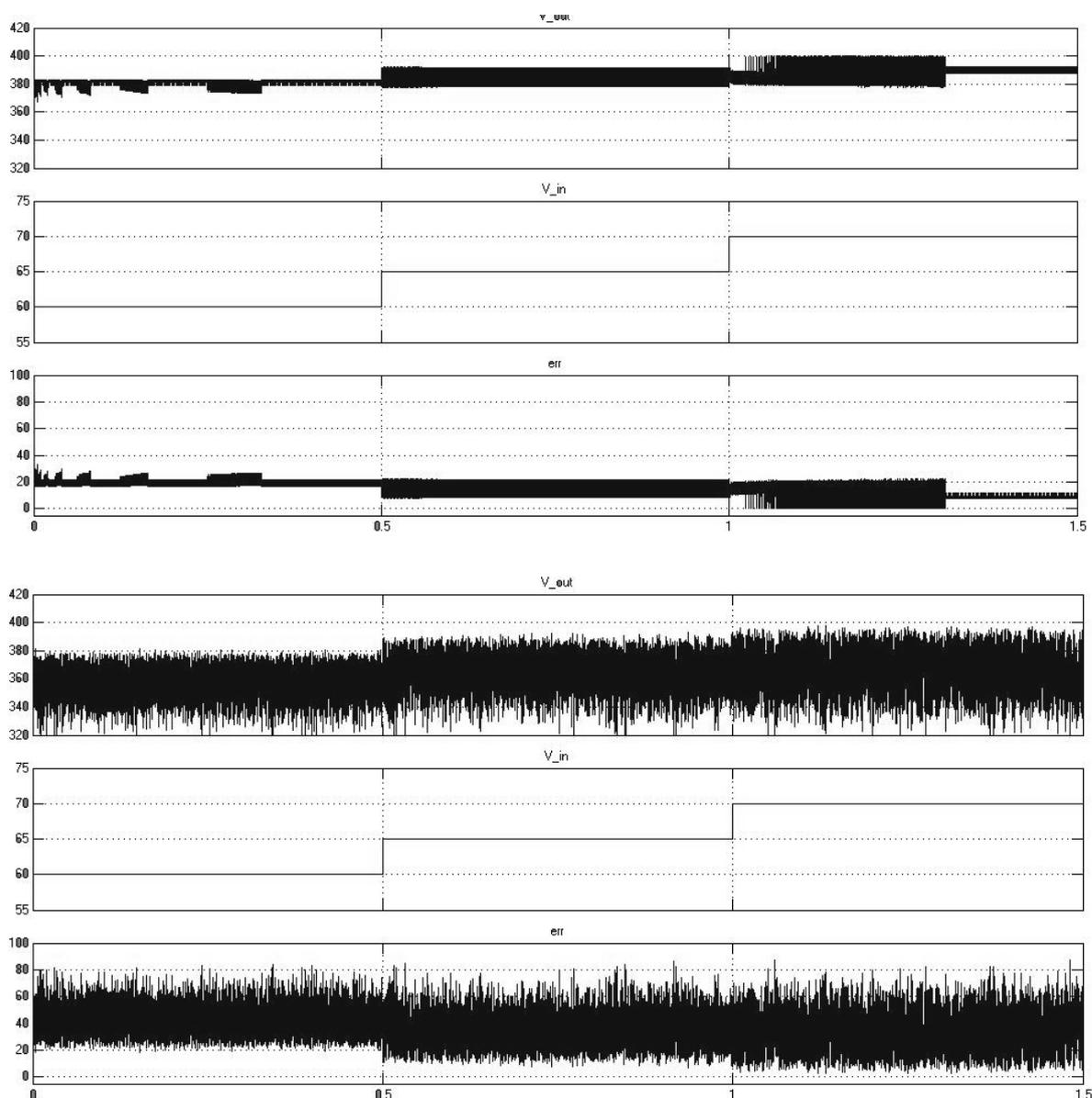
4.1: PARÂMETROS DE SIMULAÇÃO.

Solver	Base de Tempo	Passo de cálculo
Ode3	$10E^{-6}$	Fixo
Ode23	$10E^{-4}$ ($10E^{-6}$ no arranque)	Variável

O resultado mais satisfatório foi obtido como os parâmetros da primeira linha da tabela 4.1, os resultados comparativos podem ser vistos na figura 4.3, ambas as imagens encontram-se na mesma escala e podemos observar uma diferença muito significativa entre o erro utilizado para o controle do conversor CC, em ambas as simulações, ao utilizar um passo fixo com uma ordem de grandeza capaz de acomodar a frequência fundamental do sistema (50 kHz) o transformador consegue produzir uma tensão de saída dentro dos parâmetros especificados, 400 V ($\pm 10\%$) sem demasiadas oscilações, o mesmo já não se verifica para a simulação efectuada com o método **ode23**.

É de notar que o segundo método é o que foi recomendado pelo software para a simulação deste circuito.

Foi realizada uma primeira simulação com os parâmetros da primeira linha da tabela 4.1, sendo que sempre que possível, foram contrastados os resultados desta simulação com os obtidos através de outros parâmetros, quando foi julgado significativo este resultado foi incluído no texto.



4.3: SAÍDA DO TRANSFORMADOR, COM CARGA APLICADA; ODE 3 (CIMA), ODE 23 (BAIXO); NOTE-SE A DIFERENÇA NO ERRO E RESPECTIVO EFEITO NA SAÍDA.

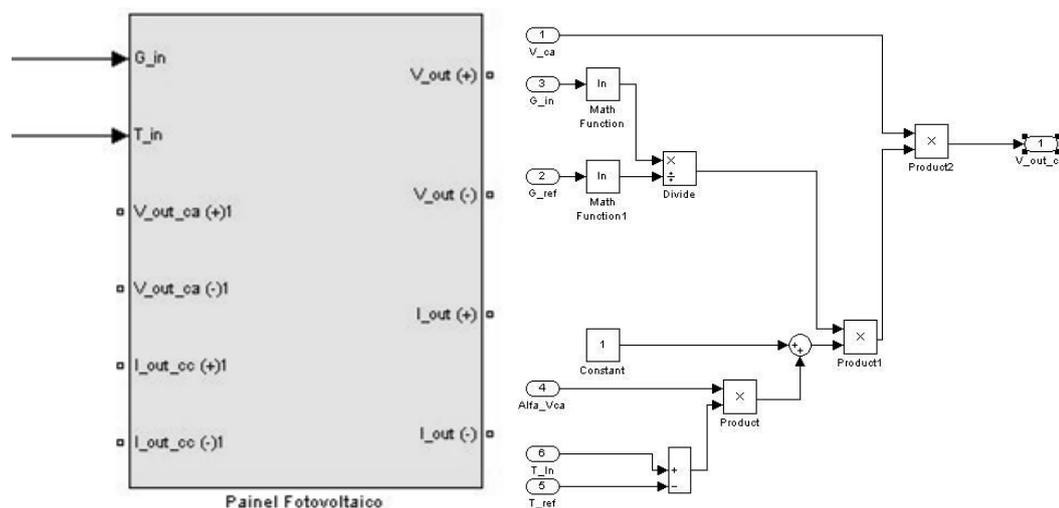
4.1.2 MÓDULO FOTOVOLTAICO

O módulo fotovoltaico foi construído de modo a ser facilmente modificado para corresponder a qualquer modelo de interesse. Os dados técnicos do painel (V_{ca} , I_{cc} , P_{max} , etc.) podem ser alterados pelo utilizador e o seu comportamento controlado através das equações 20 a 22.

As entradas do painel são: a radiação e temperatura da célula, estas duas grandezas não necessitam de ser constantes durante o tempo de simulação e podem ser dadas como um vector de valores variável no tempo. Isto permite analisar a resposta do circuito de seguimento de potência máxima bem como do conversor DC – DC em condições de entrada variáveis.

Como saída o painel tem uma tensão DC variável, foram também modeladas a saída de corrente em funcionamento normal, a saída de corrente em curto-circuito, I_{cc} , e a saída de tensão em circuito aberto, V_{ca} . Estes valores permitem contrastar rapidamente o comportamento do módulo fotovoltaico com os valores dados pelo fabricante.

A figura 4.4 mostra o modelo construído para um módulo PV (esquerda), e ainda como o pormenor do algoritmo modelado para o cálculo do valor da tensão em circuito aberto (direita).



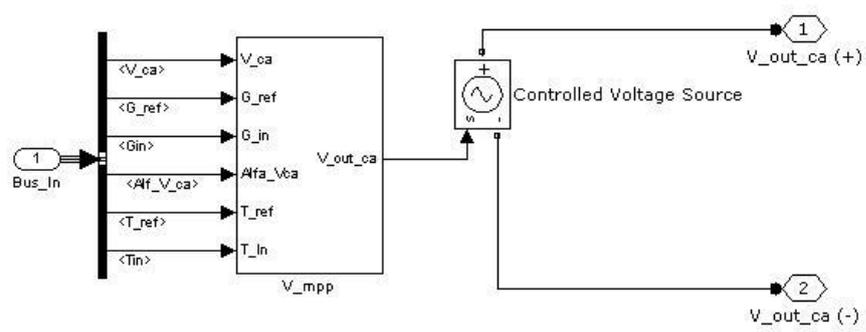
4.4: MODELO DO MÓDULO PV, (ESQUERDA), PORMENOR DAS FUNÇÕES PARA O CÁLCULO DE V_{ca} .

A utilização de um modelo de painel básico, reconfigurável permite a sua associação em série/paralelo com relativa facilidade. Esta opção permite simular qualquer tipo de sistema PV que se deseje estudar.

Não foi incluído no simulador o diódo *Bypass*, cabe ao utilizador certificar-se que o sistema se encontra dentro das condições nominais de funcionamento. A modelação deste diódo não é demasiado complexa, mas exige a inclusão de um número extenso de componentes no modelo do painel PV, o que vai tornar a simulação mais “pesada”.

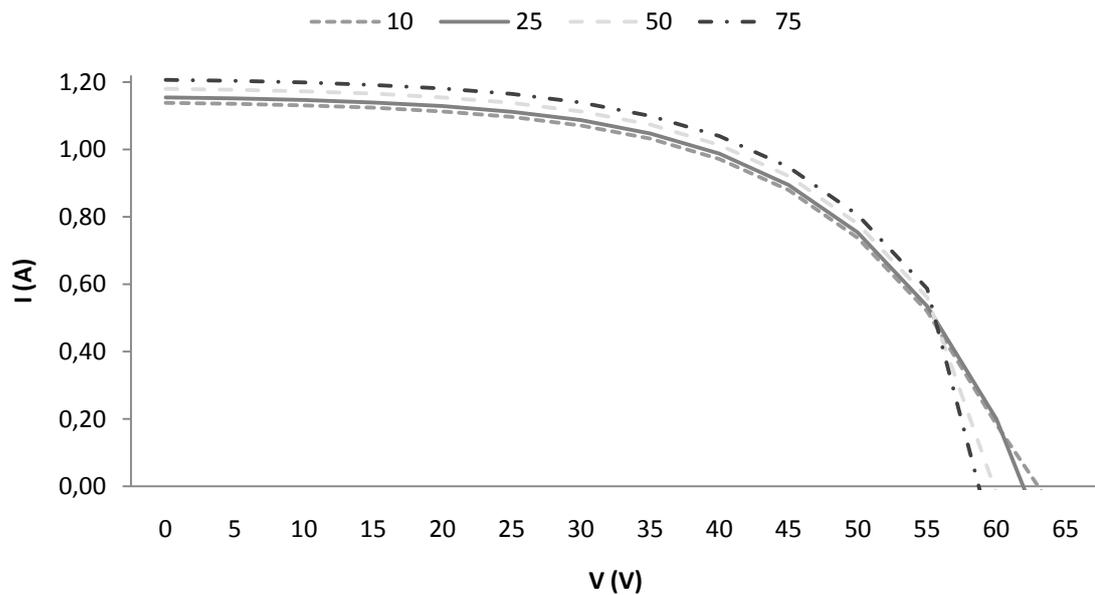
Uma solução mais eficiente para contornar esta limitação é a inclusão do diódo fora do modelo quando se julgue necessário.

Na figura 4.5 é mostrado o modelo implementado no *Simulink* para a passagem do valor obtido para a tensão em circuito aberto através de um algoritmo para um valor interpretável pela biblioteca *SimPowerSystems*.



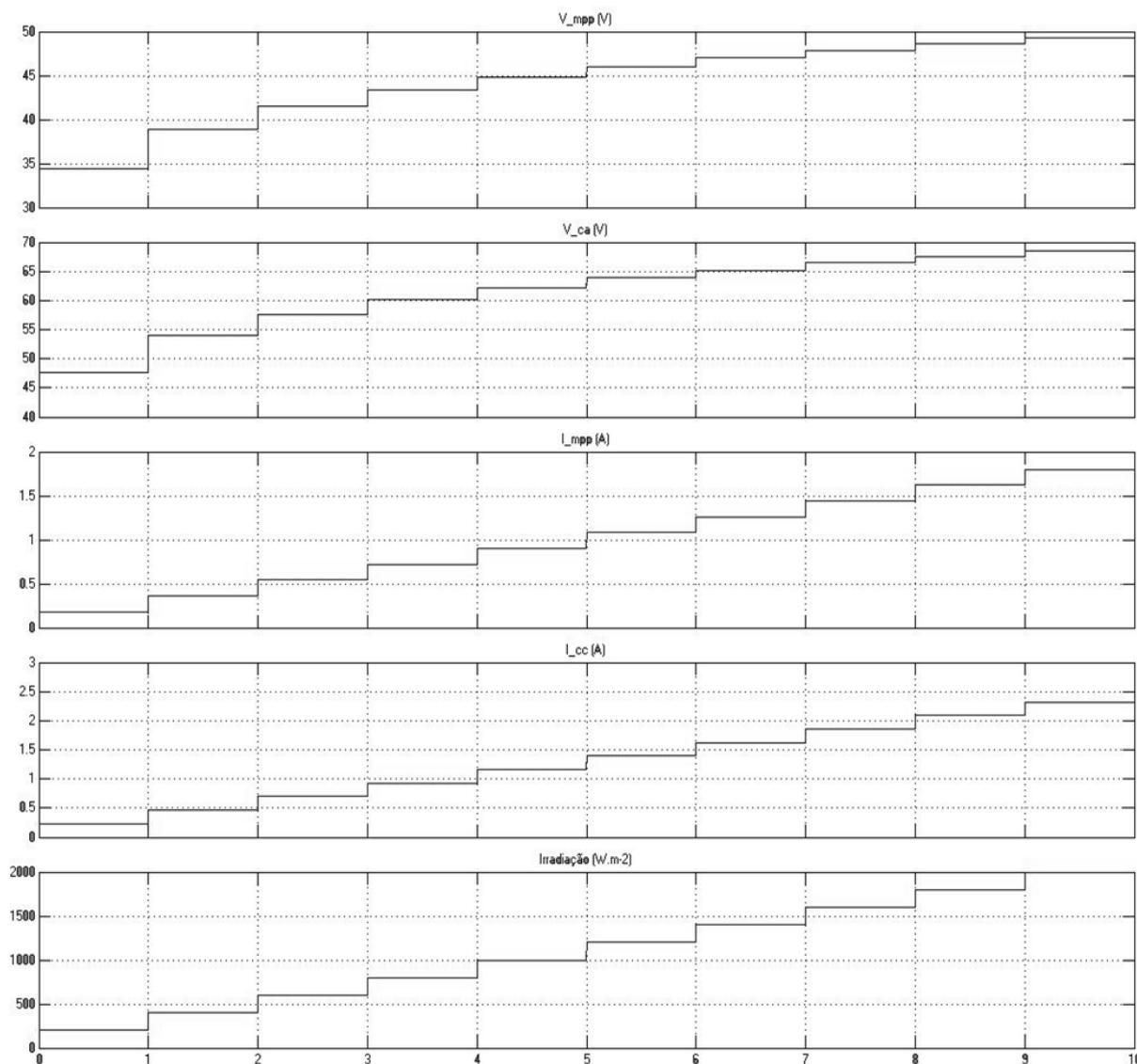
4.5: PORMENOR DO MÓDULO SOLAR, SAÍDAS DE TENSÃO - CORRENTE (CIMA) E MODELAÇÃO DE TENSÃO (BAIXO).

A figura 4.6 apresenta os resultados obtidos da simulação de um módulo BS – 40 a diferentes temperaturas em condições de irradiação STC.



4.6: COMPORTAMENTO SIMULADO DO PAINEL BS – 40 A VÁRIAS TEMPERATURAS DE CÉLULA EM CONDIÇÕES STC.

Na figura 4.7 é mostrada a resposta do módulo BS – 40 simulado, com condições de irradiação variável a uma temperatura da célula constante. São mostrados os valores de tensão em circuito aberto, tensão em MPP, corrente em curto – circuito e corrente em MPP.

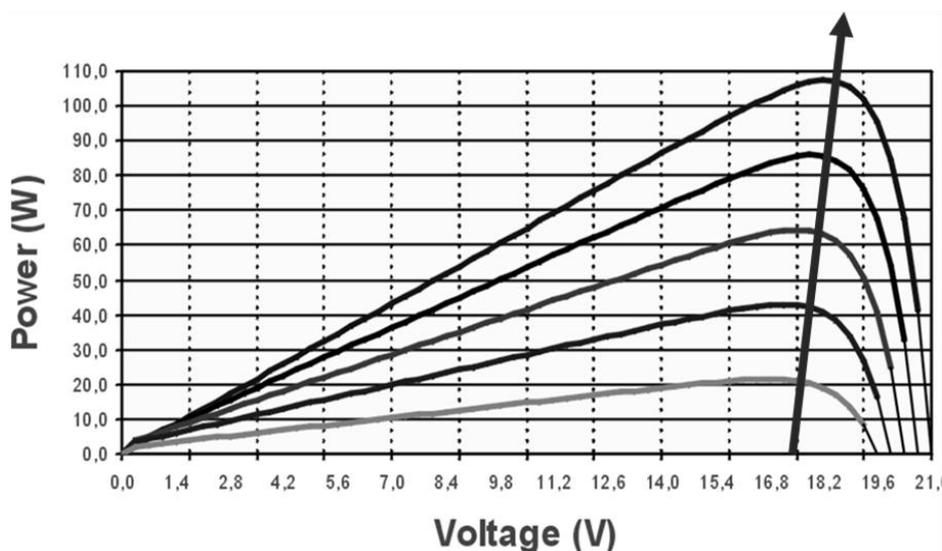


4.7: SAÍDA DE TENSÃO E CORRENTE DO SIMULADOR.

A demonstração da utilidade do simulador construído ficou provada na situação que seguidamente é descrita.

No laboratório de alta – tensão do DEE foram montados três inversores SWEA UWT-I-250. Estes foram ligados respectivamente, dois módulos SWEA SWL 130 de 130 W ligados em paralelo; dois módulos BS – 40 ligados em paralelo e 3 módulos BS – 40 ligados em paralelo.

Os inversores funcionaram com o valor de tensão de funcionamento inicial do painel e com o declive de uma recta imaginária de potência que corresponde ao ganho de tensão por ampere (V/A). Este algoritmo de passo fixo é conhecido como recta de potência e o seu esquema de funcionamento pode ser observado na figura 4.8.



4.8: ESQUEMA DE FUNCIONAMENTO DA RECTA DE POTÊNCIA.

Estes valores são programados directamente nos inversores através de uma ligação HyperTerminal RS-232.

Na figura 4.9 esta ilustrada a montagem dos inversores no laboratório.



4.9: MONTAGEM DOS INVERSORES UWT-I-250 NO LABORATÓRIO DE ALTA TENSÃO DO DEE/FCT.

Para os módulos SWL, não existiram problemas de funcionamento com os dados fornecidos pelo vendedor. O mesmo não se pode dizer para os módulos BS-40, com os quais os inversores aparentavam não funcionar.

Recorrendo ao simulador e adaptando-o para o tipo de ligações dos módulos, calcularam-se os valores de tensão inicial e declive.

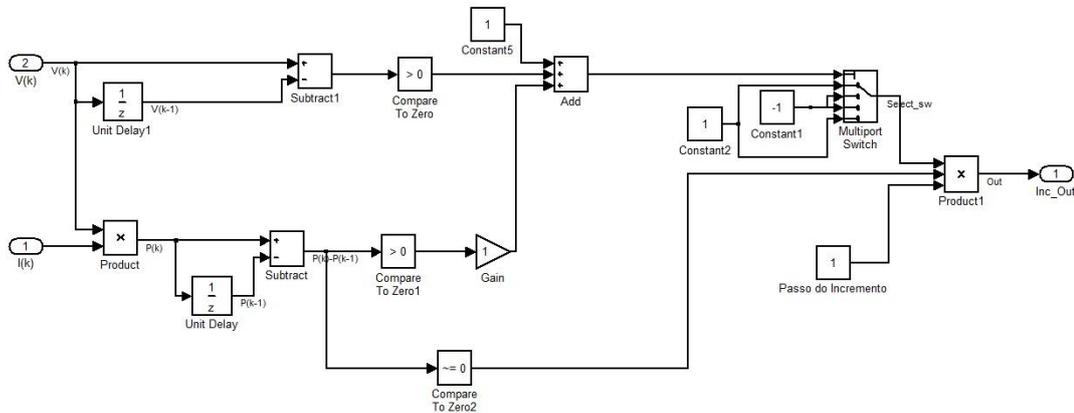
Estes valores foram de 34.5 V como tensão inicial para ambos os painéis com um declive de 3.8 V/A e 5.4 V/A para a ligação de 3 e 2 módulos respectivamente.

Com estes novos valores programados nos inversores todos eles funcionaram normalmente.

4.1.3 ALGORITMO MPPT

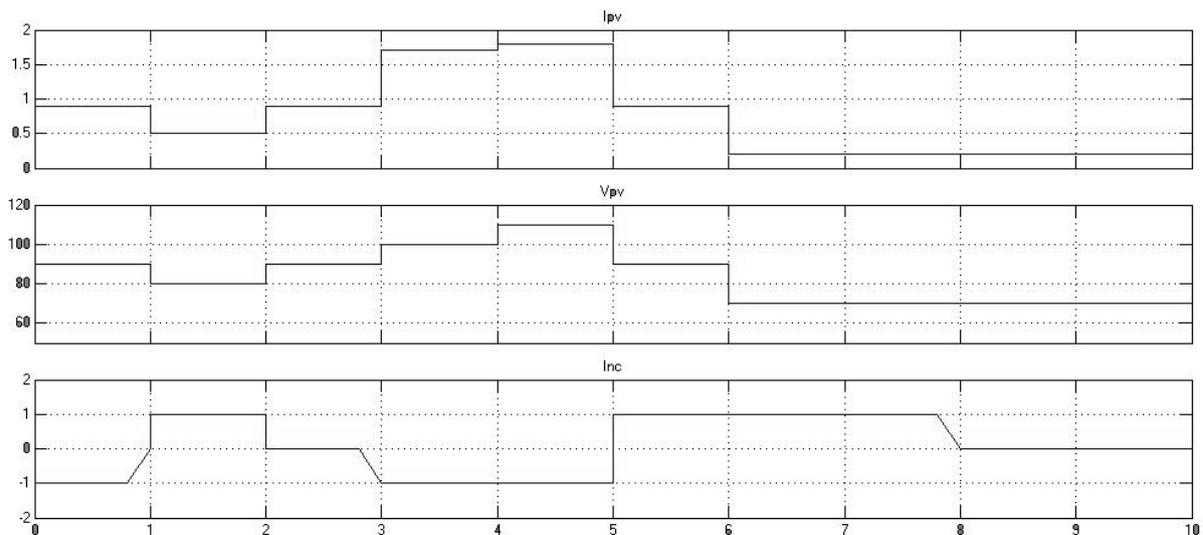
O primeiro algoritmo modelado foi o P&O descrito em 2.6.4, como foi referido é esperado que a perturbação da tensão/corrente provoque uma alteração do *Duty Cycle*, com este a variar sempre em torno do MPP do módulo solar.

A figura 4.10 mostra o algoritmo P&O implementado no simulador.



4.10: MODELO P&O IMPLEMENTADO EM MATLAB.

A saída do seguidor MPP vai corresponder a um sinal de incremento, (± 1), que posteriormente vai ser modulado através de um sistema PWM que actuará sobre um transistor que controla uma carga consumidora ligada ao conversor DC – DC. O sinal de controlo do algoritmo para o binómio de tensão – corrente lida esta ilustrado na figura 4.11.

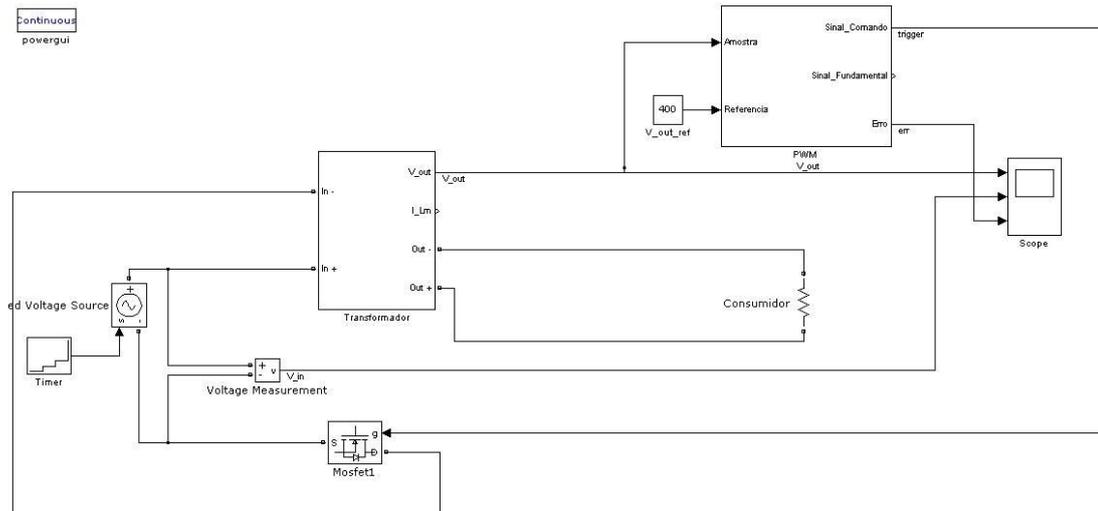


4.11: SINAL DE SAÍDA DO SEGUIDOR MPP, (INC), PARA VALORES DE TENSÃO/CORRENTE VARIÁVEIS.

4.1.4 CONVERSOR FLYBACK DC – DC

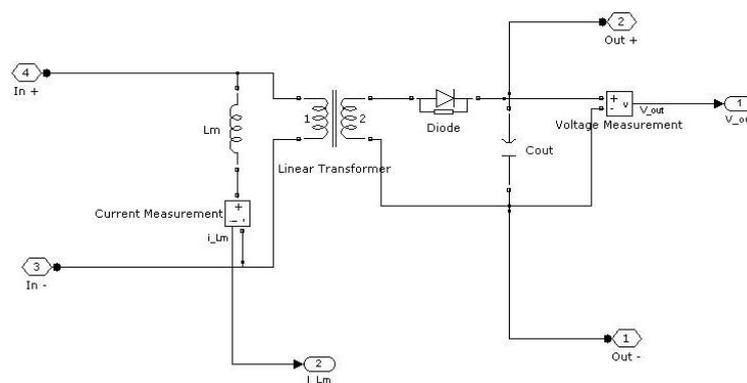
O conversor flyback foi modelado com os valores calculados em 0, tendo sido testado com diversas tensões de entrada; a carga (consumidor) tem o valor R_c calculado.

A figura 4.12 mostra o modelo que foi implementado para o conversor flyback. Inicialmente e para testes este conversor é alimentado por uma fonte de tensão variável, esta fonte foi posteriormente substituída pelo módulo PV.



4.12: MODELO DA TOPOLOGIA FLYBACK IMPLEMENTADA.

Na figura 4.13 são mostrados os detalhes do bloco do transformador da figura 4.12.



4.13: PORMENOR DO MODELO DO TRANSFORMADOR.

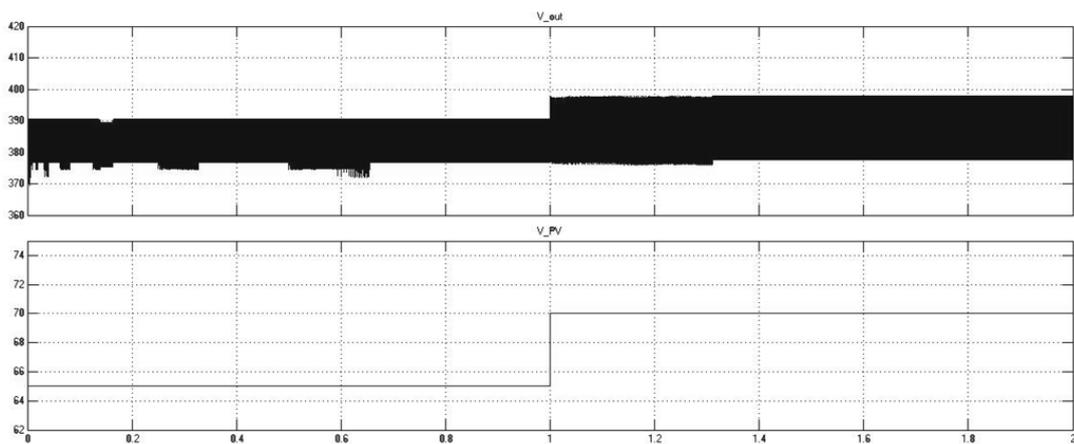
Os resultados da simulação do conversor flyback estão ilustrados nas figuras 4.16 a 4.16. O seu comportamento encontrou-se dentro do esperado como pôde observar-se.

Na figura 4.16 pode ver-se que com uma tensão de alimentação abaixo do valor utilizado no dimensionamento, o conversor produz sempre no seu máximo. As oscilações de saída encontram-se sempre abaixo do valor de saída esperado ($400 V_{DC}$), mas dentro do valor de oscilação que foi considerado permissível ($\pm 40 V_{DC}$).

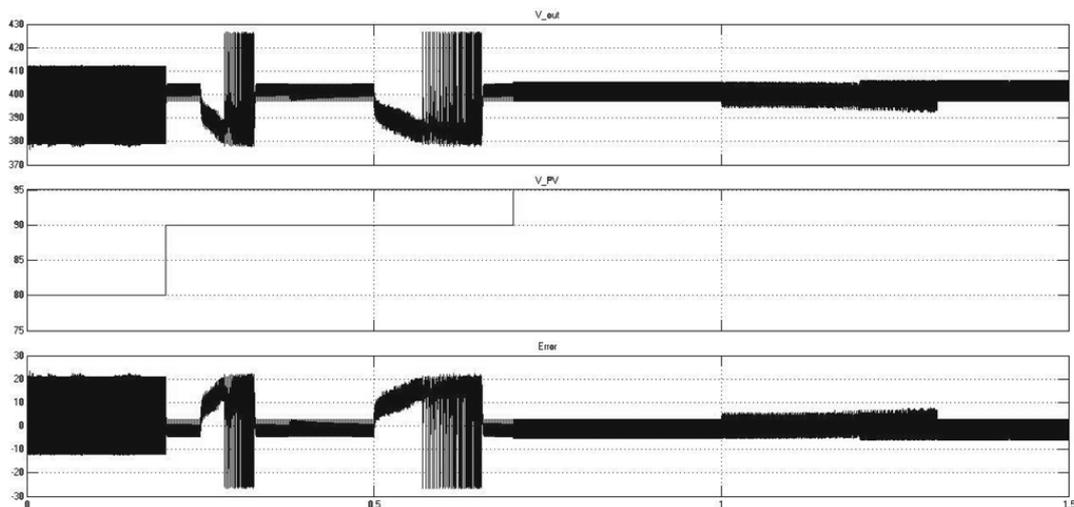
Assim que se começa a operar dentro da gama de valores de entrada para os quais foi dimensionado a tensão de saída passa a ser praticamente a esperada, mas, por outro lado as oscilações aumentam em torno deste valor.

Na figura 4.15 verifica-se que as maiores oscilações no comportamento do transformador ocorrem quando a tensão de entrada passa para $90 V_{DC}$. Este valor corresponde ao ponto de funcionamento nominal escolhido; note-se como os ajustes na tensão de entrada provocam variações significativas no erro e respectiva saída do transformador.

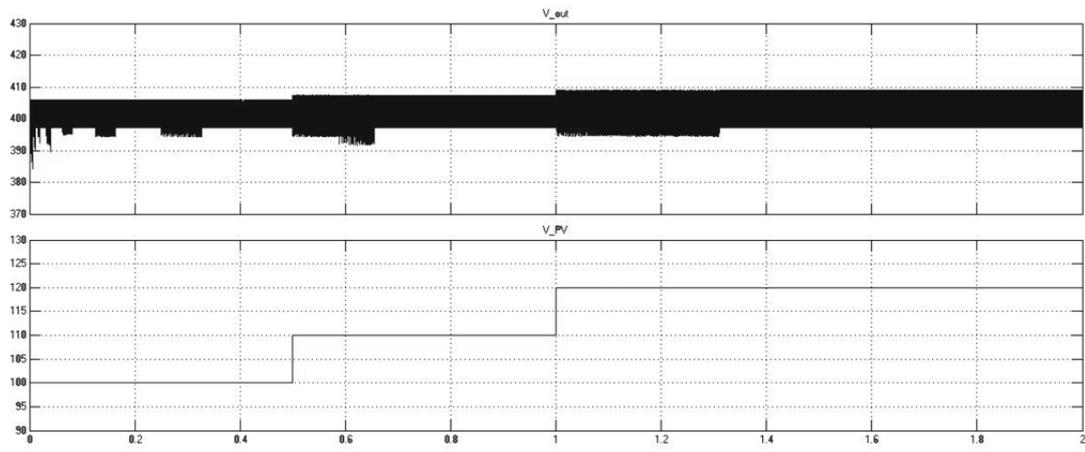
Finalmente na figura 4.16 vê-se que o transformador suporta facilmente tensões acima da sua tensão nominal



4.14: COMPORTAMENTO DO CONVERSOR DC PARA TENSÕES DE ENTRADA DE 65 A 75 V.



4.15: COMPORTAMENTO DO CONVERSOR DC PARA TENSÕES DE ENTRADA DE 80 A 95 V.



4.16: COMPORTAMENTO DO CONVERSOR DC PARA TENSÕES DE ENTRADA DE 100 A 120 V.

5 MEDIDOR SOLAR COTS

De modo a verificar se o simulador desenvolvido para os painéis solares funciona correctamente, dentro de valores aceitáveis, é necessário contrastar os valores da simulação com valores medidos em condições reais nos próprios painéis.

Para saber a que condições de irradiação solar correspondem aos valores que estamos a medir torna-se necessário utilizar um medidor de radiação solar.

A figura 5.1 mostra o medidor solar que foi construído para se poder contrastar os valores medidos nos módulos fotovoltaicos com os valores obtidos por simulação.



5.1: MEDIDOR COTS CONSTRUÍDO.

Um medidor típico adquirido numa qualquer loja tem um preço em torno aos 150.00€ e, dependendo da precisão e sensibilidade ao espectro electromagnético, pode chegar a vários milhares de euros.

Neste caso, para uma utilização típica de instalação PV um dos aparelhos mais acessíveis é suficiente, apesar de que o custo de este seja ainda oneroso.

A consulta de alguns fabricantes deste tipo de medidores revela que o seu funcionamento é relativamente simples podendo ser adaptado a componentes disponíveis. Assim recorrendo a alguns esquemas disponibilizados, partiu-se para construção de um medidor COTS, (*commercial – of – the – shelf*), com componentes disponíveis em qualquer loja de electrónica a custo reduzido.

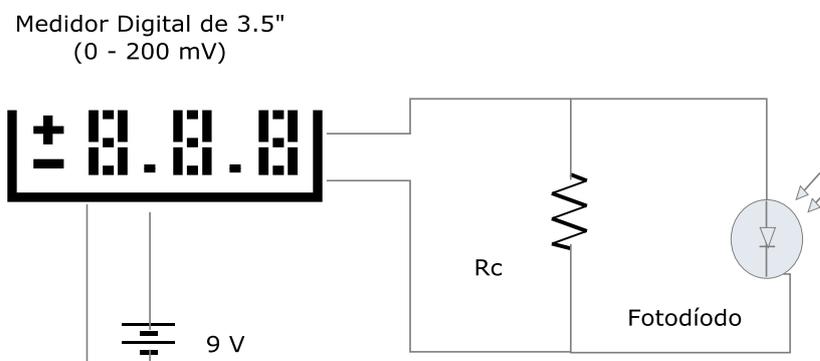
5.1 PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO

O funcionamento deste tipo de medidor é bastante simples. A fotocélula, fotodíodo neste caso, quando é excitado pela irradiação incidente gera uma corrente proporcional a esta irradiação. De modo a conseguir valores de tensão utilizáveis por um medidor simples é ligada uma resistência de carga em paralelo como fotodíodo, esta resistência vai induzir um sinal de tensão proporcional à corrente produzida pelo sensor.

A figura 5.2 mostra o esquema de funcionamento do medidor que foi implementado.

É esperado que este tipo de montagem produza um sinal de 0,1 a 0,2 V quando exposto à luz directa em condições STC, sendo que estes condicionados pelo modelo de fotodíodo e valor da resistência.

Neste caso específico o valor da resistência recomendada era de 30 ohm ($\pm 1\%$) para um fotodíodo tipo BPW 34.



5.2: ESQUEMA DE FUNCIONAMENTO DO MEDIDOR CONSTRUÍDO.

5.2 CONSTRUÇÃO E CUSTOS

Tendo em conta a figura 5.2, facilmente se vê que o número de componentes necessário é bastante reduzido, tendo apenas de ser adicionada uma caixa onde estes possam ser montados e uma pequena placa de prototipagem para montagem da resistência e fotodíodo.

Na tabela 5.1 podem ver-se os custos médios do medidor construído.

5.1: LISTA DE COMPONENTES UTILIZADA E RESPECTIVOS CUSTOS.

Componente	Tipo	Custo
Medidor	Digital 3.5" (0-200 mV)	4,5 €
Pilha	9 V	1,5 €
Resistência	30 Ω ($\pm 5\%$)	0,20 € cent. (10 unidades)
Fotodíodo	BPW 34	1,2 €
Caixa	GE304 - ABS 115x65x40 mm	3,8 €
Interruptor	Encastrável – ABS 2x1,5 mm	2 €
Placa prototipagem	Pistas de Contactos	----
Total		13,2 €

A montagem do medidor não foi por si um trabalho muito complexo, tendo apenas de se ter em atenção algum cuidado exigido pelos contactos de sinal de entrada do medidor e do fotodiodo, estes são sujeitos durante muito tempo ao contacto com o ferro de soldar correndo o risco de queimar, ficando inutilizados.

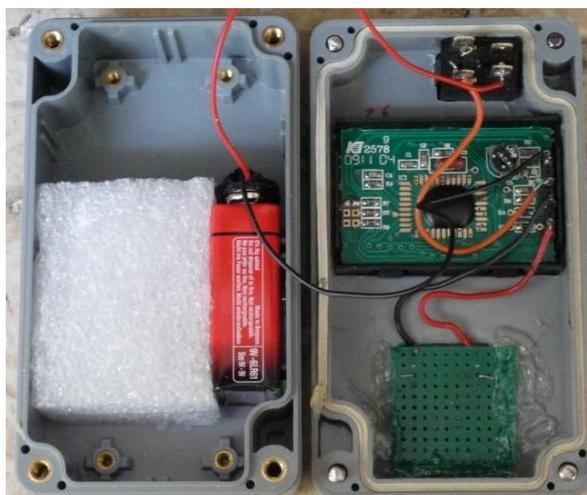
A maior parte do tempo investido na construção deste medidor foi no ajuste dos componentes à caixa, tendo sido necessário realizar todos os entalhes com a maior precisão possível, de tal forma que o medidor digital e o interruptor entrassem sobre pressão, não sendo necessários mais ajustes. Já a placa onde foram montados a resistência e fotodiodo foi cortada de uma maior utilizada noutros projectos sendo o seu custo negligenciável, a sua fixação à caixa foi feita com cola quente.

A figura 5.3 mostra o pormenor do interior do medidor construído.

A adopção desta solução para a placa fez-se para permitir a troca de sensor e resistência sem demasiada dificuldade. Quanto às resistências, não existindo no fornecedor resistências de 1% de tolerância, foram adquiridas algumas unidades com 5%. Estas foram medidas várias vezes, tendo sido escolhida uma que deu consistentemente a leitura de 30,0 Ω .

Para fixar a pilha de alimentação foi colocada uma peça de espuma na caixa de montagem.

Apesar de não terem sido testados nesta ocasião foram adquiridos outros tipos de fotodiodos, SFH 203 e SFH 206; estes possuem uma resposta espectral algo diferente e conseqüentemente deveriam dar sinais algo diferentes nas mesmas condições de teste, sendo que provavelmente seria necessário ajustar o valor da resistência associada a cada um deles.



5.3: PARTE INTERIOR DO MEDIDOR.

5.3 TESTE COMPARATIVO

A verificação do comportamento do medidor COTS construído foi feita contrastando medições efectuadas entre este com um aparelho calibrado.

5.3.1 PIRANÓMETRO DE REFERÊNCIA

O sensor utilizado como referência foi o piranómetro SP-110 da *Apogee Instruments*, este tem o seu funcionamento baseado numa célula de silício calibrada para medir a irradiação total em onda curta (300 a 1100 nm).

Na figura 5.4 é mostrado o piranómetro de referência



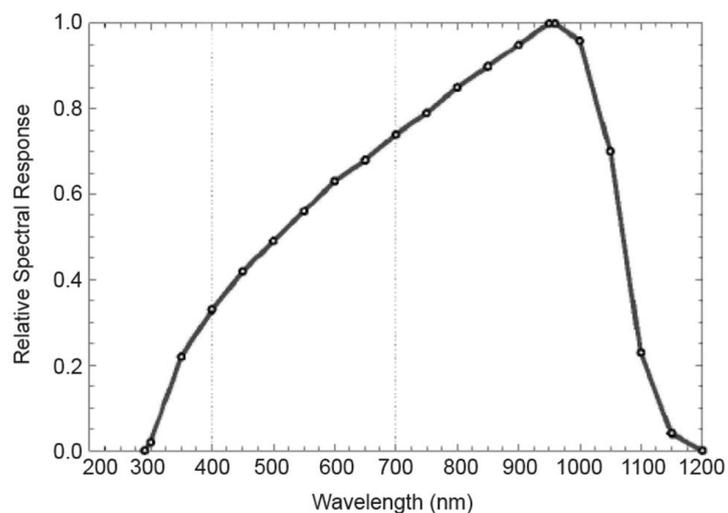
5.4: PIRANÓMETRO SP-110.

A sua sensibilidade de sinal de saída corresponde a $5,00 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ por mV, com uma precisão absoluta de $\pm 5\%$ e uma gama de medição de 0 a $1750 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$, (saída de 0 a 350 mV), com 220 mV a $1100 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$.

Este sensor foi construído de modo a ser utilizado numa estação meteorológica ou qualquer outro tipo de estação de monitorização estando ligado a um *datalogger* e estando fixo, com dimensões de $24 \times 27,5 \text{ mm}$ e cabo de ligação de 3 m.

A resposta espectral da fotocélula utilizada por este piranómetro encontra-se ilustrada na figura 5.5, pode ver-se que esta resposta é diferente da do fotodíodo utilizado no medidor COTS (figura 5.7).

O custo deste sensor ronda os 160,00 € (só sensor, sem base de montagem).



5.5: RESPOSTA ESPECTRAL DO SP-110. (FONTE: APOGEE INSTRUMENTS).

5.3.2 METODOLOGIA DE TESTE

As medições de teste foram efectuadas a 14-06-2010 entre as 12:00 h e as 13:00 h com céu limpo e uma temperatura ambiente inferior a 26° C.

A leitura do sensor de referência foi realizada num PC com ligação ao *datalogger* ao qual o sensor se encontrava ligado.

Para cada leitura referência foram efectuadas três leituras com o medidor COTS, que foram efectuadas com a célula em diferentes posições relativamente ao Sol. O tratamento dos dados foi realizado com na média dos valores obtidos para cada leitura.

Entre cada leitura a célula foi tapada, depois de destapada esperou-se sempre algum tempo até que a leitura ficasse relativamente estável.

O fotodíodo foi ainda deixado exposto durante alguns minutos a irradiação directa, não se tendo verificado uma alteração significativa nos valores lidos

5.3.3 ANÁLISE DE RESULTADOS

O gráfico da imagem 5.6 mostra a evolução de ambos os conjuntos de medição, é verdade que existe uma diferença entre ambos, de cerca de 17%, mas esta é constante e linear.

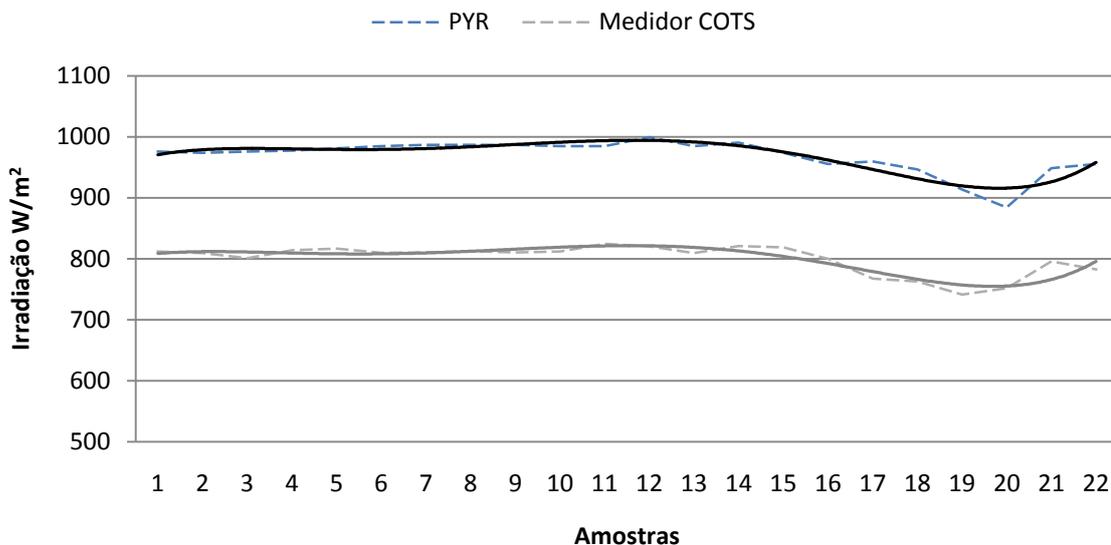
As linhas de tendência adicionadas aos dados comprovam a linearidade das medições, ambos os medidores seguem o mesmo comportamento no mesmo instante de leitura.

Com este gráfico comparativo facilmente se pode construir uma tabela de correspondência de valores reais, bastando para tal adicionar 17% ao valor lido.

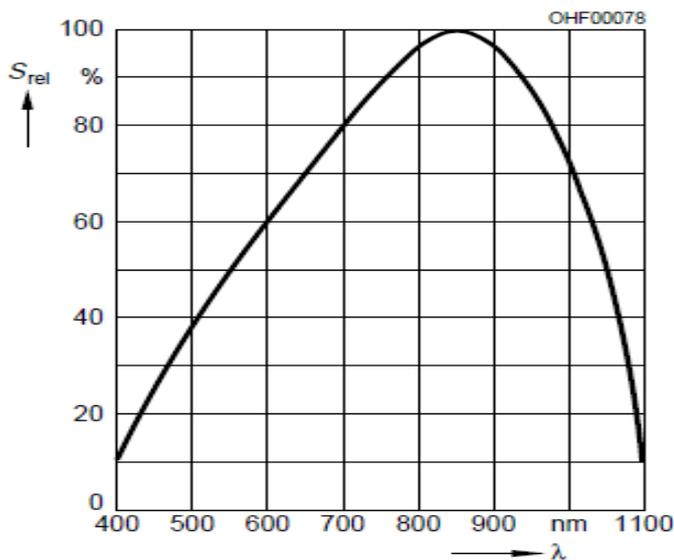
Esta diferença pode ser em parte explicada pela diferente resposta espectral do fotodíodo e da célula de silício utilizado no piranómetro, (figuras 5.5 e 5.7), cabendo o restante da responsabilidade ao valor da resistência utilizada.

Tomando em consideração que o circuito responde à lei de ohm, $V = R.I$, facilmente podemos calcular um novo valor para a resistência de carga.

Para um aumento dos valores lidos na ordem dos 15 %, tomando em consideração as tolerâncias das resistências ($\pm 5\%$), obtemos um valor médio de 34,5 Ω , que nos leva a valores de resistências comerciais de 36 Ω a 5% ou 34.8 Ω a 1%.



5.6: VALORES DE PYR DE REFERÊNCIA E MEDIDOR COTS COM R = 30.0 Ω. (NOTE-SE A LINEARIDADE).



5.7: RESPOSTA ESPECTRAL DO FOTODÍODO BWP 34. (FONTE: SIEMENS).

5.3.4 AJUSTES E RESULTADOS

Com o intuito de melhorar a precisão do medidor e verificar a influência da resistência de carga na medição realizaram-se novas medições cujos resultados são abaixo apresentados.

Tomando com referência os valores calculados no capítulo anterior e os valores de resistência que se conseguem encontrar comercialmente, escolheram-se quatro valores para o teste; respectivamente 33 (33.1); 36 (35.4); 39 (38.8); e 42 (41.9)Ω. Este último valor rapidamente se verificou ser demasiado elevado tendo sido descartado com discrepâncias superiores a 15% no valor lido.

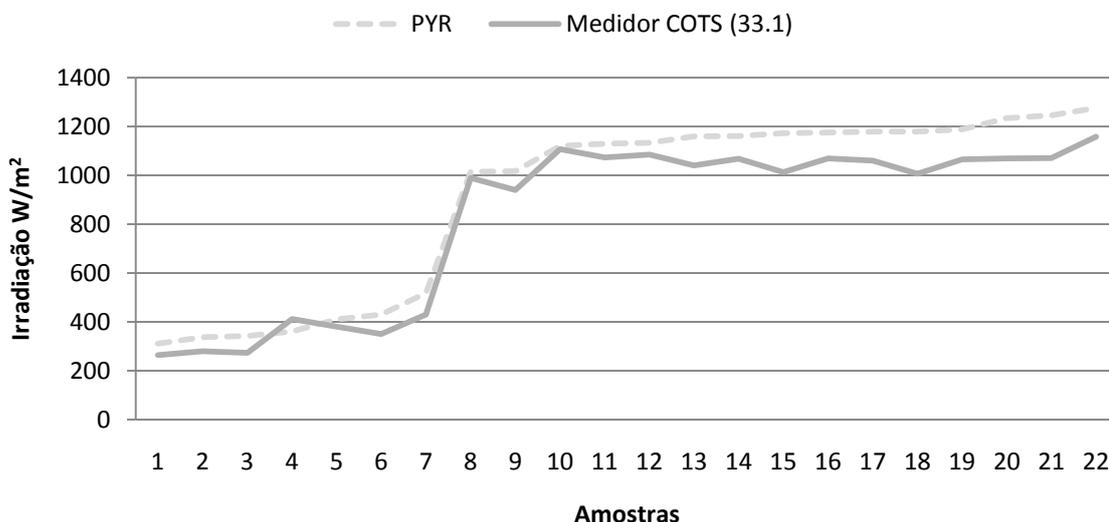
As medições foram efectuadas a 18-06-2010 entre as 14:00 h e as 16:00 h com céu parcialmente nublado e temperatura ambiente a rondar os 20° C.

A nebulosidade fez estender o período de teste significativamente visto ocorrerem variações significativas de irradiação, isto mesmo quando o sol se encontrava encoberto por uma qualquer nuvem.

Ao fim de cerca de 95 minutos de testes começou-se a notar alguma saturação no fotodíodo do medidor COTS, com os valores medidos a ficarem sistematicamente dentro da mesma gama, situação que não era verificava no PYR.

As figuras, 5.8 a 5.10, mostram os resultados obtidos.

A figura 5.8 mostra graficamente os valores obtidos com uma resistência de 33.1 Ω, em média verificou-se que estes valores eram 5% abaixo dos lidos pelo PYR, sendo que esta variação era mais notória para valores de irradiação mais altos.



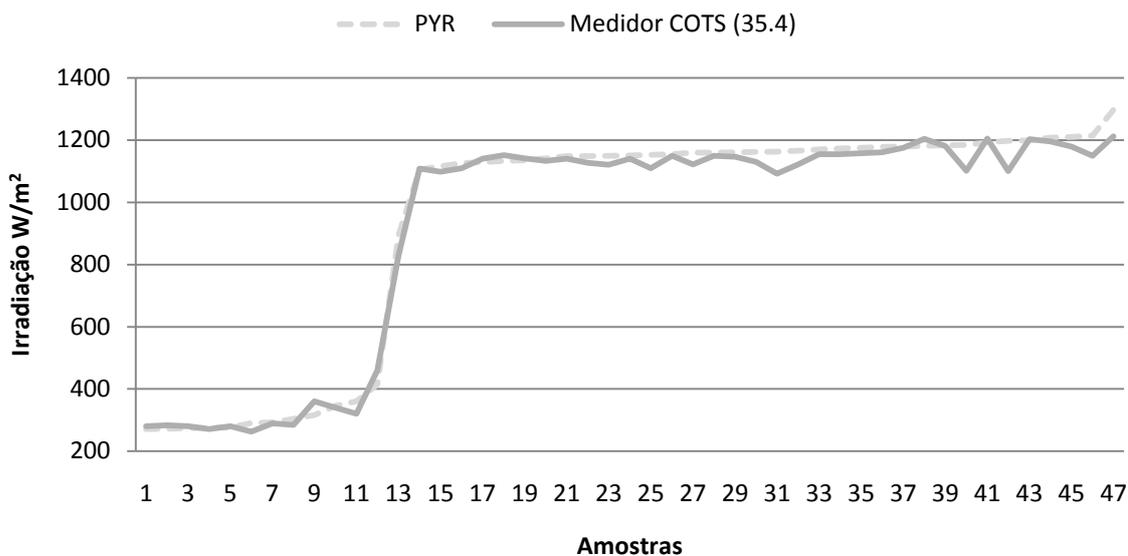
5.8: VALORES COM RESISTÊNCIA DE 33 Ω, DIFERENÇA MÉDIA DE 5%.

Esta situação contrasta com a que se verificou com o valor de 38.8 Ω, vendo a figura 5.10 verifica-se uma situação análoga, aqui os valores eram sistematicamente 5% acima dos obtidos pelo PYR.

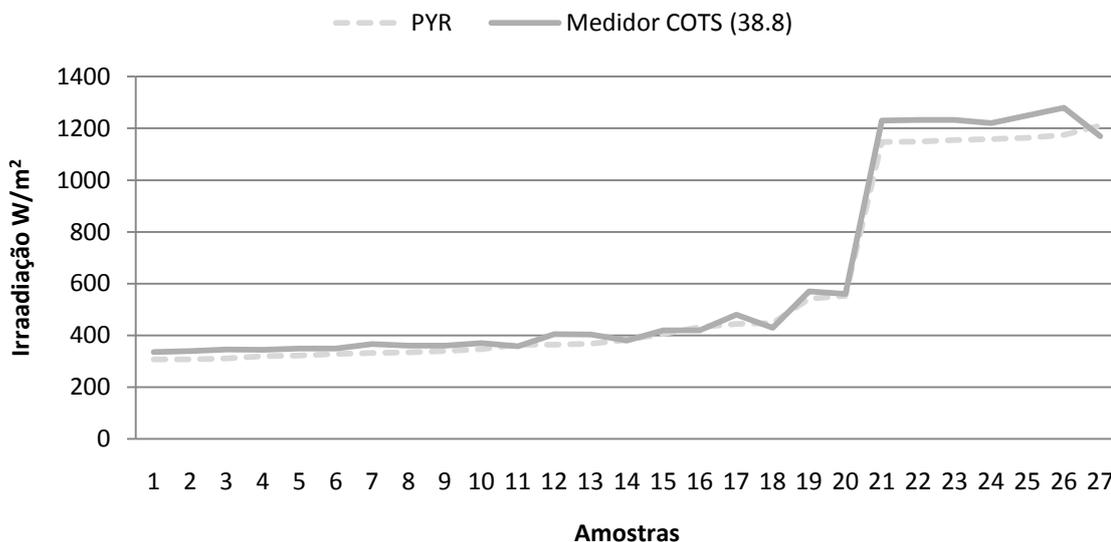
Dentro de um lote de 10 resistências de 36 Ω utilizou-se uma com o valor de 35.4 Ω, este valor é bastante próximo do valor de resistência obtido quando aplicamos uma variação de 17% (35.1 Ω), aos valores iniciais.

Os resultados desta utilização são mostrados em 5.9 e correspondem a uma variação de 3% sobre os valores PYR, uma medida bastante impressionante.

Com estes valores fica demonstrada não só a validade deste medidor mas da aproximação utilizada na abordagem a este problema.



5.9: VALORES COM RESISTÊNCIA DE 36 Ω, DIFERENÇA MÉDIA DE 3%.



5.10: VALORES COM RESISTÊNCIA DE 39 Ω, DIFERENÇA MÉDIA DE 5%.

Deve referir-se que o medidor COTS não apresenta os valores lidos de uma forma constante, mas sim como oscilações mais ou menos rápidas em torno de um valor, por exemplo: uma leitura de 1200 W/m² varia entre 1207 e 1192. Esta situação torna-se mais incómoda quando o céu se encontra encoberto com valores a oscilar rapidamente com a densidade da nuvem.

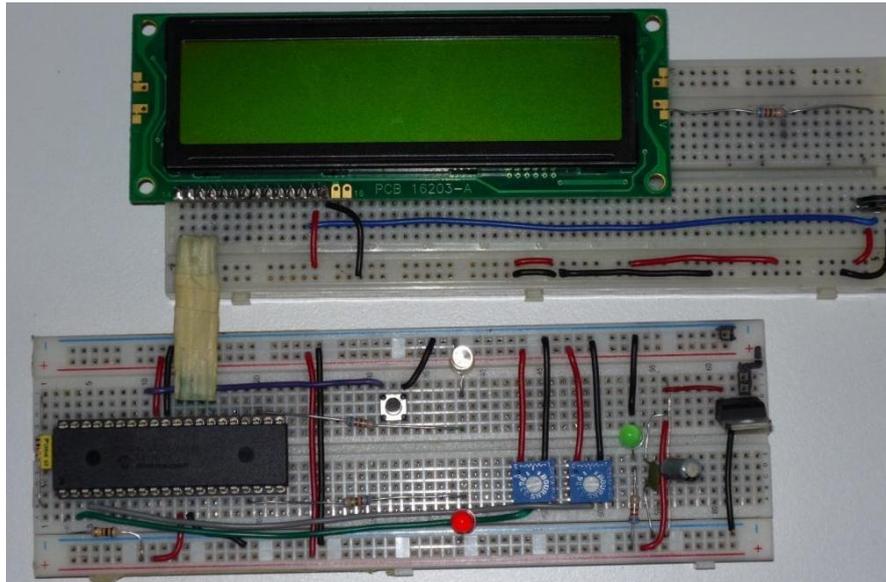
Em termos de custos, ambos os sensores tem uma diferença de mais de 140,00 €, sendo que o PYR necessita de um sistema de acompanhamento para a sua leitura, ainda que a sua montagem seja possível num medidor do tipo do construído.

Com base nestes resultados, custos e portabilidade conseguida com esta solução, pode concluir-se que este tipo de medidor apresenta uma excelente relação preço/qualidade; devendo no entanto ser testado junto com um aparelho já aferido de modo a que caso seja necessário, criar uma tabela de equivalência, ou ajustar dentro do possível o valor da resistência instalada com a fotocélula, de modo a minimizar o erro de leitura.

6 IMPLEMENTAÇÃO DE UM CONTROLADOR MPPT

Depois da validação do sistema dimensionado nos capítulos anteriores através da sua simulação partiu-se para a construção de controlador de ponto de potência máxima com recurso a um microcontrolador. Este recebe leituras correspondentes aos valores de tensão e corrente produzidas pelo painel PV produzindo um sinal de controlo que vai actuar sobre o conversor DC – DC.

A figura 6.1 mostra o microcontrolador no qual foi realizada a implementação do algoritmo proposto.



6.1: MICROCONTROLADOR IMPLEMENTADO.

6.1 MICROCONTROLADOR

Dentro do material disponível no laboratório do Departamento Engenharia Electrotécnica (DEE/FCT) optou-se por um microcontrolador PIC[®] 18F4620 de 8 bits da Microchip[®]. Este demonstrou ser mais que suficiente para o trabalho de seguidor tendo permitido implementar mais algumas opções úteis, como sejam o painel de informação LCD, ficando ainda com capacidade suficiente para implementar mais algumas funções.

O seu desenvolvimento foi feito através da ferramenta do fabricante MPLAB IDE[®], tendo a ligação entre o PIC[®] e o programa de desenvolvimento sido efectuado através do programador PIC KIT 3[®].

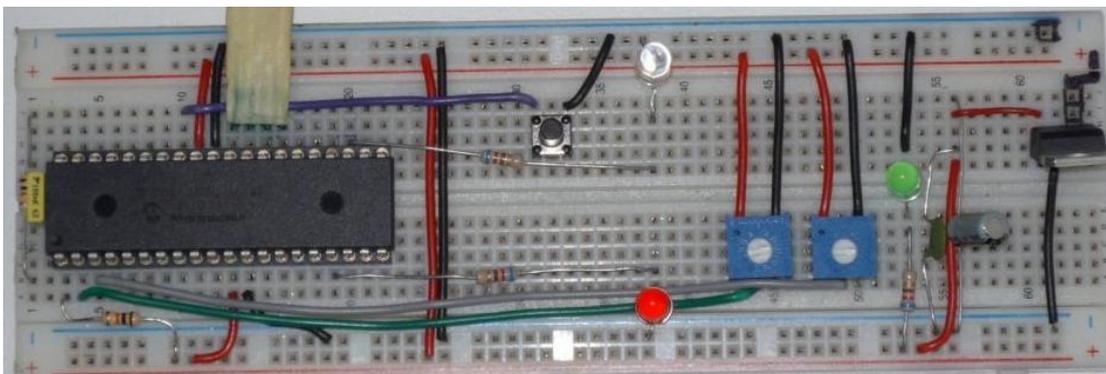
Devido há sensibilidade do integrado à tensão de alimentação foi necessário implementar um circuito de alimentação através de um regulador de tensão de modo a garantir uma tensão de alimentação estável.

A figura 6.2 mostra o pormenor da placa de desenvolvimento utilizada.

O PIC[®] recebe como sinais de entrada um valor de tensão e um valor de corrente, estes sinais analógicos são seguidamente convertidos em valores digitais de 10 bit através do módulo ADC (*Analog - to - Digital Converter*), ou seja, cada sinal de entrada é convertido num valor que varia de 0 a 1023 de acordo com o valor de

referência escolhido, que neste caso era o valor de alimentação da PIC®, 5 V_{DC}. Estes sinais foram posteriormente utilizados nos cálculos para a potência instantânea produzida pelo painel.

Numa aplicação real os sinais de entrada correspondentes à corrente e tensão teriam de ser amostrados através de transdutores que os transformassem em valores que entrassem dentro dos parâmetros de funcionamento da PIC®, o seja a tensão tinha de ser adaptada para valores de 0 a 5 V_{DC} e a corrente tinha de ser transformada numa tensão com idêntica referência.



6.2: PLACA DE DESENVOLVIMENTO, (VISTA DE TOPO).

Para a corrente, com os módulos solares disponíveis, este propósito é conseguido através da utilização de um transdutor de corrente LEM LTSR 6®, que conseguem medir uma corrente de até 19 A, (6 A nominal).

Para a tensão é utilizado um divisor de tensão e um amplificador diferencial.

No desenvolvimento do seguidor estas duas entradas foram substituídas por dois potenciômetros de modo ter controlo sobre o sistema.

O sinal de saída é um impulso PWM a 50 kHz, para fins de teste este estava ligado a um LED de modo a poder observar a saída mais facilmente.

Para seguir as diversas etapas de funcionamento do MPPT foi introduzido um ecrã LCD no qual eram dispostas algumas informações úteis, como sejam **Duty Cycle** e os valores ADC de entrada.

6.2 ALGORITMO

O algoritmo implementado é uma variação do P&O discutido na secção 2.6.4.

Este é dividido em duas funções uma primeira, "*FastSearch()*", que faz o seguimento rápido mas grosseiro do MPP, e um segundo, "*NormalSearch()*", que faz ajustes mais finos em torno do MPP.

O sinal de controlo do seguidor actua sobre um interruptor, visto que a PIC® não tem capacidade para actuar sobre um MOSFET de potência o seu sinal é passado através de um circuito driver.

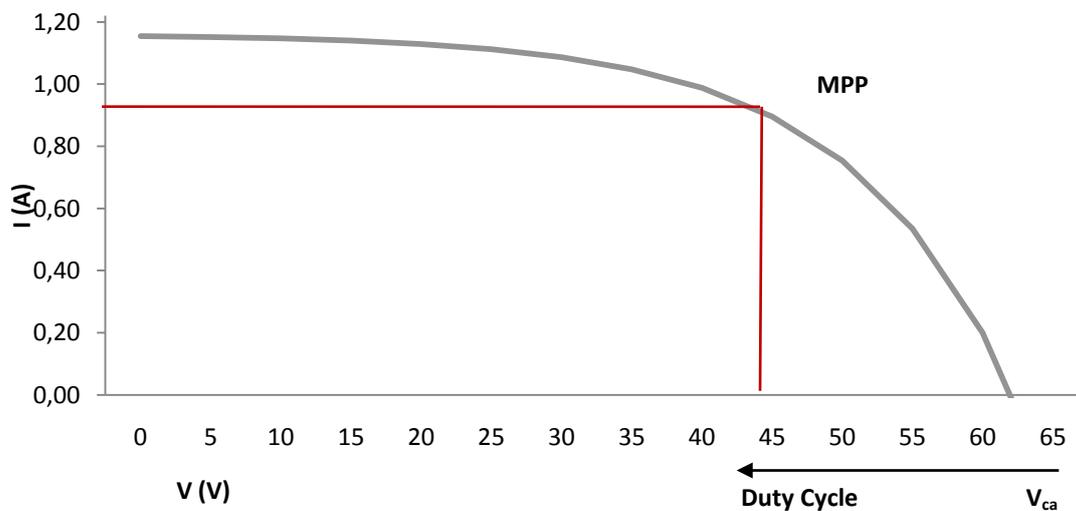
No modelo apresentado, o interruptor está ligado a uma carga de consumo ainda que esta configuração possa ser facilmente substituída; adicionando um inversor DC – AC depois do conversor DC – DC ou mesmo substituindo este, controlando o interruptor a sua ligação à rede de distribuição.

Quando o *Duty Cycle* é de 0% o painel PV encontra-se efectivamente desligado, logo a sua tensão é próxima do seu valor em circuito aberto. Este valor de tensão pode não ser o mesmo devido aos diversos componentes do conversor/inversor que se encontram ligados ao painel PV.

A figura 6.3 ilustra o princípio de funcionamento considerado para o algoritmo.

À medida que o *Duty Cycle* aumenta o painel vai viajar da sua tensão de V_{ca} para a V_{MPP} , é obvio que esta situação ocorre dentro de um conjunto de valores muito específico e que varia com as condições de funcionamento do painel obrigando a ajustes constantes.

Podem até ocorrer situações nas quais a potência máxima é produzida numa tensão mais baixa e uma corrente mais elevada.



6.3: FUNCIONAMENTO DO ALGORITMO SOBRE O MÓDULO SOLAR.

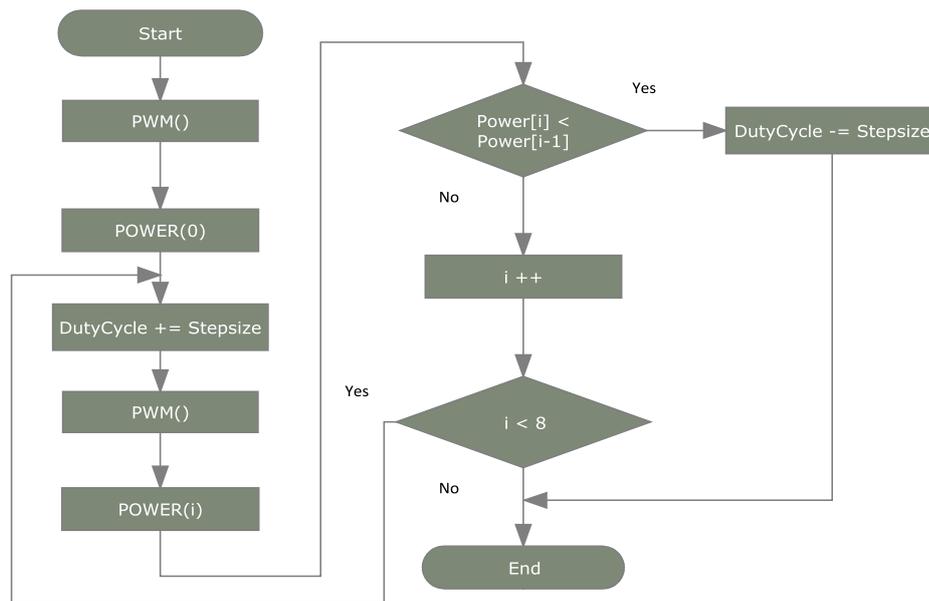
Alternativamente poder-se-ia ter optado por colocar directamente o sinal de comando com um *Duty Cycle* cujo valor fosse o esperado em operação normal (50-70 %), mas a actuação da função *FastSearch()* é tão rápida que só o teste minucioso de ambas as situações em condições de operação real poderia dar mais vantagem a uma ou outra solução.

6.2.1 FUNÇÃO *FASTSEARCH()*

Esta função tem dois objectivos, um primeiro, corresponde na busca rápida do MPP do painel controlado, o segundo objectivo é uma solução possível para contornar a situação de máximos locais referida na secção 2.6.

O algoritmo implementado para esta função é mostrado na figura 6.4.

FastSearch()



6.4: FLUXOGRAMA GENÉRICO DA FUNÇÃO FASTSEARCH.

Inicialmente o sistema arranca com um *Duty Cycle* de 10%, passado o tempo de resposta do painel e inversor, o *Duty Cycle* é alterado para 20% durante esse mesmo tempo de resposta, a potência produzida nos dois instantes é calculada e comparada, enquanto existir um aumento de potência entre amostragens a operação é realizada, assim que um passo falhe, (i.e. não existiu um aumento de potência produzida), o ultimo valor de *Duty Cycle* é repostado e o controlo é entregue à função *NormalTrack()*.

De tempos em tempos esta função é chamada de modo a produzir uma perturbação rápida no painel, isto é feito de modo a contornar o efeito de sombra nos painéis (secção 2.4.1).

Aqui um salto é produzido, para baixo ou para cima dependendo do indicador de direcção de salto, e a alteração do comportamento do painel é analisada.

Esta função secundária serve apenas para evitar que alterações exteriores prendam o painel num ponto de funcionamento que pode não ser o seu ideal, as alterações são rápidas, (tempo de resposta do sistema, i.e. apenas o tempo necessário para verificar alterações na tensão – corrente do painel), o que permite minimizar as perdas de produção do painel PV.

6.2.2 FUNÇÃO *NORMALSEARCH()*

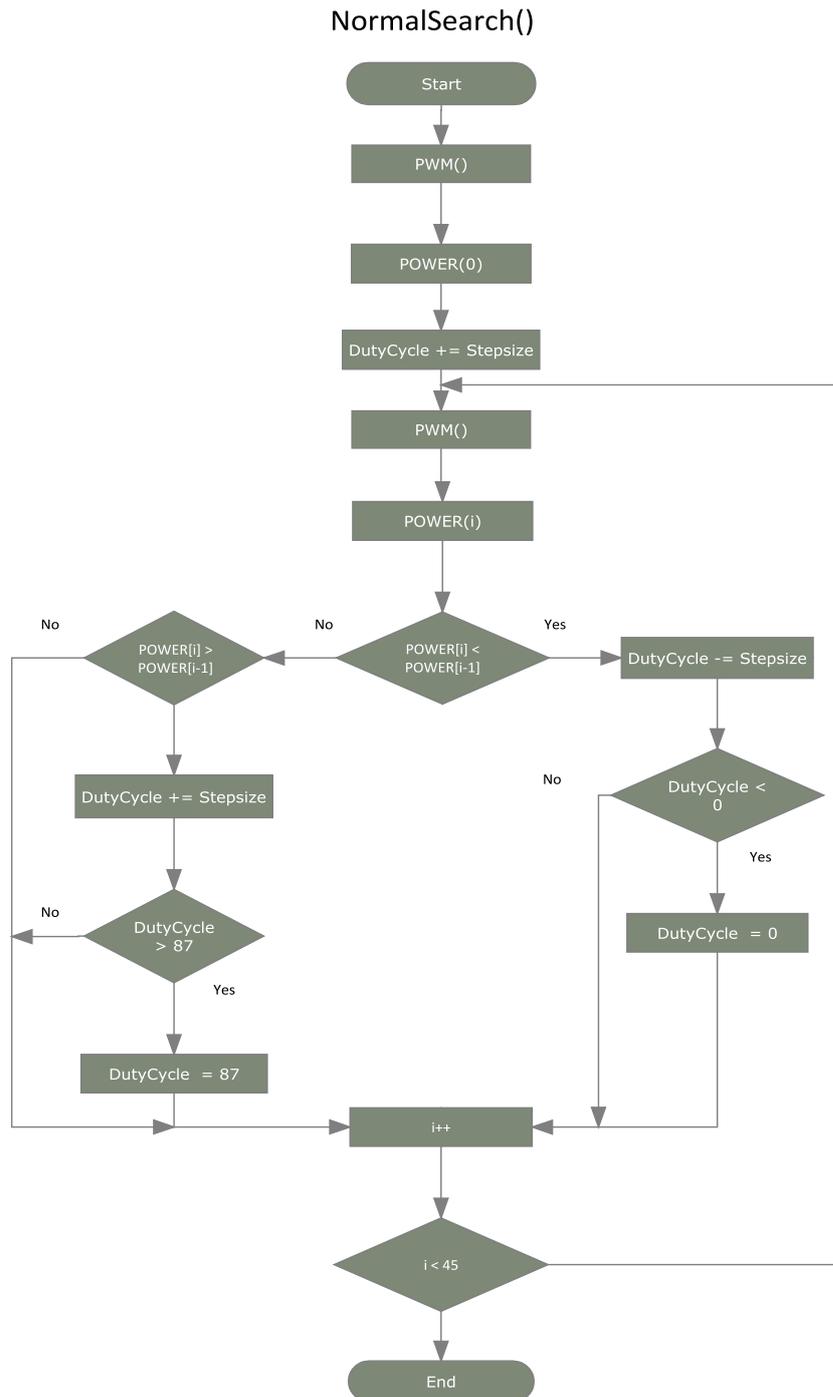
Esta função entra em funcionamento com o painel já próximo do seu ponto de potência máximo, assim toda a sua operação é bastante mais lenta que na função atrás descrita.

Os passos aplicados na saída são pequenos, (<5% do *Duty Cycle*), e as amostras são tomadas entre intervalos de tempo maiores, (mais de 10 segundos entre amostras), durante este tempo o sinal de saída mantém-se inalterado.

Como foi referido na secção 2.6.4, devido à natureza do algoritmo aplicado, oscilações em torno do MPP do sistema são inevitáveis, a intenção desta função é que estas sejam tão suaves quanto possível de modo a maximizar a produção de energia.

A utilização de duas funções distintas tem como objectivo principal optimizar a resposta do sistema a condições variáveis, alterações profundas nos parâmetros de funcionamento do painel, como sejam sombra, sujidade ou mesmo células queimadas podem levar a que o seguidor se “perca” e fique preso num ponto de funcionamento que não é o seu ideal.

Com saltos pontuais rápidos esta situação pode ser contornada, é obvio que estes saltos não devem ocorrer com demasiada frequência pois fica-se em risco de desperdiçar tempo de produção de energia.



6.5: FLUXOGRAMA GENÉRICO DA FUNÇÃO *NORMALSEARCH()*.

6.3 IMPLEMENTAÇÃO PRÁTICA

O contacto inicial com o microcontrolador foi feito através de programação em *ASSEMBLY*, o que permitiu conhecer intimamente o seu funcionamento, as suas capacidades e os cuidados a ter na sua programação, foram testados os conversores ADC, utilização de interruptores e modulação PWM.

Para garantir uma tensão de alimentação correcta e sem oscilações foi introduzido um regulador de tensão LM7805 junto com um condensador para absorver picos de ligação/desligação (10 μ f) e um outro como filtro da oscilação de tensão produzida pelo regulador de tensão, (1 pf), não se deve esquecer que este regulador de tensão é uma fonte comutada.

A utilização de uma linguagem de baixo nível como o *ASSEMBLY* é essencial para poder explorar ao máximo a PIC[®]. Mas a realidade é que se interage directamente com registos e mesmo bits específicos dentro de registos. Esta situação é extremamente trabalhosa e exige um cuidado especial, (caso da alteração do *Duty Cycle* do sinal PWM, onde temos de utilizar os 8 bits de um registo e os bits 4 e 5 e um segundo registo).

Assim, logo que se considerou que já existia alguma sensibilidade com funcionamento da PIC[®], optou-se por utilizar C como linguagem de programação.

Esta passagem permitiu a utilização de bibliotecas de funções disponibilizadas pelo fabricante, Microchip[®]. Estas bibliotecas, com algumas alterações, cobriam a maioria das interligações necessárias para a construção do seguidor desenhado.

6.3.1 PLACA DE DESENVOLVIMENTO

De modo a poder testar as funcionalidades pretendidas foram montados junto com a PIC[®] vários componentes:

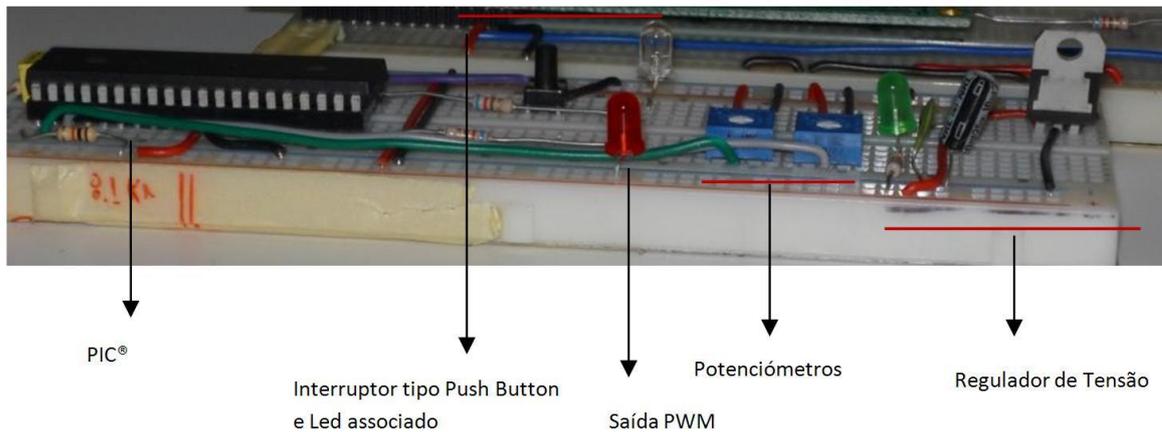
- 2 Potenciómetros de 1 k Ω .
- 1 Interruptor ligado a um LED.
- 1 Led ligado à saída PWM.
- 1 Ecrã LCD.

A figura 6.6 mostra a placa de desenvolvimento implementada e os seus principais componentes.

Os potenciómetros tinham como função simular as entradas de tensão e corrente do painel fotovoltaico.

O Led ligado à saída permitia observar o quando o PWM se encontrava em funcionamento.

O ecrã LCD foi incluído de modo poder observar as leituras do conversor ADC e as variações no *Duty Cycle* sem ter de recorrer ao software de desenvolvimento.



6.6: PLACA DE DESENVOLVIMENTO, (VISTA LATERAL).

A variação dos sinais de entrada não era dinâmica, o que levou à introdução de um interruptor de leitura de modo a permitir que os valores de tensão/ corrente fossem alterados manualmente entre amostras.

O microcontrolador foi posto a funcionar a uma velocidade de relógio de 8 MHz com um sinal de saída de PWM a 50 kHz.

6.3.2 ESTRUTURA DO PROGRAMA

Em termos de código houve a intenção de tornar o programa tão modular quanto possível. Todas as operações foram divididas em funções individuais que recebiam quando necessário os parâmetros que necessitavam, de modo a permitir o máximo de flexibilidade, modularidade e capacidade de alteração sem ter de reestruturar todo o programa.

6.3.2.1 FUNÇÕES DISPONIBILIZADAS

O seguinte bloco de funções corresponde às utilizadas para a conversão ADC, a função *ADC()* devolve o resultado do sinal de entrada como um valor inteiro de 0 a 1024, as restantes são as necessárias para a utilização da biblioteca de conversão.

```
void ADC_Init(void);

char BusyADC( void );

void CloseADC( void );

void ConvertADC( void );

void OpenADC(unsigned char config, unsigned char config2 , unsigned char portconfig);

int ReadADC( void );

void SetChanADC( unsigned char channel );
```

```
unsigned char ADC_Convert(void);
```

```
int ADC(unsigned char Channel);
```

Este bloco de funções inclui as necessárias para a utilização de uma saída em PWM assim como a função desenhada para tal efeito, *PWM()*, aqui é fornecida a frequência de trabalho o *Duty Cycle* a utilizar e o tempo em que o modulador vai estar a funcionar.

```
void ClosePWM1( void );
```

```
void CloseEPWM1( void );
```

```
void OpenPWM1( char period );
```

```
void OpenEPWM1( char period );
```

```
void SetDCPWM1( unsigned int dutycycle );
```

```
void SetDCEPWM1( unsigned int dutycycle );
```

```
void SetOutputPWM1 ( unsigned char outputconfig, unsigned char outputmode);
```

```
void Timer0_Init(void);
```

```
void Timer2_Init(void);
```

```
void OpenTimer2 ( unsigned char config);
```

```
void CloseTimer2 (void);
```

```
void PWM(unsigned char Freq, unsigned int Dutyc, unsigned int Delay);
```

As funções utilizadas para o funcionamento do LCD são as seguintes:

```
void DelayFor18TCY(void);
```

```
void DelayPORXLCD(void);
```

```
void DelayXLCD(void);
```

```
void comandXLCD(unsigned char a);
```

```
void gotoxyXLCD(unsigned char x, unsigned char y);
```

Finalmente as funções mais genéricas programadas foram:

```
void INIT(void);
```

```
void POWER(int index);
```

```
void sw_press(void);

void lcd_duty(void);

void FASTSEARCH(unsigned int Dutyc , unsigned int Stepsize);

void NORMALSEARCH(unsigned int Dutyc , unsigned int Stepsize);
```

Aqui têm-se:

- INIT() – Corresponde à inicialização do microcontrolador.
- POWER() – Cálculo da potência de entrada.
- Sw_press() – Controlo do interruptor de pressão, em modo “pull-down” com lógica para controlar as oscilações de actuação, “ripple”.
- Lcd_duty() – Envia para um ecrã o valor do *Duty Cycle*.
- FASTSEARCH() – Algoritmo de busca rápida.
- NORMALSEARCH() – Algoritmo de busca normal.

6.3.2.2 FUNCIONAMENTO

Ambas as funções de busca de MPP implementadas tiveram de ser condicionadas pela utilização do interruptor instalado no protótipo, visto ser este o melhor modo de poder controlar a resposta do programa e visualizar os valores com os quais os cálculos eram efectuados.

A figura 6.7 mostra o ponto de arranque do controlador.



6.7: PONTO DE ESPERA PARA O ARRANQUE DO SEGUIDOR.

Na figura 6.8 é mostrado o resultado da primeira execução do seguidor, sendo que os valores apresentados correspondem a uma leitura dos sinais de entrada com um PWM com *Duty Cycle* de 10%.

Deve-se tomar especial atenção quando se olha para os valores de corrente (8) e de tensão (869). Como foi referido no capítulo anterior estes valores correspondem à quantificação dos sinais de entrada de acordo com os valores de referência V_{dd} (+5V) e V_{ss} (GND).

Estes valores têm de ser vistos como abstractos, o sinal de corrente é um valor em tensão dado por um transdutor de corrente, a tensão é obtida através de um divisor de tensão e um amplificador diferencial, logo

existe uma correspondência directa de valores apenas não trabalhamos com as mesmas grandezas; o mesmo ocorre com o cálculo da “potência”, visto que esta operação advém de dois valores de tensão de entrada.

O conversor ADC foi configurado para a utilização de 10 bits de precisão, ainda que fosse possível a utilização de 13 bits; isto significa que a entrada analógica ia ser convertida num valor de 0 a 1023, correspondendo a um valor de 0 a 5V, ou seja $5/1024 = 4.9 \text{ mV}/\text{unidade}$.

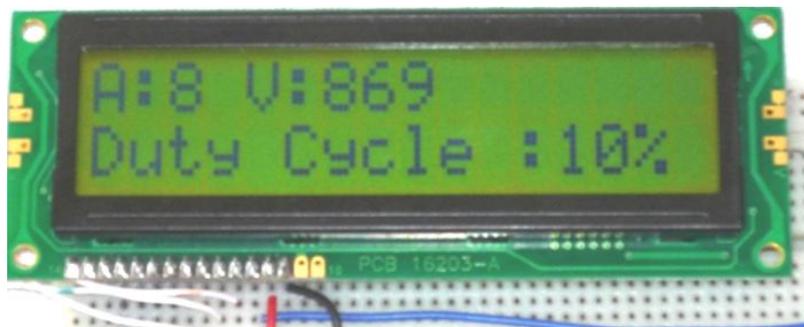
Pode se argumentar que estes valores do modo como foram apresentados podem ser de leitura confusa. A conversão deste sinal para os valores de Volt do sinal de entrada não é demasiado complexa, bastando para tal apenas acrescentar a seguinte linha de código aos valores lidos:

- `tensao = (ADCResult*5.0)/1024;`

Por outro lado se os sinais de referência forem alterados, terá também de se alterar o código, o que pode ser indesejável e trabalhoso. Do modo em que foi programado as referências utilizadas para a conversão ADC podem ser alteradas dentro dos parâmetros de funcionamento da PIC®, de 2,0 a 5,5 V_{dc} sem prejuízo aos sinais de entrada, desde que a alimentação destes seja a mesma da PIC®; (isto para a sua utilização numa situação dinâmica, na placa de desenvolvimento esta situação não se coloca visto todos os componentes serem alimentados pela mesma fonte.)

Os sinais de entrada são multiplicados de modo a obter um valor de potência produzida para a entrada; estes valores são armazenados num vector com capacidade para cobrir todo o *Duty Cycle*, 0 a 90 %, a razão desta opção encontra-se na possibilidade de análise do comportamento do seguidor no seu funcionamento.

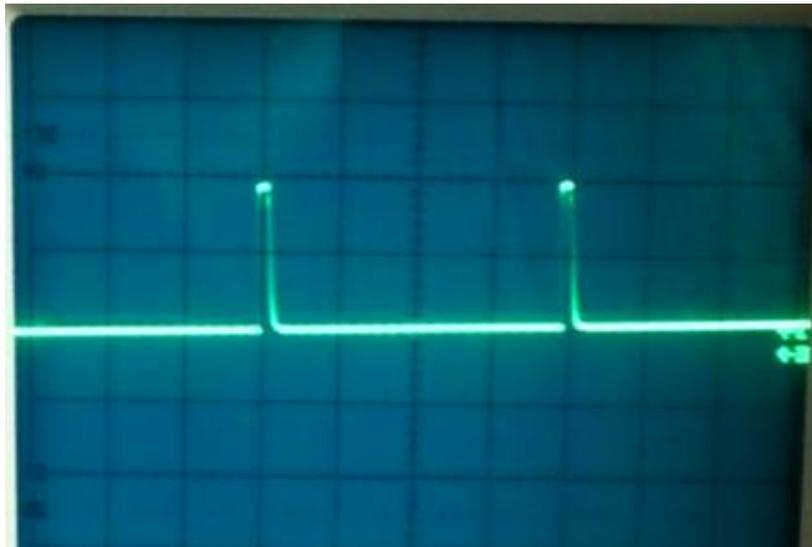
6.3.2.2.1 INICIO



6.8: RESULTADO DO PRIMEIRO CICLO DE FUNCIONAMENTO; "CORRENTE" DE 8 E "TENSÃO" DE 869, DUTY CYCLE DE 10%.

Quando iniciado o microcontrolador começa por executar a função de inicialização, colocando-se seguidamente num modo de espera até que o interruptor seja actuado (figura 6.7).

A figura 6.9 mostra sinal PWM de saída do controlador na primeira execução da função *FastSearch()*.



6.9: SINAL DE SAÍDA COM DUTY CYCLE 10%, (COUPLING DC NO OSCILOSCÓPIO).

Assim que o interruptor é accionado é chamada uma primeira vez a função *FastSearch()*.

Esta faz um primeiro funcionamento com um *Duty Cycle* de 10% no sinal de saída.

É calculada potência de entrada, e este valor é guardado num vector.

Seguidamente o *Duty Cycle* é aumentado em 10%, (20%), e é executado um novo cálculo da potência do painel.

Os dois valores são comparados e enquanto existir um aumento no valor lido na entrada a operação repete-se, assim que esta situação não se verificar o ultimo valor de *Duty Cycle* que provocou um aumento na potência é restabelecido e o ciclo é interrompido.

Os valores para o *Duty Cycle* são verificados no fim cada operação de modo a mantê-los dentro de valores utilizáveis, (0 a 90%).

A figura 6.10 mostra o resultado final da função *FastSearch()*.



6.10: FINAL DA FASTSEARCH(); "CORRENTE" DE 343, "TENSÃO" 695, DUTY CYCLE DE 70%.

A tabela 6.1 mostra os valores lidos na entrada, como pode verificar-se, à primeira vista estes ajustados parecem algo estranhos requerendo alguma habituação por parte do utilizador para terem significado.

6.1: VALORES DE ENTRADA, CALCULADOS E RESPECTIVA EQUIVALÊNCIA.

Corrente (mV)	Tensão (V)	Potência	Duty Cycle (%)
38,4	4,17	0,16	10
1.646,4	3,34	5,49	70

Quando comparados com os valores da imagem 6.10; não se observa qualquer vantagem na utilização de um modo ou outro de apresentação de dados, ainda mais, como os sinais tem variações de uma ordem de grandeza, (de milivolt para volt), a complexidade adicional necessária para a apresentação correcta destes no ecrã não compensava o esforço, não só em termos de programação mas também em termos PIC® e comunicação com ecrã LCD.

6.3.2.2.2 EXECUÇÃO NORMAL.

Assim que a função de *FastSearch()* deixa o seguidor dentro de uma janela de funcionamento perto do seu ponto ideal os valores correspondentes ao passo do Duty Cycle, e o tempo de operação do PWM são alterados para permitir tempos mais longos e passos mais curtos.

As figuras 6.11, 6.13 e 6.17 mostram o resultado de vários ciclos de funcionamento da função *NormalSearch()*. As figuras 6.12, 6.14, 6.15 e 6.16 mostram sinal PWM de saída do controlador em vários ciclos de funcionamento da função *NormalSearch()*.

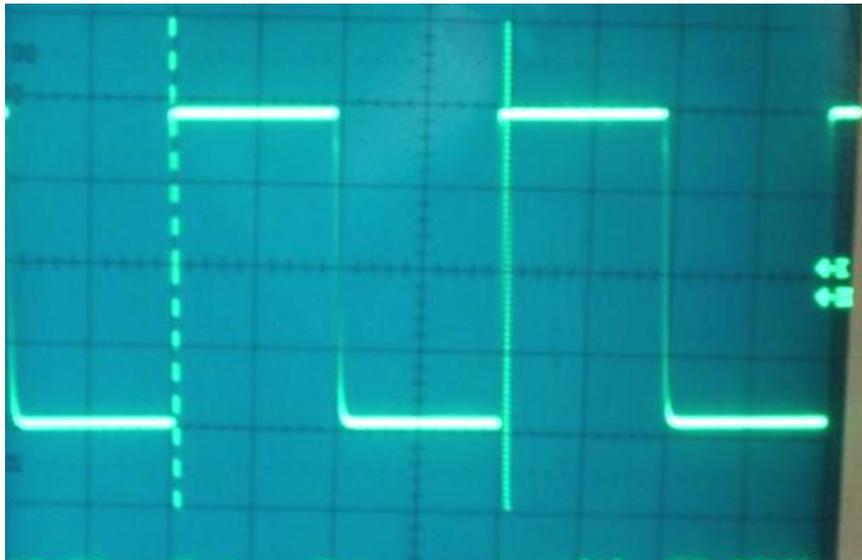


6.11: NORMALSEARCH(); "CORRENTE" DE 357, "TENSÃO" 759, DUTY CYCLE DE 54%.

A função *NormalSearch()* é executada num modo similar à sua congénere rápida, ou seja, é executado um primeiro ciclo com o *Duty Cycle* obtido anteriormente, seguidamente é calculada a potência de entrada, o valor do *Duty Cycle* é aumentado ligeiramente e a operação é repetida.

Aqui caso o aumento do *Duty Cycle* não provoque um aumento de potência o seu valor vai sendo reduzido, esta situação ocorre até que se verifique um aumento da potência produzida.

Esse tipo de funcionamento leva à criação de uma instabilidade em torno do MPP, onde o seguidor vai oscilar tentando obter sempre mais potência. Para evitar que o seguidor fique preso nesta zona de funcionamento indefinidamente é utilizado um contador.

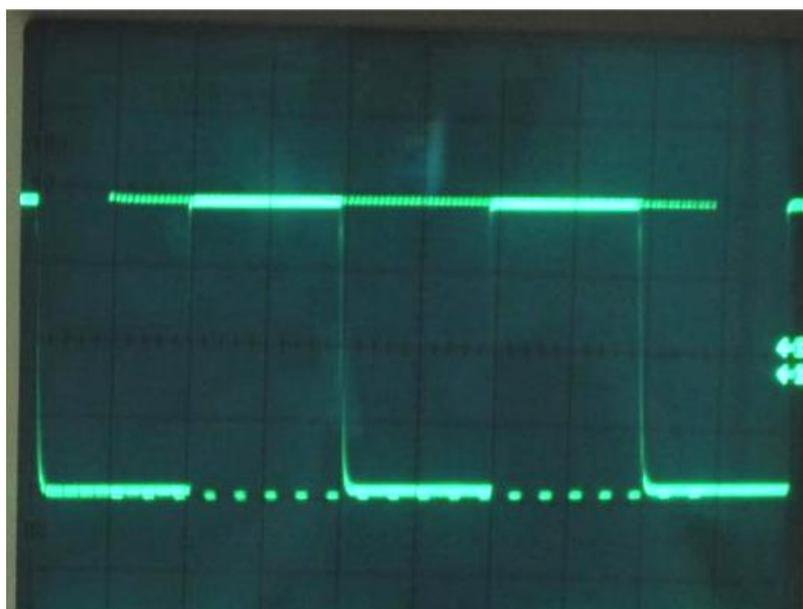


6.12: SINAL DE SAÍDA COM DUTY CYCLE 54%, (COUPLING AC NO OSCILOSCÓPIO).

Sempre que este chega a um valor escolhido, por exemplo: 10 execuções do ciclo de seguimento normal, é chamado o seguidor rápido que introduz uma oscilação significativa no *Duty Cycle* de modo a tentar determinar se existe um outro ponto de funcionamento mais eficiente para o PV.



6.13: NORMALSEARCH(); "CORRENTE" DE 385, "TENSÃO" 759, DUTY CYCLE DE 54%



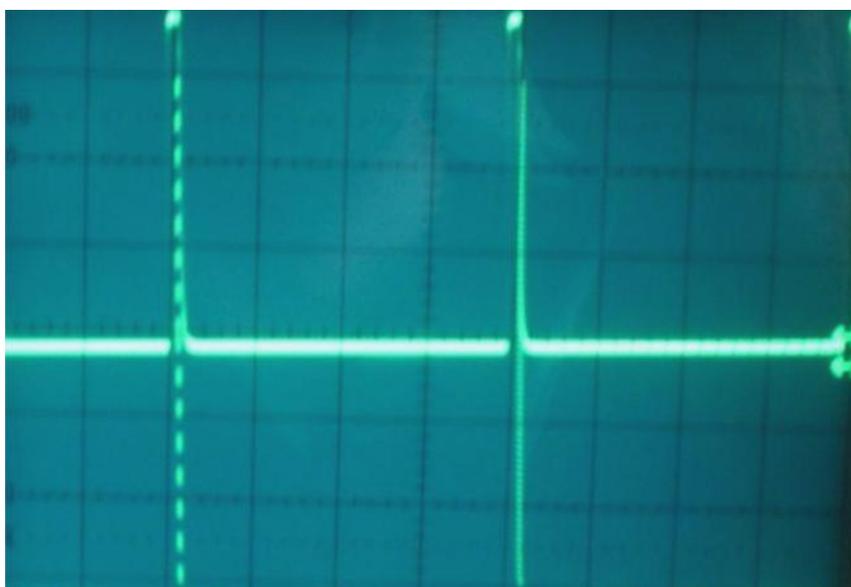
6.14: SINAL DE SAÍDA COM DUTY CYCLE 58%, (COUPLING AC).

Como já foi discutido anteriormente, algumas circunstâncias podem levar a alteração da posição do MPP; quando se encontra perto deste ponto o circuito oscila em de três pontos, se não houver uma alteração que afaste o seguidor desta zona de funcionamento a potência de funcionamento pode ficar sempre aquém do possível.

Esta situação implica saltos que podem não passar exclusivamente por um aumento do *Duty Cycle*, mas por uma diminuição do mesmo.

Tendo esta situação em consideração foi introduzida uma componente de direcção, esta permite escolher na função de *FastSearch()* a direcção do salto, ou seja se queremos um aumento ou uma diminuição do mesmo

6.4 RESULTADOS EXPERIMENTAIS



6.15: SINAL DE SAÍDA COM DUTY CYCLE 8% A 50 KHZ, (COUPLING DC).

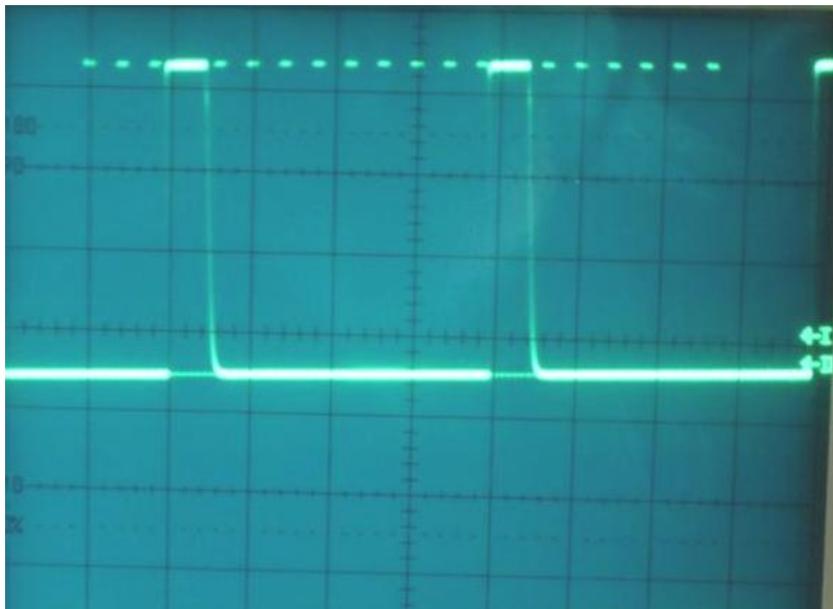
Em termos práticos o protótipo funcionou como esperado.

Numa primeira execução e de acordo com o programado a função *FastSearch()* percorreu toda a gama de valores entregando depois a responsabilidade a função *NormalSearch()*.

Esta função inicialmente funcionou como previsto, mas foi necessário introduzir mais validações aos valores do *Duty Cycle* de modo a evitar que este pudesse descer abaixo de 0, visto que esta variável era definida como um inteiro sem sinal, este valor passava por 65535, que era interpretado pela função *PWM()* como 100, valor máximo para o *Duty Cycle*.

O circuito de protecção do interruptor de pressão actuou de um modo geral dentro do esperado ainda que algumas vezes as oscilações fossem suficientemente grandes para serem interpretadas como um segundo accionamento o que levava a que as entradas fossem ligadas múltiplas vezes com um mesmo valor potência que pontualmente levava a erros no seguidor, com sendo passar de uma função de seguimento para a outra antes do intencionado ou sair de um ciclo antes de tempo.

Para resolver esta situação foi considerada a utilização de uma malha resistência – condensador junto com o interruptor, mas a situação era tão pontual que esta solução acabou por não ser implementada.



6.16: SINAL DE SAÍDA COM DUTY CYCLE 34% A 50 KHZ, (COUPLING DC).

Devido á inexistência de algum material não foi possível fazer o teste dinâmico do protótipo com os painéis PV. Assim apenas puderam ser realizados testes estáticos, os quais validaram o correcto funcionamento do protótipo.



6.17: VALOR DE DUTY CYCLE PARA O SINAL MOSTRADO EM 11.16, (34%).

A passagem para um teste dinâmico deste protótipo, requer apenas alguns cuidados, que correspondem à aquisição correcta dos sinais de tensão e corrente do painel, através dos recursos apresentados no início do capítulo, (divisor de tensão e transdutor de corrente) e à utilização de um circuito *Driver* na saída PWM de modo a poder actuar sobre um interruptor MOSFET ligado à saída do sistema fotovoltaico.

Devem ainda ser retirados do código os travões de interruptor adicionados nas funções de seguimento.

6.5 POTENCIALIDADES DE DESENVOLVIMENTO

Como foi referido no início do capítulo, a PIC® escolhida possui muita capacidade, sendo que no final do desenvolvimento mais de 50% dos seus recursos ficaram por utilizar.

Assim sendo seria interessante como trabalho futuro continuar a adicionar funcionalidades como: a possibilidade de escolha de diferentes algoritmos de seguimento, a visualização dos valores de potência instantânea por unidade, incluir um relógio que permitisse o início/fim de operação do sistema controlado.

Este protótipo foi construído o mais modularmente possível, de modo a permitir que as suas funções fossem facilmente extrapoláveis para outras utilizações. Se a sua função inicial é o seguimento do MPP de um sistema fotovoltaico seria interessante explorar possibilidade de controlar também um sistema de aerogeradores, indicando apenas o utilizador que tipo de sistema está a controlar.

7 CONCLUSÕES

Esta dissertação tentou explorar ao máximo todo o trabalho necessário para o desenvolvimento de um sistema de controlo fotovoltaico. Numa primeira parte mostrou-se não só a natureza da energia solar e o modo de a converter em energia utilizável, mas também as características das ferramentas das quais dispomos para a transformar. Este percurso foi essencial de modo a poder perceber claramente quais deveriam ser os objectivos traçados e que passos deveriam ser tomados para os alcançar.

Para poder perceber o funcionamento e a resposta dos painéis fotovoltaicos, dos conversores e de diversos algoritmos de seguimento foi criado um simulador. Este demonstrou ser essencial, criando alguma sensibilidade acerca dos diversos componentes e o que pode esperar no seu dimensionamento. Veja-se por exemplo o conversor *Flyback* dimensionado no capítulo 3.2 e o seu comportamento verificado em 4.1.4.

Além do que a flexibilidade introduzida na construção do simulador, a ferramenta permite desenvolver e testar novas soluções antes de se partir para a construção de protótipos.

Finalmente a última parte desta dissertação levou à construção de um medidor de irradiação solar COTS e um protótipo de seguidor de potência máxima.

O medidor COTS foi construído com intenção de validar os modelos de simulação para os módulos fotovoltaicos. A sua precisão, robustez e portabilidade permitem a sua utilização em aplicações futuras

Relativamente ao seguidor MPP, o seu desenvolvimento inicial foi condicionado ao material disponível no armazém do DEE. Sempre que possível, com alguma ajuda externa e imaginação conseguiu-se estender a capacidade do mesmo de modo a fornecer alguma interactividade com o utilizador, veja-se a utilização de interruptores, led e ecrã LCD.

Uma parte significativa do tempo aplicado na construção do protótipo foi na programação e controlo da PIC®, em retrospectiva, tomando como base a relação preço/capacidade, desde que alguns cuidados sejam tomados a utilização deste tipo de microcontrolador é extremamente flexível, poderosa e útil com capacidades de desenvolvimento muito atractivas.

O seguidor foi construído de modo a ser tão flexível quanto possível com intenção de permitir a sua adaptação a outro tipo de energias com um mínimo de modificações.

Os testes realizados com o seguidor validaram não só o seu correcto funcionamento, mas também a validade do algoritmo proposto e implementado.

Infelizmente não foi possível realizar o teste dinâmico do seguidor, devido à indisponibilidade de algum equipamento que permitisse fazê-lo em plena capacidade.

De um modo geral pode concluir-se que o trabalho desenvolvido no âmbito desta dissertação foi muito enriquecedor e deveria ser continuado; o simulador deve ser aproveitado e expandido com mais alguns módulos que incluam por exemplo um inversor, ligação à rede de transporte, mais alguns algoritmos de seguimento e outro tipo de conversores DC – DC.

Na mesma lógica o trabalho investido no protótipo deveria ser continuado aprofundando o seu teste e expandindo as suas capacidades, não só de interactividade com o utilizador mas também a sua interligação com outros equipamentos.

8 BIBLIOGRAFIA

- Abengoa Solar. (2009). *Abengoa Solar*. Obtido de Abengoa Solar: <http://www.abengoasolar.com>
- Adamidis, G. (2007). *Photovoltaic System MPPTTracker Implementation using DSP engine and buck – boost DC-DC converter*. Electrical & Computer Engineering Department Democritus University of Thrace.
- Apogee Instruments. (s.d.). SP-110, Data Sheet.
- Bonifácio, P. (2006). Renewable Power Sources: Towards a Solar Solution. *EWIS Nº 2*.
- Brown, M. (2001). *Power Supply Cookbook, Second Edition*. Newnes.
- Camus, C. (2006). Gestão de Energia. *Energia Solar*. ISEL - DEEA.
- Castro, R. M. (2008). *Introdução à Energia Fotovoltaica*. IST.
- Desertec. (2010). *Desertec*. Obtido de Desertec: <http://www.desertec.org>
- Dinwoodie, L. (2000). *Design Review: Isolated 50 Watt Flyback Converter Using the UCC3809 Primary SideController and the UC3965 Precision Reference and Error Amplifier*. Texas Instruments.
- Dixon, L. H. (s.d.). *Inductor and Flyback Transformer Design*. Obtido de Texas Instruments.
- Dixon, L. H. (2001). *Magnetics Design for Switching Power Supplies*. Obtido de Texas Instruments.
- DLR. (2008). *German Aerospace Center*. Obtido de German Aerospace Center: <http://www.dlr.de>
- Earth Policy Institute. (2008). *Earth Policy Institute*. Obtido de Earth Policy Institute: <http://www.earth-policy.org/>
- Encyclopedia Britannica. (2008). *Encyclopedia Britannica*. Obtido de Encyclopedia Britannica: <http://www.britannica.com/>
- Energy, U. D. (2008). *International Energy Outlook - 2008*. U.S. Department of Energy.
- Enviromission. (2008). *Enviromission*. Obtido de Enviromission: <http://www.enviromission.com.au/>
- Faranda, R. (2008). Energy comparison of MPPT techniques for PV Systems. *WSEAS Transactions on Power Systems*, 446-455.
- Gallagher, K. S. (2006). ENERGY-TECHNOLOGY INNOVATION. *Annual Revue Environmental Resources*, pp. 193–237.
- George, K. (2006). *DC Power Production, Delivery and Utilization*. EPRI White Paper.
- H.Haeberlin. (2006). Measurement of Dynamic MPP-Tracking Efficiency at Grid-Connected PV Inverters. *21st European Photovoltaic Solar Energy Conference*. Dresden, Germany.
- Hohm, D. P. (2003). Comparative Study of Maximum Power Point Tracking Algorithms. *PROGRESS IN PHOTOVOLTAICS: RESEARCH AND APPLICATIONS*, pp. 47–62.
- Huld, T. (2008). Comparison of Potencial Solar Electricyti output From Fixed-Inclined and Two-Axis Tracking Photovoltaic Modules in Europe . *Progress in Photovoltaics: Res. and Appl.*

- International Energy Agency. (2006). *World Energy Outlook*. International Energy Agency.
- Jiang, J.-A. (2005). Maximum Power Tracking for Photovoltaic Power Systems. *Tamkang Journal of Science and Engineering, Vol. 8, No 2* , pp. 147-153.
- Lempp, P. (2007). *Renewable Energies - Status Report*. REN21.
- Micro Circuit Labs. (2008). SIM SOLAR IRRADIANCE METER.
- Microchip. (2008). PIC18F2525/2620/4525/4620 DataSheet.
- Mishima, T. (2004). A Power Compensation and Control System for a Partially Shaded PV Array. *Electrical Engineering in Japan, Vol. 146, No. 3* , pp. 799–806.
- Mohan, N. (1995). *Power Electronics, Second Edition*.
- Moura, P. d. (2008). *Portal de Moura*. Obtido de <http://www.portaldemoura.com>
- National Semiconductor Corporation. (2002). *Introduction to Power Supplies*. National Semiconductor.
- NREL. (2007). *Solar Energy Technologies Program*. Obtido de Solar Energy Technologies Program: <http://www1.eere.energy.gov/solar/about.html>
- Ortega, J. (2006). *Central Receiver System (CRS) Solar Power Plant Using Molten Salt as Heat Transfer Fluid*.
- Pregitzer, R. L. (2005). Interface entre Fontes de Energia Renovável e a Rede Eléctrica. *ENER'05 – Conferência sobre Energias Renováveis e Ambiente em Portugal*, (pp. 1.143-1.148). Figueira da Foz, Portugal.
- PVGIS. (2009). *Photovoltaic Geographical Information System*. Obtido de PVGIS: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/index.htm>
- Quaschnig, V. (2005). *Understanding Renewable Energy Systems*. Earthscan.
- Sandia National Laboratories. (2009). *Concentrating solar Power*. Obtido de Sandia: http://www.sandia.gov/Renewable_Energy/solarthermal/nsttf.html
- Sanyo Solar. (2009). <http://www.sanyo-solar.eu/en/products/hit-technology/sanyo-hit-technology/>. Obtido em 2009, de <http://www.sanyo-solar.eu/en/products/hit-technology/sanyo-hit-technology/>.
- Sera, D. *Improved MPPT algorithms for rapidly changing environmental conditions*. Aalborg University/Institute of Energy Technology, Aalborg, Denmark.
- Sera, D. (2006). *Teaching Maximum Power Point Trackers Using a Photovoltaic Array Model with Graphical User Interface*. Institute of Energy Technology; Aalborg University.
- SES. (2008). *Stirling Energy Systems*. Obtido de Stirling Energy Systems: www.stirlingenergy.com
- Siemens. (s.d.). BPW 34, Data Sheet.
- SolarMillenium. (2008). *SolarMillenium*. Obtido de SolarMillenium: <http://www.solarmillennium.de>
- Solarpaces. (2008). *Solar Power And Chemical Energy Systems*. Obtido de SolarPACES: <http://www.solarpaces.org/inicio.php>
- Solúcar. (2006). *PS10, 10 MW Solar Thermal Power Plant for Southern Spain*.

SunPower Corporation. (2008). *Serpa Solar Park Project, a Case Study*.

Walker, G. (2006). *Evaluating MPPT Converter Topologies Using a MATLAB PV Model*. University of Queensland, Australia: Dept of Computer Science and Electrical Engineering.

Walker, G. (2006). *PV String Per-Module Maximum Power Point Enabling Converters*. School of Information Technology and Electrical Engineering.

Wuidart, L. (2000). *Topologies for Switched Mode Power Supplies*. STMicroelectronics.

Zhang, C. (2004). Integrated Adaptive DC/DC Conversion with Adaptive Pulse-Train Technique for Low-Ripple Fast-Response Regulation. *ISLPED'04*. Newport Beach, California, USA.

ANEXO 1

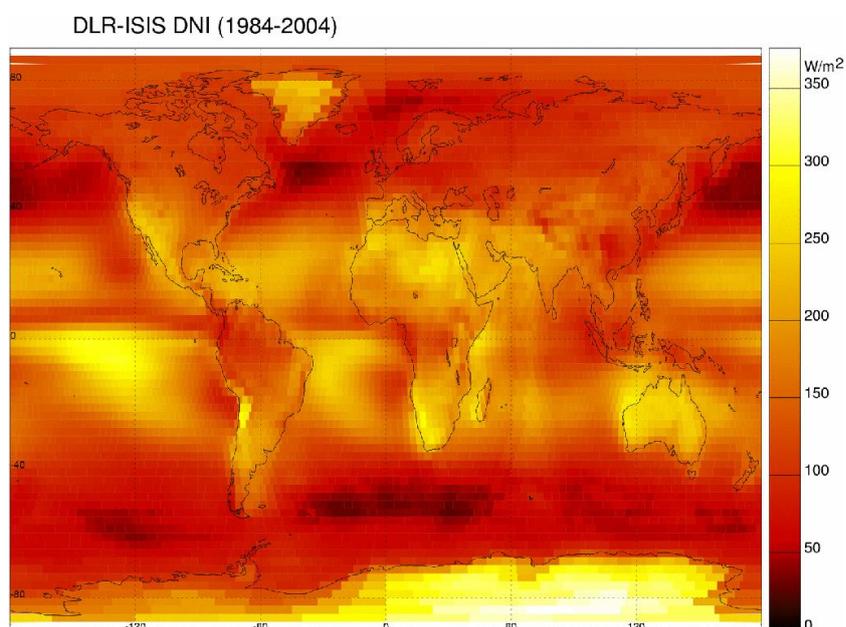
ENERGIA SOLAR

9 ENERGIA SOLAR – UMA PERSPECTIVA.

Dentro da energia solar podemos distinguir duas grandes vertentes de utilização, aplicações de pequena e média potência com centrais distribuídas ou centralizadas a injectar corrente directamente para a rede de distribuição eléctrica e uma segunda vertente que corresponde à microgeração local para o fornecimento de povoações isoladas, com poucas garantias de ligação a uma rede de distribuição geral.

Desde que um valor mínimo de insolação anual seja atingido e o sistema apropriado de geração de energia eléctrica solar seja adoptado, o sol pode ser utilizado de modo rentável.

Tendo em conta o mapa de insolação da figura 9.1 podemos facilmente ver a potencialidade desta forma de energia para a generalidade de países.



9.1: MAPA DE DNI, (IRRADIAÇÃO NORMAL DIRECTA), SOLAR GLOBAL OBTIDO PELO PROJECTO ISIS (DLR, 2008).

9.1 APLICAÇÕES DE PEQUENA E MÉDIA POTÊNCIA PARA A PRODUÇÃO CENTRALIZADA E DESCENTRALIZADA.

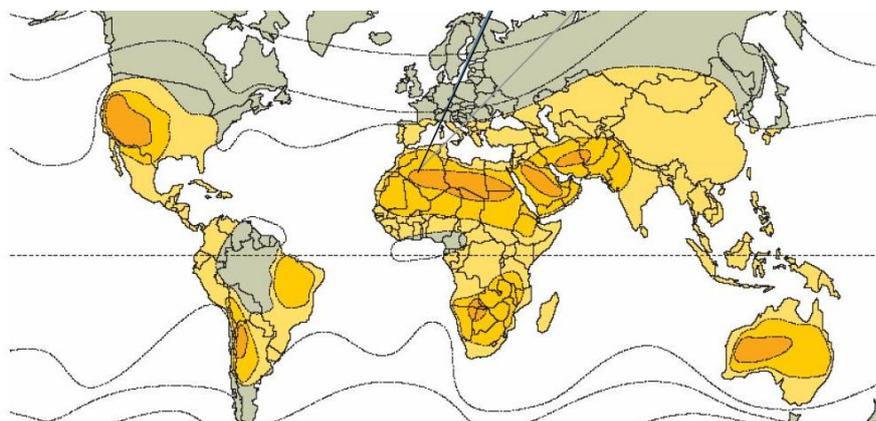
Este primeiro cenário é aquele que se verifica na generalidade dos países da OCDE, existem fortes investimentos por parte de governos (ajudas directas, legislação para edifícios verdes) empresas e em larga medida de particulares na aquisição de potência instalada para a produção eléctrica.

Por parte dos governos esta é uma opção bastante atractiva não só como forma de obter independência energética, mas também como um meio para reduzir a emissões de CO₂ de modo a cumprir os compromissos ambientais aos quais muitos destes países aderiram.

O número de soluções disponíveis para produção, a baixa generalizada dos custos de instalação e previsões de uma saudável expansão das necessidades energéticas globais fazem tornam este mercado extremamente atractivo a nível empresarial. Além do mais olhando para os mapas de radiação solar da

figura 9.2 pode observa-se que a maior capacidade de produção encontra-se distribuída por países fora da OCDE; África, Médio Oriente e América latina. Num panorama de médio – longo prazo a exportação de energia eléctrica pode ser a melhor fonte de rendimentos destes países.

Os particulares encontram na energia solar, geralmente através da utilização de painéis fotovoltaicos, uma óptima solução, não só para ajudar a diminuir a factura energética mensal mas também como fonte de rendimento estável cujo investimento inicial é recuperado em meia dúzia de anos.



9.2: MAPA DE RADIAÇÃO SOLAR COM VALORES MÍNIMOS PARA CENTRAIS CSP E CHAMINÉS SOLARES (SOLARMILLENIUM, 2008).

9.2 MICRO – GERAÇÃO PARA SISTEMAS DESAGREGADOS DA REDE ELÉCTRICA.

Segundo uma estimativa da IEA (Agência Internacional da Energia) cerca de 32% dos países fora da OCDE, em vias de desenvolvimento, (excluindo Europa e Eurásia), não tem acesso a electricidade – cerca de 1.6 biliões de habitantes.

Tendo em linha de consideração que a maioria destes países tem uma rede de comunicação, infra-estruturas e manutenção bastante deficiente, o recurso a meios de produção de energia eléctrica autónomos que consigam sustentar populações de pequena/média dimensão torna-se essencial para o seu desenvolvimento. O acesso à educação tecnológica e sistemas de saúde dependem da electricidade. Sistemas de geração mecânicos (geradores Diesel) têm capacidade limitada, exigências e custos de manutenção que proíbem a sua utilização em larga escala de um modo contínuo. Nestes locais sistemas baseados em PV, com poucas necessidades de manutenção, podem contribuir de um modo decisivo para melhorias na qualidade de vida das populações às quais são afectos.

Desde 2000 através do programa de Electrificação rural na China, mais 1.5 milhões de pessoas distribuídas por cercas de 700 aldeias, (300.000 habitações), tiveram acesso a energia eléctrica. Esta energia provém de sistemas híbridos baseados em PV e aerogeradores ligados em mini – redes de distribuição com potências instaladas que variam de 30 a 150 kW para um total de 15 MW, destes 800 kW correspondem a aerogeradores.

A Índia é outro país onde este tipo de instalações se encontra em franco desenvolvimento com cerca de 550 kW instalados que servem alguns milhares de habitações em várias dezenas de aldeias (NREL, 2007).

9.3 PAINÉIS FOTOVOLTAICOS.



9.3: PAINÉIS PV BUSKIL COM SEGUIMENTO EM UM EIXO NA CENTRAL DE AMARELEJA, MOURA, (ESQUERDA), E SUNTRACKER T0 NA CENTRAL HÉRCULES EM BRINCHES, SERPA, (DIREITA). (FOTOS: LUIS ALVES).

Apesar do enorme avanço que tem ocorrido no desenvolvimento e implementação da tecnologia para centrais solares a maioria da produção eléctrica a nível mundial provém de painéis fotovoltaicos. Só para a Europa estima-se a capacidade instalada no fim de 2007 de sistemas PV em 4.689,5 MWp (MW em pico), sendo que 99.5 % desta capacidade esta ligada à rede de distribuição (PVGIS, 2009) .

A nível mundial a capacidade instalada até 2007 estima-se em 7.8 GWp sendo que 2.26 GWp foram instalados durante 2007 (Energy, 2008). Estes valores correspondem ao total de capacidade instalada em bruto, ou seja, sem considerar se os sistemas se encontram ou não já ligados à rede de distribuição, em alguns países os pedidos de ligação à rede demoravam até há relativamente pouco tempo, vários meses e até anos a processar, dependendo de se as metas energéticas traçadas pelos governos tivessem sido atingidas ou não.

Desde 2007 e com os pacotes de medidas que governos distintos países têm fomentado para a instalação e produção, a Europa tornou-se o líder mundial do mercado fotovoltaico em capacidade instalada (tabela 9.1); Alemanha, Espanha e Portugal possuem dentro das suas fronteiras algumas das maiores centrais PV da actualidade, isto enquanto nos EUA, Austrália, China e médio oriente começam a tomar forma centrais de elevada capacidade como; 25MWp em DeSoto, Florida, EUA; 154 MW em Vitória, Austrália.

9.1: EVOLUÇÃO DE CAPACIDADE PV INSTALADA (MW), EM PAÍSES DE REFERÊNCIA (ENERGY, 2008).

País	1992	2001	2006	2007
Alemanha	5,6	194,6	2.727,0	3.862,0
Espanha	-	3,0	143,0	655,0
EUA	43,0	167,8	624,0	830,5
Itália	8,5	20,0	50,0	120,2
Japão	19,0	452,8	1.708,5	1.918,9
Portugal	0,2	1,3	3,4	17,9
Total Global (est.)	105,0	974,0	5.584,0	7.841,0

Todas estas centrais de média capacidade formam um quadro bastante atractivo para a energia fotovoltaica, no entanto é necessário ter em consideração que a entrada no mercado mundial de tecnologia PV, não provem de centrais de produção centralizadas, mas da micro – produção descentraliza.

Esta tendência tem as suas raízes no Japão, país que foi o maior investigador, produtor e utilizador de painéis solares desde fins dos anos 80 até cerca de 2004. Todo este furor foi fomentado pela atitude cultural, virada para a alta tecnologia presente no povo japonês e a sua necessidade de independência energética de um país com extrema densidade populacional. Tendo em linha de conta a morfologia do país, é fácil ver que no Japão existem três tipos de energias renováveis utilizáveis, energia das marés, eólica e solar; a primeira forma de energia só nos últimos anos tem ganho adeptos e as primeiras centrais piloto só agora estão a entrar em operação, a energia eólica requer sempre uma área considerável livre em redor do aerogerador, algo que não existe em abundância neste local, sendo que o Japão alterna entre áreas densamente povoadas e zonas densamente florestadas. Esta situação impede desde logo a instalação de aerogeradores. Finalmente, a energia solar, através de painéis PV é facilmente aplicável na maioria de habitações, silenciosa, e não perturba a estética local.

Olhando para os números disponíveis para 1992, os EUA lideravam a capacidade instalada, mas a maioria desta pertencia a sistemas descentralizados desligados da rede; ainda em 2007 cerca de um quarto da capacidade disponível nos pertencia a sistemas desligados da rede, um valor que contrasta fortemente com a capacidade instalada desligada da rede disponíveis no Japão ou Europa que é inferior a 5%.



9.2: BIPVS DE 5 MWP EM BÜRSTADT, ALEMANHA; (ESQUERDA) E 5,21 MWP EM KAMEYAMA, JAPÃO, NOTE-SE A UTILIZAÇÃO DE PAINÉIS TRANSPARENTES NA FACHADA DO EDIFÍCIO; (DIREITA) (SANYO SOLAR, 2009)

Quando se trata da criação de um ambiente mais “verde” entram em jogo as normativas impostas pelos diversos governos e pela união europeia para edifícios “verdes”, com melhor aproveitamento térmico, redução de consumos e de CO₂ e sistemas integrados de geração de energia eléctrica e térmica.

9.3: MAIORES CENTRAIS DE PRODUÇÃO DE PAINÉIS FOTOVOLTAICOS INTEGRADOS EM EDIFÍCIOS (LEMPP, 2007).

Capacidade (MWp)	Localização	País	Entrada em funcionamento
11,8	Zaragoza	Espanha	Fins 2008
5,21	Kameyama	Japão	2006
5	Bürstadt	Alemanha	2005
3,875	Muggensturm/ Rastatt	Alemanha	2006
3,7	Kronwieden/ Dingolfing	Alemanha	2005

9.3.1 PAINÉIS FOTOVOLTAICOS.

Um dos modos mais simples de criar edifícios mais amigos do ambiente passa pela redução da factura eléctrica, para tal, nada como integrar um sistema de geração de electricidade. Dentro dos métodos de geração possíveis os PV são economicamente mais acessíveis e podem ser virtualmente aplicados em qualquer local do edifício, paredes, telhado desde que recebam alguma luz solar durante o dia.

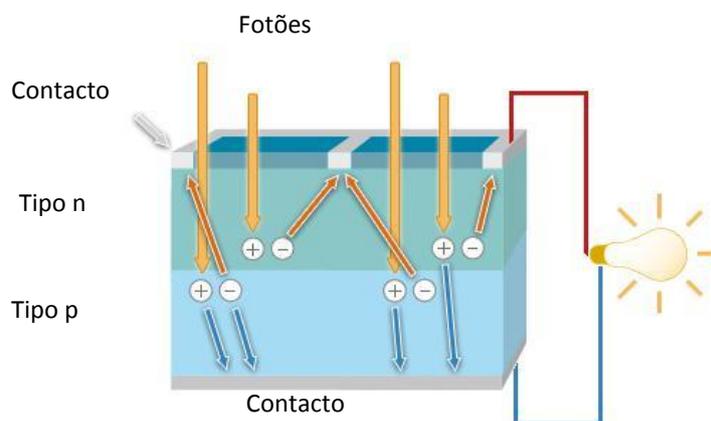
A geração de energia eléctrica por este sistema é sempre de baixa potência, dezenas ou poucas centenas de quilowatt; por este motivo muitos dos países que apoiam a produção de fontes renováveis tem um tarifário diferente, mais “amigo”, para estas unidades; na tabela 9.4 podem ver-se alguns dos valores para países de referência.

9.4: METAS E AJUDAS DISPONÍVEIS PARA A INTEGRAÇÃO DE PV EM EDIFÍCIOS (PVGIS, 2009).

País	Tarifário (BIPV)	Objectivos	Obs.
Alemanha	<30 kW – 0,517€/kWh ≤20 kW – 0,44€/kWh	-	Duração 20 anos
Espanha	≤200 kW – 0,39€/kWh >200 kW – 0,33€/kWh	-	-
EUA	-	-	Ajudas de 30% nos custos
Itália	0.49€/kWh	3 GW até 2016 (total de renováveis)	Sem burocracias para instalação e ligação à rede
Japão	-	16 GW até 2014	4.800 M¥ de ajudas directas para 2008. Descontos IRS
Portugal	<3.68 kW – 0,469€/kWh	150 MW até 2010	IVA reduzido Obrigatoriedade de capacidade térmica

9.3.2 FUNCIONAMENTO

Os painéis fotovoltaicos são constituídos por módulos que por sua vez são constituídos por células fotovoltaicas. Estas são constituídas por um material semicondutor, normalmente silício, a este material é adicionado uma substância dopante com o intuito de criar um meio que permita a ocorrência do efeito fotovoltaico, ou seja, a conversão directa da energia solar em energia eléctrica.



9.4: PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO DE UMA CÉLULA FOTOVOLTAICA (ABENGOA SOLAR, 2009).

Uma célula típica de silício gera cerca de 1.5 Wp eléctricos, para obter potências utilizáveis na produção de energia, estas são ligadas em série ou paralelo formando assim módulos com valores de potência a partir de 40 Wp; estes módulos são associados em painéis para gerar potências de vários kWp.

Este valor de potência de célula é atingido com tensões na ordem de 0,5 V para uma corrente de 3 A. O nível de radiação ao qual a célula é exposta vai afectar os seus valores de tensão e corrente, logo a sua potência, assim variando a relação tensão – corrente ($V - I$) pode conseguir-se que a célula (módulo) se encontre sempre perto do seu ponto de potência máxima

Hoje em dia no mercado existe uma considerável variedade de tipos de células fotovoltaicas, construídas dos mais diversos materiais desde o silício monocristalino, silício policristalino, silício amorfo – utilizado em películas finas, (*thin films*) e materiais utilizados na chamada 3ª geração de células solares como sejam o Arsenito de Gálio (GaAs).

A variedade existente nos diversos tipos células deve-se a à tentativa de encontrar a melhor relação possível entre os custos de produção, rendimento dos módulos e a aplicabilidade dos mesmos, (películas finas transparentes utilizadas como cobertura de edifícios, janelas, telhados de esplanadas ou tectos de automóveis).

9.3.3 PRIMEIRA GERAÇÃO

A primeira geração de células PV é construída de silício cristalino de elevada pureza e com uma única junção, a tecnologia necessária para a construção implica custos energéticos e de manufactura elevados o que acaba por impossibilitar a redução dos mesmos através da industrialização da produção, o rendimento

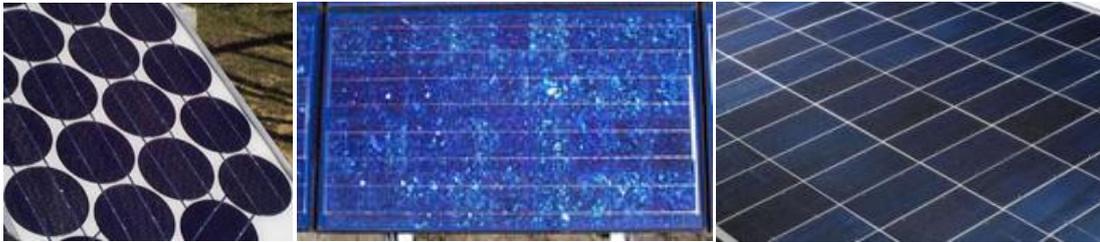
teórico máximo de uma célula típica (com uma única camada p – n) é dado pelo *limite de Shockley – Queisser* e situa-se nos 31%.

Os materiais utilizados na primeira geração são:

Silício Monocristalino (mono-Si) – Representa o grosso das células actualmente disponíveis no mercado, o silício é purificado, fundido e finalmente cristalizado em lingotes, estes são depois cortados em finas lâminas, bolachas, devido á forma cilíndrica do lingote a célula (quadrada) fica com os cantos por preencher, o que lhe confere uma forma distintiva e uma cor uniforme, a eficiência máxima registada em laboratório situa-se nos 24.7%.

Silício Policristalino (poli-Si) – É fabricado de um modo semelhante ao monocristalino mas utiliza silício de baixo custo, que leva a uma perda na eficiência, os lingotes são rectangulares e a cristalização ocorre de um modo algo aleatório o que produz um padrão de cor variável, a eficiência máxima registada neste tipo de célula situa-se no 18.7 %.

Silício “Ribbon” – Fitas de silício, não se utilizam lingotes, o silício monocristalino fundido é depositado em fitas, este processo permite poupar matéria-prima à custa de algum rendimento da célula que a coloca com valores bastante próximos do p-Si.



9.5: CÉLULAS DE SILÍCIO MONOCRISTALINO, POLICRISTALINO E RIBBON.

Uma célula moderna típica de silício tem uma espessura de $\sim 200 \mu\text{m}$ e é constituída:

Contactos frontais constituem os terminais negativos.

Camada anti-reflexo numa superfície feita em pirâmides invertidas (para minimizar as perdas por reflexão), os valores de reflexão abaixo dos 5 %.

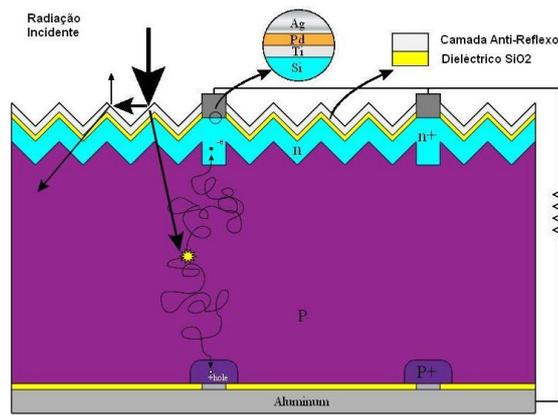
Camada dielétrica de SiO_2 ,

Camada tipo n: silício dopado normalmente com Fósforo, região negativa da célula.

Camada tipo P silício dopado normalmente com Boro; região positiva da célula.

Camada dielétrica perfurada – com a finalidade de maximizar a reflexão na parte traseira da célula.

Contacto posterior em alumínio, terminal positivo.



9.6: MODELO DE UMA CÉLULA DE SILÍCIO TÍPICA. (ADAPTADO DE CYFREZ-SOLAR CELL).

9.4 SEGUNDA GERAÇÃO

A segunda geração de células foi desenvolvida principalmente como um meio de reduzir os custos de produção e são conhecidas como células de película fina, (*Thin-film*), foram introduzidas novas técnicas como a deposição por vapor que permitiram baixar substancialmente o tempo necessário de manufatura a altas temperaturas e a quantidade de material sensível à luz necessário. Toda esta poupança teve um custo, o rendimento deste tipo de células normalmente não vai além dos 10% em aplicações comerciais, no entanto a sobreposição de duas ou mais camadas de células permite atingir rendimentos próximos da primeira geração.

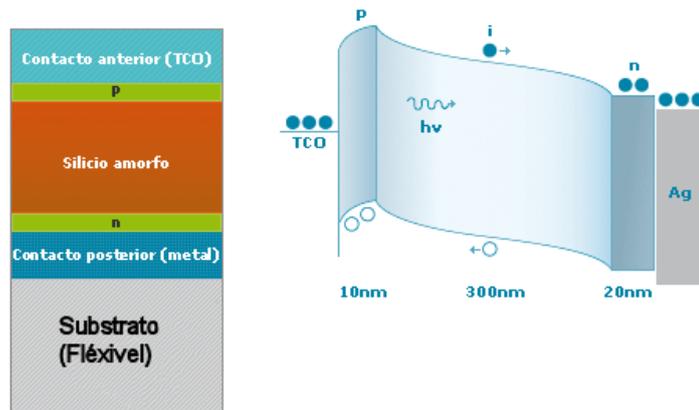
Nesta geração foram utilizados como sucesso diversos tipos de materiais que devido à sua espessura permitiram a criação de módulos solares transparentes, situação que abriu as portas a todo um novo leque de aplicações como sejam janelas de edifícios tectos transparentes... etc.

Uma célula de segunda geração típica tem uma espessura de $\sim 5 \mu\text{m}$, os principais materiais utilizados actualmente na sua construção são:

Silício amorfo (a-Si) – Não possui estrutura cristalina, através de um processo onde é adicionado hidrogénio, hidrogenação, fica apto a realizar o efeito fotovoltaico, devido a uma maior impureza o hiato (*Band Gap Energy*) deste varia entre 1,1 e 1,75 eV, (1,1 – 1,12 eV para o silício cristalino), dependendo da composição do silício. As células podem ser fabricadas com uma temperatura de deposição relativamente baixa, (200 - 500° C), o que permite a sua aplicação em vários substratos de baixo custo como sejam o vidro ou cerâmica, infelizmente a exposição inicial á luz solar provoca uma degradação significativa na célula que resulta num rendimento típico de 6 – 7%, sendo que em laboratório o valor máximo registado foi de 13 %.

Este tipo de silício possui um valor de absorção no espectro visível bastante superior ao das células de primeira geração, o que permite que a sua deposição se faça em finas camadas, inferiores a 1 μm .

Na figura 9.7 pode ver-se a constituição de uma célula típica em silício amorfo, aqui o contacto superior é formado por uma camada de transparente de oxido condutor, (*TCO – Transparent Conductive Oxide*)



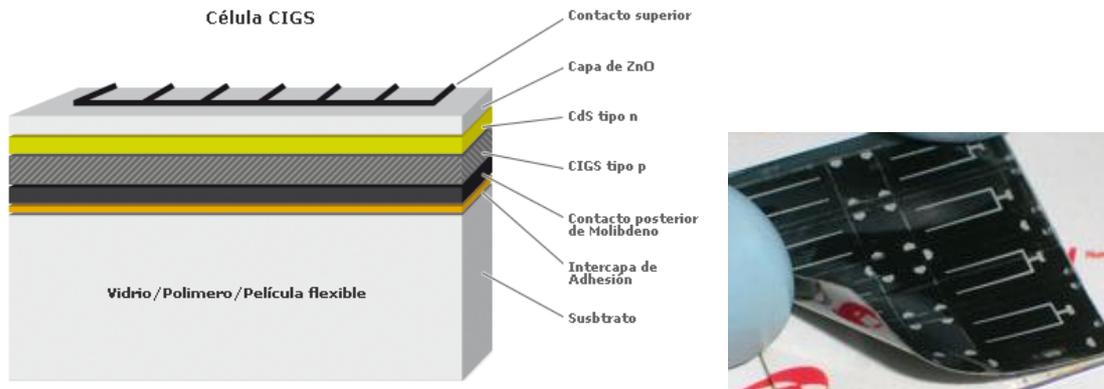
9.7: ESQUEMA DE UMA CÉLULA DE SILÍCIO AMORFO, (DIREITA), HIATO – BAND GAP ENERGY, (DIREITA). (ABENGOA SOLAR, 2009)

Di-selénio de Índio e Cobre (CIGS) – Este é dos tipos de materiais utilizados em películas finas e com mais potencial de crescimento devido ao seu elevado rendimento e custo relativamente baixo. Estas células tem um hiato variável de 1,02 a 1,68 eV dependente da relação Índio – Gálio na composição da célula, a utilização de gálio permite maximizar o rendimento óptico com um valor de absorção de fótons acima de 90 % nos primeiros micrómetros do material, note-se que apesar de na designação do material não existir referência ao gálio este é utilizado em combinação com o Índio, numa relação muito menor.

Os custos de materiais são bastante mais reduzidos que o das células de silício e a utilização do Molibdénio, um metal de transição como contacto posterior permite a aplicação directa da célula sobre substratos como vidro ou plástico, por outro lado é necessário um investimento inicial bastante avultado para estabelecer uma linha de produção além de que alguns dos materiais utilizados são bastante tóxicos, como o sulfato de cádmio, (CdS), outros como o Índio são actualmente utilizados na produção de ecrãs TFT o que pode limitar o seu stock para utilização na indústria PV.

Em termos de eficiência uma célula deste tipo atingiu um rendimento de 19.9 % em Março de 2008, valor que se aproxima dos melhores conseguidos em células de primeira geração e muito superior aos valores obtidos nas outras células de película fina.

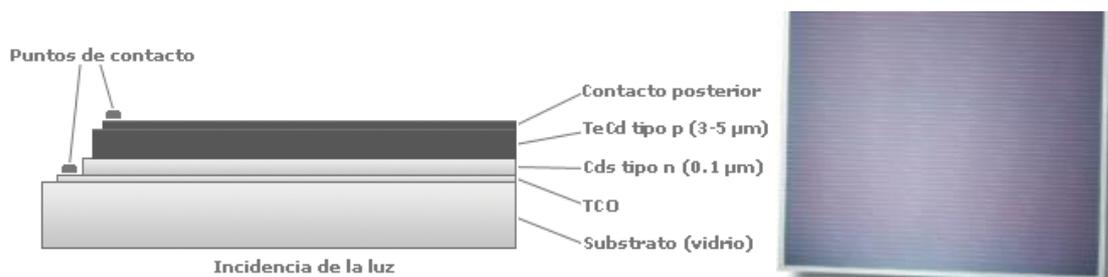
A exploração comercial de módulos solares de CIGS deu-se em 2006 com a entrada em funcionamento de uma fábrica da *Würth Solar*, (CISFab), a plena capacidade é prevista uma produção anual de 200.000 módulos, o equivalente a 14.8 MW, a fábrica em si tem instalada uma capacidade de 150 kWp.



9.8: ESQUEMA DE UMA CÉLULA DE CIGS, (ESQUERDA), CÉLULA NUM SUBSTRATO FLEXÍVEL DE TEJIN, (DIREITA). (ABENGOA SOLAR, 2009)

Telúridio de Cádmiio (TeCd) – A pesquisa em nesta tecnologia vem desde a fins dos anos 50 mas uma eficiência acima de 10 % só foi atingida no início de 1991 a investigação neste tipo de célula deve-se ao seu hiato de cerca de 1.5 eV que é o valor óptimo teórico para células solares em exposição directa, (i.e. sem focagem da radiação incidente). A industrialização da produção é relativamente fácil e os custos são provenientes sobretudo dos materiais utilizados.

Uma célula típica é constituída por uma camada de TeCd tipo p e uma fina camada de sulfito de cádmio, (CdS), entre este e o substrato é colocada uma cama de TCO. Devido á natureza tóxica do CdS tem existido algumas reticências por parte de alguns fabricantes em prosseguir com a industrialização da tecnologia. Hoje em dia existem já diversas empresas a produzir módulos solares de TeCd sendo que o maior deles é a *First Solar* com uma capacidade de produção anual estimada em 735 MW para 2008, os módulos fornecidos por esta empresa são os utilizados na central PV de *Brandis – Alemanha*, (40 MWp). Esta companhia auto-impõe uma filosofia de reciclagem em que o valor de todos os módulos tem incluída uma taxa de reciclagem, este processo é responsabilidade da própria empresa, no fim da vida útil dos painéis, (20 – 30 anos).



9.9: ESQUEMA DE UMA CÉLULA DE TECD, (ESQUERDA), MÓDULO SOLAR DA SERIE FS DE TECD. (ABENGOA SOLAR, 2009)

9.5 TERCEIRA GERAÇÃO

A terceira geração tenta construir sobre as bases deitadas pela segunda geração, o seu principal objectivo é melhorar o rendimento eléctrico relativamente às películas finas mantendo os custos de produção nos mínimos possíveis.

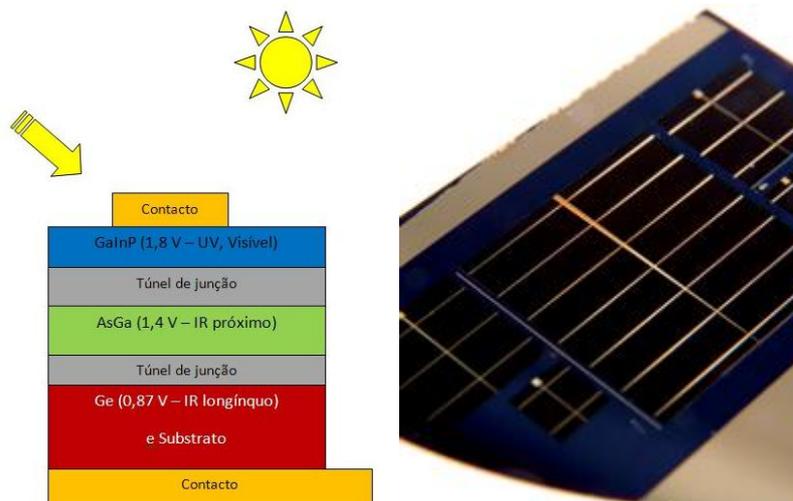
Para atingir as eficiências as desejadas, na ordem dos 30 a 60 %, existem neste momento três soluções possíveis, a utilização de células fotovoltaicas de multi-junção, a focagem (concentração) do espectro incidente ou uma combinação das duas.

Células multi-junção de Arseneto de Gálio (AsGa) – Estas foram inicialmente desenvolvidas para aplicações espaciais, satélites e “*rover’s*” que actualmente se encontram em Marte, mas devido à descida do seu custo com a industrialização da produção apresentam agora uma alternativa bastante atractiva aos seus concorrentes de primeira e segunda geração.

As células são por múltiplas camadas de películas finas, normalmente três, com diferentes hiatos sobrepostos; a escolha dos diferentes materiais é tal que o máximo do espectro electromagnético possa ser coberto.

Mesmo com custos mais baixos estas células continuam a ser caras, daí que para maximizar o seu rendimento estas sejam utilizadas com concentrados como acontece na central-piloto da *Abengoa Solar* referido no capítulo 8.1.3, este sistema garante o máximo rendimento com custos relativamente controlados.

A eficiência máxima registada neste tipo de células cifra-se nos 24,7 % para sistemas com radiação normal directa e 40,8 % para sistemas com focagem de 324x.



9.10: ESQUEMA DE UMA CÉLULA DE ASGA COM VALORES DE HIATO E ESPECTRO ELECTROMAGNÉTICO ABSORVIDO, (ESQUERDA), CÉLULA DE ASGA EM SUBSTRATO DE GE. (FONTE: IMEC)

Para a produção de energia os painéis podem ser associados de diversas formas:

- Instalações fixas.
- Com seguimento em um/dois eixos.
- Concentradores PV.

9.5.1 INSTALAÇÕES FIXAS.

De momento na Europa a maioria das instalações de PV é fixa, a inclinação natural dos telhados da maioria das casas varia entre 20 a 45° o que permite ângulos bastante aceitáveis para o rendimento dos painéis PV. Este tipo de instalação tem a vantagem de ter uma montagem bastante estável e económica.

A maior parte das centrais de produção centralizada continuam a utilizar este tipo de montagem, caso da central Pão e Água em Mértola.

O problema inerente a este tipo de instalação encontra-se no seu factor de capacidade (Utilização Média Anual), este não vai além dos 25%, (ideais); um modo possível e com resultados comprovados para otimizar a produção energética consiste na utilização de uma montagem flexível. Durante parte do ano (Verão ou Inverno) os painéis encontram-se posicionados na forma óptima para maximizar o seu rendimento para essa época.



9.11: CENTRAL PÃO E ÁGUA DE 756 KWP, (MÉRTOLA). (LEMPP, 2007)

A central Pão e Água da figura 9.11, representa um caso típico de instalações fixas, com capacidade instalada de 756 kWp e módulos de silício amorfo, (a-Si).

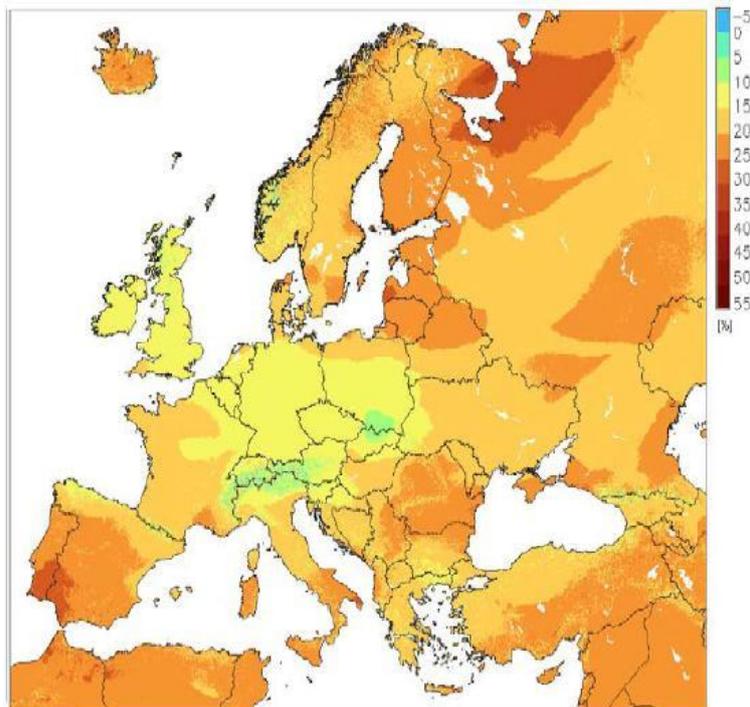
9.5: Área ocupada por capacidade instalada de 1 MWp. (fonte: *Abengoa Solar* e *SunPower*)

Fixa	Abengoa Solar		SunPower
	1 Eixo	2 Eixos	1 Eixo
1,4 Ha	4,6 Ha	5 Ha	1,8 a 2,4 Ha

9.5.2 SEGUIMENTO EM UM/DOIS EIXOS.

O funcionamento do PV está ligado não só à exposição solar mas também ao ângulo de incidência dos raios solares, como tal, se o investimento for significativo, (para centrais), um mecanismo de seguimento pode melhorar significativamente a produção diária.

De acordo com estudos efectuados a utilização de algum modo de seguimento pode trazer ganhos energéticos de 20 a 55 % dependendo da localização (figura 9.12). Tomando como referência Portugal e a região mediterrânica, quando comparamos painéis numa instalação fixa no ângulo óptimo com um sistema de seguimento de dois eixos, estes ganhos chegam aos 400-600 kWh por kWp, a comparação directa de sistemas de seguimento de um/dois eixos aponta para um ganho de 4 a 5% para o segundo, o que dificilmente justifica o incremento de complexidade e investimento necessários (Huld, 2008).



9.12: GANHOS DE UM SISTEMA PV DE SEGUIMENTO EM UM EIXO SOBRE UM SISTEMA PV FIXO; COM ORIENTAÇÃO NORTE-SUL.
(HULD, 2008)

Quando se trata de sistemas que efectuam o seguimento num só eixo torna-se necessário considerar que este pode ser feito em termos de inclinação ou orientação, (norte-sul; este-oeste). O seguimento em inclinação apresenta algumas vantagens em termos de simplicidade, custos e capacidade de utilização do terreno; este é o tipo de tecnologia utilizado nas centrais Hércules em Serpa e na central de Amareleja, Moura.

O seguimento em dois eixos requer um sistema mais complexo, pois exige um motor capaz de actuar em ambos os eixos, um algoritmo de seguimento mais complexo, mais manutenção e uma maior distância entre painéis de modo a evitar que estes façam sombra uns aos outros. Em Portugal a maior central com seguimento em dois eixos é a de Almodôvar com uma capacidade de 2.15 MWp; esta central entrou em funcionamento em 2007 e é composta por 12.780 módulos PV da *Kyocera* montados em 426 seguidores *Degger*.

A central Hércules foi a primeira grande central fotovoltaica em Portugal, entrou em funcionamento em 2007. Os dados de funcionamento disponíveis até data indicam uma produção energética de 102% acima do valor estimado, para o primeiro ano de funcionamento. A central ocupa uma área de 60 hectares para um total de 11 MWp de capacidade instalada, este valor corresponde a 52.300 módulos solares monocristalinos de diversos fabricantes: *Sharp*, *Sanyo*, *SunPower* e *Suntech*. Estes módulos encontram-se montados em seguidores *PowerTracker T0* da *Sunpower*, estes tem numa inclinação fixa e fazem o seguimento em orientação, os inversores utilizados são fornecidos pela *Siemens AG* (*SunPower Corporation*, 2008). Outra central que utiliza um tipo de tecnologia semelhante é a de Amareleja, Moura. A sua entrada em operação deu-se no fim de 2007 quando esta passou a injectar 3.18 MWp para o nó do Alqueva da rede eléctrica nacional.

Esta encontra-se espalhada por uma área de 250 hectares, a primeira fase de construção irá injectar cerca de 46 MWp para a rede eléctrica a partir do fim de 2008. Para a primeira fase de construção a central conta com 2.520 seguidores tipo *Buskil* da *Acciona Solar*, cada um destes possui 104 módulos de silício policristalino que perfazem uma área de PV de 141 m² por seguidor. Estes estão colocados com uma inclinação fixa de 45° e realizam o seguimento solar Este-Oeste em 240°, sendo este movimento pré-programado no controlador cada seguidor requer uma área de 848 m² para a sua instalação (*Abengoa Solar*, 2009).

9.6: CARACTERÍSTICAS DAS PRINCIPAIS CENTRAIS PV PORTUGUESAS.

Características	Hércules	Amareleja	
Capacidade (MWp)	11	45.6(60 [*])	
Área (ha)	60	250	
Módulo PV	Tipo	Monocristalino (Si)	Policristalino (Si ^{**})
	Potência	-	170-180 Wp
	Quantidade	52.300	262.080
	Fabricante	Sharp, Sanyo, SunPower, Suntech	Yingly group
Seguidores	- (<i>PowerTracker T0</i>)	2.520 (<i>Buskil</i>)	
Inversores	- (<i>Siemens AG</i>)	214 (<i>Siemens AG</i>)	
Transformadores	-	22 (60 kVA ^{**})	
Investimento	62 M€	260 M€	
* Capacidade para a segunda fase; ** Silício; *** Potência de transformação			

Os seguidores utilizados nestas centrais tem diferenças significativas em termos projecto e área ocupada, o modelo *Buskil* utilizado na central de Amareleja é um projecto mais “clássico” e bastante semelhante aos seguidores de dois eixos, apenas prescindindo da motorização para o controlo de inclinação. Por outro lado o modelo utilizado na central *Hércules* é bastante mais simples e necessita de menos espaço para a montagem. No *PowerTracker* a disposição do sistema é muito semelhante ao que se verifica numa instalação fixa sendo a diferença mais significativa a utilização de um motor linear para controlar a inclinação dos módulos este controlo é efectuado por GPS; claro que este tipo de instalação tem a

desvantagem de que caso seja necessário proceder a alterações na orientação dos painéis, esta é bastante mais complexa de que um sistema de seguimento mais convencional.



9.13: PORMENOR DO SEGUIDOR SUNTRACKER T0, NOTE-SE O SISTEMA DE ACTUAÇÃO. (SUNPOWER CORPORATION, 2008)

9.7: MAIORES CENTRAIS PV DO MUNDO; ENTRE PARENTES ENCONTRA-SE O VALOR PLANEADO PARA A SEGUNDA FASE.

Capacidade (MWp)	Descrição	País	Entrada em funcionamento
50 (60)	Olmedilla	Espanha	Setembro 2008 (-)
45,6 (60)	Amareleja, Moura	Portugal	Fins de 2008 (2010)
30 (40)	Brandis	Alemanha	2007 (Fins 2008)
30	Mérida	Espanha	Setembro 2008
26,5	Fuente Alamo	Espanha	Julho 2008
23,2	Lucainena de las Torres	Espanha	Agosto 2008
23.1	Abertura	Espanha	Fins 2008

9.5.3 CONCENTRADORES FOTOVOLTAICOS (CPV)

De um modo geral o rendimento de uma célula solar não é muito elevado, em laboratório chegou-se a um rendimento da ordem dos 25 % os valores típicos para os sistemas comerciais variam dos 17 % para silício policristalino até aos 7 % do silício amorfo. Assim tem-se investigado activamente em modos de aumentar esse rendimento; este aumento pode ser obtido de duas formas, a primeira consiste em trabalhar directamente sobre a célula e a sua constituição, a outra trata de aumentar a energia incidente sobre a célula aumentando assim a quantidade de potência produzida.

É necessário ter em conta que o rendimento da célula varia com a temperatura por isso a partir de um determinado valor de potência incidente tem de ser utilizado algum tipo de refrigeração de modo a manter a célula dentro de valores de funcionamento aceitáveis.

A investigação em CPV divide-se em três ramos: baixa, média e alta concentração;

Os sistemas CPV de baixa concentração utilizam espelhos para focar até 10x a energia solar incidente; neste momento existe já uma central-piloto a funcionar comercialmente com esta tecnologia. A central *Sevilha PV* da *Abengoa Solar* com uma capacidade instalada de 1.2 MWp em 12 hectares, esta possui 154 sistemas de seguimento de dois eixos cada um com 36 módulos PV que perfazem uma área de 80 m² por seguidor, em três diferentes tipos de instalação.

9.8: SEGUIDORES EM SERVIÇO NA CENTRAL SEVILHA PV.

Seguidor	Factor de Concentração	Espelhos módulo	por	Módulo PV	Quantidade
Artesa	2.2x	2		Polícrsitalino (Si)	76
Iso-Photon	1.5x	1		Monocrystalino (Si)	61
SolarTec	2.2x	1 (duplo)		Monocrystalino (Si)	17

Esta central não utiliza qualquer sistema de dissipação de calor nos seus painéis, assim quando não existe vento e a temperatura ambiente é bastante elevada, o módulo solar não tem qualquer modo de dissipar as elevadas temperaturas às quais está sujeito, o módulo passar os 100° C, como sistema de segurança para salvaguardar as células, assim que a temperaturas nestas passa os 85° C o seguidor este sai de foco até estar dentro dos parâmetros de funcionamento normais.



9.14: CONCENTRADORES DE 2.2X, (ESQUERDA) E 1.5X, (DIREITA) EM SERVIÇO NA CENTRAL SEVILHA PV (ABENGOA SOLAR, 2009)

Os CPVs de média e alta concentração, (<500x, ~500x), utilizam tecnologia muito semelhante à utilizada nos sistemas CSP já descritos, são utilizadas lentes de concentração de Fresnel para focar a energia incidente num ponto específico no qual se encontra um módulo solar de alto rendimento. Neste momento os módulos utilizados são construídos de células multi-junção de Arsenito de Gálio (GaAs), as células multi-junção tem a vantagem de múltiplas junções eléctricas de tal modo que possuem diversas energias de passagem de banda (hiatos), logo conseguem utilizar mais energia que as células tradicionais.

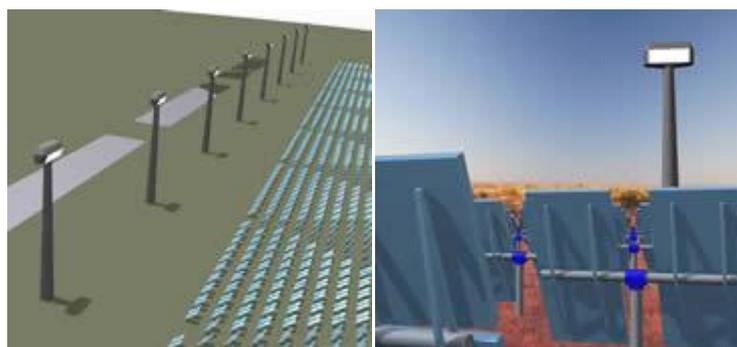
Este tipo de células tem um custo de construção muito mais elevado que as células tradicionais; este facto é compensado com a sua utilização numa área muito limitada, o ponto de foco das lentes de Fresnel. Em termos práticos este tipo de tecnologia encontra-se aplicado no concentrador héliostatos CS500, um

sistema em tudo semelhante ao sistema de prato – Stirling já descrito, mas que em vez de utilizar um motor Stirling utiliza módulos de GaAs com um sistema de refrigeração activa de modo a manter as células a uma temperatura de 60° C; um sistema destes com uma capacidade de 35 kW necessita de uma área de módulos de apenas 0.23 m², além do mais, caso existam desenvolvimentos significativos na eficiência dos módulos estes são bastante mais baratos de substituir que os de um sistema mais convencional (SolarMillenium, 2008).



9.15: PRATO HÉLIOSTATO CPV CS500, PORMENOR DO MÓDULO PV (SOLARPACES, 2008)

Uma outra versão desta pode ser vista no projecto Vitoria 154 MW na Austrália, esta central é de média concentração e tem funcionamento semelhante a uma central de torre solar, sendo que a área de concentração na torre tem os concentradores térmicos substituídos por módulos solares. O projecto encontra-se dividido em três fases de construção, a primeira fase deverá estar concluída em 2010 com uma capacidade de 4 MW, seguida da instalação de 100 MW, na terceira fase serão instalados os restantes 50 MW; uma diferença significativa relativamente a uma torre solar de CSP é a utilização de diversas torres receptoras onde são colocados os módulos e não apenas uma única torre central, quando à capacidade máxima a central vai contar com 19.250 helióstatos, 246 receptores (torres) e 62.976 módulos PV.



9.16: PROJECTO DE 154 MW DE VITORIA, AUSTRÁLIA

9.5.4 NOTAS FINAIS.

9.9: CARACTERÍSTICAS DE TECNOLOGIAS DE PRODUÇÃO CONTEMPORÂNEAS

	Capacidade Unitária	Capacidade de Crédito*	Factor de Capacidade**	Recurso	Aplicações	Notas
Eólica	1 kW – 5 MW	0 – 30 %	15 – 50 %	Energia cinética do vento	Electricidade	Flutuante, definido pelo recurso
PV	1 W – 5 MW	0 %	5 – 25 %	Irradiação solar directa e indirecta	Electricidade	Flutuante, definido pelo recurso
Biomassa	1 kW – 25 MW	50 – 90 %	40 – 60 %	Biogás da decomposição de resíduos orgânicos; Resíduos sólidos; Madeira	Electricidade e Calor	Flutuações sazonais; Boa capacidade de armazenamento; Carga em Demanda
Geotérmica	25 – 50 MW	90 %	40 – 90 %	Altas temperaturas no interior da crosta terrestre	Electricidade e Calor	Sem flutuações; Carga de base; Carga em Demanda
Hídrica	1 kW – 1.000 MW	50 – 90 %	10 – 90 %	Energia cinética e pressão da água dos rios	Electricidade	Flutuações sazonais; boa capacidade de armazenamento em barragens; Carga de base (barragens); Carga em demanda
Chaminé Solar	50 – 200 MW	10 – 70 %	20 – 70 %	Irradiação solar directa e indirecta	Electricidade	Flutuações sazonais; Boa capacidade de armazenamento; Carga de base
CSP	10 kW – 200 MW	0 – 90 %	20 – 90 %	Irradiação solar directa focada	Electricidade e Calor	Flutuações compensadas por sistemas de armazenamento térmico e sistemas híbridos (gás natural); Carga em demanda
Turbina de Gás	0,5 – 500 MW	90 %	10 – 90 %	Gás natural e Fuel Oil	Electricidade e Calor	Carga em demanda
Ciclo de Vapor	5 – 500 MW	90 %	40 – 90 %	Carvão, Gás natural e Fuel Oil	Electricidade e Calor	Carga em demanda
Nuclear	> 500 MW	90 %	90 %	Urânio	Electricidade e Calor	Carga de base

*** Contribuição para capacidade de potência em reserva. ** Média de utilização anual**

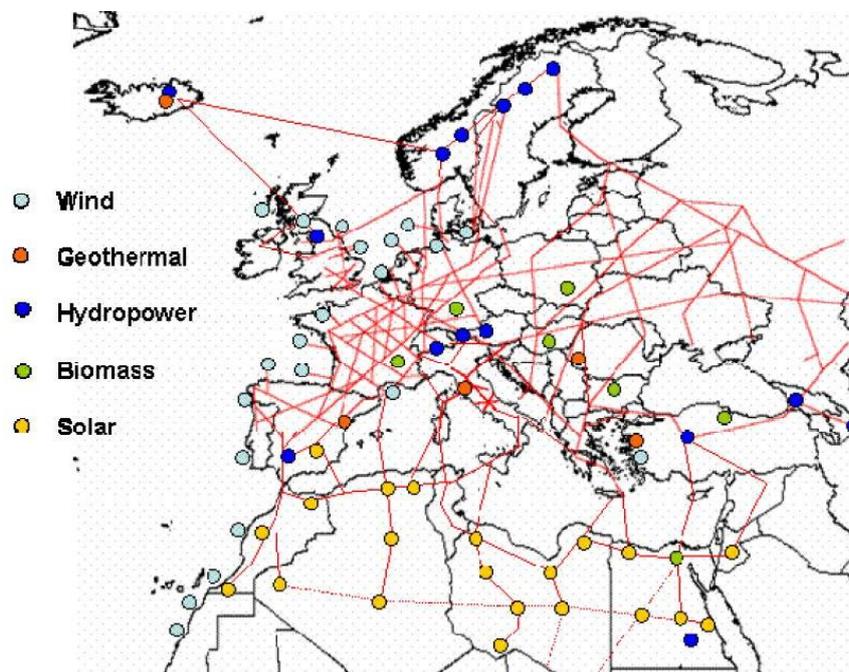
Olhando para o conjunto de sistemas de produção de energia de fontes renováveis a energia solar é a única que consistentemente permite a sua utilização em centrais de média capacidade de uma ou outra forma.

O fotovoltaico, como foi já referido, continua a ser a forma de produção mais difundida, mas como se pode ver na tabela 12 tem um enorme inconveniente, não possui uma capacidade de armazenamento associada,

apenas consegue produzir partindo da irradiação incidente em cada instante, a única forma de armazenar esta energia é através de baterias que acarretam um custo adicional bastante oneroso à instalação, esta solução pode ser viável para a microprodução em sistemas desagregados da rede distribuição de modo a manter o funcionamento fora das horas de luz, mas não é uma alternativa quando consideramos sistemas de produção centralizados de média potencia, alias a solução eólica sofre em parte do mesmo mal, apesar das flutuações na sua capacidade sejam de um modo geral mais fáceis de prever.

Um dos estudos mais importantes realizados nos últimos anos é o *Trans-CSP*, (Trans-Mediterranean Interconnection for Concentrating Solar Power), de 2006 encomendado pelo governo alemão ao Instituto Aeroespacial Alemão, (DLR), os resultados deste estudo traçam um cenário no qual em 2050 a energia produzida através de centrais CSP será a forma mais barata de electricidade disponível com um valor de 5 cêntimos de €/kWh. Este estudo aponta uma rede de distribuição eléctrica interligada, Europa, Médio Oriente e Norte de África, (EUMENA), realizada com corrente contínua de alta tensão, (HVCD – High Voltage Direct Current), a qual os diversos tipos de centrais que se encontram dispersos pelos países envolvidos estão ligados; 80 % da produção eléctrica será de fontes renováveis sendo os restantes 20 % correspondentes a sistemas de reserva de reacção rápida, centrais de gás natural, para pedidos de carga da rede súbitos.

Este estudo foi considerado de tal modo significativo que surgiram versões adaptadas para o caso Americano e Japonês; no entanto, deve ser referido que este estudo não contempla a utilização da energia das marés e dá uma relevância pouco significativa ao fotovoltaico, isto devido em parte a que à data de realização do mesmo, a energia das marés ainda não tinha nenhuma central-piloto em funcionamento e centrais PV como a Hércules ou a de Amareleja estavam então na fase inicial de construção ou a ser finalizadas.



9.17: VISÃO DA REDE EUMENA COM LIGAÇÃO HVDC (DESERTEC, 2010)

É inegável que a energia solar veio para ficar, em muitas das suas vertentes, a tecnologia chegou finalmente à maturidade necessária para tornar a sua utilização comercialmente viável e este ponto é mais que demonstrado pelas diversas centrais a entrara em operação por todo o mundo, isto não quer de modo algum afirmar que investigação está concluída, pois existe ainda muito espaço para melhoramentos, novos desafios e benefícios verão a luz do dia com a industrialização da construção de este tipo de centrais.