

## **Análise técnico-económica: centrais fotovoltaicas convencionais (PV) versus centrais fotovoltaicas de concentração (CPV)**

**JOÃO RENATO RIBEIRO PINTO**

julho de 2017

# ANÁLISE TÉCNICO-ECONÓMICA: CENTRAIS FOTOVOLTAICAS CONVENCIONAIS (PV) *VERSUS* CENTRAIS FOTOVOLTAICAS DE CONCENTRAÇÃO (CPV)

João Renato Ribeiro Pinto



Departamento de Engenharia Eletrotécnica

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

2017



Relatório elaborado para satisfação parcial dos requisitos da Unidade Curricular de DSEE -  
Dissertação do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

Candidato: João Renato Ribeiro Pinto, Nº 1150021, 1150021@isep.ipp.pt

Orientação científica: Custódio João Pais Dias, cpd@isep.ipp.pt

Empresa: Matelfe, S.A.

Supervisão: Henrique Gilberto de Araújo Sá, matelfe@matelfe.pt



Departamento de Engenharia Eletrotécnica

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

**2017**



Aos meus pais



## *Agradecimentos*

Quero aqui deixar expresso os meus sinceros agradecimentos às pessoas que com a sua colaboração valiosa possibilitaram a realização deste trabalho.

Ao meu orientador, professor doutor Custódio João Pais Dias, pela sua disponibilidade, orientação e ajuda prestada ao longo desta etapa.

À Matelfe, nomeadamente, ao senhor engenheiro Henrique Sá pela grande oportunidade que me foi dada, por todo o seu apoio incondicional e prontidão em ajudar. Ao senhor engenheiro Jorge Rei por todo o seu precioso apoio técnico, disponibilidade e orientação. Ao senhor engenheiro Bárto Simões por toda a sua cooperação e disponibilização de material, projetos reais e contactos. Ao engenheiro Pedro Pereira pelos seus conselhos imprescindíveis e pela sua prontidão em ajudar. Ao engenheiro Daniel Azevedo por toda a sua ajuda e fornecimento de dados e material. E a todo o restante grupo desta empresa que sempre me apoiou e me deu o privilégio de ter as minhas primeiras experiências como engenheiro em contexto real.

Ao senhor Joaquim Guedes, colaborador da empresa Ecoinside, que me disponibilizou dados e informação que foi uma mais valia para esta tese.

Ao senhor João Jorge, colaborador da empresa Magpower, por todo o fornecimento de informação e material que foram de extrema importância para o alcance de determinados objetivos propostos nesta dissertação.

Aos meus pais e irmão que me apoiaram de uma forma incansável e empenharam todos os seus esforços para que eu recebesse formação superior e chegasse até aqui.

E por fim, à minha namorada, Mónica Gonçalves, pela sua compreensão, disponibilidade em ajudar e por todas as suas palavras de força e ânimo.

A todos muito obrigado.





## *Resumo*

Nestes últimos anos, entidades governamentais têm mantido o seu foco principalmente sobre as questões ambientais, concentrando todos os seus esforços para elaboração de ações e medidas de mitigação do aquecimento global. A emissão de gases poluentes, tem provocado nestas últimas décadas, um fenómeno climático designado por efeito de estufa, o que por sua vez, tem provocado o aquecimento global do planeta.

Um das soluções para combate a este fenómeno, prejudicial para a vida do planeta, passa pela utilização de fontes de energia limpas e renováveis para a produção de eletricidade, tais como, a hidroelétrica, a eólica, a geotérmica, a maremotriz e a solar.

Portugal sendo um país privilegiado no que diz respeito a recursos naturais, apresenta-se com ótimas condições para a utilização à larga escala das energias renováveis, isto devido, à existência de uma rede hidrográfica relativamente densa, uma frente marítima que beneficia dos ventos atlânticos, e, uma elevada exposição solar. As explorações destes recursos já se têm vindo a notar de uma forma bastante positiva, nomeadamente na exploração dos recursos hídricos e eólicos. No entanto, a exploração do recurso solar ainda se encontra aquém apesar de todo o seu potencial em Portugal.

Assim sendo, esta dissertação surgiu com uma proposta de trabalho em realizar um estudo técnico-económico de centrais fotovoltaicas, com o objetivo de estudar as diversas tecnologias fotovoltaicas no mercado, comparar soluções, e, eventualmente, chegar a uma solução ótima, que tecnicamente e economicamente seja viável para exploração da fonte solar.

Os trabalhos iniciais desta dissertação, passaram por uma análise do potencial solar em Portugal e na Europa. Posteriormente, realizou-se um estudo das várias tecnologias fotovoltaicas no mercado, de modo a perceber as particularidades de cada uma, os seus principais modos de aplicação, e como estas convertem a energia solar em eletricidade. Foi feita também uma análise da legislação referente a projetos de produção de energia de origem renovável.

E por fim, são realizados três projetos de centrais fotovoltaicas com uma potência a instalar de 1 MW cada uma, nomeadamente, uma com módulos policristalinos fixos ao solo, outra com os respetivos módulos policristalinos integrados num seguidor solar de eixo único, e outra com painéis de concentração, a qual integra módulos com células de multi-junção alojados numa estrutura de rastreamento solar com dois eixos. Para os três projetos foram feitas análises e comparações a nível da energia produzida anualmente, a área de terreno necessária para implementação de cada central, e, os investimentos a realizar, assim como, os seus períodos de retorno.

***Palavras-Chave***

Aquecimento Global, Energias Renováveis, Recurso Solar, Tecnologias Fotovoltaicas, Concentração.

## *Abstract*

In recent years, government entities have focused primarily on environmental issues, concentrating all their efforts to develop actions and measures to mitigate global warming. The emission of polluting gases has, in recent decades, provoked a climate phenomenon called "the greenhouse effect", which has, rising the global warming of the planet.

One of the solutions to combat this harmful phenomenon for the life of the planet is to increase electricity production through clean and renewable energy sources, such as hydro, wind, geothermal, tidal and solar.

Portugal is a privileged country with natural resources, has great conditions for the large-scale use of renewable energies, due to the existence of a relatively dense hydrographic network, a seafront that benefits from the Atlantic winds, and a high sun exposure. The exploitation of these resources has already been noticed in a very positive way, especially in the exploitation of water and wind resources. However, the solar resource has still been little explored considering all the potential in Portugal.

This dissertation came up with a proposal to work on a technical-economic study of photovoltaic power plants, with the objective of studying the various photovoltaic technologies in the market, comparing solutions, and eventually finding an optimal solution that is technically and economically viable for Exploitation of the solar source.

The initial work of this dissertation was to analyse the solar potential in Portugal and Europe. Subsequently, a study was made of the various photovoltaic technologies in the market, in order to understand the particularities of each one, its main modes of application, and how they convert solar energy into electricity. An analysis was also made of the legislation that refers to projects for the production of renewable energy.

And finally, three projects of photovoltaic power plants with a power to be installed of 1 MW each were carried out. One plant with polycrystalline modules fixed to the ground, another with the same polycrystalline modules integrated in a solar tracker of a single axis, and another with concentration panels, which integrates modules with multi-junction cells

housed in a solar tracking structure with two axes. For the three projects, analyses and comparisons were made on the level of energy produced annually, the area of land needed to implement each plant, and the investments to be made, as well as their return periods.

***Keywords***

Global Warming, Renewable Energy, Solar Resource, Photovoltaic Technologies, Concentration.





# Índice

<b>AGRADECIMENTOS</b> .....	<b>I</b>
<b>RESUMO</b> .....	<b>III</b>
<b>ABSTRACT</b> .....	<b>V</b>
<b>ÍNDICE</b> .....	<b>IX</b>
<b>ÍNDICE DE FIGURAS</b> .....	<b>XIII</b>
<b>ÍNDICE DE TABELAS</b> .....	<b>XVII</b>
<b>ACRÓNIMOS</b> .....	<b>XIX</b>
<b>1. INTRODUÇÃO</b> .....	<b>1</b>
1.1.ENQUADRAMENTO E MOTIVAÇÃO .....	1
1.1.1.AS FONTES DE PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE EM PORTUGAL.....	1
1.1.2.A IMPORTÂNCIA DAS ENERGIAS RENOVÁVEIS NO DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL DO PAÍS .....	3
1.1.3.PREVISÃO DE INVESTIMENTO NA ENERGIA FOTOVOLTAICA .....	5
1.2.OBJETIVOS .....	6
1.3.ESTRUTURA DO RELATÓRIO.....	7
<b>2. O RECURSO SOLAR</b> .....	<b>9</b>
2.1.RADIAÇÃO ELETROMAGNÉTICA.....	9
2.2.TIPOS DE RADIAÇÃO .....	11
2.3.MOVIMENTO TERRA-SOL.....	11
2.3.1.DECLINAÇÃO DO SOL.....	13
2.4.FONTE SOLAR PARA PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE .....	14
2.5.POTENCIAL FOTOVOLTAICO NA EUROPA .....	15
<b>3. TECNOLOGIAS FOTOVOLTAICAS</b> .....	<b>17</b>
3.1.VISÃO GERAL .....	17
3.1.1.OS PRINCIPAIS TIPOS DE SISTEMAS E OS SEUS CONSTITUINTES .....	17
3.2.PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO DE UMA CÉLULA FOTOVOLTAICA.....	20
3.3.MÓDULO FOTOVOLTAICO .....	21
3.4.SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONVENCIONAIS.....	24
3.4.1.1ª GERAÇÃO - CÉLULAS DE SILÍCIO.....	24
3.4.2.2ª GERAÇÃO - CÉLULAS DE PELÍCULA FINA .....	25
3.4.3.TIPOS DE IMPLEMENTAÇÃO DOS MÓDULOS .....	26



3.4.3.1.PAINEL FIXO.....	26
3.4.3.2.SEGUIDORES SOLARES.....	27
3.5.SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DE CONCENTRAÇÃO .....	31
3.5.1.PERSPETIVA HISTÓRICA .....	31
3.5.2.CARACTERIZAÇÃO.....	31
3.5.3.ÓTICAS DE CONCENTRAÇÃO.....	32
3.5.4.TIPOS DE CÉLULAS .....	35
3.5.5.SISTEMAS DE SEGUIMENTO .....	37
<b>4. LEGISLAÇÃO EM VIGOR.....</b>	<b>39</b>
4.1.DECRETO-LEI Nº 153/2014, 20 DE OUTUBRO .....	39
4.1.1.DIFERENÇAS ENTRE A UPAC E UPP.....	40
4.1.2.DIREITOS E DEVERES DO PRODUTOR .....	41
4.1.3.LIMITES DE POTÊNCIA.....	42
4.1.4.PROCESSO DE LICENCIAMENTO.....	42
4.1.5.COMPENSAÇÕES .....	43
4.1.6.CONTAGEM.....	44
4.1.7.INSPEÇÕES PERIÓDICAS .....	44
4.2.PORTARIA 14/2015 DE 23 DE JANEIRO .....	44
4.3.PORTARIA 15/2015 DE 23 DE JANEIRO .....	45
4.4.PORTARIA 60-E/2015 DE 2 DE MARÇO.....	45
4.5.APLICAÇÃO DAS TARIFAS .....	45
4.5.1.TARIFÁRIO APLICADO ÀS UPP .....	45
4.5.2.TARIFÁRIO APLICADO ÀS UPAC.....	46
<b>5. DIMENSIONAMENTO DAS CENTRAIS .....</b>	<b>51</b>
5.1.CARACTERIZAÇÃO GERAL.....	51
5.2.RECURSO SOLAR DISPONÍVEL NO LOCAL .....	52
5.3.CASO 1 - PARQUE COM MÓDULOS FIXOS.....	54
5.3.1.MÓDULOS A APLICAR.....	54
5.3.2.SELEÇÃO DO INVERSOR .....	55
5.3.3.DISPOSIÇÃO DOS MÓDULOS .....	56
5.3.4.POTENCIAIS SOMBREAMENTOS .....	58
5.3.5.DIMENSÕES DO PARQUE .....	60
5.3.6.CABOS DC.....	60
5.3.7.CABOS AC.....	63
5.3.8.DISPOSITIVOS DE CORTE E PROTEÇÃO DC .....	66
5.3.9.DISPOSITIVOS DE CORTE E PROTEÇÃO AC .....	67
5.3.10.IMPLEMENTAÇÃO NO SOFTWARE SMA (SYSTEM ADVISOR MODEL).....	68
5.4.CASO 2 - PARQUE COM SEGUIDORES .....	70

5.4.1.SEGUIDORES A APLICAR .....	70
5.4.2.DISPOSIÇÃO DOS SEGUIDORES .....	71
5.4.3.POTENCIAIS SOMBREAMENTOS .....	74
5.4.4.DIMENSÕES DO PARQUE .....	75
5.4.5.CABOS DC .....	75
5.4.6.CABOS AC .....	77
5.4.7.DISPOSITIVO DE CORTE E PROTEÇÃO DC .....	79
5.4.8.DISPOSITIVO DE CORTE E SECCIONAMENTO DC .....	79
5.4.9.DISPOSITIVOS DE CORTE E PROTEÇÃO AC .....	80
5.4.10.IMPLEMENTAÇÃO EM SOFTWARE (SMA – SYSTEM ADVISOR MODEL) .....	81
5.5.CASO 3 - PARQUE DE CONCENTRAÇÃO FOTOVOLTAICA .....	83
5.5.1.TECNOLOGIA A APLICAR - MÓDULOS DE CONCENTRAÇÃO E SEGUIDORES .....	83
5.5.2.SELEÇÃO DO INVERSOR .....	84
5.5.3.CONFIGURAÇÃO DOS MÓDULOS NO SEGUIDOR.....	85
5.5.4.POTENCIAIS SOMBREAMENTOS .....	85
5.5.5.DIMENSÕES DO PARQUE .....	86
5.5.6.CABOS DC .....	86
5.5.7.CABOS AC .....	87
5.5.8.DISPOSITIVOS DE CORTE E PROTEÇÃO DC.....	87
5.5.9.DISPOSITIVOS DE CORTE E PROTEÇÃO AC.....	87
5.5.10.IMPLEMENTAÇÃO EM SOFTWARE (SMA – SYSTEM ADVISOR MODEL) .....	88
5.6.POSTO DE TRANSFORMAÇÃO E SECCIONAMENTO .....	90
5.6.1.CABO DE MÉDIA TENSÃO.....	93
<b>6. ANÁLISE ECONÓMICA .....</b>	<b>95</b>
6.1.VALOR DE INVESTIMENTO .....	95
6.2.RETORNO DO INVESTIMENTO.....	98
<b>7. CONCLUSÃO.....</b>	<b>103</b>
7.1.COMPARAÇÃO ENTRE CENTRAIS.....	103
7.1.1.ÁREA DE TERRENO NECESSÁRIA .....	103
7.1.2.ENERGIA ELÉTRICA PRODUZIDA ANUALMENTE .....	104
7.1.3.INVESTIMENTOS E OS SEUS RETORNOS.....	105
7.1.4.ANÁLISE GERAL .....	105
7.2.CONCENTRAÇÃO FOTOVOLTAICA NUM FUTURO PRÓXIMO .....	106
7.3.CONCLUSÃO GERAL.....	106
<b>REFERÊNCIAS DOCUMENTAIS .....</b>	<b>109</b>
<b>ANEXO A. FICHA TÉCNICA DE MÓDULO POLICRISTALINO.....</b>	<b>115</b>
<b>ANEXO B. FICHA TÉCNICA DO INVERSOR.....</b>	<b>117</b>

<b>ANEXO C. FICHA TÉCNICA DA ESTRUTURA SEGUIDORA .....</b>	<b>119</b>
<b>ANEXO D. FICHA TÉCNICA DO PAINEL CONCENTRADOR.....</b>	<b>121</b>

## *Índice de Figuras*

Figura 1.1 - Produção de eletricidade por fonte em Portugal [2]	2
Figura 1.2 - Portugal num cenário exportador [9]	5
Figura 1.3 - Fonte renovável com maior crescimento médio anual de potência instalada [8]	6
Figura 2.1 - Espectro Eletromagnético [46]	10
Figura 2.2 - Tipos de radiação [10]	11
Figura 2.3 - Movimento Terra - sol [36]	12
Figura 2.4 - Movimento Terra - sol [4]	13
Figura 2.5 - Equinócios e solstícios [36]	14
Figura 2.6 - Radiação global [53]	15
Figura 3.1 - Sistemas Isolados [27]	18
Figura 3.2 - Sistemas híbridos [21]	19
Figura 3.3 - Sistema ligado à rede [26]	19
Figura 3.4 - Princípio de funcionamento de uma célula solar [3]	20
Figura 3.5 - Constituição do módulo [41]	21
Figura 3.6 - Constituição de um painel [13]	22
Figura 3.7 - Curva I-V [11]	23
Figura 3.8 - Rendimento em função da radiação(à esquerda) e temperatura (á direita) [19]	23
Figura 3.9 - Painel Fixo [45]	26
Figura 3.10 - Produção com e sem seguidor solar [40]	27
Figura 3.11 - Seguidor de eixo polar [52]	28

Figura 3.12 - Seguidor de eixo vertical [50]	29
Figura 3.13 - Seguidor eixo horizontal [31]	29
Figura 3.14 - Seguidor com plataforma rotativa [5]	30
Figura 3.15 - Eficiência de um sistema CPV sem sistema de refrigeração [30]	32
Figura 3.16 - Ângulo de aceitação [33]	33
Figura 3.17 - Refletores planos [29]	33
Figura 3.18 - Refletores parabólicos [29]	34
Figura 3.19 - Óticas de refração [29]	35
Figura 3.20 - Aumento da eficiência ao longo dos anos [22]	36
Figura 3.21 - Constituição de uma célula de tripla junção [49]	36
Figura 4.1 - Instalação de autoconsumo [47]	40
Figura 4.2 - Unidade de pequena produção [20]	41
Figura 4.3 - Comportamento da energia numa UPAC [7]	47
Figura 5.1 - Radiação em Portugal	52
Figura 5.2 - Irradiação ao longo dos meses do ano	53
Figura 5.3 - Potencial solar conforme o tipo de radiação	53
Figura 5.4 - Altura solar	54
Figura 5.5 - Distâncias entre fileiras	59
Figura 5.6 - Disposição do parque	60
Figura 5.7 - Produção anual	68
Figura 5.8 - Perfil da energia incidente e convertida	69
Figura 5.9 - Eficiência do módulo em função da temperatura	70
Figura 5.10 - Disposição dos módulos no seguidor	71

Figura 5.11 - Disposição dos seguidores no parque	75
Figura 5.12 - Produção anual	81
Figura 5.13 - Perfil da energia incidente e convertida	82
Figura 5.14 - Eficiência em função da temperatura	83
Figura 5.15 - Disposição dos “MagSun-TRK220” no parque	86
Figura 5.16 - Produção anual	88
Figura 5.17 - Perfil da energia incidente e produzida	89
Figura 5.18 - Eficiência do módulo em função da temperatura	90
Figura 5.19 - Posto de transformação	91
Figura 5.20 - Quadro geral de baixa tensão	91
Figura 5.21 - Posto de seccionamento	92
Figura 7.1 - Área necessária para implementação das centrais	104
Figura 7.2 - Energia elétrica produzida anualmente em cada central	104
Figura 7.3 - Investimentos (à esquerda) e tempos de retorno (à direita)	105
Figura 7.4 - Custos do kWh em função do tipo de tecnologia [22]	106



## *Índice de Tabelas*

Tabela 1.1 - Potência instalada em 2015 e 2016 [43]	2
Tabela 3.1 - Inclinação em função da aplicação [4]	27
Tabela 4.1 - Tarifas aplicadas consoante a categoria	46
Tabela 4.2 - Percentagens por fonte primária utilizada	46
Tabela 4.3 - Ciclo semanal [15]	48
Tabela 4.4 - Tarifas EDP [14]	49
Tabela 5.1 - Dados do módulo	54
Tabela 5.2 - Dados do Inversor	56
Tabela 5.3 - Condição de sobreaquecimento	64
Tabela 5.4 - Produção anual	69
Tabela 5.5 - Características do seguidor	71
Tabela 5.6 - Condição de sobreaquecimento	77
Tabela 5.7 - Produção anual	82
Tabela 5.8 - Dados do módulo de concentração	84
Tabela 5.9 - Produção anual	89
Tabela 6.1 - Mapa de quantidades e preços da central de módulos fixos	96
Tabela 6.2 - Mapa de quantidades e preços da central com seguidores	97
Tabela 6.3 - Mapa de quantidades e preços da central de concentração fotovoltaica	98
Tabela 6.4 - Análise económica da central de módulos fixos	99
Tabela 6.5 - Análise económica da central com seguidores	100
Tabela 6.6 - Análise económica da central de concentração fotovoltaica	101





## *Acrónimos*

AC	- Corrente alternada
a-Si	- Silício de amorfo
CdTe	- Telureto de Cádmio
CIGS	- Diselenieto de Cobre, Índio e Gálio
CIS	- Diselenieto de Cobre e Índio
CO <sub>2</sub>	- Dióxido de carbono
CPC	- Compound Parabolic Concentrator
CPV	- Sistemas Fotovoltaicos de Concentração
DC	- Corrente contínua
DGEG	- Direção Geral de Energia e Geologia
EDP	- Energias de Portugal
EVA	- Etileno Vinil Acetato
Ga	- Gálio
Ge	- Germânio
IMP	- Corrente de máxima potência
In	- Índio
Isc	- Corrente em curto-circuito
O <sub>3</sub>	- Camada do ozono
p.p.	- Pontos percentuais
PIB	- Produto Interno Bruto
PMM	- Poli Metil Metacrilato
PMP	- Valor de potência máxima
PS	- Posto de seccionamento
PT	- Posto de Transformação
PV	- Sistemas Fotovoltaicos Convencionais
PVGIS	- Photovoltaic Geographical Information System
QGBT	- Quadro Geral de Baixa Tensão
QMT	- Quadro de média tensão
RESP	- Rede Elétrica de Serviço Público
RPI	- Relé de proteção de interligação
SERUP	- Sistema Eletrónico de Registo de Unidades de Produção
Si	- Silício
STC	- Standard Test Conditions
TIs	- Transformadores de corrente
TTs	- Transformadores de tensão
UP	- Unidade de Produção
UPAC	- Unidade de Produção para autoconsumo

- UPP - Unidade de Pequena Produção
- VMP - Tensão de máxima potência
- Voc - Tensão em circuito aberto
- $\mu\text{-Si}$  - Silício microcristalino





# 1. INTRODUÇÃO

## 1.1. ENQUADRAMENTO E MOTIVAÇÃO

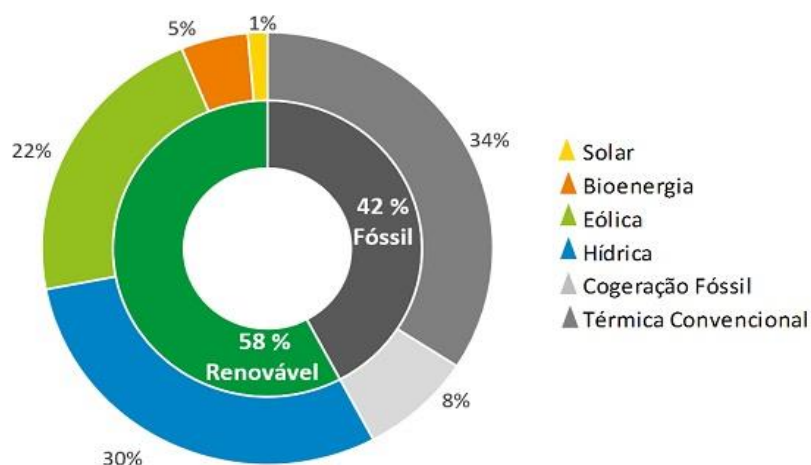
O interesse crescente em aumentar as unidades de produção de energia elétrica baseadas em tecnologias renováveis, resultante de programas governamentais que têm como principal foco o domínio ambiental de acordo com vários objetivos, tais como: a redução na emissão de agentes poluentes para a atmosfera, o aumento da eficiência energética e a diversificação do mix energético.

Nestes últimos anos, no que diz respeito ao setor renovável, tem-se verificado que a maior parte de energia elétrica entregue à rede pública provém das fontes de energia hídrica e eólica, sendo importante, continuar a explorar a energia solar, visto que Portugal tem ótimas condições de aproveitamento para este tipo de recurso e as tecnologias também têm vindo a evoluir.

### 1.1.1. AS FONTES DE PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE EM PORTUGAL

Em 2016, a produção de energia elétrica de origem fóssil teve uma contribuição de 42% para o mix energético nacional, sendo que 34% teve origem nas centrais convencionais e 8% na cogeração fóssil. As fontes de energia baseadas em tecnologias renováveis contribuíram com 58% da produção nacional, sendo a hídrica a tecnologia que mais contribuiu para a produção de eletricidade, com 30%. Quanto as restantes fontes, a eólica contribuiu com 22%, a bioenergia com 5% e, por fim, as centrais fotovoltaicas que contribuíram com cerca de 1% da energia elétrica, sendo um valor ainda muito baixo tendo

em conta o enorme potencial que este tipo de tecnologia tem em Portugal (ver figura 1.1) [1].



**Figura 1.1 - Produção de eletricidade por fonte em Portugal [2]**

Quanto a potência instalada, como se pode ver na tabela 1.1, Portugal no ano de 2016 encontrava-se com uma potência total instalada de 16 518 MW, principalmente, com o contributo das unidades de produção hídrica e eólica, com 6 945 MW e 5 046 MW, respetivamente. A potência instalada referente às unidades de produção de fontes solares, embora ainda com um peso pouco significativo, é de cerca de 439 MW.

**Tabela 1.1 - Potência instalada em 2015 e 2016 [43]**

Potência Instalada no Final do Ano [MW]	2016	2015
<b>TOTAL</b>	<b>19 518</b>	<b>18 563</b>
<b>RENOVÁVEL</b>	<b>13 046</b>	<b>12 044</b>
Hídrica	6 945	6 156
<i>Mini-hídrica</i>	423	418
Eólica	5 046	4 846
Térmica	615	614
<i>Cogeração</i>	353	353
Solar	439	429
<b>NÃO RENOVÁVEL</b>	<b>6 473</b>	<b>6 519</b>
Carvão	1 756	1 756
Gás Natural	4 657	4 698
<i>Cogeração</i>	828	869
Outros	60	65
<i>Cogeração</i>	47	52
<b>BOMBAGEM</b>	<b>2 437</b>	<b>1 638</b>
Produção Despachável	12 108	11 323
Produção não Despachável	7 411	7 240

### **1.1.2. A IMPORTÂNCIA DAS ENERGIAS RENOVÁVEIS NO DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL DO PAÍS**

Tendo em conta todo o desenvolvimento na área da produção de eletricidade através de fontes renováveis e o seu enquadramento no contexto económico e financeiro do país, importa fazer uma análise aos possíveis impactos que este setor da eletricidade pode ter em Portugal.

- **Economia e geração de riqueza**

No que diz respeito à economia e geração de riqueza, tendo em consideração um dos estudos realizados em 2013 [8], a energia renovável contribuiu com cerca de 2700 milhões de euros para o PIB (produto interno bruto) nacional. Até 2020, o crescimento de produção renovável prevê-se que terá um acréscimo de mais de 1000 milhões de euros. Contudo, a contribuição deste setor para o PIB continuará a crescer até 2030, atingindo uma taxa média anual de 2.6%. Este crescimento levará a um valor de 4300 milhões de euros de contribuição do setor renovável para o PIB nacional até 2030, sendo respetivamente as fontes hídrica e eólica que apresentarão uma maior relevância com 48% e 37% do total, [8].

- **Geração de emprego**

Na geração de emprego, o investimento em energias renováveis pode criar emprego de uma forma direta, através dos fabricantes e operadores presentes em Portugal, e, também, de uma forma indireta, incluindo os prestadores de serviços na área da energia. Até 2013 as energias renováveis geraram cerca de 40 mil empregos e até 2020 perspectiva-se que serão criados mais 18 mil postos de trabalho. E face ao crescimento previsto, até 2030, o número de empregos gerados poderá atingir um valor de cerca de 67 mil, o que significa um crescimento de mais de 64% entre 2013 e 2030. E tal como na contribuição para o PIB, as fontes hídrica e eólica, em conjunto, serão as responsáveis de aproximadamente de 80% do emprego gerado [8].

- **Ambiente**

Nas questões relativas ao ambiente, a substituição das fontes de energia tradicionais tem vindo a evitar a emissão de gases com efeito de estufa, isto é, o aumento da produção de energia através de fontes renováveis tem resultado num grande volume de emissões de



CO<sub>2</sub> evitadas. E com o crescimento previsto deste tipo de fontes de energia, com o aumento dos preços para a obtenção de licenças de emissões de CO<sub>2</sub> e com a saída de serviço das centrais a carvão, estima-se que entre 2014 e 2030 deverão ser poupados cerca de 3260 milhões de euros e aproximadamente 200 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> deverão ser evitadas neste período [8].

- **Dependência energética**

No que se refere à dependência energética, a produção de energia renovável tem um impacto positivo na balança comercial e na diminuição da taxa de dependência energética. Como, por exemplo, se não houvesse produção renovável, o facto de as centrais a carvão terem uma alta taxa de utilização, seria necessário recorrer às centrais a gás natural, o que, consequentemente, aumentaria as importações do gás natural. Estima-se que, até 2020, serão poupados cerca de 2101 milhões de euros nas matérias primas e o valor da dependência energética alcançará 15,3 p.p. (pontos percentuais). Com a saída de serviço prevista das centrais do Pego e de Sines até 2021, o principal contribuinte para as importações de matéria prima, será o gás natural. Em 2030 é expectável que o valor da dependência energética seja de 17,3 p.p. e a poupança associada às matérias primas seja cerca de 2750 milhões de euros [8].

- **Cenário exportador**

No que diz respeito a um cenário exportador, o facto de estar previsto um aumento das interligações com Portugal e Espanha e da Península Ibérica com França, abre portas para Portugal poder exportar parte da eletricidade que venha a produzir. Assume-se que Portugal até 2030 exportará 10% da energia total produzida, o que levará a um aumento dos benefícios relacionados com as fontes renováveis. Para dar resposta ao aumento de produção necessário para a exportação, teria de se aumentar a taxa de utilização nas centrais a gás natural, assim como também das unidades de produção renovável. Mas face a elevada contribuição das fontes hídrica e eólica para o mix energético, prevê-se que esse acréscimo de produção será assegurado pela fonte solar, visto que Portugal tem um elevado potencial e perspectiva-se a redução de custos neste tipo de tecnologia. Como se pode ver pela figura 1.2, em 2030 estima-se que a energia solar terá um contributo de 15% da produção nacional. Este cenário resultaria num aumento de mais de 1000 milhões de euros de impacto no PIB, na criação de 20 mil postos de trabalho, em poupanças de mais de 300

milhões de euros de importações evitadas em matérias primas e de 37 milhões de euros em emissões de CO<sub>2</sub>, e, principalmente, numa redução da taxa de dependência energética de aproximadamente 3 p.p. [8].

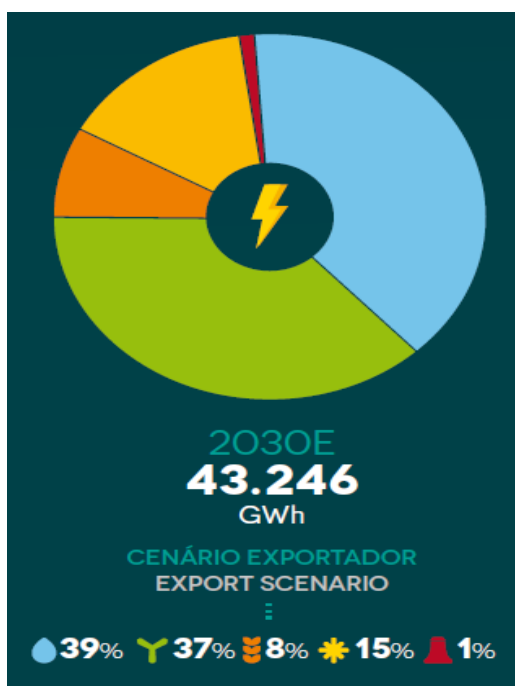


Figura 1.2 - Portugal num cenário exportador [9]

### 1.1.3. PREVISÃO DE INVESTIMENTO NA ENERGIA FOTOVOLTAICA

Até 2030, a maior parte dos países pertencentes à união europeia irá investir no aumento de potência instalada baseada em fontes de energia renovável, nomeadamente, na fonte solar. Apenas a Lituânia e Irlanda irão realizar a maior parte dos seus investimentos na produção de eletricidade através das tecnologias de bioenergia e das ondas e marés.

A tendência mostra que não se prevê um forte investimento na fonte hídrica, face à menor disponibilidade dos recursos existentes e às limitações ambientais.

O elevado grau de penetração que as fontes eólica e hídrica já têm no mix de produção dos vários países da união europeia é um fator que leva à escolha da fonte solar como principal vetor de investimento. Daí o constante desenvolvimento nas tecnologias de energia solar, que, consequentemente, já tem resultado em melhorias de eficiência e redução de custos.

No caso de Portugal, estima-se também um forte investimento para o aumento de potência instalada de fonte solar, seguindo assim a tendência do resto da europa (ver figura 1.3) [8].

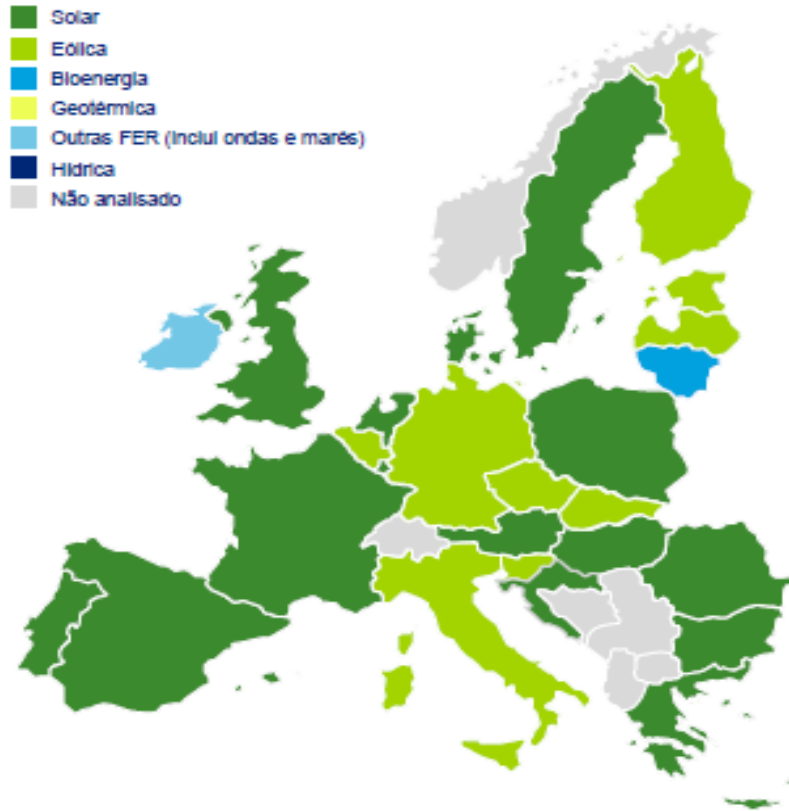


Figura 1.3 - Fonte renovável com maior crescimento médio anual de potência instalada [8]

## 1.2. OBJETIVOS

A presente dissertação tem como principal objetivo fazer a comparação de centrais fotovoltaicas convencionais (PV) com centrais fotovoltaicas de concentração (CPV). Tendo em conta que não haverá restrições à área de terreno a utilizar, para cada central a dimensionar (central de módulos fixos, central com seguidores solares e central de concentração) prevê-se uma potência de 1 MW a instalar. Feito o projeto destas três unidades de produção, será então realizada a comparação entre elas ao nível de investimento, produção de energia anual e área de terreno necessária.

O trabalho será composto por várias etapas e terá os seguintes objetivos a alcançar:

- Estudo do recurso solar e análise do potencial em Portugal e na Europa;
- Estudo das tecnologias fotovoltaicas: tipos de células solares, caracterização de sistemas fotovoltaicos convencionais (PV) e de sistemas fotovoltaicos de concentração (CPV);

- Análise da legislação em vigor para o setor fotovoltaico;
- Dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos: central com módulos fixos, central com seguidores solares e central de concentração. Para todas as unidades de produção será feita a configuração do sistema (disposição dos módulos em série e em paralelo) e o dimensionamento dos cabos AC (corrente alternada) e DC (corrente contínua), do inversor e dos dispositivos de corte e proteção DC e AC. Como está previsto que as unidades de produção sejam ligadas à rede pública, será incluído também um posto de transformação elevador;
- Análise e comparação das três centrais ao nível de investimento, produção anual e eficiência.

### **1.3. ESTRUTURA DO RELATÓRIO**

O presente relatório encontra-se dividido em sete capítulos. No primeiro capítulo é feita uma introdução ao tema, onde se apresenta o contexto e os principais objetivos que este trabalho se propõe atingir. No capítulo 2 é feito um estudo do recurso solar e, conseqüentemente, uma análise do seu potencial em Portugal e na Europa. O capítulo 3 dedica-se a caracterização das tecnologias fotovoltaicas, nomeadamente, as convencionais e as de concentração. No capítulo 4 é feita uma análise da legislação em vigor aplicável a novos projetos de produção de energia renovável. No capítulo 5 é apresentado o respetivo dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos. No capítulo 6 é feita uma análise e comparação técnico-económica entre os três projetos. No capítulo 7 são reunidas as principais conclusões deste trabalho.



## 2. O RECURSO SOLAR

O sol é a causa de todos os processos físicos e químicos na terra, é o responsável pelas condições atmosféricas, pela modelação da crosta terrestre, pelas circulações oceânicas e pelos fenómenos biológicos, ou seja, o sol é a base de toda a vida na Terra.

Na composição do sistema solar, a massa do sol contribui com cerca de 98%, os restantes 2%, dizem respeito aos planetas, asteroides e cometas. O sol é composto maioritariamente por hidrogénio, com aproximadamente 75%, e pelo hélio. Este tem a aparência de uma enorme esfera incandescente, ronda os 6000 °C à sua superfície, e atinge milhares de graus celsius no seu interior. Essas elevadas temperaturas no seu interior, são devido ao processamento de reações de fusão, onde milhões de toneladas de hidrogénio, são convertidas em milhões de toneladas de hélio, que por sua vez originam com que o sol liberte para o espaço grandes quantidades de energia sob a forma de radiação eletromagnética. Porém, só uma pequena parte da energia do sol é que chega a Terra, a restante é devolvida para o espaço por causa dos fenómenos de reflexão e refração [34] [24].

### 2.1. RADIAÇÃO ELETROMAGNÉTICA

Da energia que chega a terra sob a forma de radiação eletromagnética, 42% dessa energia vem sob a forma de radiações dentro do espectro do visível, a luz, 55% vem sob a forma de

raios infravermelhos, com um grande poder calorífico, e 3%, vem sob a forma de raios ultravioleta, radiações de pequeno comprimento de onda, mas com bastante energia [24].

A radiação dentro do espectro visível é uma porção do espectro eletromagnético que pode ser captada pelo olho humano. Este tipo de radiação é identificado por ser a luz visível, em que cada cor se encontra associada a uma dada frequência na faixa do espectro eletromagnético. O espectro visível é subdividido de acordo com várias cores, desde o vermelho, com os comprimentos de onda mais longos, até ao violeta, para os comprimentos de onda mais curtos [16].

A radiação infravermelha, na faixa do espectro eletromagnético, encontra-se entre a luz visível e as micro-ondas. É uma radiação considerada não ionizante, o que significa, sem riscos para a saúde. Este tipo de radiação é invisível para o olho humano, contudo, pode ser notada em forma de calor que é liberado por todos os corpos [25].

A radiação ultravioleta, na faixa do espectro eletromagnético, encontra-se entre os raios-x e a luz visível, isto é, contém comprimentos de onda menores que o espectro visível e maiores que os raios-x. Este tipo de radiação é a mais energética entre aquelas que a Terra recebe, por isso, é também a que mais apresenta perigo para a saúde. Contudo, a camada do ozono (O<sub>3</sub>) formada na atmosfera, que se encontra entre 12 km a 32 km de altitude, atua como escudo, impedindo assim que a maior parte da radiação ultravioleta alcance o planeta (ver figura 2.1) [23].

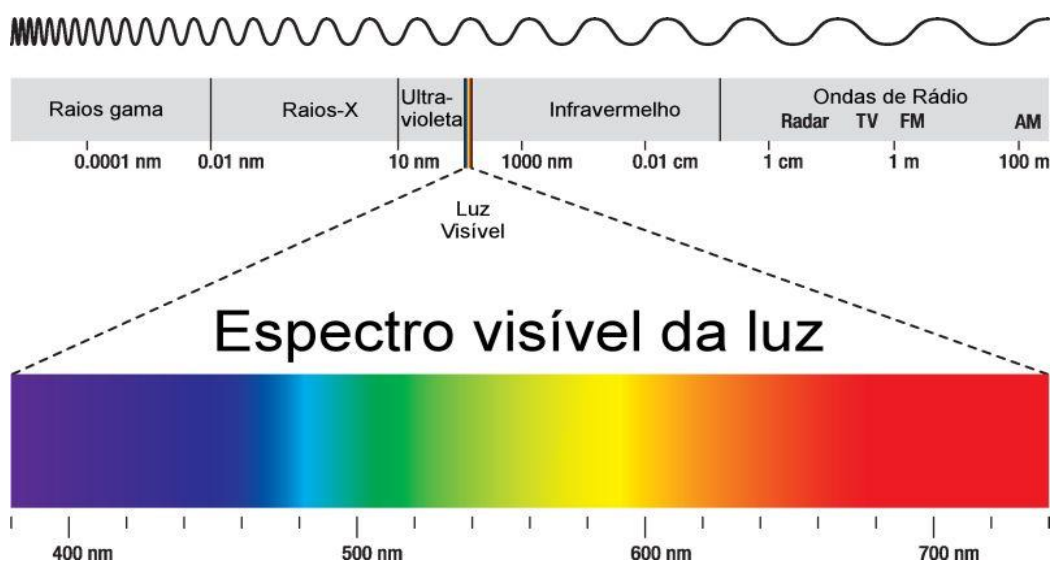


Figura 2.1 - Espectro Eletromagnético [46]

## 2.2. TIPOS DE RADIAÇÃO

A radiação incidente na Terra é dividida em três tipos, nomeadamente, a radiação direta, a radiação difusa e a radiação albedo. Na radiação direta, todos os raios solares são recebidos por um recetor em linha reta com o sol. Na radiação difusa, os raios solares são recebidos de uma forma indireta, isto é, são provenientes do fenómeno de difração nas nuvens e nevoeiro principalmente. Quanto a radiação albedo, parte da energia que incide na superfície terrestre é reenviada sob a forma de energia refletida, ou seja, as nuvens, as massas de gelo, a neve, e a própria superfície terrestre atuam como um refletor, reenviando para o espaço aproximadamente entre 30% a 40% da radiação rececionada (ver figura 2.2) [17].

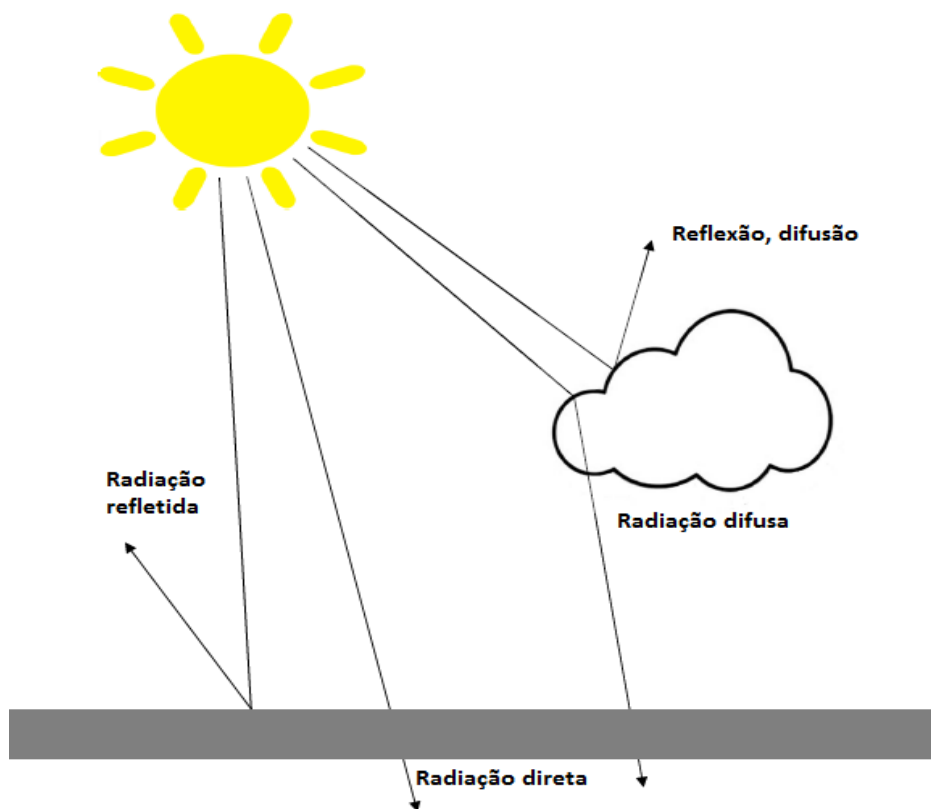


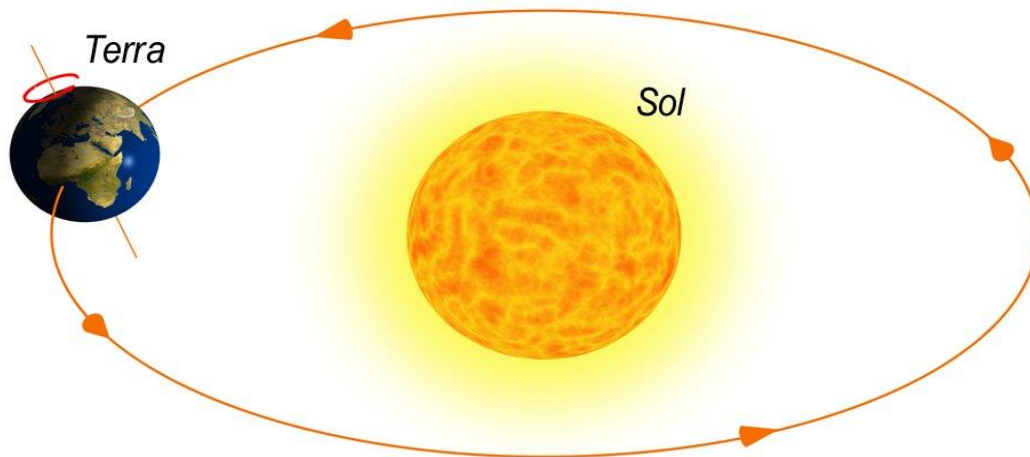
Figura 2.2 - Tipos de radiação [10]

## 2.3. MOVIMENTO TERRA-SOL

O planeta descreve uma trajetória elíptica em um plano que é inclinado em relação ao plano do equador (ver figura 2.3).

Devido a inclinação da terra, a direção norte-sul geográfica está desviada da direção norte-sul do campo magnético terrestre.





**Figura 2.3 - Movimento Terra - sol [36]**

A Terra gira sobre si mesmo e completa uma rotação num dia, concluindo a sua trajetória num ano e seis horas. De quatro e quatro anos é realizado um acerto no calendário com um ano bissexto [36].

O eixo de rotação, designado por eixo polar, é aproximadamente perpendicular ao plano da elíptica, formando um ângulo com a normal ao plano da órbita de valor  $23^{\circ} 27'$  [36].

Durante o solstício de verão a declinação solar é de  $23^{\circ} 27'$ , a duração do dia é maior que a da noite e o sol que, se encontra sobre o Trópico de Câncer, nasce quase a Nordeste e põe-se quase a Noroeste. No solstício de inverno, a declinação é igual, mas de valor negativo, o sol encontra-se sobre o trópico de capricórnio e a duração do dia é inferior à da noite [36].

Tendo em consideração isto, aparece um dos termos mais importante para os sistemas de energia solar que é nomeadamente a declinação solar. Define-se a declinação como sendo o ângulo entre a direção da radiação solar e o plano equador. Este ângulo irá variar respetivamente de acordo com o dia do ano [36].

O equador do planeta Terra, está inclinado cerca de  $23^{\circ}27'$  sobre o plano da órbita em torno do sol. Sendo assim, durante a translação, a declinação irá variar de  $23^{\circ}27'$  norte até  $23^{\circ}27'$  sul e vice-versa (ver figura 2.4) [36].

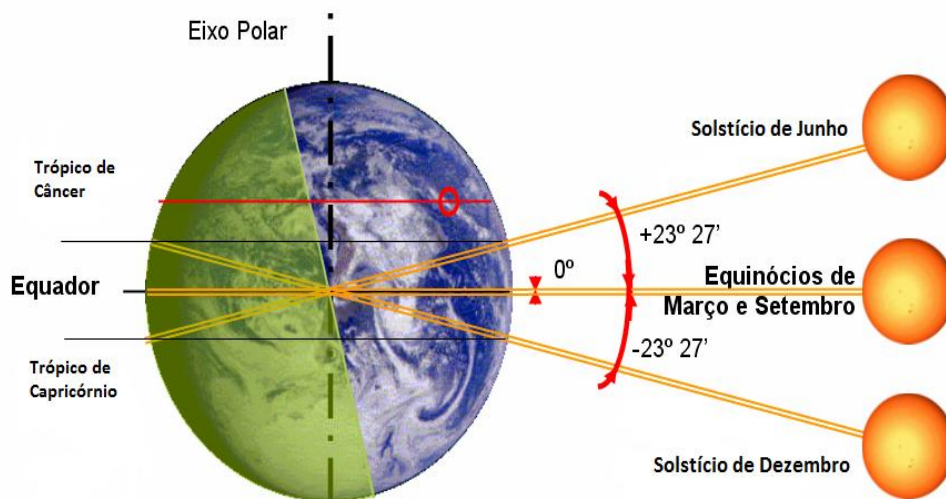


Figura 2.4 - Movimento Terra - sol [4]

### 2.3.1. DECLINAÇÃO DO SOL

A declinação do sol é designada pela distância angular do equador ao paralelo do astro. Eventualmente pode ser norte ou sul, depende se o sol está acima ou a baixo do equador [36].

A orientação da Terra em relação ao sol possui quatro posições (ver figura 2.5), nomeadamente, dois equinócios e dois solstícios. Cada uma destas posições significa a passagem a uma nova estação do ano. Assim sendo, para cada posição, e em relação ao hemisfério Norte, tem-se:

- O solstício de verão, em que o hemisfério Norte da Terra se encontra inclinado para o sol-. A declinação máxima seria aproximadamente de  $23,7^\circ$ .
- O solstício de inverno, em que o hemisfério Norte da Terra se encontra inclinado para o lado oposto do sol. A declinação seria aproximadamente cerca de  $-23,7^\circ$ .
- Equinócio de outono, em que o equador da terra se interceta com o equador do sol. Aqui a declinação seria nula.
- Equinócio da primavera, em que o equador da terra se alinha com o equador do sol. Aqui a declinação também seria nula.

É importante também referir que o que foi descrito para o hemisfério Norte, acontece o oposto no hemisfério sul.

Durante os equinócios da primavera e do outono, os dias são iguais às noites, isto porque a declinação solar é nula. Estes são os únicos dias precisamente em que o sol nasce e Este e põe-se a Oeste [36].

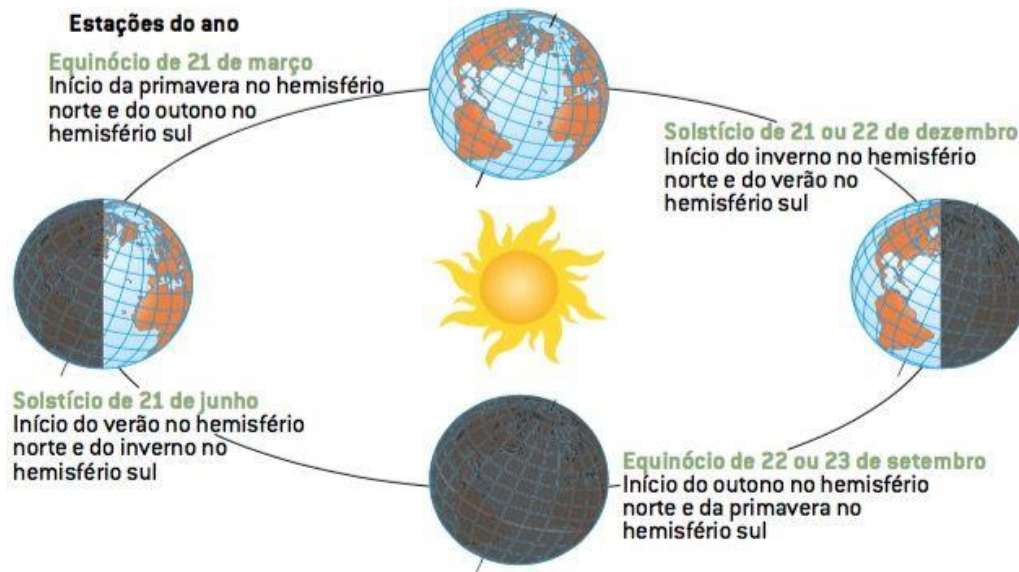


Figura 2.5 - Equinócios e solstícios [36]

## 2.4. FONTE SOLAR PARA PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE

No caso da energia solar fotovoltaica, este tipo de fonte que, por intermediário de células solares, converte diretamente a radiação solar em energia elétrica. Esta fonte de energia para produção de eletricidade, que tem como base as células fotovoltaicas, apresenta várias vantagens [36], nomeadamente:

- É uma fonte de energia renovável;
- Não é poluidora;
- É economicamente competitiva e permite rápidos períodos de retorno de investimento (utilizando determinado tipo de tecnologias);
- Contribui para a redução da dependência energética externa de Portugal;
- A tecnologia existente no mercado está cada vez mais madura e os seus preços mais competitivos;
- Não exige grandes manutenções.

## 2.5. POTENCIAL FOTOVOLTAICO NA EUROPA

Pela análise da figura 2.3, conclui-se que os países europeus com maior incidência solar são os da zona sul, nomeadamente, Espanha, Itália, Grécia, Turquia e, principalmente, Portugal que apresenta um índice global entre 1500 e 1800 kWh/m<sup>2</sup>/ano. No entanto, nos restantes países com potencial fotovoltaico, o índice global pode até ultrapassar ligeiramente os 1900 kWh/m<sup>2</sup>/ano.

Assim sendo, Portugal é um dos países da Europa onde mais se justifica o investimento em produção de energia elétrica com base em aproveitamentos solares fotovoltaicos.

Global horizontal irradiation

Europe

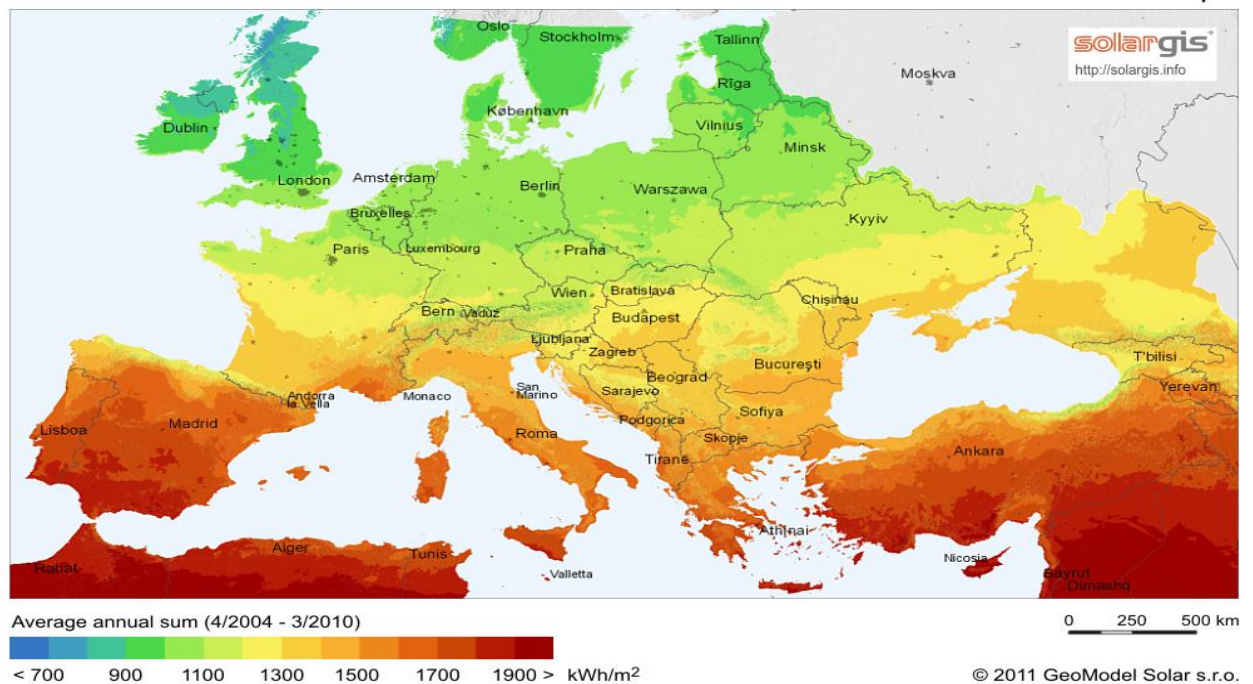


Figura 2.6 - Radiação global [53]



# 3. TECNOLOGIAS FOTOVOLTAICAS

## 3.1. VISÃO GERAL

### 3.1.1. OS PRINCIPAIS TIPOS DE SISTEMAS E OS SEUS CONSTITUINTES

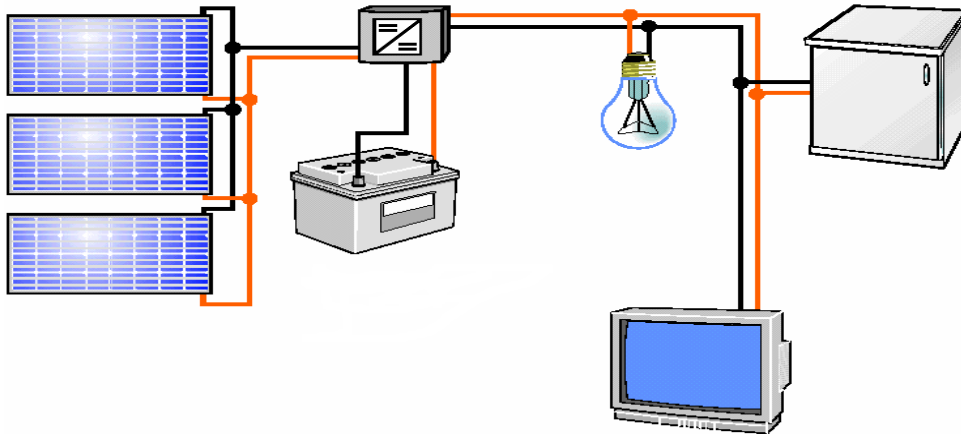
Os sistemas fotovoltaicos são divididos em três tipos, nomeadamente, os sistemas isolados, com e sem armazenamento de energia elétrica, os sistemas híbridos, que podem englobar uma fonte de energia fotovoltaica juntamente com outro tipo de fonte de energia, e os sistemas ligados à rede pública [36].

- **Sistemas isolados**

Os sistemas isolados constituíram o primeiro campo de aplicação da tecnologia fotovoltaica. Este tipo de sistema é utilizado, na maior parte dos casos, onde o abastecimento de energia elétrica a partir da rede pública não é possível, por razões técnicas ou económicas, pode torna-se numa solução interessante e ecológica, onde a energia é produzida e consumida localmente [27] [21].

Os sistemas com armazenamento de energia elétrica (ver figura 3.1) [27] são constituídos essencialmente por conjuntos de módulos fotovoltaicos, inversores, reguladores de carga e

pelas baterias, que têm como função alimentar as cargas durante os períodos da noite ou durante os dias menos ensolarados. Eventualmente, este tipo de sistema também pode integrar num sistema híbrido, associado a outra fonte de energia [36].



**Figura 3.1 - Sistemas Isolados [27]**

Quanto aos sistemas isolados sem armazenamento de energia, este tipo de configuração de sistema é orientado para o consumo instantâneo, ou seja, as cargas consomem imediatamente a energia produzida pelos módulos fotovoltaicos. Este tipo de sistema tem como principal vantagem ser mais barato devido ao facto de não utilizar baterias. Por outro lado, esta configuração tem como principal desvantagem o facto de nos meses de verão haver demasiada produção e a energia ter de ser dissipada, ou seja, não é consumida [36] [35] [21].

- **Sistemas híbridos**

Os diferentes tipos de fontes de energia, tal como o sol, vento e água podem ser associados entre si para criar um sistema híbrido e, assim, fazer um melhor aproveitamento dos recursos disponíveis num determinado local. Os sistemas híbridos podem incluir uma associação de sistemas fotovoltaicos, com uma ou mais fontes de energia. Este tipo de sistema torna-se bastante vantajoso em situações em que uma das fontes de energia primária não se encontra disponível, por exemplo, o sol ou o vento. No entanto, estes tipos de unidades de produção requerem sistemas de controlo mais eficientes quando comparado aos sistemas isolados com armazenamento de energia. Na figura 3.2, pode-se observar um exemplo de uma configuração de um sistema híbrido, este é constituído por módulos fotovoltaicos, um gerador eólico, um gerador diesel, reguladores de carga, baterias e um inversor [36] [48].

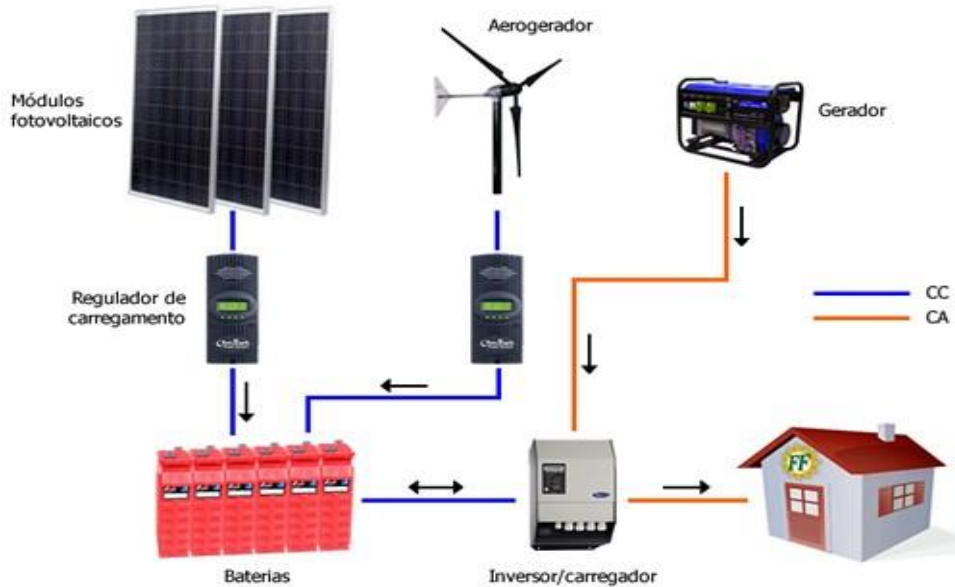


Figura 3.2 - Sistemas híbridos [21]

- **Sistemas ligados à rede**

Os sistemas fotovoltaicos ligados à rede pública dispensam a utilização das baterias, a energia produzida pelos módulos pode ser instantaneamente consumida pelas cargas, ou ser injetada diretamente na rede elétrica. Este tipo de sistemas pode diferenciar-se na forma como se interliga à rede, dependendo da legislação em vigor de cada país. No caso de Portugal, a produção fotovoltaica está enquadrada na legislação que aborda as unidades de produção para autoconsumo (UPAC) e as unidades de pequena produção (UPP).

Na figura 3.3, pode-se ver um exemplo da estrutura de uma unidade de produção fotovoltaica interligada com a rede elétrica pública, sendo constituída essencialmente por módulos fotovoltaicos, o inversor, um contador de energia bidirecional, a portinhola para proteção e ligação de cabos, e vários elementos de proteção da instalação [36] [37].

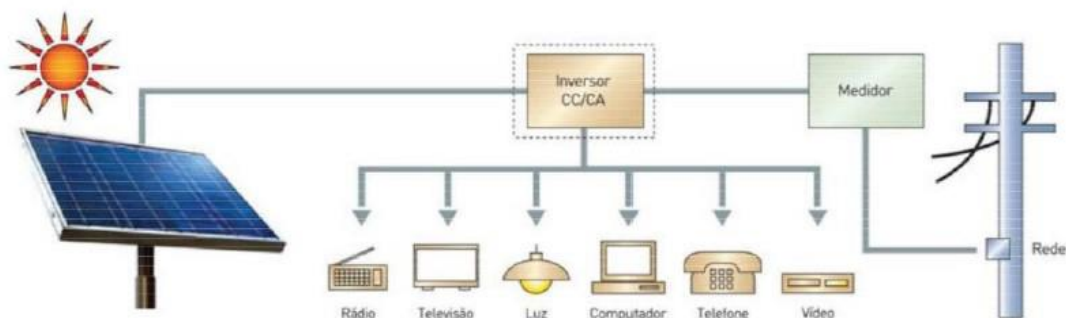


Figura 3.3 - Sistema ligado à rede [26]



### 3.2. PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO DE UMA CÉLULA FOTOVOLTAICA

As células solares são as principais constituintes de um módulo, pois estas são as responsáveis pelo processo físico denominado efeito fotovoltaico, que consiste basicamente na conversão direta da radiação solar em eletricidade. Para este processo é necessário utilizar materiais semicondutores, tais como o silício, o arsenieto de gálio, telurieto de cádmio ou o disselenieto de cobre e índio, contudo, o silício é o mais utilizado [27].

O silício pode ser encontrado na areia, granito e argila, e a sua extração pode ser realizada através de métodos adequados. O cristal de silício na sua forma pura não possui eletrões livres, daí ser considerado um mau condutor elétrico, no entanto, para se modificar esse facto, é feita a dopagem do silício, processo esse que é caracterizado pela adição de outros elementos. Na dopagem do silício com o fósforo obtém-se um material com eletrões livres, isto é, um material com portadores de carga negativa designado de silício do tipo N. Repetindo o processo, só que em vez de acrescentar o fósforo acrescenta-se o boro e obtém-se um material com défice de eletrões, designado de silício do tipo P. Tal como se pode ver na figura 3.4, a célula fotovoltaica é composta por uma camada fina de silício do tipo N, que está direcionada para o sol, e outra camada de maior espessura do tipo P. Ao juntarem-se as camadas do silício do tipo P e do tipo N, obtém-se a junção P-N, onde é gerado um campo elétrico devido aos eletrões do silício do tipo N, que ocupam as lacunas da estrutura do silício do tipo P [54] [18].

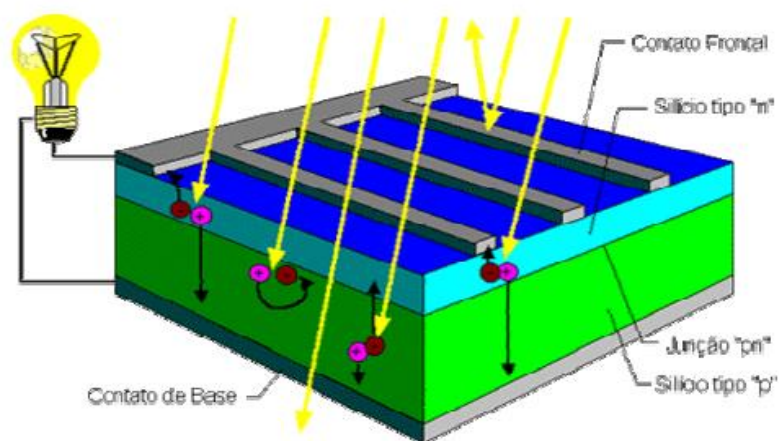


Figura 3.4 - Princípio de funcionamento de uma célula solar [3]

A célula fotovoltaica ao ser exposta à luz, os fotões serão absorvidos pelos eletrões da estrutura de silício, adquirindo desta forma energia e tornando-se condutor. Devido ao

campo elétrico criado pela junção P-N, os elétrons irão fluir da camada do tipo “P” para a camada do tipo “N”. Através de um condutor externo ligam-se as duas camadas e, quando uma luz incidir na célula solar, haverá um fluxo orientado de elétrons, ou seja, haverá uma corrente elétrica. A intensidade de corrente será proporcional à intensidade de luz incidente[27] [18].

### 3.3. MÓDULO FOTOVOLTAICO

Apenas uma célula fotovoltaica convencional por si só, não tem capacidade de produzir energia para as mais diversas aplicações, uma célula varia basicamente entre 1 a 3 W de potência e com uma tensão menor que 1 V. Para se obter uma maior disponibilidade de potência, as células podem ser ligadas em série e/ou em paralelo de forma a alcançar os valores desejados de tensão e corrente para as várias aplicações de utilização de eletricidade [13].

Um conjunto de células ligadas entre si constitui um módulo fotovoltaico, onde as células são integradas numa estrutura para proteção às tensões mecânicas, às várias condições climáticas, humidade e, ainda, para garantir o isolamento elétrico entre células. O material de encapsulamento das células pode ser de Etileno Vinil Acetato (EVA), Teflon, ou em resina fundida. Posteriormente, ao material de encapsulamento é aplicado um substrato de vidro. Na parte orientada ao sol, como substrato frontal, é utilizado o vidro com um baixo teor de ferro, o qual apresenta uma elevada transmissão luminosa. Para o substrato posterior pode ser utilizado um vidro endurecido convencional ou uma placa opaca (ver figura 3.5) [27]. O módulo contém ainda uma caixilharia em alumínio, ou em poliuretano, e caixas para as respetivas ligações de cabos que ligam o módulo ao painel. O painel, por sua vez, é constituído por um conjunto de módulos (ver figura 3.6) [13].

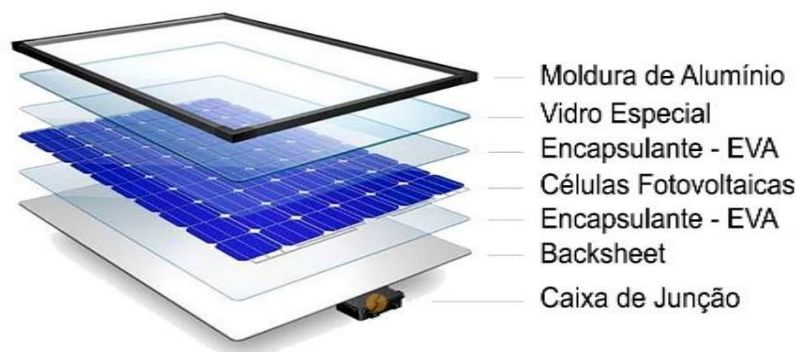


Figura 3.5 - Constituição do módulo [41]



**Figura 3.6 - Constituição de um painel [13]**

Quanto às características elétricas do módulo, este é principalmente identificado pela sua potência de pico ( $W_p$ ), bem como pelas restantes características. Estes parâmetros são definidos tendo em consideração as condições-padrão de ensaios STC (*Standard Test Conditions*), nomeadamente, uma radiação solar de  $1000 \text{ W/m}^2$ , uma distribuição espectral padrão de 1,5 AM, e uma temperatura da célula a  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Quando o módulo está orientado para o sol, uma tensão pode ser medida nos seus terminais, a tensão em circuito aberto ( $V_{oc}$ ) e ao conectar os terminais pode ser medida a corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ ). Porém, com estas medidas ainda não é possível determinar as suas principais características. De modo a obter-se informação mais detalhada sobre o módulo, este é submetido às condições padrão de ensaio e é traçado um conjunto de curvas.

Na curva I-V (ver figura 3.7), cada ponto representa o produto corrente-tensão, ou seja, a potência gerada para uma determinada condição de operação, em que a tensão vai desde os poucos volts negativos até à tensão VOC. Na curva P-V é traçada a curva da potência em função da tensão, esta curva permite identificar o ponto com o máximo valor de potência (PMP), que corresponde na curva I-V, à tensão e corrente de máxima potência (VMP e IMP). Então, o produto de corrente de máxima potência com a tensão de máxima potência, corresponde a potência máxima.

Os valores de PMP, VMP, IMP, VOC, e ISC são, então, os parâmetros elétricos mais importantes que caracterizam o módulo fotovoltaico, quando este é submetido as condições-padrão de ensaio [37].

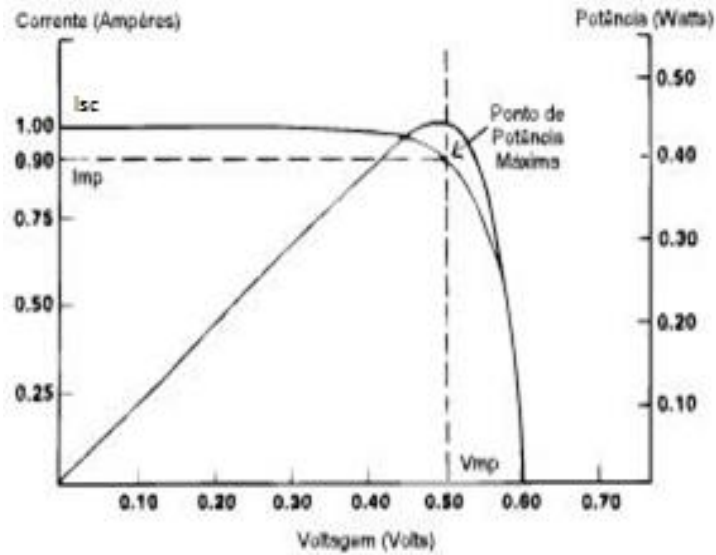


Figura 3.7 - Curva I-V [11]

No entanto, o desempenho dos módulos fotovoltaicos é profundamente afetado pela radiação solar e pela temperatura de operação. Como se pode observar na figura 3.8, a corrente produzida pelo módulo, tem um aumento linear com a radiação solar.

Por outro lado, com o aumento da temperatura de operação, pode-se ver que há um aumento de corrente, assim como uma queda de tensão (ver figura 3.8). Contudo, esse aumento de corrente não compensa a perda de energia que se verifica com a diminuição da tensão [6] [37].

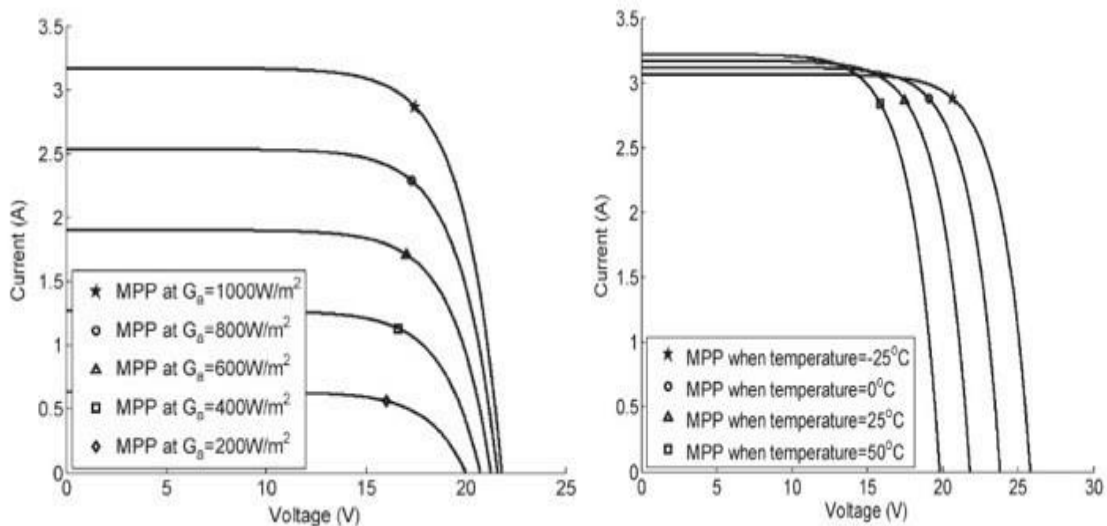


Figura 3.8 - Rendimento em função da radiação(à esquerda) e temperatura (á direita) [19]

### **3.4. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONVENCIONAIS**

Os sistemas fotovoltaicos convencionais podem ser divididos em duas categorias, nomeadamente, as tecnologias de silício, que fazem parte da primeira geração, e as tecnologias de película fina, pertencentes à segunda geração.

#### **3.4.1. 1ª GERAÇÃO - CÉLULAS DE SILÍCIO**

As células dos módulos fotovoltaicos da primeira geração, em grande maioria, usam o silício (Si), estas podem ser constituídas por cristais monocristalinos ou policristalinos.

As células monocristalinas têm um rendimento que pode variar entre os 16% e 23%; no entanto, as técnicas utilizadas para o fabrico destas células são dispendiosas e complexas, requerem uma enorme quantidade de energia para a sua produção. Estas células têm de usar materiais em estado puro e uma estrutura de cristal perfeita. São as células mais utilizadas e comercializadas para converter diretamente a energia solar em energia elétrica. O processo de fabrico desta célula começa com a extração do cristal de dióxido de silício, sendo depois este material desoxidado, purificado e solidificado. Este processo pode atingir um grau de pureza até 99%. No entanto, para o silício funcionar como uma célula monocristalina precisa de outros componentes semicondutores, de um grau de pureza ainda maior, que deve chegar aos 99,9999% e ter uma estrutura monocristalina. De modo a obter-se as qualidades desejadas, o silício é fundido juntamente com uma determinada quantidade de dopante, o boro do tipo P. Do material fundido é extraído um cilindro levemente dopado. O cilindro é cortado em fatias finas na ordem dos 300  $\mu\text{m}$  de espessura. De seguida, depois dos cortes e limpezas, são introduzidas as impurezas do tipo N e obtém-se a junção P-N, este processo é realizado através de uma difusão controlada, onde as fatias de silício são expostas ao vapor de fósforo a temperaturas que variam entre os 800 °C e 1000 °C [39].

As células policristalinas têm um rendimento que pode variar entre os 11% e 13%, estes baixos valores de eficiência são provocados pela imperfeição do cristal devido ao seu processo de fabrico. No entanto, este tipo de células necessita de menos energia para a sua produção e, de uma forma geral, tornam-se mais baratas quando comparadas com as células monocristalinas. O processo para purificar o silício para o fabrico de células policristalinas é idêntico ao das monocristalinas [39] [12].

### 3.4.2. 2ª GERAÇÃO - CÉLULAS DE PELÍCULA FINA

As células de película fina, nos dias de hoje, representam entre 15% a 20% do mercado referente as tecnologias fotovoltaicas. Comparando às tecnologias da primeira geração, estas apresentam um custo mais baixo devido à base de material utilizado ser menor e ao facto do seu processo de fabrico necessitar de menos energia. Estas células apresentam uma espessura na ordem dos 6 a 10  $\mu\text{m}$ , o que, por sua vez, se torna numa grande vantagem, podendo ser aplicadas em substratos de vidro, inox, aço, plástico e substratos flexíveis. Como principal desvantagem, a sua eficiência é menor quando comparada com as células monocristalinas e policristalinas, na ordem dos 4% a 11%.

As tecnologias de película finas comercializadas atualmente são o Silício Amorfo (a-Si), o Telureto de Cádmio (CdTe), Diselenieto de Cobre e Índio (CIS), Diselenieto de Cobre, Índio e Gálio (CIGS) e as multijunções de Silício de Amorfo e Microcristalino (a-Si /  $\mu\text{c-Si}$ ).

A célula de Silício de Amorfo (a-Si) é a mais antiga das tecnologias de película fina, tem uma eficiência relativamente baixa, entre os 4% e 8%, e nos primeiros meses de operação degrada-se facilmente, o que baixa ainda mais o seu rendimento. Este tipo de células geralmente é vocacionado para aplicação a produtos de eletrónica, tais como relógios, calculadoras, carregadores de bateria, etc.

As películas de Telureto de Cádmio (CdTe) tem uma eficiência inferior a 11%. Como principais desvantagens no uso desta tecnologia, tem-se o facto de o Cádmio ser tóxico, e da hipótese de haver indisponibilidade, no futuro, do Telúrio.

As células de Diselenieto de Cobre e Índio (CIS) e de Diselenieto de Cobre, Índio e Gálio (CIGS), são as tecnologias que têm maior eficiência, em laboratório, das células de película fina. Contudo, o seu processo de produção é complexo e o Índio é um recurso limitado.

As tecnologias de multijunções de Silício Amorfo e Microcristalino (a-Si/ $\mu\text{c-Si}$ ), consistem numa camada de Silício Amorfo depositada sobre um substrato, e sobre esta camada é depositada também uma camada de Silício microcristalina. Estas células apresentam uma eficiência de cerca de 10% [28].

### 3.4.3. TIPOS DE IMPLEMENTAÇÃO DOS MÓDULOS

#### 3.4.3.1. Painel Fixo

Para um painel fotovoltaico captar a maior quantidade de energia possível, deve-se ter em conta a sua orientação, assim como também, a sua inclinação.

Para uma exploração adequada do módulo, a instalação deve estar direcionada à linha do Equador, ou seja, uma instalação localizada no hemisfério norte, os módulos fotovoltaicos devem estar orientados a sul e, caso a instalação se encontre no hemisfério sul, os painéis devem estar direcionados à norte [37]. Quanto à inclinação do módulo, esta pode ser igual à latitude do local onde o sistema vai ser instalado. Em Portugal, de uma forma geral, a inclinação dos painéis é na ordem dos 35° (ver figura 3.9) [51] [36].

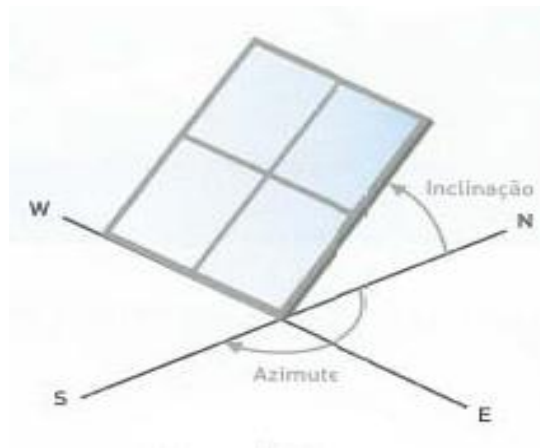
Contudo, o “ângulo ótimo” para a inclinação pode ser calculado com a seguinte expressão:

$$\beta = 3,7 + 0.69 \times \Phi \quad (3.1)$$

Em que:

$\beta$  – Inclinação do painel em relação a um plano horizontal;

$\Phi$  – Latitude do local.



**Figura 3.9 - Painel Fixo [45]**

No entanto, devido a dificuldade em alterar a inclinação dos módulos ao longo do ano, a sua inclinação fixa é determinada pelo tipo de utilização (tabela 3.1). Quando se pretende uma instalação dimensionada para o verão, deve-se subtrair - 15° a latitude do local, para o inverno deve-se somar + 15°, e para o ano inteiro subtrai-se - 5° [4].

**Tabela 3.1 - Inclinação em função da aplicação [4]**

Utilização	Inclinação
Verão (hotéis de temporada)	Lat - 15°
Inverno (aquecimento)	Lat + 15°
Anual (doméstico)	Lat - 5°

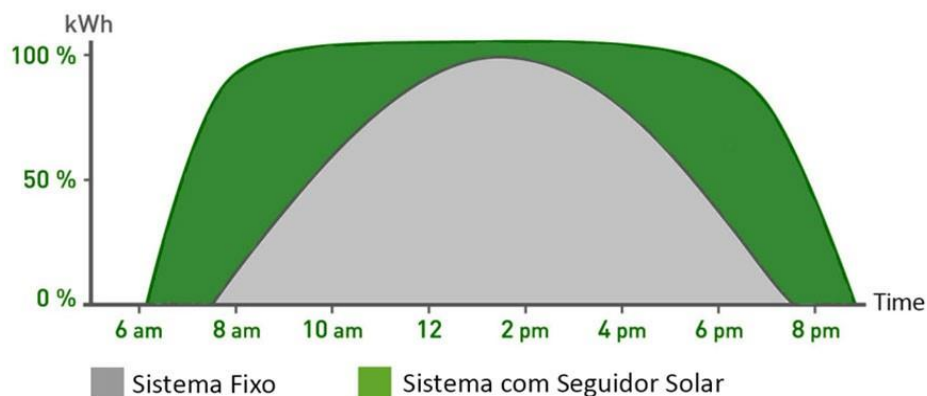
### 3.4.3.2. Seguidores Solares

Um seguidor solar é um equipamento com a capacidade de direcionar um módulo fotovoltaico para o sol. Estes equipamentos permitem uma maior captação da radiação solar, o que, conseqüentemente, conduzirá a um aumento na geração de energia.

Basicamente, o processo de rastreamento consiste na diminuição do ângulo de incidência entre a luz solar e o módulo fotovoltaico, o que, por sua vez, aumenta a percentagem da radiação direta incidente.

Estes equipamentos de rastreamento permitem, aproximadamente, um aumento da captação da energia solar em 50% no verão e de 20% no inverno. Porém, estes valores podem oscilar ligeiramente, pois dependem da latitude do local [40].

Tal como se pode observar na figura 3.10, para além de um sistema fotovoltaico com seguidores produzir mais energia que um sistema com módulos fixos, estes equipamentos melhoram também a forma de como a potência é entregue à rede, isto é, a energia produzida por um sistema de módulos fixos vai aumentando gradualmente até aproximadamente ao meio dia e, depois, volta a diminuir, e a energia produzida pelos sistemas com seguidores atinge logo de manhã o seu ponto máximo, e este é mantido até ao final da tarde [40].



**Figura 3.10 - Produção com e sem seguidor solar [40]**



Atualmente existe uma grande variedade de seguidores, com diversas formas e características. Contudo, existem dois tipos de seguidores base, nomeadamente, os de eixo único e os de eixo duplo [40].

- **Seguidor polar de eixo único**

Este tipo de seguidor é baseado num único eixo existente, fixo num determinado ângulo, geralmente de acordo com a latitude do local. O eixo faz a sua rotação conforme o nascimento do sol até este se pôr, ou seja, de Este para Oeste. Estes seguidores têm como principal característica o facto de os módulos estarem sempre posicionados perpendicularmente à radiação solar nos equinócios de primavera e outono [5].

Na figura 3.11, pode-se ver um exemplo deste tipo de seguidor.



**Figura 3.11 - Seguidor de eixo polar [52]**

- **Seguidor de eixo vertical**

No seguidor de eixo vertical, conhecido também por seguidor azimutal, os módulos fotovoltaicos com uma inclinação fixa rodam sobre uma base. Estes seguidores captam menos 7% da energia solar que um seguidor de eixo duplo e mais 4% que um seguidor polar.

Como principal vantagem, este seguidor apresenta-se como sendo robusto e de fácil implementação, o que em alguns casos, compensa o facto de captar menos radiação [5].

Na figura 3.12, pode-se ver um exemplo deste seguidor.



**Figura 3.12 - Seguidor de eixo vertical [50]**

- **Seguidor de eixo horizontal**

Este seguidor tem um eixo horizontal paralelamente ao solo, o seu modo de aplicação assemelha-se ao dos módulos de estrutura fixa. Contudo, este tipo de rastreamento solar permite a orientação dos módulos conforme a época sazonal. A sua eficiência é menor quando comparada a outros seguidores de um eixo, mas é sempre uma opção a considerar quando se pretende melhorar a eficiência de um sistema. Como principais vantagens, tem-se o facto de serem de simples implementação e manutenção e de não necessitarem de um sistema automático de rastreamento, podendo funcionar através de uma série de posições fixas, impostas de acordo com as estações do ano [5].

Na figura 3.13, observa-se um seguidor de eixo horizontal.



**Figura 3.13 - Seguidor eixo horizontal [31]**

- **Seguidor de eixo duplo**

O seguidor de eixo duplo rastreia o sol de Este para Oeste e de Norte a Sul. Este tipo de seguidores têm um design mais complexo, necessita de motores e sensores adicionais quando comparados aos seguidores de um eixo. De uma forma geral, este equipamento é utilizado em grandes parques fotovoltaicos. Como principais desvantagens, tem-se o facto de estarem sujeitos a esforços devido ao seu peso, e caso se verifique muito vento obriga a que os seguidores sejam bloqueados. Devido a sua complexidade mecânica, este sistema torna-se menos fiável e requer maiores necessidades de manutenção, o que implica mais custos, o que por vezes conduz a não ser competitivo com os sistemas de um eixo [5].

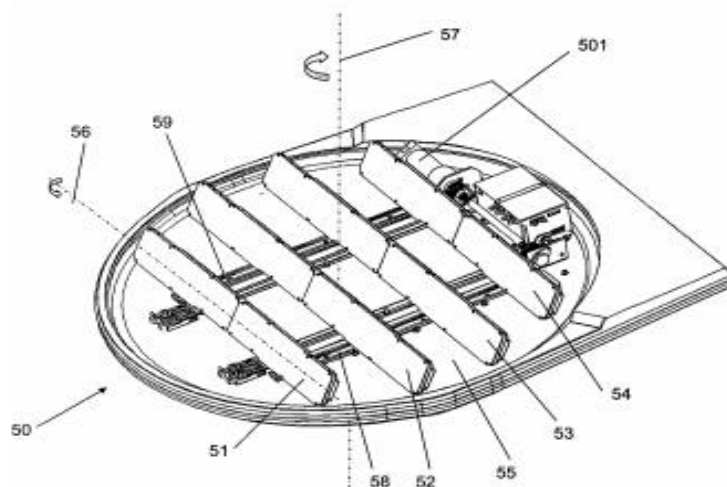
Fisicamente este seguidor é muito parecido com o seguidor de eixo vertical.

- **Seguidor de plataforma rotativa de eixo duplo**

Este seguidor é constituído por uma plataforma rotativa, que assenta numa base fixa e realiza o seguimento do sol no sentido Este-Oeste. Sobre essa plataforma encontram-se os módulos que estão assentes sobre um eixo horizontal que realiza o movimento Norte-Sul.

Este sistema apresenta como principais desvantagens o facto de necessitar de manutenções periódicas devido ao seu desgaste mecânico acentuado, remoção de obstáculos que possam aparecer na área do seguidor e, importa ainda referir, são necessárias grandes áreas de terreno para este tipo de seguidor [5].

Na figura 3.14, pode-se ver um exemplo do sistema seguidor em questão.



**Figura 3.14 - Seguidor com plataforma rotativa [5]**

### **3.5. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DE CONCENTRAÇÃO**

A investigação sobre as células, módulos e sistemas para a concentração fotovoltaica já decorre há décadas. No entanto, as tecnologias de concentração fotovoltaica só entraram para o mercado na década de 2000. Apesar de nestes últimos anos ter havido um forte crescimento do mercado, as tecnologias de concentração fotovoltaica ainda são “jovens” quando comparada as tecnologias convencionais, ou seja, ainda são um pequeno *player* no mercado que diz respeito a energia solar [22].

#### **3.5.1. PERSPETIVA HISTÓRICA**

Historicamente utilizar espelhos ou lentes está relacionado com a produção de calor. Há registos históricos, evidenciando que Arquimedes utilizou espelhos para concentrar energia solar, para atacar navios, incendiando-os dessa forma. À passagem do século XIX vários inventores também utilizaram a energia solar concentrada para operar máquinas a vapor, bombear água e para produzir eletricidade através de máquinas rotativas. Depois, já na década de 1970, engenheiros provaram que concentrar a energia solar com concentrações equivalentes a centenas de sóis em células fotovoltaicas, aumentaria a sua eficiência, como, por exemplo, uma célula de silício cristalino com uma eficiência de 20% sob 500 sóis, poderia atingir até 26% de eficiência [30].

#### **3.5.2. CARACTERIZAÇÃO**

O princípio-chave dos sistemas fotovoltaicos de concentração (CPV) é usar uma ótica concentradora de modo a reduzir a área da célula ou do módulo, permitindo assim aumentar a eficiência do sistema ou considerar a hipótese de utilizar células de alta eficiência, que por sua vez são mais caras que as convencionais [22].

Este tipo de sistema fotovoltaico (CPV) é constituído essencialmente por um elemento concentrador, que utiliza lentes ou espelhos para concentrar a radiação solar, por um sistema seguidor solar, células fotovoltaicas e um sistema de refrigeração [30].

De acordo com o fator de concentração os sistemas podem ser divididos por três categorias: baixa, média e alta concentração.

Os sistemas de baixa concentração, geralmente utilizam células de silício cristalino, tal como os sistemas convencionais, e um sistema de refrigeração passivo para manter a sua

performance, este tipo de sistema atinge concentrações no máximo até 40 sóis e devido ao seu ângulo de aceitação, pode ou não utilizar um seguidor solar de alta precisão.

Os sistemas de média concentração utilizam células de multi-junção e necessitam de uma refrigeração ativa. Este tipo de sistema compreende valores de concentração que vão desde os 40 até a 300 sóis, e necessita, de um seguidor solar de alta precisão para converter o máximo de luz solar incidente.

Quanto aos sistemas de alta concentração, estes requerem células multi-junção de alta eficiência e seguidores solares de elevada precisão, estes sistemas compreendem valores de concentração que vão desde 300 a 2000 sóis, e necessitam de um dissipador de calor de grande capacidade [32]. Com o aumento da concentração na célula fotovoltaica a eficiência de conversão em energia útil diminui, daí a necessidade de existir um sistema de refrigeração (ver figura 3.15) [32].

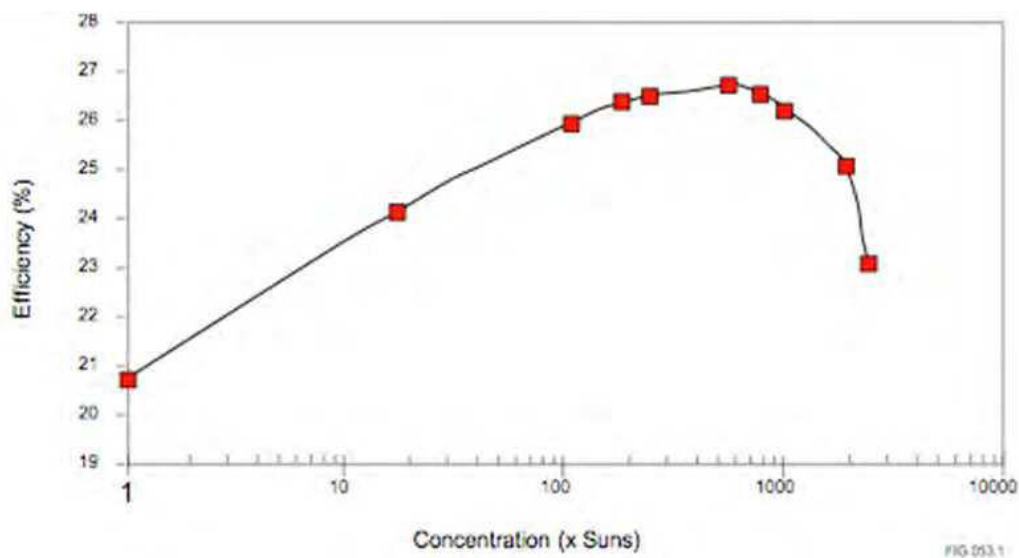


Figura 3.15 - Eficiência de um sistema CPV sem sistema de refrigeração [30]

### 3.5.3. ÓTICAS DE CONCENTRAÇÃO

O princípio fundamental da concentração é transferir através de um sistema ótico, a energia solar de uma fonte para um recetor, eventualmente uma pequena área de células fotovoltaicas.

As óticas de concentração podem ser de dois tipos, reflexão com recurso a espelhos, ou refração, recorrendo a lentes de Fresnel.

Uma ótica de concentração tem de ser dimensionada de forma a que o seu ângulo de aceitação, ou seja, o seu ângulo máximo com que os raios incidem na ótica, permitam imperfeições nos processos de fabrico ou erros de precisão que os sistemas de seguimento possam provocar [42].

Tendo em conta a figura 3.16:

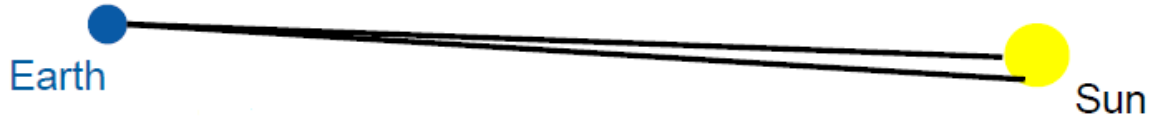


Figura 3.16 - Ângulo de aceitação [33]

O ângulo de aceitação,  $\theta$ , pode ser calculado com a seguinte expressão:

$$\tan \theta = \frac{\text{raio do sol}}{\text{distância sol - terra}}$$

$$\tan \theta = \frac{7 \times 10^8 m}{1,5 \times 10^{11} m} \quad (3.2)$$

$$\theta = 0,27^\circ$$

- **Óticas de Reflexão**

Nas óticas de reflexão utilizam-se refletores planos e parabólicos. No que diz respeito aos refletores planos, estes são utilizados para redirecionar a energia solar para os módulos fotovoltaicos convencionais, este tipo de ótica geralmente é utilizado em sistemas de baixa concentração (ver figura 3.17) [29].

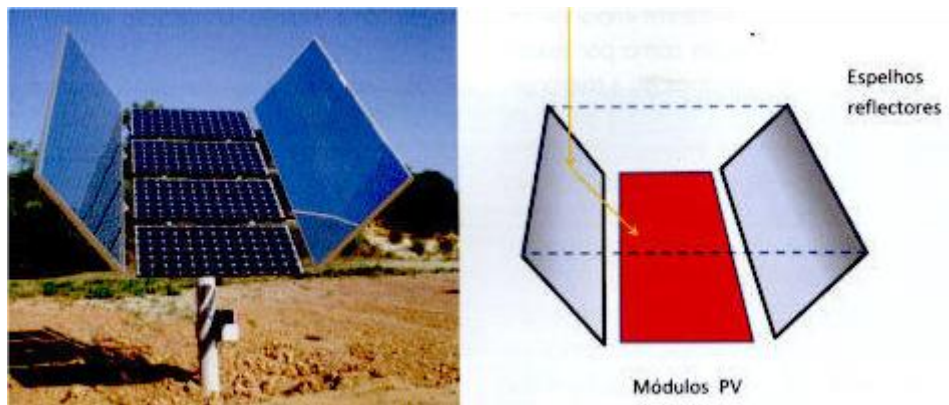


Figura 3.17 - Refletores planos [29]

Quanto aos refletores parabólicos, estes refletem a radiação incidente para um foco pontual, no caso dos paraboloides de revolução, ou para um foco linear no caso das parábolas bidimensionais. Este tipo de ótica é composto essencialmente por estruturas metálicas com espelhos refletores em alumínio e vidro. Nesta ótica nem sempre a concentração é obtida num único refletor, mas sim num conjunto de refletores secundários e terciários que redirecionam a radiação até a célula solar. De salientar que, em alguns casos, o concentrador final é do tipo CPC (*Compound Parabolic Concentrator*). Este para um determinado ângulo de aceitação da radiação permite alcançar o máximo de concentração (ver figura 3.18) [29].



**Figura 3.18 - Refletores parabólicos [29]**

- **Óticas de refração**

Nos sistemas de óticas de refração, as lentes de Fresnel são as mais utilizadas devido ao seu baixo custo e menor espessura. Aqui as lentes também se podem dividir em dois tipos, as que tem um foco pontual, em que a lente tem uma simetria circular em torno do seu eixo, e as que tem um foco linear, em que a lente tem uma geometria tipicamente retangular. O material utilizado para fabrico destas células é geralmente o PMM (*Poli Metil Metacrilato*), caracterizado por ser leve, apesar de também ser possível utilizar o vidro que tem uma maior durabilidade. A alta concentração e a uniformidade da distribuição da radiação solar sobre as células fotovoltaicas é, geralmente, alcançada com recurso a óticas secundárias [29]. As lentes de Fresnel, de uma forma genérica, são incorporadas em módulos, que têm uma lente ou várias, e uma caixa a proteger a parte traseira da lente (ver figura 3.19) [42].



Figura 3.19 - Óticas de refração [29]

#### 3.5.4. TIPOS DE CÉLULAS

A alta eficiência das células fotovoltaicas é um dos principais fatores que tornam os sistemas fotovoltaicos de concentração (CPV) competitivos com outros sistemas de produção de energia elétrica, daí que a maioria dos esforços na investigação procuram aumentar o rendimento das células [22].

Nos sistemas de baixa concentração podem ser utilizadas as tecnologias convencionais, o silício cristalino e as películas finas. Para os sistemas de alta concentração, geralmente são utilizadas as células de alta eficiência, baseadas em multi-junção, com capacidade de suportar fluxos de radiação elevados e altas temperaturas [29].

- **Células de multi-junção**

Aumentar a eficiência nas células fotovoltaicas de multi-junção, é a principal estratégia para reduzir os custos de produção de eletricidade nos sistemas fotovoltaicos de alta concentração [22].

A exploração de novos materiais e processos de conversão para melhoria de eficiência nas células solares de multi-junção decorre aproximadamente desde a década de 1980 [30]. Inicialmente, este tipo de células foi concebido para utilizações espaciais [29]; no entanto, com o desenvolvimento que se tem verificado neste campo, esta tecnologia pode vir a tornar a energia fotovoltaica competitiva com outras fontes de energia, principalmente a eólica e hídrica.

Na figura 3.20, pode-se observar a evolução em termos de eficiência neste tipo de células ao longo dos anos. As células fabricadas pela Sharp e Fraunhofer obtiveram já eficiências em laboratório de 44.4% e 46%, respetivamente. No entanto, de acordo com as fichas de



produtos das empresas, as células que se encontram disponíveis comercialmente, apresentam uma eficiência entre os 38% e 43% [22].

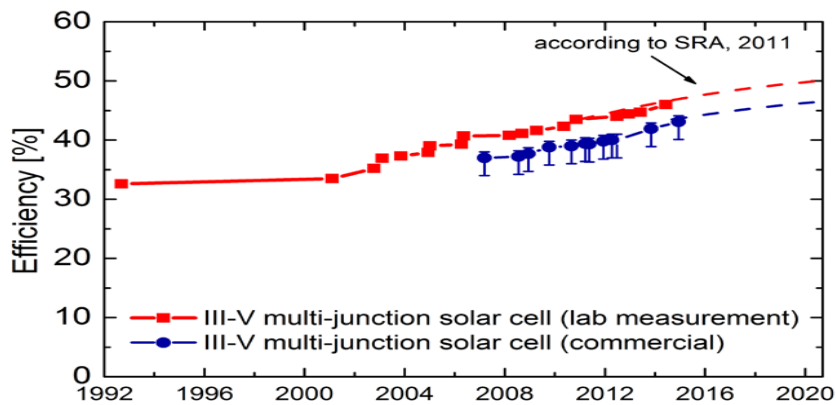


Figura 3.20 - Aumento da eficiência ao longo dos anos [22]

Os elementos químicos do grupo III e V da tabela periódica, nomeadamente, o gálio (Ga), índio (In) e o germânio (Ge) são os constituintes essenciais das células de multi-junção. O fabrico deste tipo de células baseia-se na utilização de várias camadas de materiais semicondutores e, respetivamente, com diferentes níveis energéticos em cada camada [22].

Os primeiros pesquisadores em células solares calcularam que um número infinito de junções seria o meio eficaz para atuar em todas as frequências na faixa do espectro eletromagnético [30].

Na figura 3.21, pode-se ver um exemplo de uma célula com tripla junção, em que as camadas dos semicondutores são aglomeradas de forma a ‘gap’ de energia ser decrescente de cima para baixo, uma vez que cada junção p-n atua conforme uma determinada frequência na faixa do espectro eletromagnético.

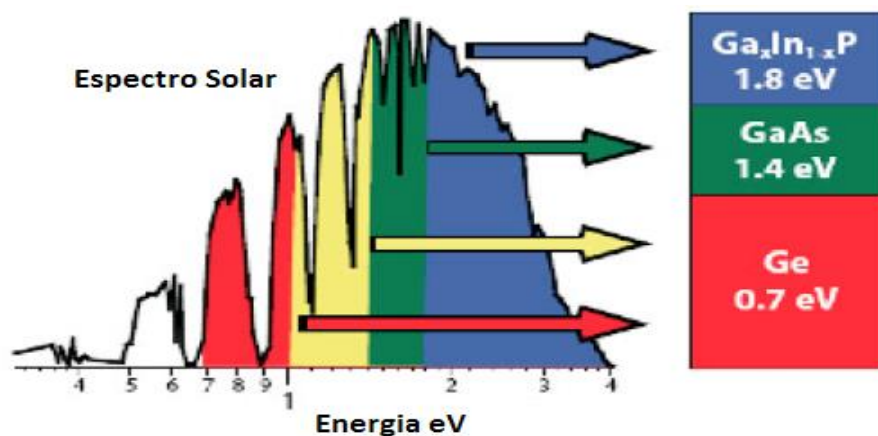


Figura 3.21 - Constituição de uma célula de tripla junção [49]

As células de multi-junção acabam por ser mais eficientes em relação às tecnologias de silício cristalino e película fina. As células de terceira geração, em comparação com as convencionais, conseguem uma maior absorção de energia nas suas camadas, uma vez que estas têm uma gap de energia mais próxima da energia do fóton, permite um melhor aproveitamento da faixa do espectro eletromagnético, e a utilização de semicondutores do grupo III e V da tabela periódica permite uma maior absorção de energia para camadas comparativamente mais finas [22].

### **3.5.5. SISTEMAS DE SEGUIMENTO**

Para um funcionamento adequado dos sistemas CPV os sistemas de rastreamento do sol são vitais. Os dispositivos de concentração necessitam de se ajustar conforme o movimento do sol durante o dia e/ou ano. Estes seguidores solares têm de ser de alta precisão na forma como seguem o sol, de maneira a proporcionar um elevado rendimento e a distribuir uniformemente a luz solar sobre as células.

Nos CPV tanto podem ser utilizados os seguidores de eixo único, como os de eixo duplo. Para sistemas de alta concentração, com concentrações superiores a 100 sóis, torna-se necessário os seguidores de dois eixos, enquanto que para concentrações até 100 sóis, é suficiente um sistema de um eixo [42] [44].

As estruturas de rastreamento do sol nos sistemas fotovoltaicos de concentração, são os mesmos que nos sistemas fotovoltaicos convencionais, sendo apenas utilizadas tecnologias de captação de energia diferentes.



## 4. LEGISLAÇÃO EM VIGOR

Para a realização de novos projetos para produção de energia fotovoltaica é necessário ter em consideração a atual legislação, assim como as respetivas portarias, nomeadamente, o Decreto-Lei nº 153/2014, de vinte de outubro, a Portaria 14/2015, de vinte e três de janeiro, a Portaria 15/2015, de vinte e três de janeiro, e a Portaria 60-E/2015, de dois de março.

### **4.1. DECRETO-LEI Nº 153/2014, 20 DE OUTUBRO**

Este decreto-lei permite regular a produção de energia elétrica por intermédio de unidades de produção para o autoconsumo na instalação de utilização (UPAC) e de unidades de pequena produção (UPP).

O principal objetivo deste decreto-lei passa por promover o regime de produção distribuída, o que se traduz numa série de vantagens, tais como:

- Produção de eletricidade próxima dos locais de consumo, o que significa numa redução das perdas nas redes elétricas;
- Promove a capacidade de produção renovável, principalmente, de origem solar;

- Democratiza a produção de energia elétrica, permitindo a entrada de novos concorrentes na área da produção;
- Promove o funcionamento em teia das unidades de produção, o que significa um aumento da fiabilidade no abastecimento de energia elétrica;
- A médio e longo prazo evita investimentos significativos nas redes elétricas, embora possa vir a criar desafios ao nível da rede em baixa tensão;
- Dinamiza a indústria;
- Promove a criação de postos de trabalho e contribui para formação, qualificação, e desenvolvimento de recursos técnicos.

#### 4.1.1. DIFERENÇAS ENTRE A UPAC E UPP

Nas unidades de produção para o autoconsumo (UPAC) a energia é produzida a partir de fontes renováveis, ou não renováveis e, posteriormente, injetada na instalação de utilização. Neste regime de produção de eletricidade a unidade geradora pode ser ou não ligada à rede elétrica de serviço público (RESP), podendo, eventualmente, ser injetado na rede o excedente da produção instantânea. (Figura 4.1)

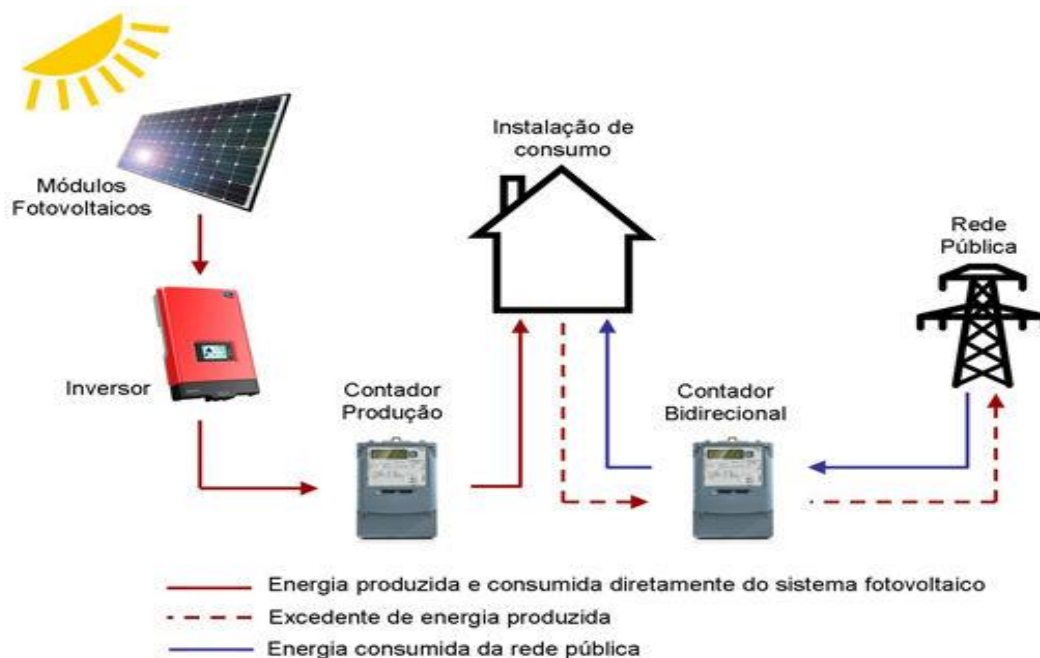


Figura 4.1 - Instalação de autoconsumo [47]

As unidades de pequena produção (UPP) são caracterizadas por apenas poderem utilizar uma só tecnologia de produção renovável e de injetar toda a sua energia produzida na rede elétrica (ver figura 4.2).

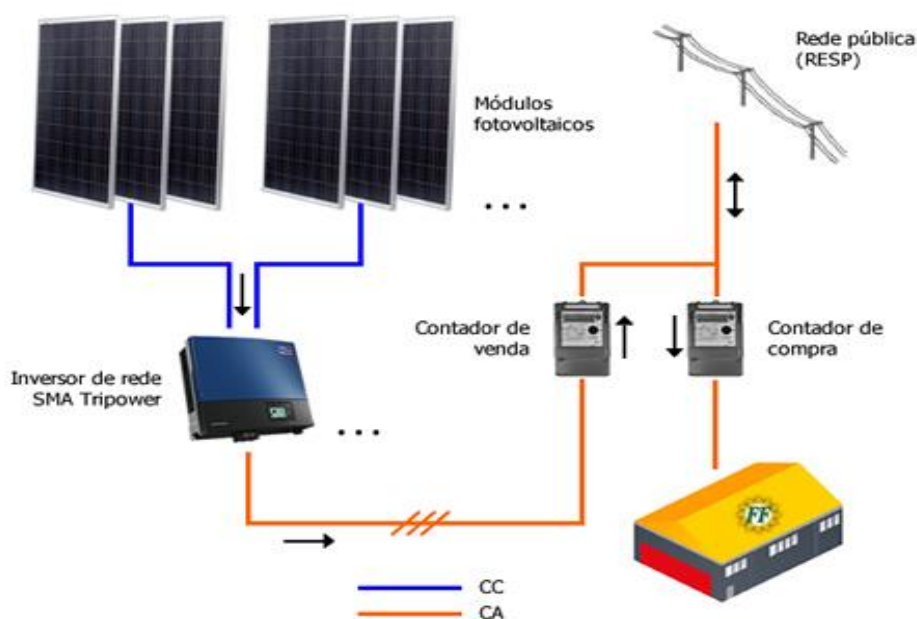


Figura 4.2 - Unidade de pequena produção [20]

#### 4.1.2. DIREITOS E DEVERES DO PRODUTOR

No exercício de produção de eletricidade para o autoconsumo (UPAC) e para as unidades de pequena produção (UPP), os produtores são contemplados por direitos e deveres. Os direitos dos produtores são os seguintes:

- Estabelecer uma UPAC por cada instalação elétrica de utilização, com recurso a qualquer mix de fontes de energia, renováveis ou não renováveis, e respetivas tecnologias de produção associadas e, no caso de uma UPP, com recurso a apenas uma tecnologia de produção;
- Consumir a eletricidade produzida na UPAC, bem como injetar excedente na rede;
- Celebrar um contrato de venda da eletricidade não consumida, proveniente da UPAC;
- Armazenar a energia produzida na UPAC que não seja consumida instantaneamente, para consumir posteriormente.

São deveres do produtor:

- Suportar o custo das alterações da ligação da instalação elétrica de utilização à RESP;
- Suportar os custos dos contadores;
- Pagar a compensação devida pela UPAC;
- Ter um seguro de responsabilidade civil;
- Garantir que os equipamentos de produção instalados se encontram certificados.

#### **4.1.3. LIMITES DE POTÊNCIA**

Quanto aos limites de potência, no que diz respeito às UPAC, a potência de ligação tem de ser menor ou igual a 100% da potência contratada na instalação de consumo, e a potência instalada não deve ser superior a duas vezes a potência de ligação.

No que diz respeito às UPP, a potência de ligação desta também tem de ser menor ou igual a 100% da potência contratada, até uma potência de ligação máxima de 250 kW.

#### **4.1.4. PROCESSO DE LICENCIAMENTO**

O processo de licenciamento, quer para as UPAC, quer para as UPP, tem de ser realizado no SERUP (Sistema Eletrónico de Registo de Unidades de Produção), uma plataforma eletrónica que pode ser acedida por um portal próprio da internet.

Quanto às UPP, para o seu licenciamento é sempre necessário o registo e o certificado de exploração.

Quanto às UPAC, o processo de licenciamento é feito consoante a potência da instalação e se é feita a ligação à rede pública. Assim sendo, processo de licenciamento é dividido em várias categorias, nomeadamente:

- $P_{\text{instalada}} \leq 200 \text{ W}$ , sem ligação à RESP - Isenta de controlo prévio;
- $200 \text{ W} \leq P_{\text{instalada}} \leq 1,5 \text{ kW}$ , sem ligação à RESP – Mera comunicação prévia de exploração;

- Para qualquer potência de uma instalação elétrica de utilização não ligada à RESP está sujeita a mera comunicação prévia de exploração;
- $P_{\text{instalada}} \leq 1,5 \text{ kW}$ , com ligação à RESP - Registo prévio e certificado de exploração;
- $1,5 \text{ kW} \leq P_{\text{instalada}} \leq 1 \text{ MW}$ , com ou sem ligação à RESP – Registo prévio e certificado de exploração;
- $P_{\text{instalada}} \geq 1 \text{ MW}$ , com ou sem ligação à RESP – Licença de produção e licença de exploração.
- UPAC sem ligação à RESP, que utiliza fontes de energia renovável e pretende transacionar garantias de origem – Registo prévio e certificado de exploração.

#### 4.1.5. COMPENSAÇÕES

As UPAC com uma potência instalada superior a 1,5kW e cuja instalação elétrica de utilização se encontre ligada à RESP, estão sujeitas ao pagamento de uma compensação mensal fixa, nos primeiros 10 anos após obtenção do certificado de exploração, calculada com base na seguinte expressão:

$$C_{UPAC,M} = P_{UPAC} \times V_{CIEG,t} \times K_t \quad (4.2)$$

Em que:

$C_{UPAC, M}$  – Compensação paga no mês m por cada kW de potência instalada, que permite recuperar uma parcela dos custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral (CIEG) na tarifa de uso global do sistema, relativa ao regime de produção de eletricidade em autoconsumo.

$P_{UPAC}$  – Valor da potência instalada da UPAC.

$V_{CIEG, t}$  – Valor que permite recuperar os CIEG da respetiva UPAC, medido em €/kW, apurado no ano t.

$K_t$  – Coeficiente de ponderação, entre 0% e 50% a aplicar ao  $V_{CIEG, t}$  tendo em consideração a representatividade da potência total registada das UPAC no Sistema Elétrico Nacional, no ano t.



t – O ano de emissão do certificado de exploração da respetiva UPAC.

No caso do total acumulado de potência instalada da UPAC ser inferior a 1% do total de potência instalada do centro de electroprodutores do Sistema Elétrico Nacional, esta compensação será nula.

No que diz respeito às unidades de pequena produção (UPP), esta compensação não se aplica.

#### **4.1.6. CONTAGEM**

Para o regime de produção em autoconsumo com uma potência superior a 1,5 kW ligada à rede pública, é obrigatória a instalação de contadores para medição de energia produzida e injetada na RESP. No caso das UPP, em qualquer situação é obrigatória a contagem para quantificação da energia injetada na rede.

#### **4.1.7. INSPEÇÕES PERIÓDICAS**

As unidades de produção com potência instalada superior a 1,5kW encontram-se sujeitas a inspeções periódicas, as quais são realizadas com a seguinte periodicidade:

- 10 anos, quando a potência da UP seja inferior a 1MW.

- 6 anos, nos restantes casos.

Anualmente a DGEG divulga no SERUP, até 31 de dezembro de cada ano, a programação da inspeção periódica a realizar no ano seguinte, e publicita, até 31 de março de cada ano, as conclusões do relatório das ações de fiscalização realizadas no ano imediatamente anterior.

## **4.2. PORTARIA 14/2015 DE 23 DE JANEIRO**

Esta portaria tem por objeto definir o procedimento para apresentação de mera comunicação prévia de exploração das unidades de produção para autoconsumo, bem como para obtenção de um título de controlo prévio no âmbito da produção para autoconsumo ou da pequena produção para injeção total na rede elétrica de serviço público (RESP) da energia elétrica produzida, incluindo os elementos instrutórios dos respetivos

pedidos, a sua marcha, extinção dos títulos em causa e alteração das unidades de produção (UP), procedendo à regulamentação do Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro.

Determina ainda o montante, o modo de pagamento e as fases do procedimento em que são devidas as taxas previstas no artigo 37.º do Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro.

#### **4.3. PORTARIA 15/2015 DE 23 DE JANEIRO**

Esta portaria procede à fixação da tarifa de referência prevista no n.º 1 do artigo 31.º do Decreto-Lei 153/2014, de 20 de outubro e determina ainda as percentagens a aplicar à tarifa de referência, consoante a energia primária utilizada pelas unidades de pequena produção.

#### **4.4. PORTARIA 60-E/2015 DE 2 DE MARÇO**

Procede à alteração do artigo 17.º da Portaria n.º 14/2015, de 23 de janeiro.

#### **4.5. APLICAÇÃO DAS TARIFAS**

Neste subcapítulo é feito um estudo da respetiva aplicação das tarifas às unidades de pequena produção (UPP), em que toda a sua energia produzida é injetada na rede pública, e às unidades de produção para autoconsumo (UPAC), que se destinam a injeção da energia produzida na instalação elétrica de utilização associada e tendo a opção de injetar o excedente na rede pública.

##### **4.5.1. TARIFÁRIO APLICADO ÀS UPP**

A energia elétrica ativa produzida pela UPP e entregue à RESP é remunerada pela tarifa atribuída com base num modelo de licitação, no qual os concorrentes oferecem descontos à tarifa de referência.

A tarifa de remuneração atribuída vigora por um período de 15 anos desde a data de início de fornecimento de energia elétrica à rede pública, caducando no termo deste período.

A tarifa de referência aplicável, nos termos e para os efeitos previstos no artigo 31.º do Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro, é de € 95/MWh, no entanto, a este valor estabelecido acresce o montante de € 10/MWh e de € 5/MWh caso o produtor opte pelo enquadramento da respetiva unidade de pequena produção nas categorias II e III. A

categoria I refere-se apenas a uma unidade de pequena produção (UPP), a categoria II diz respeito a uma UPP que associada ao seu local de consumo possui uma tomada para veículos elétricos, e quanto à categoria III, esta diz respeito a uma UPP que tem associado ao seu local de consumo um coletor térmico com uma área útil mínima de 2 m<sup>2</sup>. (Tabela 4.1)

**Tabela 4.1 - Tarifas aplicadas consoante a categoria**

Categoria	€/MWh
I	95
II	105
III	100

A tarifa de referência aplicada varia também consoante a energia primária utilizada, sendo determinada mediante a aplicação da seguinte tabela:

**Tabela 4.2 - Percentagens por fonte primária utilizada**

Energia primária utilizada	Percentagem
Solar	100%
Biomassa	90%
Biogás	90%
Eólica	70%

Importa ainda referir, que a tarifa a atribuir corresponde ao valor mais alto que resulte das maiores ofertas de desconto à tarifa de referência, apurado para cada uma das categorias, nos termos do limite da quota de potência estabelecida.

#### **4.5.2. TARIFÁRIO APLICADO ÀS UPAC**

A aplicação das tarifas às unidades de produção para autoconsumo (UPAC), pode ser vista por duas vertentes, a aplicação da tarifa relativa a remuneração da energia excedente injetada na RESP, e a tarifa aplicada ao consumo de energia proveniente da rede, tendo em consideração os vários regimes de tarifário possíveis.

- **Remuneração da energia excedente injetada na RESP**

Relativamente à injeção do excedente da produção na rede pública, sempre que a energia proveniente de uma UPAC tenha origem numa fonte de energia renovável e com uma capacidade instalada não superior a 1MW, o produtor pode celebrar com o comercializador

de último recurso (CUR), um contrato de venda de eletricidade produzida e não consumida.

O valor da energia elétrica fornecida à RESP pelo produtor é calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$R_{UPAC,m} = E_{fornecida,m} \times OMIE_m \times 0,9 \quad (4.2)$$

Em que:

$R_{UPAC,m}$  – A remuneração da eletricidade fornecida à RESP no mês ‘m’, em €;

$E_{fornecida,m}$  – A energia fornecida no mês ‘m’, kWh;

$OMIE_m$  – O valor resultante da média aritmética simples dos preços de fecho do Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIE) para Portugal (mercado diário), relativos ao mês ‘m’, kWh;

m – O mês a que se refere a contagem da eletricidade à RESP.

- **Custo da energia consumida da RESP**

Quanto à energia elétrica consumida da rede, pode-se observar pela figura 4.3 o comportamento do gráfico referente a uma instalação com autoconsumo, em que se tem períodos do dia que se consome energia da rede, que se injeta o excedente e em que a energia produzida é consumida instantaneamente.

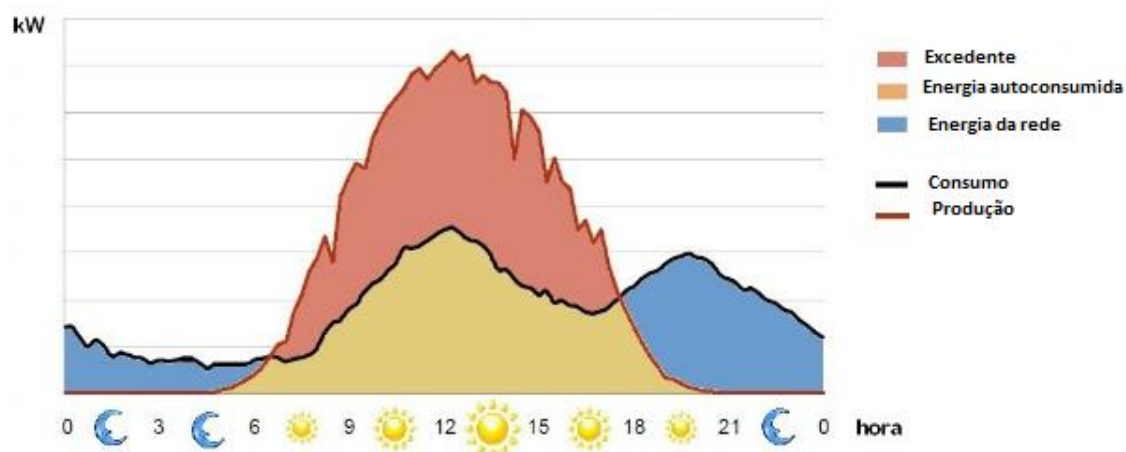


Figura 4.3 - Comportamento da energia numa UPAC [7]

Analisando a figura 4.3, observa-se que a energia elétrica produzida por uma instalação fotovoltaica ocorre aproximadamente entre as 6h e as 21h, porém, este período varia de acordo com os horários de inverno e verão, e, assim como da localização da unidade produtora. O pico da produção ocorre sensivelmente entre às 11h e 15h, período de maior exposição solar. Pode-se afirmar que a produção fotovoltaica consegue assegurar maior parte dos consumos energéticos nas horas de ponta e cheias (tabela 4.3). Contudo, o período entre as 19h e 22h também é caracterizado por um pico de consumo, pico esse em que já não é possível satisfazer todos os consumos através da produção em autoconsumo e, caso a instalação não possua armazenadores de energia, a rede pública tem de garantir o abastecimento de eletricidade, que é faturada aos preços das horas de ponta e cheias.

**Tabela 4.3 - Ciclo semanal [15]**

<b>Ciclo semanal para todos os fornecimentos em Portugal Continental</b>			
<b>Período de hora legal de Inverno</b>		<b>Período de hora legal de Verão</b>	
<b>De segunda-feira a sexta-feira</b>		<b>De segunda-feira a sexta-feira</b>	
Ponta:	09.30/12.00 h 18.30/21.00 h	Ponta:	09.15/12.15 h
Cheias:	07.00/09.30 h 12.00/18.30 h 21.00/24.00 h	Cheias:	07.00/09.15 h 12.15/24.00 h
Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/07.00 h	Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/07.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h
<b>Sábado</b>		<b>Sábado</b>	
Cheias:	09.30/13.00 h 18.30/22.00 h	Cheias:	09.00/14.00 h 20.00/22.00 h
Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/09.30 h 13.00/18.30 h 22.00/24.00 h	Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/09.00 h 14.00/20.00 h 22.00/24.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h
<b>Domingo</b>		<b>Domingo</b>	
Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/24.00 h	Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/24.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h

Importa ainda referir que o custo da energia proveniente da RESP varia consoante o contrato de eletricidade, o comercializador e o tipo de tarifa. Na tabela 4.4, pode-se ver um dos exemplos das tarifas praticadas pelo comercializador EDP. Porém, numa instalação de autoconsumo é de esperar, tendo em consideração os preços praticados pelas tarifas, que

seja celebrado um contrato com uma tarifa bi-horária ou tri-horária, visto que a produção em autoconsumo pode satisfazer os consumos em maior parte dos períodos de ponta e cheias, e recorrendo posteriormente à RESP nos períodos de insuficiência na produção, que coincidem em maior parte do tempo com as horas de vazio em que a energia é mais barata. Por fim, conclui-se que uma unidade geradora em autoconsumo seria uma mais valia para reduzir a fatura de eletricidade.

Tabela 4.4 - Tarifas EDP [14]

Pot. Contratada (kVA)	Simples		Bi-Horário			Tri-Horário			
	Potência (€/Dia)	Energia (€/kWh)	Potência (€/Dia)	Energia (€/kWh)		Potência (€/Dia)	Energia (€/kWh)		
				Fora Vazio	Vazio		Ponta	Cheias	Vazio
1,15	0,0878	0,1556							
2,3	0,1375								
3,45	0,1616								
4,6	0,2100	0,1652	0,2111		0,0920	0,2111	0,3325	0,1680	0,0929
5,75	0,2582		0,2613	0,1997		0,2613			
6,9	0,3063		0,3114		0,0921	0,3114			
10,35	0,4508	0,1659	0,3616			0,3616	0,3326	0,1681	0,0930
13,8	0,5953		0,4508			0,5120			
17,25	0,7397		0,5953	0,1981	0,1023	0,6624			
20,7	0,8842		0,7397			0,8129			
27,6			0,8842			0,9634	0,3325		0,0929
34,5						1,3874			
41,4						1,7291	0,3019	0,1501	0,0832
						2,0708			



# 5. DIMENSIONAMENTO DAS CENTRAIS

Neste capítulo é feito o dimensionamento dos três sistemas fotovoltaicos, nomeadamente, uma central com módulos fixos, uma central com seguidores solares e uma central de concentração. Para todas as unidades de produção é feita a configuração do sistema (disposição dos módulos em série e em paralelo) e o dimensionamento dos cabos AC e DC, do inversor, e dos dispositivos de corte e proteção DC e AC. Como está previsto que as unidades de produção sejam ligadas à rede pública, é incluído também um posto de transformação elevador.

As centrais em questão serão projetadas para exemplificar o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, e para que num capítulo posterior possa ser feito um estudo económico de modo a encontrar a melhor solução técnico-económica.

## 5.1. CARACTERIZAÇÃO GERAL

O local a considerar para o dimensionamento das centrais é em Aljezur, Faro, um local com boas condições para o aproveitamento de energia solar.



No sentido de realizar uma adequada análise ao recurso solar neste local, recorreu-se a plataforma online *Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)*.

Uma vez que não haverá restrições à área de terreno a utilizar, para cada central, a potência a instalar é de 1 MW. O facto de se ter liberdade na área do terreno a utilizar, irá facilitar na escolha da disposição dos equipamentos, disposição essa que é realizada de forma a evitar potenciais sombreamentos e custos desnecessários em cabos.

## 5.2. RECURSO SOLAR DISPONÍVEL NO LOCAL

Tal como se pode ver na figura 5.1, Portugal é privilegiado com uma boa exposição solar, particularmente na zona sul, com um potencial para produção de eletricidade na ordem dos 1800 kWh/m<sup>2</sup>/ano. Como tal, conclui-se que Aljezur é uma boa opção para implementação de centrais fotovoltaicas.

Para uma melhor análise do recurso solar do local, na figura 5.2 observa-se os valores da irradiação ao longo dos meses do ano. Pode-se ver os valores energéticos da irradiação num plano horizontal, num plano ótimo inclinado, num plano com 90° e com uma irradiação direta.

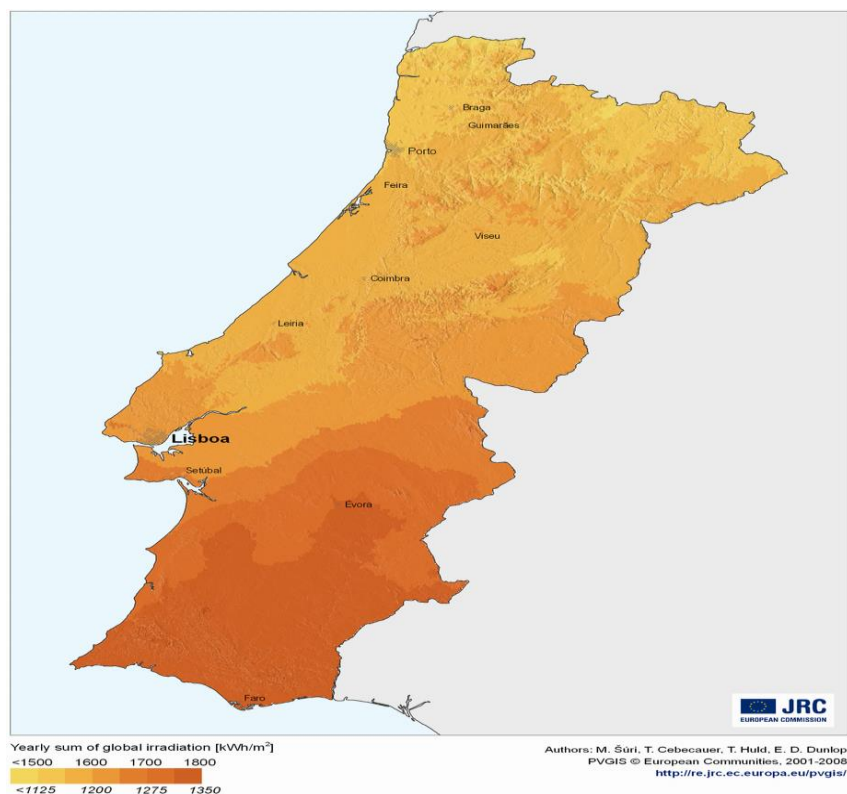


Figura 5.1 - Radiação em Portugal

Month	$H_h$	$H_{opt}$	$H(90)$	$DNI$	$I_{opt}$	$T_L$	$D/G$	$T_{24h}$	$N_{DD}$
Jan	2510	4080	4060	3770	61	2.6	0.41	12.6	179
Feb	3580	5220	4610	4940	54	2.7	0.35	11.9	131
Mar	5090	6260	4460	5530	41	2.8	0.39	13.7	64
Apr	5990	6380	3380	6200	25	3.0	0.34	15.5	45
May	7030	6720	2650	7060	12	3.5	0.31	17.9	11
Jun	7790	7030	2210	8440	3	3.4	0.24	19.5	5
Jul	8020	7400	2400	9250	6	3.3	0.20	20.5	3
Aug	7190	7350	3260	8580	19	3.1	0.21	21.3	5
Sep	5680	6730	4270	6940	36	3.2	0.26	20.6	11
Oct	4170	5740	4700	5420	50	2.9	0.34	19.0	32
Nov	2910	4660	4530	4480	60	2.2	0.36	15.2	134
Dec	2290	3930	4080	3740	64	2.3	0.40	13.2	157
Year	5200	5960	3710	6200	33	2.9	0.29	16.7	777

$H_h$ : Irradiation on horizontal plane (Wh/m<sup>2</sup>/day)

$H_{opt}$ : Irradiation on optimally inclined plane (Wh/m<sup>2</sup>/day)

$H(90)$ : Irradiation on plane at angle: 90deg. (Wh/m<sup>2</sup>/day)

$DNI$ : Direct normal irradiation (Wh/m<sup>2</sup>/day)

$I_{opt}$ : Optimal inclination (deg.)

$T_L$ : Linke turbidity (-)

$D/G$ : Ratio of diffuse to global irradiation (-)

$T_{24h}$ : 24 hour average of temperature (°C)

$N_{DD}$ : Number of heating degree-days (-)

Figura 5.2 - Irradiação ao longo dos meses do ano

Na figura 5.3, pode-se observar o potencial solar conforme o tipo de irradiação ao longo dos meses. Analisando a respetiva figura, destaca-se a importância da inclinação ótima do módulo, o que conduz a um maior aproveitamento do recurso solar e, por sua vez, a uma maior quantidade de energia produzida durante o ano.

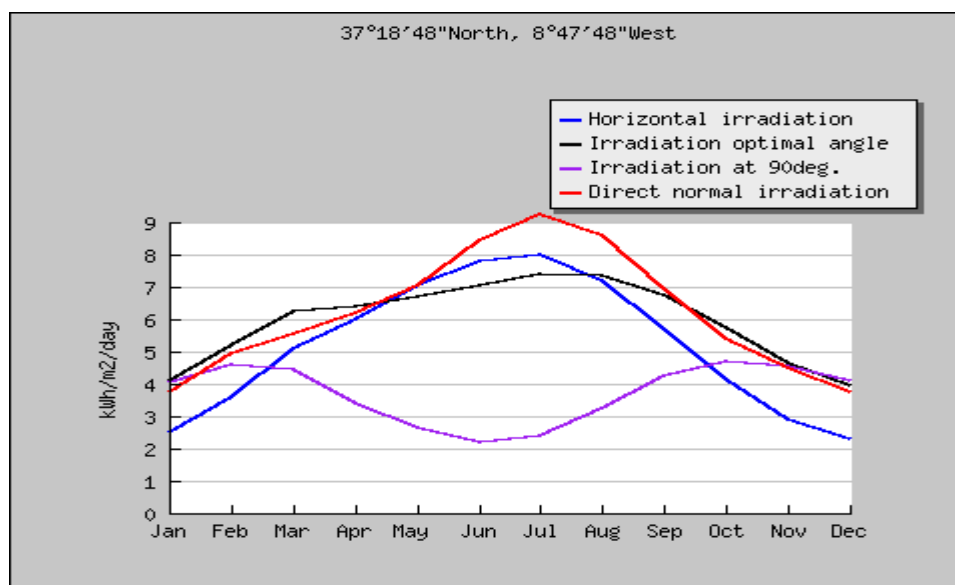


Figura 5.3 - Potencial solar conforme o tipo de radiação

Na figura 5.4, observa-se a altura solar no mês de junho e dezembro, este tipo de informação também se torna revelante para a tomada da decisão referente a inclinação do módulo, dependendo das necessidades do cliente, se necessita mais energia elétrica no verão ou no inverno.

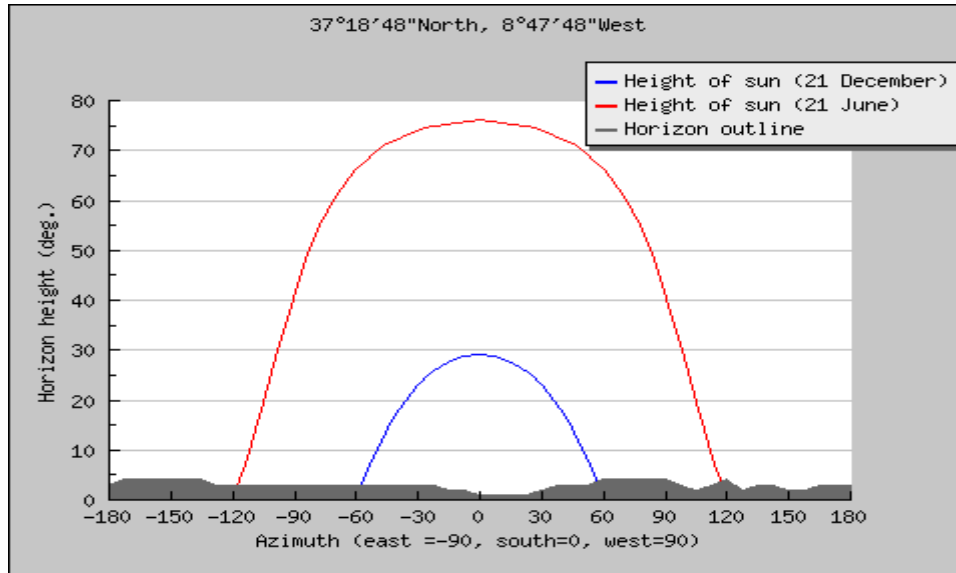


Figura 5.4 - Altura solar

### 5.3. CASO 1 - PARQUE COM MÓDULOS FIXOS

#### 5.3.1. MÓDULOS A APLICAR

Os módulos fotovoltaicos selecionados para este dimensionamento são os de silício policristalino, estes apresentam uma melhor relação eficiência-custo que os módulos monocristalinos, apesar destes apresentarem maiores eficiências. E visto que não há restrições da área de terreno a utilizar, o policristalino, indica ser uma ótima opção.

Na tabela 5.1 apresentam-se os dados técnicos referentes ao módulo em questão. No ANEXO A pode-se ver os restantes dados.

Tabela 5.1 - Dados do módulo

Módulo - JKM255P-V	
Potência (W)	255
Tensão nominal (V)	30,8
Corrente nominal (A)	8,2
tensão em circuito aberto (V)	38
Corrente curto-circuito (A)	8,92
Eficiência (%)	15,57
Coefficiente de temperatura para a tensão (%/°C)	-0,31

- **Número de módulos a utilizar**

Para calcular o número de módulos a instalar faz-se o quociente da potência total da central pela potência de cada módulo, que é, respetivamente, 1MW e 255W.

$$N = \frac{P_{total}}{P_{módulo}} = \frac{1\ 000\ 000}{255} = 3922 \text{ módulos} \quad (5.1)$$

Em que:

N - Número total de módulos;

$P_{total}$  - Potência total da instalação (1000000W);

$P_{painel}$  - Potência nominal do módulo a utilizar (255W);

### 5.3.2. SELEÇÃO DO INVERSOR

O número de inversores deriva da potência estimada para a central fotovoltaica e do tipo de sistema escolhido. Dada a dimensão do parque excluiu-se logo inicialmente a hipótese do inversor central. Decidiu-se então aplicar 41 inversores com 25,55kW cada. Para o tipo de inversor selecionado teve-se em conta a seguinte condição:

$$0,7 \times P_{PV} < P_{INV\ DC} < 1,2 \times P_{PV} \quad (5.2)$$

Em que:

$P_{PV}$ : Potência da central fotovoltaica (dividida por 41);

$P_{INV\ DC}$ : Potência do inversor;

Tendo em conta a condição de dimensionamento do inversor a que se tem de obedecer, a potência deste deve situar-se entre os 17kW e 29kW, que é o que se verifica.

Na tabela 5.2 é possível ver a informação técnica referente ao tipo de inversor escolhido. A ficha técnica com todas as características encontra-se no ANEXO B.

Tabela 5.2 - Dados do Inversor

Sunny Tripower 25000TL			
Entrada DC		Saída AC	
Potência máxima DC (W)	25550	Potência máxima AC (W)	25000
Tensão máxima (V)	1000	Tensão nominal AC (V)	230/400
Tensão mínima (V)	188	Corrente máxima AC (A)	29
Máxima corrente DC (A)	33	Frequência (Hz)	50

### 5.3.3. DISPOSIÇÃO DOS MÓDULOS

Para a disposição dos módulos no parque é necessário ter em consideração alguns condicionantes, tais como, o número máximo e mínimo de módulos por fileira e o máximo número de fileiras em paralelo.

- **Número máximo de módulos por fileira**

Para temperaturas baixas, a tensão de funcionamento do módulo pode aumentar até ao limite máximo de tensão em circuito aberto. De modo a não comprometer o bom funcionamento do inversor, a tensão de circuito aberto deve ser menor que a tensão DC máxima admissível no inversor.

A tensão de circuito aberto para uma temperatura de funcionamento de  $-10^{\circ}\text{C}$  pode ser calculada pela seguinte expressão:

$$\begin{aligned}
 U_{oc}(-10^{\circ}\text{C}) &= \left(1 - \frac{35 \times \Delta V}{100}\right) \times U_{oc}(\text{CTS}) \Leftrightarrow \\
 & \Leftrightarrow U_{oc}(-10^{\circ}\text{C}) = \left(1 - \frac{35 \times (-0,31)}{100}\right) \times 38 = 42,12 \text{ V}
 \end{aligned}
 \tag{5.3}$$

Onde:

$U_{oc}(-10^{\circ}\text{C})$  - Tensão em circuito aberto com uma temperatura de operação de  $-10^{\circ}\text{C}$ ;

$\Delta V$  - Coeficiente da temperatura em função da tensão;

$U_{oc}(\text{CTS})$  - Tensão em circuito aberto nas condições de referência.

Assim, o número máximo de módulos por fileira é calculado pelo quociente entre a tensão DC máxima admissível no inversor e a tensão de circuito aberto à temperatura de  $-10^{\circ}\text{C}$ .

$$n_{max} = \frac{U_{max\ inv}}{U_{oc}(-10^{\circ}C)} = \frac{1000}{42,12} = 24\ módulos \quad (5.4)$$

Onde:

$n_{max}$  - Número máximo de módulos por fileira;

$U_{max\ inv}$  - Tensão DC máxima de entrada;

$U_{oc}(-10^{\circ}c)$  - Tensão em circuito aberto com uma temperatura de operação de  $-10^{\circ}C$ ;

- **Número mínimo de módulos por fileira**

Devido às elevadas temperaturas a que um sistema fotovoltaico está sujeito no verão, pode ocorrer que a tensão no sistema atinja valores abaixo da tensão mínima do inversor, o que conseqüentemente, compromete a eficiência global do sistema.

Considerando  $70^{\circ}C$ , a temperatura máxima de funcionamento no verão, a tensão do módulo pode ser calculada da seguinte forma:

$$\begin{aligned} U_{MPP}(70^{\circ}C) &= \left(1 + \frac{45 \times \Delta U}{100}\right) \times U_{MPP}(CTS) \Leftrightarrow \\ &\Leftrightarrow U_{MPP}(70^{\circ}C) = \left(1 + \frac{45 \times (-0,31)}{100}\right) \times 30,8 = 27\ V \end{aligned} \quad (5.5)$$

Onde:

$U_{MPP}(70^{\circ}C)$  - Tensão de operação do módulo a  $70^{\circ}C$ ;

$\Delta V$  - Coeficiente da temperatura em função da tensão;

$U_{MPP}(CTS)$  - Máxima tensão de operação do módulo nas condições de referência.

Agora, o número mínimo de módulos por fileira é dado pelo quociente entre a tensão mínima do inversor e a tensão do módulo a temperatura máxima de funcionamento.

$$n_{min} = \frac{U_{min\ inv}}{U_{MPP}(70^{\circ}C)} = \frac{188}{30,8} = 8\ módulos \quad (5.6)$$

Onde:

$n_{\min}$  - Número mínimo de módulos por fileira

$U_{\min \text{ inv}}$  - Tensão mínima DC de funcionamento do inversor;

$U_{\text{MPP}} (70^\circ \text{ C})$  - Tensão de operação do módulo a  $70^\circ \text{ C}$ ;

- **Determinação do número de fileiras**

O número máximo de fileiras que se pode ter em paralelo é dado pelo quociente do valor máximo de corrente do inversor e da corrente máxima do módulo.

$$n_{\text{fileiras paralelo}} = \frac{I_{\text{max inv}}}{I_{\text{max módulo}}} = \frac{33}{8,2} = 4 \text{ fileiras} \quad (5.7)$$

Onde:

$n_{\text{fileiras paralelo}}$  - Número máximo de fileiras em paralelo;

$I_{\text{max inv}}$  - Intensidade de corrente máxima do inversor;

$I_{\text{max módulo}}$  - Intensidade de corrente máxima do módulo.

- **Configuração ótima**

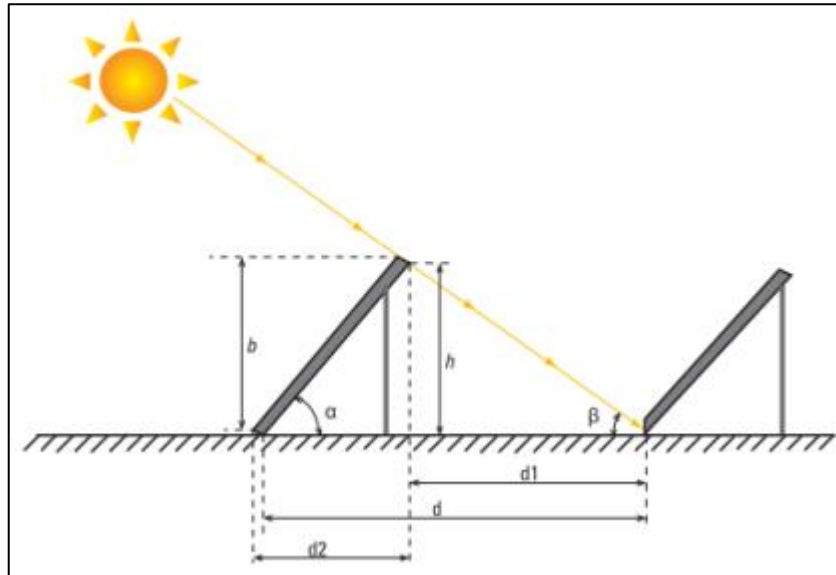
Tendo em consideração todos os cálculos efetuados, é possível agora fazer a disposição dos módulos no parque fotovoltaico. Cada fileira será constituída por 24 módulos em série, e cada inversor terá 4 fileiras, existindo apenas uma exceção, em que um inversor terá 4 fileiras, duas com 20 módulos, e outras duas com 21. No total obtém-se os 3922 módulos necessários para a potência a instalar prevista. O parque será dividido em dois grupos, um constituído por 80 fileiras e outro por 84, ficando o posto de transformação ao centro.

#### **5.3.4. POTENCIAIS SOMBREAMENTOS**

O sombreamento é um facto fulcral a ter em consideração no dimensionamento de uma instalação fotovoltaica. O sombreamento para além de comprometer a eficiência global do sistema, baixando a sua produção, pode também danificar os equipamentos. Uma célula solar sombreada, passa a estar inversamente polarizada, atuando como uma carga elétrica e convertendo a energia elétrica em calor. Quando a corrente que atravessa a célula for

elevada, pode originar o designado ponto quente. Para evitar estes pontos quentes, é feita uma derivação de corrente através de díodos de bypass ou de derivação.

No caso particular deste projeto só é necessário que não ocorram sombreamentos entre módulos de fileiras diferentes, isto é, entre fileiras sucessoras. Na figura 5.5 observa-se a distância mínima entre fileiras para que não ocorram sombreamentos.



**Figura 5.5 - Distâncias entre fileiras**

A distância entre fileiras é calculada com a seguinte expressão:

$$d = b \times \left( \cos \beta + \frac{\sin \alpha}{\tan \beta} \right) = 1,65 \times \left( 0,88 + \frac{0,54}{0,55} \right) = 3 \text{ m} \quad (5.8)$$

Onde:

$\beta$ - Ângulo que corresponde à altura mínima do Sol a 22 de dezembro, que vai determinar a distância mínima entre fileiras, de forma a evitar sombreamento entre elas (rad);

$\alpha$ - Inclinação dos módulos (rad);

d- Distância entre as fileiras (m);

b- Comprimento do painel (m).



Tendo em consideração a inclinação óptima dos módulos, a qual corresponde a  $33^\circ$ , o comprimento do módulo, 1,65 m, e o ângulo correspondente à altura mínima do sol a 22 de dezembro,  $28,74^\circ$ . A distância que se deve manter entre fileiras sucessoras será de 3 m.

### 5.3.5. DIMENSÕES DO PARQUE

O parque em questão é dividido em 2 grupos distanciados entre si com 10 m, para implementação dos inversores, quadros de agrupamento e de um posto de transformação que fica no centro. E tendo em consideração a largura de cada módulo (1m) e a distância entre fileiras sucessoras para evitar sombreamentos (3m), é possível obter a área necessária para o parque, a qual é 1,41 hectares.

Na figura 5.6 é possível observar a configuração do parque.

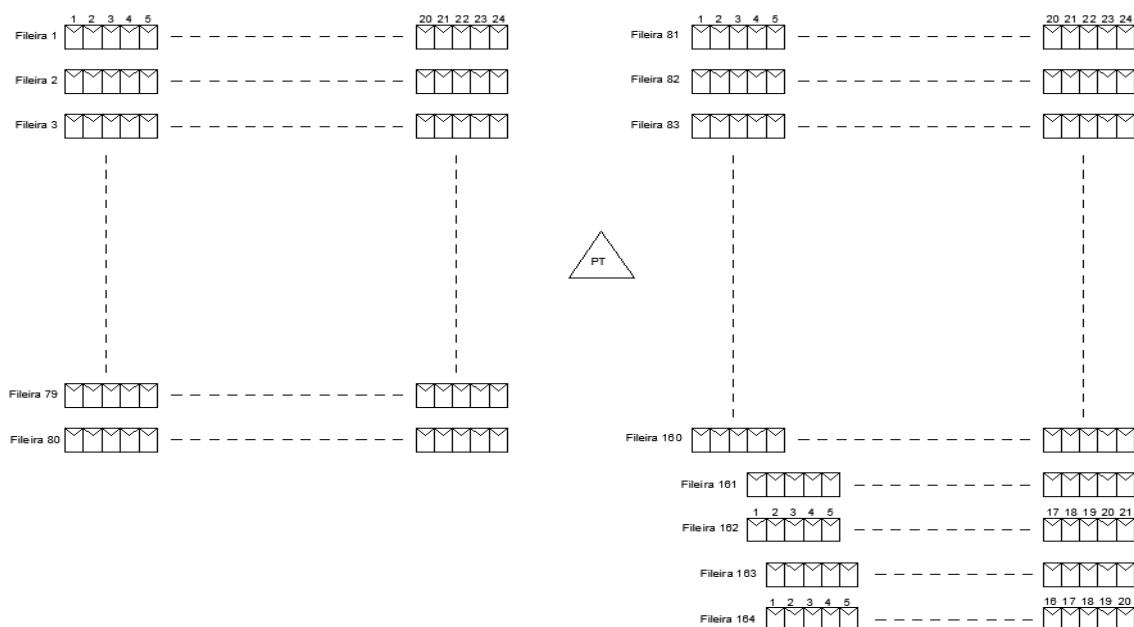


Figura 5.6 - Disposição do parque

### 5.3.6. CABOS DC

- **Cabo de fileira**

Este cabo fará a ligação entre os módulos e a caixa de junção.

A secção mínima do cabo tem de garantir a condição da queda de tensão. Esta queda de tensão terá de ser no máximo 1% da tensão total da fileira; assim sendo, a secção mínima a utilizar é calculada com a seguinte fórmula:

$$Secção > \frac{2 \times l_{fileira} \times I_{módulo}}{\Delta U \times U_{MPP} \times k} \Leftrightarrow \quad (5.9)$$

$$\Leftrightarrow Secção > \frac{2 \times 45 \times 8,2}{0,01 \times 30,8 \times 24 \times 56} = 1,78 \text{ mm}^2$$

Onde:

$l_{fileira}$  - Comprimento da fileira (m);

$I_{módulo}$  - Corrente nominal do módulo (A);

$\Delta U$  - Queda de tensão (%);

$U_{MPP}$  - Tensão total da fileira (V);

$K$  – Condutividade do condutor (cobre – 56 m/Ωmm<sup>2</sup>).

No entanto, a secção mínima tabelada pelo fabricante é de 2,5 mm<sup>2</sup>.

O cabo tem ainda de ser capaz de transportar uma corrente de 25% superior à corrente de curto-circuito dos módulos. Essa corrente máxima é calculada da seguinte forma:

$$I_{máx \text{ fileira}} = I_{sc} \times 1,25 = 8,92 \times 1,25 = 11,15 \text{ A} \quad (5.10)$$

Onde:

$I_{máx \text{ fileira}}$  - Corrente máxima na fileira (A);

$I_{sc}$  - Corrente de curto-circuito do módulo (A).

Estando calculada a corrente máxima que o cabo tem que suportar, é necessário verificar se o cabo selecionado suporta essa corrente. A condição é a seguinte:

$$I_{máx \text{ fileira}} \leq I_z \quad (5.11)$$

Onde:

$I_{máx \text{ fileira}}$  - Corrente máxima na fileira (A);

$I_z$  - Corrente máxima admissível no cabo (A).

O cabo selecionado, enterrado, tem uma corrente máxima admissível de 33 A. Logo, conclui-se que a secção selecionada garante a condição de curto-circuito.

- **Cabo principal DC**

O cabo principal DC, faz a ligação entre as caixas de junção e os inversores.

A secção deste cabo também terá que satisfazer a condição da queda de tensão no máximo de 1%. A secção mínima a utilizar é calculada pela seguinte fórmula:

$$Secção > \frac{2 \times l_{cabo\ DC} \times n \times I_{módulo}}{\Delta U \times U_{MPP} \times k} \Leftrightarrow \quad (5.12)$$

$$\Leftrightarrow Secção > \frac{2 \times 5 \times 4 \times 8,2}{0,01 \times 24 \times 30,8 \times 56} = 0,79\ mm^2$$

Onde:

$l_{cabo\ DC}$  - Comprimento do cabo principal DC (m);

n - Número de fileiras ligadas à caixa de junção;

$I_{módulo}$  - Corrente nominal do módulo (A);

$\Delta U$  - Queda de tensão (%);

K - Condutividade do condutor (cobre – 56 m/Ωmm<sup>2</sup>).

Apesar do resultado obtido para a secção do cabo principal DC, a secção mínima que se pode obter no fabricante é de 2,5 mm<sup>2</sup>.

Tal como o cabo de fileira, o cabo principal DC terá de suportar a 25% da corrente de curto-circuito. Essa corrente calcula-se da seguinte forma:

$$I_{máx\ cabo\ principal\ DC} = I_{sc} \times n \times 1,25 \Leftrightarrow \quad (5.13)$$

$$\Leftrightarrow I_{máx\ cabo\ principal\ DC} = 8,92 \times 4 \times 1,25 = 44,6\ A$$

Onde:

$I_{máx\ cabo\ principal\ DC}$  - Corrente máxima no cabo principal DC (A);

$I_{SC}$  - Corrente de curto-circuito do módulo (A);

$n$  - Número de fileiras ligadas à caixa de junção.

Estando calculada a corrente máxima que o cabo principal DC pode transportar, verifica-se se o cabo de secção de  $2,5 \text{ mm}^2$  suporta essa corrente. A condição é a seguinte:

$$I_{\text{máx cabo principal DC}} \leq I_Z \quad (5.14)$$

Onde:

$I_{\text{máx cabo principal DC}}$  - Corrente máxima no cabo principal DC (A);

$I_Z$  - Corrente máxima admissível no cabo (A).

Uma vez que a corrente máxima admissível, em cabo enterrado, de secção de  $2,5 \text{ mm}^2$ , é de 33 A e a corrente que este devia suportar é de 44,6 A, logo não se verifica a condição, o que obriga ao aumento de secção de cabo.

Perante a tabela fornecida pelo fabricante, a secção de cabo que garantirá a condição anterior, será de  $6 \text{ mm}^2$ , o qual tem uma corrente máxima admissível de 57 A.

### **5.3.7. CABOS AC**

Para o parque em questão será realizado o dimensionamento para dois tipos de cabos AC. Devido ao número de inversores a implementar (41), torna-se necessário fazer a ligação entre estes e vários quadros de agrupamento, de modo a diminuir o número de ligações no quadro geral de baixa tensão do posto de transformação.

Foi decidido implementar 10 quadros de agrupamento, albergando cada um a ligação aos 4 inversores, exceto um quadro de agrupamento que irá albergar a ligação de 5 inversores.

Sendo assim, os cabos AC a dimensionar são o cabo que faz a ligação do inversor ao quadro de agrupamento, e deste ao quadro geral de baixa tensão (QGBT) do posto de transformação (PT).

- **Cabo de ligação Inversor - Quadro de Agrupamento**

O dimensionamento do cabo para ligação do inversor ao quadro de agrupamento terá de garantir a condição de sobreaquecimento e a da queda de tensão, no máximo de 3%.

O cabo selecionado é o XAV 4×2.5 mm<sup>2</sup>. Procede-se agora a verificação das condições.

A condição a garantir de sobreaquecimento é a seguinte:

$$\begin{cases} I_B \leq I_N \leq I_Z \\ I_F \leq 1,45 I_Z \end{cases} \quad (5.15)$$

Onde:

$I_B$  - Corrente de serviço, neste caso, corrente máxima à saída do inversor (A);

$I_N$  - Corrente nominal da proteção (A);

$I_Z$  - Corrente máxima admissível na canalização (A);

$I_F$  - Corrente de funcionamento da proteção (A).

Pelos valores da tabela 5.3, pode-se ver que as condições de sobreaquecimento se verificam.

**Tabela 5.3 - Condição de sobreaquecimento**

$I_b$	$I_n$	$I_z$	$I_f$	$1,45 I_z$	$S_f$	$S_n$
29	32	41	43,2	57,81	2,5	2,5

Onde:

$I_B$  - Corrente de serviço, neste caso, corrente máxima à saída do inversor (A);

$I_N$  - Corrente nominal da proteção (A);

$I_Z$  - Corrente máxima admissível na canalização (A);

$I_F$  - Corrente de funcionamento da proteção (A);

$S_f$  - Secção de fase (mm<sup>2</sup>);

Sn - Secção de neutro (mm<sup>2</sup>).

A queda de tensão pode ser calculada pela seguinte fórmula:

$$\Delta U = R_F \times L \times I_B = 7,41 \times 0,032 \times 29 = 6,88 \text{ V} \quad (5.16)$$

Onde:

$\Delta U$  - Queda de tensão (V);

$R_F$  - Resistência linear do cabo ( $\Omega/\text{Km}$ );

L - Comprimento da canalização (Km);

$I_B$  - Corrente se serviço, neste caso, corrente máxima à saída do inversor (A).

Com a queda de tensão calculada, agora é possível confirmar se a seguinte condição se verifica:

$$\Delta U \leq \Delta U_{m\acute{a}x} \quad (5.17)$$

Em que:

$\Delta U$  - Queda de tensão (%);

$\Delta U_{m\acute{a}x}$  - Queda de tensão máxima.

Uma vez que a queda de tensão máxima admissível é de 3% e a queda de tensão no cabo selecionado é de 1,71%, conclui-se que o cabo XAV 2,5 mm<sup>2</sup> satisfaz todas as condições.

- **Cabo de ligação do Quadro de Agrupamento - QGBT do PT**

O cabo em questão fará a ligação do quadro de agrupamento ao quadro geral de baixa tensão do posto de transformação. No caso mais desfavorável, o quadro de agrupamento irá receber a ligação referente a 5 inversores, o que equivale a uma potência de 100 kW a transportar. A distância será de 102 m.

Para o dimensionamento do cabo em questão seguiu-se um processo análogo ao cabo AC que faz a ligação do inversor ao quadro de agrupamento.

O cabo selecionado, LXAV 3×50 + 1×25, garante todas as condições de sobreaquecimento e de queda de tensão, tendo 2,37%.

### 5.3.8. DISPOSITIVOS DE CORTE E PROTEÇÃO DC

- **Dimensionamento do fusível de fileira**

A tensão a que pode funcionar um fusível de fileira pode ser conseguida através da seguinte fórmula:

$$\begin{aligned} V_{fusível} &\geq N_{módulos\ por\ fileira} \times 1,15 \times V_{OC(-10^{\circ}C)} \Leftrightarrow \\ &\Leftrightarrow V_{fusível} = 24 \times 1,15 \times 42,12 = 1162,6\ V \end{aligned} \quad (5.18)$$

Em que:

$V_{fusível}$  - Tensão que o fusível terá de suportar (V);

$N_{módulos\ por\ fileira}$  - Número de módulos por fileira;

$V_{OC(-10^{\circ}C)}$  - Tensão em circuito aberto à temperatura de  $-10^{\circ}C$  (V).

A tensão obtida é de 1162,6 V.

Quanto à corrente nominal do fusível, esta deve garantir a seguinte condição:

$$I_N \geq 1,5 \times I_{SC} = 1,5 \times 8,92 = 13,38\ A \quad (5.19)$$

Onde:

$I_N$  - Corrente nominal do fusível (A);

$I_{SC}$  - Corrente de curto-circuito do módulo (A);

A corrente nominal do fusível terá de ser igual ou superior a 13,38 A.

- **Dispositivo de corte e seccionamento DC**

O dispositivo de corte e seccionamento será implementado entre o gerador fotovoltaico e o inversor. Este é dimensionado tendo em consideração 125% da corrente máxima à entrada do inversor e a tensão em circuito aberto do módulo à temperatura de  $-10^{\circ}C$ .

A corrente estipulada para o dispositivo de corte pode ser calculada da seguinte forma:

$$I_{DC} \geq 1,25 \times I_{m\acute{a}x \text{ inversor}} = 1,25 \times 32,8 = 41 \text{ A} \quad (5.20)$$

Em que:

$I_{DC}$  - Corrente máxima que aparelho de corte tem de suportar (A);

$I_{m\acute{a}x \text{ inversor}}$  - Corrente máxima à entrada do inversor (A).

A corrente máxima que o aparelho de corte deve suportar tem de ser superior ou igual a 41 A.

Quanto à tensão máxima de funcionamento, esta é dada pela expressão:

$$U_{m\acute{a}x} \geq N_{mod \text{ fileira}} \times U_{OC (-10^{\circ}C)} = 24 \times 42,12 = 1011 \text{ V} \quad (5.21)$$

Onde:

$U_{m\acute{a}x}$  - Tensão máxima de funcionamento do aparelho de corte (V);

$N_{mod \text{ fileira}}$  - Número de módulos por fileira;

$U_{OC (-10^{\circ}C)}$  - Tensão em circuito aberto do módulo à temperatura de funcionamento de  $-10^{\circ}C$  (V).

O aparelho tem de suportar uma tensão no mínimo de 1011 V.

### 5.3.9. DISPOSITIVOS DE CORTE E PROTEÇÃO AC

- **Cabo de ligação do inversor ao quadro de agrupamento**

O disjuntor que protegerá o cabo que liga cada inversor ao quadro de agrupamento será dimensionado de acordo com a corrente máxima à saída de cada inversor, que neste caso é 29 A.

Quanto ao dispositivo de corte geral no quadro de agrupamento, no caso mais desfavorável, o interruptor de corte terá de ter uma corrente estipulada superior a 145 A, que é o resultado do produto da corrente máxima à saída do inversor pelo número de inversores ligados ao quadro de agrupamento.



- **Cabo de ligação do quadro de agrupamento ao QGBT do PT**

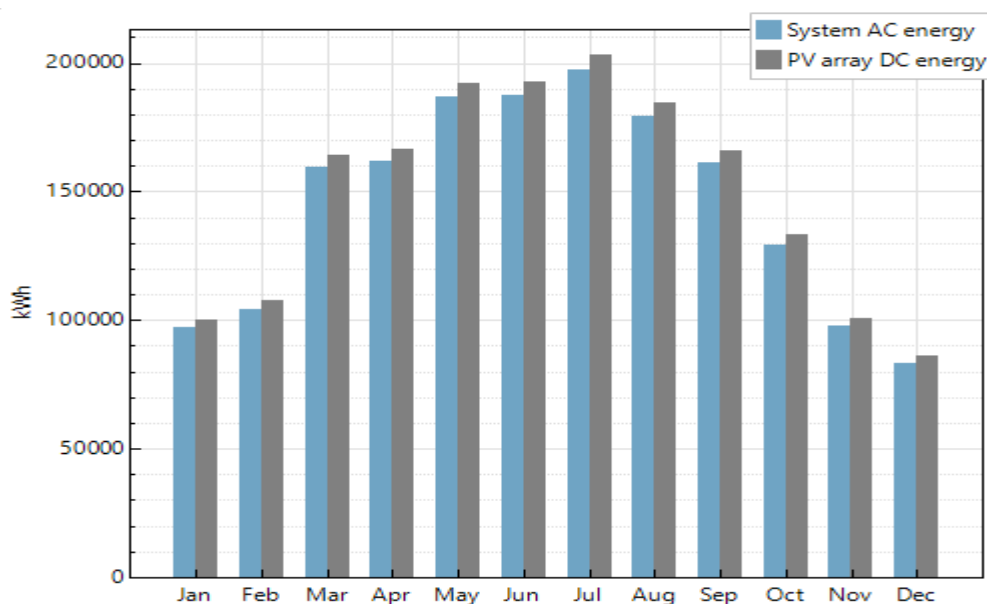
O cabo em questão faz a ligação entre o quadro de agrupamento e o quadro geral de baixa tensão (QGBT). O disjuntor para proteção a este ramal será dimensionado tendo em consideração a corrente máxima à saída de cada quadro de agrupamento, que neste caso é de 145 A.

O dispositivo de corte geral, que ficará no QGBT, terá de ter uma corrente nominal igual ou superior ao produto da corrente máxima à saída do quadro de agrupamento pelo número de quadros, o que corresponde a um valor de 1450 A.

### 5.3.10. IMPLEMENTAÇÃO NO SOFTWARE SMA (SYSTEM ADVISOR MODEL)

Com recurso ao *software* SMA foi possível obter uma estimativa da capacidade de produção anual da central e também, do perfil diário de produção e o perfil do rendimento do parque em função da temperatura.

Na figura 5.7 pode-se observar a energia produzida ao longo do ano. Como já se esperava, os meses de maio, junho e julho apresentam-se como o período de maior produção. Na figura em questão também é possível visualizar que a energia produzida em DC é maior que a energia AC entregue ao utilizador, esta diferença corresponde ao facto de haver perdas energéticas, nos cabos, conexões, eficiência dos inversores, etc.



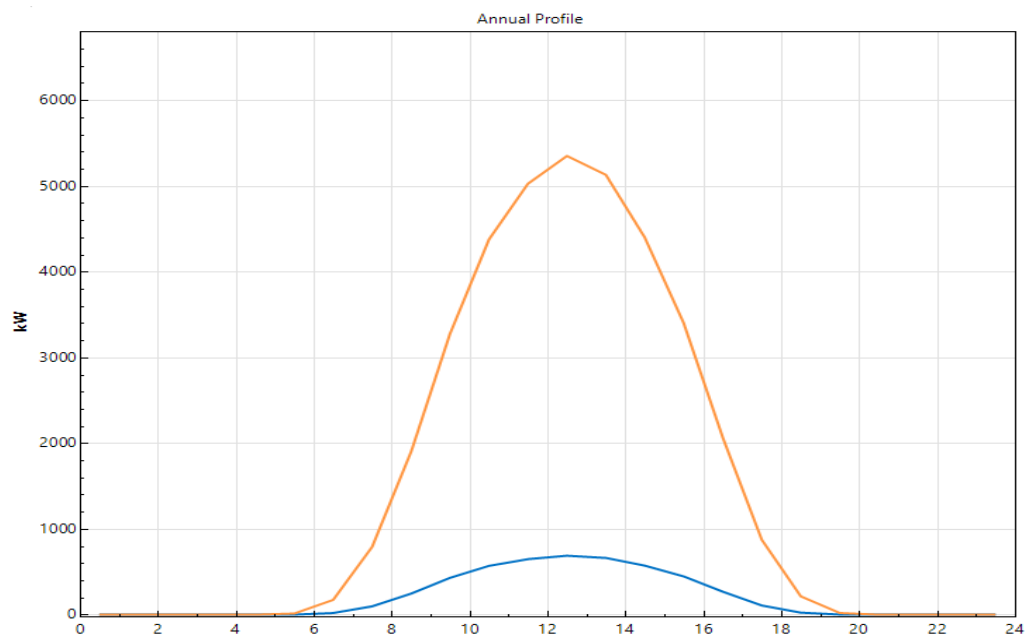
**Figura 5.7 - Produção anual**

Na tabela 5.4 pode-se ver os valores da energia produzida em cada mês. Na totalidade a central apresenta uma produção de 1746 MWh num ano.

**Tabela 5.4 - Produção anual**

Time stamp	System AC energy   (kWh/mo)
Jan	97452,7
Feb	104537
Mar	159522
Apr	162038
May	186868
Jun	187355
Jul	197178
Aug	179273
Sep	161076
Oct	129385
Nov	97831,7
Dec	83496,2

Na figura 5.8 pode-se ver o perfil da energia incidente (linha laranja) ao longo do dia, assim como o perfil dessa energia convertida em eletricidade (linha azul).



**Figura 5.8 - Perfil da energia incidente e convertida**

Na figura 5.9 é possível observar a eficiência do módulo fotovoltaico (linha azul) em função da temperatura (linha laranja), conclui-se que uma temperatura acima dos 29 °C acaba por afetar o rendimento do módulo.

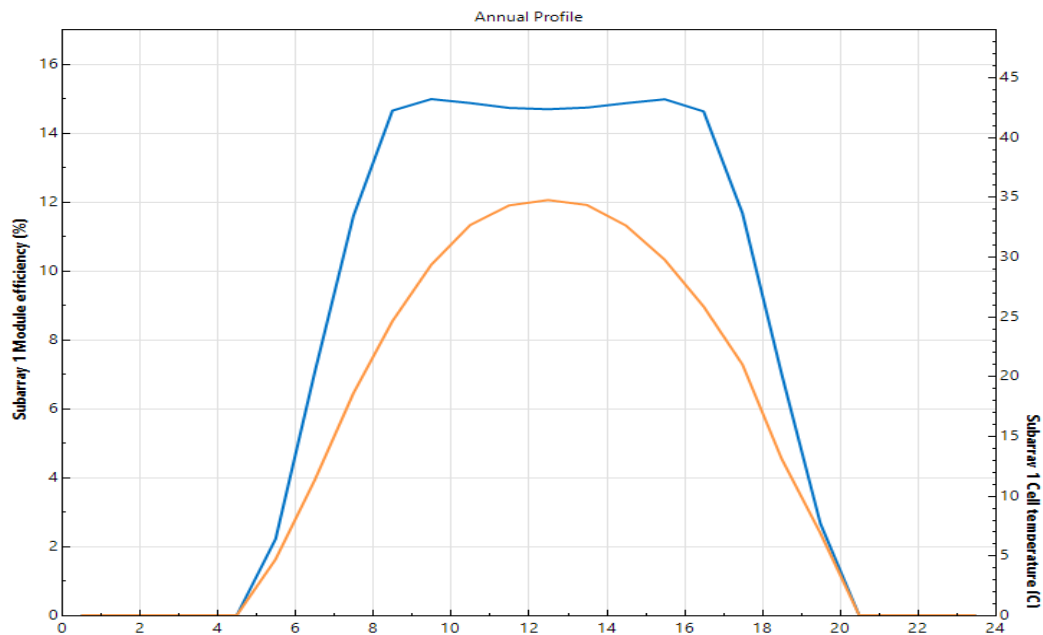


Figura 5.9 - Eficiência do módulo em função da temperatura

## 5.4. CASO 2 - PARQUE COM SEGUIDORES

Para este projeto a potência a instalar será também de 1 MW. Os módulos, bem como os inversores a considerar serão os mesmos que foram aplicados à central de módulos fixos. Só que desta vez, ao invés dos módulos ficarem numa estrutura fixa, ficarão numa estrutura com rastreamento solar, o que potenciará uma maior produção de energia elétrica.

### 5.4.1. SEGUIDORES A APLICAR

O seguidor selecionado é de eixo único, este apresenta uma melhor relação custo-benefício em relação ao de eixo duplo que para além de ser mais caro, necessita de uma maior manutenção e tem uma maior probabilidade de falhar. O seguidor de eixo duplo teria apenas um aumento de aproximadamente 3% na produção de eletricidade face ao de eixo único. O que leva a querer que a longo prazo, tendo em consideração as vantagens e desvantagens dos dois tipos de eixo, o seguidor de eixo duplo se tornaria menos produtivo.

O seguidor de eixo único a aplicar ao parque em questão será constituído por 4 fileiras e 2 módulos em série em cada uma, o que resulta num total de 8 módulos.

A disposição dos módulos no seguidor pode-se ver na figura 5.10. Quanto às características elétricas, estas podem-se observar na tabela 5.5. Para uma informação mais detalhada sobre o seguidor selecionado ver ANEXO C.

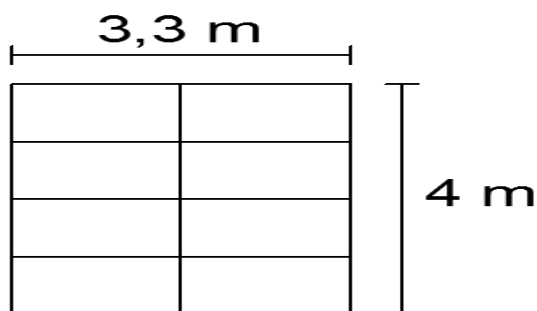


Figura 5.10 - Disposição dos módulos no seguidor

Tabela 5.5 - Características do seguidor

Seguidor	
Nº módulos	8
Comprimento (m)	3,968
Largura (m)	3,3
Potência (W)	2040
Tensão nominal (V)	61,6
Corrente nominal (A)	32,8
Corrente curto-circuito (A)	35,68
Tensão circuito aberto (A)	76
Área necessária (m <sup>2</sup> )	13,0944
Área máxima do seguidor (m <sup>2</sup> )	15

#### 5.4.2. DISPOSIÇÃO DOS SEGUIDORES

De modo a fazer uma adequada disposição dos seguidores, foram realizados cálculos de forma a obter o número máximo e mínimo de seguidores em série, assim como também o número máximo de fileiras que se pode ter em paralelo.

Os cálculos a realizar são análogos aos do projeto anterior, a diferença é que, desta vez, ao invés de se utilizarem os dados elétricos referentes ao módulo, utilizam-se os dados referentes ao seguidor (tabela 5.5).

- **Numero máximo de seguidores por fileira**

Antes de se chegar ao número máximo de seguidores que se pode ter numa fileira, é necessário conhecer a tensão em circuito aberto a uma temperatura de -10 °C.

Para o cálculo da tensão em circuito aberto a uma temperatura de -10 °C, é utilizada a seguinte fórmula:

$$U_{oc}(-10^{\circ}C) = \left(1 - \frac{35 \times \Delta V}{100}\right) \times U_{oc}(CTS) \Leftrightarrow \quad (5.22)$$

$$\Leftrightarrow U_{oc}(-10^{\circ}C) = \left(1 - \frac{35 \times (-0,31)}{100}\right) \times 76 = 84,25$$

Onde:

$U_{oc}(-10^{\circ}C)$  - Tensão em circuito aberto com uma temperatura de operação de -10° C;

$\Delta V$  - Coeficiente da temperatura em função da tensão;

$U_{oc}(CTS)$  - Tensão em circuito aberto nas condições de referência.

Tendo em consideração o resultado do cálculo anterior, obtém-se o número máximo de seguidores por fileira da seguinte forma:

$$n_{max} = \frac{U_{max\ inv}}{U_{oc}(-10^{\circ}C)} = \frac{1000}{84,25} = 12 \text{ seguidores} \quad (5.23)$$

Onde:

$n_{max}$  - Número máximo de seguidores por fileira;

$U_{max\ inv}$  - Tensão DC máxima de entrada;

$U_{oc}(-10^{\circ}C)$  - Tensão em circuito aberto com uma temperatura de operação de -10° C;

- **Número mínimo de seguidores por fileira**

A determinação do número mínimo de seguidores por fileira está relacionado com a alta temperatura de funcionamento, que ocorre principalmente nos períodos de verão.

A tensão do seguidor para uma temperatura de funcionamento máxima, 70 °C, é calculada pela seguinte expressão:

$$U_{MPP}(70^{\circ}C) = \left(1 + \frac{45 \times \Delta U}{100}\right) \times U_{MPP}(CTS) \Leftrightarrow$$

$$\Leftrightarrow U_{MPP}(70^{\circ}C) = \left(1 + \frac{45 \times (-0,31)}{100}\right) \times 61,6 = 4$$
(5.24)

Onde:

$U_{MPP}(70^{\circ}C)$  - Tensão de operação do seguidor a  $70^{\circ}C$ ;

$\Delta V$  - Coeficiente da temperatura em função da tensão;

$U_{MPP}(CTS)$  - Máxima tensão de operação do seguidor nas condições de referência.

O número mínimo de seguidores por fileira é dado pela seguinte expressão:

$$n_{\min} = \frac{U_{\min inv}}{U_{MPP}(70^{\circ}C)} = \frac{188}{53} = 4 \text{ seguidores}$$
(5.25)

Onde:

$n_{\min}$  - Número mínimo de seguidores por fileira

$U_{\min inv}$  - Tensão mínima DC de funcionamento do inversor;

$U_{MPP}(70^{\circ}C)$  - Tensão de operação do seguidor a  $70^{\circ}C$ ;

- **Determinação do número de fileiras**

O número de fileiras que se pode ter em paralelo, obtém-se da seguinte forma:

$$n_{\text{fileiras paralelo}} = \frac{I_{\max inv}}{I_{\max seguidor}} = \frac{33}{32,8} = 1 \text{ fileiras}$$
(5.25)

Onde:

$n_{\text{fileiras paralelo}}$  - Número máximo de fileiras em paralelo;

$I_{\max inv}$  - Intensidade de corrente máxima do inversor;

$I_{\max seguidor}$  - Intensidade de corrente máxima do seguidor.

- **Configuração ótima**

Com todos cálculos efetuados é agora possível estabelecer a configuração da central fotovoltaica. Neste caso cada inversor terá uma fileira de 12 seguidores em série, havendo apenas um caso, em que um único inversor ficará com 10 seguidores. No total, o parque será constituído por 41 inversores e 490 seguidores solares. Importa ainda referir, que o número de inversores a utilizar é o mesmo que na central de módulos fixos, mas no que diz respeito ao número de módulos a utilizar este parque contará com menos 2 módulos, pois não se justificava economicamente a utilização de mais um seguidor com apenas 2 módulos. O parque em questão também será dividido em 2 grupos, um com 20 fileiras e outro com 21, ficando o posto de transformação ao centro.

### **5.4.3. POTENCIAIS SOMBREAMENTOS**

No projeto em questão, será também considerado os potenciais sombreamentos que possam ocorrer no seguidor, nomeadamente, pelo seguidor que lhe sucede, ou pelo seguidor que se encontra ao lado.

Tendo por base a experiência do orientador da empresa foi possível chegar aos valores que terão de haver entre as bases de cada seguidor.

Para a distância no sentido Este-Oeste, a expressão é a seguinte:

$$4 \times L = 4 \times 3,97 = 15,8 \text{ m} \quad (5.26)$$

Onde:

L - Comprimento do seguidor (m);

Para a distância no sentido Norte-Sul, a expressão é a seguinte:

$$2 \times L = 2 \times 3,97 = 7,9 \text{ m} \quad (5.27)$$

Onde:

L - Comprimento do seguidor (m);

No sentido Este-Oeste, a distância  $4 \times L$  é fundamentada pelo facto de deixar de haver sombra a partir de uma elevação solar de  $15^\circ$ . No sentido Norte-Sul, a distância  $2 \times L$  deve-se ao facto de deixar de haver sombra a partir de uma elevação solar de  $30^\circ$ .

#### 5.4.4. DIMENSÕES DO PARQUE

Tendo em conta as medidas dos seguidores, bem como, as distâncias a respeitar para evitar potenciais sombreamentos, o parque necessita de uma área de 5,90 hectares para que os seguidores sejam dispostos de uma forma adequada.

Na figura 5.11, observa-se a disposição dos seguidores no parque.

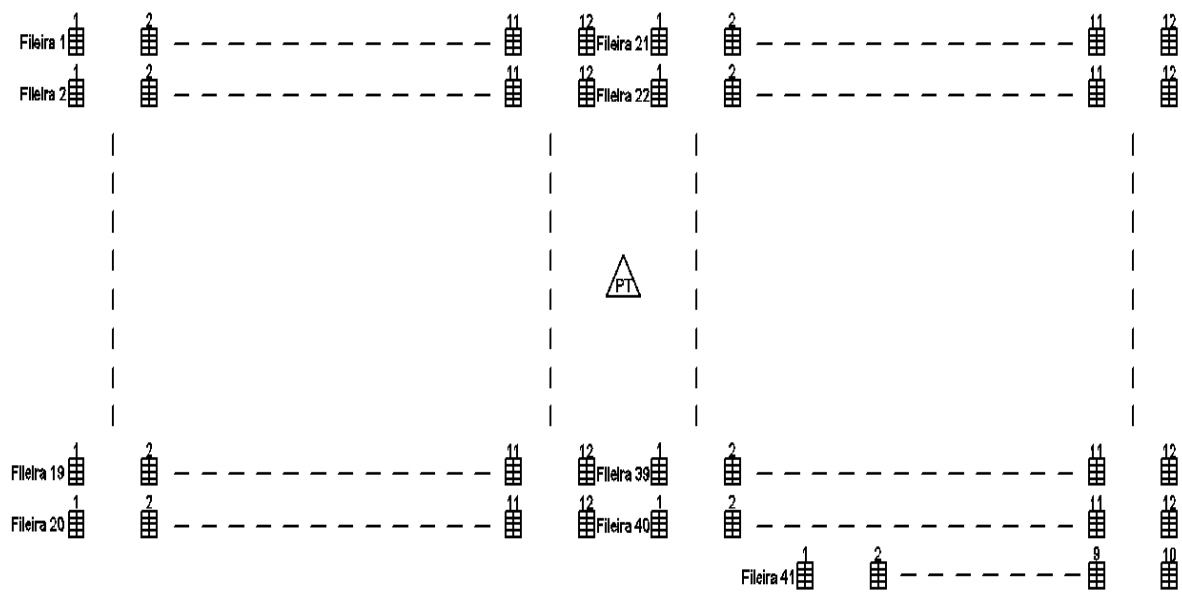


Figura 5.11 - Disposição dos seguidores no parque

#### 5.4.5. CABOS DC

Uma vez que neste projeto haverá um inversor por fileira, o cabo de fileira e o cabo principal DC será o mesmo.

Tendo em conta as características elétricas do seguidor, assim como a queda de tensão máxima de 1%, a secção é calculada da seguinte forma:

$$\begin{aligned}
 \text{Secção} &> \frac{2 \times l_{\text{fileira}} \times I_{\text{seguidor}}}{\Delta U \times U_{MPP} \times k} \Leftrightarrow \\
 \Leftrightarrow \text{Secção} &> \frac{2 \times 276 \times 33,8}{0,01 \times 12 \times 61,6 \times 56} = 33,28 \text{ mm}^2
 \end{aligned}
 \tag{5.28}$$



Onde:

$I_{fileira}$  - Comprimento da fileira (m);

$I_{painei}$  - Corrente nominal do seguidor (A);

$\Delta U$  - Queda de tensão (%);

$U_{MPP}$  - Tensão total da fileira (V);

$K$  - Condutividade do condutor (cobre – 56 m/ $\Omega\text{mm}^2$ ).

Após consulta da tabela do fabricante de cabos, a secção seleccionada é de 35 mm<sup>2</sup>.

O cabo em questão, tem ainda de suportar uma corrente 25% superior a corrente de curto-circuito do seguidor. Para o cálculo dessa corrente é utilizada a seguinte expressão:

$$I_{m\acute{a}x\ fileira} = I_{sc} \times 1,25 = 35,68 \times 1,25 = 44,6\ A \quad (5.29)$$

Onde:

$I_{m\acute{a}x\ fileira}$  - Corrente máxima na fileira (A);

$I_{sc}$  - Corrente de curto-circuito do seguidor (A).

De forma a garantir que o cabo seleccionado suporta a corrente máxima de fileira, verifica-se a seguinte condição:

$$I_{m\acute{a}x\ fileira} \leq I_z \quad (5.30)$$

Onde:

$I_{m\acute{a}x\ fileira}$  - Corrente máxima na fileira (A);

$I_z$  - Corrente máxima admissível no cabo (A).

Numa canalização enterrada, o cabo tem uma corrente máxima admissível de 176 A. Logo, a secção seleccionada garante a condição de curto-circuito.

#### 5.4.6. CABOS AC

Tal como no projeto anterior, neste parque também serão dimensionados dois tipos de cabos AC. Um para ligação dos inversores a um quadro de agrupamento, e outro para ligação desses quadros ao quadro geral de baixa tensão (QGBT) do posto de transformação (PT).

Serão instalados 10 quadros de agrupamento, albergando cada um a ligação de 4 inversores, exceto um quadro de agrupamento que irá albergar a ligação de 5 inversores.

- **Cabo de ligação Inversor - Quadro de Agrupamento**

Após a seleção do cabo a utilizar, o XAV 4×2,5 mm<sup>2</sup>, procede-se a verificação das condições de sobreaquecimento e da queda de tensão, no máximo de 3%.

Sendo a condição de sobreaquecimento a seguinte:

$$\begin{cases} I_B \leq I_N \leq I_Z \\ I_F \leq 1,45 I_Z \end{cases} \quad (5.31)$$

Onde:

$I_B$  - Corrente de serviço, neste caso, corrente máxima à saída do inversor (A);

$I_N$  - Corrente nominal da proteção (A);

$I_Z$  - Corrente máxima admissível na canalização (A);

$I_F$  - Corrente de funcionamento da proteção (A).

Pelos valores da tabela 5.6, pode-se ver que as condições de sobreaquecimento se verificam.

**Tabela 5.6 - Condição de sobreaquecimento**

$I_b$	$I_n$	$I_z$	$I_f$	$1,45 I_z$	$S_f$	$S_n$
29	32	41	43,2	57,81	2,5	2,5

Onde:

$I_B$  - Corrente de serviço, neste caso, corrente máxima à saída do inversor (A);

$I_N$  - Corrente nominal da proteção (A);

$I_Z$  - Corrente máxima admissível na canalização (A);

$I_F$  - Corrente de funcionamento da proteção (A);

$S_f$  - Secção de fase (mm<sup>2</sup>);

$S_n$  - Secção de neutro (mm<sup>2</sup>).

Para o cálculo da queda de tensão, é utilizada a seguinte expressão:

$$\Delta U = R_F \times L \times I_B = 7,41 \times 0,025 \times 29 = 5,37 V \quad (5.32)$$

Onde:

$\Delta U$  - Queda de tensão (V);

$R_F$  - Resistência linear do cabo ( $\Omega/\text{Km}$ );

$L$  - Comprimento da canalização (Km);

$I_B$  - Corrente se serviço, neste caso, corrente máxima à saída do inversor (A).

Com a queda de tensão calculada, é agora possível verificar se a seguinte condição se verifica:

$$\Delta U \leq \Delta U_{m\acute{a}x} \quad (5.33)$$

Em que:

$\Delta U$  - Queda de tensão (%);

$\Delta U_{m\acute{a}x}$  - Queda de tensão máxima.

Uma vez que a queda de tensão máxima admissível é de 3%, e a queda de tensão no cabo selecionado é de 1,34%, conclui-se que o cabo XAV 2,5 mm<sup>2</sup> satisfaz todas as condições.

- **Cabo de ligação do Quadro de Agrupamento - QGBT do PT**

Para o dimensionamento do cabo em questão seguiu-se um processo análogo do cabo AC que faz a ligação do inversor ao quadro de agrupamento.

Considerando o pior caso, para uma distância de 80 m e para uma potência a transportar de 100 kW, referente a 5 inversores, o cabo selecionado que garante as condições de sobreaquecimento e de queda de tensão é o LXAV 3×50 + 1×25 mm<sup>2</sup>.

#### 5.4.7. DISPOSITIVO DE CORTE E PROTEÇÃO DC

- **Dimensionamento do fusível de fileira**

A tensão que o fusível de fileira terá de suportar, é conseguida através da seguinte fórmula:

$$V_{fusível} = N_{seguidores\ por\ fileira} \times 1,15 \times V_{OC(-10^{\circ}C)} \Leftrightarrow \quad (5.34)$$
$$V_{fusível} = 12 \times 1,15 \times 82,25 = 1162,6\text{ V}$$

Em que:

$V_{fusível}$  - Tensão que o fusível terá de suportar (V);

$N_{painéis\ por\ fileira}$  - Número de seguidores por fileira;

$V_{OC(-10^{\circ}C)}$  - Tensão em circuito aberto à temperatura de -10° C (V).

A tensão obtida é de 1162,6 V.

A corrente nominal do fusível é dada pela seguinte condição:

$$I_N \geq 1,5 \times I_{SC} = 1,5 \times 35,68 = 53,52\text{ A} \quad (5.35)$$

Onde:

$I_N$  - Corrente nominal do fusível (A);

$I_{SC}$  - Corrente de curto-circuito do seguidor (A);

$N_{fileiras}$  - Número de fileiras.

A corrente nominal do fusível terá de ser igual ou superior a 53,52 A.

#### 5.4.8. DISPOSITIVO DE CORTE E SECCIONAMENTO DC

A corrente a suportar pelo dispositivo de corte, pode ser calculada pela seguinte fórmula:

$$I_{DC} \geq 1,25 \times I_{m\acute{a}x \text{ inversor}} = 1,25 \times 33 = 41,25 \text{ A} \quad (5.36)$$

Em que:

$I_{DC}$  - Corrente máxima que aparelho de corte tem de suportar (A);

$I_{m\acute{a}x \text{ inversor}}$  - Corrente máxima à entrada do inversor (A);

A corrente máxima que o aparelho de corte deve suportar tem de ser superior ou igual a 41,25 A.

Quanto à tensão máxima de funcionamento, esta é dada pela expressão:

$$U_{m\acute{a}x} \geq N_{seguidores \text{ fileira}} \times U_{OC (-10^{\circ}C)} \Leftrightarrow \quad (5.37)$$

$$\Leftrightarrow U_{m\acute{a}x} \geq 12 \times 84,25 = 1010 \text{ V}$$

Onde:

$U_{m\acute{a}x}$  - Tensão máxima de funcionamento do aparelho de corte (V);

$N_{painéis \text{ fileira}}$  - Número de seguidores por fileira;

$U_{OC(-10^{\circ}C)}$  - Tensão em circuito aberto do módulo à temperatura de funcionamento de  $-10^{\circ}C$  (V).

O aparelho tem de suportar uma tensão no mínimo de 1010 V.

#### 5.4.9. DISPOSITIVOS DE CORTE E PROTEÇÃO AC

- **Cabo de ligação do inversor ao quadro de agrupamento**

O disjuntor que protegerá o respetivo circuito tem de ser dimensionado de acordo com a corrente máxima à saída de cada inversor, que neste caso é 29 A.

Quanto ao dispositivo de corte, no caso mais desfavorável, o interruptor de corte terá de ter uma corrente estipulada superior a 145 A, que é o resultado do produto da corrente máxima à saída do inversor pelo número de inversores ligados ao quadro de agrupamento.

- **Cabo de ligação do quadro de agrupamento ao QGBT do PT**

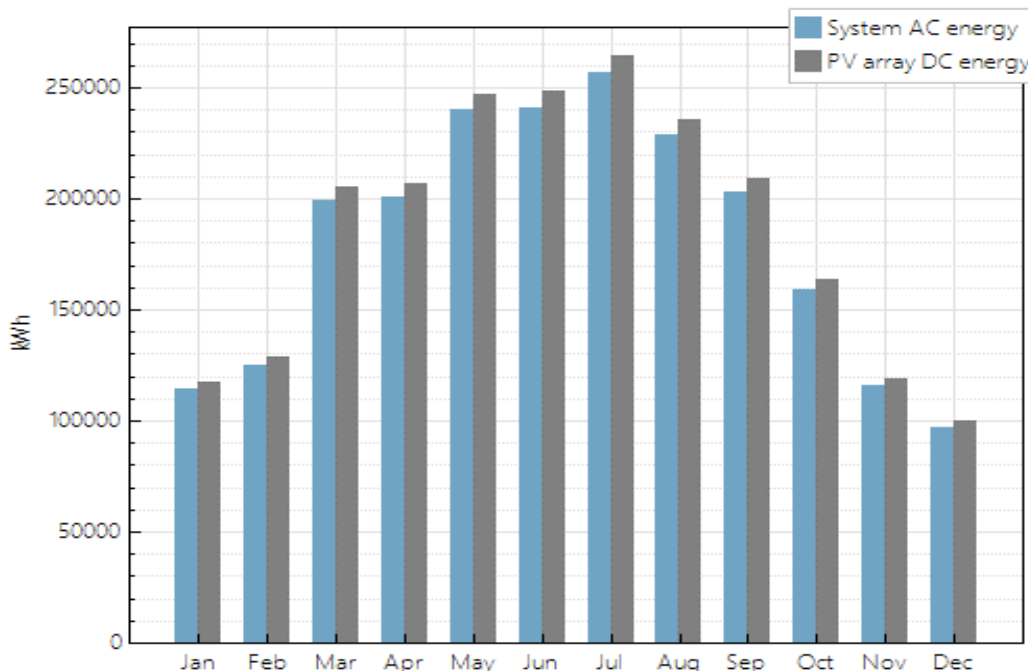
O disjuntor para proteção a este ramal será dimensionado tendo em consideração a corrente máxima à saída de cada quadro de agrupamento, que neste caso é de 145 A.

O dispositivo de corte geral terá de ter uma corrente nominal igual ou superior ao produto da corrente máxima à saída do quadro de agrupamento pelo número de quadros, o que corresponde a um valor de 1450 A.

#### **5.4.10. IMPLEMENTAÇÃO EM SOFTWARE (SMA – SYSTEM ADVISOR MODEL)**

Recorrendo ao *software* SMA foi possível obter uma estimativa da produção anual de energia da central, como também, do perfil diário de produção e o perfil do rendimento do parque em função da temperatura.

Na figura 5.12 pode-se observar a energia produzida ao longo do ano. Na figura em questão também é possível visualizar que a energia produzida em DC é maior que a energia AC entregue ao utilizador, esta diferença corresponde ao facto de haver perdas energéticas, na sujidade dos módulos, nos cabos, conexões, eficiência dos inversores, etc.



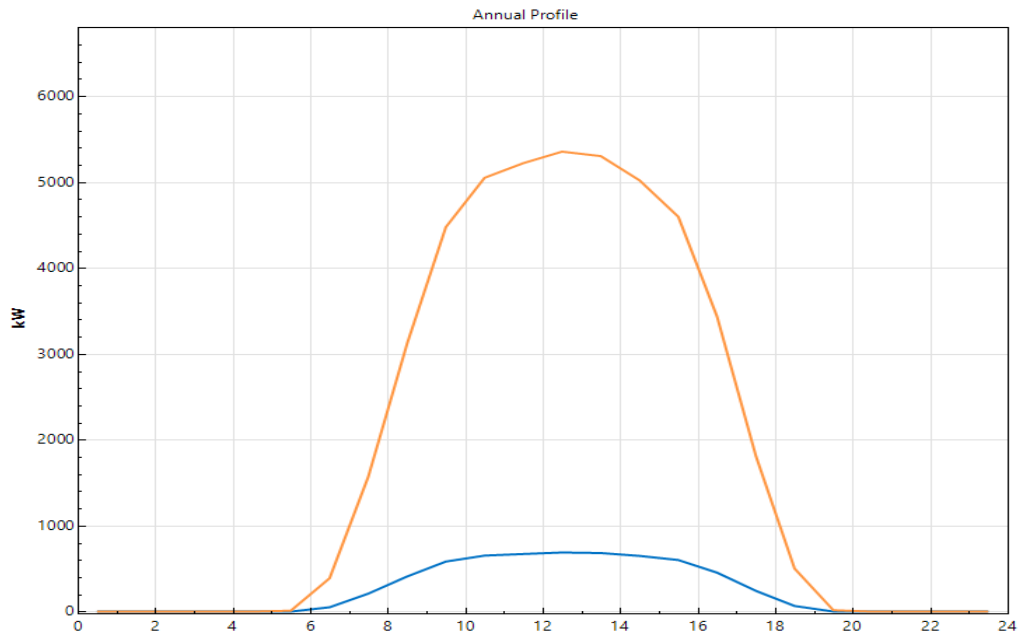
**Figura 5.12 - Produção anual**

Na tabela 5.7 referente à produção anual, pode-se ver os valores da energia produzida em cada mês. Na totalidade a central apresenta uma produção de 2179 MWh num ano.

**Tabela 5.7 - Produção anual**

Time stamp	System AC energy   (kWh/mo)
Jan	97452,7
Feb	104537
Mar	159522
Apr	162038
May	186868
Jun	187355
Jul	197178
Aug	179273
Sep	161076
Oct	129385
Nov	97831,7
Dec	83496,2

Na figura 5.13 pode-se ver o perfil da energia incidente (linha laranja) ao longo do dia, assim como, o perfil dessa energia convertida em eletricidade (linha azul).



**Figura 5.13 - Perfil da energia incidente e convertida**

Na figura 5.14 é possível observar a eficiência do seguidor (linha azul) em função da temperatura (linha laranja); assim, conclui-se que uma temperatura acima dos 32 °C, acaba por afetar o rendimento do seguidor.

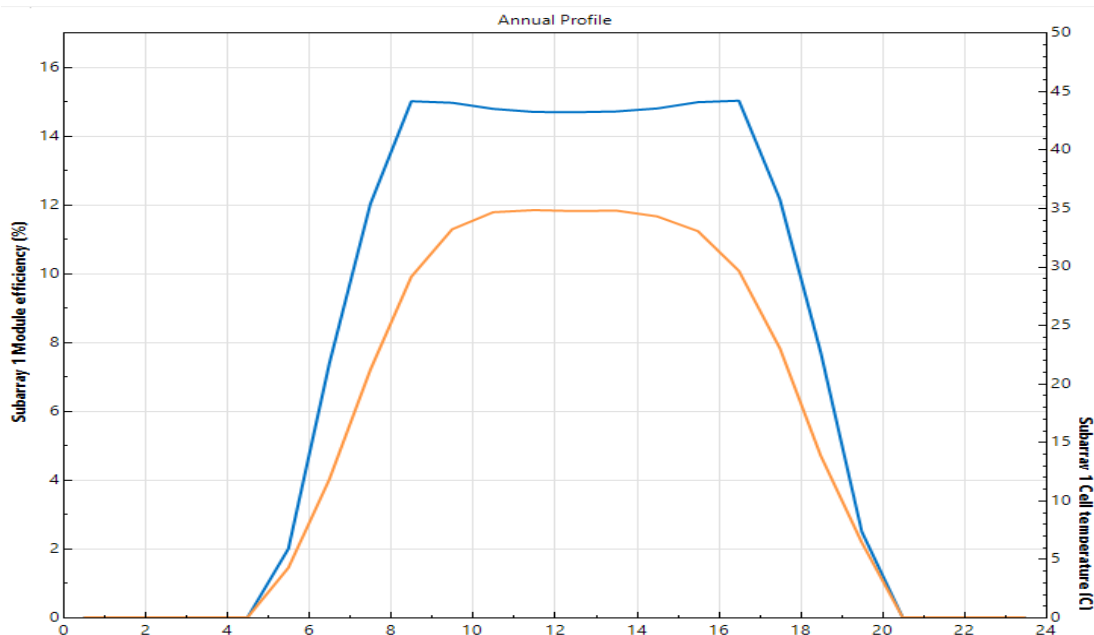


Figura 5.14 - Eficiência em função da temperatura

## 5.5. CASO 3 - PARQUE DE CONCENTRAÇÃO FOTOVOLTAICA

### 5.5.1. TECNOLOGIA A APLICAR - MÓDULOS DE CONCENTRAÇÃO E SEGUIDORES

Para a central de sistemas de concentração, devido ao facto de ainda não existir no mercado português várias opções de tecnologias de concentração fotovoltaica, os materiais e equipamentos que foram propostos a utilizar neste trabalho, foi a tecnologia fotovoltaica designada de “MagSun-TRK220” da Magpower, este conjunto electroprodutor, integra módulos fotovoltaicos de alta concentração, de 800 sóis, e seguidores de elevada precisão.

O módulo é constituído principalmente por células de multi-junção, fabricadas com materiais semicondutores, tais como, o gálio e o germânio, e por um sistema ótico de refração, as lentes de Fresnel.

O seguidor solar será constituído essencialmente por uma estrutura metálica, que irá suportar no máximo 120 módulos concentradores, e por 2 motores, que asseguram o movimento da estrutura a 2 eixos.

Na tabela 5.8 pode-se ver os dados técnicos referentes ao módulo concentrador a aplicar no parque em questão, no ANEXO D encontra-se informação técnica mais detalhada.



**Tabela 5.8 - Dados do módulo de concentração**

Dados módulo concentrador	
Potência (W)	184
Tensão nominal (V)	16,15
Corrente nominal (A)	11,39
Tensão em circuito aberto (V)	18,59
Corrente curto-circuito (A)	12,18
Eficiência célula (%)	39
Concentração (sóis)	800
Eficiência módulo (%)	32
Coefficiente de temperatura da potência (%/°C)	-0,22

- **Número de seguidores a utilizar**

Tendo em conta que cada seguidor integra 120 módulos concentradores, o que corresponde a uma potência de 22,08 kW, é necessário calcular quantos seguidores serão aplicados para ter um parque com uma capacidade de 1 MW.

A expressão para calcular o número de seguidores é a seguinte:

$$N = \frac{P_{total}}{P_{seguidor}} = \frac{1000}{22,08} = 46 \text{ seguidores} \quad (5.38)$$

Onde:

Em que:

N - Número total de seguidores;

$P_{total}$  - Potência total da instalação (1000 kW);

$P_{painel}$  - Potência nominal do seguidor a utilizar (22.08 kW);

### 5.5.2. SELEÇÃO DO INVERSOR

O inversor a aplicar será o mesmo que foi aplicado nos dimensionamentos das centrais anteriores, o inversor “Sunny Tripower” de 25,55 kW. Uma vez que cada seguidor integrará um conjunto de 120 módulos concentradores, com uma potência total de 22,08 kW, decidiu-se aplicar um inversor por cada seguidor.

O inversor selecionado, tem de garantir a seguinte condição:

$$0.7 \times P_{seguidor} < P_{INV DC} < 1.2 \times P_{seguidor} \quad (5.39)$$

Em que:

$P_{PV}$ : Potência do seguidor;

$P_{INV DC}$ : Potência do inversor;

Tendo em conta a condição a que o dimensionamento do inversor tem de obedecer, a potência deste, deve situar-se entre os 15k W e 26 kW, que é o que se verifica.

### **5.5.3. CONFIGURAÇÃO DOS MÓDULOS NO SEGUIDOR**

Visto que cada seguidor irá albergar 120 módulos concentradores, é necessário ter em consideração alguns condicionantes, tais como, o número máximo e mínimo de módulos por fileira, e o máximo número de fileiras em paralelo.

Uma vez que os cálculos a realizar são análogos aos dos projetos anteriores, no dimensionamento do parque em questão, apenas serão mostrados os resultados obtidos.

Assim sendo, o número máximo de módulos que se poderá ter numa fileira é 53, já o mínimo que esta tem de ter é 12. O número máximo de fileiras que serão permitidas é 3.

- **Configuração ótima**

Tendo em consideração todos os cálculos efetuados, é agora possível decidir a configuração dos módulos no seguidor e da respetiva central. Visto que cada seguidor tem uma capacidade máxima para alojar 120 módulos concentradores, decidiu-se colocar 3 fileiras com 40 módulos cada uma.

No total, tem-se cerca de 5520 módulos distribuídos pelos 46 seguidores.

### **5.5.4. POTENCIAIS SOMBREAMENTOS**

Para evitar potenciais sombreamentos que poderiam ocorrer entre os seguidores, foram feitos os cálculos das distâncias mínimas a respeitar entre as bases de cada conjunto electroprodutor.

As expressões utilizadas para obter as distâncias mínimas a respeitar, foram as mesmas que se utilizaram no projeto anterior.

As distâncias a cumprir entre as bases dos seguidores serão de 29,2 m no sentido Este-Oeste, e de 15,6 m no sentido Norte-Sul.

### 5.5.5. DIMENSÕES DO PARQUE

Tendo em conta as dimensões dos seguidores, bem como, as distâncias a respeitar para evitar potenciais sobreposições, o parque necessita de uma área de 1,74 hectares para que os seguidores sejam dispostos de uma forma adequada.

Na figura 5.15, observa-se a disposição dos seguidores no parque.

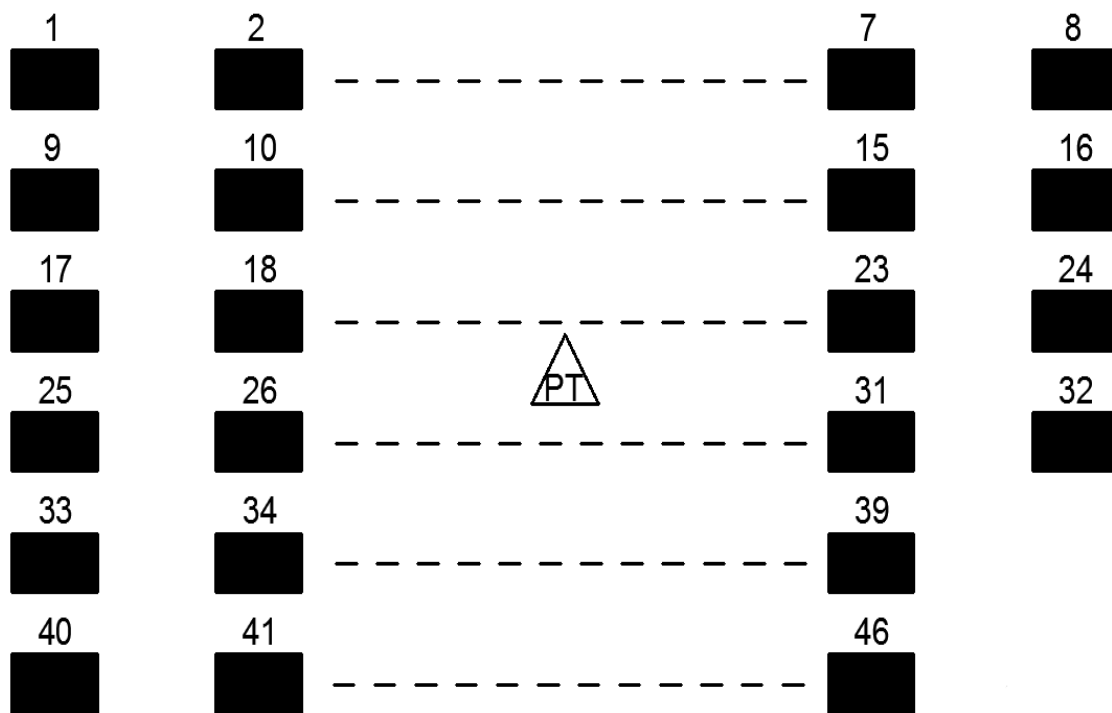


Figura 5.15 - Disposição dos “MagSun-TRK220” no parque

### 5.5.6. CABOS DC

Uma vez que o dimensionamento dos cabos DC, assim como os cálculos e as condições a garantir, já foi exemplificado nos projetos anteriores. Nesta secção apenas serão mostrados os resultados.

O cabo de fileira para garantir todas as condições terá de ter uma secção de  $6 \text{ mm}^2$ . Quanto ao cabo DC principal, este também terá uma secção de  $6 \text{ mm}^2$ , apesar da corrente de serviço ser maior, a distância é menor, assim como as quedas de tensão.

#### **5.5.7. CABOS AC**

Nesta central também foram projetados dois tipos de cabos AC, um para ligação do inversor ao quadro de agrupamento e outro para ligação do quadro de agrupamento ao quadro geral de baixa tensão (QGBT) do posto de transformação (PT).

Os quadros de agrupamento no total serão 10, em que 6 deles irão alojar 5 ligações de inversores cada um, e os restantes quadros irão alojar 4 ligações cada um.

O dimensionamento dos cabos AC também foi feito de uma forma análoga aos dos projetos anteriores.

O cabo selecionado para ligação do inversor ao quadro de agrupamento é o XAV  $4 \times 2.5 \text{ mm}^2$ , para o caso mais desfavorável, a distancia é cerca de 38 m e tem-se uma queda de tensão de 2 %.

O cabo para ligação do quadro de agrupamento ao QGBT é o LXAV  $3 \times 50 + 1 \times 25 \text{ mm}^2$ , para o caso mais desfavorável, a distância é cerca de 130 m e tem-se uma queda de tensão de 3%.

#### **5.5.8. DISPOSITIVOS DE CORTE E PROTEÇÃO DC**

Tendo em consideração os cálculos e as condições a garantir, já utilizadas nos projetos anteriores para o dimensionamento dos aparelhos de corte e proteção DC, o fusível de fileira terá de suportar uma tensão mínima de 864 V e uma corrente igual ou superior a 18,27 A. Quanto ao aparelho de corte geral, este tem de suportar no mínimo uma tensão de 751 V, e uma corrente igual ou superior a 41,25 A.

#### **5.5.9. DISPOSITIVOS DE CORTE E PROTEÇÃO AC**

- **Cabo de ligação do inversor ao quadro de agrupamento**

O disjuntor que protegerá o respetivo cabo tem de ser dimensionado de acordo com a corrente máxima à saída de cada inversor, que neste caso é 29 A.

Quanto ao dispositivo de corte, no caso mais desfavorável o interruptor de corte terá de ter uma corrente estipulada superior a 145 A, que é o resultado do produto da corrente máxima à saída do inversor pelo número de inversores ligados ao quadro de agrupamento.

- **Cabo de ligação do quadro de agrupamento ao QGBT do PT**

O disjuntor para proteção a este ramal será dimensionado tendo em consideração a corrente máxima à saída de cada quadro de agrupamento, que neste caso é de 145 A.

O dispositivo de corte geral, terá de ter uma corrente nominal igual ou superior ao produto da corrente máxima à saída do quadro de agrupamento pelo número de quadros, o que corresponde a um valor de 1450 A.

### 5.5.10. IMPLEMENTAÇÃO EM SOFTWARE (SMA – SYSTEM ADVISOR MODEL)

Recorrendo ao *software* SMA foi possível obter uma estimativa da produção anual de energia da central, bem como, do perfil diário de produção e o perfil do rendimento do parque em função da temperatura.

Na figura 5.16, pode-se observar a energia produzida ao longo do ano. Na figura em questão também é possível visualizar, que a energia produzida em DC é maior que a energia AC entregue ao utilizador, esta diferença corresponde ao facto de haver perdas energéticas, na sujidade dos módulos, nos cabos, conexões, eficiência dos inversores, etc.

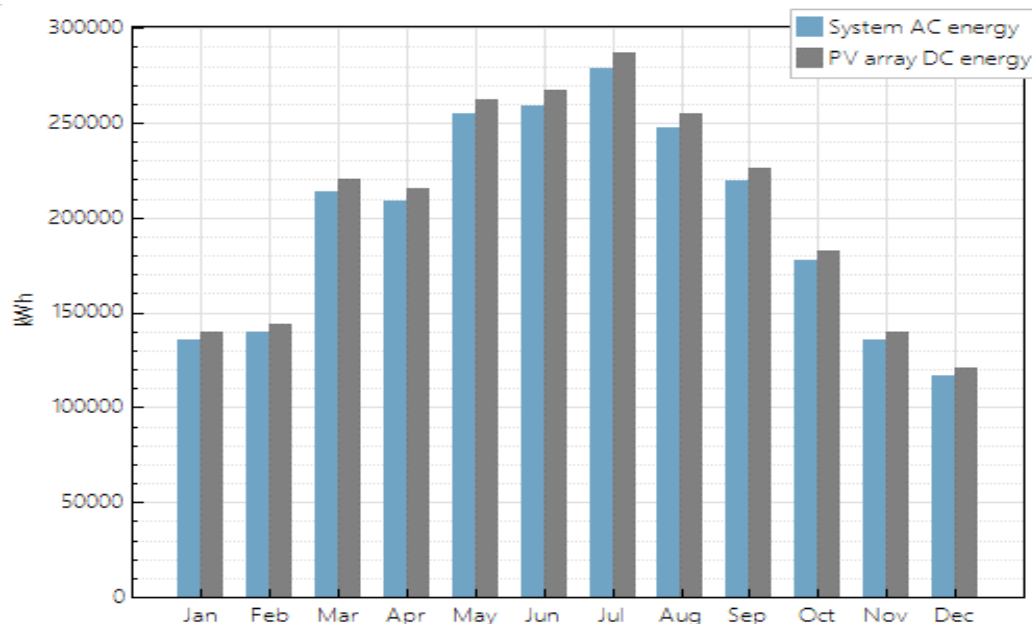


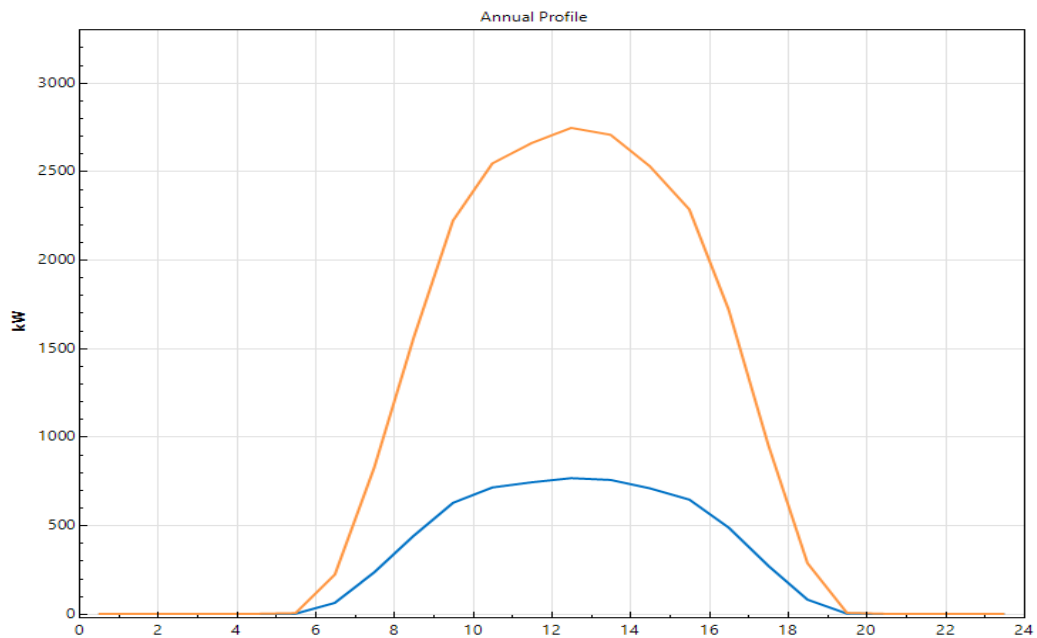
Figura 5.16 - Produção anual

Na tabela 5.9, pode-se ver os valores da energia produzida em cada mês. Na totalidade a central apresenta uma produção de 2388 MWh num ano.

**Tabela 5.9 - Produção anual**

Time stamp	System AC energy   (kWh/mo)
Jan	136066
Feb	139672
Mar	213718
Apr	209186
May	254848
Jun	259291
Jul	278391
Aug	247707
Sep	219708
Oct	177248
Nov	135765
Dec	117141

Na figura 5.17 pode-se ver o perfil da energia incidente (linha laranja) ao longo do dia, assim como o perfil dessa energia convertida em eletricidade (linha azul).



**Figura 5.17 - Perfil da energia incidente e produzida**

Na figura 5.18 é possível observar a eficiência do seguidor fotovoltaico (linha azul) em função da temperatura (linha laranja), por sua vez, conclui-se que uma temperatura acima dos 30 °C acaba por afetar ligeiramente o rendimento do seguidor.

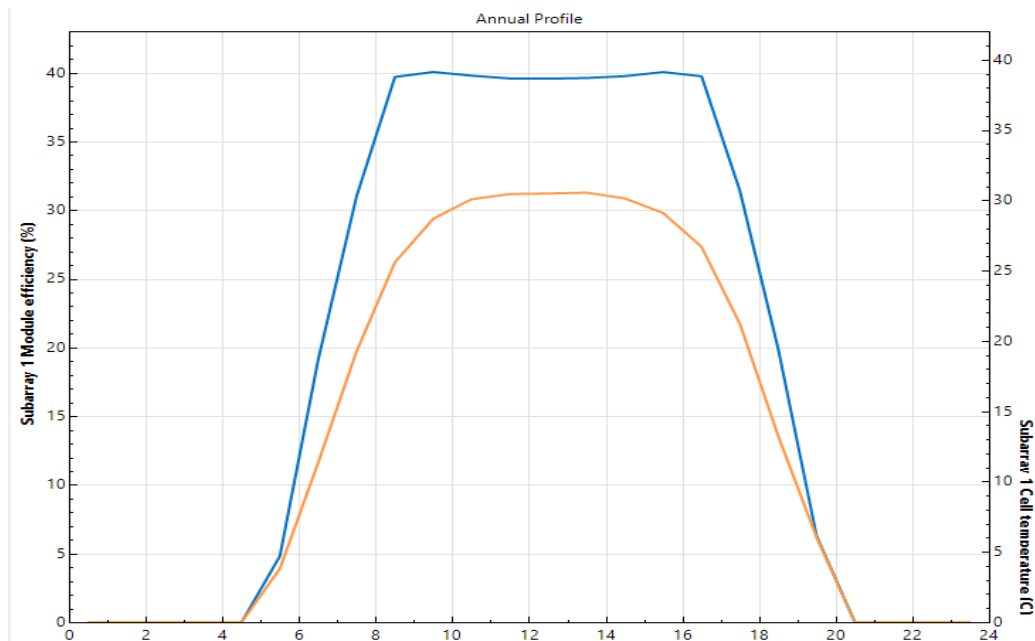


Figura 5.18 - Eficiência do módulo em função da temperatura

## 5.6. POSTO DE TRANSFORMAÇÃO E SECCIONAMENTO

O posto de transformação e seccionamento a implementar é comum para as três centrais projetadas.

Na figura 5.19 observa-se o esquema geral do posto de transformação elevador, equipado com um quadro de média tensão (QMT), um quadro geral de baixa tensão (QGBT) e um transformador.

O QMT tem uma tensão estipulada para 36kV e é constituído essencialmente por uma cela de entrada de cabos e uma cela rupto-fusível com as funções de seccionamento, interrupção e proteção ao transformador. Na cela rupto-fusível o transformador é protegido por fusíveis, em que estão equipados com um percutor para provocar a abertura tripolar do interruptor quando o defeito não envolve as três fases. Esta cela conta ainda com uma bobine de disparo e uma fechadura de encravamento.

O transformador destina-se a elevar a tensão dos 420 V para 30 kV e possui uma potência de 1250 kVA. Este está também munido com o aparelho designado de “DGPT2”, para alarme e proteção do transformador, garantindo a segurança em casos de perda de óleo, sobrepressão e elevação da temperatura. “O DGPT2” irá atuar na bobine de disparo da cela de rupto-fusível.

PT Produção  
1250KVA

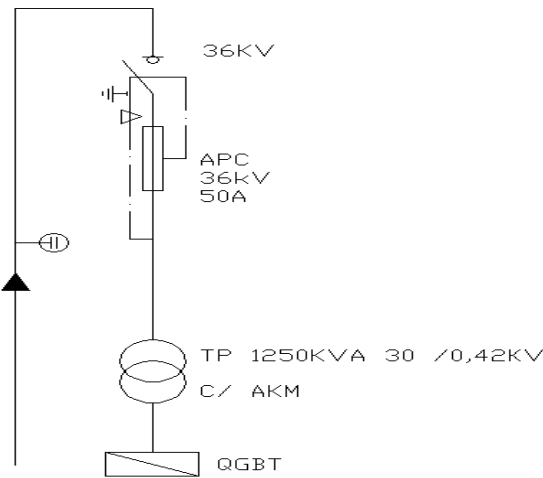


Figura 5.19 - Posto de transformação

Na figura 5.20 pode-se observar o esquema do QGBT, trata-se de um quadro elétrico que agrega todos os quadros de agrupamento, que por sua vez, cada quadro de agrupamento agrupa um conjunto de inversores.

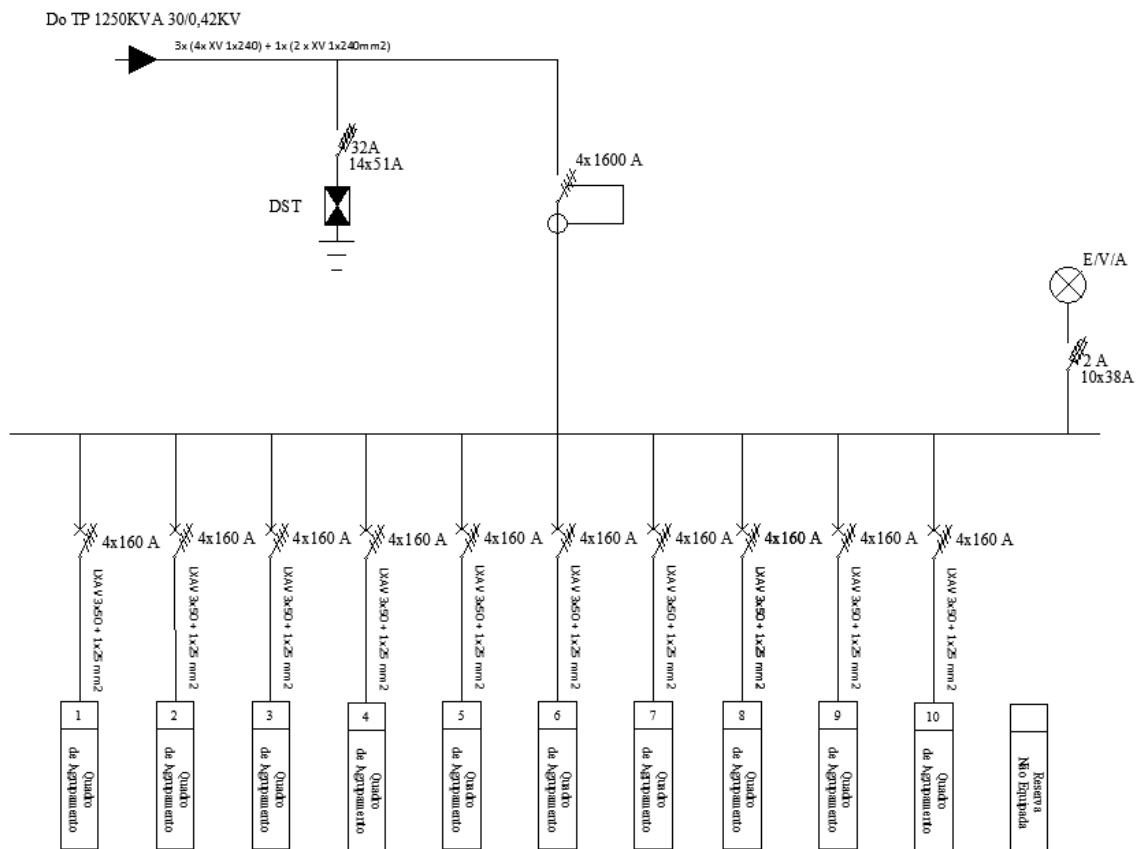


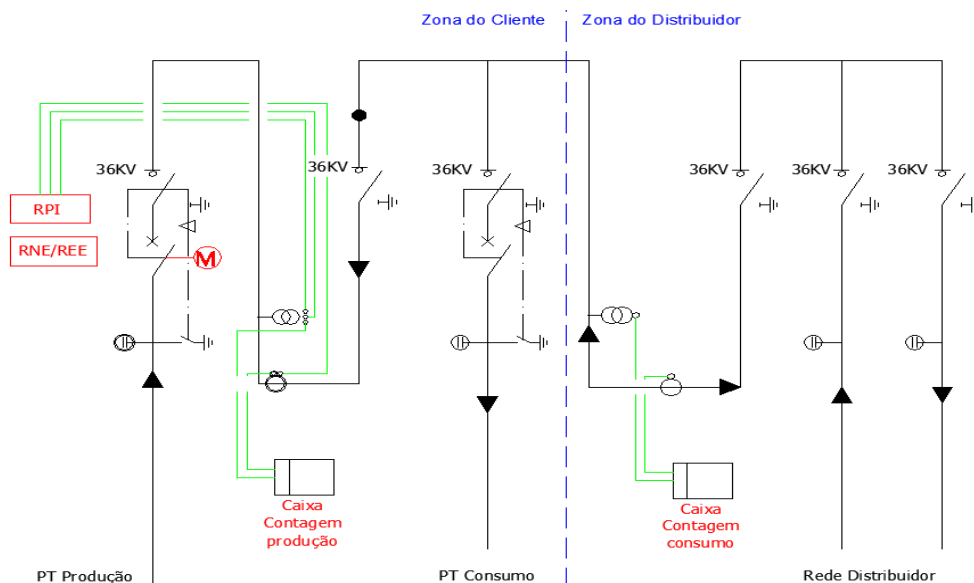
Figura 5.20 - Quadro geral de baixa tensão



Na figura 5.21 observa-se o esquema unifilar do posto de seccionamento (PS). Este encontra-se dividido em duas zonas, nomeadamente, a zona do cliente e a zona do distribuidor.

A zona do distribuidor é equipada com um quadro de média tensão (QMT) a uma tensão estipulada de 36kV, sendo este constituído por duas celas de corte e seccionamento para a respetiva entrada e saída de cabos (rede em anel) e uma cela de corte geral e contagem. Na cela de contagem serão estabelecidos três transformadores de tensão (TTs) e três transformadores de corrente (TIs), destinados a fornecer uma imagem respetivamente do valor da tensão e da corrente para um aparelho de medida e contagem, nomeadamente um contador de quatro quadrantes, ou seja, trata-se de um contador bidirecional e consegue contar todas as combinações de importação e exportação de energia ativa e reativa.

A zona do cliente é equipada também com um QMT de 36 kV, que é constituído por uma cela disjuntora para proteção do ramal que tem origem no posto de transformação elevador, uma cela de corte e contagem e uma cela disjuntora para proteção ao posto de transformação de consumo. Os TTs e TIs estabelecidos na cela de contagem têm como função transmitir uma imagem do valor da tensão e corrente para um aparelho de contagem e monitorização da produção e para uma unidade de proteção, neste caso, o relé de proteção de interligação (RPI). O RPI destina-se a proteger a rede elétrica pública e os clientes a ela ligada, da injeção de energia de forma anómala, quer por defeito na instalação de produção ou na rede elétrica.



**Figura 5.21 - Posto de seccionamento**

### 5.6.1. CABO DE MÉDIA TENSÃO

O cabo de média tensão em questão é o cabo que interligará o posto de transformação elevador ao posto de seccionamento, que distam entre si cerca de 340 metros. Este cabo será comum para os três projetos.

A corrente no circuito secundário do transformador (neste caso, do lado da média tensão) pode ser calculada através da seguinte expressão:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \times U_{MT}} = 24 \text{ A} \quad (5.40)$$

Onde:

S - Potência do transformador (1250 kVA);

$U_{MT}$  - Tensão aos terminais do circuito secundário do transformador (30 kV).

No circuito secundário do transformador (lado da média tensão) tem-se uma corrente de 24 A. O cabo selecionado foi então o LXHIOV 3×120 mm<sup>2</sup> 18/30 kV, o qual tem uma corrente máxima admissível superior aos 24 A, o que leva a concluir que o cabo selecionado se adequa.



## 6. ANÁLISE ECONÓMICA

A análise económica dos projetos dos sistemas fotovoltaicos consistiu em duas etapas. A primeira etapa teve como objetivo determinar os custos de cada projeto/obra. Quanto à segunda etapa, foi onde se determinou o tempo de amortização do investimento a realizar para cada central fotovoltaica.

### 6.1. VALOR DE INVESTIMENTO

Neste subcapítulo são apresentados os valores de investimento detalhados referentes às três centrais fotovoltaicas. Os custos em questão englobam todas as atividades e recursos que são necessários para a execução com qualidade de cada projeto, ou seja, o custo das tarefas, nas quais consistem em uma ou várias atividades técnicas que têm de ser realizadas, e os custos referentes à mão de obra, aos materiais, aos equipamentos e, eventualmente às subempreitadas.

- **Investimento na Central de Módulos Fixos**

Para a central de módulos fixos o investimento total seria de 964 172,73 €. Os custos dos módulos policristalinos assumem aproximadamente metade do investimento, com cerca de 48%. Outros custos significativos são o dos inversores, as estruturas de suporte, os

trabalhos referentes à construção civil, e, o posto de transformação e seccionamento, sendo que estes representam no total cerca de 42% do investimento.

Na tabela 6.1, é possível ver o mapa de trabalhos e quantidades e, todos os custos referentes à central de módulos fixos. Todos os preços tabelados incluem todas as atividades e recursos necessários para execução do projeto.

**Tabela 6.1 - Mapa de quantidades e preços da central de módulos fixos**

Designação	Quantidade	Preço Total (€)
<b>Módulos</b>	<b>3922</b>	<b>462 796,00 €</b>
<b>Estruturas de suporte</b>	<b>3922</b>	<b>120 013,20 €</b>
<b>Caixas de junção</b>	<b>41</b>	<b>1 025,00 €</b>
<b>Fusível fileira DC</b>	<b>164</b>	<b>410,00 €</b>
<b>Dispositivo de corte DC</b>	<b>41</b>	<b>1 417,78 €</b>
<b>Inversores</b>	<b>41</b>	<b>134 234,00 €</b>
<b>Cabo de fileira DC - 2,5 mm<sup>2</sup></b>	<b>7380</b>	<b>3 247,20 €</b>
<b>Cabo principal DC - 6 mm<sup>2</sup></b>	<b>205</b>	<b>211,15 €</b>
<b>Quadro de agrupamento</b>	<b>10</b>	<b>2 000,00 €</b>
<b>Disjuntores AC - In 32 A</b>	<b>41</b>	<b>1 947,50 €</b>
<b>Dispositivo corte geral AC - In 160 A</b>	<b>10</b>	<b>620,00 €</b>
<b>Disjuntores AC - In 160 A</b>	<b>10</b>	<b>2 536,50 €</b>
<b>Dispositivo corte geral AC - In 1600 A</b>	<b>1</b>	<b>602,00 €</b>
<b>DST - Descarregadores de sobretensões</b>	<b>1</b>	<b>101,00 €</b>
<b>Posto de transformação e seccionamento</b>	<b>1</b>	<b>74 458,00 €</b>
<b>Cabo AC - XAV 2.5 mm<sup>2</sup></b>	<b>1312</b>	<b>2 361,60 €</b>
<b>Cabo AC - LXAV 3×50 + 1×25 mm<sup>2</sup></b>	<b>1020</b>	<b>3 978,00 €</b>
<b>Cabo MT</b>	<b>1020</b>	<b>6 120,00 €</b>
<b>Terreno</b>	<b>14100</b>	<b>42 300,00 €</b>
<b>Trabalhos de construção civil</b>	<b>1</b>	<b>80 008,80 €</b>
<b>Transporte/Instalação</b>	<b>1</b>	<b>23 785,00 €</b>
<b>Total</b>		<b>964 172,73 €</b>

- **Investimento na Central com Seguidores**

Para a central com seguidores o investimento total seria de 2 879 083,28 €. Neste projeto, os custos que assumem a maior porção do investimento são as estruturas de rastreamento solar, com 39%, e dos trabalhos que dizem respeito à construção civil, com 27%. Outros custos significativos, seriam o dos módulos policristalinos, inversores, área de terreno, e o posto de transformação e seccionamento, no total, estes representam cerca de 29%.

Na tabela 6.2, é possível ver o mapa de trabalhos e quantidades e, todos os custos referentes à central de painéis seguidores. Todos os preços tabelados incluem todas as atividades e recursos necessários para execução do projeto.

**Tabela 6.2 - Mapa de quantidades e preços da central com seguidores**

Designação	Quantidade	Preço Total (€)
<b>Módulos</b>	<b>3920</b>	<b>462 560,00 €</b>
Seguidores solares	490	1 131 900,00 €
Caixas de junção	41	1 025,00 €
Fusível fileira DC	41	184,50 €
Dispositivo de corte DC	41	1 704,78 €
Inversores	41	134 234,00 €
Cabo DC - 35 mm <sup>2</sup>	8610	51 660,00 €
Quadro de agrupamento	10	2 000,00 €
Disjuntores AC - In 32 A	41	1 947,50 €
Dispositivo corte geral AC - In 160 A	10	620,00 €
Disjuntores AC - In 160 A	10	2 536,50 €
Dispositivo corte geral AC - In 1600 A	1	602,00 €
DST - Descarregadores de sobretensões	1	101,00 €
Posto de transformação e seccionamento	1	74 458,00 €
Cabo AC - XAV 2.5 mm <sup>2</sup>	1025	1 845,00 €
Cabo AC - LXAV 3×50 + 1×25 mm <sup>2</sup>	800	3 120,00 €
Cabo MT	1020	6 120,00 €
Terreno	59000	177 000,00 €
Trabalhos de construção civil	1	799 680,00 €
Transporte/Instalação	1	25 785,00 €
<b>Total</b>		<b>2 879 083,28 €</b>

- **Investimento na Central de Concentração Fotovoltaica**

Para a central de concentração fotovoltaica, o investimento total seria de 2 163 811, 38 €.

Quanto aos custos deste projeto, os módulos de concentração e os trabalhos de construção civil assumem a maior porção do investimento, com cerca de 72%. Outros custos que também têm um peso considerável são o das estruturas de seguimento solar, os inversores e o posto de transformação e seccionamento, estes no total representam 21% do investimento.

Na tabela 6.3 é possível ver o mapa de trabalhos e quantidades e, todos os custos referentes à central de painéis de concentração. Todos os preços tabelados incluem todas as atividades e recursos necessários para execução do projeto.

**Tabela 6.3 - Mapa de quantidades e preços da central de concentração fotovoltaica**

<b>Designação</b>	<b>Quantidade</b>	<b>Preço Total (€)</b>
<b>Módulos concentradores</b>	<b>5520</b>	<b>761 760,00 €</b>
<b>Estruturas seguidoras</b>	<b>46</b>	<b>243 763,20 €</b>
<b>Caixas de junção</b>	<b>46</b>	<b>1 150,00 €</b>
<b>Fusível fileira DC</b>	<b>138</b>	<b>565,80 €</b>
<b>Dispositivo de corte DC</b>	<b>46</b>	<b>1 912,68 €</b>
<b>Inversores</b>	<b>46</b>	<b>150 604,00 €</b>
<b>Cabo de fileira DC - 6 mm2</b>	<b>13800</b>	<b>14 214,00 €</b>
<b>Cabo principal DC - 6 mm2</b>	<b>460</b>	<b>473,80 €</b>
<b>Quadro de agrupamento</b>	<b>10</b>	<b>2 000,00 €</b>
<b>Disjuntores AC - In 32 A</b>	<b>46</b>	<b>2 185,00 €</b>
<b>Dispositivo corte geral AC - In 160 A</b>	<b>10</b>	<b>620,00 €</b>
<b>Disjuntores AC - In 160 A</b>	<b>10</b>	<b>2 536,50 €</b>
<b>Dispositivo corte geral AC - In 1600 A</b>	<b>1</b>	<b>602,00 €</b>
<b>DST - Descarregadores de sobretensões</b>	<b>1</b>	<b>101,00 €</b>
<b>Posto de transformação e seccionamento</b>	<b>1</b>	<b>74 458,00 €</b>
<b>Cabo AC - XAV 2.5 mm2</b>	<b>1748</b>	<b>3 146,40 €</b>
<b>Cabo AC - LXAV 3x50 + 1x25 mm2</b>	<b>1300</b>	<b>5 070,00 €</b>
<b>Cabo MT</b>	<b>1020</b>	<b>6 120,00 €</b>
<b>Terreno</b>	<b>17400</b>	<b>52 200,00 €</b>
<b>Trabalhos de construção civil</b>	<b>1</b>	<b>812 544,00 €</b>
<b>Transporte/Instalação</b>	<b>1</b>	<b>27 785,00 €</b>
<b>Total</b>		<b>2 163 811,38 €</b>

## **6.2. RETORNO DO INVESTIMENTO**

Nesta subsecção determinou-se os tempos de amortização para os investimentos a realizar para cada projeto, para que posteriormente, os resultados sejam comparados e, tendo em conta outras conclusões, seja então encontrada a solução ótima, ou seja, a melhor solução técnico-económica.

Para qualquer investimento num projeto, este de início possui um período de despesas a qual se segue um período de receitas líquidas, receitas essas que irão recuperar todo o capital investido. O período de tempo necessário para as receitas recuperarem a despesa do investimento é o período de amortização, ou seja, é o tempo necessário para pagar a dívida.

Para determinar o tempo de amortização do investimento de cada projeto teve-se em consideração a legislação em vigor para o setor fotovoltaico, de forma a apurar o regime

remuneratório aplicável para que fosse possível determinar o tempo de retorno dos investimentos com rigor.

Assume-se que cada central fotovoltaica se enquadra num regime de autoconsumo. Para os respetivos cálculos de tempo de amortização do projeto, considerou-se uma tarifa de compra de eletricidade a 0,12€/kW, uma taxa de juro de 3% e os custos de manutenção anuais sendo 2% do investimento total.

- **Retorno do Investimento na Central de Módulos Fixos**

Para a central de módulos fixos é necessário um investimento inicial de cerca de 964 172,73 € e, tendo em consideração uma renda anual de 209 521,51 €, um custo anual de manutenção de 19 283,45 € e a respetiva taxa de juro aplicada, o retorno de investimento seria feito em seis anos (ver tabela 6.4).

**Tabela 6.4 - Análise económica da central de módulos fixos**

Ano	Renda anual	Empréstimo	Custos de manutenção	Juros	Amortização	Valor em dívida
0	209 521,51 €	964 172,73 €				964 172,73 €
1	209 521,51 €	964 172,73 €	19 283,45 €	28 925,18 €	161 312,88 €	802 859,85 €
2	209 521,51 €	802 859,85 €	19 283,45 €	24 085,80 €	166 152,26 €	636 707,59 €
3	209 521,51 €	636 707,59 €	19 283,45 €	19 101,23 €	171 136,83 €	465 570,76 €
4	209 521,51 €	465 570,76 €	19 283,45 €	13 967,12 €	176 270,93 €	289 299,83 €
5	209 521,51 €	289 299,83 €	19 283,45 €	8 678,99 €	181 559,06 €	107 740,77 €
6	209 521,51 €	107 740,77 €	19 283,45 €	3 232,22 €	187 005,83 €	-79 265,07 €
7	209 521,51 €	-79 265,07 €	19 283,45 €	-2 377,95 €	192 616,01 €	-271 881,08 €
8	209 521,51 €	-271 881,08 €	19 283,45 €	-8 156,43 €	198 394,49 €	-470 275,57 €
9	209 521,51 €	-470 275,57 €	19 283,45 €	-14 108,27 €	204 346,32 €	-674 621,89 €
10	209 521,51 €	-674 621,89 €	19 283,45 €	-20 238,66 €	210 476,71 €	-885 098,61 €
11	209 521,51 €	-885 098,61 €	19 283,45 €	-26 552,96 €	216 791,02 €	-1 101 889,62 €
12	209 521,51 €	-1 101 889,62 €	19 283,45 €	-33 056,69 €	223 294,75 €	-1 325 184,37 €
13	209 521,51 €	-1 325 184,37 €	19 283,45 €	-39 755,53 €	229 993,59 €	-1 555 177,96 €
14	209 521,51 €	-1 555 177,96 €	19 283,45 €	-46 655,34 €	236 893,40 €	-1 792 071,35 €
15	209 521,51 €	-1 792 071,35 €	19 283,45 €	-53 762,14 €	244 000,20 €	-2 036 071,55 €
16	209 521,51 €	-2 036 071,55 €	19 283,45 €	-61 082,15 €	251 320,20 €	-2 287 391,75 €
17	209 521,51 €	-2 287 391,75 €	19 283,45 €	-68 621,75 €	258 859,81 €	-2 546 251,56 €
18	209 521,51 €	-2 546 251,56 €	19 283,45 €	-76 387,55 €	266 625,60 €	-2 812 877,17 €
19	209 521,51 €	-2 812 877,17 €	19 283,45 €	-84 386,32 €	274 624,37 €	-3 087 501,54 €
20	209 521,51 €	-3 087 501,54 €	19 283,45 €	-92 625,05 €	282 863,10 €	-3 370 364,64 €



- **Retorno do Investimento na Central com Seguidores**

Para a central com seguidores é necessário um investimento inicial de cerca de 2 879 083,28 € e, tendo em consideração uma renda anual de 261 492,30 €, um custo anual de manutenção de 57 581,67 € e a respetiva taxa de juro aplicada, o retorno de investimento seria feito em 19 anos (ver tabela 6.5).

**Tabela 6.5 - Análise económica da central com seguidores**

Ano	Renda anual	Empréstimo	Custos de manutenção	Juros	Amortização	Valor em dívida
0	261 492,30 €	2 879 083,28 €				2 879 083,28 €
1	261 492,30 €	2 879 083,28 €	57 581,67 €	86 372,50 €	117 538,14 €	2 761 545,14 €
2	261 492,30 €	2 761 545,14 €	57 581,67 €	82 846,35 €	121 064,28 €	2 640 480,86 €
3	261 492,30 €	2 640 480,86 €	57 581,67 €	79 214,43 €	124 696,21 €	2 515 784,66 €
4	261 492,30 €	2 515 784,66 €	57 581,67 €	75 473,54 €	128 437,09 €	2 387 347,56 €
5	261 492,30 €	2 387 347,56 €	57 581,67 €	71 620,43 €	132 290,21 €	2 255 057,35 €
6	261 492,30 €	2 255 057,35 €	57 581,67 €	67 651,72 €	136 258,91 €	2 118 798,44 €
7	261 492,30 €	2 118 798,44 €	57 581,67 €	63 563,95 €	140 346,68 €	1 978 451,76 €
8	261 492,30 €	1 978 451,76 €	57 581,67 €	59 353,55 €	144 557,08 €	1 833 894,68 €
9	261 492,30 €	1 833 894,68 €	57 581,67 €	55 016,84 €	148 893,79 €	1 685 000,88 €
10	261 492,30 €	1 685 000,88 €	57 581,67 €	50 550,03 €	153 360,61 €	1 531 640,27 €
11	261 492,30 €	1 531 640,27 €	57 581,67 €	45 949,21 €	157 961,43 €	1 373 678,85 €
12	261 492,30 €	1 373 678,85 €	57 581,67 €	41 210,37 €	162 700,27 €	1 210 978,58 €
13	261 492,30 €	1 210 978,58 €	57 581,67 €	36 329,36 €	167 581,28 €	1 043 397,30 €
14	261 492,30 €	1 043 397,30 €	57 581,67 €	31 301,92 €	172 608,72 €	870 788,59 €
15	261 492,30 €	870 788,59 €	57 581,67 €	26 123,66 €	177 786,98 €	693 001,61 €
16	261 492,30 €	693 001,61 €	57 581,67 €	20 790,05 €	183 120,59 €	509 881,02 €
17	261 492,30 €	509 881,02 €	57 581,67 €	15 296,43 €	188 614,20 €	321 266,82 €
18	261 492,30 €	321 266,82 €	57 581,67 €	9 638,00 €	194 272,63 €	126 994,19 €
19	261 492,30 €	126 994,19 €	57 581,67 €	3 809,83 €	200 100,81 €	-73 106,62 €
20	261 492,30 €	-73 106,62 €	57 581,67 €	-2 193,20 €	206 103,83 €	-279 210,45 €

- **Retorno de Investimento na Central de Concentração Fotovoltaica**

Para a central de concentração fotovoltaica é necessário um investimento inicial de cerca de 2 13 811,38 € e, tendo em consideração uma renda anual de 287 720,28 €, um custo anual de manutenção de 43 276,23 € e a respetiva taxa de juro aplicada, o retorno de investimento seria feito em 11 anos (ver tabela 6.6).

Tabela 6.6 - Análise económica da central de concentração fotovoltaica

Ano	Renda anual	Empréstimo	Custos de manutenção	Juros	Amortização	Valor em dívida
0	287 720,28 €	2 163 811,38 €				2 163 811,38 €
1	287 720,28 €	2 163 811,38 €	43 276,23 €	64 914,34 €	179 529,71 €	1 984 281,67 €
2	287 720,28 €	1 984 281,67 €	43 276,23 €	59 528,45 €	184 915,60 €	1 799 366,07 €
3	287 720,28 €	1 799 366,07 €	43 276,23 €	53 980,98 €	190 463,07 €	1 608 903,00 €
4	287 720,28 €	1 608 903,00 €	43 276,23 €	48 267,09 €	196 176,96 €	1 412 726,03 €
5	287 720,28 €	1 412 726,03 €	43 276,23 €	42 381,78 €	202 062,27 €	1 210 663,76 €
6	287 720,28 €	1 210 663,76 €	43 276,23 €	36 319,91 €	208 124,14 €	1 002 539,62 €
7	287 720,28 €	1 002 539,62 €	43 276,23 €	30 076,19 €	214 367,86 €	788 171,76 €
8	287 720,28 €	788 171,76 €	43 276,23 €	23 645,15 €	220 798,90 €	567 372,86 €
9	287 720,28 €	567 372,86 €	43 276,23 €	17 021,19 €	227 422,87 €	339 949,99 €
10	287 720,28 €	339 949,99 €	43 276,23 €	10 198,50 €	234 245,55 €	105 704,44 €
11	287 720,28 €	105 704,44 €	43 276,23 €	3 171,13 €	241 272,92 €	-135 568,48 €
12	287 720,28 €	-135 568,48 €	43 276,23 €	-4 067,05 €	248 511,11 €	-384 079,59 €
13	287 720,28 €	-384 079,59 €	43 276,23 €	-11 522,39 €	255 966,44 €	-640 046,03 €
14	287 720,28 €	-640 046,03 €	43 276,23 €	-19 201,38 €	263 645,43 €	-903 691,46 €
15	287 720,28 €	-903 691,46 €	43 276,23 €	-27 110,74 €	271 554,80 €	-1 175 246,25 €
16	287 720,28 €	-1 175 246,25 €	43 276,23 €	-35 257,39 €	279 701,44 €	-1 454 947,70 €
17	287 720,28 €	-1 454 947,70 €	43 276,23 €	-43 648,43 €	288 092,48 €	-1 743 040,18 €
18	287 720,28 €	-1 743 040,18 €	43 276,23 €	-52 291,21 €	296 735,26 €	-2 039 775,44 €
19	287 720,28 €	-2 039 775,44 €	43 276,23 €	-61 193,26 €	305 637,32 €	-2 345 412,75 €
20	287 720,28 €	-2 345 412,75 €	43 276,23 €	-70 362,38 €	314 806,43 €	-2 660 219,19 €



# 7. CONCLUSÃO

Neste último capítulo procede-se à comparação entre as três centrais projetadas. A comparação será feita ao nível da área de terreno necessária para implementar cada parque, da energia elétrica produzida anualmente e dos investimentos a realizar, bem como os seus respetivos retornos.

E por fim, este capítulo abordará, ainda, o futuro da produção de energia através das tecnologias fotovoltaicas, nomeadamente, as de concentração.

## 7.1. COMPARAÇÃO ENTRE CENTRAIS

### 7.1.1. ÁREA DE TERRENO NECESSÁRIA

Observa-se na figura 7.1 às áreas de terreno que se necessita para a implementação de cada um dos parques. A central de módulos fixos e a de concentração fotovoltaica acabam por ter uma área de ocupação relativamente próximas uma da outra, respetivamente com 1,41 hectares e a outra com 1,74 hectares, sendo a central de concentração a ocupar 3300 m<sup>2</sup> a mais do que a central de módulos fixos.

Quanto a central com seguidores, esta necessita de uma área de 5,90 hectares para a sua implementação, o que é aproximadamente quatro vezes mais do que a central de módulos fixos e três vezes mais que a central de concentração. A área que se necessita para esta

central justifica-se principalmente pela distância mínima a garantir entre os seguidores para que se evitem potenciais sombreamentos.

Assim sendo, conclui-se que a área de terreno pode ser um fator crucial na escolha das tecnologias fotovoltaicas a aplicar na construção de uma central. Algumas das situações em que o terreno influencia a escolha das tecnologias a adotar, são, por exemplo: a limitação da área, o preço por metro quadrado e os potenciais sombreamentos de outros edifícios ou da vegetação.

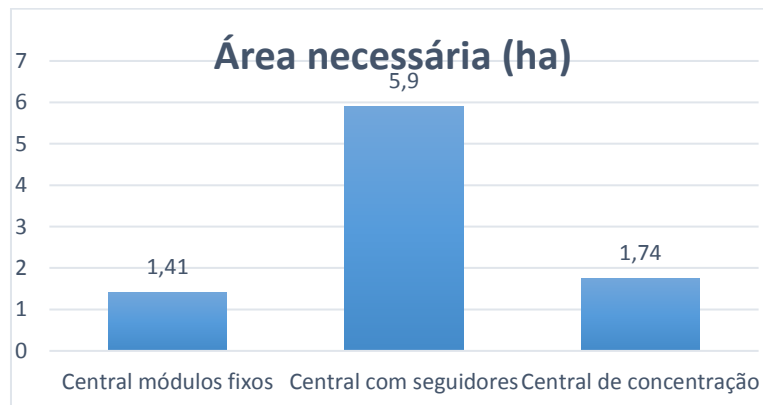


Figura 7.1 - Área necessária para implementação das centrais

### 7.1.2. ENERGIA ELÉTRICA PRODUZIDA ANUALMENTE

Na figura 7.2 pode-se observar a energia elétrica produzida anualmente por cada central. Chega-se a conclusão que, em relação a central de módulos fixos, a central com seguidores consegue ter um aumento de produção na ordem dos 20% e a central de concentração na ordem dos 30%. Em relação a central com seguidores, a central de concentração tem aumento na produção de eletricidade na ordem dos 10%.

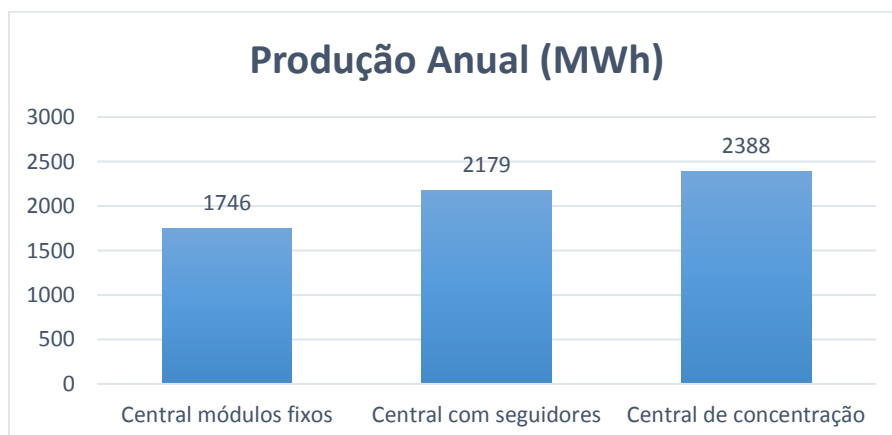


Figura 7.2 - Energia elétrica produzida anualmente em cada central

### 7.1.3. INVESTIMENTOS E OS SEUS RETORNOS

Na figura 7.3 pode-se observar os respetivos investimentos e o seu período de retorno em cada central. Analisando a respetiva figura, destaca-se desde já e não de uma forma positiva, a central com os seguidores, pois esta, em comparação as outras unidades de produção, necessita do maior investimento e o período de retorno é muito alto, cerca de 19 anos.

A central de concentração, analisando o seu investimento e o seu período de retorno, já é uma solução a considerar, tendo em vista que ainda é uma tecnologia em desenvolvimento, e num futuro próximo pode ser uma opção mais rentável e vantajosa.

Quanto a central de módulos fixos, esta, obviamente é a solução mais viável a nível de investimento e seu período de retorno.

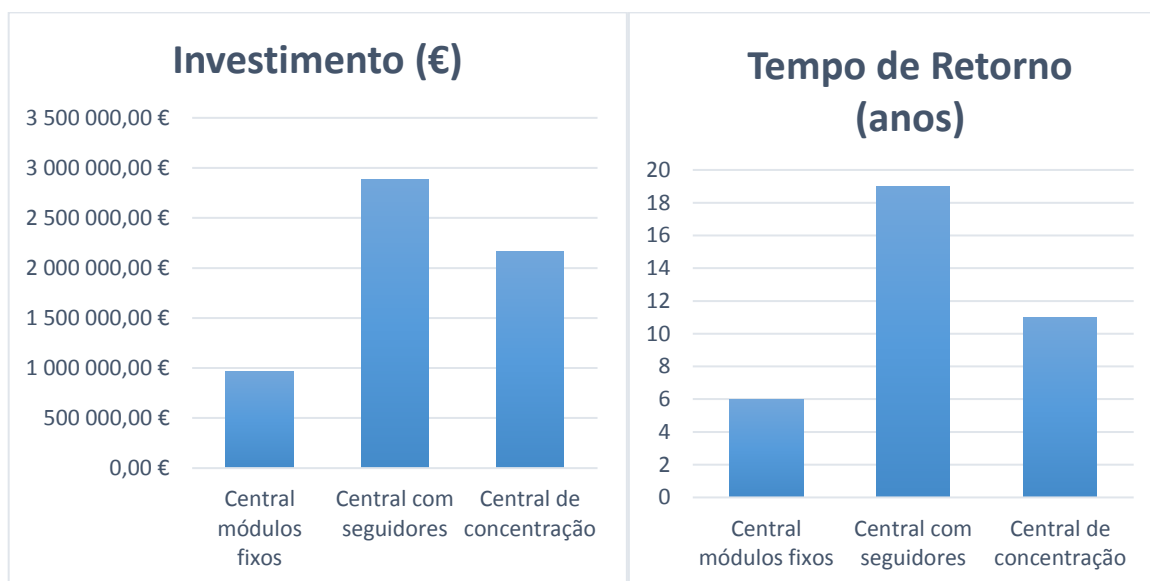


Figura 7.3 - Investimentos (à esquerda) e tempos de retorno (à direita)

### 7.1.4. ANÁLISE GERAL

De uma forma geral, tendo em consideração os resultados alcançados nesta dissertação, pode-se concluir que a central de módulos fixos seria a melhor solução a implementar.

Ao nível da área de terreno necessário, o parque com os módulos fixos é o que necessita de menos. Ao nível de energia produzida anualmente, a central de módulos fixos é a que

menos produz, mas tendo em conta, que, para construir a central com seguidores o custo é três vezes superior, e para a central de concentração o custo seria aproximadamente duas vezes maior, o que acaba por não compensar todo esse investimento a mais para cada uma dessas centrais para ter apenas um aumento de produção anual em 20% ou 30%.

E por fim, o investimento da central de módulos fixos é o mais baixo e o seu período de retorno é relativamente rápido, o que conduz este parque a ser a melhor solução a adotar quer tecnicamente, quer economicamente.

## 7.2. CONCENTRAÇÃO FOTOVOLTAICA NUM FUTURO PRÓXIMO

Atualmente, apesar das instalações fotovoltaicas de concentração ainda não serem a melhor solução do ponto de vista económico, há que ter em consideração que este tipo de tecnologia ainda está em desenvolvimento e, tal como se pode ver na figura 7.4, num futuro próximo a produção de eletricidade através de centrais de concentração fotovoltaica alcançará custos mais competitivos, idênticos aos das centrais convencionais, o que irá permitir uma maior exploração deste tipo de tecnologia e atingir melhores valores de eficiência na produção fotovoltaica.

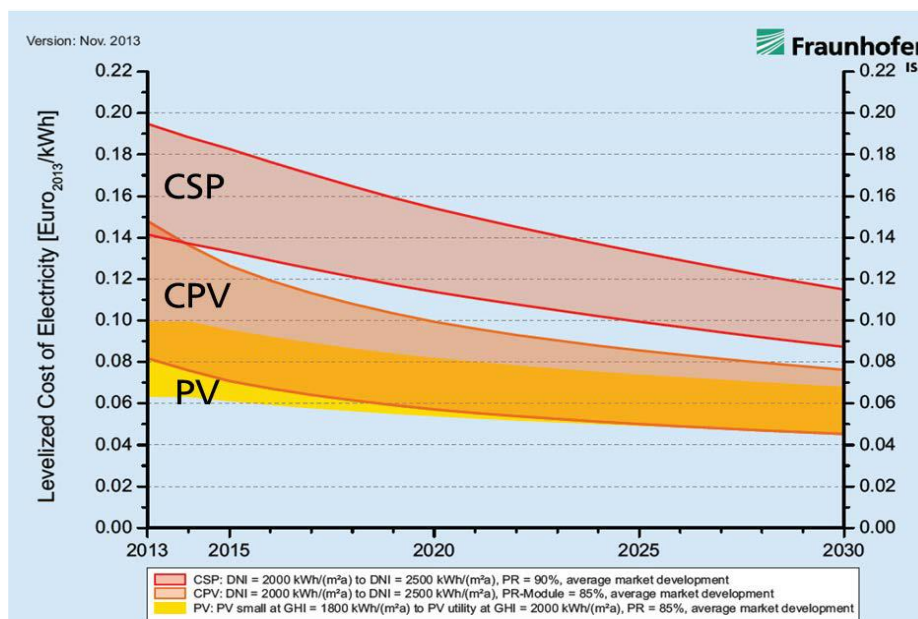


Figura 7.4 - Custos do kWh em função do tipo de tecnologia [22]

## 7.3. CONCLUSÃO GERAL

A concretização desta tese num ambiente industrial para além de ter permitido tirar conclusões interessantes e úteis para o futuro, permitiu também ter uma noção da realidade

no que diz respeito à exploração do setor fotovoltaico na atualidade e dos respectivos passos e fatores a ter em conta para a construção de uma central, como por exemplo, a necessidade de uma boa análise dos recursos naturais disponíveis no local da instalação de produção de modo a que o projeto seja viável, a obrigatoriedade de respeitar a legislação aplicável e a seleção e dimensionamentos de materiais e equipamentos com uma boa relação custo/qualidade, isto é, as soluções a adotar devem ser de menor custo possível e sem pôr em causa a sua qualidade.





## *Referências Documentais*

- [1] APREN - Boletim de Energias Renováveis. Av. Sidónio Pais, nº 18 R/C Esq. 1050-215 Lisboa, Portugal. dezembro de 2016.
- [2] APREN.<http://www.apren.pt/pt/dados-tecnicos-3/dados-nacionais-2/producao-2/a-producao-de-eletricidade-em-portugal-3/producao-de-eletricidade-por-fonte-em-2016/>. 28 de março de 2017.
- [3] BRAGA, Renata Pereira - Energia Solar Fotovoltaica: Fundamentos e Aplicações. Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica. 2008.
- [4] Ciência viva. <http://www.cienciaviva.pt/rede/himalaya/home/guia2.pdf>. 14 de abril de 2017.
- [5] CORTEZ, Ramiro José Monteiro - Sistemas de Seguimento Solar em produção de Energia Fotovoltaica. Porto: Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto. 2013. Tese de mestrado.
- [6] Cresesb. [http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com\\_content&cid=331](http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&cid=331). 3 de maio de 2017.
- [7] Critical-kinetics. <http://critical-kinetics.pt/Autoconsumo/upac-autoconsumo.html>. 20 de maio de 2017.
- [8] DELOITTE; APREN - Impacto macroeconómico do setor da eletricidade de origem renovável em Portugal. setembro de 2014.
- [9] DELOITTE; APREN - Resumo do impacto macroeconómico do setor da eletricidade de origem renovável em Portugal. setembro de 2014.
- [10] Ebah.<http://www.ebah.com.br/content/ABAAABH7QAI/dimensionamento-sfvcresudo-caso-predio-central-campus-universitario-tucurui-pa>. 6 de abril de 2017.
- [11] Ebah.<http://www.ebah.com.br/content/ABAAAfSakAL/manual-engenharia-sistemas-fotovoltaicos-cepel?part=6>. 29 de abril de 2017.
- [12] e-Learning tools for Electrical Engineering.  
<http://elee.ist.utl.pt/realisations/EnergiasRenouvelables/FiliereSolaire/PanneauxPhotovoltaiques/Cellule/Technologie/amorphes.htm>. 14 de maio de 2017.

- [13] Eletrónica. <https://www.electronica-pt.com/painel-solar-fotovoltaico>. 9 de abril de 2017.
- [14] ERSE - Preços de Referência no Mercado Liberalizado de Energia Elétrica e Gás Natural em Portugal Continental. maio de 2017.
- [15] ERSE.<http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/periodoshorarios/Paginas/CicloSemanalTodosFornecPtCont.aspx>. 28 de maio de 2017.
- [16] Explicatorium. <http://www.explicatorium.com/cfq-8/espectro-eletromagnetico.html>. 3 de abril de 2017.
- [17] fcsolar. <http://www.fcsolar.eco.br/aprenda-aqui/>. 7 de abril de 2017.
- [18] FEUP. [https://paginas.fe.up.pt/~ee97234/efeito\\_fotovoltaico.htm](https://paginas.fe.up.pt/~ee97234/efeito_fotovoltaico.htm). 10 de abril de 2017.
- [19] FEUP.[https://paginas.fe.up.pt/~ee03195/Carro\\_Solar/PaineisCurvasdeFuncionamento.html](https://paginas.fe.up.pt/~ee03195/Carro_Solar/PaineisCurvasdeFuncionamento.html). 6 de maio de 2017.
- [20] ffsolar. <http://www.ffsolar.com/index.php?lang=PT&page=pequena-producao>. 20 de maio de 2017.
- [21] ffsolar.<http://www.ffsolar.com/index.php?lang=PT&page=sistemas-autonomos>. 8 de abril de 2017. W4,W5\*
- [22] FRAUNHOFER; NREL - Current Status of Concentrator Photovoltaic (CPV) Technology. dezembro de 2015.
- [23] InfoEscola. <http://www.infoescola.com/fisica/radiacao-ultravioleta/>. 3 abril de 2017.
- [24] Infopédia. [https://www.infopedia.pt/\\$radiacao-solar](https://www.infopedia.pt/$radiacao-solar). 2 de abril de 2017.
- [25] Infravermelho. <http://infravermelho.info/>. 5 de abril de 2017.
- [26] Ioenergias. <http://ioenergias.com.br/tipos-de-sistemas-fotovoltaicos/>. 24 de abril de 2017.
- [27] IST - Energia fotovoltaica: manual sobre tecnologias, projeto e instalação. IST.2004.
- [28] JOYCE, António - As tecnologias fotovoltaicas. Renováveis Magazine. Pblindustria. 2010
- [29] JOYCE, António - O solar fotovoltaico de concentração. Renováveis Magazine. Pblindustria. 2010.

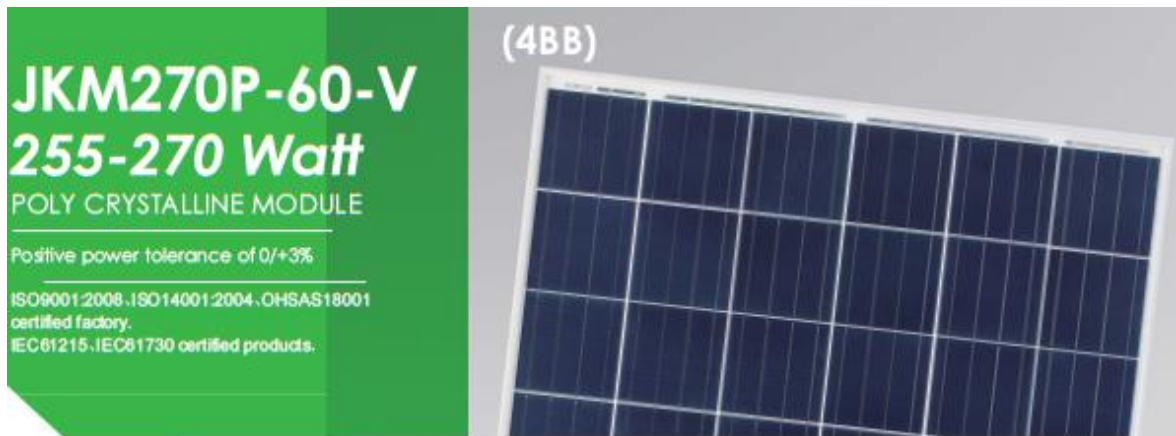
- [30] MCCONNEL, Robert; FTHENAKIS, Vasilis - Concentrated Photovoltaics. USA: Amonix Inc; National Photovoltaic Environmental Research Center; 3Columbia University. 2012.
- [31] Microgeracaofv. <https://microgeracaofv.wordpress.com/2016/10/17/seguidor-solar-parte-2-tipos/>. 29 de maio de 2017.
- [32] MOKRI, Alaeddine; EMZIANE, Mahieddine - Concentrator photovoltaic technologies and market: a critical review. Sweden: World Renewable Energy Congress. 2011.
- [33] NREL - CPV 101: Intro to CPV Technology, Opportunities and Challenges. 2009.
- [34] OGAUC. <http://www1.ci.uc.pt/iguc/atlas/02sol.htm>. 2 de abril de 2017.
- [35] PEREIRA, Filipe - Sistemas de autoconsumo com e sem baterias. Renováveis Magazine. Pblindustria.
- [36] PEREIRA, Filipe Alexandre de Sousa; OLIVEIRA, Manuel Ângelo Sarmento - Curso técnico instalador de energia solar fotovoltaica. Pblindustria. 2011
- [37] PINHO, João; GALDINO, Marco - Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. Rio de Janeiro. março de 2014.
- [38] Portal de energia. <https://www.portal-energia.com/em-que-consiste-sistema-seguidor-solar-fotovoltaico/>. 25 de maio de 2017.
- [39] Portal de Energia.<https://www.portal-energia.com/principais-tipos-de-celulas-fotovoltaicas-constituintes-de-paineis-solares/>. 8 de maio de 2017.
- [40] Portal solar. <http://www.portalsolar.com.br/blog-solar/painel-solar/seguidor-solar---tracker-vantagens-e-desvantagens-parte-1.html>. 29 de maio de 2017.
- [41] Portal Solar. <http://www.portalsolar.com.br/passa-a-passo-da-fabricacao-do-painel-solar.html>. 28 de abril de 2017.
- [42] REIS, Filipa - Development of photovoltaic systems with concentration. Lisboa: Universidade de Lisboa, Faculdade de Ciências. 2013. Tese de doutoramento.
- [43] REN - Caracterização da Rede Nacional de Transporte para efeitos de acesso à rede. março de 2017.
- [44] Renewable energy world.<http://www.renewableenergyworld.com/articles/print/volume-15/issue-4/solar-energy/focus-on-cpv-trackers.html>. 4 de junho de 2017.

- [45] SOARES, Orlando - Tecnologias dos Sistemas Fotovoltaicos. Bragança: Instituto Politécnico de Bragança, Escola Superior de Tecnologia e Gestão de Bragança. 2014. Apontamentos.
- [46] S6Física.[http://www.sofisica.com.br/conteudos/Otica/Refracaodaluz/cor\\_e\\_frequencia.php](http://www.sofisica.com.br/conteudos/Otica/Refracaodaluz/cor_e_frequencia.php). 4 de abril de 2017.
- [47] Solar connect. <http://solarconnect.pt/pt/ms/ms/solar-fotovoltaico-2460-395-coz/ms-90059945-p-1/>. 27 de maio de 2017.
- [48] Solar systems.<http://www.d-solarsystems.com/sistemas-hibridos-fotovoltaicos>. 8 de abril de 2017. W6\*
- [49] SOUSA, Jorge Miguel Torrado - Funcionamento e Aplicação de Células Fotovoltaicas de Terceira Geração. Coimbra: Instituto Superior de Engenharia de Coimbra. 2011. Tese de mestrado.
- [50] Sumiseran. <http://www.sumiseran.es/contents/es/d18.html>. 29 de maio de 2017.
- [51] Sun energy. <http://www.sunenergy.eco.br/funcionamento.php?menu=funcionamento>. 27 de maio de 2017.
- [52] Usuris. <http://usuaris.tinet.cat/sag/solar.htm>. 29 de maio de 2017.
- [53] Wikimedia.<https://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/5/59/SolarGIS-Solar-map-Europe-en.png>. 9 de abril de 2017.
- [54] Wikipedia. <https://pt.wikipedia.org/wiki/Sil%C3%ADcio>. 10 de abril de 2017.





# Anexo A. Ficha técnica de módulo policristalino



## KEY FEATURES



### System Voltage:

The maximum voltage is promoted to 1500V and the module strings are extended by 50% which reduces the overall system BOS.



### 4 Busbar Solar Cell:

4 busbar solar cell adopts new technology to improve the efficiency of modules, offers a better aesthetic appearance, making it perfect for rooftop installation.



### High Efficiency:

High module conversion efficiency (up to 16.5%), through innovative manufacturing technology.



### Low-light Performance:

Advanced glass and solar cell surface texturing allow for excellent performance in low-light environments.



### Severe Weather Resilience:

Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).

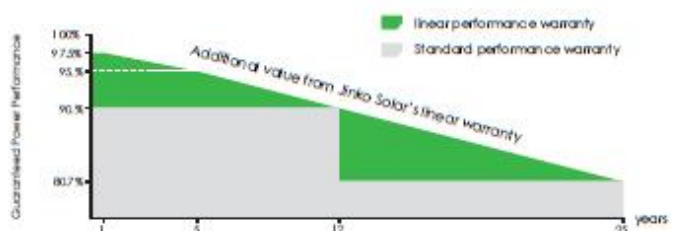


### Durability against extreme environmental conditions:

High salt mist and ammonia resistance certified by TÜV NORD.

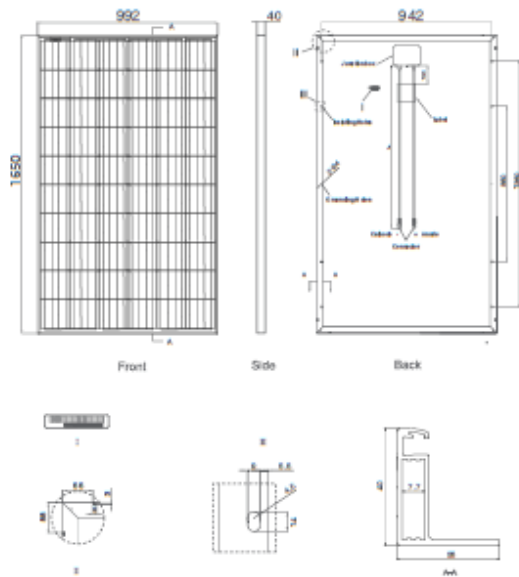
## LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

10 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty





## Engineering Drawings

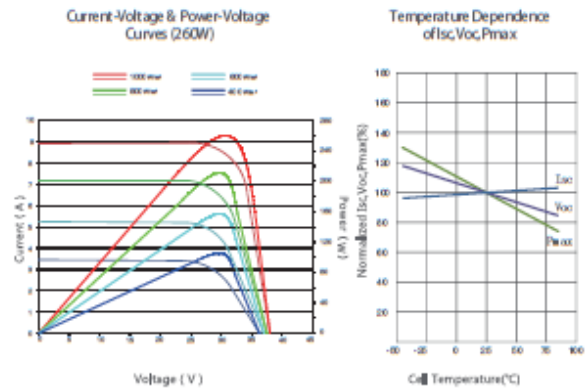


## Packaging Configuration

( Two boxes=One pallet )

25pcs/ box, 50pcs/pallet, 700 pcs/40'HQ Container

## Electrical Performance & Temperature Dependence



## Mechanical Characteristics

Cell Type	Poly-crystalline 156×156mm (6 inch)
No. of cells	60 (6×10)
Dimensions	1650×992×40mm (65.00×39.05×1.57 inch)
Weight	19.0 kg (41.9 lbs)
Front Glass	3.2mm, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm <sup>2</sup> , Length: 900mm or Customized Length

## SPECIFICATIONS

Module Type	JKM255P-V		JKM260P-V		JKM265P-V		JKM270P-V	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	255Wp	189 Wp	260Wp	193Wp	265Wp	197Wp	270Wp	200Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	30.8V	28.5V	31.1V	28.7V	31.4V	29.0V	31.7V	29.4V
Maximum Power Current (Imp)	8.28A	6.63A	8.37A	6.71A	8.44A	6.78A	8.52A	6.80A
Open-circuit Voltage (Voc)	38.0V	35.2V	38.1V	35.2V	38.6V	35.3V	38.8V	35.4V
Short-circuit Current (Isc)	8.92A	7.26A	8.98A	7.31A	9.03A	7.36A	9.09A	7.38A
Module Efficiency STC (%)	15.57%		15.88%		16.19%		16.50%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C							
Maximum system voltage	1500VDC (TUV)							
Maximum series fuse rating	15A							
Power tolerance	0~+3%							
Temperature coefficients of Pmax	-0.41%/°C							
Temperature coefficients of Voc	-0.31%/°C							
Temperature coefficients of Isc	0.08%/°C							
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C							

STC: Irradiance 1000W/m<sup>2</sup> Cell Temperature 25°C AM=1.5

NOCT: Irradiance 800W/m<sup>2</sup> Ambient Temperature 20°C AM=1.5 Wind Speed 1m/s

# Anexo B. Ficha técnica do inversor

### Efficiency Curve

**STP 25000TL-30**

Legend:   
— E<sub>0</sub> [V<sub>in</sub> = 390 V]   
— E<sub>0</sub> [V<sub>in</sub> = 600 V]   
- - - E<sub>0</sub> [V<sub>in</sub> = 800 V]

### Accessory

- RS485 interface DM-485CB-10
- DC surge arrester Type I, input A and B DCSPD NT3-10
- Multifunction relay MRO1-10

- Power Control Module PWC-MOD-10

● Standard features ○ Optional features — Not available  
 Data at nominal conditions  
 Status: May 2016

	Sunny Tripower 20000TL	Sunny Tripower 25000TL
<b>Technical Data</b>		
<b>Input (DC)</b>		
Max. DC power (at cos φ = 1) / DC rated power	20440 W / 20440 W	25550 W / 25550 W
Max. input voltage	1000 V	1000 V
MPP voltage range / rated input voltage	320 V to 800 V / 600 V	390 V to 800 V / 600 V
Min. input voltage / start input voltage	150 V / 188 V	150 V / 188 V
Max. input current input A / input B	33 A / 33 A	33 A / 33 A
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input	2 / A;3; B:3	2 / A;3; B:3
<b>Output (AC)</b>		
Rated power (at 230 V, 50 Hz)	20000 W	25000 W
Max. AC apparent power	20000 VA	25000 VA
AC nominal voltage	3 / N / PE, 220 V / 380 V 3 / N / PE, 230 V / 400 V 3 / N / PE, 240 V / 415 V	3 / N / PE, 220 V / 380 V 3 / N / PE, 230 V / 400 V 3 / N / PE, 240 V / 415 V
AC voltage range	180 V to 280 V	180 V to 280 V
AC grid frequency / range	50 Hz / 44 Hz to 55 Hz 60 Hz / 54 Hz to 65 Hz	50 Hz / 44 Hz to 55 Hz 60 Hz / 54 Hz to 65 Hz
Rated power frequency / rated grid voltage	50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V
Max. output current / Rated output current	29 A / 29 A	36.2 A / 36.2 A
Power factor at rated power / Adjustable displacement power factor	1 / 0 overexcited to 0 underexcited	1 / 0 overexcited to 0 underexcited
THD	≤ 3%	≤ 3%
Feed-in phases / connection phases	3 / 3	3 / 3
<b>Efficiency</b>		
Max. efficiency / European Efficiency	98.4% / 98.0%	98.3% / 98.1%
<b>Protective devices</b>		
DC side disconnection device	●	●
Ground fault monitoring / grid monitoring	● / ●	● / ●
DC surge arrester (Type II) can be integrated	○	○
DC reverse polarity protection / AC short-circuit current capability / galvanically isolated	● / ● / -	● / ● / -
All-pole sensitive residual-current monitoring unit	●	●
Protection class (according to IEC 62109-1) / overvoltage category (according to IEC 62109-1)	I / AC: III; DC: II	I / AC: III; DC: II
<b>General data</b>		
Dimensions (W / H / D)	661 / 682 / 264 mm (26.0 / 26.9 / 10.4 inch)	661 / 682 / 264 mm (26.0 / 26.9 / 10.4 inch)
Weight	61 kg (134.48 lb)	61 kg (134.48 lb)
Operating temperature range	-25 °C to +60 °C (-13 °F to +140 °F)	-25 °C to +60 °C (-13 °F to +140 °F)
Noise emission (typical)	51 dB(A)	51 dB(A)
Self-consumption (at night)	1 W	1 W
Topology / cooling concept	Transformerless / Optical	Transformerless / Optical
Degree of protection (as per IEC 60529)	IP65	IP65
Climatic category (according to IEC 60721-3-4)	4K4H	4K4H
Maximum permissible value for relative humidity (noncondensing)	100%	100%
<b>Features / function / Accessories</b>		
DC connection / AC connection	SUNCLIX / spring-cage terminal	SUNCLIX / spring-cage terminal
Display	○	○
Interface: RS485, Speedwire/Webconnect	○ / ●	○ / ●
Data interface: SMA Modbus / SunSpec Modbus	● / ●	● / ●
Multifunction relay / Power Control Module	○ / ○	○ / ○
OptiTrack Global Peak / Integrated Plant Control / Q on Demand 24/7	● / ● / ●	● / ● / ●
OffGrid capable / SMA Fuel Save Controller compatible	● / ●	● / ●
Guarantee: 5 / 10 / 15 / 20 years	● / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○
Certificates and permits (more available on request)		
* Does not apply to all national appendices of EN 50438		
<b>Type designation</b>	STP 20000TL30	STP 25000TL-30



## Anexo C. Ficha técnica da estrutura seguidora

# ETATRACK active 1500-A

## Single-axis Tracking System for PV Modules

### Characteristics

- total module surface up to c. 16.5 m<sup>2</sup>
- no failure-prone light sensor
- no unnecessary tracking movements
- low power consumption (c. 1.5 kWh/year)
- statics according to German and European standards
- high reliability and life-expectancy
- excellent serviceability
- cost-efficient tracking system

### Application

- single-axis tracking system for PV modules\*
- additional energy yield of up to 40 % compared to fixed installations



### Design

#### Tracking Unit

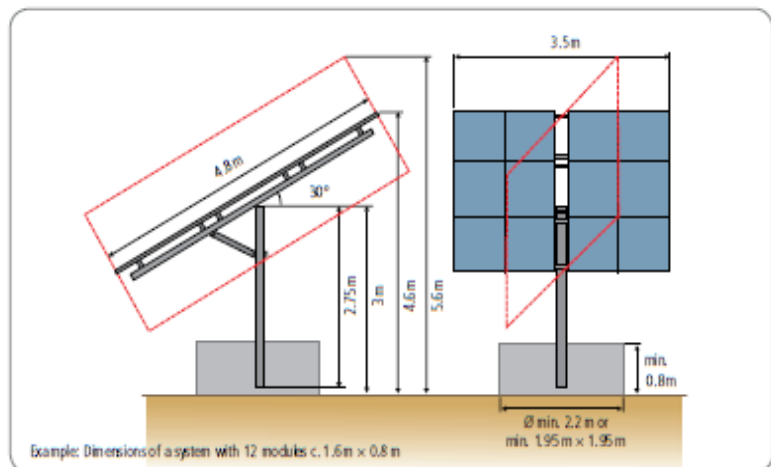
- single-axis tracking system
- angle of second axis adjustable 0–45° in steps of 5°
- elevation East-West: 90°
- module surface up to c. 16.5 m<sup>2</sup>
- max. dimensions of mounted frames (supportive area, installation area PV modules): width: 3.5 m, height: 4.4 m, up to three rows of PV modules in upright position
- frame and supports: steel, hot-dip Zn-coated
- screwset: steel, Zn-coated
- module clamps made of stainless steel for mounting the PV modules using the holes in the module frame, incl. M6 stainless steel screw kits
- suitable for high wind speeds: statics according to German and European standards
- suitable for ground level installation
- low energy consumption c. 1.5 kWh/year
- maintenance-free

#### Control

- electronics incl. battery in plastic housing
- supply voltage: 12 V DC (nominal voltage) up to 50 V ac (open-circuit voltage), by one of the tracked modules\*\*
- stepwise tracking, depending on the daily sunshine duration (length of day)
- South position in darkness
- synchronisation of multiple units possible
- standby mode in periods of low irradiation\*\*\*

#### Drive

- DC linear drive
- maintenance-free



#### Foundation

- concrete foundation with steel reinforcement min. 3 m<sup>3</sup>

#### Storage and Operating Conditions

- ambient temperature range: –25 °C to +50 °C
- daily average ambient humidity: max. 80 %
- air salinity: max. 2 µg/m<sup>3</sup>, or distance from coast: min. 1 km
- altitude: –400 m to +3,000 m MSL
- for detailed description of ambient conditions for safe operation, cf. installation manual
- designs for other conditions on request

#### Included in Delivery

- kit tracking unit
- module clamps (cf. design): 48 sets per tracking unit for 12 PV modules
- fixation for optional PV module (5 or 10 Wp)\*\*
- control
- drive
- installation manual
- optional: mounting clamps (l-clips), 36 sets per tracking unit for mounting the PV modules with middle and end clamps

\* for framed PV modules according to IEC 61215, UL 1703

\*\* for safe operation in specific system designs, an additional PV module (5 or 10 Wp) might be necessary, cf. installation manual

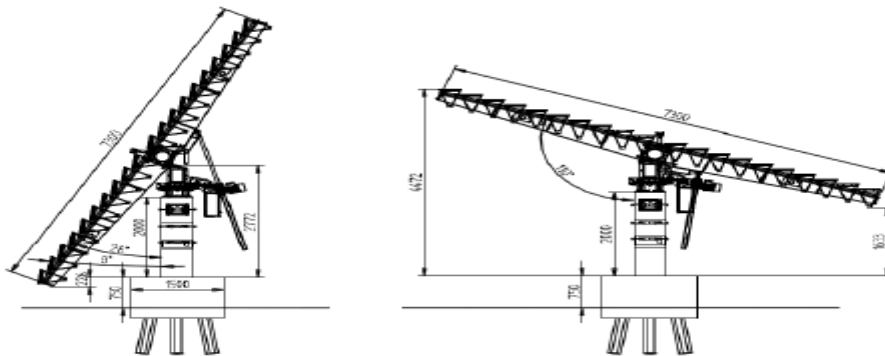
\*\*\* for safe operation, cf. installation manual



# Anexo D. Ficha técnica do painel concentrador

Data Sheet

**MagSun TRK220** 22.080 Wp  
High Efficiency Concentrator Solar System



Module Characteristics	
Maximum Power (Pmax)*	184 W
Max Power Voltage (Vmp)	16,15 V
Max Power Current (Imp)	11,39 A
Open Circuit Voltage (Voc)	18,59 V
Short Circuit Current (Isc)	12,18 A
Cell Efficiency	39%
Concentration Ratio	800 X
Module Efficiency	32%
Output Power Tolerance	+/- 5%
Max System Voltage	1000 V
Temperature Coefficients	
Power	-0,22%/°C
Voltage	-0,03 V/°C
Current	+8 µA/°C
Tracker Characteristics	
Number of Modules	120
Active Area	69,19 m <sup>2</sup>
Dimensions (L x W)	12,62 m x 7,30 m
Weight of Panels (Power Units)	1680 kg
Weight of Tracker (structure)	1663 Kg
Azimuth Angles	0° -> 360°
Elevation Angles	8° -> 70°
Maximum Height	6,78 m
Acceptance Angle	+/- 1,9°
Wind Resistance	140 km/h
Warranty	
Power Output (85% of minimum Power)	20 Years
Certifications	
Full Compliant Qualification	IEC 62108
Certifications	UL, TUV & CEC **

\* IEC 62670 -1 (Draft) - Concentrated Standard Operation Conditions: 1000w/m<sup>2</sup> DNI, 25°C cell temperature  
\*\* In process