



Projeto, dimensionamento e análise económica de uma instalação fotovoltaica

JOSÉ ALBERTO TEIXEIRA DA COSTA

Setembro de 2023



Projeto, dimensionamento e análise económica de uma instalação fotovoltaica

José Alberto Teixeira da Costa

Departamento de Engenharia Eletrotécnica

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Área de Especialização em Sistemas e Planeamento Industrial

Relatório elaborado para satisfação parcial dos requisitos da Unidade Curricular de
Tese/Dissertação do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Candidato: José Alberto Teixeira da Costa, Nº 1171054, 1171054@isep.ipp.pt

Orientação científica: Professor Doutor Veríssimo Manuel Brandão Lima Santos
VMS@isep.ipp.pt, Professor Doutor Sérgio Filipe Carvalho Ramos SCR@isep.ipp.pt

Empresa: Eneriberia, Energias Renováveis, Lda

Supervisão: Marcelo Silva, marcelo@eneribeira.pt



Departamento de Engenharia Eletrotécnica

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Área de Especialização em Sistemas e Planeamento Industrial

2023

Dedico esta dissertação aos meus familiares e amigos que sempre me apoiaram ao longo desta caminhada académica, sem eles nada disto era possível.

Agradecimentos

Gostaria de agradecer aos meus orientadores do ISEP, Professor Doutor Veríssimo Santos e Professor Doutor Sérgio Ramos por todo o apoio, dedicação, disponibilidade e interesse demonstrado ao longo da elaboração do mesmo.

Agradeço também ao Engenheiro Marcelo Silva, ao Engenheiro André Gonçalves e ao Engenheiro Rafael Dias, da empresa Eneriberia, pelo seu também constante apoio, dedicação e conselhos que foram imprescindíveis à elaboração do projeto, algo que sem eles não seria possível desenvolver.

Agradeço à minha família por sempre ter estado ao meu lado em mais um percurso e por sempre acreditarem que era mais um objetivo que conseguiria ultrapassar de forma a concluir esta nova etapa.

Por fim agradeço aos meus amigos e colegas por me acompanharem e ajudarem a chegar a este ponto da minha caminhada académica.

Resumo

O projeto apresentado nesta dissertação consistiu num projeto solar fotovoltaico elaborado de acordo com os requisitos estabelecidos pelo cliente que permitiu não só aplicar, mas também expandir os conhecimentos adquiridos ao longo deste percurso académico.

Para a realização do projeto foram delineados objetivos e estabelecido o local de instalação para que fosse feito o estudo do mesmo bem como do seu consumo energético para posterior dimensionamento da potência a ser instalada.

Primeiramente, para a execução do projeto, foi feita uma reunião na qual foram debatidos os requisitos a cumprir e os problemas a resolver, sendo posteriormente realizada pesquisa e estudo visando encontrar soluções para os problemas a abordar, bem como a obtenção de conhecimento no que diz respeito não só ao *software* a utilizar, mas também de técnicas úteis para execução do projeto.

Realizados os pontos anteriores, procedeu-se à execução do projeto em si, onde ao longo do mesmo foram feitos ajustes de forma a adequá-lo aos objetivos definidos e às suas particularidades.

Por fim, com a execução do projeto concluída, foi feita uma análise dos *cash-flows* gerados pelo mesmo, tendo sido calculados indicadores económicos através dos quais foi possível observar a sua viabilidade económica.

Palavras-Chave

PVSol, fotovoltaico, análise, dimensionamento, módulos.

Abstract

The project presented in this dissertation consisted of a photovoltaic solar project prepared in accordance with the requirements established by the client, which allowed not only to apply but also to expand the knowledge acquired throughout this academic journey.

To carry out the project, objectives were outlined and the installation location was established so that it could be studied as well as its energy consumption for subsequent sizing of the power to be installed.

Firstly, to carry out the project, a meeting was held in which the requirements to be met and the problems to be resolved were discussed, with research and study subsequently carried out to find solutions to the problems to be addressed, as well as obtaining knowledge regarding not only the software used but also for useful techniques to execute the project.

Once the previous topics were carried out, the project itself was carried out, where adjustments were made throughout in order to adapt it to the defined objectives and its particularities.

Finally, with the execution of the project completed, an analysis of the cash-flows generated by the project was carried out, and economic indicators were calculated making it possible to observe its economic viability.

Keywords

PVSol, photovoltaic, analysis, dimensioning, modules.

Índice

AGRADECIMENTOS	I
RESUMO.....	III
PALAVRAS-CHAVE	III
ABSTRACT.....	V
KEYWORDS.	V
ÍNDICE.....	IX
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XIII
ÍNDICE DE TABELAS.....	XXI
ACRÓNIMOS	XXV
1. INTRODUÇÃO	1
1.1.CONTEXTUALIZAÇÃO.....	1
1.2.OBJETIVOS.....	3
1.3.CALENDARIZAÇÃO	4
1.4.ORGANIZAÇÃO DO RELATÓRIO	5
2. ENERGIAS RENOVÁVEIS	7
2.1. ENERGIA RENOVÁVEL	8
2.2. ENERGIA SOLAR.....	10
2.3. EFEITO FOTOVOLTAICO	16
2.4.CAPACIDADE SOLAR INSTALADA.....	28
2.5. APLICAÇÕES DA ENERGIA SOLAR	32
2.6. PAPEL DA ENERGIA SOLAR NO DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL	39
2.7. PANORAMA ENERGÉTICO EM PORTUGAL.....	41
2.8. ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NO MUNDO.....	45
2.9. ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA EM PORTUGAL	47
2.10. TECNOLOGIAS NO FOTOVOLTAICO.....	53
2.10.1. <i>Painéis solares fotovoltaicos</i>	56
2.10.2. <i>Controlador de carga</i>	61
2.10.3. <i>Inversores</i>	62
2.10.3. <i>Baterias solares</i>	64
2.10.4. <i>Sistema de montagem</i>	67
2.10.5. <i>Sistema de monitorização</i>	71
2.10.6. <i>Aparelhos de proteção</i>	71
2.10.7. <i>Gerador de backup</i>	78

2.10.8. Proteção homopolar.....	79
2.11. TECNOLOGIAS NO FOTOVOLTAICO	82
2.12. COMUNIDADES DE ENERGIA RENOVÁVEL.....	90
2.12.1. Benefícios e barreiras presentes na constituição de uma Comunidade de Energia Renovável ...	92
2.12.2. Tipos de comunidades de energia	96
2.13. OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	99
2.14. INDICADORES DE RENDIMENTO	104
2.14.1. Performance ratio	104
2.14.2. Disponibilidade temporal	105
2.14.3. Disponibilidade energética	107
2.15. ESQUEMA DE LIGAÇÕES.....	108
2.16. PROTEÇÃO CONTRA SOBREINTENSIDADES.....	116
2.16.1. Condições de proteção contra sobrecargas.....	116
2.16.2. Condições de proteção contra curto-circuitos	118
2.16.3. Coordenação das proteções contra sobrecargas e contra curto-circuitos	119
3. ESTADO DA ARTE	123
4. ESTUDO PRÉVIO	133
4.1. CARACTERIZAÇÃO DO LOCAL	134
4.2. DIMENSIONAMENTO DA INSTALAÇÃO	138
4.3. DIMENSIONAMENTO DOS COMPONENTES	141
4.4. COMPONENTES CONSIDERADOS	147
5. TRABALHO DESENVOLVIDO	159
5.1. IMPLEMENTAÇÃO DO SISTEMA DESENVOLVIDO.....	159
5.2. MEDIDAS DE SEGURANÇA CONTRA INCÊNDIOS	169
5.3. PROJETO DE IMPLANTAÇÃO	170
5.4. CRONOGRAMA DE EXECUÇÃO	184
5.5. ANÁLISE ECONÓMICA	185
5.5.1. Investimento recorrendo apenas a capitais próprios	189
5.5.2. Investimento recorrendo a capitais próprios e a empréstimo bancário.....	191
5.6. PREVISÃO DO RENDIMENTO	195
6. CONCLUSÕES	198
6.1. CONTRIBUTOS	201
REFERÊNCIAS DOCUMENTAIS.....	203
ANEXOS.....	213

ANEXO A: SECÇÕES E MÉTODOS DE REFERÊNCIA DE CABEAMENTO	213
ANEXO B: ORÇAMENTAÇÃO DO PROJETO.....	214
ANEXO C: ANÁLISE FINANCEIRA – CASO 1 (INVESTIMENTO APENAS COM CAPITALS PRÓPRIOS).....	217
ANEXO D: ANÁLISE FINANCEIRA – CASO 2 (INVESTIMENTO COM CAPITALS PRÓPRIOS E EMPRÉSTIMO BANCÁRIO)	218

Índice de Figuras

Figura 1 - Logotipo Eneriberia. (Eneriberia, 2018)	2
Figura 2 - Calendarização do projeto	4
Figura 3 - Mapa de incidência solar em Portugal. (Instituto Português do Mar e da Atmosfera, 2023)	11
Figura 4 - Variação da incidência solar ao longo do ano. (Ovelha, 2017)	13
Figura 5 - Altitude solar e zénite solar (Ovelha, 2017)	14
Figura 6 - Representação de ângulo solar (hs), declinação solar (δ_s) e latitude (L) no local de interesse (P) (Ovelha, 2017)	16
Figura 7 - Constituição e funcionamento de uma célula fotovoltaica. (Fernandes, 2018)	18
Figura 8 – Efeito da variação da radiação (a) e efeito da variação da temperatura (b). (Fernandes, 2018)	20
Figura 9 - Célula com baixo fator de forma (esquerda) e elevado fator de forma (direita). (Fernandes, 2018)	22
Figura 10 - Caixa de ligações de módulos fotovoltaicos. (Fernandes, 2018)	23
Figura 11 - Associação série. (Fernandes, 2018)	23
Figura 12 - Associação em paralelo. (Fernandes, 2018)	24
Figura 13 - Associação mista. (Fernandes, 2018)	25
Figura 14 - Distribuição dos painéis. (Fernandes, 2018)	26
Figura 15 - Esquema elétrico de díodos de <i>by-pass</i> e <i>string</i> . (Fernandes, 2018)	27
Figura 16 - Exemplo de sistema de produção fotovoltaico (Stauffer, 2020)	28

Figura 17 - Evolução da capacidade de energia solar fotovoltaica instalada, em MW, de energia solar (Irena, 2020)	29
Figura 18 - Exemplo de central de potência concentrada (Limited, 2023)	30
Figura 19 - Evolução da capacidade de energia solar concentrada instalada, em MW, de energia solar (Irena, 2020)	31
Figura 20 - Esquema da utilização da energia solar para aquecimento de água. (SEIA, 2020)	33
Figura 21 - Esquema de aquecimento de habitação utilizando energia solar. (Sandhu, 2022)	34
Figura 22 - Energia solar para destilação de água. (IWA Publishing, 2023)	35
Figura 23 - Esquema para utilização de energia solar para irrigação. (Telco, 2021)	36
Figura 24 - Fornalha solar de Odeillo. (Waree, 2023)	36
Figura 25 - Exemplo de células fotovoltaicas presentes nos módulos fotovoltaicos. (Weaver, 2022)	37
Figura 26 - Estufas solares. (Changing visions of energy, 2023)	38
Figura 27 - Objetivos de sustentabilidade. (United Nations, 2015)	39
Figura 28 - Evolução do consumo energético em Portugal em <i>Ktep</i> . (Direção Geral de Energia e Geologia, 2023)	41
Figura 29 - Consumo total de energia final por setor de atividade (<i>ktep</i>). (Direção Geral de Energia e Geologia, 2023)	42
Figura 30 - Capacidade instalada de energias renováveis em MW. (Direção Geral de Energia e Geologia, 2023)	43

Figura 31 - Produção de eletricidade por energias renováveis em GWh. (Direção Geral de Energia e Geologia, 2023)	44
Figura 32 - Potencia cumulativa instalada, mundialmente, entre 2006 e 2016.	45
Figura 33 - Potencia instalada anual, mundialmente, entre 2006 e 2016.	46
Figura 34 - Mapa de radiação solar europeu. (Hassan Gholami, 2020)	47
Figura 35 - Central Fotovoltaica Hercules em Serpa. (Prado, 2022)	48
Figura 36 - Capacidade instalada para diferentes fontes renováveis em Portugal. (Geologia, 2023)	50
Figura 37 – Distribuição da potência instalada por tecnologia em Portugal. (Geologia, 2023)	51
Figura 38 - Processo de fabrico dos módulos fotovoltaicos. (Proença, 2007)	53
Figura 39 - Módulo solar fotovoltaico e seus constituintes. (VR, 2022)	57
Figura 40 - Células de silício monocristalino. (VR, 2022)	58
Figura 41 – Módulo de silicone policristalino. (VR, 2022)	58
Figura 42 - Módulo multijunção. (VR, 2022)	59
Figura 43 - Painéis solares de película fina. (VR, 2022)	60
Figura 44 – Princípio de funcionamento dos módulos bifaciais. (VR, 2022)	61
Figura 45 - Inversor solar. (Palmetto, 2023)	62
Figura 46 - Esquema de ligação de baterias. (SunlightSolar Empowering, 2023)	66
Figura 47 - Sistema de montagem no telhado. (Bas, 2010)	68
Figura 48 - Sistema de montagem no solo. (Riley, 2021)	69

Figura 49 - Esquema de ligação dos fusíveis. (Gilbert, 2022)	72
Figura 50 - Gráfico Disjuntor Curva tipo B. (Trick Drawing, 2021)	74
Figura 51 - Gráfico Disjuntor Curva tipo C. (Trick Drawing, 2021)	75
Figura 52- Gráfico Disjuntor Curva tipo D. (Trick Drawing, 2021)	75
Figura 53 - Esquema disjuntor. (Gilbert, 2022)	76
Figura 54 - Esquema gerador de backup. (Solar Electric, 2023)	78
Figura 55 – Interruptor <i>rapid shutdown</i> . (Hoymiles, 2022)	80
Figura 56 - Pacote de Energia Limpa. (DGEG, 2023)	96
Figura 57 - Proteção anti queda em telhado plano. (Guillermo Soto Olea, 2018)	101
Figura 58 - Proteção anti queda em telhado inclinado. (Guillermo Soto Olea, 2018)	101
Figura 59 - Equipamento de proteção pessoal. (Guillermo Soto Olea, 2018)	101
Figura 60 - Relação entre tempo de funcionamento e tempo de paragem	106
Figura 61 - Esquema TT. (ARCELVEZ – Electrotecnia, Lda, 2022)	109
Figura 62 - Esquema TN-C. (ARCELVEZ – Electrotecnia, Lda, 2022)	111
Figura 63 - Ligação TN-S. (ARCELVEZ – Electrotecnia, Lda, 2022)	111
Figura 64 - Ligação TN-C-S. (ARCELVEZ – Electrotecnia, Lda, 2022)	112
Figura 65 - Ligação IT neutro não distribuído. (ARCELVEZ – Electrotecnia, Lda, 2022)	113
Figura 66 - Ligação neutro distribuído. (ARCELVEZ – Electrotecnia, Lda, 2022)	114
Figura 67 - Características dos aparelhos de proteção contra sobrecargas. (Saraiva, 2000)	

Figura 68 – Coordenação entre as proteções contra sobrecargas e curto-circuitos. (Saraiva, 2000)	120
Figura 69 - Produção de módulos/células fotovoltaicas por região de 1997-2011. (Gangopadhyay, et al., 2014)	125
Figura 70 – Instalação cumulativa mundial de fotovoltaico. (Gangopadhyay, et al., 2014)	126
Figura 71 – Desenvolvimento da produção fotovoltaica por tecnologia. (Gangopadhyay, et al., 2014)	126
Figura 72 - Comparação da eficiência da tecnologia - melhor célula laboratorial vs melhor módulo laboratorial. (Gangopadhyay, et al., 2014)	127
Figura 73 - a) Desenvolvimento da eficiência dos produtos de topo do mercado b) Desenvolvimento da eficiência dos módulos de silício cristalino. (Vítezslav Benda, 2020)	129
Figura 74 – Evolução percentual dos custos associados aos sistemas fotovoltaicos. (Vítezslav Benda, 2020)	131
Figura 75 - Imagem aérea do local do projeto	134
Figura 76 - Área abordada	135
Figura 77 - Página inicial <i>software</i> PVGIS	136
Figura 78 - Gráfico de temperatura mensal	136
Figura 79 - Irradiação solar mensal	137
Figura 80 - Consumo energético da empresa	138
Figura 81 – Inversor <i>Huawei</i> SUN2000-50KTL-M0. (Huawei, 2019)	149
Figura 82 - Disjuntor 100A Schneider C120N. (Schneider Electric, 2023)	151

Figura 83 - Disjuntor Schneider NS1000N. (Schneider Electric, 2023)	152
Figura 84 - Interruptor <i>rapid shutdown</i> SUN2000-600W-P. (Huawei, 2023)	154
Figura 85 - Cabo solar TUV SOLAR EN50618. (Enco, 2018)	155
Figura 86 - Cabo XV-5G25. (EPD-Norge, 2022)	156
Figura 87 - Cabo H1XV. (Alcobre, 2020)	157
Figura 88 – Solução proposta	160
Figura 89 - Configuração módulos solares edifício 1.	161
Figura 90 - Configuração edifício 2	162
Figura 91 - Cobertura do consumo	167
Figura 92 – Utilização da energia fotovoltaica	168
Figura 93 - Implantação do fotovoltaico	171
Figura 94 - Definição das strings	172
Figura 95 - Ligação das strings.	177
Figura 96 - Caminho de cabos.	178
Figura 97 - Calhas consideradas.	179
Figura 98 - Quantidade de calha a utilizar	180
Figura 99 - Zona técnica (Vista Superior)	181
Figura 100 - Zona técnica (Vista Frontal)	181
Figura 101 - Esquema unifilar	182
Figura 102 - Esquema unifilar (Parte superior)	183

Figura 103 - Esquema unifilar (Parte inferior)	183
Figura 104 - Cronograma de execução	184
Figura 105 - Evolução dos custos de energia	185
Figura 106 - <i>Cashflows</i> do investimento recorrendo a um investimento puramente em capitais próprios	189
Figura 107 - Gráfico <i>cash-flow</i> acumulado recorrendo a um investimento puramente em capitais próprios.	190
Figura 108 – <i>Cash-flows</i> do investimento recorrendo a um investimento com base em capitais próprios e empréstimo bancário.	191
Figura 109 - Gráfico <i>cash-flow</i> acumulado recorrendo a um investimento com base em capitais próprios e empréstimo bancário.	192

Índice de Tabelas

Tabela 1 - Tipos de energia renovável. (Phebe Asantewaa Owusu, 2016)	9
Tabela 2 – Parâmetros característicos de uma célula fotovoltaica. (Fernandes, 2018)	18
Tabela 3 - Aplicações da energia solar. (Mondal, 2023)	32
Tabela 4 Componentes existentes no fotovoltaico. (Electric, 2020)	55
Tabela 5 – Fatores caracterizantes de uma bateria solar. (Renogy, 2021)	65
Tabela 6 – Caracterização de disjuntores com base nas suas curvas de funcionamento (Amaral, 2021)	73
Tabela 7 – Tipos de fusíveis. (Sol Voltaics, 2023)	77
Tabela 8 - Diferenças entre UPAC e UPP (Vaz, 2017)	84
Tabela 9 - Comparação entre autoconsumo individual e coletivo (Évora, 2020)	87
Tabela 10 - Tecnologias de energia renovável e seus diferentes tamanhos (Batista, 2021)	91
Tabela 11 - Tarifas incluídas na venda a consumidores finais (Batista, 2021)	94
Tabela 12 - Tomadas de decisão em diferentes formas legais de comunidades energéticas. (Kracher, 2021)	95
Tabela 13 – Comparação entre CER e CCE. (DGEG, 2023)	97
Tabela 14 - Valores para a proteção diferencial. (ARCELVEZ – Electrotecnia, Lda, 2022)	110
Tabela 15 - Condições técnicas dos tipos de ligações. (ARCELVEZ – Electrotecnia, Lda, 2022)	115
Tabela 16 – Valores de cada caso de estudo	139

Tabela 17 - Condições de funcionamento	147
Tabela 18 – Características do módulo fotovoltaico utilizado para as condições STC (JA Solar, 2021)	148
Tabela 19 - Características do módulo fotovoltaico utilizado para as condições NOTC (JA Solar, 2021)	148
Tabela 20 - Características do inversor. (Huawei, 2019)	150
Tabela 21 - Características disjuntor Schneider C120N. (Schneider Electric, 2023)	151
Tabela 22 - Características disjuntor Schneider NS800N. (Schneider Electric, 2023)	153
Tabela 23 - Características interruptor <i>rapid shutdown</i> SUN200-600W-P. (Huawei, 2023)	154
Tabela 24- Características do cabo solar. (Enco, 2018)	155
Tabela 25 - Dados técnicos cabo XV-5G25. (EPD-Norge, 2022)	156
Tabela 26 - Dados técnicos cabo H1XV 3x120. (Alcobre, 2020)	157
Tabela 27 - Dados técnicos cabo H1XV 2x120. (Alcobre, 2020)	158
Tabela 28 - Configuração edifício 2.	162
Tabela 29 – Configuração do sistema de inversores	163
Tabela 30 - Potência total de cada sistema de inversores definido.	166
Tabela 31 - Dados gerais do sistema fotovoltaico	171
Tabela 32 - Definição das strings	173
Tabela 33 - Valores previstos para o rendimento	195

Acrónimos

CE	Conselho europeu
CER	Comunidade de Energia Renovável
CSP	<i>Concentrated Solar Power</i>
CO ₂	Dióxido de Carbono
DC	Corrente Continua
DGEG	Direção Geral de Engenharia e Geologia
ER	Energia Renovável
ET	<i>Equation of Time</i>
FF	Fator de Forma
GWh	Gigawatt Hora
HSL	Hora Solar Local
KTEP	Quilotonelada de equivalente de petróleo
LST	Local Standard Time
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
MW	Megawatt
ORD	Operador de Rede de Distribuição
ORT	Operador de Rede de Transporte
PME	Pequenas e Médias Empresas

PNEC	Plano Nacional de Energia e Clima
PV	<i>Photovoltaic</i>
PVC	Policloreto de vinila
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i>
RESP	Rede Elétrica de Serviço Público
ROI	<i>Return on Investment</i>
SEI	Sistema Elétrico Independente
TIR	Taxa interna de rentabilidade
UP	Unidade de produção
VAL	Valor Atual Líquido

1. INTRODUÇÃO

No presente capítulo desta dissertação será contextualizado o projeto desenvolvido no âmbito do estágio na empresa Eneriberia, apresentados os objetivos delineados e a respectiva calendarização das tarefas do mesmo.

1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO

A empresa Eneriberia foi criada há mais de 10 anos com a missão de desenvolver e implementar soluções de eficiência energética e instalações de energia renovável para produção de energia limpa em edifícios residenciais, de serviços e industriais.



Figura 1 - Logotipo Eneriberia. (Eneriberia, 2018)

Teve origem no grupo ENERPAL que há 24 anos opera neste mercado promovendo soluções tecnológicas inovadoras que visem o desenvolvimento sustentável do sector da Energia, sendo responsável pela instalação de mais de 1500MWp e pela manutenção de mais de 1000MWp de instalações de energias renováveis (fotovoltaica e eólica). (Eneriberia, 2018)

Este projeto surgiu através de uma proposta elaborada pela Eneriberia e consistiu no dimensionamento e implementação de uma instalação solar fotovoltaica mediante um conjunto de requisitos definidos englobando aspetos tais como a análise dos seus consumos energéticos, a escolha dos componentes, o projeto da instalação (local de montagem dos módulos, definição de *strings*, caminho de cabos para ligação aos inversores, bem como o dimensionamento dos cabos, dos dispositivos de proteção a utilizar, da orçamentação e respetiva análise económica do projeto.

Em termos pessoais a relevância deste projeto advém não só da possibilidade de colocar em prática muitas das competências adquiridas ao longo desta caminhada académica, mas também de aprender e aplicar novos conhecimentos e competências pela realização deste projeto de uma instalação solar fotovoltaica, que utiliza uma das energias renováveis em maior ascensão da atualidade.

Para a realização do projeto foi utilizado o software PVSol, que será abordado mais ao detalhe nos capítulos seguintes, que permitiu executar o design inicial, bem como obter um ficheiro com os valores dos *cash-flows* do projeto, valor de *payback*, especificações dos componentes utilizados bem da sua localização e informações energéticas do projeto. Aliado ao PVSol utilizou-se o software Autocad onde foi feito o projeto da instalação em

mais detalhe para o cliente, bem como definidas as *strings*, caminhos de cabos, a zona técnica, o esquema unifilar e o esquema de ligação de *strings*.

Uma vez que as energias renováveis se estão a tornar cada vez mais no tipo de energia presente no futuro muito próximo, é imprescindível que se consiga obter o melhor desempenho por parte dos dispositivos que possibilitam a sua obtenção através do correto dimensionamento e otimização da sua instalação, o que aumenta a importância do projeto desenvolvido nesta empresa que irá ser apresentado nesta dissertação.

1.2. OBJETIVOS

O principal objetivo do trabalho é a elaboração de um projeto solar fotovoltaico de forma a cumprir os requisitos propostos pela empresa permitindo conhecer o mundo da energia solar fotovoltaica bem como colocar em prática os conhecimentos obtidos ao longo desta caminhada académica.

Para tal, os seguintes objetivos foram definidos:

- Estudo e pesquisa de informação sobre informação relevante para o projeto, de forma a ser feito um enquadramento no tema em questão.
- Estudo do software a utilizar.
- Compreensão e análise das formas de resolução propostas.
- Dimensionamento da instalação.
- Implementação e aperfeiçoamento contínuo da instalação.
- Dimensionamento dos componentes da instalação.
- Estudo económico do projeto.
- Conclusões.

1.3. CALENDARIZAÇÃO

No presente subcapítulo é apresentada a calendarização do projeto. Esta engloba um conjunto de tarefas que foram realizadas para cumprir os objetivos propostos. Estas tarefas podem ser agrupadas em três fases: enquadramento, desenvolvimento/implementação e escrita da dissertação.

Na fase de enquadramento foi realizado um estudo sobre a área de projeto de instalações fotovoltaicas englobando conceitos, equipamentos, questões técnicas e regulamentares, software utilizado e realizado um estudo sobre o estado da arte em sistemas fotovoltaicos.

Na fase de desenvolvimento/implementação foram realizadas tarefas associadas à elaboração do projeto tais como a visita técnica ao local ao dimensionamento, o projeto elétrico e o estudo/análise económica do projeto.

Finalmente, na fase de escrita da dissertação foram escritos os capítulos e enviados para revisão um a um de forma sequencial num processo iterativo até ao término da escrita.

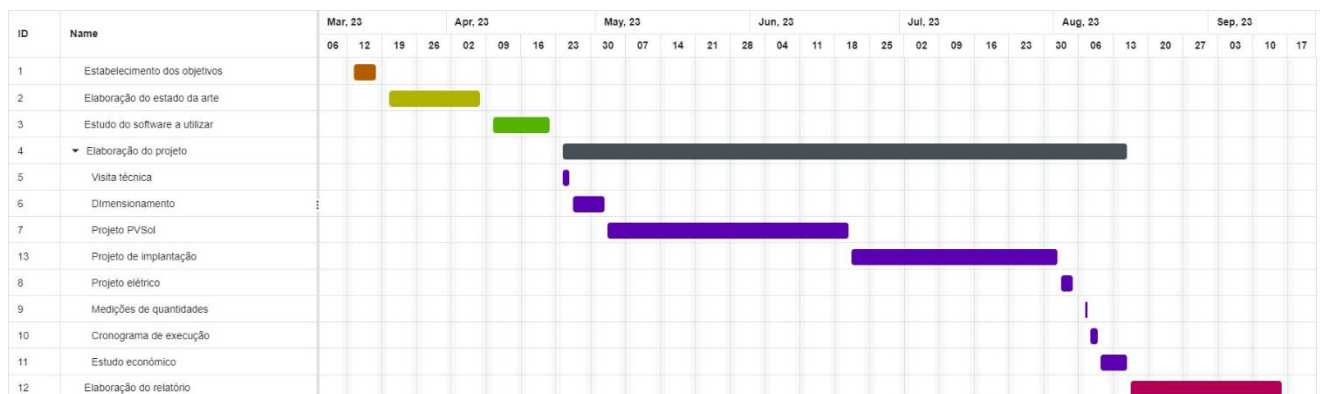


Figura 2 - Calendarização do projeto

1.4. ORGANIZAÇÃO DO RELATÓRIO

No capítulo 1 é apresentada uma contextualização que visa descrever o projeto e a empresa. Ainda no mesmo capítulo são apresentados os objetivos do projeto, a calendarização das tarefas e a organização do relatório.

No capítulo 2 é apresentada uma visão geral sobre a área das energias renováveis, na qual é abordado o conceito de energia renovável, de energia solar (relevante neste projeto), suas aplicações e princípios de funcionamento dos módulos geradores. É também apresentado o panorama energético nacional, a energia solar fotovoltaica no mundo e em Portugal. São também apresentadas e explicadas as principais tecnologias utilizadas na geração de energia fotovoltaica, tópicos relevantes para este projeto. No final do capítulo é apresentada a legislação aplicável à área, bem como conceitos relevantes tais como: comunidades de energia renovável, indicadores de rendimento das instalações de geração de energia renovável e esquemas de ligação a utilizar nas instalações.

No capítulo 3 é apresentado o estado da arte sobre geração de energia fotovoltaica englobando as principais tecnologias existentes bem como o estudo do desenvolvimento destas e do mercado que se inserem.

No capítulo 4 é apresentado o estudo prévio realizado, no qual foi feita a caracterização do local da instalação e o dimensionamento da mesma, dos seus componentes e apresentadas as especificações técnicas dos componentes considerados.

No capítulo 5 é apresentado o trabalho desenvolvido, ou seja, a implementação do sistema, as medidas de segurança contra incêndios consideradas, o projeto de implantação do fotovoltaico, a definição das *strings*, o caminho de cabos na ligação aos inversores, o desenho da zona técnica, bem como o esquema do quadro elétrico e o esquema unifilar. Também neste capítulo é apresentado o projeto elétrico dos cabos e dispositivos de proteção, finalizando com o cronograma de execução do projeto e o estudo económico do mesmo através de indicadores económicos.

Finalmente, no capítulo 6 são apresentadas as conclusões do trabalho, com uma reflexão sobre os resultados obtidos, propostas de melhorias/trabalho futuro.

2. ENERGIAS RENOVÁVEIS

Neste capítulo, como forma introdutória ao projeto realizado, são abordados conceitos que se entendem como necessários à compreensão desta dissertação nomeadamente o conceito de energia solar e tópicos abrangidos por esta. Serão também abordados os principais equipamentos necessários para a sua obtenção bem como as legislações que regulam a sua utilização.

2.1. ENERGIA RENOVÁVEL

De forma a definir energia solar primeiro é necessário abordar o tema das energias renováveis. Energia renovável é um tipo de energia que é obtida através de fontes renováveis geradas naturalmente, que tal como o nome indica são capazes de se reabastecer naturalmente sem se esgotarem. Exemplos de energias renováveis são a bioenergia, a energia solar, a energia das marés, das ondas e a energia eólica. Este tipo de energia renovável também é caracterizado como sendo sustentável, sendo que para tal caracterização lhe seja atribuída esta deve ser ilimitada e não afetar o meio ambiente aquando da sua utilização, por exemplo, a utilização de combustíveis biológicos não deve fazer com que as emissões de dióxido de carbono (CO_2) aumentem, nem ameaçar a biodiversidade.

O aumento populacional mundial fez com que o consumo energético aumentasse proporcionalmente devido às necessidades inerentes do ser humano e a fim de ir ao encontro desta necessidade energética se recorreu à utilização de fontes energéticas baseadas em combustíveis fósseis mais desenvolvidas no que diz respeito às suas aplicações. Esta utilização levou a uma diminuição das suas reservas, pois se trata de uma fonte não renovável, ao qual se aliou o aumento das emissões contribuintes para o efeito de estufa devido ao consumo excessivo.

Os problemas previamente abordados irão criar ameaças irreversíveis para a sociedade bem como situações não sustentáveis onde a sua prevenção passa pela aplicação das energias renováveis. Na década passada 22% de toda a energia gerada foi obtida através de meios renováveis algo que outrora era impensável fazendo com que este tipo de energia, nos tempos correntes, se torne essencial a nível económico para atender a necessidades como aquecimento, iluminação, equipamento industrial e transporte.

Assim, como foi mencionado no paragrafo anterior, as energias renováveis atacam os principais problemas das energias não sustentáveis pois, caso sejam utilizadas como alternativa aos combustíveis fósseis, permitem a redução do principal inimigo populacional e ambiental, os gases que proporcionam o efeito de estufa. (Phebe Asantewaa Owusu, 2016)

Apesar das inúmeras vantagens apresentadas previamente no que diz respeito às energias renováveis, existem especificidades que criam desafios a esta resolução a curto prazo, tal como a descontinuidade da sua produção devido a variações nas fontes (climatéricas). Esta intermitência de produção faz com que a sua obtenção e processos associados a esta necessitem de ser cuidadosamente planeados e controlados, no entanto, o facto de se estar a viver numa sociedade que é cada vez mais avançada tecnologicamente, permite que avanços também sejam conseguidos no que diz respeito ao combate a este problema. (Phebe Asantewaa Owusu, 2016)

Finalizando o tema de energia renovável, na Tabela 1, apresentam-se os diferentes tipos existentes e qual a utilidade fornecida por estes.

Tabela 1 - Tipos de energia renovável. (Phebe Asantewaa Owusu, 2016)

Fontes de energia	Utilidade e conversão de energia
Energia Hídrica	Gerar energia elétrica.
Biomassa	Gerar eletricidade e calor, gasificação, digestão.
Geotérmica	Aquecimento urbano, gerar energia elétrica.
Solar	Sistemas solares domésticos, secadores solares, fogões solares.
Energia solar direta	Fotovoltaica, energia térmica, aquecedores de água.
Eólica	Gerar energia elétrica, geradores eólicos, bombas de água, turbinas eólicas.
Ondas e marés	Barragens, correntes marítimas

2.2. ENERGIA SOLAR

A energia solar é todo o tipo de energia criada pelo sol, podendo ser obtida diretamente ou indiretamente para utilização por parte da espécie humana. A sua criação resulta da fusão nuclear devido à colisão dos prótons de hidrogénio dando lugar a um núcleo de hélio, também conhecida como uma reação próton-próton onde é emitida uma elevada quantidade de energia em forma de ondas e partículas. Esta energia está sempre a ser transmitida para longe da sua origem tornando-se responsável pelo aquecimento da Terra bem como a causa do vento, condições meteorológicas e condições de vida para todos os seus seres.

Referentemente às vantagens proporcionadas aquando da instalação do equipamento necessário para a sua obtenção estas passam pela produção de uma energia limpa, a eliminação de gases contribuintes para o efeito de estufa bem como a de materiais tóxicos reduzindo assim o impacto ambiental. Finalmente, as habitações ou negócios que se convertem a este tipo de energia podem acabar por produzir energia em excesso sendo possível o seu armazenamento ou até mesmo vender de volta à rede, reduzindo ou mitigando os valores das contas de eletricidade.

No que diz respeito às desvantagens as primeiras estão presentes nos equipamentos mais propriamente nas dimensões e peso dos mesmos impondo dificuldades ao seu transporte e instalação bem como no preço elevado dos mesmos. No entanto, e apesar do governo oferecer incentivos às instalações, o custo inicial continua elevado quando comparado com as formas mais tradicionais de energia. Outro aspeto desvantajoso assenta na sua dependência de fatores que não estão ao controlo dos consumidores, como condições climáticas e a cobertura oferecida por parte das nuvens. Este fator leva a que os locais necessitem ser estudados de forma a determinar se é benéfica a sua instalação, uma vez que a luz solar necessita de ser abundante e consistente para a obtenção e produção da mesma. Estes estudos são realizados recorrendo a mapas que oferecem informação sobre a incidência de radiação média numa dada região, exemplo que se observa na Figura 3,

verificando que zona do interior bem como a do Alentejo são as mais propícias no que diz respeito à quantidade de radiação solar incidente. (Andrew Turgeon, 2022)

Posto isto, é seguro afirmar que a luz solar é a fonte de energia mais abundante no planeta sendo a interceptada por este cinco mil vezes superior à soma de todas as outras energias. Finalizando, da energia solar sob forma de radiação, apenas 30% é aproveitada pelo solo terrestre o que corresponde a seis mil vezes o consumo energético total dos Estados Unidos da América sendo os restantes 70% incidentes nos oceanos. (Andrew Turgeon, 2022)

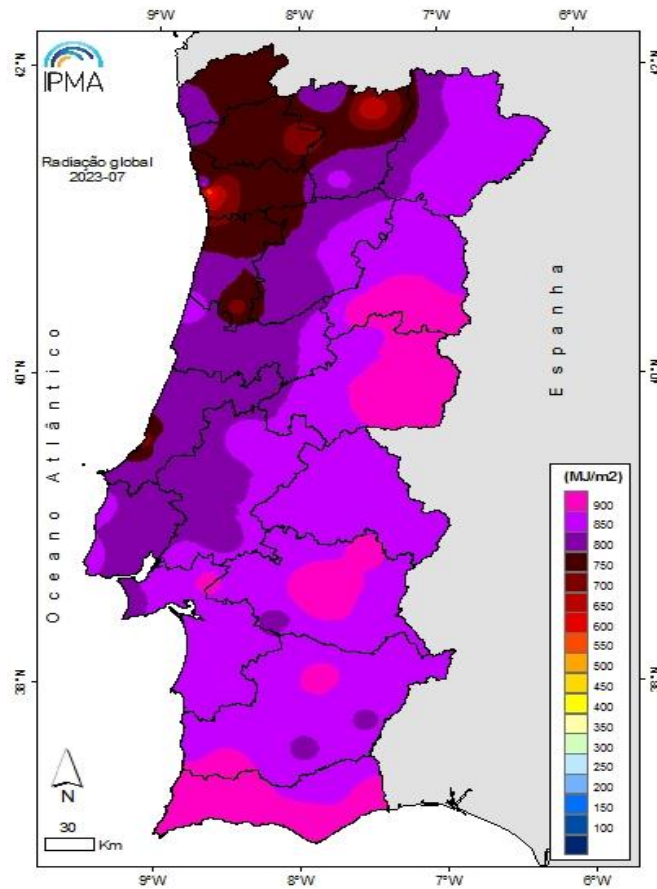


Figura 3 - Mapa de incidência solar em Portugal.
(Instituto Português do Mar e da Atmosfera, 2023)

A radiação solar poder ser dividida em três principais componentes:

- Radiação Direta – raios solares que são recebidos quando em linha reta com o sol, ou seja, quando incide diretamente na superfície.
- Radiação Difusa – luz solar recebida de forma indireta, ou seja, aquela resultante após difração nas nuvens, nevoeiro entre outros obstáculos atmosféricos.
- Radiação Refletida no Albedo – o termo albedo serve para medir quão refletiva uma superfície é, resultando da razão entre a radiação refletida e a incidente na superfície.

A radiação solar varia ao longo do ano pois a distância entre a terra e o sol, à medida que o planeta o orbita, também varia tendo como valor médio 1.496×10^{11} m. Devido a esta variação, para calcular a radiação insolar incidente em qualquer superfície, torna-se necessário determinar a posição exata do sol relativamente à superfície em questão. Para tal começa-se por definir a incidência solar δ_s , que representa o ângulo entre a linha sol-terra e o plano do equador, podendo variar entre -23.45° e $+23.45^\circ$ nos solísticos de inverno e verão respetivamente, para os equinócios de primavera, 21 de março, e de outono, 21 de outubro, considera-se $\delta_s = 0^\circ$. Os valores previamente mencionados podem ser verificados na Figura 4. (Ovelha, 2017)

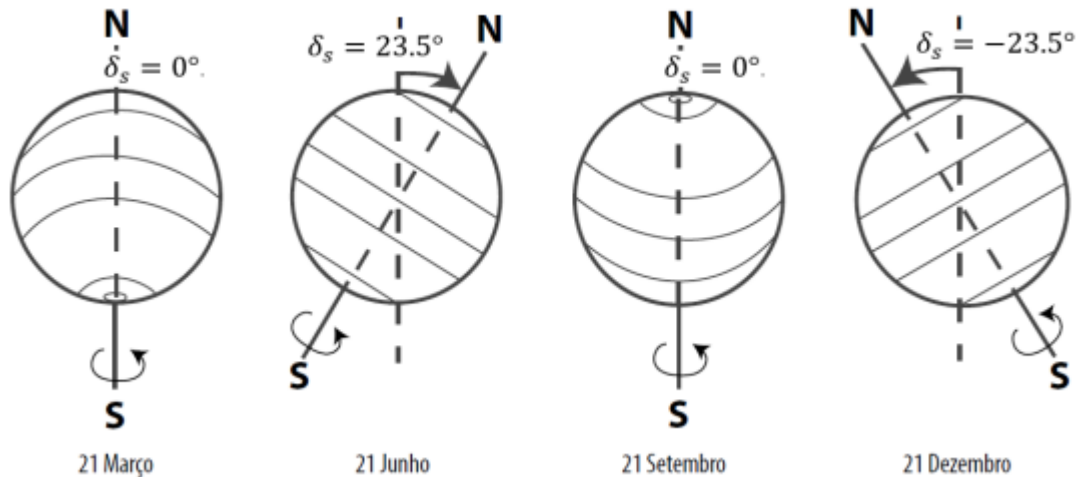


Figura 4 - Variação da incidência solar ao longo do ano. (Ovelha, 2017)

A inclinação irá corresponder ao valor associado à latitude a qual a radiação solar incide diretamente segundo um eixo vertical ao meio-dia solar para um dado dia, sendo visível na Equação 1 :

Equação 1 - Inclinação solar

$$\delta_s = 23.45^\circ \sin \left[\frac{360 \times (284 + n)}{365} \right]$$

Onde n corresponde ao dia do ano, começando em $n = 1$ para o dia 1 de janeiro, acabando em 365.

A posição solar aparente descreve-se recorrendo a dois ângulos: a altitude solar e o azimute solar. A altitude solar, a , consiste no ângulo entre uma linha colinear com os raios solares e o plano horizontal, já a azimute solar, a_s , é o ângulo entre a direção Sul e a projeção da linha Sol-Terra sobre a horizontal, assumindo valores negativos a Este da direção Sul e valores positivos a Oeste. O azimute solar toma valor 0 para sul e valores que variam entre os -90° e $+90^\circ$ entre oeste e este.

De seguida, temos o zénite solar, z , que é o ângulo formado entre o plano vertical e a linha do sol, calculado através da Equação 2, possível de observar na Figura 5.

Equação 2 – Zénite solar

$$z(^{\circ}) = 90^\circ - a$$

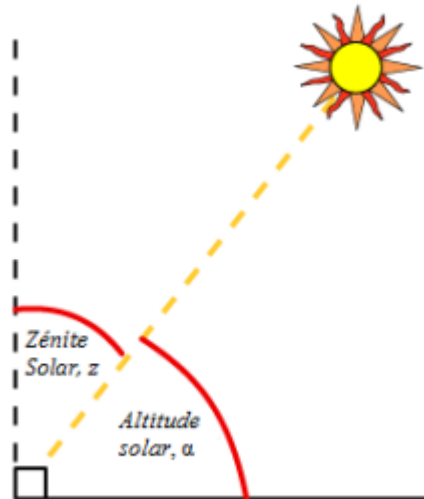


Figura 5 - Altitude solar e zénite solar (Ovelha, 2017)

Os ângulos solares e de azimute solar podem ser expressos em função dos ângulos fundamentais:

- Ângulo horário solar – visível na Equação 3, definido por h_s e corresponde a 15° para uma hora, sendo que demora 24 horas a completar uma volta completa. Toma valor nulo quando o Sol está mais alto, ao meio-dia solar, e toma valores negativos antes deste período e valores positivos depois deste.

Equação 3 – Ângulo horário solar

$$h_s = 15^\circ \times (\text{tempo, em horas, desde o meio dia solar})$$

- Latitude – L , ângulo entre a linha do centro da terra até ao local analisado e o plano equatorial, que dependerá da localização do planeta. Toma valores positivos no hemisfério norte e negativos no hemisfério sul.
- Declinação solar – δ_s , previamente abordada.

Para calcular os ângulos solares é necessário determinar a HSL que é da LST, através de uma relação entre ambas. Previamente a esta relação ser estabelecida é preciso ter em conta que a velocidade de rotação da terra em torno do sol não é constante daí ser necessário fazer uma correção, ET, expressa em função de cada dia, apresentada na Equação 4

Equação 4 - Equation of time

$$ET(\text{minutos}) = 9.87 \sin 2B - 7.53 \cos B - 1.5 \sin B$$

Onde:

Equação 5 – Valor de B

$$B(^{\circ}) = \frac{360(n - 81)}{364}$$

Após a correção anteriormente feita é possível agora estabelecer a relação entre HSL e LST, presente na Equação 6.

Equação 6 - Relação entre HSL e LST

$$HSL = LST + ET + (l_{st} - l_{local}) \times \frac{4\text{minutos}}{\text{grau}}$$

- l_{st} - Hora do meridiano em causa
- l_{local} – Longitude

Considerando L a latitude no local e aplicando razões trigonométricas consegue-se calcular a altitude solar e azimute solar para esse mesmo local, através da Equação 7.

Equação 7 - Altitude e Azimute solar

$$\sin a = \sin L \sin \delta_s + \cos L \cos \delta_s$$

$$\sin a_s = \frac{\cos \delta_s \sin h_s}{\cos a}$$

A Figura 6 representa o que fora abordado anteriormente sobre ângulo solar, declinação solar e latitude no local de interesse.

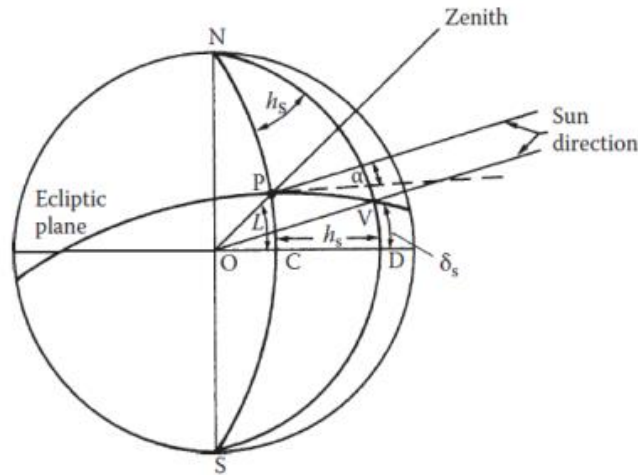


Figura 6 - Representação de ângulo solar (h_s), declinação solar (δ_s) e latitude (L) no local de interesse (P) (Ovelha, 2017)

Com base na figura verifica-se que ao meio-dia $h_s = 0$, pois $a = 90 - |L - \delta_s|$ e $a_s = 0$ e que, para um dado local num dado dia do ano, é possível calcular as horas solares e os ângulos solares correspondentes do nascer e pôr do sol, h_{sr} e h_{ss} utilizando a Equação 8, atribuindo 0 a a . (Oliveira, 2017)

Equação 8 – Hora solar nascer e por do sol

$$h_{ss}, h_{sr} = \pm \cos^{-1}[-\tan L \tan \delta_s]$$

2.3. EFEITO FOTOVOLTAICO

O efeito fotovoltaico é o princípio que rege o funcionamento dos dispositivos que serão utilizados para a elaboração deste projeto e consiste, segundo *Edmond Becquerel*, na criação de uma diferença de potencial nos extremos de um material semicondutor, através da absorção da luz.

Este processo de conversão é feito, fundamentalmente, pela célula fotovoltaica constituída por materiais semicondutores, sendo abordada mais detalhadamente ao longo desta

dissertação. Cerca de 95% da totalidade de células fotovoltaicas existentes mundialmente, são formadas por silício cristalino que é equiparada ao oxigênio a nível de utilização apresentando também uma disponibilidade quase ilimitada.

Como previamente apresentado, o efeito fotovoltaico necessita de células fotovoltaicas que permitam a conversão direta de luz solar em energia, ou seja, quando a luz incide sobre certas substâncias irá deslocar elétrons que formarão corrente elétrica. Para a produção de energia elétrica é necessário que haja diferença de potencial entre duas zonas da célula para ser criado um campo elétrico e para tal é feito um processo chamado de dopagem do silício. Esta dopagem introduz elementos neste material com objetivo de alterar as suas propriedades elétricas criando duas camadas na célula, uma do tipo p , onde existe excesso de cargas positivas, e outra do tipo n , onde existe excesso de cargas negativas. Quando se juntam estas duas camadas cria-se uma região transitória denominada de junção $p-n$ que irá conter um campo elétrico separando os portadores da carga que a atingem, assim, quando a célula solar é exposta à radiação solar, os elétrons absorvem os fótons. Estes, quando contêm energia suficiente, quebram a energia entre os elétrons movendo-se para a camada n enquanto as lacunas criadas seguem para a camada p o que faz com que ao ligar os terminais da célula a um circuito exterior fechado haja circulação de corrente elétrica. A constituição da célula fotovoltaica, bem como o funcionamento desta previamente descrito, está apresentado na Figura 7. (Fernandes, 2018)

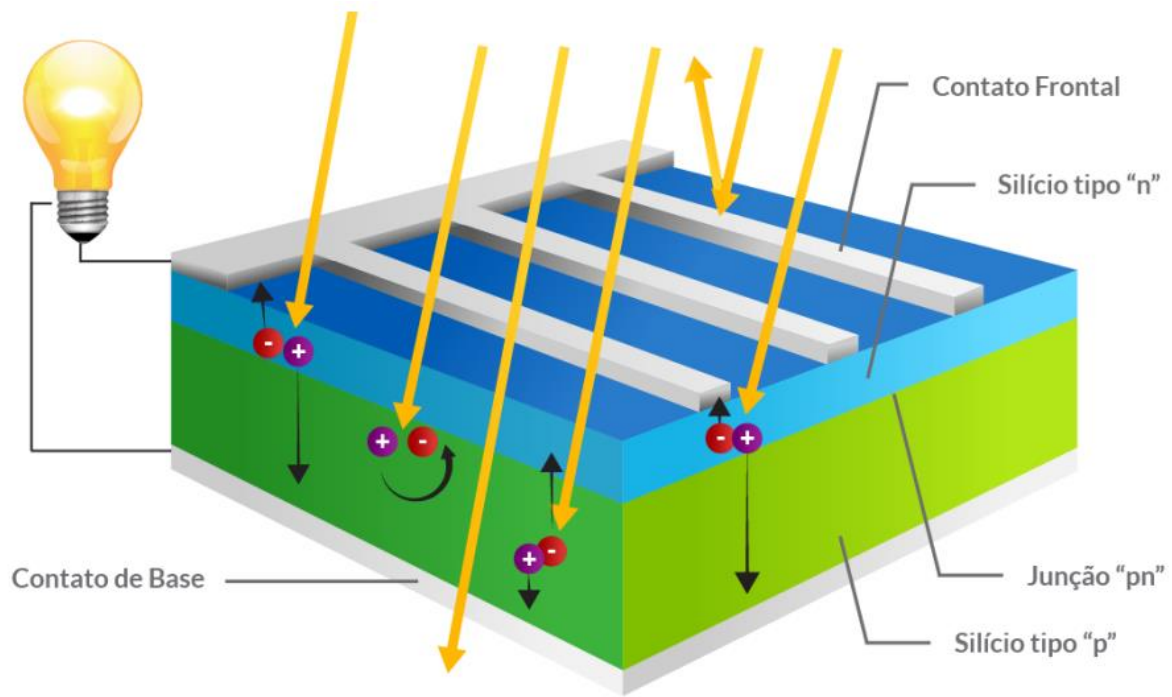


Figura 7 - Constituição e funcionamento de uma célula fotovoltaica. (Fernandes, 2018)

Na Tabela 2 estão apresentados os parâmetros característicos de uma célula fotovoltaica e uma descrição dos mesmos.

Tabela 2 – Parâmetros característicos de uma célula fotovoltaica. (Fernandes, 2018)

Parâmetros característicos de uma célula fotovoltaica **Descrição**

<p>Corrente de curto-circuito (I_{cc} para $U = 0$)</p>	<p>Corrente de curto-circuito. Valor máximo de corrente que uma célula consegue entregar a uma carga sob determinadas condições de radiação e temperatura a um valor de tensão e potência nulos.</p>
<p>Tensão de circuito aberto (U_{oc} para $I = 0$)</p>	<p>Tensão de circuito aberto. Valor máximo de tensão que uma célula consegue entregar a uma carga sob determinadas condições de radiação e temperatura a um valor de corrente e potência nulos.</p>

Potência pico (P_{MPP})	Valor máximo de potência que se pode entregar a uma carga, correspondendo ao ponto da curva onde o produto $V \times I$ é máximo.
Corrente a máxima potência (I_{MPP})	Valor da corrente entregue à carga a máxima potência sob determinadas condições de radiação e temperatura. Utilizada como corrente nominal.
Tensão a máxima potência (U_{MPP})	Valor da tensão entregue à carga à máxima potência sob determinadas condições de radiação e temperatura. Utilizada como tensão nominal.

A curva de máxima potência será maior quanto maior for a radiação solar ao longo do dia, onde fatores como a intensidade da radiação solar incidente e temperatura ambiente irão influenciar o desempenho de uma célula fotovoltaica. Recorrendo à Figura 8 verifica-se que o valor da corrente de curto-circuito é diretamente proporcional à radiação incidente e que o valor da tensão de circuito aberto sofre pouco com esta grandeza, mas diminui com o aumento da temperatura.

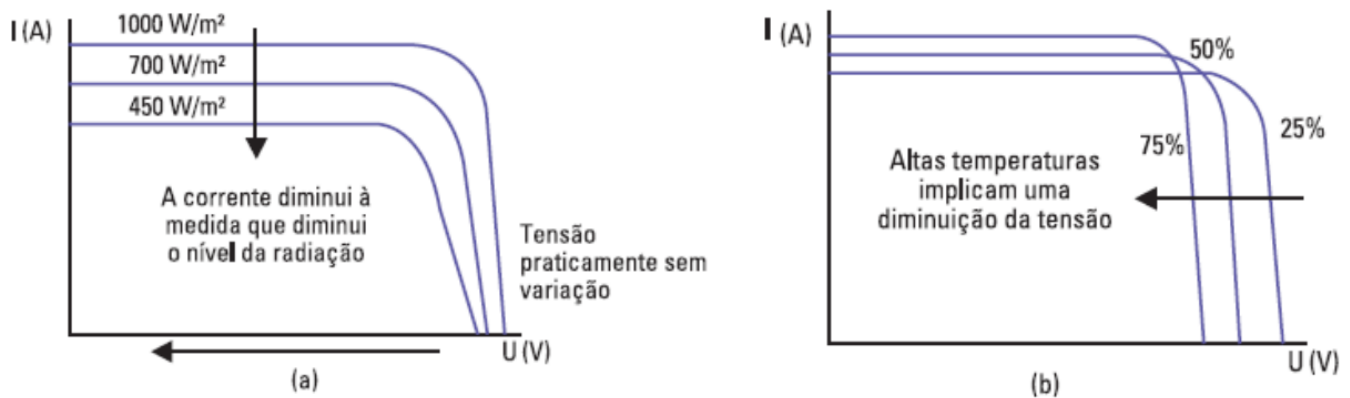


Figura 8 – Efeito da variação da radiação (a) e efeito da variação da temperatura (b). (Fernandes, 2018)

A exposição das células aos raios solares proporciona um aquecimento das mesmas uma vez que parte da incidência solar absorvida não é convertida em energia elétrica, mas dissipada sob forma de calor levando à temperatura de uma célula fotovoltaica ser mais elevada que a temperatura ambiente. Os módulos quando se encontram ligados em série e se apresentem com baixa temperatura a sua tensão poderá ultrapassar a os valores máximos permitidos pelos dispositivos um caso que normalmente ocorre no verão, devido às elevadas temperaturas, levando a uma diminuição da sua potência diminui em 35%. Para evitar este fenómeno, os módulos devem ser capazes de dissipar o excesso de calor para o exterior. (Fernandes, 2018)

A Equação 9 permite obter o valor da temperatura da célula a partir da temperatura ambiente:

Equação 9 - Temperatura da célula

$$T_c = T_A + \frac{E_m}{800} \times (T_{UC} - 20)$$

Em que:

- E_m - Luminosidade média (W/m^2)
- T_{UC} – Temperatura média de utilização da célula ($^{\circ}C$)

Quando $T_{UC} = T_{ONC}$, T_{UC} calcula-se para uma radiação de $800 W/m^2$ a uma temperatura ambiente de $20^{\circ}C$ e a uma velocidade de $1m/s$.

Algo importante de referir numa célula é a sua eficiência que se baseia no quociente entre a sua energia fornecida e a radiação solar incidente neste, algo que está definido na Equação 10.

Equação 10 - Eficiência da célula

$$\eta = \frac{P_{m\acute{a}x}}{A \times G}$$

Onde:

- A – área da célula em m^2 .
- G – Radiação solar incidente por unidade de superfície em W/m^2 .

A eficiência pode variar de acordo com vários fatores, alguns dos quais serão listados de seguida.

- Resistências internas.
- Recombinação de módulos.
- Perdas por reflexão.
- Eficiência termodinâmica devido a ser necessário diminuir o valor da tensão para se obter fluxo de corrente na célula que fará com que haja perdas por efeito de Joule.

Um fator também a ter em conta é o fator de forma que oferece informação sobre a qualidade solar e estabelece uma relação entre a tensão e corrente máxima com a corrente curto-circuito e a tensão em circuito aberto, tomando valores inferiores à unidade, normalmente entre 0.7 e 0.8 para células de silício cristalino e entre 0.5 e 0.7 para silício amorfo. Este fator pode ser obtido pela Equação 11:

Equação 11 - Fator de forma

$$F_F = \frac{I_{PPM} \times V_{PPM}}{I_{CC} \times V_{OC}}$$

Na Figura 9 estão presentes os gráficos que exemplificam as células com baixo fator de forma e com elevado fator de forma respetivamente, podendo verificar que os valores de pico de tensão e corrente serão maiores para uma célula com elevado fator de forma.

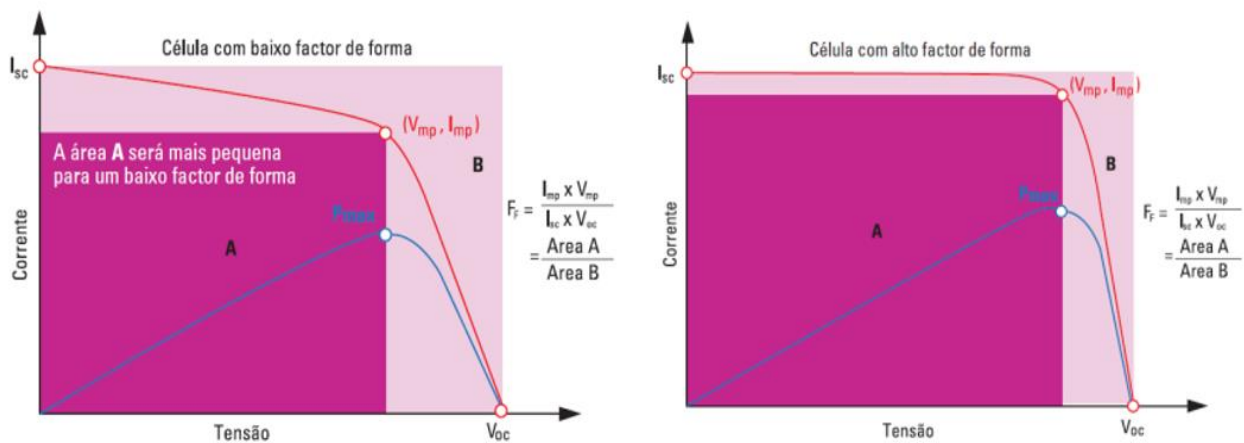


Figura 9 - Célula com baixo fator de forma (esquerda) e elevado fator de forma (direita).
(Fernandes, 2018)

Devido ao facto destas células produzirem pouca energia elétrica e serem vulneráveis quando se encontram isoladas estas são então ligadas entre si formando módulos fotovoltaicos perfazendo uma estrutura compacta, manuseável e resistente protegendo as células fotovoltaicas de ruturas e condições adversas. A sua associação pode ser em série e/ou paralelo segundo os níveis de corrente e tensão pretendidos em que para estas ligações os módulos fotovoltaicos apresentam uma caixa de ligações na parte superior e traseira do mesmo como se observa na Figura 10. (Fernandes, 2018)

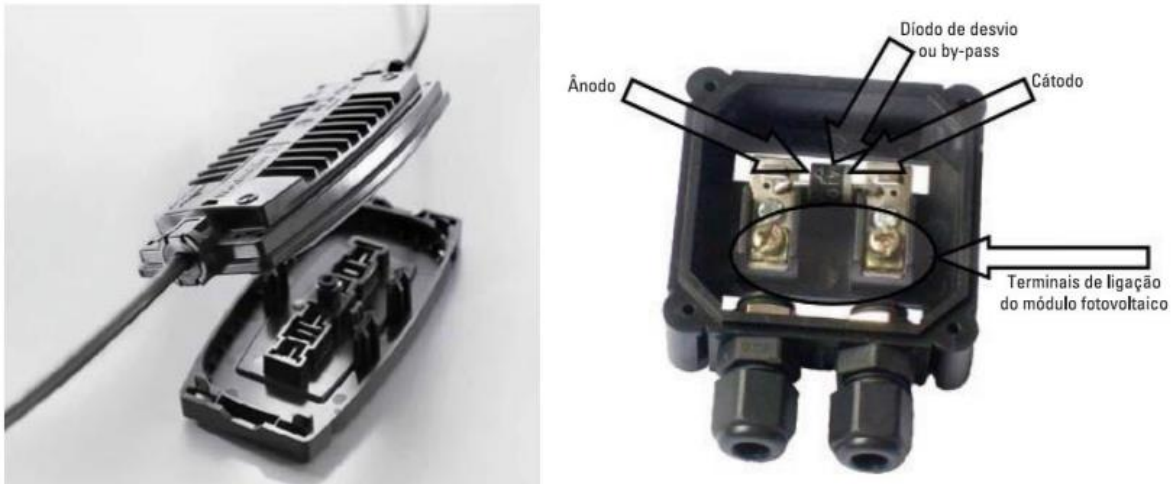


Figura 10 - Caixa de ligações de módulos fotovoltaicos. (Fernandes, 2018)

Conforme referido, existem três tipos de associações dos módulos fotovoltaicos:

- Associação em série - Verifica-se que na Figura 11 podendo ser de dois ou mais módulos onde a sua tensão produzida igual à soma das tensões individuais de cada módulo e mantendo a corrente igual como se fosse apenas um único módulo, presente na Equação 12. Este tipo de associação tem o nome de *strings*. O valor da tensão do inversor irá definir o número de módulos que se podem ligar em cada *string*. (Fernandes, 2018)

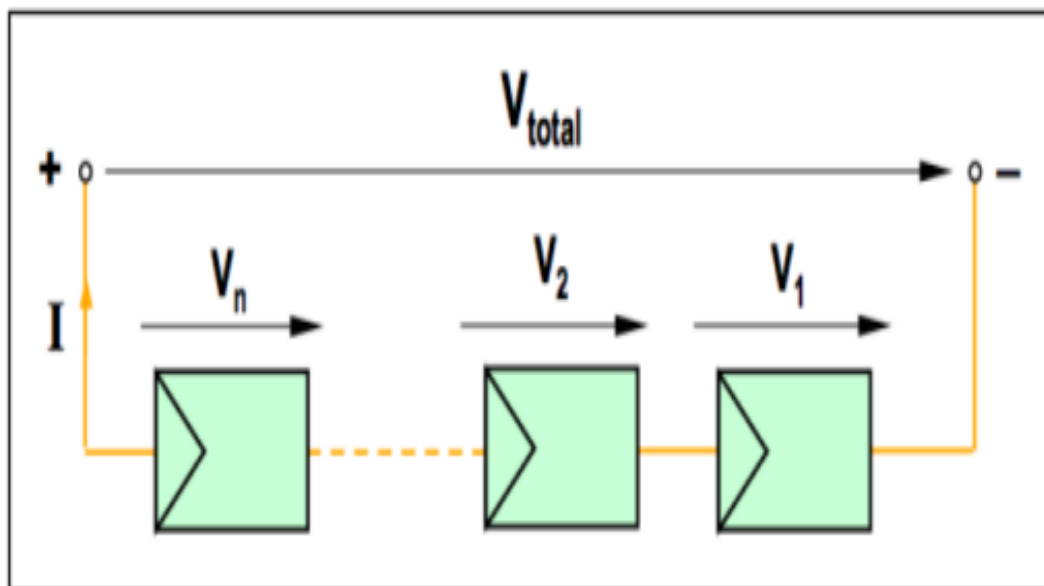


Figura 11 - Associação série. (Fernandes, 2018)

Aqui:

Equação 12 – Tensão e corrente na associação série de *strings*

$$V_T = V_1 + V_2 + \dots + V_n$$

$$I_T = I_1 = I_2 = \dots = I_n$$

- Associação em paralelo – Presente na Figura 12, cria uma corrente igual à soma da corrente individual de cada módulo enquanto a tensão permanece igual como se fosse apenas um único módulo, presente na Equação 13. O valor da corrente máxima do inversor indica o número de *strings* que pode ser ligado.

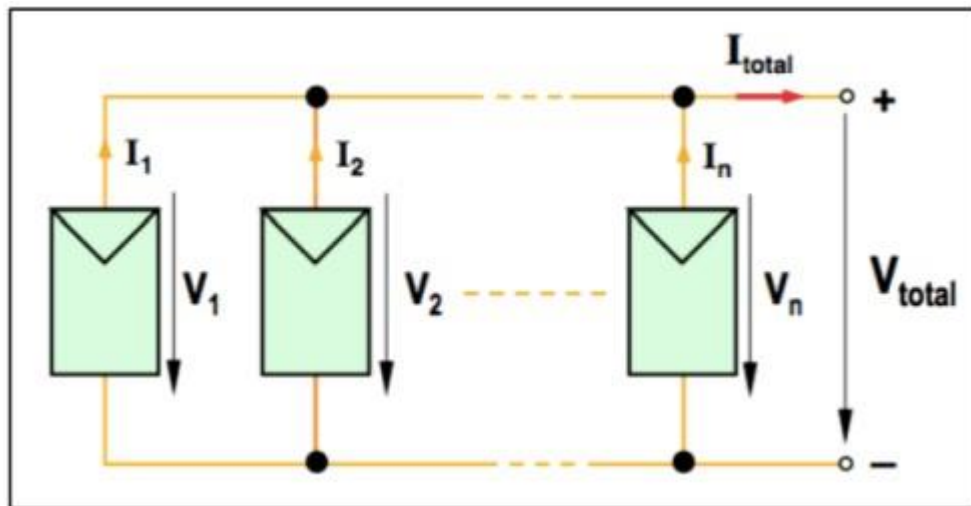


Figura 12 - Associação em paralelo. (Fernandes, 2018)

Onde:

Equação 13 - Tensão e corrente na associação em paralelo de *strings*

$$V_T = V_1 = V_2 = \dots = V_n$$

$$I_T = I_1 + I_2 + \dots + I_n$$

- Associação mista - Presente na Figura 13, onde os módulos são ligados em série formando *strings* para aumentar a tensão e é feita a sua ligação estas em paralelo entre si para haver um aumento da corrente, como se verifica pela Equação 14. Apresenta como restrição a necessidade de as *strings* apresentarem o mesmo número de módulos, valores de tensão, corrente e potência. (Fernandes, 2018)

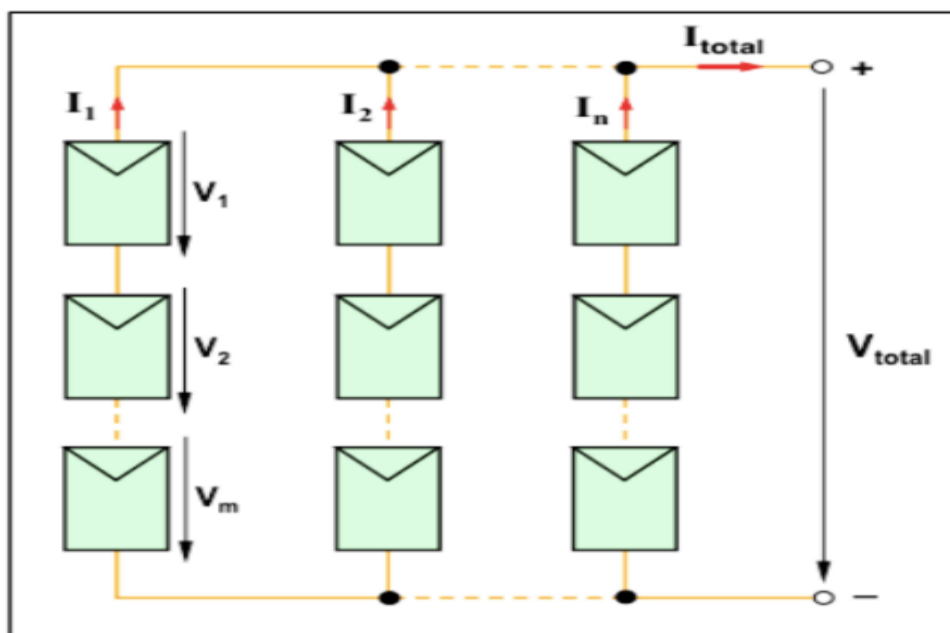


Figura 13 - Associação mista. (Fernandes, 2018)

Em que:

Equação 14 - Valores de corrente e tensão na associação mista de *strings*

$$V_T = V_1 + V_2 + \dots + V_n$$

$$I_T = I_1 + I_2 + \dots + I_n$$

Após definida a forma como os módulos vão ser instalados é importante determinar, em função do local, qual a orientação e inclinação ótima de instalação a fim de otimizar a captação solar. Para Portugal, a orientação ótima é localizada a Sul do local onde será instalado, telhado ou solo, com uma inclinação de, aproximadamente, 35º graus. É também necessário ter em conta o fenómeno do sombreamento e, caso este exista, além da diminuição da produção, a vida útil do módulo também é posta em causa. Caso uma *string* possua algumas células sombreadas estas funcionam como uma resistência opondo-se à

passagem de corrente o que levará a menos produção energética e aquecimento do módulo causando danos e prejuízo económico bem como energético. (Fernandes, 2018)

Na Figura 14 está ilustrada a disposição dos painéis e a distância mínima entre *strings* para que se evite sombreamento. (Fernandes, 2018)

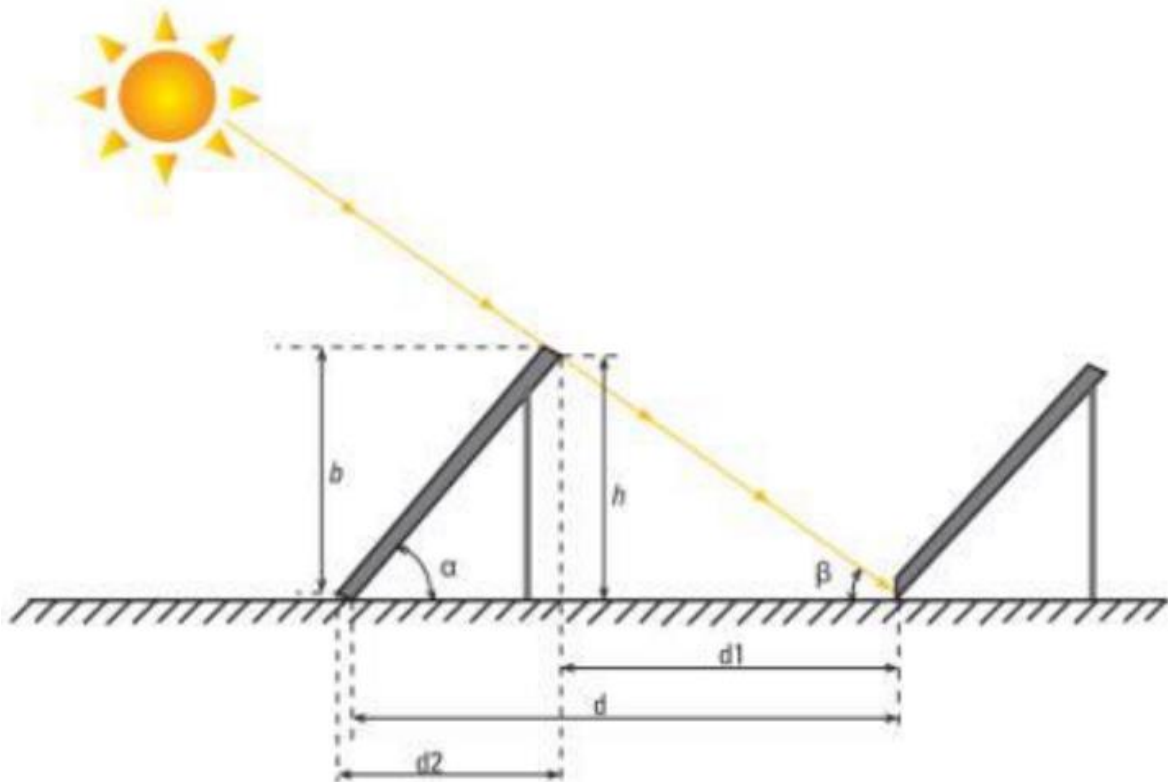


Figura 14 - Distribuição dos painéis. (Fernandes, 2018)

Nesta figura temos:

- β – Ângulo correspondente com a altura mínima do sol num dado dia do ano, que irá determinar a distância mínima entre *strings* para evitar sombreamento.
- α – Inclinação dos painéis
- d – Distância entre as *strings*
- b – Comprimento do módulo
- h - Altura

A distância entre fileiras consecutivas de módulos fotovoltaicos dependerá do comprimento do módulo, da sua inclinação e do valor mínimo da altura solar tolerada pelo sombreamento da inclinação dos painéis.

Como se observou, o sombreamento é algo crítico aquando da instalação de painéis e necessita de ser combatido para não provocar problemas de perdas de produção algo possível de resolver através do cálculo da distância ótima entre módulos. No entanto, existe uma solução que passa por utilizar díodos de *by-pass* que passa por desviar a corrente produzida pelas outras células e limitar a dissipação de calor na célula defeituosa fazendo com que não haja limitação da corrente no módulo devido a uma célula com pior desempenho. Outro tipo de díodo instalado são os de *string* e como o nome indica que são utilizados para evitarem curto-circuitos e correntes inversas entre *strings* do módulo. Estas correntes, ao passarem pelas células fazem com haja uma diminuição da corrente gerada consequentemente diminuindo a eficiência das células levando a um possível *shutdown* do sistema originando perda total do fluxo energético. Como se pode verificar na Figura 15, os díodos de *by-pass* são ligados em série com os módulos presentes na *string* enquanto os díodos de *string* são ligados em série com o final da *string*. (Fernandes, 2018)

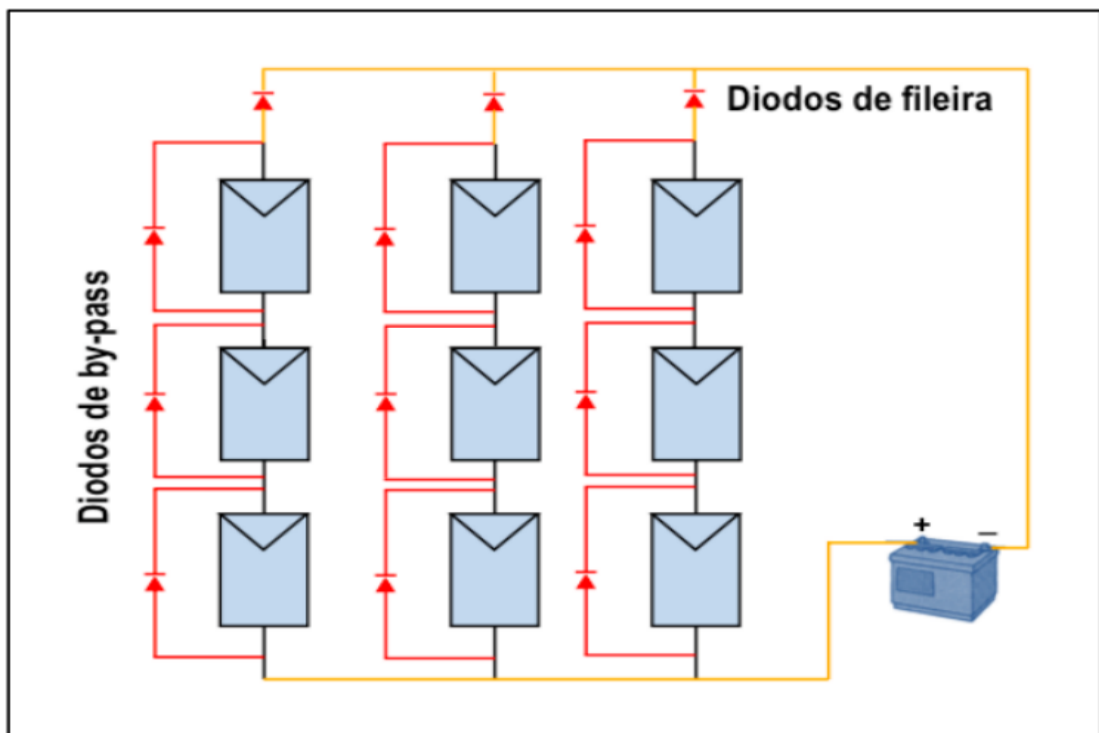


Figura 15 - Esquema elétrico de díodos de *by-pass* e *string*. (Fernandes, 2018)

2.4. CAPACIDADE SOLAR INSTALADA

O efeito fotovoltaico foi descoberto em 1893, onde, após várias décadas foi desenvolvido por cientistas para a criação de eletricidade tornando-se na opção mais economicamente viável em várias localidades quando se fala de criação de energia. O custo de produção de energia por parte de centrais fotovoltaicas registou uma baixa de 77% de 2010 a 2018 em que, contracenando com esta diminuição, a sua capacidade instalada sofreu um aumento entre 2005-2018. Este aumento fez com que fosse considerada uma componente chave para cumprir o acordo climático de Paris pois além de ser uma energia sustentável também cria baixas emissões de carbono. (Maka, 2022)

A energia solar pode ser produzida em duas formas diferentes em que a primeira e mais conhecida se denomina energia solar fotovoltaica que passa pela utilização de dispositivos eletrónicos que convertem a luz solar diretamente em eletricidade onde um exemplo deste tipo de produção pode ser observado na

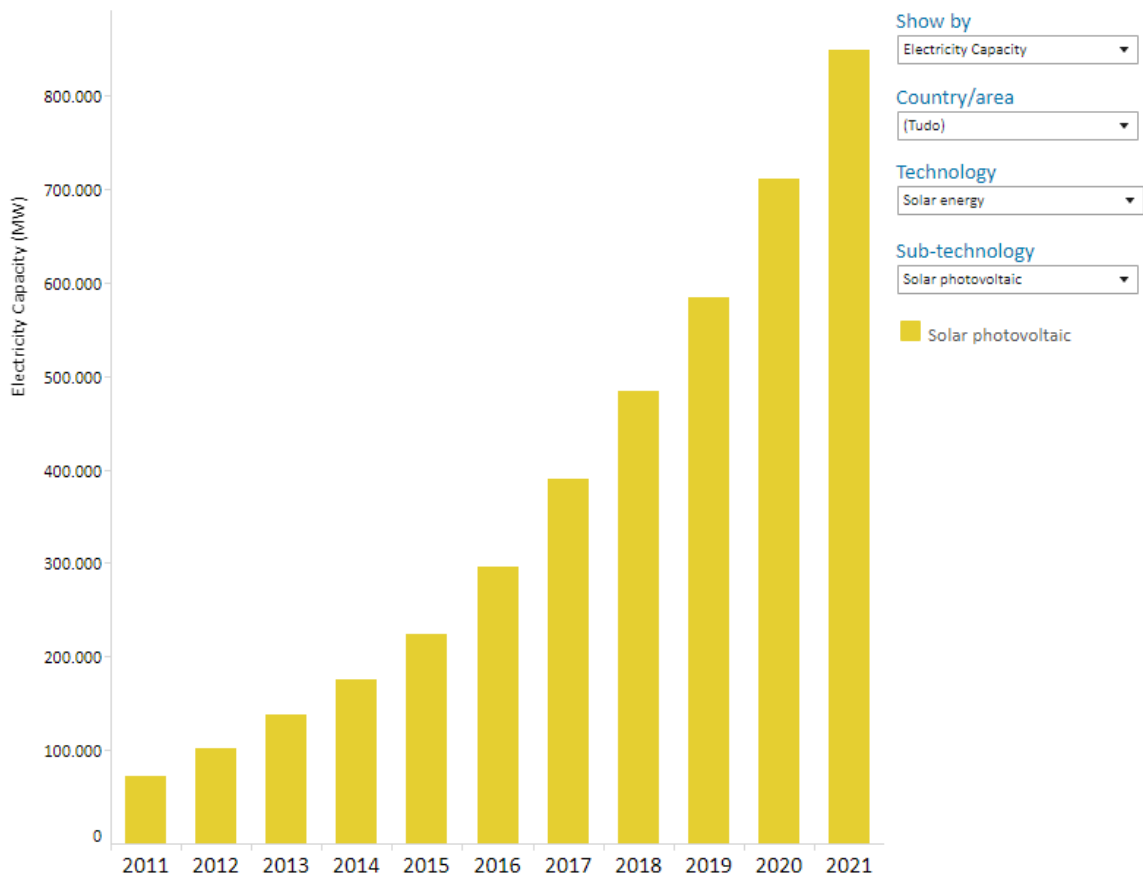


Figura 16

Figura 16 - Exemplo de sistema de produção fotovoltaico (Stauffer, 2020)

Esta é uma das formas de energia renovável com maior crescimento o que fez com que a sua importância também aumente no que diz respeito à transformação de energia global. Este aumento é apresentado na Figura 17 que como se observa é exponencial permitindo ir ao encontro das necessidades. Verifica-se que no período de 2010 a 2020, esta aumentou

de 72.216 mW para 848.405 mW devido à sua modularidade podendo estar presente em instalações mais pequenas como as domiciliárias até a instalações industriais. Aliada a esta



versatilidade está a diminuição do custo de produção de painéis solares, tornando-se não só baratos como também na forma mais económica de produzir energia.

Figura 17 - Evolução da capacidade de energia solar fotovoltaica instalada, em MW, de energia solar (Irena, 2020)

A segunda forma de produção de energia tem como nome de energia solar concentrada e como o nome indica esta concentra os raios solares através da utilização de espelhos. Um exemplo desta é o projeto da *Gemasolar* presente na Figura 18.



Figura 18 - Exemplo de central de potência concentrada (Limited, 2023)

O seu funcionamento passa pelo aquecimento de fluido que por sua vez criará vapor levando a turbina a gerar eletricidade sendo mais utilizada nas centrais de grande dimensão. Estas são classificadas quanto à forma como os raios captados se encontram concentrados, ou linearmente como o exemplo da central *Gemasolar* ou então concentrados num ponto.

Comparativamente com as centrais fotovoltaicas, as centrais de potência concentrada podem ser equipadas com sal derretido de maneira a armazenar a luz solar para posterior produção de energia após o sol se por. Verifica-se assim para o mesmo período, 2010-2020, a capacidade instalada de potência solar concentrada sofreu um aumento, visível na

Figura 19 , não sendo tão acentuado desde o ano de 2014, passando de 1705 MW para 6391 MW, sendo então ultrapassada pela energia fotovoltaica. (Irena, 2020)

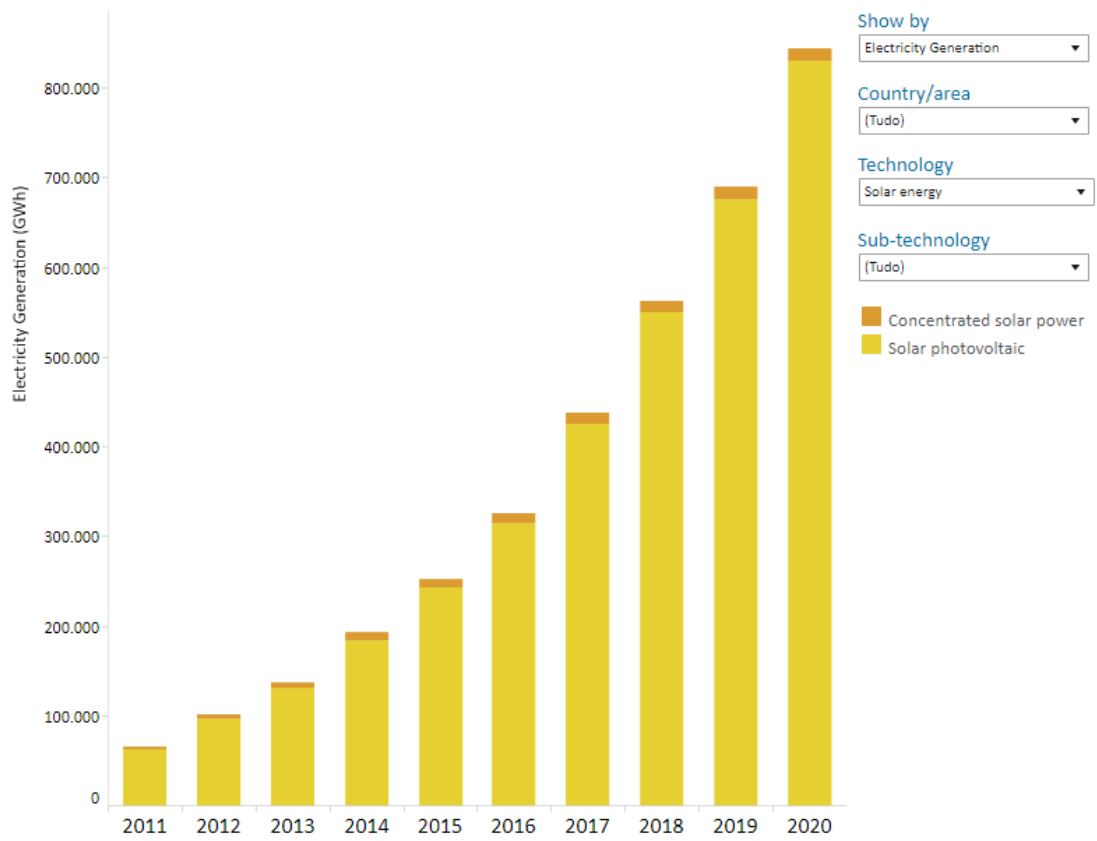


Figura 19 - Evolução da capacidade de energia solar concentrada instalada, em MW, de energia solar (Irena, 2020)

2.5. APLICAÇÕES DA ENERGIA SOLAR

As diferentes aplicações da energia solar estão expostas na Tabela 3, em que no presente subcapítulo irá ser feita uma exposição das mesmas.

Tabela 3 - Aplicações da energia solar. (Mondal, 2023)

Aplicações

Aquecimento de água

Aquecimento de edifícios

Destilação solar

Bombeamento solar

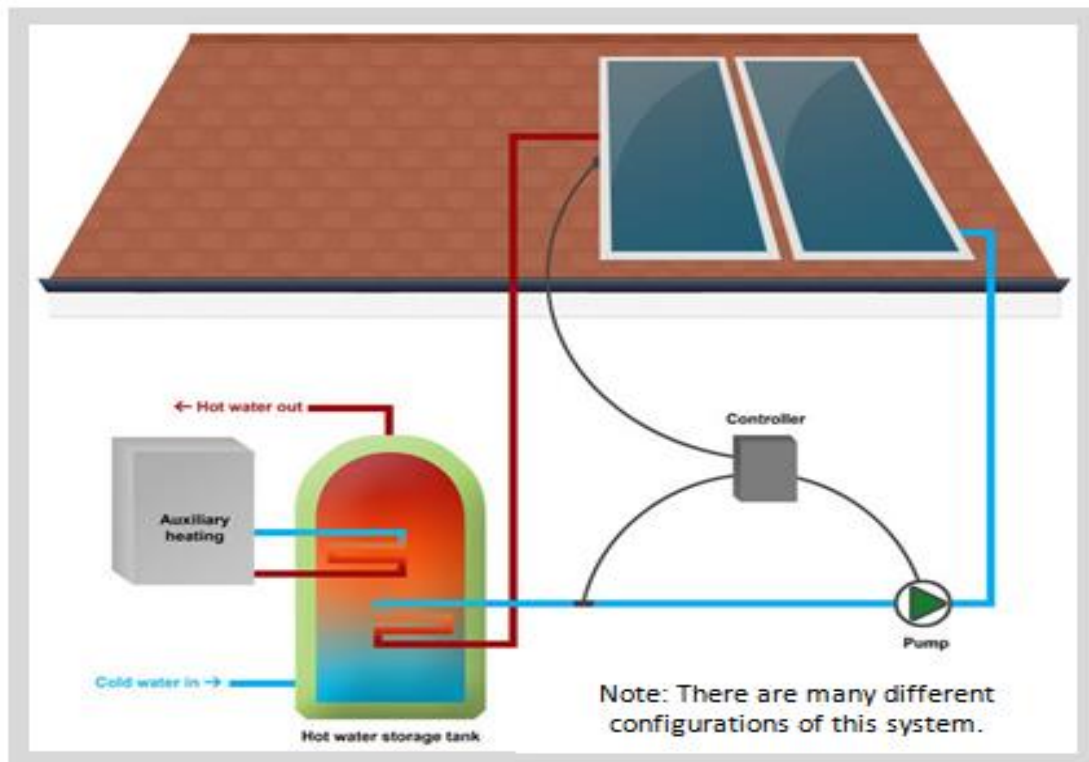
Fornalhas solares

Criação de potência elétrica

Produção de potência térmica

Estufas solares

Primeiramente existe a utilização da energia solar para aquecimento de água, onde uma unidade de aquecimento irá comprimir uma placa metálica que apresenta um tubo de metal conectado a um tanque onde está armazenada a água quente. O coletor que está presente no topo da placa absorve as radiações solares e transfere o calor, por gravidade ou bombeamento, para a água que circula pelos tubos. Este sistema é mais utilizado em hotéis, alojamentos turísticos, hospitais e unidades domésticas e industriais sendo que na Figura 20 está exposto um esquema de uma aplicação domiciliária.



*An active solar water heating system.
Source: Emerald Energy Solutions.*

Figura 20 - Esquema da utilização da energia solar para aquecimento de água. (SEIA, 2020)

Para o aquecimento de edifícios a sua utilização pode ser feita de diferentes formas, nomeadamente:

- Através de algum elemento já presente no próprio prédio, como por exemplo, através de uma janela que esteja bem posicionada.
- Através de coletores solares separados utilizados para aquecer água, o ar que circula neste ou então dispositivos de armazenamento de energia para posterior utilização nomeadamente em períodos onde a luz solar não seja tão intensa.

Após os pontos anteriores apresentam-se dois casos, o primeiro quando o edifício necessita de calor destes coletores ou dispositivos de armazenamento que é então transferido através de ventoinhas, condutas ou radiadores para aquecer os espaços necessários e o segundo acontece quando o edifício não necessita de aquecimento sendo que o ar e água que se encontram aquecidos podem ser movidos para um dispositivo de armazenamento posteriormente utilizados como *back-up*. Na Figura 21 apresenta-se o esquema que traduz como pode utilizada a energia solar para estes efeitos.

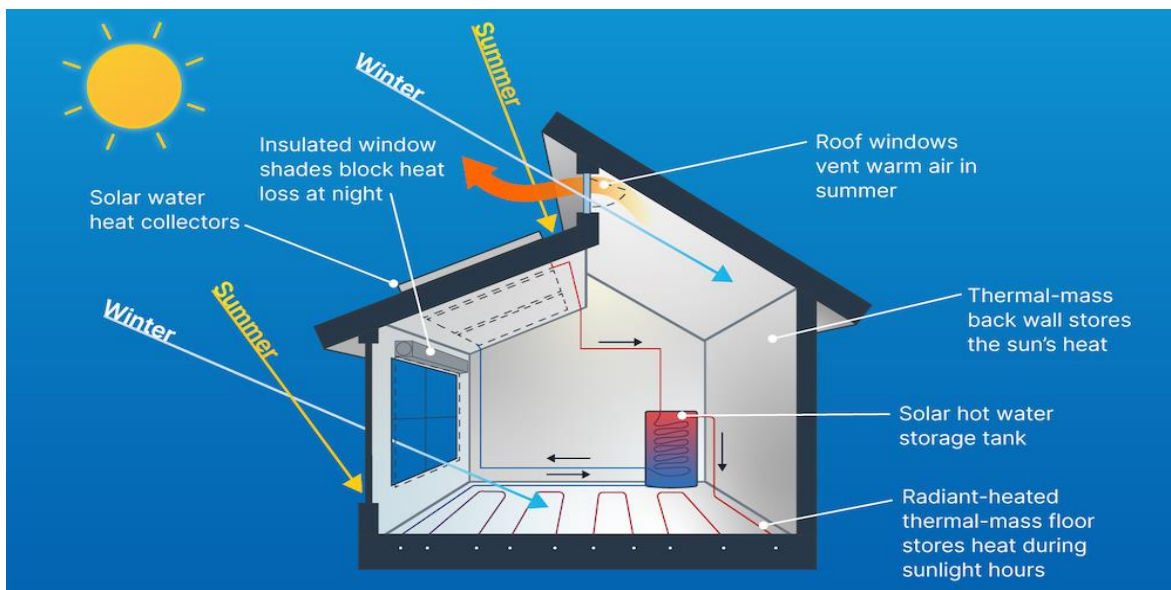


Figura 21 - Esquema de aquecimento de habitação utilizando energia solar. (Sandhu, 2022)

A energia solar pode também ser utilizada em áreas onde a uma escassez de água potável reina, aproveitando a luz solar abundante para transformar água salgada em água potável, como se verifica na Figura 22. Para tal, a radiação solar é admitida através de uma tampa hermética de vidro transparente que está em contacto com um repositório escurecido para oferecer maior aderência ao calor onde se encontra a água salgada. O calor por sua vez faz com que a água evapore, separando-a do sal, aderindo ao tampo do repositório que por sua vez irá fluir para um tanque de armazenamento. Esta é a solução mais eficiente a nível custo benefício quando comparada com outros métodos de purificação de água elétricos.

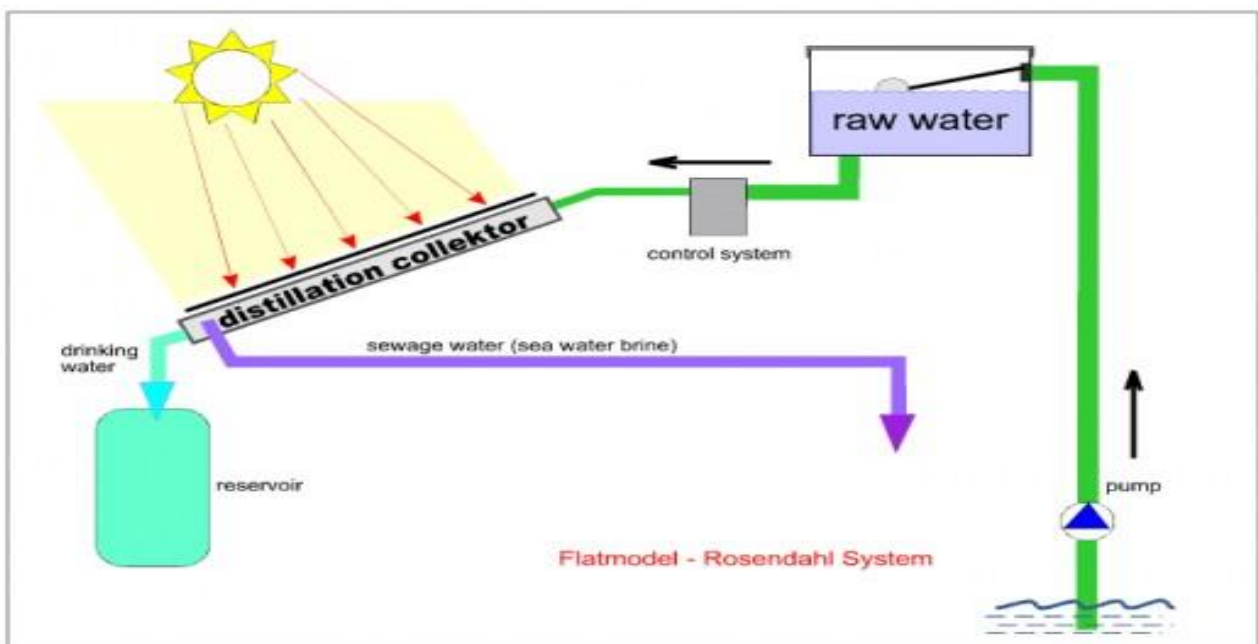


Figura 22 - Energia solar para destilação de água. (IWA Publishing, 2023)

Ainda ligado ao tema de obtenção de água potável a energia solar também pode ser utilizada para bombear água para propósitos de irrigação, como mostra a Figura 23, onde a potência gerada irá ser permitir bombear água dos locais pretendidos, sendo bastante utilizado nas alturas de maior calor no verão. (Mondal, 2023)

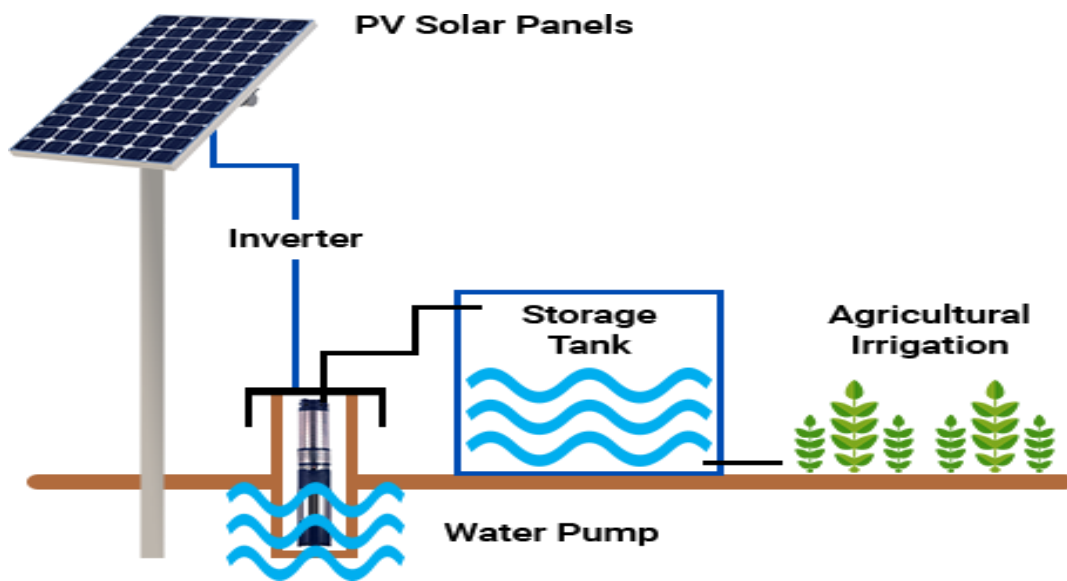


Figura 23 - Esquema para utilização de energia solar para irrigação. (Tellco, 2021)

A energia proveniente do sol permite criar o que se denominam de “fornalhas solares”, onde elevadas temperaturas são obtidas através da concentração da radiação num dado dispositivo constituído por vários espelhos giratórios dispostos num local inclinado. Um exemplo de uma “fornalha solar” é a de Odeillo, apresentada na Figura 24.



Figura 24 - Fornalha solar de Odeillo. (Waree, 2023)

Este possibilita o estudo das propriedades das cerâmicas a temperaturas que não são possíveis de obter em laboratórios, pois o aquecimento acontece sem qualquer contaminação e a temperatura é ajustável devido ao posicionamento do dispositivo. Uma aplicação destas “fornalhas solares” encontra-se na produção de ácido nítrico e fertilizantes a partir do ar. (Mondal, 2023)

A aplicação mais comum da energia solar é na produção de energia elétrica utilizando células fotovoltaicas, visíveis na Figura 25, responsáveis pela conversão dos fotões da luz solar diretamente em eletricidade. Estas são dispostas em paralelo ou em série para formar módulos com elevada confiabilidade, custo reduzido associado à manutenção e uma vida longa elevada, sem gastos de combustível e livre de poluição permitindo a modularidade do sistema em caso necessário. São também utilizadas para auxiliar nas aplicações previamente descritas como o bombeamento de água para irrigação dos campos e a criação de água potável através de água salgada. (Mondal, 2023)

Outra forma de obter eletricidade através da energia solar passa pela conversão desta através da energia térmica onde a energia solar primeiramente aquece um dado líquido, fluido ou gás produzindo energia térmica que é então convertida em energia mecânica. (Mondal, 2023)



Figura 25 - Exemplo de células fotovoltaicas presentes nos módulos fotovoltaicos. (Weaver, 2022)

A última aplicação da energia solar abordada é para a criação de estufas solares, exemplo presente na Figura 26 que consistem em estruturas cobertas com um dado material transparente, podendo ser plástico ou vidro, que irá captar a luz solar para auxiliar no desenvolvimento de plantas. O aumento da temperatura, o enriquecimento do ar com CO₂ e a redução da humidade, devido ao facto de esta ser uma estrutura fechada, fazem com que seja propício o crescimento das plantas tanto durante o dia como durante a noite onde não existe radiação solar. (Mondal, 2023)



Figura 26 - Estufas solares. (Changing visions of energy, 2023)

2.6. PAPEL DA ENERGIA SOLAR NO DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL

Em 2015 os membros das Nações Unidas adotaram a Agenda para Desenvolvimento Sustentável de 2030 que providencia um esquema para a prosperidade populacional e do planeta contendo 17 objetivos de sustentabilidade expostos na Figura 27 cujo objetivo passa por alertar todos os países, desenvolvidos ou em desenvolvimento.



Figura 27 - Objetivos de sustentabilidade. (United Nations, 2015)

Estes objetivos abrangem uma variedade de problemas incluindo pobreza, fome, saúde, educação, problemas energéticos, ambientais e de justiça social, nos quais a energia solar consegue combater devido à sua capacidade de fornecer água potável, condições sanitárias, energia limpa e acessível e postos de trabalho que por sua vez auxilia o crescimento econômico. Uma prova deste potencial reside no facto de, a cada ano que passa, serem cada vez mais o número de painéis instalados onde em 2018 foi gerada energia suficiente para abastecer 11 milhões de casas nos Estados Unidos apenas.

No entanto, também existe desafios no que concerne o desenvolvimento da energia solar que devem ser ultrapassados para esta se tornar numa das mais competitivas no mercado global de energia. O primeiro desafio reside no facto dos módulos fotovoltaicos apresentarem um custo de produção elevado o que, por conseguinte, aumenta o custo da energia solar. A isto junta-se o facto de os painéis necessitarem de espaço considerável para serem capazes de gerar quantidades significativas de energia, algo que pode ser desafiante em áreas com elevada densidade populacional. O último desafio advém da sua dependência das condições climáticas e da instabilidade que estas possuem não permitindo fornecer energia a um ritmo consistente e confiável.

Um dos objetivos de sustentabilidade, o objetivo número 5, passa por garantir a igualdade de género pode ser obtido através da educação aumentando as perspetivas de empreendedorismo para estas nos países em desenvolvimento. Para tal a permissão de acesso a sistemas solares elétricos localizados em zonas onde estas habitam consegue aumentar o conhecimento o tema contribuindo para um maior equilíbrio de género no ramo em questão. Devido ao aumento de oportunidades que têm vindo a acontecer verificou-se um aumento em quase 30% no que diz respeito aos empregos no sexo feminino com a sua integração no presente ramo.

Conclui-se que a energia solar é uma das mais promissoras formas de energia sustentável, sendo necessário uma pesquisa e desenvolvimento contínuo no que toca às energias solares possibilitando uma extrapolação para outras aplicações e projetos pequenos ou em grande escala. (Mitra, 2023)

2.7. PANORAMA ENERGÉTICO EM PORTUGAL

Devido a Portugal ser um país escasso no que diz respeito aos recursos de energias fósseis, mais concretamente petróleo, gás e carvão, este torna-se extremamente dependente de outros o que leva a uma dependência de importação de recursos primários de origem fóssil.

De acordo com a DGEG, e como se verifica pela Figura 28, o petróleo representa a maior porção de consumo de energia em Portugal, com 43.3% no ano de 2012, sendo que houve a sua redução no ano de 2021 para 40.3%. De seguida está o gás natural, com 18.4% e outras não renováveis com 13.6% sendo a utilização de energias renováveis de 20.5%. Avançando 9 anos para 2021 consegue-se verificar que as porções sofreram uma ligeira mudança, vendo a utilização de fontes renováveis a aumentar para 31.6% bem como o aumento da utilização de gás natural, para 23.9% podendo assim afirmar que Portugal se encontra a apostar cada vez mais em fontes renováveis de energia.

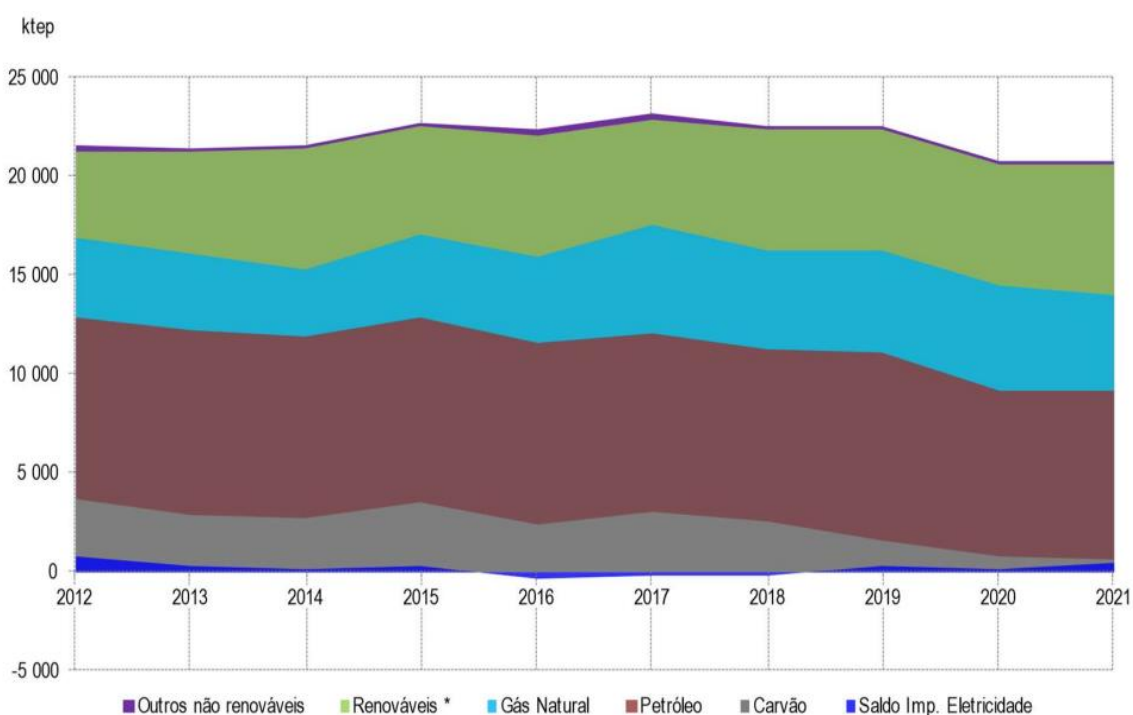


Figura 28 - Evolução do consumo energético em Portugal em Ktep. (Direção Geral de Energia e Geologia, 2023)

Com base na Figura 29, verifica-se um decréscimo da energia consumida em 2020 devido à pandemia COVID-19 que provocou alterações comportamentais nos portugueses em todos os setores. Isto continuou a influenciar o consumo no ano de 2021, onde é possível verificar valores ainda inferiores aos anos pré-pandêmicos, apresentando, no entanto, uma subida de 4.8% no consumo relativamente ao ano de 2020. Face ainda a 2020, o setor da aviação civil sofreu um aumento de 26% comparativamente ao ano de 2020 bem como os setores do transporte rodoviário, serviços, indústria e agricultura, de 8%, 4%, 3% e 2% respetivamente.

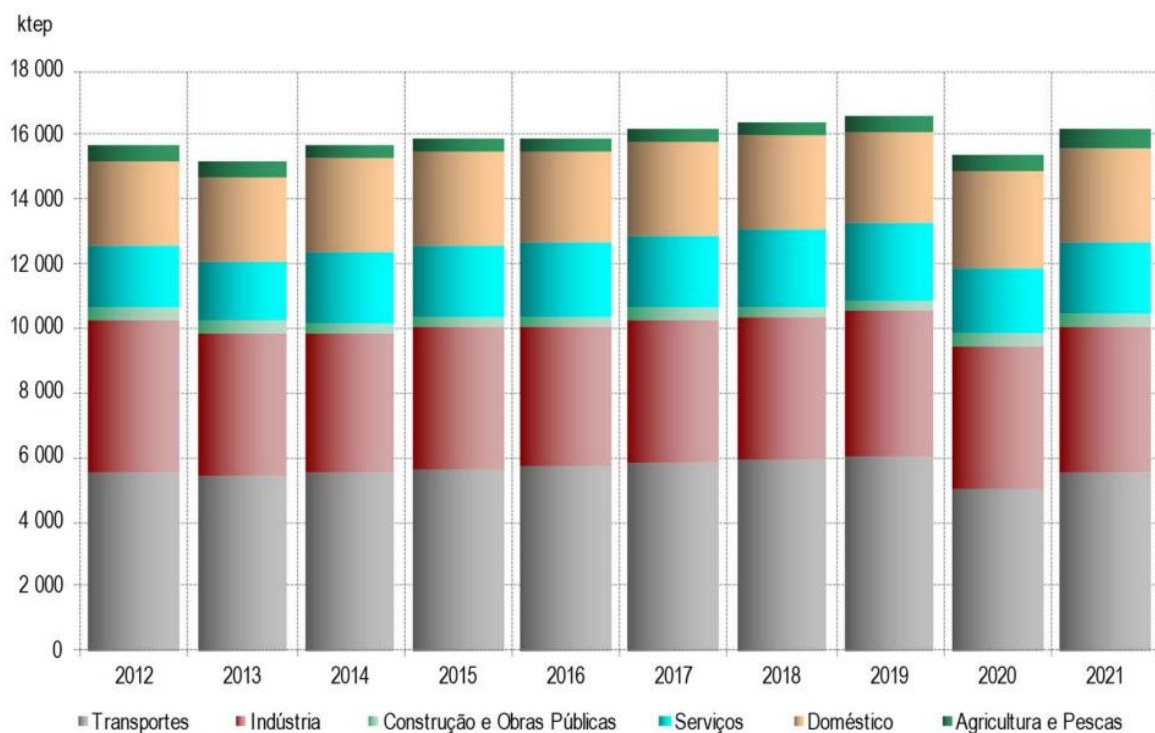


Figura 29 - Consumo total de energia final por setor de atividade (ktep). (Direção Geral de Energia e Geologia, 2023)

Na Figura 30 registou-se uma evolução no que diz respeito à capacidade instalada de energias renováveis desde 2012 até 2021 dando enfase nas energias eólica e grande hídrica que partilham praticamente a mesma porção na capacidade total instalada. No entanto estas ambas são altamente dependentes das condições climáticas podendo haver variações na produção de energia a partir desta fonte. Finalmente verifica-se uma evolução no que diz respeito à capacidade de energia fotovoltaica instalada, provando que esta é cada vez mais uma aposta em Portugal.

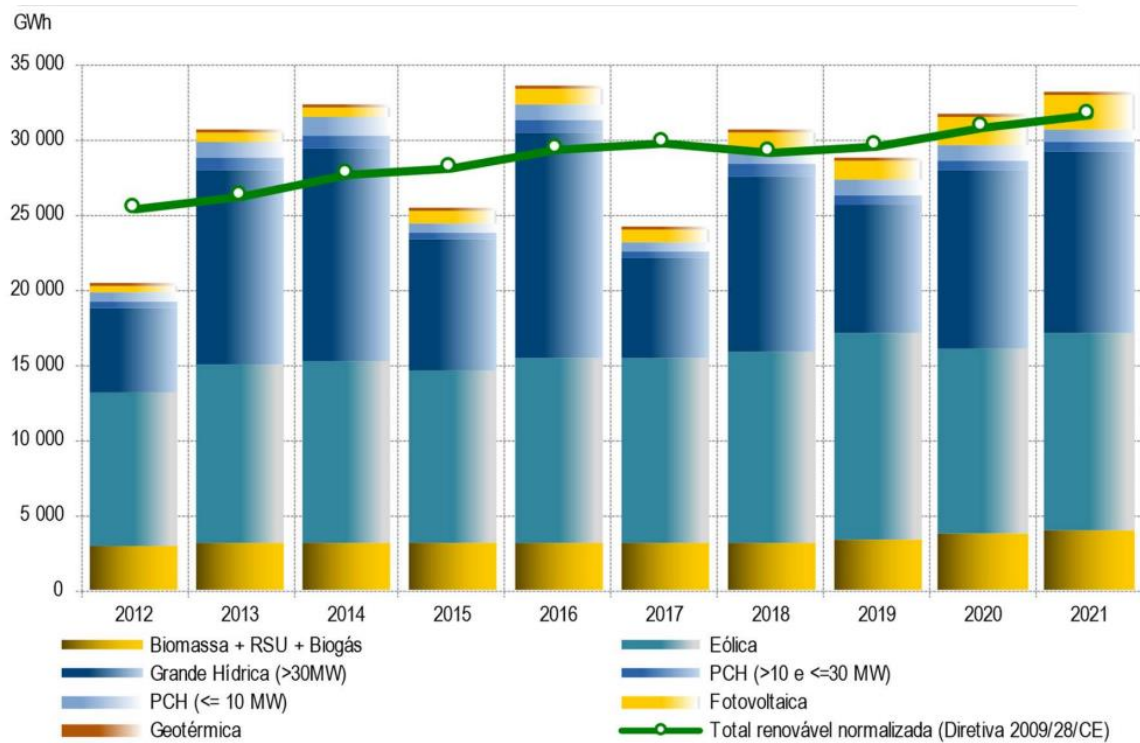


Figura 30 - Capacidade instalada de energias renováveis em MW. (Direção Geral de Energia e Geologia, 2023)

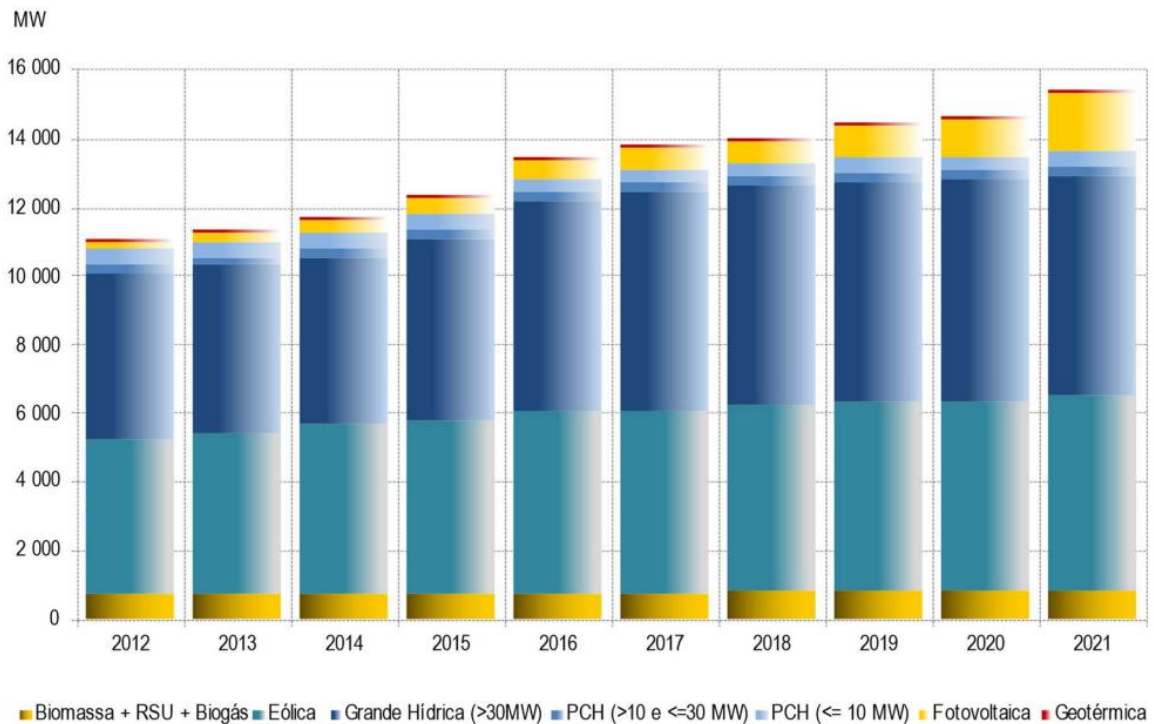


Figura 31 - Produção de eletricidade por energias renováveis em GWh. (Direção Geral de Energia e Geologia, 2023)

Pela Figura 31 comprova-se o que fora abordado anteriormente, que a produção de energia renovável, nomeadamente a eólica e a grande hídrica, não são regulares devido à sua dependência nas condições climáticas. Outra informação importante que se retira da análise deste gráfico é o facto de a produção de energia fotovoltaica aumentar ao longo dos anos indo ao encontro do aumento da sua capacidade instalada.

2.8. ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NO MUNDO

A energia solar fotovoltaica foi alvo de uma expansão devido à diminuição dos custos associados às energias renováveis e dos progressos tecnológicos ocorrentes, sendo o aumento de eficiência um dos principais exemplos desta evolução.

Esta expansão fez com que o balanço mundial se tornasse positivo levando ao aparecimento de economias de escala maior e conseqüentemente uma maior competitividade no processo de fabrico e cadeias de distribuição. Pela Figura 32 observa-se que o mercado passou de 6.1 GW para 291 GW de 2006 a 2016 no que diz respeito à potência instalada, um crescimento de 48 vezes.

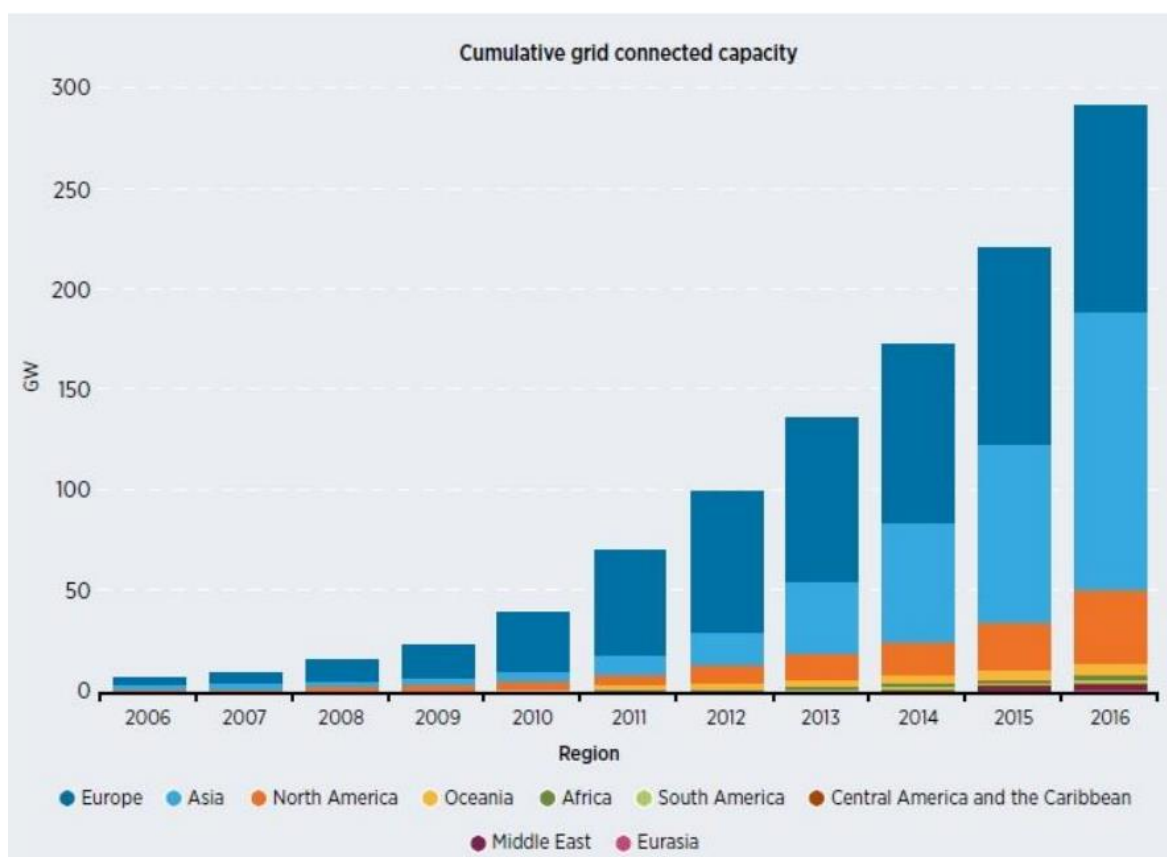


Figura 32 - Potencia cumulativa instalada, mundialmente, entre 2006 e 2016.

O crescimento previamente mencionado tem sido potenciado pela aposta no continente asiático e europeu onde a China e Japão foram responsáveis pela instalação de 88GW de potência algo que não se observa noutras regiões que até ao ano de 2012 eram fortes apostadores na tecnologia fotovoltaica. Consegue-se observar que desde o ano de 2011 a capacidade instalada na Europa vem a diminuir devido ao fim dos subsídios em diversos países, mas no entanto as restantes regiões apresentam uma regularidade e consistência relativamente à instalação fotovoltaica sobressaindo a América do Norte com a instalação de 10 GW de potência em 2016.

Em conclusão, apesar da diminuição da aposta nesta tecnologia por parte da Europa, o crescimento no mercado asiático ajudou na compensação destes valores como se verifica na Figura 33.

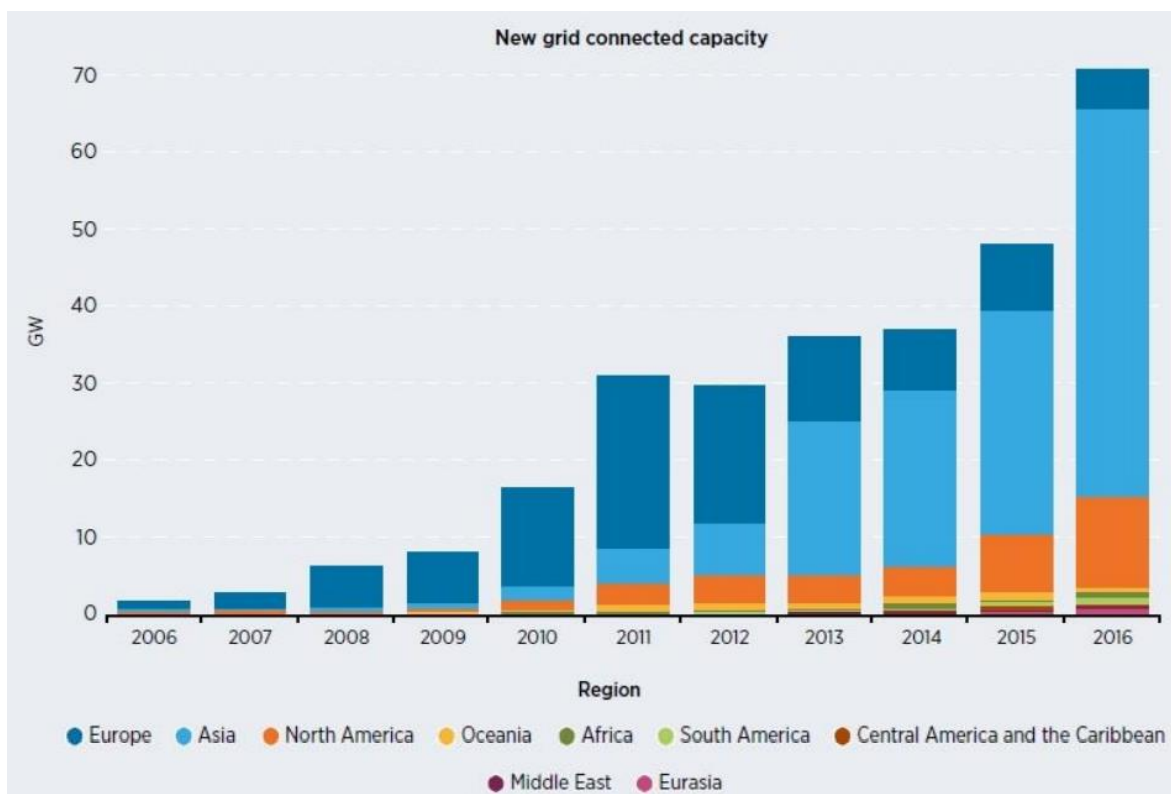


Figura 33 - Potencia instalada anual, mundialmente, entre 2006 e 2016.

2.9. ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA EM PORTUGAL

Portugal devido à sua localização, responsável por proporcionar bons valores de radiação solar, visível na Figura 34, e devido ao PNEC 2030 tornou-se num dos mercados mais promissores no que diz respeito à produção de energia solar. No entanto, pelo final de 2019, a capacidade instalada de energia solar fotovoltaica, cerca de 900 MW, fez com o seu potencial começasse a ser notado. Este potencial, bem como se tratar de um setor que se prevê vantajoso a nível económico, social e ambiental fez com que fosse criados objetivos no que diz respeito ao seu desenvolvimento para atingir as metas estabelecidas pelo PNEC para 2030.

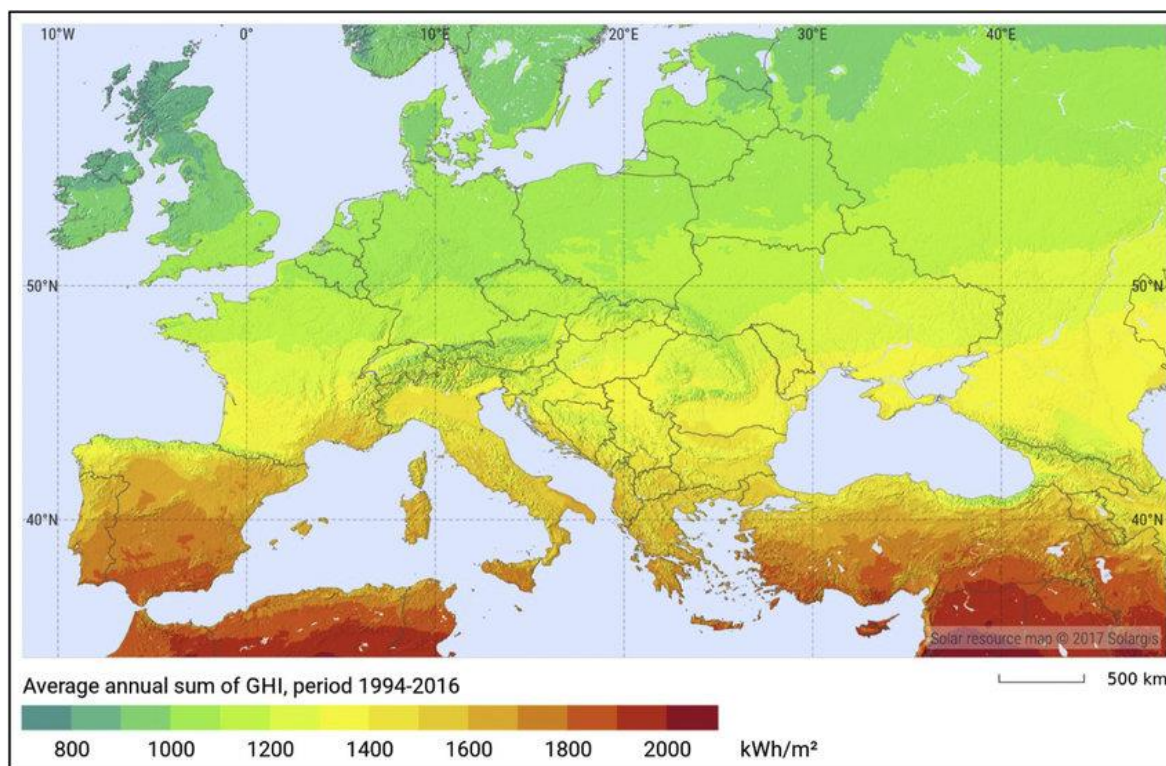


Figura 34 - Mapa de radiação solar europeu. (Hassan Gholami, 2020)

Em 2001 deu-se a primeira Diretiva Europeia sobre a utilização de fontes de energia renovável para produzir eletricidade, impondo quotas para a incorporação de energia proveniente de fontes renováveis indo ao encontro com o estabelecido no protocolo de Quioto levando várias instituições financeiras e bancárias a financiarem projetos para integrar tecnologias que permitissem gerar eletricidade através de fontes renováveis.

Após esta diretiva foram introduzidos regimes de apoio que visavam promover a eletricidade renovável através da implementação de tarifas fixas de alimentação para a produção de eletricidade. Estas tarifas obrigaram a uma revisão da legislação existente para estarem de acordo com as leis que levou à introdução de novas tecnologias renováveis bem como estabelecimento de tarifas de alimentação diferentes consoante a tecnologia aplicada.

Com base nisto, a primeira central fotovoltaica em Portugal, Central Fotovoltaica Hercules em Serpa, visível na Figura 35, cuja capacidade instalada era de 11 MW foi criada em 2006. No entanto, apesar de toda a política existente e avanços elaborados, a capacidade instalada ainda era de apenas 134 MW em 2010 pois a tecnologia solar não se encontrava muito desenvolvida e os seus custos de produção eram elevados.



Figura 35 - Central Fotovoltaica Hercules em Serpa. (Prado, 2022)

Face a este problema foi criado um leilão para atribuir 150 MVa de capacidade de injeção na rede a centrais solares fotovoltaicas para expandir o setor e responder ao problema que se verificava face à indisponibilidade na rede. Estes leilões eram algo onde os produtores apresentavam propostas em lotes de capacidade que eram depois atribuídos consoante a mais elevada contrapartida financeira oferecida ao estado, aplicando depois os incentivos de investimento em energias renováveis, ou tarefas de *feed-in*. Passados 2 anos, em 2012, este regulamento foi revogado e criou-se então uma legislação onde estava presente que a nova potência deveria entrar no mercado mediante concurso o que levou a uma estagnação do mercado onde, em 10 anos (2006-2016), apenas houvesse instalação de 600 MW de capacidade sendo metade em centrais de larga escala distribuídas por empresas. (Jorge, 2019)

Em 2017, devido à preparação do novo pacote de energia limpa para 2030, vários investidores foram atraídos para Portugal com o objetivo de desenvolver projetos no setor sendo que até início de 2019 nenhum enquadramento tinha sido definido para a promoção dos projetos renováveis que tinham como base os leilões. Já em 2019, com uma primeira versão do PNEC 2030 criada aliado ao Roteiro para a Neutralidade Carbónica de 2050, foi estabelecido o enquadramento jurídico que permitiu a realização destes leilões que se tornaram num sucesso devido ao rendimento histórico fornecido ultrapassando em muito as expectativas criadas. (Jorge, 2019)

Atualmente, consoantes os valores cedidos pela DGEG, e presentes na Figura 36, verifica-se que no passado mês de março de 2023 estavam instalados cerca de 2.662 MW de capacidade fotovoltaica. Algo que se observa também nesta figura é a evolução das energias renováveis no país, onde hídrica e a eólica são as que lideram no que diz respeito à quantidade de potência instalada com valores de 8.121 MW e 5.692 MW respetivamente. Pode-se, no entanto, afirmar que a energia solar fotovoltaica foi, de todas as energias renováveis existentes, a que mais progrediu na última década passando de centenas de MW em 2014 para valores superiores a dois milhares e meio de MW em março de 2023.

	Potência Instalada (MW)									
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Total Renovável	11 677	12 273	13 416	13 762	13 994	14 423	14 606	15 370	17 253	17 374
Hídrica	5 570	6 031	6 812	7 086	7 098	7 129	7 129	7 126	8 121	8 121
Grande Hídrica (>30MW)	4 916	5 367	6 147	6 417	6 417	6 447	6 447	6 447	7 441	7 441
PCH (>10 e ≤ 30 MW)	254	255	254	258	270	270	270	270	266	266
PCH (≤ 10 MW)	400	409	410	410	410	412	412	409	414	414
Eólica	4 953	5 034	5 313	5 313	5 379	5 459	5 502	5 643	5 671	5 692
Biomassa	539	552	564	564	629	693	682	679	679	679
c/ cogeração	416	428	434	434	484	467	465	452	452	452
s/ cogeração	123	123	130	130	144	226	217	227	227	227
Resíduos Sólidos Urbanos	86	89	89	89	89	89	89	89	89	89
Biogás	81	85	89	91	92	93	93	97	96	97
Geotérmica	29	29	29	34	34	34	34	34	34	34
Fotovoltaica	419	454	520	585	673	925	1 076	1 701	2 562	2 662
Convencional	256	274	295	293	332	489	595	1 119	1 495	1 530
UPAC	-	-	43	86	124	205	246	342	831	896
UPP	-	-	-	18	30	44	48	55	56	56
Micro/Mini	163	170	174	174	172	171	171	170	164	164
Concentração	-	9	9	14	15	15	15	15	15	15

Figura 36 - Capacidade instalada para diferentes fontes renováveis em Portugal. (Geologia, 2023)

No que diz respeito à distribuição pelo país, a região do Alentejo, Algarve e Lisboa são as que apresentam maior capacidade fotovoltaica instalada devido às condições propícias para a exploração da mesma. Pela Figura 37, verifica-se que o Alentejo, de entre as regiões mencionadas, é a que mais contribui para a produção de energia solar fotovoltaica a nível nacional com valores a rondar os 0,9 GW.

Distribuição da potência instalada por tecnologia e NUTs II em 2023

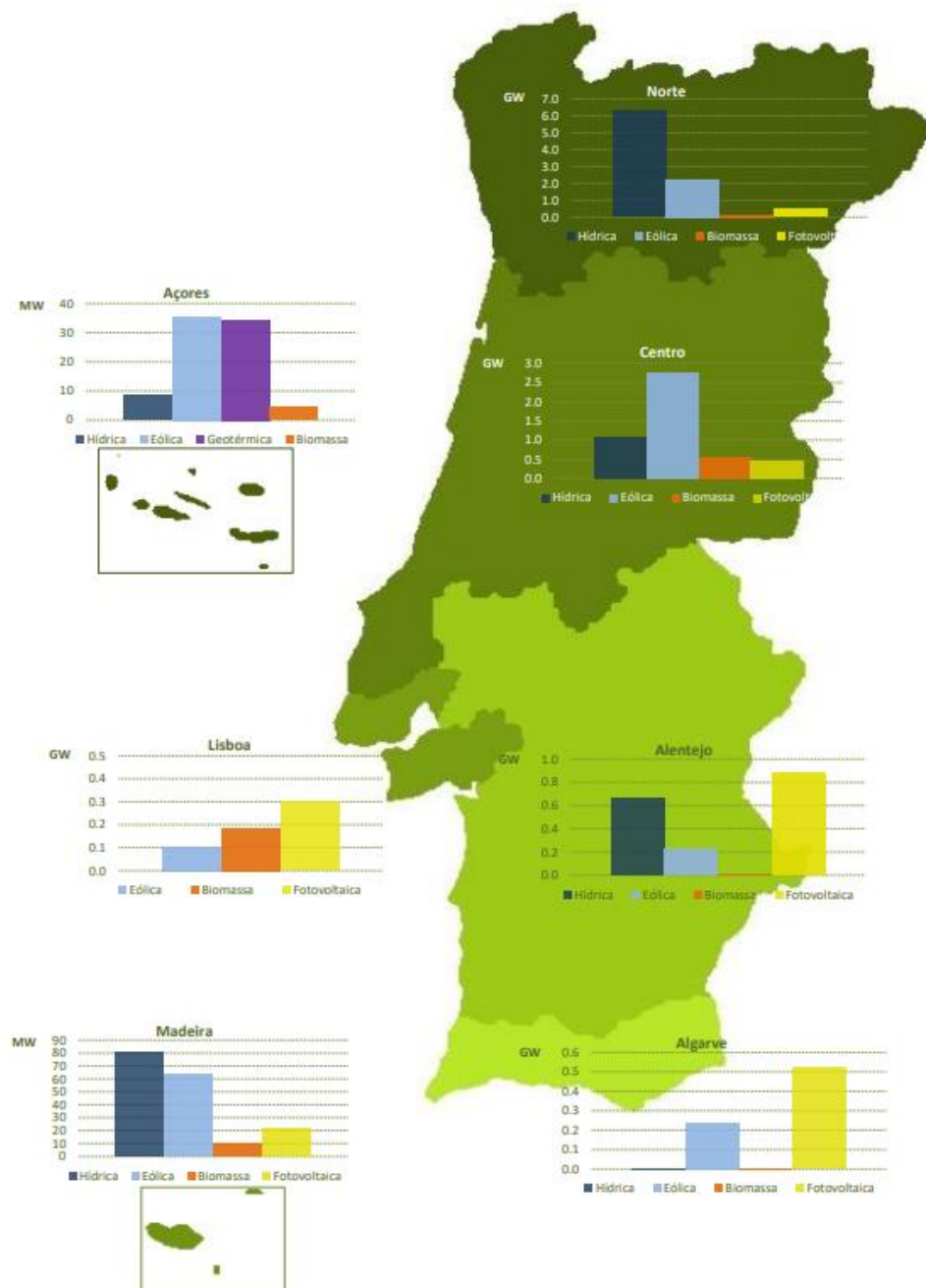


Figura 37 – Distribuição da potência instalada por tecnologia em Portugal. (Geologia, 2023)

Como fora dito previamente, Portugal apresenta uma localização privilegiada que faz com que este tenha a melhor insolação anual de toda a Europa, sendo até 70% superiores aos que se obtiveram na Alemanha o que fez com que o custo da eletricidade produzida fosse 40% menor em Portugal quando comparado a outras localidades com condições idênticas. Juntamente à sua localização colocam-se também os benefícios ambientais como a capacidade de produzir uma quantidade elevada de energia limpa durante um elevado período de vida e os benefícios elétricos que assentam na redução da utilização das centrais elétricas, a quantidade elevada de eletricidade disponível para casos de emergência, o investimento em extensões da rede para locais remotos e o aumento da fiabilidade da rede. (Proença, 2007)

A energia fotovoltaica auxilia também o crescimento do valor a nível socioeconómico pois proporciona mais postos de trabalho, adiciona aspetos positivos à imagem social do país bem como à capacidade tecnológica da indústria. Estes pontos fazem com que haja mais investimentos por parte de novas e poderosas empresas, abrindo portas para regiões outrora não tão desenvolvidas, descentralizando a indústria e criando áreas de formação. (Proença, 2007)

Em suma, o fotovoltaico oferece benefícios tanto à indústria como à economia a curto prazo e benefícios no que diz respeito ao abastecimento energético e sua segurança num médio prazo bem como consequências positivas a longo prazo a nível ambiental. (Proença, 2007)

2.10. TECNOLOGIAS NO FOTOVOLTAICO

Antes de ser abordado o tema das tecnologias no fotovoltaico é necessário compreender como funciona o sistema que permite obter eletricidade através do Sol cujo componente principal é o módulo fotovoltaico. Este é composto por um material semicondutor, geralmente silício, encontrado na areia, que irá estar sujeito a uma carga quando submetido à luz solar ao qual são adicionadas substâncias melhorando a conversão da potência da radiação solar em potência elétrica.

Os módulos de potências entre 50 e 100 W são constituídos por células fotovoltaicas que conseguem produzir potências de 1,5 W, possuindo contactos de metal nas suas extremidades que servem como terminais, absorvendo os eletrões livres e armazenando a energia que permitem efetuar ligações em serie ou paralelo. Na Figura 38 observa-se o processo de fabrico destes módulos.

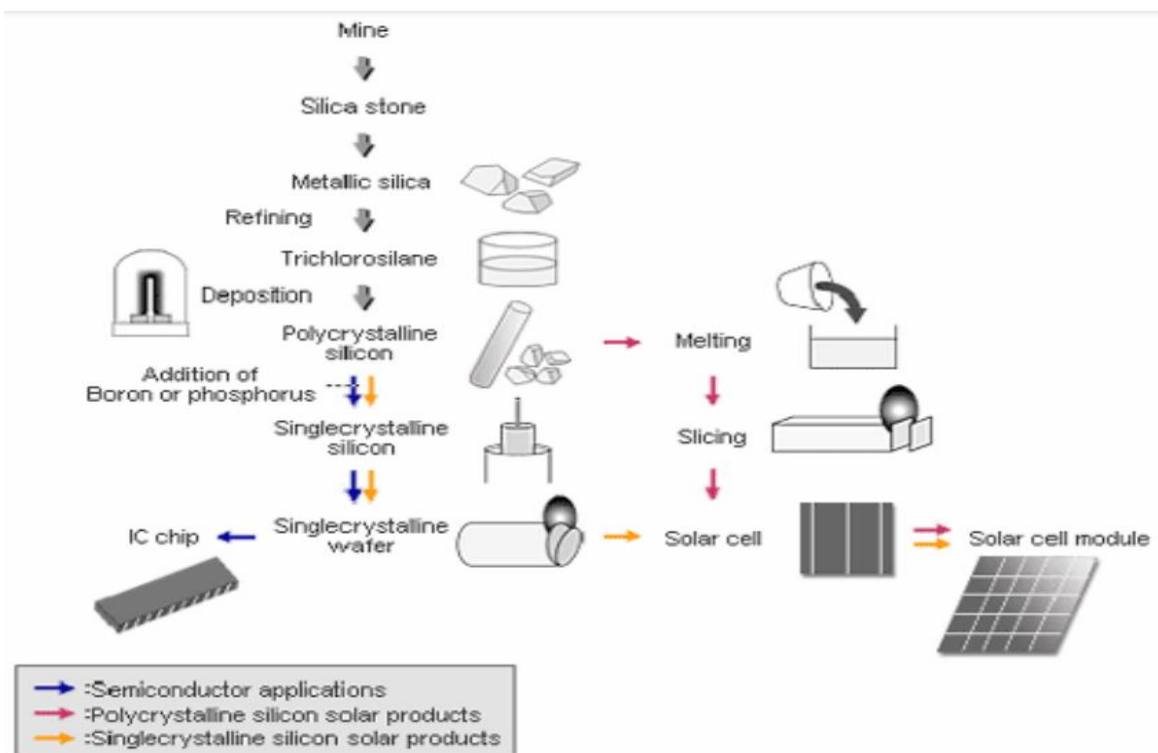


Figura 38 - Processo de fabrico dos módulos fotovoltaicos. (Proença, 2007)

Um fator importante no que diz respeito à produção de eletricidade é a orientação dos painéis solares devendo ser inclinados com um ângulo igual ao da latitude a que se encontram, para maximizar a radiação solar incidente sobre este ao longo do dia. Com a evolução tecnológica, os sistemas fotovoltaicos mais recentes apresentam dispositivos de *tracking* que conseguem verificar a posição do sol ajustando-os para a melhor orientação possível. Isto é necessário devido à variação rápida sofrida consoante o período do dia, a época do ano e as condições climáticas. A corrente produzida pelos painéis é contínua e então, para que possa ser utilizada, deve ser convertida em corrente alternada onde para tal se recorre a um inversor. Caso sejam sistemas não ligados a rede, sendo necessário armazenar energia, têm ainda mais dois componentes, as baterias que irão guardar a energia produzida e os controladores de carga que a protegem contra sobrecargas ou descargas estando localizados entre os painéis e o inversor. Caso o sistema seja ligado à rede ainda é necessário fazer uma ligação através de um posto transformador. (Proença, 2007)

Existem três subcategorias no fotovoltaico que dividem as células utilizadas em três tipos, as de silício ou de 1ª geração, que estão presentes em 90% dos foto geradores. Estas por sua vez ainda se subdividem em células de silício monocristalino, cujas eficiências estão compreendidas entre os 15% e 18% e também células de silício multicristalino que são uma solução mais barata traduzindo-se numa redução de desempenho para os 12% e 15% isto já com uma camada de anti reflexão instalada. Finalmente existem as células *Power* que podem ser produzidas com duas faces fotossensíveis, mas apresentando a eficiência mais baixa das três, na ordem dos 10%. (Proença, 2007)

As células de película fina, ou de 2ª geração, surgiram como uma solução para o elevado consumo de silício que requer elevadas temperaturas e grau de pureza na sua produção. As vantagens oferecidas residem no facto de ser mais leve, fazendo com que possa ser integrada nas fachadas dos edifícios. A tecnologia mais utilizada é a do silício amorfo, podendo ser visto em calculadoras ou relógios, que apresenta eficiências mais baixas, na ordem dos 5% a 7%, no entanto o seu fabrico é mais barato e a gama de luminosidade na qual este funciona é mais abrangente. (Proença, 2007)

A 3ª geração ainda está em fase de estudos e promete obter grandes eficiências a custos muito mais baixos quando comparada com as restantes, no entanto, devido ao desenvolvimento tecnológico, estas só se irão cimentar no mercado nos próximos 10 a 15 anos. Existe, porém, uma outra alternativa bastante utilizada, mas apenas em situações muito específicas, chamada de arsénio de gálio, que pode apresentar rendimentos até aos 25%, no entanto os seus custos de produção são muito elevados fazendo com que seja apenas utilizado em satélites ou sistemas CSP. (Proença, 2007)

Após se falar sobre o funcionamento das tecnologias fotovoltaicas bem como as subcategorias associadas a estas abordam-se agora os componentes necessários para a utilização da energia solar fotovoltaica para produção de eletricidade, que são possíveis de verificar na Tabela 4.

Tabela 4 Componentes existentes no fotovoltaico. (Electric, 2020)

Componentes existentes no fotovoltaico

Painéis solares fotovoltaicos

Controlador de carga

Inversor

Baterias

Sistema de montagem

Fusíveis e disjuntores

Sistema de monitorização

Gerador de backup

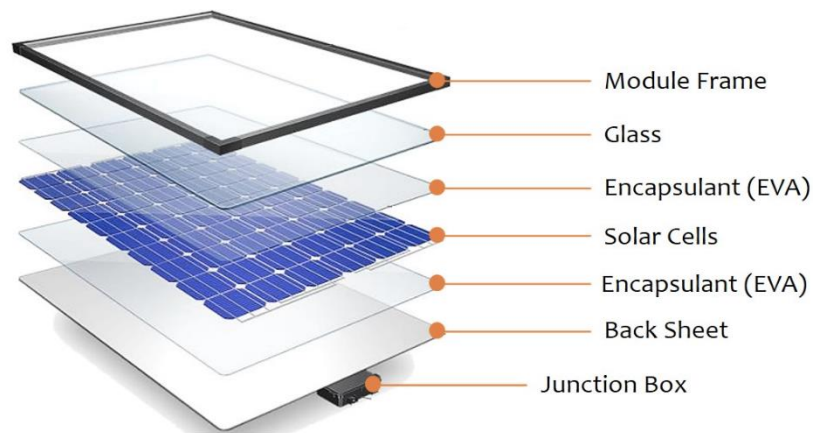
2.10.1. PAINÉIS SOLARES FOTOVOLTAICOS

Os painéis solares, possíveis de observar na Figura 39, são dispositivos que captam a energia proveniente da radiação solar e a transformam em eletricidade. Para estes cumprirem os seus princípios, são compostos por células fotovoltaicas que têm a capacidade de gerar eletricidade através da radiação solar sendo compostas silício cristalino ou arsenieto de gálio. Posteriormente, estes são misturados com outros componentes como fósforo ou boro para que as suas propriedades condutoras sejam alteradas levando à criação de duas partes. Uma destas é negativamente carregada enquanto a outra é positivamente carregada de forma que, quando expostas ao sol, a energia luminosa, de onde os fotões são provenientes, movam os eletrões criando assim a corrente contínua. Finalmente, através de um inversor, esta corrente é transformada em corrente alternada sendo possível ser utilizada. (Iberdrola, 2023)

Os módulos fotovoltaicos podem ser divididos em três partes principais:

- Módulo – formados pela união, através de condutores metálicos, de células fotovoltaicas e dispositivos que conseguem criar eletricidade através do impacto da radiação solar.
- Camadas encapsuladas – responsáveis por proteger as células solares, principalmente compostas por um material isolante térmico permitindo a passagem dos raios solares para as células fotovoltaicas.
- Estrutura de suporte – esta é feita normalmente por alumínio para garantir a sua leveza e durabilidade permitindo variar a inclinação e orientação dos painéis

assegurando que este está otimizado para captar o máximo de radiação possível.
(Iberdrola, 2023)



© EU-India TCP, 2020

Figura 39 - Módulo solar fotovoltaico e seus constituintes. (VR, 2022)

Atualmente existem 5 tipos de painéis solares no mercado que se distinguem consoante a sua forma de fabrico, propriedades, custo e eficiência, estando de seguida abordados:

- Módulos monocristalinos – estes são constituídos por silício e parecem-se com células pretas devido à forma como a luz interage com os cristais de silício puros, como se pode observar na Figura 40. Apresentam uma elevada eficiência, cerca de 20%, e desempenho com eficiência, permitindo gerar o maior valor de potência com valores entre os 300 e 400 W. (VR, 2022)

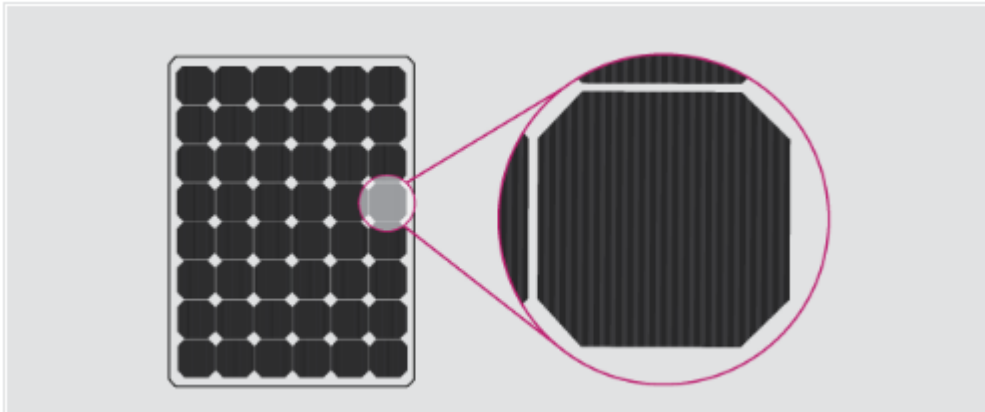


Figura 40 - Células de silício monocristalino. (VR, 2022)

- Módulos de silicone policristalino – constituídos por fragmentos de silício fundido, como se observa pela Figura 41, apresentando o maior valor de defeitos devido à sua constituição reduzindo a sua para valores entre os 15% e 17% pois apresentam valores potência mais baixos. São, no entanto, mais económicos a níveis de custo e podem ser facilmente detetados devido à sua cor azulada resultante da reflexão da luz solar nos diferentes fragmentos de silício. (VR, 2022)

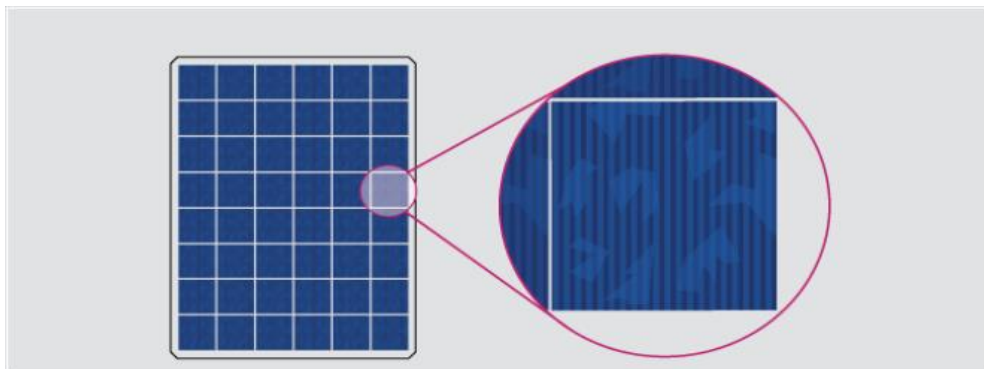


Figura 41 – Módulo de silicone policristalino. (VR, 2022)

- Módulos fotovoltaicos multijunção – Estes módulos, possíveis de observar na Figura 42, foram criados para responder à incapacidade no que toca ao aproveitamento da energia da luz do sol onde a existência de várias camadas faz com que seja possível extrair a luz solar a diferentes comprimentos de onda. Estes módulos são constituídos por camadas, onde a que está à superfície apresenta o maior intervalo de banda possibilitando a captação da radiação com menor comprimento de onda. Os materiais com menor intervalo de banda estão presentes nas camadas mais profundas para que a luz com maior comprimento de onda possa ser extraída antes de atravessar o resto da célula. Devido ao número elevado de camadas, em cada uma destas utilizam-se condutores transparentes, para adquirir os eletrões gerados em cada uma, bem como túneis entre camadas para diminuir a resistência elétrica e aumentar o fluxo de eletrões. (VR, 2022)

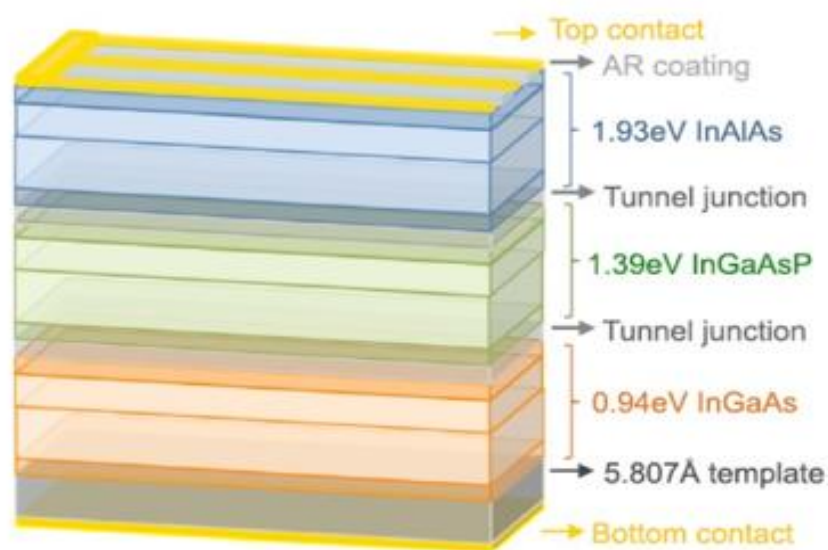


Figura 42 - Módulo multijunção. (VR, 2022)

- Módulos fotovoltaicos de película fina – Utilizados nos módulos constituídos por componentes monocristalinos e policristalinos sendo 350 vezes mais finos que estes, como se verifica na Figura 43. Habitualmente são fabricados com telureto de cádmio, seleneto de índio e gálio de cobre geralmente colocados entre camadas condutoras para absorver a luz solar. A principal vantagem destes reside no facto de serem mais leves, logo permitirem uma maior portabilidade e flexibilidade

permitindo a sua adaptação a qualquer superfície. A principal desvantagem passa por apresentar uma eficiência baixa na ordem dos 11%, não possuírem um tamanho uniforme e a potência gerada depender do tamanho físico que fora dimensionado para a aplicação em questão. (VR, 2022)

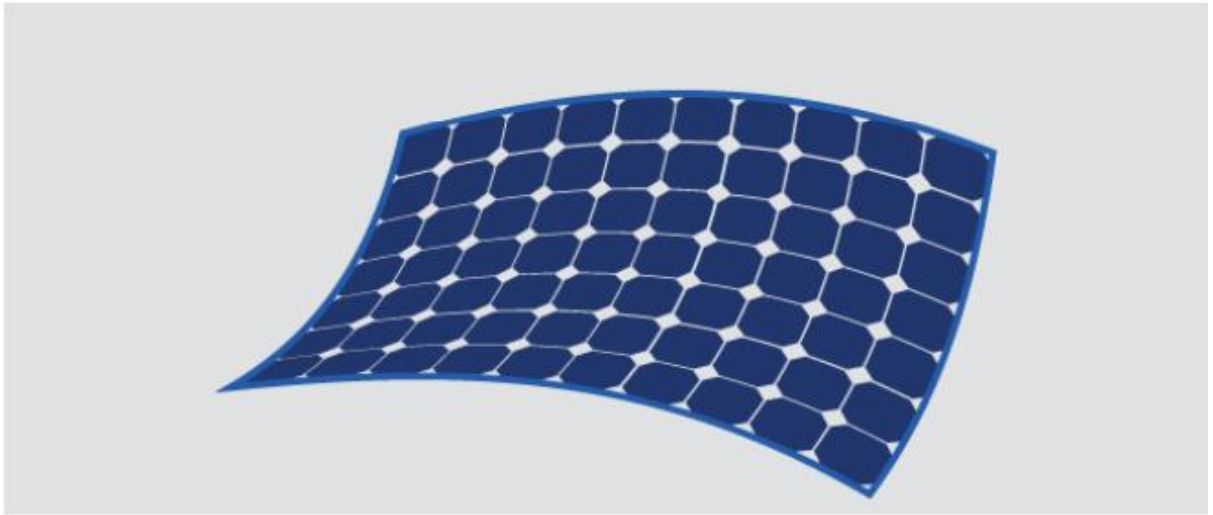


Figura 43 - Painéis solares de película fina. (VR, 2022)

- Módulos bifaciais - Permitem gerar potência de ambos os lados, observados na Figura 43 sendo instalados em superfícies que são altamente refletoras, ajudando a aumentar a porcentagem de potência criada em 30%. O seu funcionamento passa por utilizar a luz refletida do solo através da utilização de células especificamente desenvolvidas para este efeito, podendo ser, maioritariamente constituídas por painéis monocristalinos ou policristalinos. Estudos foram feitos que comprovaram que estes são capazes de aumentar a eficiência em 11%. (VR, 2022)

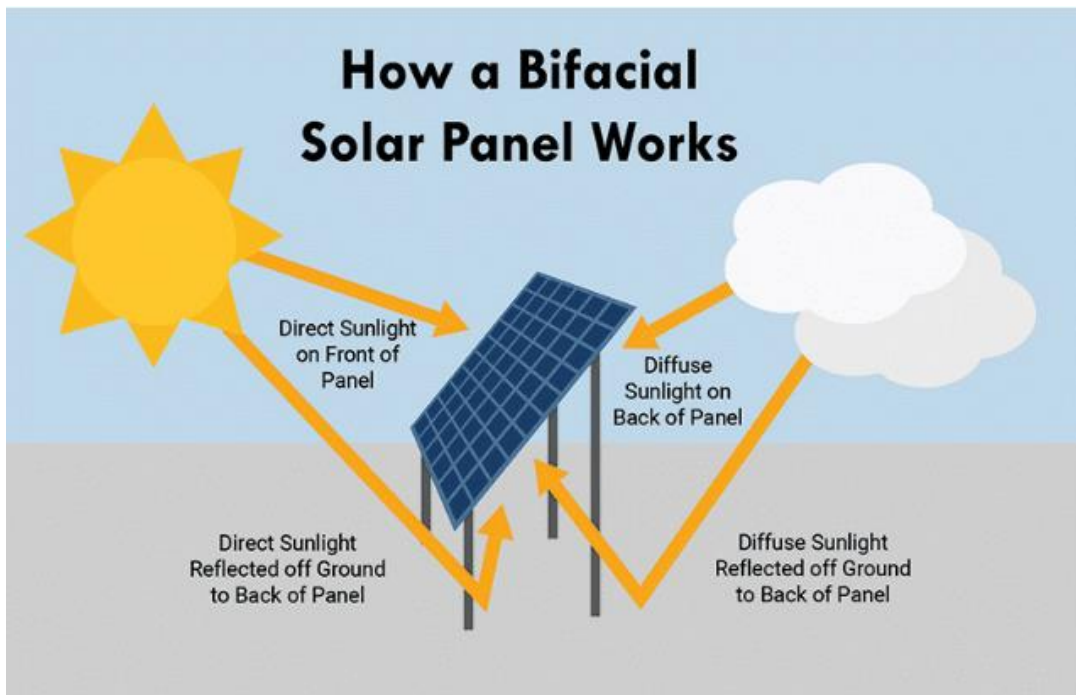


Figura 44 – Princípio de funcionamento dos módulos bifaciais. (VR, 2022)

2.10.2. CONTROLADOR DE CARGA

O controlador de carga é um dispositivo que regula a tensão e corrente que percorre os módulos fotovoltaicos até às baterias cujo principal objetivo é prevenir a sobrecarga nestas proporcionando um funcionamento correto, aumentando a sua vida útil. Devido ao seu funcionamento passar pela regulação das baterias, este é um componente opcional, pois caso a instalação não possua bateria de armazenamento então este dispositivo não é necessário. (Electric, 2020)

2.10.3. INVERSORES

O objetivo dos inversores, presente na Figura 45, passa por converter a potência DC em potência AC possibilitando a sua utilização. Algo a ter em consideração é garantir que o inversor “alimentar” todas as cargas que estão ligadas simultaneamente ao sistema. Quando as cargas dos sistemas estão todas alimentadas o excesso de energia é utilizado para carregar as baterias, caso estas estejam instaladas, onde, para diminuir a redundância do sistema, se utiliza um carregador inversor necessário caso esteja localizado onde haja vários dias nublados onde não haja potencia suficiente para carregar as baterias. (Electric, 2020)

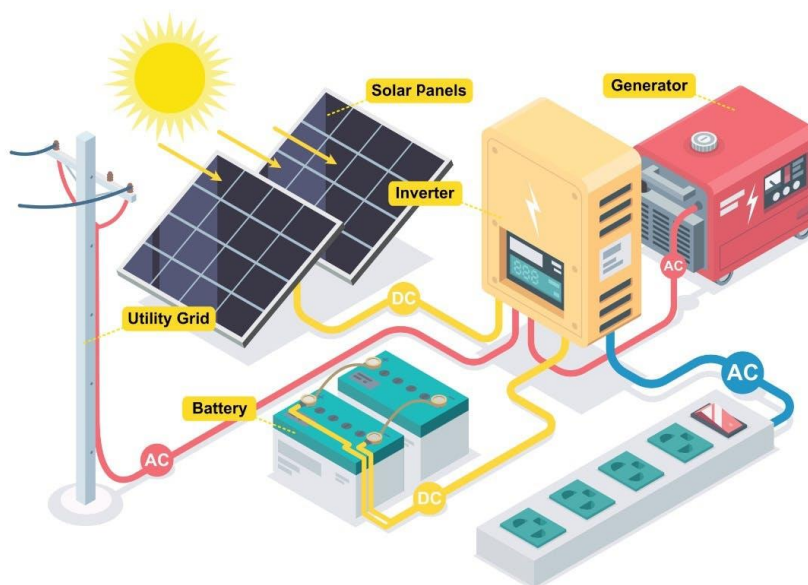


Figura 45 - Inversor solar. (Palmetto, 2023)

Estes equipamentos podem ser utilizados para diferentes tipos de configurações:

- Sistemas ligados à rede.
- Sistemas desligados da rede.

Para a sua utilização em sistemas ligados à rede é necessário encontrar o inversor adequado para que seja possível saber qual a tensão a considerar no lado DC para configuração do gerador com base nas características de *input* do inversor. A principal funcionalidade passa por converter a corrente DC num sinal AC de 50Hz, de acordo com a rede. Os inversores para este tipo de instalação devem conseguir responder tanto às

características da rede como às do gerador, uma vez que toda a corrente proveniente dos painéis circula neste, impactando o funcionamento do sistema fotovoltaico.

Aliado à eficiência da conversão de corrente, o inversor deverá ter componentes que sejam capazes de controlar o seu modo de funcionamento devendo assegurar que o seu funcionamento começa assim que a energia solar é suficiente para as células solares começarem a funcionar e que, ao longo do dia, este se consegue adaptar às variações energéticas solares. Além destes componentes deverão estar presentes componentes de segurança que desliguem o sistema em caso de ocorrência de alguma irregularidade na rede ou no gerador solar.

Para a utilização em sistemas desligados da rede o inversor deve ser capaz de produzir uma eficiência de 90% pois necessita de alimentar um número elevado de equipamentos, sendo que a sua qualidade dependerá de um número elevado de características como: (Ovelha, 2017)

- Alta eficiência
- Baixo consumo em *stand-by*
- Detecção de presença de carga
- Capacidade de suportar curto-circuitos
- Tolerância a correntes de arranque
- Proteção contra sobreintensidades
- Baixa variação de tensão e frequência de saída

Nos sistemas solares fotovoltaicos são utilizados dois tipos de inversores:

- Inversor central – utilizado para maiores potências, painéis são ligados em série e posteriormente faz-se a ligação do cabo DC ao inversor, no entanto é necessário salvaguardar espaço considerável para a sua instalação.
 - Para potências instaladas até 4kW utiliza-se um módulo central ao qual são ligados os módulos em uma ou duas *strings* apenas necessitando que os estes sejam instalados com a mesma orientação e inclinação.

- Para potências superiores a 4kW, além da instalação de um ou dois inversores solares necessita-se de instalar um contador de produção para cumprimento dos requisitos legais.
- Micro Inversor – utilizado para menores potências, cada micro inversor liga a um ou dois painéis. Esta solução requer menos espaço devido a serem instalados junto ao módulo.
 - São utilizados em instalações de baixa potência, normalmente inferiores a 2000W, onde não é permitida a utilização de um inversor central, sendo instalados microinversores, um por cada módulo instalado. Esta configuração permitirá uma maior flexibilidade de instalação dos módulos possibilitando orientações e inclinações diferentes sem afetar a produção solar.

2.10.3. BATERIAS SOLARES

As baterias solares são um componente opcional e, assim como as baterias noutros sistemas, são utilizadas para armazenar a potência gerada durante o dia, possibilitando a sua utilização num período onde não haja tanta exposição solar.

Para a caracterização de uma bateria é necessário ter em conta alguns fatores importantes que podem ser vistos na Tabela 5.

Tabela 5 – Fatores caracterizantes de uma bateria solar. (Renogy, 2021)

Fatores caracterizantes de uma bateria solar

Tensão

Densidade e energia específica

Rendimento energético

Capacidade

Auto descarga

Ciclos de vida

Profundidade de descarga

A capacidade refere-se à quantidade máxima de energia elétrica que a bateria consegue fornecer durante o seu processo de descarga e até este estar completo. A auto descarga diz respeito à percentagem de bateria descarregada mesmo quando não está a ser utilizada e finalmente os ciclos de vida são o número de vezes que a bateria pode carregar/descarregar durante a sua vida útil.

O número de baterias irá depender da quantidade de energia que é necessário armazenar, onde a utilização de mais que uma energia é chamada de um banco de baterias, a potência também pode ser armazenada por um longo período caso o sistema consiga produzir quantidade suficiente de energia, sendo conhecido como um sistema híbrido.

Caso o sistema fotovoltaico seja conectado à rede não será necessária uma bateria pois este tipo de sistema consegue extrair energia à rede quando necessário, no entanto se o sistema for fora da rede e seja necessária energia em alturas onde não há luz solar então é necessária a instalação de uma bateria, como por exemplo em cabines fora da rede, pequenas casas solares, casas remotas. É um investimento extra no sistema instalado, no

entanto permite eliminar a dependência energética da rede diminuindo assim os valores das contas a longo prazo. (Renogy, 2021)

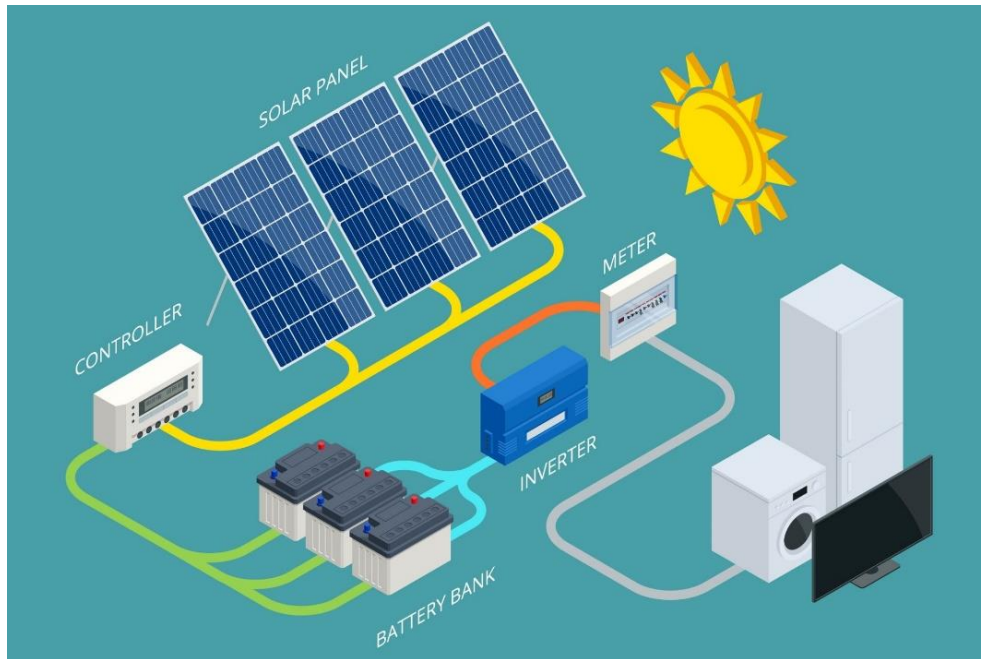


Figura 46 - Esquema de ligação de baterias. (SunlightSolar Empowering, 2023)

Existem três tipos de baterias, as baterias de chumbo inundadas que obtiveram o seu nome devido ao eletrólito estar em estado líquido onde carregar estas baterias faz com que a água na solução de eletrolítica evapore tornando necessário o abastecimento regular com água destilada. Estes requisitos fazem com que estas baterias não sejam recomendadas para sistemas onde não haja a disponibilidade de manutenção, no entanto para os casos onde dita disponibilidade exista estas podem ser vantajosas a nível dos custos reduzidos que oferecem. (GoGreenSolar, 2021)

De seguida existem as baterias de chumbo seladas em que o local onde está inserido o eletrólito se encontra selado prevenindo fugas ou gases tóxicos de se infiltrarem no ambiente. Ao contrário do tipo de bateria previamente abordado, estas não necessitam de tanta manutenção nem de ser instaladas em locais ventilados, podendo também ser instaladas em qualquer orientação pretendida. Dentro deste tipo existem as de tapete de vidro absorvente que são mais baratas e a sua *performance* em baixas temperaturas é melhor, sendo ainda capazes de altas taxas de carga e descarga. todos estes fatores fazem com que sejam a opção mais custo-benefício recomenda para maior parte das instalações fora da rede. As baterias de gel são mais caras e velhas que as de vidro absorvente, levando

mais tempo a carregar, no entanto estas funcionam melhor quando em ambientes de temperaturas elevadas. (GoGreenSolar, 2021)

Por fim existem as baterias de lítio que são três vezes mais caras que as baterias de chumbo seladas, mas a sua duração também o que perfaz um equilíbrio entre custo e vida útil do sistema. Estas apresentam taxas de carga e descarga mais rápidas, são mais leves, não necessitam de manutenção e são modulares, significando que o banco de baterias pode ser expandido caso seja necessário tornando-as mais indicadas para um sistema de elevada *performance* e com elevada vida útil. (GoGreenSolar, 2021)

2.10.4. SISTEMA DE MONTAGEM

O sistema de montagem é um componente fundamental pois é a estrutura que permite manter os módulos fotovoltaicos no local onde foram instalados sendo compostos por estruturas de montagem e calhas que prendem as estruturas ao local de instalação.

Os sistemas de montagem podem ser divididos em duas categorias principais:

2.10.4.1. MONTAGEM NO TELHADO

Este tipo de sistema de montagem, que se observa na Figura 47, utiliza vigas para segurar o peso do módulo onde primeiramente se necessita localizar e assinalar as vigas presentes no telhado de forma a possibilitar a criação de furos para prender as calhas em posição. São a montagem principal para maior parte das instalações domiciliarias devido à sua conveniência e custo-benefício. As orientações ótimas para estas instalações são um telhado que esteja virado para Sul, Oeste ou Este com espaço devidamente otimizado para o efeito. (GoGreenSolar, 2021)

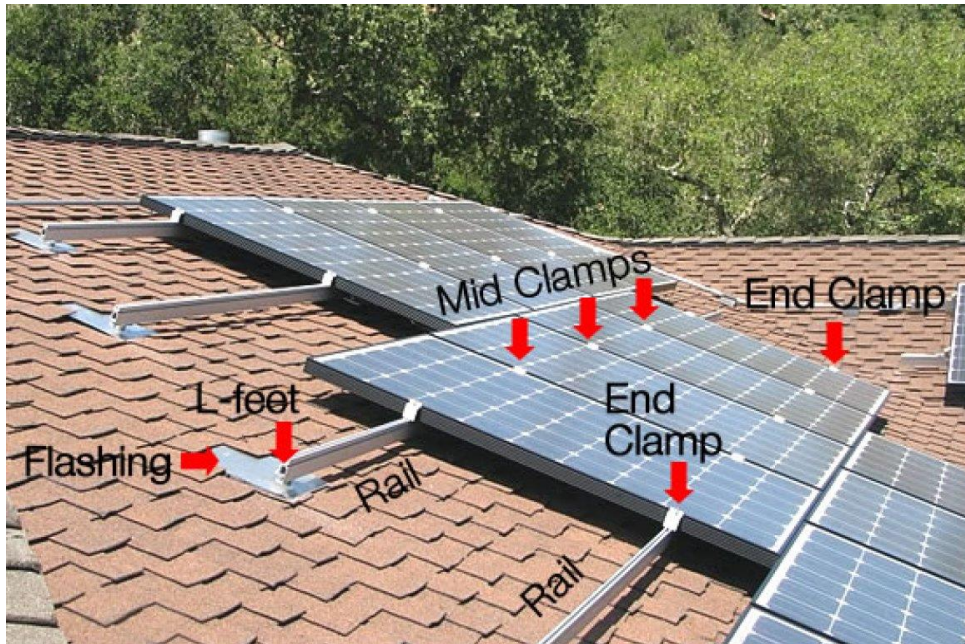


Figura 47 - Sistema de montagem no telhado. (Bas, 2010)

Os tipos de montagens em telhados podem variar de acordo com o tipo de inclinação do mesmo, sendo este inclinado ou plano. No que diz respeito ao telhado inclinado, normalmente, normalmente com uma inclinação mínima de 5 graus, é necessário subir o módulo na parte superior para inclinar o máximo possível com a estrutura existente. Caso o revestimento do telhado seja em chapa metálica, estes apresentam uma fraca resistência a pesos o que obriga a ser feita a ligação da estrutura de fixação diretamente à estrutura de suporte do telhado. Quando o revestimento é em chapa metálica os furos previamente existentes devem ser aproveitados para colocar o suporte de fixação dos módulos. Caso a estrutura do telhado esteja assente numa placa de betão que não apresenta fragilidades visíveis, a estrutura de fixação deve ser colocada de acordo com a estrutura de suporte da superfície inclinada e ajustada em altura consoante o revestimento. Por fim, caso a estrutura do telhado esteja assente em vigas os suportes deverão ser instalados nas vigas principais recorrendo a soluções que abracem a vige a não a perfurem. No caso do telhado plano a inclinação a utilizar na estrutura é de 15 graus, não devendo ultrapassar este valor devido à possível ação do vento.

2.10.4.2. MONTAGEM NO SOLO

Um sistema de montagem no solo, presente na Figura 48, é uma estrutura construída a partir de tubos metálicos fixados, com segurança, em bases de cimento no solo apresentando mais custos a nível financeiro e de temporais comparativamente à montagem no telhado devido a necessitarem de uma estrutura criada do zero. Contrariamente também à instalação previamente abordada, esta oferece uma maior flexibilidade no que diz respeito à orientação dos painéis sendo que é possível orientar estes ao encontro do Equador e incliná-los para que formem um ângulo que maximize o *output* do sistema. Além da maior flexibilidade também são mais acessíveis e fáceis de fazer a sua manutenção uma vez que não é necessário subir ao local de instalação. Estes sistemas são mais utilizados em instalações comerciais ou propriedades rurais devido ao espaço disponível.



Figura 48 - Sistema de montagem no solo. (Riley, 2021)

Ainda dentro das montagens no solo existem também as montagens em postes, que são úteis cenários de neve pois permitirão a criação de um ângulo mais inclinado dos módulos fazendo com que a neve deslize elevando-os para que não estejam em contacto com a neve que se encontra no solo. O outro cenário para este tipo de instalação são as montagens em encostas, pois o terreno íngreme apresenta-se como um desafio à instalação bem como ser bastante irregular. Finalmente existe um tipo de montagem baseado em estantes que

permite ao consumidor instalar o seu próprio banco solar onde contentores são utilizados com enchimento, normalmente terra ou gravilha, como contrapeso para manter o sistema no local pretendido, eliminando a necessidade de escavar o terreno bem como oferecendo uma solução mais barata, fácil e rápida. (GoGreenSolar, 2021)

2.10.5. SISTEMA DE MONITORIZAÇÃO

O sistema de monitorização solar permite verificar o *output* dos módulos instalados, sendo normalmente instalados ao mesmo tempo que estes necessitando de um elevado investimento para permitir maximizar o retorno do investimento feito.

Este sistema inclui *hardware* ligado ao sistema fotovoltaico, uma conexão com a internet e *software* como uma aplicação móvel ou um *website*. O sistema lê os dados que estão presentes nos inversores verificando qual a altura do dia em que os módulos tiveram a *performance* máxima podendo também medir a radiação solar e outros dados relevantes para o utilizador.

O principal componente do sistema de monitorização é o *software* que pode detetar defeitos no *hardware* bem como monitorizar o *output* atual e agregar todos dados de forma a permitir analisar a *performance* do sistema ao longo do tempo. Estes dados podem ser exportados para um *software* financeiro para calcular a *performance* financeira do sistema bem como comparar a energia produzida com a utilizada para aumentar a eficiência energética. (Kuchta, 2022)

2.10.6. APARELHOS DE PROTEÇÃO

Previamente a abordar o porque e quando se deve utilizar um fusível ou disjuntor é necessário perceber a sua finalidade. Os fusíveis e disjuntores são utilizados para proteger o sistema no qual estão inseridos de algo que o possa danificar, encontrando-se já instalados nos controladores de carga e nos inversores não permitindo, assim, que os cabos aqueçam, derretam ou provoquem um incendio por excesso de corrente, desligando a ligação antes que tal aconteça. Os fusíveis devem ser colocados o mais perto possível da bateria ou da fonte de eletricidade para que, caso haja um curto de circuito, o sistema se desligue imediatamente. No caso da aplicação a um sistema solar deve-se ter em atenção que estes devem estar o mais perto possível da ligação do módulo aos inversores e dos controladores de carga, como visível na Figura 49. (Gilbert, 2022)

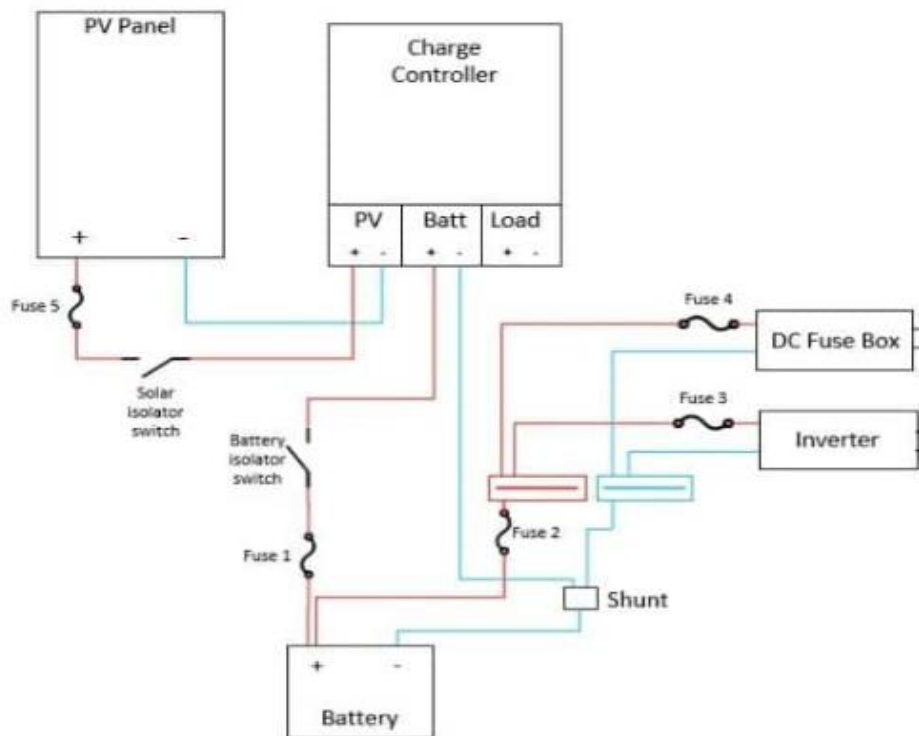


Figura 49 - Esquema de ligação dos fusíveis. (Gilbert, 2022)

A proteção DC é essencial para garantir que os sistemas fotovoltaicos funcionem de forma segura e eficiente para eliminar o risco de um arco elétrico ser maior do que a corrente alternada por causa de quão rápido este fenómeno ocorre a 50Hz e 60Hz. O fusível quando derrete deixa o circuito em aberto impossibilitando a passagem de corrente. (Amaral, 2021)

Outra forma de proteção passa pela utilização de disjuntores, presentes na Figura 53, que atuam contra curto-circuitos e sobrecargas, cortando a passagem da corrente no circuito, ligando e desligando circuitos. O seu funcionamento baseia-se em bobines que atraem contactos que se dilatam com o calor, havendo o corte na passagem da corrente quando esta aumenta. Existem 3 tipos de disjuntores: (Amaral, 2021)

- Disjuntores térmicos – Contêm uma lamina com um dado coeficiente de dilatação que, quando passa uma corrente mais elevada, aquece e se deforma abrindo o

contacto e interrompendo a passagem de corrente oferecendo proteção apenas contra sobrecargas e não curto-circuito devido ao tempo que demoram a atuar.

- Disjuntores magnéticos – A corrente passa por uma bobine que gera um campo eletromagnético à volta desta aumentando consoante o a corrente até chegar ao ponto onde irá atrair magneticamente um contacto que interrompendo o circuito. Devido à sua rápida velocidade de acionamento permite a proteção contra curto-circuitos bem como sobrecarga não apresentando tanta precisão quanto o disjuntor térmico contra sobrecargas devido à carga precisar de exceder muito o limite.
- Disjuntores termoelétricos – É a junção entre ambos os tipos previamente mencionados sendo o mais utilizado e recomendado para instalações elétricas, oferecendo uma variedade de funcionalidades como manobra de circuitos, proteção contra curto-circuitos e sobrecargas.

Os disjuntores podem ser caracterizados de acordo com a sua curva de rutura que informa sobre o seu comportamento após ultrapassada a sua corrente nominal informando quando este vai atuar. A corrente que causa a atuação do disjuntor é chamada de corrente de rutura pois é a que faz com que o circuito abra. (Amaral, 2021)

Tabela 6 – Caracterização de disjuntores com base nas suas curvas de funcionamento (Amaral, 2021)

Curva	Definição
B	<p>Atua numa corrente de rutura 3 a 5 vezes superior à nominal, ou seja, se a sua corrente nominal for de 20A, curva B irá atuar quando a corrente que por si passa estiver entre 60A e 100A.</p> <p>Utilizados em locais onde se possa gerar um curto-circuito de baixas proporções.</p>
C	<p>Atua numa corrente de rutura 5 a 10 vezes superior à nominal, ou seja, se a sua</p>

corrente nominal for de 20A, curva C irá atuar quando a corrente que por si passa for de 100A a 200A.

Utilizados em locais onde se esperam cargas indutivas.

D

Atua numa corrente de rutura 10 a 20 vezes superior à nominal, ou seja, se a sua corrente nominal for de 20A, curva D irá atuar quando a corrente que por si passa for de 200A a 400A.

Utilizados em circuitos industriais onde se espera ter elevada corrente inicial.

As curvas que descrevem os disjuntores previamente abordadas estão presentes na Figura 50, Figura 51 e Figura 52.

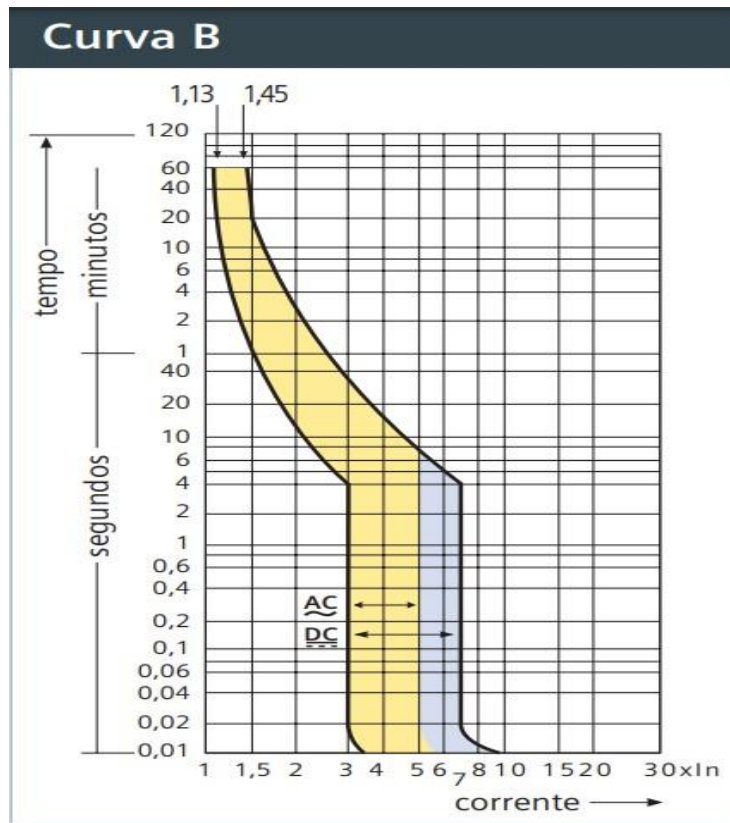


Figura 50 - Gráfico Disjuntor Curva tipo B. (Trick Drawing, 2021)

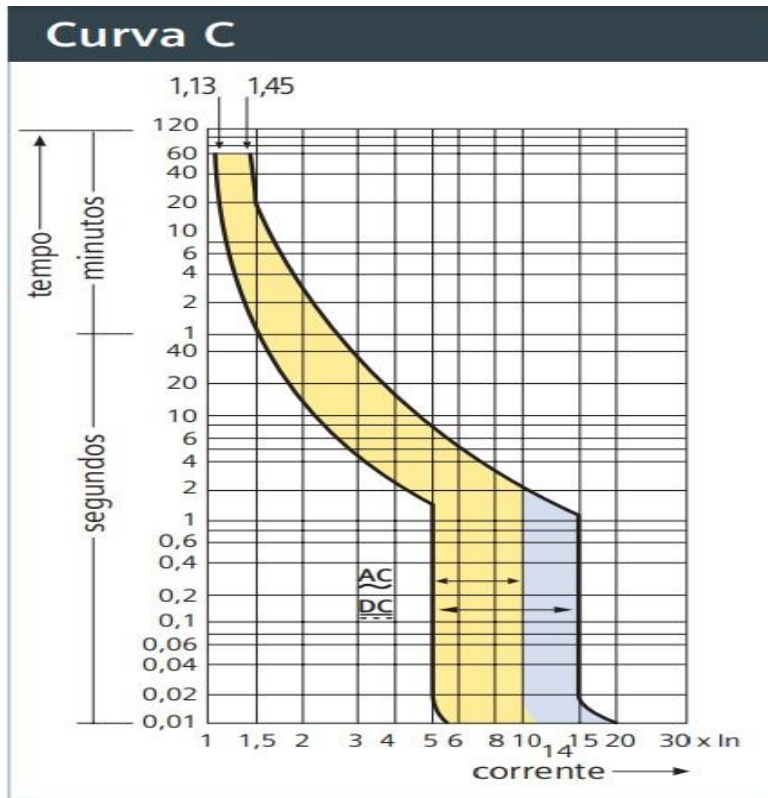


Figura 51 - Gráfico Disjuntor Curva tipo C. (Trick Drawing, 2021)

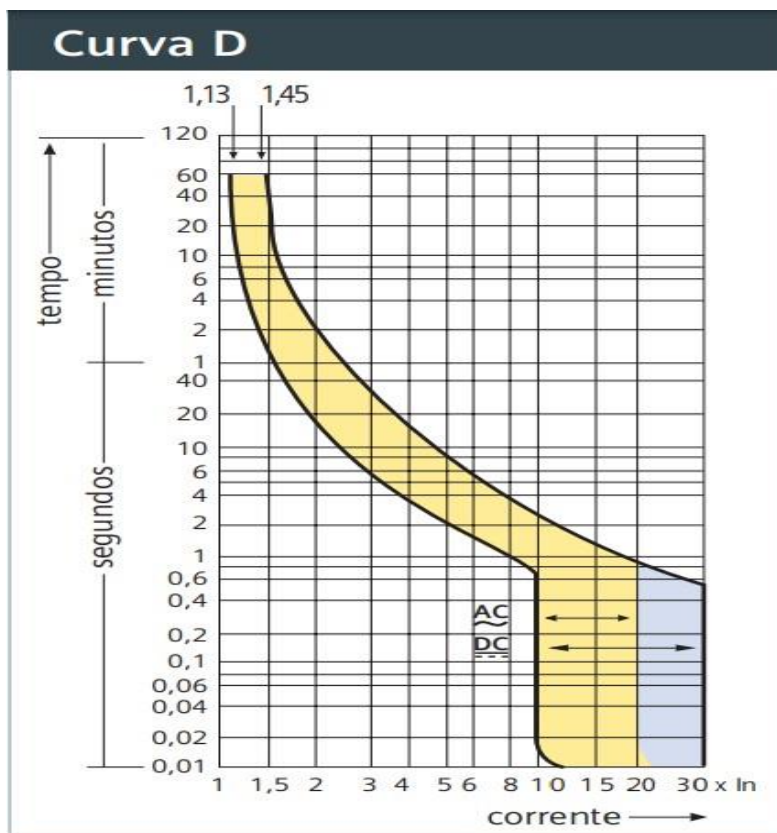


Figura 52- Gráfico Disjuntor Curva tipo D. (Trick Drawing, 2021)



Figura 53 - Esquema disjuntor. (Gilbert, 2022)

Os fusíveis, bem como os disjuntores, podem ser classificados de acordo com a velocidade a que estes respondem a uma deficiência no sistema, a isto se chama de velocidade de atuação, ao tempo que demora um fusível quebrar a ligação que leva a tensão ou corrente, tornando importante uma escolha correta pois ajuda a prevenir quedas de energia ou apagões.

As três velocidades mais comuns são ultrarrápidas, utilizados geralmente em dispositivos eletrônicos, de atuação instantânea, uteis para proteger cabos e componentes mais sensíveis como baterias ou painéis solares e finalmente de atuação lenta que permitem que a corrente flua, temporariamente, prevenindo correntes de arranque superiores ao valor nominal dos aparelhos de proteção presentes principalmente em motores elétricos.

No que diz respeito a qual dos dois escolher, um disjuntor é geralmente a melhor escolha pois não necessita de substituição quando atua sendo apenas necessário voltar a conectar ao contrário do fusível que tem de ser substituído toda a vez que é utilizado. As utilizações destes dispositivos devem seguir as regras técnicas de instalação de baixa tensão. (Gilbert, 2022)

Na Tabela 1 estão alguns exemplos assim como a sigla, onde os que devem ser utilizados para proteção de painéis solares e baterias são os FF, F e M.

Tabela 7 – Tipos de fusíveis. (Sol Voltaics, 2023)

Sigla	Descrição
FF	Atuação muito rápida
F	Atuação rápida
M	Atuação média
T	Atuação lenta
TT	Atuação muito lenta

Posto isto, um fusível ou disjuntor pode ser descrito como um acessório que oferece uma camada extra de segurança aos componentes presentes na instalação utilizados principalmente quando o controlador é demasiado pequeno prevenindo uma tensão muito elevada. São também utilizados quando existe possibilidade de relâmpagos atingirem a instalação e fazerem com que haja um pico de eletricidade que possa destruir o controlador ou em casos de prevenção um incêndio. (Sol Voltaics, 2023)

2.10.7. GERADOR DE *BACKUP*

O gerador de *backup*, visível na Figura 54, irá armazenar energia da luz solar ou da rede para quando houver uma emergência funcionando em paralelo com os módulos fotovoltaicos de forma a obter energia que depois será armazenada e ainda convertida, pelo inversor. (Sowden, 2022)

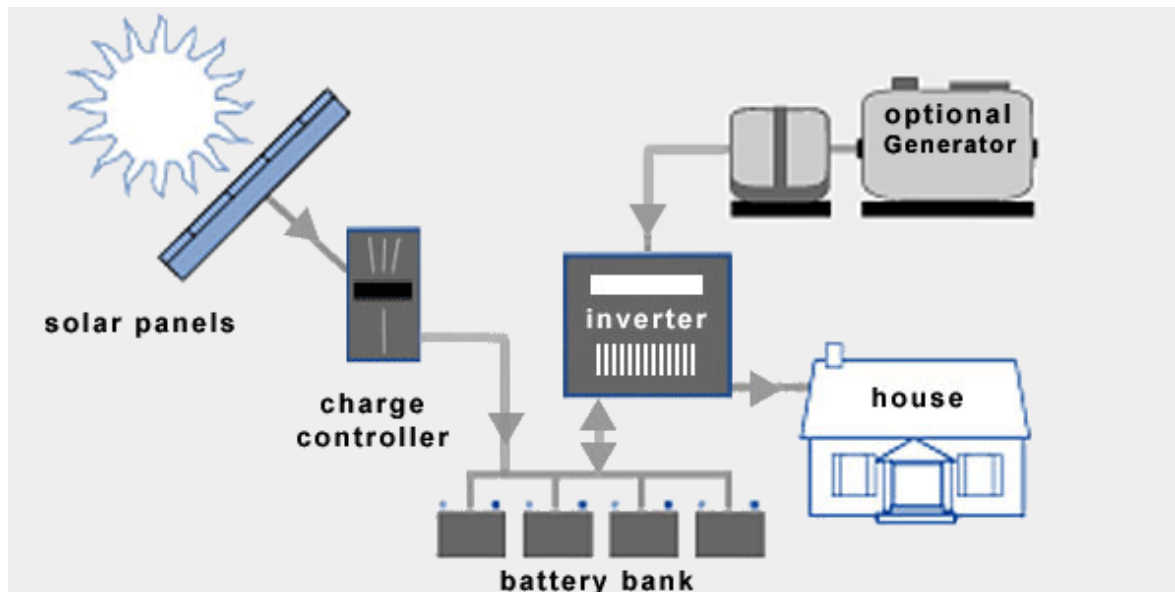


Figura 54 - Esquema gerador de backup. (Solar Electric, 2023)

De seguida apresenta-se uma lista de razões para a qual se deve utilizar um gerador solar:

- Caso a zona onde a instalação foi feita sofra apagões ou falhas de energia devido a fenómenos meteorológicos servindo como uma forma de energia.
- Devido a não necessitarem de combustíveis fósseis para o seu funcionamento não poluem, não produzem sons incómodos, sendo 60dB a 70dB menos ruidosos que os geradores convencionais sendo seguros para utilização doméstica ou em qualquer local fechado.
- Apesar de serem um investimento elevado permitem economizar a longo prazo devido ao armazenamento de energia para posterior utilização e alimentação das necessidades eletrónicas quando os preços energéticos estão elevados.
- Ajude o ambiente e baixa a pegada de carbono deixada combatendo as alterações climáticas. (Sowden, 2022)

2.10.8. PROTEÇÃO HOMOPOLAR

Em UPAC's com potência de injeção maior ou igual a 250KW é obrigatório a instalação de proteção homopolar, caso seja inferior a 250KW não é obrigatório a instalação de proteção homopolar, no entanto o Operador de Rede e Distribuição (ORD) pode obrigar à sua instalação caso comprove a sua necessidade para a rede elétrica. (Quadrisol, s.d.)

Este sistema de proteção contém um elemento fulcral para o funcionamento do sistema elétrico cujo objetivo passa por responder às perturbações existentes na rede, não condicionando a qualidade e estabilidade do sistema elétrico. Este tipo de proteção apresenta um protetor de interligação que visa garantir uma separação rápida e automática da rede, salvaguardado a rede e sobretudo os seus clientes no que diz respeito à injeção incorreta de energia proveniente de algum defeito na mesma. Estas proteções asseguram a separação rápida e automática da Rede Nacional de Distribuição de acordo com as legislações aplicáveis e com o especificado no “Guia Técnico das Instalações Elétricas de Produção Independente de Energia Elétrica”. (Quadrisol, s.d.)

No caso de ser requisitado pelo produtor, os transformadores de tensão e corrente poderão ser utilizados para funções de proteção e de medida da unidade de proteção, sendo então necessário que sejam utilizados enrolamentos dedicados e separados para medida e proteção. (Quadrisol, s.d.)

2.10.9 Interruptores *rapid shutdown*

Os dispositivos solares de *rapid shutdown*, visível na Figura 55, são utilizados para reduzir a energia potencialmente perigosa encontrada nos inversores do sistema fotovoltaico mantendo em segurança o pessoal que necessite de interagir com o sistema bem como proteger os componentes. *Rapid shutdown* refere-se ao processo de mitigar riscos através da redução rápida da tensão DC num sistema fotovoltaico, encontrando-se integrados nestes sistemas de forma a permitir um desligar rápido do sistema.

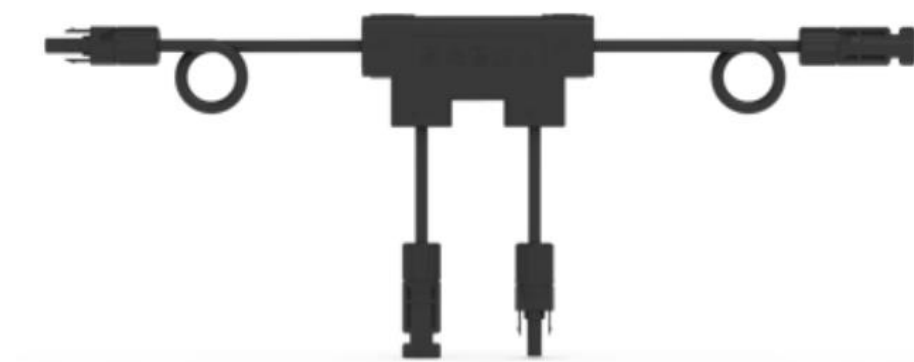


Figura 55 – Interruptor *rapid shutdown*. (Hoymiles, 2022)

Os inversores têm capacidade de cortar a ligação de forma a prevenir que a energia gerada pelos módulos retorne o seu trajeto, no entanto os módulos solares continuarão a gerar eletricidade enquanto o sol estiver disponível, criando tensão e corrente nos fios elétricos que os ligam aos inversores, sendo necessário antes um corte a nível do módulo e não do inversor. O seu funcionamento passa receber, constantemente, um sinal denominado de “sinal de permissão de operação” que é interrompido quando a potência AC é cortada ou o iniciador externo é ativado levando a uma interrupção da conexão em série entre o lado DC dos módulos por parte deste dispositivo reduzindo a tensão DC para níveis seguros dentro de 30 segundos. (Hoymiles, 2022)

Embora os sistemas fotovoltaicos sejam seguros podem se tornar num perigo de incêndio caso danificados, se a sua instalação não for executada da maneira correta ou caso o equipamento já venha com defeito de origem ou com algum tipo de mau funcionamento.

Em caso de incêndio apenas desligar o inversor solar não irá remover o risco associado uma vez que níveis perigosos de tensão DC ainda se podem manter impossibilitando a intervenção de alguém na proximidade do componente. Estes interruptores estão integrados no sistema fotovoltaico para mitigar os riscos que, em caso de incêndio, podem ser ativados pelos intervenientes reduzindo os níveis de eletricidade e tensão para níveis inofensivos. (Tigo Energy, 2022)

Um sistema de *rapid shutdown* é composto por um dispositivo de *rapid shutdown* que estão instalados a nível do módulo fotovoltaico equipados com uma tecnologia que consegue desligar e reduzir o *output* de tensão ao longo do sistema fotovoltaico para ir ao encontro dos regulamentos impostos. Outro componente é o iniciador normalmente em forma de um botão de *stop* de emergência que presente no inversor, podendo ser iniciado de duas formas, ou manualmente através deste botão ou então de forma automática através da perda de potência da rede. Finalmente é necessário um inversor que irá converter a eletricidade produzida pelos módulos em energia útil. O conjunto destes três componentes é denominado de equipamento fotovoltaico de *rapid shutdown* que reduzirá a tensão do sistema para valores seguros de operar. (Tigo Energy, 2022)

2.11. TECNOLOGIAS NO FOTOVOLTAICO

No que diz respeito a Portugal, o regime de tarifas de compra a preço garantido existe em Portugal desde 1998, assim como em outros países da União Europeia, sendo introduzido pelo Decreto-Lei nº189/88 que surgiu para reduzir a dependência de combustíveis fósseis de forma a equilibrar a energia elétrica através de recursos endógenos. Este foi o primeiro passo para a produção de energia elétrica através de fontes renováveis que veio a sofrer muitas modificações. (Proença, 2007)

Um ano depois, em 1999, o Decreto-Lei nº168/99 surgiu mudando totalmente o sistema de tarifa *feed-in*, onde se instituíram princípios para benefício do ambiente, sendo estes extraídos da produção renovável. Esta tarifa tem em conta dois fatores: (Grazina, 2021)

- 1º fator – Referente ao custo não efetuado pelo estado em novas instalações bem como operação e manutenção de centrais já existentes.
- 2º fator – Referente aos benefícios ambientais da utilização de energia renovável.

Com base nesta lei foi necessário comprar energia elétrica produtores onde o valor deveria ser pago nos primeiros 144 meses de funcionamento e caso passasse este período o valor a pagar baixaria, pois, a componente ambiental tem um peso menor na fórmula de cálculo. A tarifa paga aos produtores que tenham estatuto de Regime Especial é de 0,447 €/kWh para instalações com potencia instalada inferior a 5kW e de 0,317 €/kWh para potencias superiores o que se compara com a tarifa elétrica media de consumo, 0,1077 €/kWh, em 2017, alterando-se consoante as especificidades do projeto em questão. (Proença, 2007)

A 10 de Dezembro de 2001 instituiu-se o Decreto-Lei nº 312/2011 que permitiu a receção e entrega de energia elétrica proveniente de novos centros electroprodutores do Sistema Elétrico Independente. No entanto, como esta se aplica a todos os centros electroprodutores, independentemente da potência nominal ou localização geográfica, criou-se uma excessiva centralização administrativa dos processos de licenciamento de pequena ou micro dimensão. (Proença, 2007)

Em 2007, o Decreto-Lei nº 363/2007 fez com que fosse possível a produção descentrada de energia elétrica com produção e venda da totalidade à rede o que trouxe valores de

venda melhores aumentando a procura destes sistemas descentrados. Esta venda total à rede tem como nome microprodução em que a potência máxima que vai para a rede não pode ser superior a 3,68KW nem superior a 50% da potencia instalada isto para o utilizador comum, mas, para condomínios a potência pode ir até 11,45KW. Este decreto definiu regras para a produção, acesso e remuneração da eletricidade proveniente de fontes renováveis de energia. (Grazina, 2021)

Em 2010 e 2011 foram criados os decretos nº118-A/2010 e nº34/2011 respetivamente que asseguraram que Portugal teria uma posição entre os líderes europeus em 2020 bem como a possibilidade de se afirmar como líder global nas energias renováveis até 2014. Através destes decretos criaram-se os dois regimes para a produção de energia solar fotovoltaica em pequena dimensão: a microprodução e a mini produção. O primeiro decreto referido possibilitou também a criação de normas e critérios de desempenho para a instalação de sistemas solares. (Grazina, 2021)

O Decreto-Lei nº153/2014 surgiu com o objetivo de conceber regimes jurídicos para a produção de eletricidade, para fins de autoconsumo e/ou venda, à rede elétrica de serviço público através de recursos renováveis de uma pequena produção, o que originou as Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC) e Unidades de Pequena produção (UPP). (Grazina, 2021)

As UPP têm como finalidade entregar a totalidade da sua energia produzida na rede elétrica de serviço publico estando limitadas a uma potência de ligação de 250 kW. As UPAC alimentam a própria instalação de produção através de formas renováveis ou não renováveis em que o excedente pode ser vendido à rede dando a possibilidade de escolha sobre a sua ligação. (Gomes, 2018)

Na Tabela 8 estão presentes as diferenças entre UPP e UPAC.

Tabela 8 - Diferenças entre UPAC e UPP (Vaz, 2017)

	UPAC	UPP
Injeção de energia	Preferencialmente no local de consumo, podem injetar na rede o excedentário.	Injetada totalmente na rede.
Remuneração	Excedente de produção paga.	Atribuição de tarifa via leilão.
Direitos do produtor	<p>Estabelecer uma UPCA por cada instalação elétrica combinando fontes renováveis e não renováveis bem como as tecnologias associadas.</p> <p>Consumir a eletricidade gerada bem como injetar excedentes na rede.</p> <p>Acumular a energia produzida na UPAC que não seja consumida instantaneamente para consumir no futuro.</p>	Apenas uma tecnologia de produção.
Deveres do produtor	<p>Suportar o custo das alterações da ligação da instalação elétrica de utilização à rede.</p> <p>Suportar custos dos contadores.</p> <p>Possuir seguro de responsabilidade civil.</p>	

	Assegurar certificação dos equipamentos instalados.	
Limites de potência	<p>Potência de ligação da unidade de produção \leq 100% da potência contratada.</p> <p>Potência instalada não pode ser superior a duas vezes a potência contratada.</p>	<p>Potência de ligação da unidade de produção \leq 100% da potência contratada.</p> <p>Produção anual inferior a duas vezes o consumo.</p>
Licenciamento	<p>Caso:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Potência Instalada \leq 200W – isenta de controlo prévio. • 200W \leq Potência instalada \leq 1.5kW – comunicação previa de exploração. • 1.5kW \leq Potência instalada \leq 1MW – registo e certificado de exploração. • Potencia instalada \geq 1MW – licença de produção e exploração. 	Registo e certificado de exploração
Contagem	Obrigatória para potências ligadas à rede superiores a 1,5kW.	Obrigatória em qualquer situação pois é necessário

		para a quantificação da produção entregue à rede.
--	--	---

A Portaria nº14/2015 teve como objetivo definir o procedimento da comunicação prévia de exploração das unidades de produção para autoconsumo, bem como a obtenção de título de controlo prévio no que diz respeito à produção para autoconsumo ou da pequena produção para injeção total na RESP. Estão incluídos elementos instrutórios dos respetivos pedidos, a sua marcha, extinção dos títulos em causa e alteração das unidades de produção, procedendo à regulamentação do decreto lei previamente descrito. Este determina ainda o montante, modo de pagamento e as fases do procedimento em que são divididas as taxas previstas no artigo 37º do prévio decreto abordado. (Fernandes, 2018)

A portaria nº15/2015 de 23 de janeiro refere-se à fixação da tarifa de referência prevista no nº1 do artigo 31º do Decreto-Lei nº153/2014 e determina as percentagens a aplicar à tarifa de referência consoante a energia primária utilizada pelas unidades de pequena produção. (Fernandes, 2018)

Em 2015 foi anunciada a portaria nº60-E/2015 que altera a portaria nº14/2015 bem como determina o montante das taxas previstas no Decreto-Lei nº153/2014. (Fernandes, 2018)

Por fim, o Decreto-Lei nº 162/2019 de 25 de outubro estabeleceu o regime jurídico que se aplica ao autoconsumo de energia renovável, disciplinando a atividade de produção associada às instalações de utilização do consumidor de energia renovável, disciplina esta que se observa na Tabela 9. (Évora, 2020)

Tabela 9 - Comparação entre autoconsumo individual e coletivo (Évora, 2020)

	Autoconsumo (UPAC) – Individual	Autoconsumo (UPAC) – CER - Coletivo
Atividade de produção e fonte	Produção de energia da fonte renovável pela unidade de produção com ou sem ligação à RESP, onde excedentes na produção instantânea podem ser injetados nesta e vendida.	Produção de energia da fonte renovável pela CER, com ou sem ligação à RESP, com injeção preferencial nas instalações de consumo. Excedentes na produção instantânea podem ser injetados na RESP, quando aplicável, e vendidos.
Limites de potência	Não há limites de potência	
Requisitos de produção	Dimensionamento da UPAC para aproximar a eletricidade produzida com a energia consumida na instalação de consumo. Possível armazenamento ou venda do excedente, com base em contratos, para participante do mercado ou facilitador.	Dimensionamento da UPAC para aproximar a eletricidade produzida com a energia consumida na instalação de consumo. Possível armazenamento ou venda do excedente, com base em contratos, para participante do mercado ou facilitador.
Produtor e local de instalação	Consumidor pode instalar uma UPAC por cada instalação elétrica de utilização e consumir a	A UP coletiva ou CER podem ter uma unidade de produção única, desde que siga critérios de

	energia gerada e exportar excedentes para a RESP	proximidade e/ou técnicas estabelecidos pela DGEG, sendo que a entidade coletiva é a responsável pelo desenvolvimento do projeto.
Entidades instaladoras	Instalação de UPAC com potência instalada superior a 350W é, obrigatoriamente, executada por entidade instaladora de instalações elétricas de serviço particular ou técnicos responsáveis pela execução destas instalações.	
Remuneração e Compensação	Remuneração acordada entre ambas as partes, produtor e comprador de excedentes, de acordo com regulamentos tarifários.	
Contagem	Obrigatória da eletricidade produzida e injetada na RESP para uma UPAC ligada à RESP com potencia instalada superior a 4kW.	Obrigatória da eletricidade injetada na RESP bem como o facto de cada consumidor da CER ter o seu medidor próprio.

No que diz respeito à legislação europeia listam-se, de seguida, algumas diretivas relevantes para o tema em questão: (Grazina, 2021)

- Diretiva 2009/72/CE 13 julho de 2009 instituiu princípios para o mercado interno de eletricidade anulando a Diretiva 2003/54/CE.
- Diretiva 2010/31/EU 19 de maio de 2010 referente ao desempenho energético de edifícios.
- Diretiva 2012/27/EU 25 de outubro de 2012 referente à eficiência energética que modifica as Diretivas 2009/125/CE e 2010/30/EU e anula as 2004/8/CE e 2006/32/CE.
- Diretiva 2013/18/UE 13 de maio de 2013 que ajusta a Diretiva 2009/28/CE que aborda a utilização de energia de fontes renováveis devido à aprovação da República da Croácia.
- Diretiva 2015/1513/UE 9 de setembro de 2015 que modifica a Diretiva 98/70/CE referente à qualidade de gasolina e combustível para motores diesel e também a Diretiva 2009/28/CE referente à utilização de energia de fontes renováveis.
- Diretiva 2018/2001/UE 11 de dezembro de 2018 referente à utilização de energia de fontes renováveis.

2.12. COMUNIDADES DE ENERGIA RENOVÁVEL

O conceito emergente de comunidade de energia foi introduzido juntamente com o Pacote de Energia Limpa definindo esta como uma entidade legal onde cidadãos, PMEs e autoridades locais se organizam de forma a cooperarem em atividades energéticas que podem ou não ter qualquer tipo de relação, estando inseridos em contextos socioeconómicos possivelmente distintos, mas que se se regulam por ter um objetivo comum como membros.

O seu principal objetivo parte em participar numa atividade económica e não comercial que beneficie os seus participantes e comunidade integrante em atividades referentes ao setor energético como a produção de energia renovável, renovações de edifícios, distribuição de calor e eletricidade, armazenamento, serviços de mobilidade elétrica, entre outros. No que diz respeito à produção de energia renovável esta pode ser utilizada para consumo local, injeção na rede onde estão presentes ou então uma mistura de ambas em que a sua diversidade, tanto de aplicações como de participantes, faz com que seja aplicada em várias implementações assim como cooperativas, fundos de investimento e instituições de caridade comunitária. (Batista, 2021)

Além das atividades previamente referenciadas estas baseiam-se nos seguintes princípios:

- Fornecimento de energia sustentável, distribuída e local
- Participação voluntária
- Governação direta e democrática baseada em igualdade de decisão
- Autonomia, sendo que a decisão de um individuo ou grupo pequeno de indivíduos não está acima dos restantes membros
- Controlo e propriedade, sendo que o controlo é feito pelos membros ou acionistas enquanto os investidores não têm poder sobre as decisões

Afirma-se assim que as comunidades energéticas agem em prol dos benefícios da comunidade constituinte ao contrário dos benefícios financeiros, não obstante à existência destes, que devem ser utilizados para providenciar serviços aos membros, reduzir despesas energéticas ou investimentos. (Burcheri, 2020)

Para caracterizar uma comunidade de energia é necessário perceber quais os tipos de tecnologia conforme o seu tamanho e tipo de fonte renovável, estando os mais importantes presentes na Tabela 10.

Tabela 10 - Tecnologias de energia renovável e seus diferentes tamanhos (Batista, 2021)

Tipo	Macro	Meso	Micro	Energia
Vento	Parque eólico	Turbina(s) Singular	Kit aerogerador	Eletricidade
Biomassa	Turbina alimentada a biomassa	Caldeiras municipais alimentadas a biomassa	Caldeiras a lenha para habitações	Calor/eletricidade
Solar fotovoltaica	Parque solar	Revestimento de telhados com instalação fotovoltaica	Habitação com instalação fotovoltaica	Eletricidade
Solar térmica	Fornalhas solares	Construção passiva solar	Painéis de telhado	Calor
Hidroelétrico	Barragem	Pequena barragem	Micro barragem	Eletricidade
Geotérmica	n.a	Aquecimento de um quarteirão	Aquecimento de habitação	Calor

Segundo um estudo realizado no Reino Unido sobre as implementações das energias renováveis é possível afirmar que existem cinco modelos para aplicações das fontes de energia renovável. O primeiro modelo, difuso durante o século XX, a empresa de utilidade pública utiliza fontes renováveis mais concretamente barragens hidroelétricas. O segundo modelo refere-se ao produtor privado que privatiza a produção em grande escala da energia onde se tem vindo a recorrer a comunidades e a pacotes financeiros para retirar a privatização da produção de energia. O terceiro modelo consiste numa comunidade que se foca nos indivíduos inseridos apresentando benefícios devido à sua descentralização tendo sido criada para responder aos seus problemas energéticos sendo, devido a estes factos, orientado para medidas ambientais e democratização da energia. O quarto modelo, a habitação, apresenta uma dupla função, a produção e consumo de energia, que surgiu recentemente surgiu devido à instalação doméstica de fotovoltaico. O quinto modelo, o negócio, que assim como o modelo anteriormente referido tem estado presente em vários setores como o retalho e produção energética para consumo ou fornecimento à rede. (Batista, 2021)

2.12.1. BENEFÍCIOS E BARREIRAS PRESENTES NA CONSTITUIÇÃO DE UMA COMUNIDADE DE ENERGIA RENOVÁVEL

Devido à necessidade elevada de apoio financeiro, legislativo e tempo para amadurecer, a transição de fontes de energia mais convencionais para fontes renováveis só acontecerá caso os ganhos financeiros provenientes dessa troca sejam evidentes. É juntamente necessário perceber a importância que é dada às fontes de energia renováveis por parte de consumidores como produtores, começando pela baixa perceção da sua utilidade, devido à sua intermitência na produção de energia, e também sobre a sua complexidade tanto a nível de utilização para produção como a nível burocrático. Apesar da importância da participação da população presente na comunidade, existem ainda algumas barreiras como a falta de conhecimento dos benefícios produzidos pela utilização de fontes renováveis, tanto pelos consumidores como produtores e o nível de investimento neste tipo de energia, onde o retorno é baixo, fazem com que os investidores pensem duas vezes antes de executarem alguma decisão. Para resolver algumas das barreiras utilizam-se meios de comunicação educacional como *websites*, seminários, festivais, alvejando a população onde a comunidade se pretende inserir alertando para os benefícios ambientais

e financeiros obtidos, onde o objetivo passa por dar a conhecer fatores chave da utilização das energias renováveis aumentando a adesão diminuindo ditas barreiras. (Batista, 2021)

Após os meios comunicativos atingirem a sua finalidade devem-se oferecer formas de apoio a novos membros para apresentar de uma forma simples as vantagens obtidas na qual, no que diz respeito a intermitência, a utilização de mais que uma fonte renovável de energia deve estar presente permitindo combinar energia proveniente de módulos fotovoltaicos com a energia proveniente de aerogeradores colmatando no que diz respeito aos períodos de não produção. (Batista, 2021)

A existência de apoios governamentais é empírica para que a utilização destas fontes não estagne como aconteceu em Espanha, onde o crescimento destas parou devido à falta de apoio propondo-se a redução das tarifas de acesso à rede elétrica de serviço público quando estas se encontram inseridas nos consumos que dizem respeito a uma comunidade de energia renovável. (Batista, 2021)

A soma das tarifas equivale ao valor final da energia elétrica paga em Portugal existindo primeiramente a tarifa de energia, controlada pelo comerciante de energia, servindo para cobrir os seus custos de operação. Esta é o valor de venda da componente de energia no preço final cobrada ao consumidor por W consumido. A tarifa de comercialização é o que consegue ser proveitoso ao se comercializar a energia devido a ser um valor cobrado, individualmente, a cada utilizador. Finalmente existem as tarifas de acesso que são pagas pelo consumidor final e são a junção de três tarifas: (Batista, 2021)

- Tarifa de Uso Global – permite ao ORT ter proveitos com a operação do sistema e políticas de interesse nacional ou ambiental
- Tarifa de Uso da Rede de Transporte – permite ao ORT obter lucros devido ao transporte de energia
- Tarifa de Uso da Rede de Distribuição – permite ao ORD obter lucros com a distribuição e planeamento da eletricidade nos diferentes níveis de tensão.

A Tabela 11 apresenta as tarifas incluídas na venda a consumidores finais.

Tabela 11 - Tarifas incluídas na venda a consumidores finais (Batista, 2021)

	Tarifa de Uso da Rede de Transporte	
Tarifa de Venda a Clientes finais	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	Acesso às Redes
	Tarifa de Uso Global do Sistema	
	Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	
	Tarifa de Energia	Energia
	Tarifa de Comercialização	Comercialização

Apesar das barreiras e tarifas que se apresentaram previamente, as comunidades energéticas apresentam benefícios únicos para os seus participantes como: (Burcheri, 2020)

- Acesso justo e acessível a fontes de energia renováveis locais
- Controlo e responsabilidade sobre as necessidades energéticas, desenvolvendo a democracia energética
- Desenvolvimento de oportunidades de investimento para cidadãos e negócios locais
- Gerar receita que é utilizada para ir ao encontro das necessidades socioeconómicas da comunidade
- Criação de uma aceitação das energias renováveis possibilitando investimento por parte dos participantes no que diz respeito à tomada de decisão do projeto.

A esta lista de benefícios juntam-se o facto de criarem valor e emprego dentro da comunidade intervindo diretamente na construção, operação e manutenção do ecossistema. As comunidades de energia renovável podem ainda obter benefícios, gerados internamente, que permitem reduzir despesas elétricas, podendo ser distribuídos pelos membros da comunidade ou reinvestidos nesta. Existem também vantagens sociais e ambientais adjacentes devido ao facto de os membros serem os acionistas e responsáveis pelo sistema energético, o que oferece mais controlo e poder sobre os projetos sendo que a distribuição dos lucros dos mesmos é feita consoante a decisão dos membros. A forma como os membros influenciam as decisões depende da forma legal utilizada na comunidade, como se verifica na Tabela 12.

Tabela 12 - Tomadas de decisão em diferentes formas legais de comunidades energéticas.
(Kracher, 2021)

	Parceria limitada	Cooperativa	Esquema de confiança
Influência no processo de decisão	Direito a exigir informação. Controlo e votação para os consumidores em qualquer circunstância.	Direta, um membro um voto. Assembleia geral responsável pelo poder de decisão.	Indireto, participação em reuniões ou direito a exigir informação.

A produção de energia coletiva é um mecanismo que beneficia famílias aliviando a pobreza energética, aumentando a eficiência energética e possibilitando energia acessível algo importante para os casos de localização mais remotos onde os custos são elevados. A nível ambiental estas comunidades aumentam a atenção e conhecimento para fontes de energia renováveis fazendo com que a sua adesão aumente, descentralizando as principais fontes energéticas, impactando positivamente as emissões poluentes. Posto isto é possível afirmar a criação de comunidades energéticas, bem como a utilização de energias renováveis é algo positivo para a sociedade e para o meio ambiente. (Kracher, 2021)

2.12.2. TIPOS DE COMUNIDADES DE ENERGIA

No início deste subcapítulo abordou-se o nome Pacote de Energia Limpa, onde a sua descrição se verifica na Figura 56, adotado para responder à urgência no que diz respeito à descarbonização das economias que atribui ao consumidor uma posição central no sistema de produção-consumo de energia. Este pacote fez também com que surgissem duas abordagens no que diz respeito a comunidades de energia. (DGEG, 2023)

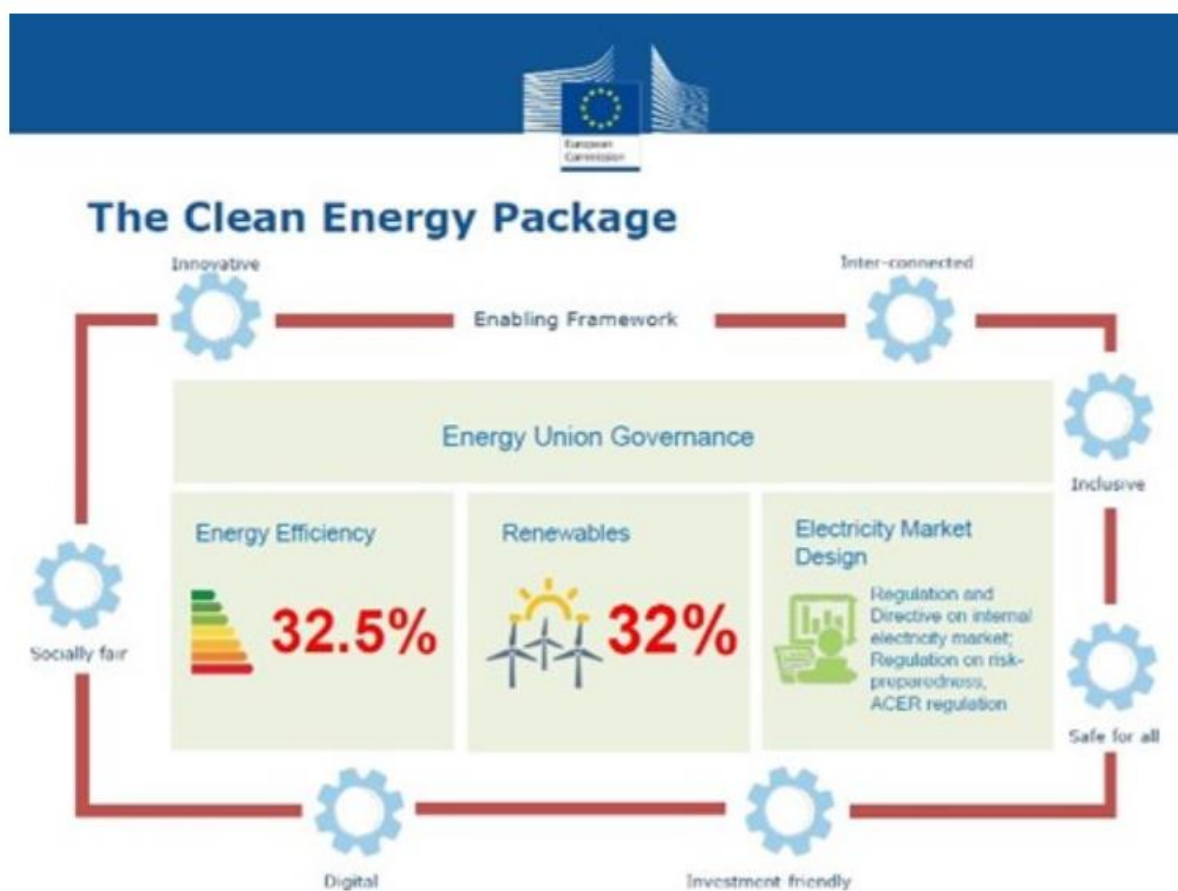


Figura 56 - Pacote de Energia Limpa. (DGEG, 2023)

1. Comunidade de Energia Renovável

Criada no âmbito da Diretiva EU 2018/2001 para a promoção das energias por fontes renováveis, tem como fundamento a criação de proveitos da energia renovável existente localmente para satisfação das necessidades. Baseia-se numa participação aberta e voluntária controlada por acionistas ou membros responsáveis pelo projeto em questão podendo os acionistas ser membros da comunidade, PMEs ou autoridades locais e cujo objetivo é oferecer a estas benefícios ambientais, económicos e sociais em vez de lucros financeiros. (DGEG, 2023)

2. Comunidade de Cidadãos para a Energia

Criado no âmbito da Diretiva EU 2019/944 para o Mercado Interno da Eletricidade que, assim como as CER, se baseiam numa participação aberta e voluntaria controlada por membros desta, ou titulares de participações sociais como municípios ou pequenas empresas. Esta pode participar em atividades de produção, distribuição, comercialização, consumo, armazenamento e prestação de serviços de eficiência energética aos membros da mesma. Os seus principais objetivos são idênticos aos de uma CER e passam por proporcionar benefícios ambientais, económicos ou sociais aos seus membros ou zonas onde operam sem gerar lucros financeiros. (DGEG, 2023)

Na Tabela 13 está apresentado um quadro síntese de comparação entre CER e CCE.

Tabela 13 – Comparação entre CER e CCE. (DGEG, 2023)

CER	CCE
Baseada na participação aberta e voluntária.	Baseada na participação aberta e voluntária.
Autónoma e controlada por acionistas ou membros localizados na proximidade dos projetos energéticos renováveis	Controlada por membros ou acionistas que são pessoas ou autoridades locais como municípios ou pequenas empresas

Os membros ou acionistas são pessoas, PMEs ou autoridades locais, incluindo municípios presentes na área de ação.	Utilizada para gerar energia, incluindo de fontes renováveis, consumo, armazenamento, serviços energéticos e carregamento de veículos elétricos
Principal objetivo consiste em fornecer benefícios ambientais, económicos e sociais para a sua área de operação em deterioramento de lucros financeiros.	Principal objetivo consiste em fornecer benefícios ambientais, económicos ou sociais aos seus membros ou áreas onde opera em vez de gerar benefícios financeiros
Proximidade à geração de energia renovável	Sem limitação geográfica
Todas as fontes de energia renovável	Apenas considera eletricidade
100% energia renovável	Tecnologicamente neutra

2.13. OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Na generalidade os sistemas previamente abordados apresentam uma vida útil elevada até 25 anos apesar de estarem exposto a condições ambientais adversas como variações de temperatura, tempestades, poluição e radiação ultravioleta elevada. Não são sistemas perfeitos onde falhas não possam ocorrer, sendo que estas muitas das vezes podem ser reparadas a baixo custo apesar de afetarem o rendimento bem como a fatura da eletricidade. (Guillermo Soto Olea, 2018)

Posto isto, as vantagens de se implementar um plano de operação e manutenção são:

- Melhorar o rendimento do sistema, aumentando a quantidade de energia entregue durante o seu funcionamento.
- Maximizar o funcionamento do sistema.
- Aumentar a vida útil do sistema.
- Minimizar os custos de operação e manutenção do sistema.

A planificação do rendimento de um sistema solar fotovoltaico tem início no começo do desenho do sistema até finalizada a parte de operação e manutenção. (Guillermo Soto Olea, 2018)

No que diz respeito à segurança esta é uma das áreas mais importantes da manutenção do sistema dividindo-se em duas principais formas a segurança elétrica e a segurança durante as atividades de montagem e manutenção em altura.

A segurança elétrica deve ser tida em conta em qualquer instalação elétrica, no entanto, no que diz respeito às instalações fotovoltaicas devem estar presentes os riscos elétricos associados ao momento onde se efetuam as tarefas de manutenção que devem ser seguidas para prevenção de acidentes pessoais ou à propriedade.

De todos os riscos destacam-se os seguintes:

- Risco de choque elétrico.
- Risco de queimaduras elétricas.
- Risco de queda face a choque elétrico.
- Efeito ilha.

O efeito ilha acontece quando um gerador continua a fornecer energia a uma secção da rede elétrica que não se encontra disponível apresentando um risco aos trabalhadores de serviços públicos que podem não dar conta deste fenómeno. O objetivo da sua deteção passa por desconectar o inversor da instalação elétrica interrompendo o fornecimento de energia em caso de falhas na rede ou ausência da mesma. (Guillermo Soto Olea, 2018)

As quedas de altura são a segunda causa mundial por mortes devido a lesões acidentais, estando definidas como acontecimentos involuntários que fazem com que se perca o equilíbrio provocando um impacto entre o corpo e uma outra superfície. Para se evitar quedas devem-se procurar medidas de segurança especialmente nas seguintes condições:

- Local de trabalho tem altura superior a 1,8m.
- Inclinação do local de trabalho superior a 20º.

A segurança laboral visa controlar o local utilizado pelos funcionários para a instalação prevenindo lesões e quedas onde as seguintes as seguintes proteções devem ser tidas em conta quando se trata de trabalhos em alturas elevadas:

- Proteções anti queda.
- Plataformas elevadoras, andaimes e escadas.
- Elementos de proteção pessoal em bom estado

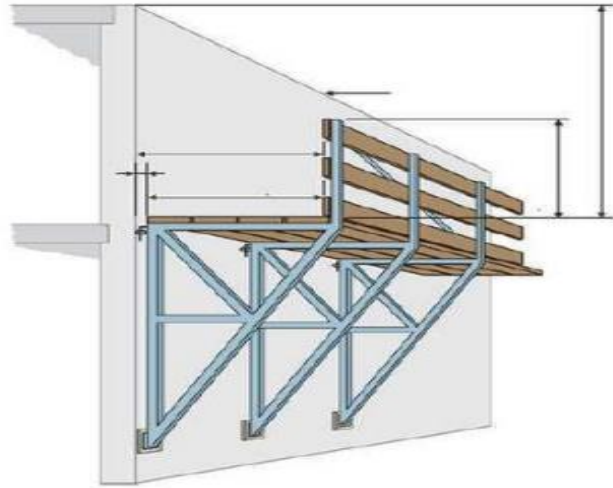


Figura 57 - Proteção anti queda em telhado plano. (Guillermo Soto Olea, 2018)



Figura 58 - Proteção anti queda em telhado inclinado. (Guillermo Soto Olea, 2018)

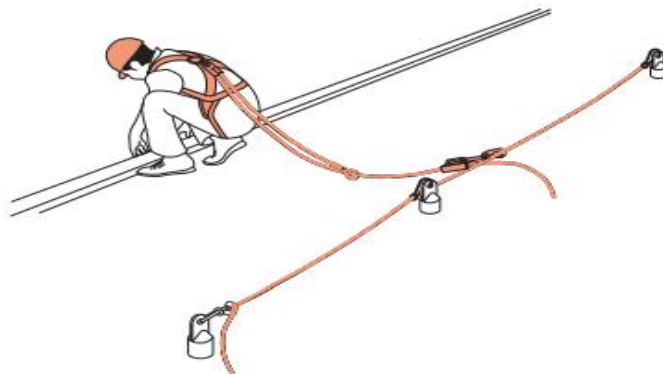


Figura 59 - Equipamento de proteção pessoal. (Guillermo Soto Olea, 2018)

Para trabalhos em altura, deve-se procurar colocar em prática os seguintes pontos:

- Capacidade, treino e condição física apta para uma preparação antecipada das situações que se irão enfrentar onde é necessário o acompanhamento de exames médicos e altura indicada para efetuarem os trabalhos propostos.
- Identificação de perigos e avaliação de riscos tendo em conta fatores de construção das estruturas visitadas e levando todas as ferramentas indicadas para o local de trabalho.
- Colocar as plataformas elevadoras, escadas e superfícies de trabalho seguras para aceder aos locais necessários na manutenção. (Guillermo Soto Olea, 2018)

A seguir apresentam-se os conteúdos necessários num plano de organização e manutenção:

- Informação do responsável pela manutenção, proprietário do local e números de emergência.
- Descrição e documentação do sistema como especificações, registos fotográficos e considerações especiais de segurança.
- Estimativas de rendimento e estudos de irradiação/sombreamento, incluindo descrição das condições nominais para facilitar a identificação das falhas ou mau funcionamento.
- Manuais dos equipamentos com descrições dos indicadores operacionais, medidores, mensagens de erro e guia com problemas comuns e soluções.
- Lista de atividades de manutenção preventiva que se devem realizar, estimativa de duração e recursos físicos necessários para cada uma delas.
- Procedimentos para testes após intervenção ou reparo.
- Listagem de todos os equipamentos com marca, modelo, número de série e mapa de localização no sistema.
- Relatórios mensais, trimestrais e anuais.
- Garantias do instalador e dos equipamentos presentes no sistema.

A manutenção pode ser dividida em três tipos preventiva, a manutenção corretiva e a manutenção preditiva. A primeira procura evitar ou mitigar as consequências das falhas dos equipamentos aumentando a sua disponibilidade, reduzindo custos e potenciando a sua vida útil pois se trata de um equilíbrio entre custo benefício. Os protocolos a seguir irão depender das dimensões do sistema, desenho e o que o circunda como por exemplo as condições ambientais. São medidas de manutenção preventiva a limpeza dos módulos fotovoltaicos, a manutenção da área abrangente do sistema visando eliminar possíveis objetos responsáveis por sombreamento, análise termográfica dos painéis identificando possíveis danos ou falhas e finalmente uma análise das curvas de funcionamento do sistema bem como verificação dos restantes componentes da instalação. (Guillermo Soto Olea, 2018)

A manutenção corretiva aglomera todas as operações de reparação ou substituição de partes que se vejam como necessárias para que o sistema funcione corretamente durante a sua vida útil pretendendo diminuir a necessidade de reparações inesperadas. Para isto é preciso conhecer quais os procedimentos para combater situações que requeiram ações imediatas, reduzindo custos associados ao tempo de inatividade não previsto. As principais razões para se adotarem medidas corretivas são danos nos módulos como quebras no vidro, degradação do laminado, separação das camadas constituintes, quebras nas conexões entre módulos, queimaduras nos painéis, danos no sistema de montagem e fixação e falhas nos inversores.

Finalmente existe a manutenção preditiva que utiliza informação em tempo real para aplicar medidas preventivas como a limpeza, monitorização da temperatura do inversor e manutenção corretiva, antecipando assim falhas. As medidas aplicadas são as mesmas que nas medidas preventivas ou corretivas para diminuir a frequência destas últimas reduzindo o impacto no seu custo. Caso seja detetada uma falha através do sistema de monitorização é necessário tomar uma decisão sobre a sua gravidade para decidir sobre a sua realização e o seu tipo. No caso da manutenção preventiva, estas medidas não a evitam, mas podem aumentar o tempo entre visitas diminuindo assim o tempo que o sistema passa sem funcionar consequentemente aumentando o rendimento do mesmo. (Guillermo Soto Olea, 2018)

De seguida apresentam-se as vantagens da realização de uma manutenção preditiva.

- Otimização da segurança e funcionalidade dos equipamentos durante todo o ciclo de vida.
- Antecipação das atividades de manutenção corretivas e preventivas.
- Otimização, atraso ou eliminação de certas tarefas de manutenção.
- Redução de tempos de substituição de equipamentos.
- Aumento no desempenho e produção do sistema.
- Redução de emergências e atividades não previstas.

2.14. INDICADORES DE RENDIMENTO

Neste subcapítulo irão ser abordados os indicadores de rendimento mais importantes para os sistemas fotovoltaicos, indicadores estes que não se limitam apenas a quantificar o rendimento de um sistema ou serviço de operação e manutenção.

2.14.1. PERFORMANCE RATIO

É um indicador quantitativo do rendimento sendo expresso em percentagem, presente na Equação 15, indicando o efeito das perdas do sistema no gerador fotovoltaico sendo necessário uma monitorização de forma contínua.

Equação 15 - Performance ratio

$$Performance\ Ratio\ (\%) = \frac{E_{AC} \times I_{STC}}{I_{rr} \times P}$$

Onde:

- E_{AC} – Energia acumulada no contador num dado intervalo em kWh.
- I_{rr} – Irradiação acumulada no plano inclinado no dado intervalo de tempo em kWh/m².
- P – Potência instalada DC em kWp.
- I_{STC} – Intensidade solar em condições normais de temperatura em W/m².

Quanto maior for o valor deste indicador maior será a eficiência do sistema estando tipicamente entre os 75% e os 85% dependendo do lugar, tipo de sistema e temperatura dos seus componentes. As consequências do parâmetro previamente referido dependem mais das condições climáticas que do próprio sistema sendo comum que o seu efeito varie de acordo com os meses variando, dificultando a comparação entre intervalos de tempo curto e o parâmetro anual. Para isto é necessário normalizar os seus valores através da temperatura do módulo de acordo com os valores padrão de um dado ano meteorológico. (Guillermo Soto Olea, 2018)

2.14.2. DISPONIBILIDADE TEMPORAL

Este parâmetro representa a relação entre o tempo em que o sistema está em operação com o tempo total que este deveria conseguir operar, contabilizado desde o momento em que o sistema é exposto a níveis de irradiação superiores ao limite mínimo de irradiação do módulo. A interrupção do fluxo de corrente no gerador ou num dos seus constituintes é a única perda de disponibilidade considerada, sendo que valores obtidos antes ou depois do tempo de operação do inversor não são contabilizados assim como quando ocorrem os seguintes casos: (Guillermo Soto Olea, 2018)

- Neve ou gelo presente nos módulos fotovoltaicos.
- Danos devido a terceiros.
- Redução da energia gerada por parte do cliente ou por ordem proveniente deste ou de autoridade legal.
- Interrupção das operações devido a desconexões da rede.
- Inatividade devido a manutenção programada ou implementação de medidas para melhoramento da instalação fotovoltaica.

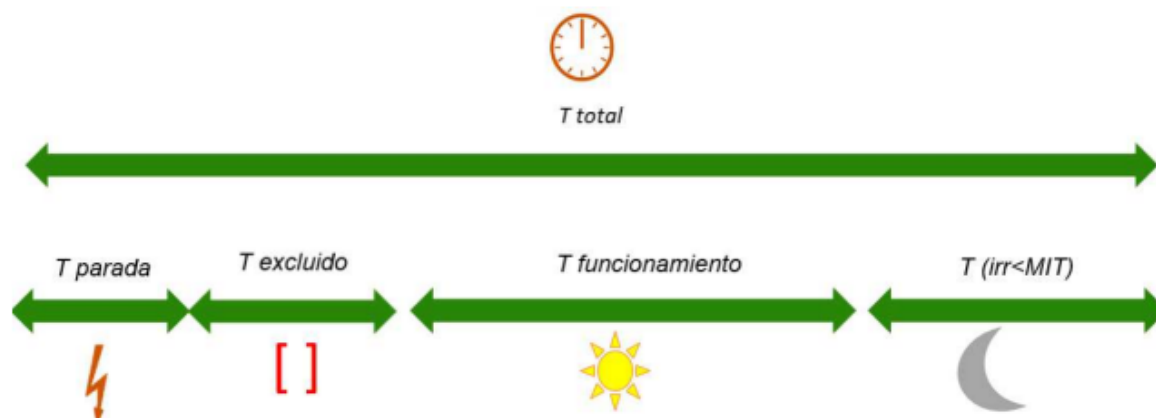


Figura 60 - Relação entre tempo de funcionamento e tempo de paragem

Na Figura 60 apresenta-se o diagrama da relação entre o tempo útil de funcionamento e o tempo de paragem, onde: (Guillermo Soto Olea, 2018)

- $T_{funcionamiento}$ – Período onde os inversores estão a gerar corrente, expresso em horas.
- T_{parada} – Período no qual os inversores não estão a gerar corrente devido a falhas inerentes ao sistema, expresso em horas.
- $T_{excluído}$ – Período onde os geradores não estão a gerar corrente devido a questões não abrangidas pelo contrato estabelecido, expresso em horas.
- $T_{(irr < MIT)}$ – Período onde os inversores não estão a gerar corrente devido a índices de irradiação inferiores ao limite mínimo de funcionamento, expresso em horas.

A disponibilidade temporal, expressa em percentagem, pode ser calculada através da Equação 16:

Equação 16 - Disponibilidade temporal

$$A(\%) = \frac{T_{funcionamiento}}{T_{funcionamiento} + T_{parada}}$$

2.14.3. DISPONIBILIDADE ENERGÉTICA

Este parâmetro define que uma hora sujeito a um período de elevada radiação é mais valioso que um período longo exposto a baixa radiação considerando antes, para o seu cálculo, a energia perdida e não o tempo. Esta pode ser calculada através do índice de rendimento e irradiação como se observa na Equação 17: (Guillermo Soto Olea, 2018)

Equação 17 - Disponibilidade energética

$$E (kWh) = PR \times H \times P$$

Em que:

- PR – Índice de rendimento, sendo determinado a partir do PR médio dos últimos dez dias durante os quais a instalação alimentou a rede sem falhas.
- $H (kWh/m^2)$ – Irradiação emitida pelo modulo durante o período de inatividade.
- $P (kWp)$ – Potência nominal do sistema.

2.15. ESQUEMA DE LIGAÇÕES

Atualmente as instalações elétricas atualmente apresentam o tipo de ligações adequado para albergar uma instalação solar fotovoltaica sendo algo importante de referir visto que fornecem segurança contra possíveis descargas que danificam a ligação elétrica bem como a estrutura onde esta se encontra, estando definidas pela norma IEC 60364. Para a escolha correta do esquema de ligação é necessário ter em conta vários fatores como condições de funcionamento, proteção de bens e pessoas, risco de incêndio associado à instalação, compatibilidade eletromagnética e a continuidade de serviço. (ARCELVEZ – Electrotecnia, Lda, 2022)

Com base na informação presente no parágrafo anterior pode-se definir 3 diferentes tipos de esquemas de ligação à terra sendo identificados por 2 letras. A primeira refere-se à situação da alimentação em relação à terra e a segunda à situação das massas da instalação elétrica em relação à terra, ou seja:

- Primeira letra:

T – Alimentação direta de um ponto à terra.

I – Isolamento de todas as partes ativas em relação à terra.

- Segunda letra:

T – Massas ligadas diretamente à Terra, independentemente da eventual ligação à terra.

N – Ligação elétrica direta das massas ao ponto da alimentação ligada à terra.

O primeiro esquema, TT, que se observa na Figura 61, baseia-se no facto do neutro e as massas estarem separadamente ligadas à terra, sendo utilizado frequentemente em redes de distribuição. (ARCELVEZ – Electrotecnia, Lda, 2022)

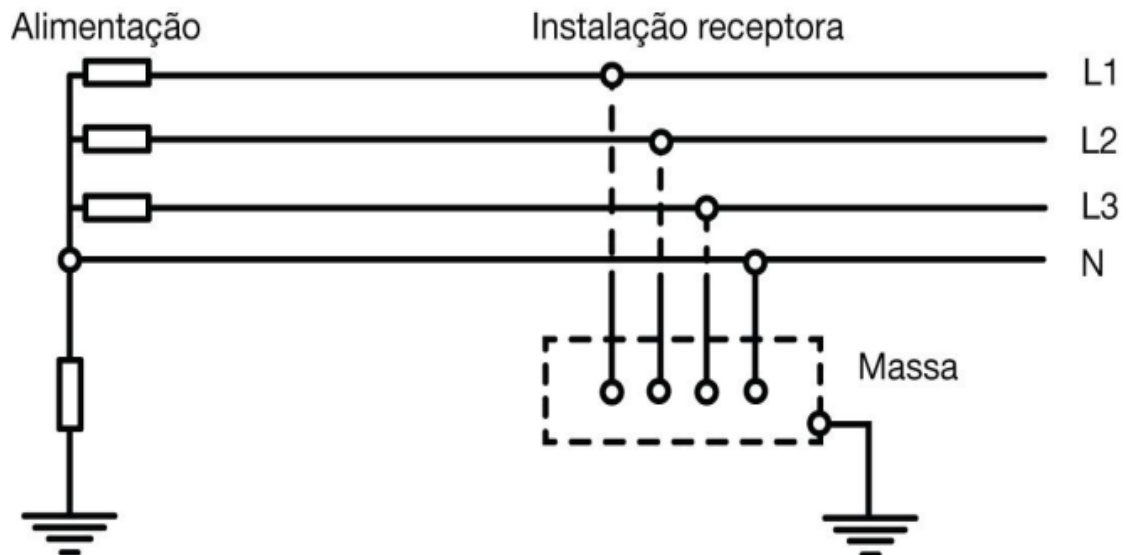


Figura 61 - Esquema TT. (ARCELVEZ – Electrotecnia, Lda, 2022)

Caso as terras entre a massas e o neutro não sejam a impedância do circuito de terra toma valores quase nulos originando uma corrente muito próxima de um curto-circuito necessitando um disjuntor ou interruptor diferencial para efetuar o corte da mesma em segurança. (ARCELVEZ – Electrotecnia, Lda, 2022)

Este dispositivo irá atuar rapidamente quando a corrente de defeito atingir um dado valor. Para a escolha da proteção diferencial deve ser feito um cálculo através da fórmula seguinte, onde seu valor não deve exceder os 50V pois este é o valor máximo da tensão de contacto. Os valores resultantes estão apresentados na Tabela 14.

$$UL = RA \times I\Delta n$$

Tabela 14 - Valores para a proteção diferencial. (ARCELVEZ – Electrotecnia, Lda, 2022)

Corrente diferencial $I\Delta n$	RA (Ω)
20 A	2,5
10 A	5
5 A	5
3 A	17
1 A	50
500 mA	100
300 mA	167
100 mA	500
≤ 30 mA	>500 (30 mA para RA $\leq 1667 \Omega$)

No que diz respeito à proteção do neutro, quando a secção do neutro é igual à das fases, não é necessário ser considerada a proteção, no entanto, caso exista uma redução da secção do neutro em relação às fases já se torna uma proteção contra sobretensões que seja adequada à secção em questão.

O segundo esquema é denominado de TN e divide-se em três esquemas, o primeiro, apresentado na Figura 62 , TN-C que apresenta o neutro ligado à terra e as massas ligadas ao neutro onde a corrente de defeito é considerada como um curto-circuito. A proteção contra contactos indirectos é assegurada pelos dispositivos de proteção em que deve ser feito o cálculo da corrente de defeito para certificar que a atuação dos dispositivos é efetuada com o tempo devido.

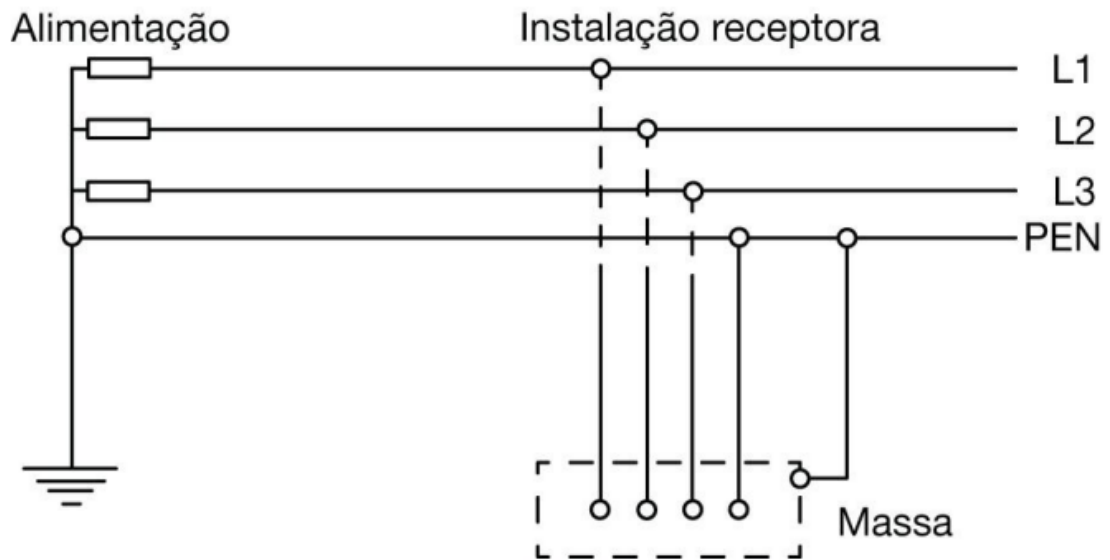


Figura 62 - Esquema TN-C. (ARCELVEZ – Electrotecnia, Lda, 2022)

O esquema TN-S, Figura 63, tem a distribuição do condutor de neutro separada do condutor de proteção obrigando o corte do neutro. Este esquema é adequado quando a secção dos condutores da fase não é inferior a 10 mm^2 em cobre ou 16 mm^2 em alumínio e quando o recetor é alimentado por uma canalização móvel.

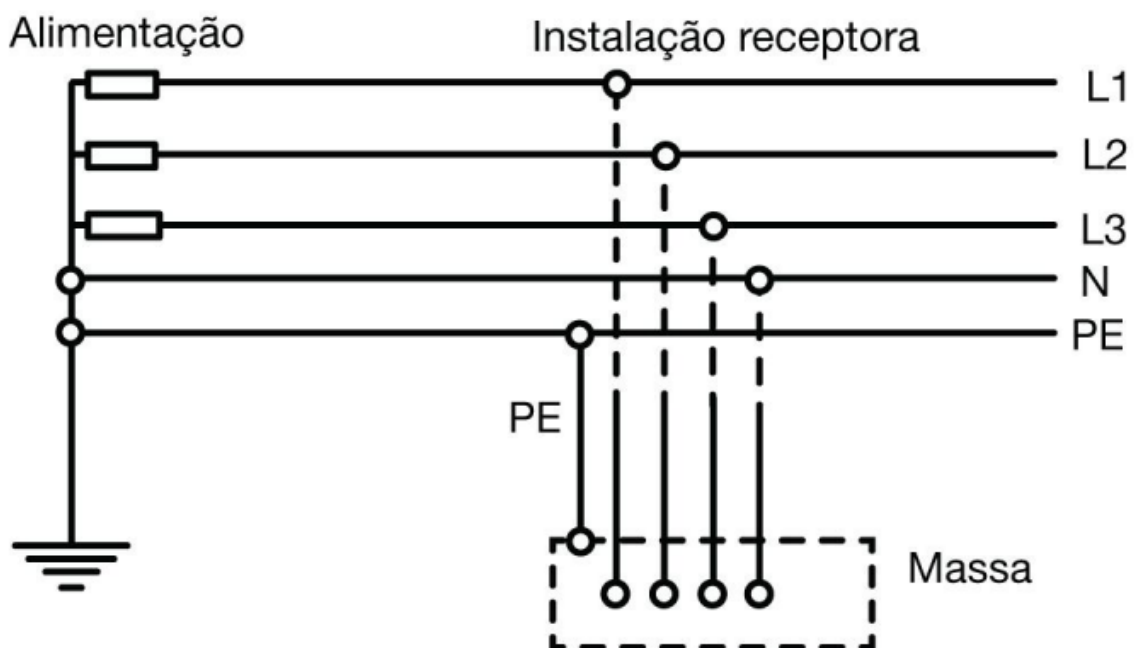


Figura 63 - Ligação TN-S. (ARCELVEZ – Electrotecnia, Lda, 2022)

No esquema TN-C-S, que se observa na Figura 64, as funções de neutro e proteção estão presentes num único condutor fazendo com que se necessite, neste e no anterior esquema, dispositivos de proteção contra sobrecorrentes quando a corrente de defeito não é suficiente para fazer atuar os dispositivos de proteção ou em circuitos que não se consiga controlar este valor.

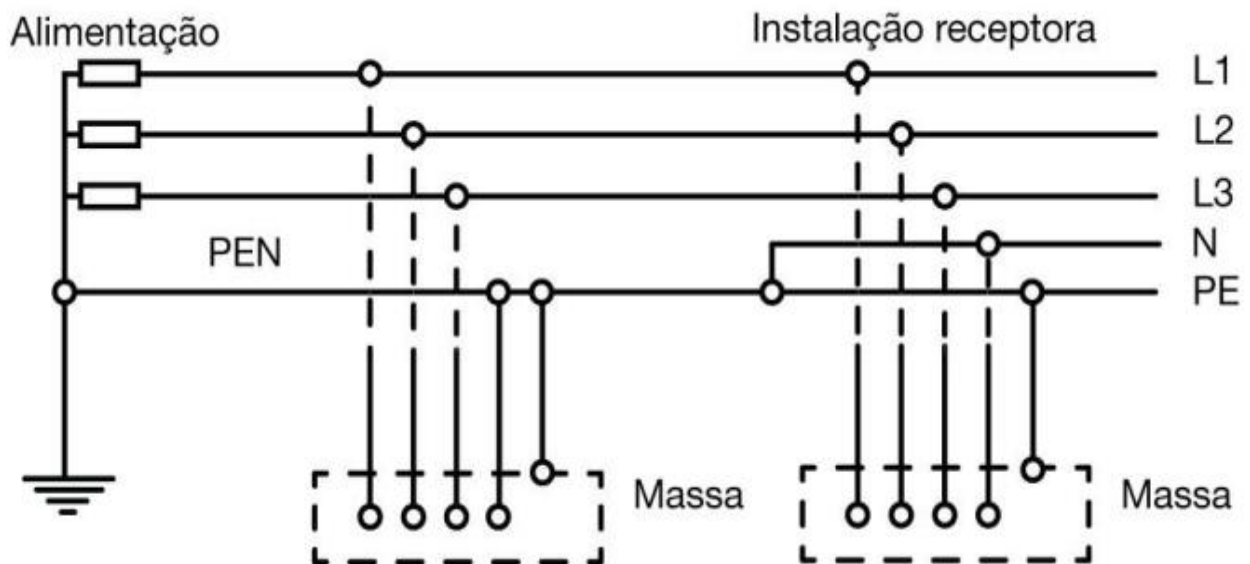


Figura 64 - Ligação TN-C-S. (ARCELVEZ – Electrotecnia, Lda, 2022)

No esquema IT com neutro não está distribuído, Figura 65, e as ligações entre as massas são feitas através de um condutor de proteção. Em caso de defeito no isolamento do condutor, a corrente de defeito irá diminuir o que não irá obrigar a abertura do circuito no primeiro defeito pois possui uma impedância de isolamento que varia de acordo com os componentes da instalação. (ARCELVEZ – Electrotecnia, Lda, 2022)

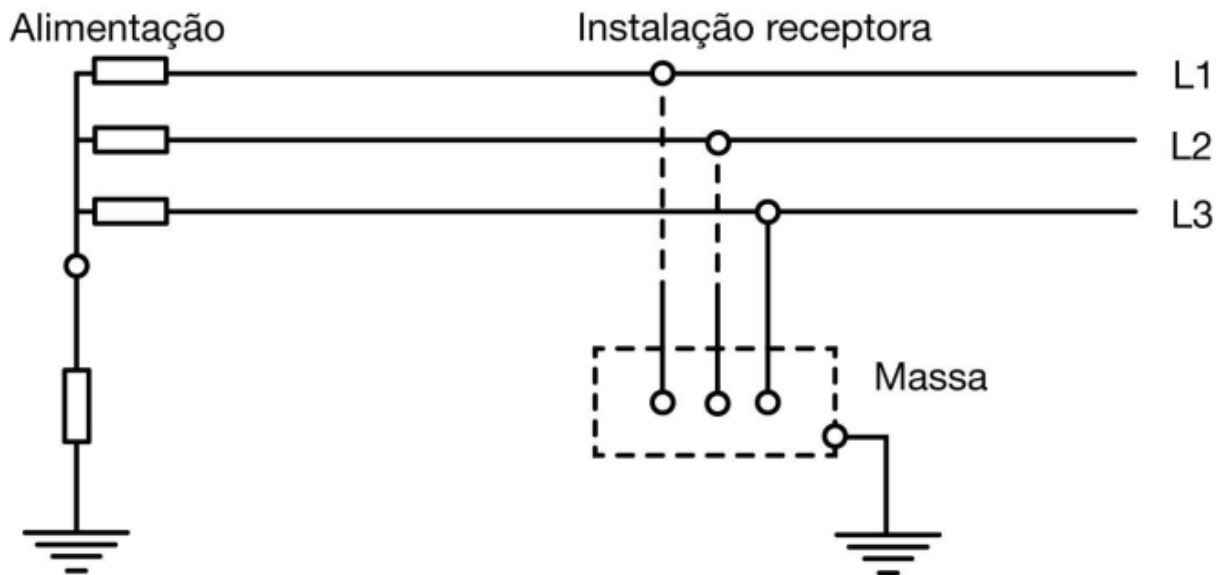


Figura 65 - Ligação IT neutro não distribuído. (ARCELVEZ – Electrotecnia, Lda, 2022)

No caso do neutro distribuído, Figura 66, é necessário proteger o condutor com um disjuntor para efetuar o corte de todos os polos bem como equipar um controlador de isolamento ao neutro da instalação o mais próximo possível da origem da sua origem. (ARCELVEZ – Electrotecnia, Lda, 2022)

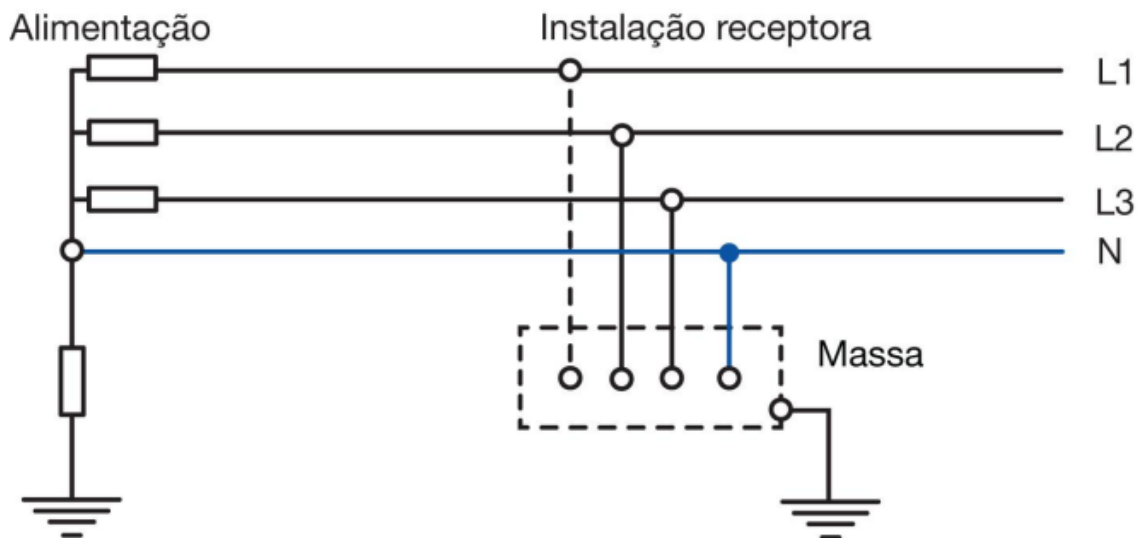


Figura 66 - Ligação neutro distribuído. (ARCELVEZ – Electrotecnia, Lda, 2022)

Para efeitos de proteção contra correntes de defeito utilizam-se disjuntores, mas no caso de serem utilizados dispositivos de proteção diferencial a sua sensibilidade deve evitar a abertura do circuito ao primeiro defeito apresentado. Com base no exposto anteriormente afirma-se que o sistema com o neutro isolado é aquele que garante melhor continuidade na instalação. Por esta razão é o esquema utilizado em locais onde falhas são bastante prejudiciais à segurança como por exemplo hospitais, redes elétricas em aeroportos, minas, instalações com risco de incêndio ou explosão e indústrias onde a interrupção da atividade é dispendiosa ou perigosa. (ARCELVEZ – Electrotecnia, Lda, 2022)

Em conclusão apresenta-se a Tabela 15 que contem um resumo das condições técnicas dos tipos de ligações previamente expostos.

Tabela 15 - Condições técnicas dos tipos de ligações. (ARCELVEZ – Electrotecnia, Lda, 2022)

	Regime TT	Regime TN-C-S	Regime IT
Técnica de funcionamento	Abertura ao primeiro defeito.	Abertura ao primeiro defeito.	Sinalização do primeiro defeito, abertura ao segundo defeito.
Técnica de proteção	Ligação de todas as massas metálicas à terra.	Ligação de todas as massas metálicas à terra. Distribuição uniforme das terras.	Ligação de todas as massas metálicas à terra, abertura ao segundo defeito
Abertura do circuito para proteção das pessoas	Por interruptores.	Por proteção de sobreintensidade	Por proteção de sobreintensidade
Usos	Geral, rede de distribuição	Instalações temporárias e de emergência	Salas de operação, processos industriais e instalações que exijam continuidade de serviço.
Aplicação	Indicado para locais com risco de incêndio e explosão	TNC-C desaconselhado se existirem harmónicos (terceira ou múltiplas).	Indicado para locais com risco de incêndio e explosão.

2.16. PROTEÇÃO CONTRA SOBREINTENSIDADES

Em baixa tensão, as redes de distribuição poderão estar sujeitas a condições anormais de funcionamento, que por sua vez resultam aumentos da intensidade de corrente transmitida pela canalização devido ao valor da intensidade de corrente de serviço utilizado aquando do dimensionamento da instalação. Os regimes de funcionamento onde ocorrem fenómenos como os descritos anteriormente denominam-se de sobreintensidades que se subdividem em sobrecargas e curto-circuitos. Sobrecargas corresponde a situações onde o aumento da intensidade de corrente em relação ao valor de serviço é reduzido, sendo suportado durante algum tempo sem deterioração pelas instalações elétricas. Por sua vez, nas situações de curto-circuito a intensidade de corrente assume valores bastante elevados pelo que os pares de proteção deverão atuar rapidamente. (Saraiva, 2000)

Os Artigos 127 e 132 do Regulamento de Segurança de Redes de Distribuição de Energia Elétrica em Baixa Tensão são dedicados à proteção de instalações elétricas contra sobreintensidades, sendo que o Artigo 127 indica que “os condutores de fase das redes de distribuição serão protegidos contra sobreintensidades por meio de corta circuitos fusíveis ou disjuntores com características adequadas” e que “o neutro não deverá possuir qualquer aparelho de proteção”. Os Artigos 128 e 129 abordam a proteção contra sobrecargas, os 130 e 131 a proteção contra curto-circuitos e o 132 apresenta indicações relativas à coordenação entre a proteção contra sobrecargas e a proteção contra curto-circuitos. (Saraiva, 2000)

2.16.1. CONDIÇÕES DE PROTEÇÃO CONTRA SOBRECARGAS

Como fora dito previamente, o Artigo 128 do Regulamento de Segurança de Redes de Distribuição de Energia Elétrica em Baixa Tensão aborda as condições necessárias a satisfazer para que um aparelho de proteção seja capaz de ser utilizado em instalações contra sobrecargas, necessitando satisfazer simultaneamente as seguintes condições:

$$I_S \leq I_N \leq I_Z$$

$$I_F \leq 1.45 I_Z$$

Onde:

- I_S – Intensidade de corrente de serviço (A).
- I_N – Intensidade de corrente nominal do aparelho de proteção (A).
- I_Z – Intensidade de corrente máxima admissível pela canalização (A).
- I_F – Intensidade de corrente convencional de funcionamento do aparelho de proteção (A).

As condições previamente descritas podem ser apresentadas pelo esquema presente na Figura 67.

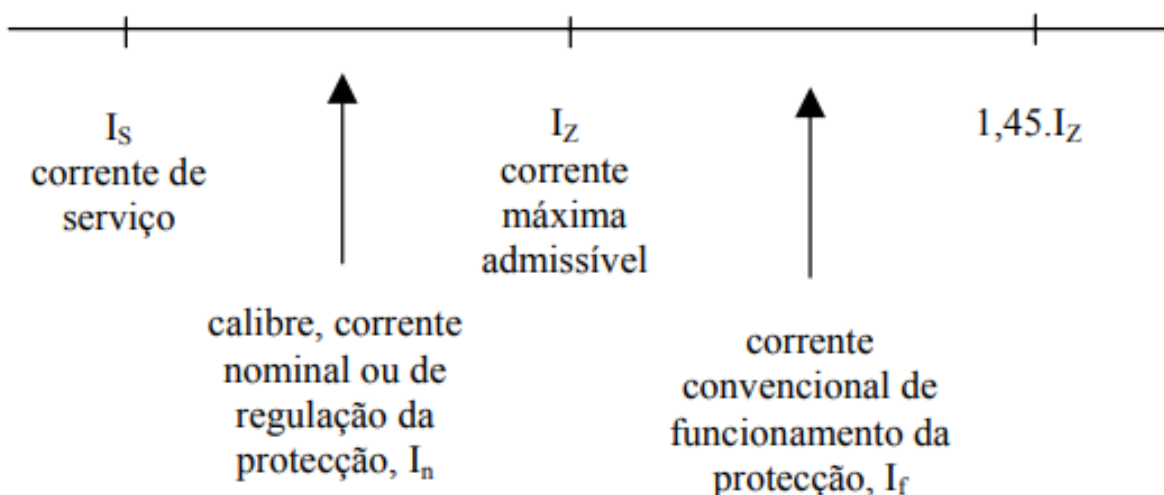


Figura 67 - Características dos aparelhos de proteção contra sobrecargas. (Saraiva, 2000)

A primeira condição apresenta-se devido à necessidade de detetar e considerar como anomalias situações onde a intensidade de corrente transmitida pela canalização é superior à intensidade de corrente de serviço e também à necessidade de garantir que o aparelho de proteção não atua para o regime de funcionamento correspondente à corrente de serviço. (Saraiva, 2000)

A segunda condição considera as situações onde a corrente transmitida pela canalização é 45% superior à intensidade de corrente máxima admissível pela canalização garantido que as sobrecargas são suficientemente importantes para se garantir que o aparelho de proteção atue num tempo não superior ao convencional. (Saraiva, 2000)

As duas condições impostas deverão ser avaliadas utilizando a corrente de serviço na canalização e a corrente máxima admissível associada ao valor da secção dos condutores, significando que, após este ponto estar completo, existem valores disponíveis para I_S e I_Z logo também para $1,45I_Z$. De modo a concluir o dimensionamento dos dispositivos consultam-se tabelas que contêm as características normalizadas de fusíveis e disjuntores de forma a escolher o dispositivo que apresente os valores que satisfaçam ambas as condições em simultâneo. (Saraiva, 2000)

2.16.2. CONDIÇÕES DE PROTEÇÃO CONTRA CURTO-CIRCUITOS

O Artigo 130 do Regulamento de Segurança de Redes de Distribuição Elétrica em Baixa Tensão assegura a proteção contra curto-circuitos. O número 1 deste artigo diz que a proteção contra curto-circuitos está assegurada caso a intensidade nominal dos aparelhos de proteção for determinada de forma que a corrente de curto-circuito seja cortada antes de a canalização atingir a sua temperatura limite admissível. Como se sabe, os condutores possuem uma corrente máxima admissível que leva à temperatura máxima, corrente que pode ser ultrapassada por curtos períodos de forma que a temperatura limite admissível não seja ultrapassada. Esta condição pretende assegurar que, independentemente do valor da corrente de curto-circuito, a corrente é interrompida antes de o condutor atingir a temperatura limite, sendo que o tempo que o condutor consegue suportar uma dada intensidade de corrente sem sofrer é inversamente proporcional ao aumento da intensidade de corrente. (Saraiva, 2000)

O número 2 do artigo aponta para a verificação do previamente descrito sendo que esta se deve realizar através da comparação do tempo/corrente do aparelho de proteção com a característica de fadiga térmica da canalização. Deve-se assegurar que para qualquer valor da corrente de curto-circuito o tempo de atuação do dispositivo de proteção é inferior ao tempo de degradação do mesmo. A condição descrita encontra-se resolvida caso o tempo de atuação do aparelho de proteção verifique as condições abaixo referidas. (Saraiva, 2000)

$$t_{ap} \leq t_{ft}$$

$$t_{ap} \leq 5s$$

$$\sqrt{t_{ft}} = k \times \frac{S}{I_{CC}}$$

Onde:

- K – Constante cujo valor depende das características do material isolante e do material condutor.
- S – Secção dos condutores expressa em mm^2 .
- I_{CC} – Corrente de curto-circuito mínima, ou seja, corrente que resulta de um curto-circuito verificado no ponto mais afastado do circuito, em A.
- t_{ap} – Tempo de atuação do aparelho de proteção.
- t_{ft} – Tempo de fadiga térmica.

2.16.3. COORDENAÇÃO DAS PROTEÇÕES CONTRA SOBRECARGAS E CONTRA CURTO-CIRCUITOS

O número 1 do Artigo 132 do Regulamento de Segurança de Redes de Distribuição de Energia Elétrica em Baixa Tensão referencia que “caso um aparelho de proteção contra sobrecargas possua um poder de corte pelo menos igual à corrente de curto-circuito previsível no ponto da rede onde foi estabelecido, poderá assegurar igualmente a proteção contra curto-circuitos da canalização situada a jusante se obedecer ao disposto nos Artigos 130 e 131”. (Saraiva, 2000)

Caso o prévio não se verifique e se necessite de instalar aparelhos distintos para proteção contra sobrecargas e curto-circuitos, o exposto no número 2 do Artigo 132 deve ser verificada. Este indica que se deverá “verificar se as curvas de funcionamento do aparelho de proteção contra curto-circuitos são tais que, para qualquer sobreintensidade de valor superior ao poder de corte do aparelho de proteção contra sobrecargas, o tempo de funcionamento do aparelho de proteção contra curto-circuitos é menor que o da proteção contra sobrecargas”. (Saraiva, 2000)

Posto isto apresenta-se a Figura 68 onde estão representadas as curvas de funcionamento de um disjuntor – D – e de um fusível – F – em que o fusível irá atuar primeiro que o disjuntor se a intensidade de corrente for superior a um valor I_0 .

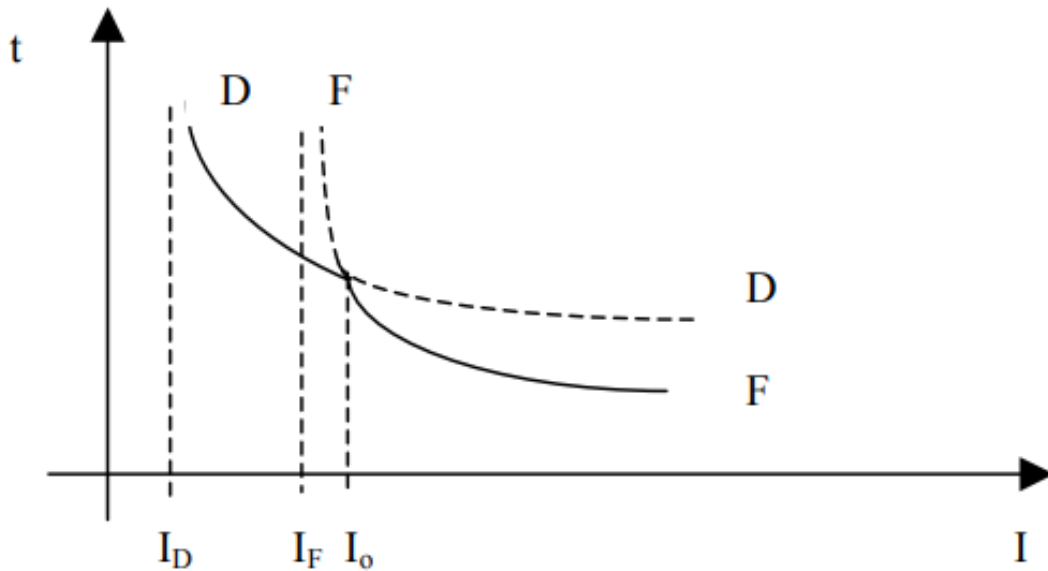


Figura 68 – Coordenação entre as proteções contra sobrecargas e curto-circuitos. (Saraiva, 2000)

O valor de I_0 não deve ser superior ao valor do poder de corte do aparelho de proteção contra sobrecargas assegurado que o disjuntor irá atuar em primeiro lugar uma vez que possui poder de corte suficiente para lidar com a intensidade de corrente de defeito em boas condições. Caso a intensidade de corrente de defeito for superior a I_0 , atuará em primeiro lugar o fusível, ou seja, o aparelho de proteção contra curto-circuitos. (Saraiva, 2000)

3. ESTADO DA ARTE

A energia solar é mais cara do que as formas tradicionais de produção de energia, no entanto ao longo das últimas duas décadas a diferença no custo tem vindo a diminuir fazendo com que as tecnologias solares fotovoltaicas tenham surgido como uma fonte bastante útil para ir ao encontro das necessidades energéticas de cidades, hospitais, casas, sistemas de telecomunicações. A principal matéria-prima utilizada nos dispositivos de geração deste tipo de energia, o silício cristalino, é responsável por obter 90% da quota de mercado devido à confiabilidade no que diz respeito à estabilidade a longo prazo, no entanto, torna-se economicamente uma menos valia devido ao custo do material em si. De momento existe um aumento da investigação nesta área sendo que as tecnologias fotovoltaicas estão a ser rapidamente reconhecidas como solução para o problema

energético. Neste capítulo irão ser abordadas as tecnologias fotovoltaicas, particularmente esta, o silício cristalino, no cenário mundial.

Como abordado previamente a tecnologia mais utilizada passa pelo silício cristalino, no entanto nos dias de hoje existe uma vasta gama de tecnologias utilizadas nas células fotovoltaicas, estando estas classificadas em três gerações, dependendo do tipo de material utilizado e da sua maturidade comercial.

- Primeira geração - está presente no mercado atualmente e utiliza silício cristalino em formato *sandwich* como a sua principal tecnologia ou então silício multicristalino.
- Segunda geração - ainda está em fase inicial do seu desenvolvimento e é baseada numa camada fina de três componentes: silício amorfo e micromorf; telureto de cádmio e seleneto de cobre; disseleneto de cobre.
- Terceira geração - inclui tecnologias como fotovoltaico concentrado e células fotovoltaicas orgânicas que ainda se encontram em demonstração ou ainda não foram comercializadas bem como novos conceitos em desenvolvimento.

A produção comercial de silício cristalino começou em 1963 no Japão com a produção comercial de módulos fotovoltaicos colmatando na instalação de um módulo de 242W num farol, que foi a maior instalação fotovoltaica até aquela data. Na Figura 69 pode observar-se a produção de células/módulos fotovoltaicos por região desde 1997 a 2011 onde se observa que o Japão aumentou a sua capacidade de produção de 1997 a 2004 onde após esta data se verificou uma diminuição drástica. O mesmo se observou na Europa, mas até ao ano 2008 onde após isto teve o mesmo desempenho que o Japão após 2004. Por outro lado, as produções dos módulos nos EUA tiveram o seu pico em 1997 sendo que após este ano a produção diminuiu. Desde o ano de 2011 que o Japão e Taiwan têm sido as potências mundiais no que toca à produção de células/módulos fotovoltaicos. (Gangopadhyay, et al., 2014)

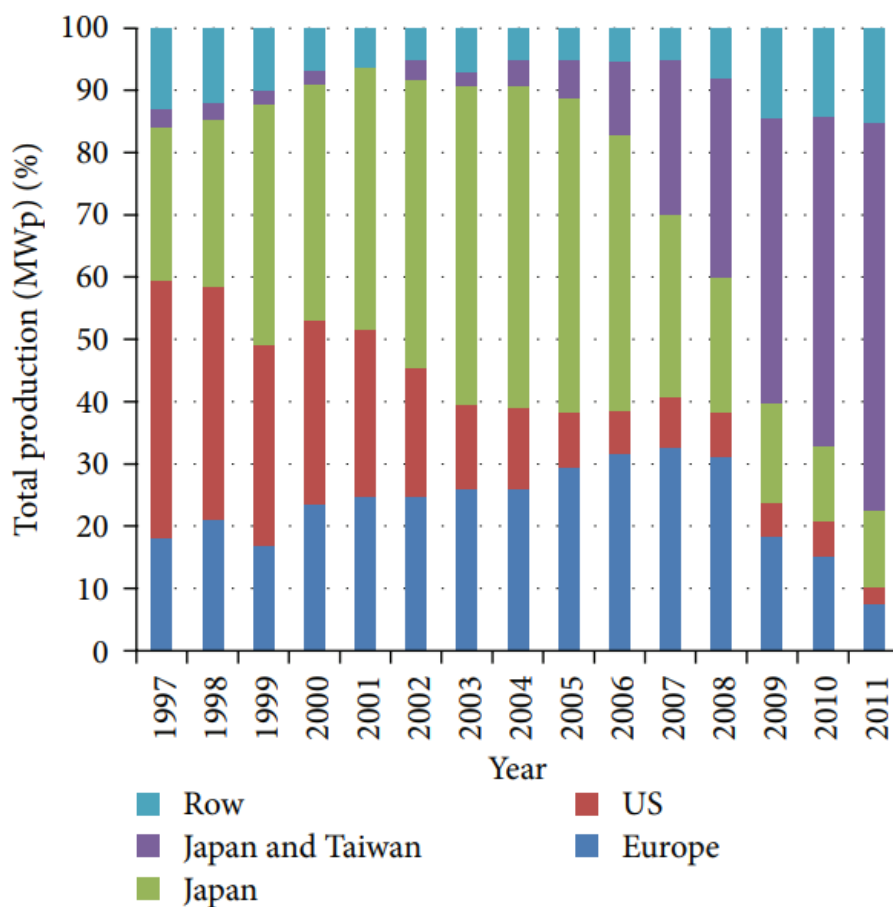


Figura 69 - Produção de módulos/células fotovoltaicas por região de 1997-2011. (Gangopadhyay, et al., 2014)

Na Figura 70, referente à instalação cumulativa mundial do fotovoltaico verifica-se que a Alemanha e o restante continente europeu tiveram um papel muito importante nesta tecnologia sendo responsáveis por cerca de 70% das instalações o que permitiu atribuir à europa a dominância do mercado até à data. (Gangopadhyay, et al., 2014)

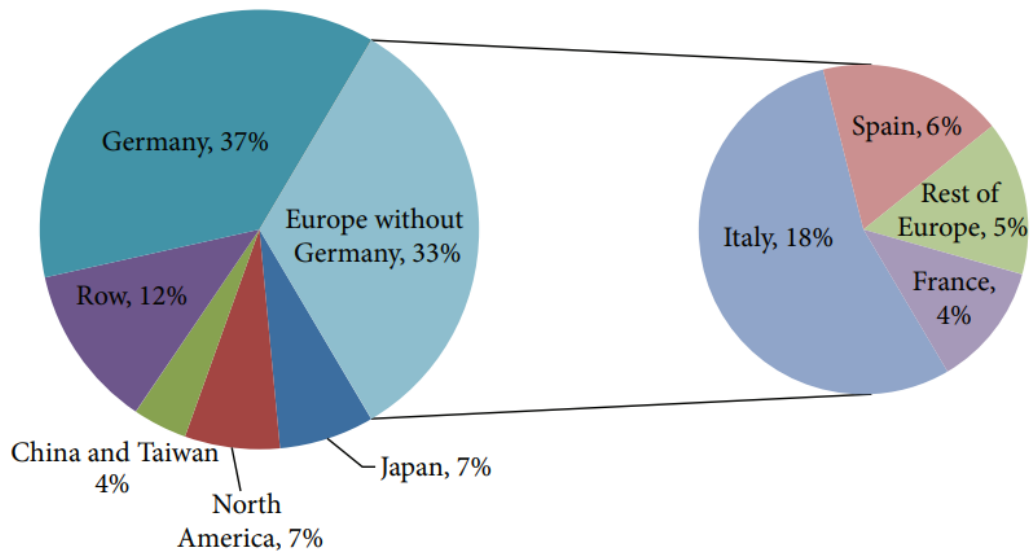


Figura 70 – Instalação cumulativa mundial de fotovoltaico. (Gangopadhyay, et al., 2014)

A Figura 71 apresenta o desenvolvimento da produção fotovoltaica por tipo de tecnologia onde se fundamenta a dominância do silício cristalino como principal tecnologia estando presente em mais de 85% da produção em 2011.

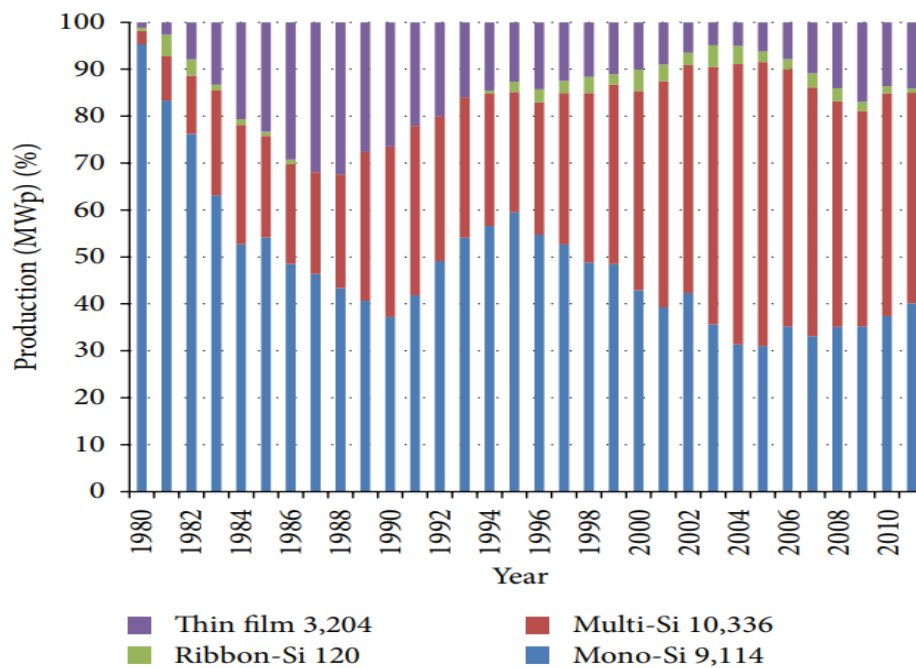


Figura 71 – Desenvolvimento da produção fotovoltaica por tecnologia. (Gangopadhyay, et al., 2014)

A comparação entre a melhor célula criada em laboratório e o melhor módulo fabricado em laboratório utilizando diferentes tecnologias está presente na Figura 72 observando que foi possível criar uma célula e um módulo de silício monocristalino com eficiências de 25% e 22.9% respectivamente enquanto a célula e módulo de silício multi cristalino apenas apresentaram uma eficiência de 20.4% e 18.2% realçando a sua utilização na tecnologia atual. Finalmente é importante realçar a eficiência da película fina de silício em célula de 19.6% tornando-a bastante promissora para aplicações futuras. Estas estão a começar a ser utilizadas em quantidades significativas pois permitem obter eletricidade a um custo mais reduzido, sendo que é necessário ainda algum estudo pois este custo pode trazer baixas no que diz respeito à eficiência do módulo. (Gangopadhyay, et al., 2014)

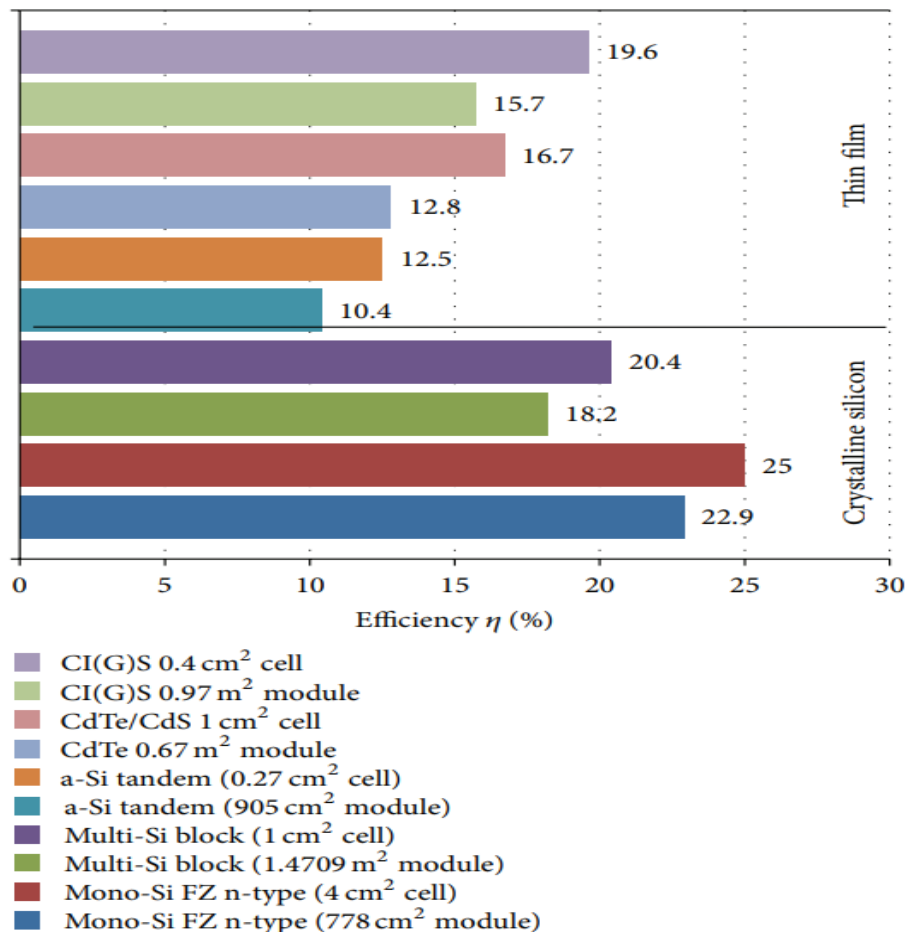


Figura 72 - Comparação da eficiência da tecnologia - melhor célula laboratorial vs melhor módulo laboratorial. (Gangopadhyay, et al., 2014)

De momento, após 20 anos de estudo de pesquisa e desenvolvimento, células de película fina estão a começar a ser vastamente utilizadas uma vez que admitem uma eletricidade a custo mais reduzido que aquelas constituídas por silício monocristalino. Estas consistem células solares finas comprimidas, geralmente de $1\mu m$ a $4\mu m$ de espessura, num substrato relativamente barato como vidro ou metal tendo o que faz com que seja necessário menos material semicondutor para absorver a mesma quantidade de luz solar, podendo adicionalmente ser embaladas em estruturas flexíveis e de peso reduzido. (Gangopadhyay, et al., 2014)

A 3ª geração mencionada anteriormente encontra-se no estado pré-comercial variando desde tecnologias que estão a ser apresentadas, como por exemplo tecnologias fotovoltaicas multijunção concentradas, a conceitos que ainda não se qualificaram para entrar na fase de procura e desenvolvimento, como células fotovoltaicas com estrutura quântica. Atualmente existem conceitos novos em desenvolvimento que dependem da utilização de fios/pontos quânticos ou tecnologias de super rede onde a sua utilização é vista com bons olhos pois permitem atingir elevadas eficiências devido a ultrapassarem as limitações termodinâmicas das células convencionais. No entanto estas abordagens de elevada eficiência ainda necessitam de estudo e pesquisa dos materiais associados. (Gangopadhyay, et al., 2014)

Recentemente está a ser utilizada uma nova tecnologia, película fina fotovoltaica, presente em 10%-15% das instalações fotovoltaicas globais onde o seu método de fabrico é semelhante ao dos *displays* dos monitores para computadores, telemóveis e televisões. Uma película fina foto ativa é colocada num substrato de vidro ou película transparente e de seguida esta película é estruturada em células. Estes sistemas custam menos para serem produzidos que os sistemas de silício cristalino, no entanto apresentam eficiências menores conseguindo, em média, converter cerca de 5%-13% da radiação solar quando comparado com os 11%-20% das células de silício monocristalino, oferecendo mesmo assim mais oportunidades de desenvolvimento tecnológico. (Gangopadhyay, et al., 2014)

Conforme o discutido previamente é possível afirmar que os componentes fotovoltaicos, especialmente os módulos fotovoltaicos, devem ter:

- Preços reduzidos.
- Elevada eficiência.
- Longa durabilidade
- Prospeção para redução de custos.

Atualmente estes requerimentos encontram-se todos no silício cristalino que consegue oferecer de 16%-22% de eficiência dos seus módulos, sendo que na Figura 73 se observa o desenvolvimento da eficiência dos produtos de topo consoante os materiais das suas células bem como o desenvolvimento na eficiência media dos módulos de silício cristalino. (Vítezslav Benda, 2020)

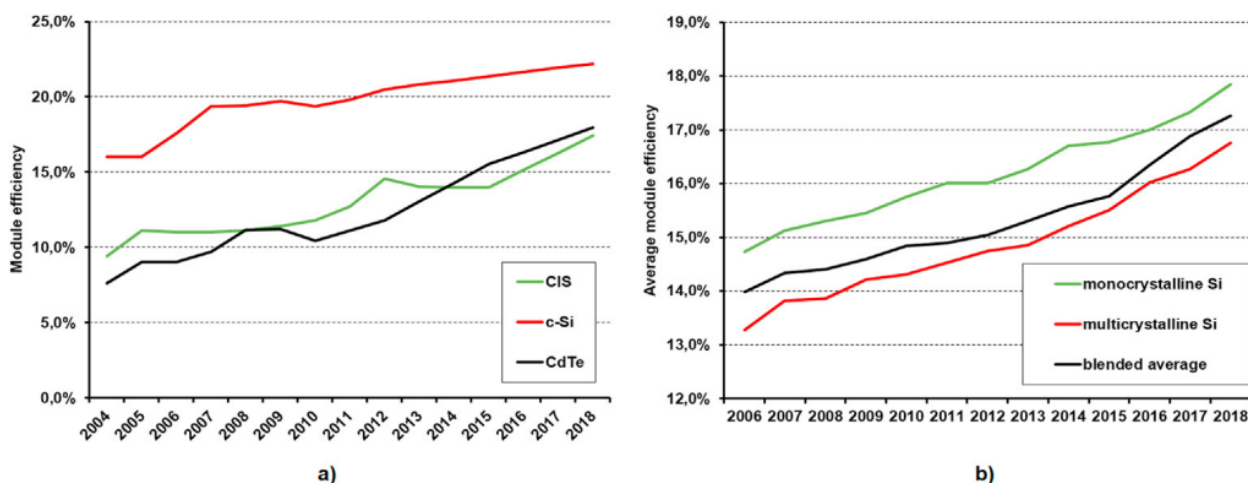


Figura 73 - a) Desenvolvimento da eficiência dos produtos de topo do mercado b) Desenvolvimento da eficiência dos módulos de silício cristalino. (Vítezslav Benda, 2020)

A durabilidade dos módulos dependerá dos materiais e das tecnologias utilizadas no processo de laminação especialmente na cobertura traseira. Quando se utilizam folhas de plástico a durabilidade chega a 25 anos enquanto com a utilização de folhas de vidro esta chega a 30-40 anos, devendo-se à sua elevada resistência a temperaturas, humidade e condições de radiação a qual são expostas. Aliado a estas estão também o facto de serem mais estáveis reduzindo o risco de aparecimento de micro ruturas durante a instalação e

funcionamento. Atualmente a tecnologia de película fina, que já fora abordada previamente, ainda se encontra atrás dos módulos de silício tanto em custo como eficiência apresentando também uma durabilidade menor sendo vantajosa em locais onde existe elevada intensidade de radiação solar.

Embora a tecnologia de células multijunções de alta eficiência em sistemas concentrados apresentar o módulo de maior eficiência esta não foi bem aceita no mercado, sendo as razões por um lado culpa desta tecnologia, como a necessidade de componentes de irradiação direta apenas, a necessidade de um rastreamento com precisão e confiabilidade suficientes e arrefecimento da célula e por outro lado a diminuição dos preços dos módulos de silício cristalino que se tem vindo a verificar

A tecnologia mais promissora atualmente é a de células de perovskita devido à sua elevada eficiência, cerca de 20%, e custos reduzidos de produção. Existem duas formas de evolução no que diz respeito às tecnologias fotovoltaicas, a de fabrico de uma camada fina de células de perovskita em substratos flexíveis e a segunda em conjuntos de silício cristalino e células finas onde se prevê conseguir uma eficiência superior a 30% utilizando ao mesmo tempo as vantagens que as tecnologias baseadas em *sandwich* oferecem, sendo O problema das células de perovskita a sua baixa estabilidade. (Vítezslav Benda, 2020)

Para células solares que se apresentam apenas com um único material absorvente semiconductor a sua eficiência está limitada devido a processos inter-banda, ou seja, dependem da largura de banda do material e do espectro de irradiação que fora aplicado, sendo que para utilização terrestre o espectro a considerar é o AM 1.5. A tecnologia mais avançada no presente é a de silício cristalino, onde as suas células conseguiram atingir 93.2% do seu limite físico permitindo um rendimento de 29.43%, estando células de eficiência de 85% do seu limite físico a ser produzidas. Utilizar células que juntem o silício cristalino à perovskita pode fazer com que o limite de 30% de rendimento de célula seja ultrapassado permitindo obter uma eficiência superior a 25% no módulo fotovoltaico. Algo que também está a ser posto em prática atualmente nas estações fotovoltaicas é o aumento da tensão DC das *strings* para 1500V permitindo assim o aumento destas e a redução do número de inversores bem como custo de cabos e estruturas, tudo isto

colmatando numa redução dos custos associados à instalação e manutenção. No entanto este aumento de tensão faz com que as exigências sobre a rigidez dielétrica aumentem e campos elétricos internos mais altos possam ser refletidos.

Os custos necessários ao investimento consistem não só nos módulos em si, mas também nos componentes de equilíbrio do sistema (inversores, construção, instalação, monitorização entre outros) e os “*soft costs*” (projeto, margens, taxas e financiamento), onde o seu desenvolvimento ao longo dos anos se observa na Figura 74. Com o avanço da tecnologia verifica-se que os custos BOS ou de componentes de equilíbrio do sistema e dos componentes diminui enquanto os “*soft costs*” aumentam, onde, em casos residenciais estes podem tomar valores até 60%, variando de acordo com a legislação e o país no qual se encontra. (Vítezslav Benda, 2020)

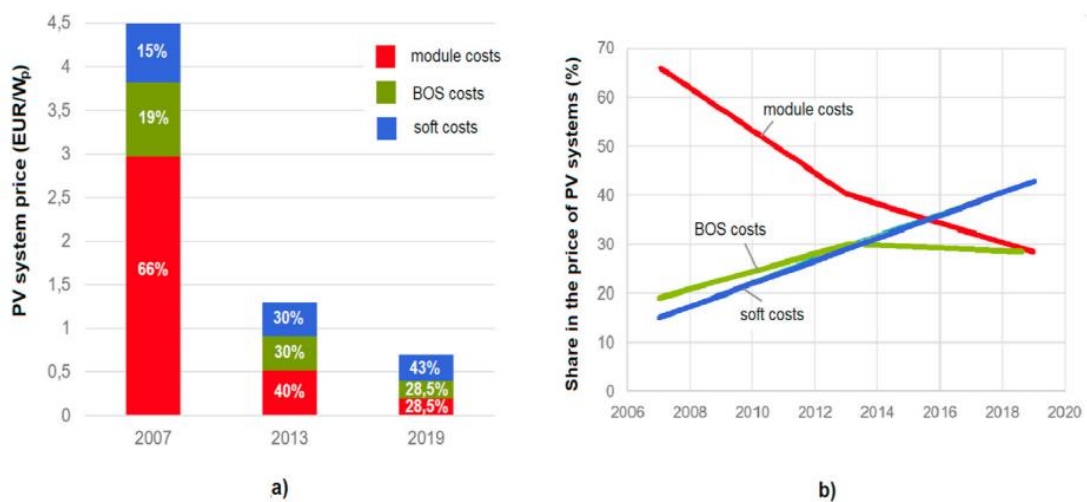


Figura 74 – Evolução percentual dos custos associados aos sistemas fotovoltaicos. (Vítezslav Benda, 2020)

Apesar dos custos relativos aos módulos serem a maior porção do investimento necessário, os parâmetros técnicos e económicos que estes oferecem permanecem como o principal fator no futuro desenvolvimento desta tecnologia, sendo atualmente o silício cristalino o material mais utilizado devido à sua eficiência e à redução nos custos associados à sua produção.

4. ESTUDO PRÉVIO

No presente capítulo são abordados os temas que se consideraram necessários previamente à elaboração do trabalho em si. Os temas apresentados são o estudo do local que irá ter como base para o sistema desenvolvido, apresentando informações sobre este, bem como o dimensionamento da solução apresentada, onde se apresentam três casos diferentes em que apenas um deles, devido a restrições impostas, será o adotado.

4.1. CARACTERIZAÇÃO DO LOCAL

O local proposto como caso de estudo trata-se dos edifícios da empresa Eneriberia e Tecniforja na cidade da Lixa. Situam-se na região Norte, distrito do Porto, concelho de Felgueiras, na Avenida da Liberdade, nº881, coordenadas LAT 41.30574 LON -8.17781, local que se pode verificar na Figura 75.



Figura 75 - Imagem aérea do local do projeto

Foi estabelecido o sistema a ser implementado, a sua orientação, inclinação, área disponível, tipo de montagem, sombreamento, comprimento dos cabos, localização do inversor bem como os consumos da empresa. Com as especificações previamente descritas e as restrições impostas foi possível determinar a potência a instalar bem como o número de módulos possíveis de acordo com a área disponível. Com base no sombreamento visualizado não se encontrou nenhum entrave que pudesse colocar em causa a exposição solar do equipamento durante todo o ano.

O local utilizado para o projeto é rodeado de armazéns que não apresentam dificuldades no que toca ao sombreamento, sendo que o local de instalação é constituído por 2 armazéns principais, um dos quais se subdivide em 5 armazéns e o restante que é um

armazém de tamanho considerável, estando localizados a nordeste e sudeste das instalações.



Figura 76 - Área abordada

Como se observa na Figura 76, os edifícios previamente descritos apresentam ainda duas águas cada um, sendo que ambos têm uma altura de 7m e uma inclinação de 6º em cada água.

Para se iniciar o planejamento de um sistema fotovoltaico, visando posteriormente o seu dimensionamento, é necessário conhecer o local onde irá ser instalado, sendo a escolha deste o primeiro aspecto a ter em conta. Após a escolha do local deve ser feito o levantamento das suas características como:

- Área disponível para a instalação dos módulos.
- Orientação, inclinação e dimensões das estruturas onde o sistema será colocado.
- Dados climáticos da zona.
- Consumo energético.

Para a obtenção dos dados climáticos utilizou-se o *software online* PVGIS, presente no *website* https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/ onde foi feita a recolha dos dados relativos à radiação e temperatura média mensal para o local de instalação, página inicial que se pode observar na Figura 77 onde, para a sua utilização, basta apenas inserir os dados da localização para a qual se pretende obter informação.

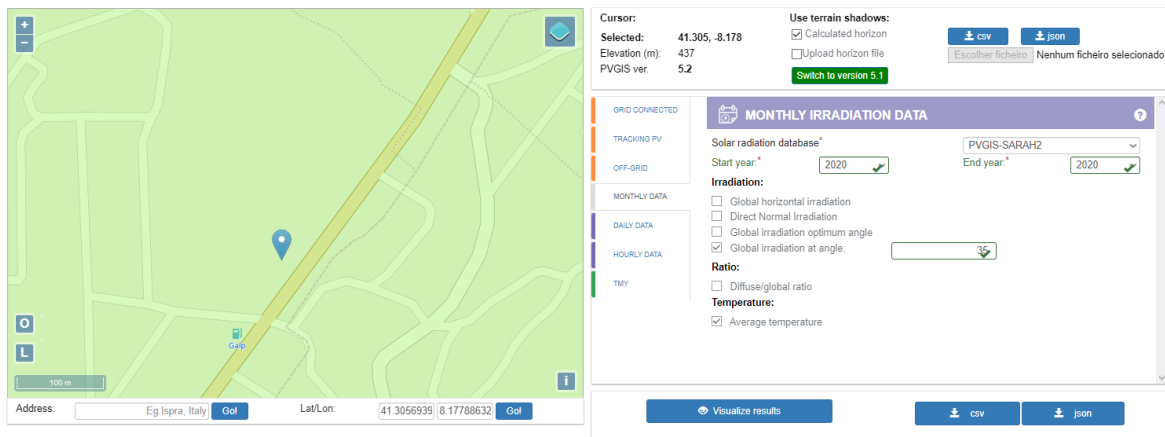


Figura 77 - Página inicial *software* PVGIS

Com base na utilização deste *software* foi possível obter dados referentes à temperatura e radiação, para uma inclinação de 35°, bem como os gráficos para cada um destes, que se observam na Figura 78 e Figura 79 respetivamente.

Monthly average temperature

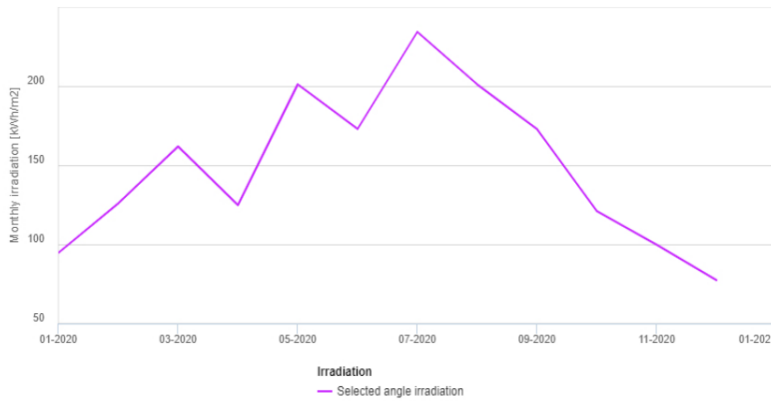


Monthly average temperature

Month	2020
January	7.7
February	10.1
March	10.2
April	12.3
May	17.2
June	16.9
July	24
August	20.2
September	19.3
October	13.1
November	11
December	7.6

Figura 78 - Gráfico de temperatura mensal

Monthly solar irradiation estimates



Global irradiation at angle

Month	2020
January	94.67
February	125.92
March	161.82
April	124.77
May	201.12
June	172.93
July	234.25
August	201.1
September	172.88
October	120.99
November	99.8
December	77.38

Figura 79 - Irradiação solar mensal

Pela análise dos gráficos e dos valores apresentados nas tabelas presentes ao lado de cada um destes é possível afirmar que os meses de maior temperatura são os meses de verão, nomeadamente julho e agosto com temperatura superior a 20°C e que os meses com maior irradiação solar são os de maio, julho e agosto com 201.72 kWh/m², 234.25 kWh/m² e 201.1 kWh/m² respetivamente.

4.2. DIMENSIONAMENTO DA INSTALAÇÃO

De seguida foram recolhidos os dados de consumo energético da empresa, com um período de 12 meses, sendo que a sua análise é essencial para determinar qual a potência que será necessária como base do projeto, consumo este presente na Figura 80.

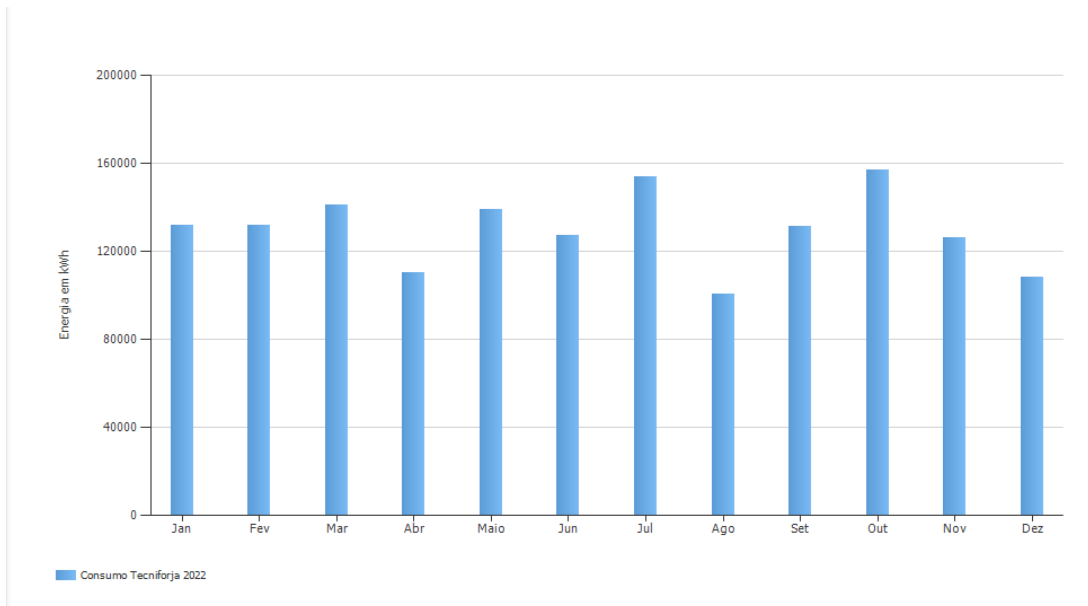


Figura 80 - Consumo energético da empresa

A análise do consumo previamente demonstrado foi fundamental para dimensionar um sistema que fosse ao encontro das restrições impostas, nomeadamente:

- Pelo menos 60% do que é gerado é utilizado para autoconsumo.
- Pelo menos 30% de independência da rede.

Verifica-se pelo gráfico de consumo que este é praticamente sempre o mesmo ao longo do ano com a exceção dos meses de Abril, Agosto e Dezembro devido à produção da empresa baixar uma vez que são alturas em que os seus trabalhadores geralmente estão de férias. O facto deste consumo ser sempre dentro dos mesmos valores

Aliada a estas restrições estão presentes as condicionantes devido ao local bem como as impostas pela seguradora que serão abordadas no seguinte capítulo na secção referente à implementação do sistema desenvolvido.

De forma a cobrir as restrições impostas, foram simulados 3 casos de estudos que se encontram na Tabela 16.

Tabela 16 – Valores de cada caso de estudo

Caso	Número de painéis	Consumo real (kWh)	Potência fotovoltaica instalada (kW)	Total gerado (kWh)	Total autoconsumo (kWh)	Injetado na rede líquido (kWh)	Injetado na rede (%)	Autoconsumo (%)	Independência da rede (%)	Potência de Ligação (kW)
1	636	15565	350	52139	3873	13403	25.7	74.2	24.9	250
		59		8	68	0	1	9		
2	1101	15565	600.05	89389	5941	29973	33.5	66.4	38.2	500
		59		3	63	0	3	7		
3	1491	15565	820	12215	7236	49787	40.7	59.2	46.5	650
		59		62	89	2.2	6	4		

Os valores foram obtidos através de uma folha de cálculo Excel onde foi possível fazer várias simulações, de forma a encontrar a que melhor se enquadre face às condicionantes propostas. Esta folha de cálculo contém dados que não irão sofrer alterações independentemente da simulação a ser feita, nomeadamente os valores de consumo e potência contratada que são fornecidos por parte da entidade onde a instalação será feita. As variáveis introduzidas para análise são a potência dos geradores que resulta do produto do número de painéis a instalar pela potência do módulo e a potência de ligação que também resulta de um produto, mas do número de inversores pela potência do inversor.

Com base nas variáveis previamente descritas é possível obter resultados de vários pontos chave para a análise de qual caso a considerar, nomeadamente as percentagens de autoconsumo, energia injetada na rede e independência da rede. A percentagem de autoconsumo resulta do quociente do total utilizado em autoconsumo pelo total de energia gerado pelo sistema, sendo um indicador do aproveitamento que é possível obter do sistema. A percentagem de energia injetada na rede, que representa a energia que não será aproveitada pelo sistema, resulta do quociente entre o total de energia injetada líquida pela energia gerada pelo sistema. Por fim a percentagem de independência da rede oferece uma visão sobre a poupança que se consegue obter com a solução instalada que resultará do quociente entre o total de energia aproveitada para autoconsumo pelo consumo total.

Pela Tabela 16 conclui-se que a percentagem de energia injetada na rede, que irá aumentar com a energia gerada até o valor permitido pela potência de ligação, sendo que quanto maior for o seu valor menor será a percentagem de energia útil proveniente da instalação. Aferiu-se também que a independência da rede irá ser tanto maior quanto a quantidade de energia que se consegue utilizar para autoconsumo. Em suma o caso a considerar será o Caso 2 pois valida todas as restrições previamente impostas e também é a que oferece um maior equilíbrio entre autoconsumo e independência da rede pois como se observa o aumento de uma destas reflete a diminuição das restantes devido aos valores da potência instalada.

4.3. DIMENSIONAMENTO DOS COMPONENTES

Para esta instalação são utilizados cabos unipolares, de cobre com isolamento PVC seguindo o método de referência F, ou seja, três condutores carregados em trifólio, valores presentes no Anexo A. O método de referência utilizado foi o 13 de referência F.

Primeiramente é feito o dimensionamento contra sobrecargas para os dispositivos de proteção de cada um dos inversores bem como para o dispositivo de proteção da instalação. De forma a dimensionar os dispositivos de proteção para cada um dos inversores e os cabos para as ligações é necessário, primeiramente, obter o valor da sua corrente de serviço recorrendo à fórmula presente na Equação 18.

Equação 18 - Corrente de serviço para cada um dos inversores

$$I_b = \frac{S}{\sqrt{3} \times U} = \frac{55\,000}{\sqrt{3} \times 400} = 79.4A$$

Onde:

- I_b – Intensidade da corrente de serviço (A).
- U – Tensão composta da rede (V).
- S – Potência instalada (VA).

O valor da tensão composta da rede é o valor da tensão da rede elétrica, ou seja, 400V e o valor da potência instalada será a potência de cada inversor, onde foi possível obter um valor de corrente de 79.4A.

De seguida foi feito o cálculo da queda de tensão percentual, através da Equação 19, de forma a verificar se os valores da secção e comprimento do cabo são os adequados a esta instalação sendo que este percentual deve ser inferior a 8% para instalações que tenham posto de transformação integrado, tendo o cabo 15m de comprimento e uma secção de $25mm^2$.

Equação 19 - Queda de tensão percentual

$$U(\%) = \frac{\sqrt{3} \times I_B \times L}{\gamma \times s} \times \frac{100}{U} = \frac{\sqrt{3} \times 79.4 \times 15}{58 \times 25} \times \frac{100}{400} = 0.35\%$$

Onde:

- L – Comprimento da canalização (m).
- U – Tensão composta da rede (V).
- I_B – Intensidade da corrente de serviço (A).
- γ – Condutividade ($Cu = 58 \text{ S.m} / \text{mm}^2$).
- s – Secção dos condutores (mm^2).
- $U(\%)$ – Queda de tensão em valor percentual.

Verifica-se então que o cabo foi corretamente dimensionado através dos valores obtidos pela anterior expressão.

Após o dimensionamento da cablagem necessária, segue-se o dimensionamento do dispositivo de proteção do circuito de entrada através das seguintes condições:

Equação 20 – Condições para dimensionamento de proteções

$$I_B \leq I_n \leq I_z$$

$$I_2 \leq 1.45 I_z$$

Onde:

- I_B – Intensidade de corrente de serviço (A).
- I_n – Intensidade de corrente nominal do aparelho de proteção (A).
- I_z – Intensidade de corrente máxima admissível pela canalização (A).
- I_2 – Intensidade de corrente convencional de funcionamento do aparelho de proteção (A).

Com base nos valores obtidos:

$$79.4 \leq I_n \leq 120$$

$$I_2 \leq 1.45 \times 120$$

Com base nos valores tabelados verificou-se que a corrente máxima admitida total dos constituintes da canalização para esta instalação é de 120A, o que faz com que se necessite de um dispositivo de proteção que apresente uma corrente nominal dentro do intervalo previamente exposto. Foi escolhido um dispositivo de 100A de corrente nominal para que haja ainda alguma folga com os valores menores do intervalo indo ao encontro das duas restrições previamente expostas.

Para a ligação dos inversores ao quadro fotovoltaico é necessário um único disjuntor cujo seu dimensionamento bem como dos cabos necessários se encontram de seguida. Primeiramente é necessário calcular a intensidade de corrente de serviço e visto que se trata de uma instalação trifásica foi utilizada a Equação 21:

Equação 21 - Corrente de serviço da instalação

$$I_b = \frac{S}{\sqrt{3} \times U} = \frac{500\,000}{\sqrt{3} \times 400} = 721.68A$$

Onde:

- I_b – Intensidade da corrente de serviço (A).
- U – Tensão composta da rede (V).
- S – Potência instalada (VA).

O valor da tensão composta da rede é o valor da tensão da rede elétrica, ou seja, 400V e o valor da potência instalada será a soma da potência dos inversores instalados, uma vez que serão estes que irão limitar a potência útil do sistema.

Seguidamente foi feito o cálculo da percentagem de queda de tensão no circuito que irá servir como verificação do valor previamente obtido. Para verificar se o dimensionamento do cabo a utilizar está correto o valor da queda de tensão percentual deve ser inferior a 8%, sendo este obtido pela seguinte formula onde foram escolhidos 3 cabos de $120mm^2$ de secção e 15m de comprimento de forma a economizar nos custos de material pois, apesar de haver uma solução onde seria apenas necessário um cabo, a área de cobre a utilizar iria ser maior logo mais dispendiosa que a solução escolhida bem como facilita a instalação devido a apresentar um diâmetro mais reduzido sendo mais maleável.

Equação 22 - Queda de tensão percentual no circuito

$$U(\%) = \frac{\sqrt{3} \times I_B \times L}{\gamma \times s} \times \frac{100}{U} = \frac{\sqrt{3} \times 761.68 \times 15}{58 \times 3 \times 120} \times \frac{100}{400} = 0.94\%$$

Verifica-se então que o cabo foi corretamente dimensionado através dos valores obtidos pela anterior expressão. Após o dimensionamento da cablagem necessária, segue-se o dimensionamento do dispositivo de proteção do circuito de entrada através das seguintes condições:

Equação 23 - Condições de dimensionamento

$$I_B \leq I_n \leq I_z$$

$$I_2 \leq 1.45 I_z$$

Onde:

- I_B – Intensidade de corrente de serviço (A).
- I_n – Intensidade de corrente nominal do aparelho de proteção (A).
- I_z – Intensidade de corrente máxima admissível pela canalização (A).
- I_2 – Intensidade de corrente convencional de funcionamento do aparelho de proteção (A).

Com base nos valores obtidos:

$$721.68 \leq I_n \leq 924$$

$$I_2 \leq 1.45 \times 924$$

Com base nos valores tabelados verificou-se que a corrente máxima admitida total dos 3 cabos que constituem a canalização para este tipo de instalação é de 924A o que faz com que se necessitasse então de um dispositivo de proteção que apresente uma corrente nominal dentro do intervalo previamente exposto. Foi escolhido um disjuntor de 1000A que conseguirá responder às restrições anteriores, e como se trata de um disjuntor com corrente superior a 160A, também responde à restrição exposta na norma EN-60947, onde $I_2 \leq 1.3 \times I_n$, sendo que este também é menor que o valor da restrição previamente abordada de I_2 .

Em conclusão serão utilizados disjuntores de 100A para cada inversor, sendo ligados por cabo de cobre, com revestimento PVC, com uma secção de $25mm^2$ e um comprimento de 15m. Como dispositivo de proteção da instalação será utilizado um disjuntor de 1000A ligado ao quadro elétrico fotovoltaico por 3 cabos também de cobre, com revestimento PVC, com uma secção de $120mm^2$ e um comprimento de 15m.

De seguida são dimensionados os dispositivos de proteção contra curto-circuitos que irá indicar o tempo de atuação necessário, sendo que este dimensionamento é feito com base nas seguintes condições.

Equação 24 - Condições para o dimensionamento contra curto-circuitos

$$t_{ap} \leq t_{ft}$$

$$t_{ap} \leq 5s$$

$$\sqrt{t_{ft}} = k \times \frac{S}{I_{CC}}$$

Onde:

- K – Constante cujo valor depende das características do material isolante e do material condutor.
- S – Secção dos condutores expressa em mm^2 .
- I_{CC} – Corrente de curto-circuito mínima, ou seja, corrente que resulta de um curto-circuito verificado no ponto mais afastado do circuito, em A.
- t_{ap} – Tempo de atuação do aparelho de proteção.
- t_{ft} – Tempo de fadiga térmica.

Primeiramente é feito este dimensionamento para os dispositivos de proteção de cada um dos inversores, onde é necessário calcular a corrente de curto-circuito mínima que percorre o cabo responsável pela ligação do inversor e do quadro geral de baixa tensão.

Equação 25 - Cálculo da corrente de circuito mínima

$$I_{CCMin} = \frac{0.95 \times U_o}{1.5 \left(\rho_F^{20} \times \frac{L}{S} + \rho_N^{20} \times \frac{L}{S} \right)}$$

Onde:

- U_o – Tensão simples.
- L – Comprimento do cabo condutor.
- S – Secção, em mm^2 , do condutor.

- ρ_F^{20} – Resistividade do material constituinte da fase a 20°C.
- ρ_N^{20} – Resistividade do material constituinte do neutro a 20°C.

Substituindo na Equação 25 obtém-se:

$$I_{CCMin} = \frac{0.95 \times 230}{1.5 \left(\frac{1}{56} \times \frac{15}{25} + \frac{1}{56} \times \frac{15}{25} \right)} = 6797,8 A$$

Aplicando este valor na 3ª condição presente na Equação 24 tem-se que $t_{ft} = 0,64$ segundos, ou seja:

$$t_{ap} \leq 0.64$$

$$t_{ap} \leq 5s$$

Para ir ao encontro das condições previamente abordadas o disjuntor de proteção será do tipo B, pois permite um tempo de atuação de proteção do dispositivo de proteção que vai ao encontro das condições anteriormente definidas.

Finalmente dimensiona-se o dispositivo de proteção para a proteção da ligação da instalação ao transformador. Com base na Equação 25 calcula-se o valor da corrente de curto-circuito mínima que irá percorrer o cabo responsável por esta ligação, do qual se obteve uma corrente de 6356,37A.

Aplicando este valor na 3ª condição presente na Equação 24 tem-se que $t_{ft} = 3.32$ segundos, ou seja:

$$t_{ap} \leq 0.64$$

$$t_{ap} \leq 5s$$

De forma a validar as restrições apresentadas considera-se que o dispositivo de proteção, nomeadamente o disjuntor, deverá corresponder a um disjuntor de curva tipo B, pois permite um tempo de atuação do dispositivo de proteção que valida as condições anteriormente expostas.

O dimensionamento do interruptor de *rapid shutdown* é feito de acordo com os valores de potência dos módulos fotovoltaicos considerados. Uma vez que os módulos utilizados são de 545W necessita-se de interruptores que operam nesta gama de funcionamento tendo sido considerados interruptores de 600W.

4.4. COMPONENTES CONSIDERADOS

Neste subcapítulo estão presentes os componentes considerados para o projeto que vão ao encontro do dimensionamento da instalação e dos componentes que fora feita anteriormente. Previamente à implementação do sistema dimensionado foi necessário escolher quais os módulos fotovoltaicos a utilizar bem como os inversores. Os módulos são os JAM72S30 [REF] que oferecem potência de *output* elevada, oferecem uma boa relação *performance* temperatura, um efeito de sombreamento reduzido nas suas células, tolerância para cargas mecânicas e seguem as certificações ISO 9001, 14001 e 45001.

Estes módulos oferecem valores para as diferentes condições de funcionamento, nomeadamente as condições STC ou *Standard Test Conditions* e as condições NOCT ou *Nominal Operating Cell Temperature* onde as suas condições se apresentam na Tabela 17.

Tabela 17 - Condições de funcionamento

Condição de funcionamento	Temperatura (° C)	Irradiação Solar(W/m ²)
STC	25	1000
NOCT	20	800

A escolha do conjunto de painéis e inversores é feita para o cenário menos favorável apresentado de forma a garantir o seu funcionamento, ou seja, as condições NOCT. No entanto, para o módulo que irá ser utilizado apresentam-se os principais valores para ambas as condições, começando pelas condições STC apresentadas na Tabela 18.

Tabela 18 – Características do módulo fotovoltaico utilizado para as condições STC (JA Solar, 2021)

Característica	JAM72S30-545/MR/1500V
Potência máxima nominal (P_{máx}) [W]	545
Tensão de circuito aberto (V_{oc}) [V]	49.75
Tensão máxima de energia (V_{mp}) [V]	41.80
Corrente de curto-circuito (I_{sc}) [A]	13.93
Corrente máxima de potência (I_{mp}) [A]	13.04
Eficiência do módulo (%)	21.1

As características do módulo fotovoltaico para as condições NOTC estão presentes na Tabela 19.

Tabela 19 - Características do módulo fotovoltaico utilizado para as condições NOTC (JA Solar, 2021)

Característica	JAM72S30-545/MR/1500V
Potência máxima nominal (P_{máx}) [W]	412
Tensão de circuito aberto (V_{oc}) [V]	46.55
Tensão máxima de energia (V_{mp}) [V]	39.20
Corrente de curto-circuito (I_{sc}) [A]	11.13
Corrente máxima de potência (I_{mp}) [A]	10.51
Eficiência do módulo (%)	21.1

Comparando as duas tabelas é possível verificar que os valores apresentados para as condições NOCT são inferiores às obtidas nas condições STC daí ao garantir que este

funciona para as condições NOCT consegue-se garantir o funcionamento para as condições STC devido a estas serem mais favoráveis.

No que diz respeito ao inversor, o considerado é da marca *Huawei* denominado de SUN2000-50KTL-M0, presente na Figura 81, na qual as suas características estão apresentadas na Tabela 20



Figura 81 – Inversor *Huawei* SUN2000-50KTL-M0. (Huawei, 2019)

Tabela 20 - Características do inversor. (Huawei, 2019)

Característica	SUN2000-50KTL-M0
Eficiência máxima (%)	98.7
Tensão máxima de entrada (V)	1.100
Corrente máxima por MPPT (A)	22
Corrente de curto-circuito máxima por MPPT (A)	30
Tensão inicial (V)	200
Intervalo de tensão operacional do MPPT (V)	200 ~ 1000
Número de MPPTs	6

Este inversor está equipado com 6 MPPTs que fornece as ligações entre os módulos fotovoltaicos e inversores, sendo que é possível fazer a ligação de vários módulos em simultâneo a um único MPPT caso estes tenham a mesma orientação e inclinação.

Se as regras prévias forem cumpridas as seguintes passam por verificar que a tensão de entrada de um dado MPPT, proveniente da ligação dos vários módulos, definida como *Open Circuit Voltage*, não ultrapassa a sua gama de funcionamento, no caso apresentado de 200V a 1000V, e que o valor da corrente de curto-circuito dos módulos, *Short Circuit Current*, não é superior à máxima corrente permitida por MPPT, *Max. Current per MPPT*, de 22A.

Sendo que a ligação dos módulos é em série a corrente irá ser sempre igual, 11.13A valor presente na Tabela 18 e Tabela 19, sendo que a tensão irá ser a soma das tensões de cada módulo da *string* que é um conjunto de módulos ligados em série sendo necessário ter cuidado para não ultrapassar os valores permitidos pelo inversor.

Como medida de proteção para cada inversor será considerado o disjuntor da Schneider A9N18374, visível na Figura 82, que vai ao encontro do dimensionamento previamente calculado estando as suas características presentes na Tabela 21.



Figura 82 - Disjuntor 100A Schneider C120N. (Schneider Electric, 2023)

Tabela 21 - Características disjuntor Schneider C120N. (Schneider Electric, 2023)

Característica	C120N
Número de polos protegidos	4
Corrente nominal (In)	100A a 30°C
Código da curva	B
Tensão estipulada de funcionamento nominal (Ue)	380...415V AC 50/60Hz <= 500V DC 220...240V AC 50/60Hz 440V AC 50/60Hz

	230...400V AC 50/60Hz
Frequência da rede	50/60Hz
Poder de corte nominal em serviço (Ics)	<p>7500A 75% em conformidade com EN/IEC 60898-1 - 230...400V AC 50/60Hz</p> <p>4,5kA 75% em conformidade com EN/IEC 60947-2 - 440 V AC 50/60Hz</p> <p>7,5kA 75% em conformidade com EN/IEC 60947-2 - 380...415V AC 50/60Hz</p> <p>15kA 75% em conformidade com EN/IEC 60947-2 - 220...240V AC 50/60Hz</p> <p>10kA 100% em conformidade com EN/IEC 60947-2 - <= 500V DC</p>
Limite de disparo magnético	3...5 x In

O disjuntor que irá proteger a instalação será também da Schneider, o NS1000N, de 1000 A, presente na Figura 83, onde as suas principais características estão visíveis na Tabela 22.



Figura 83 - Disjuntor Schneider NS1000N. (Schneider Electric, 2023)

Tabela 22 - Características disjuntor Schneider NS800N. (Schneider Electric, 2023)

Característica	NS800N
Número de polos	4P
Tipo de curva	D
Corrente nominal (In)	1000A a 50°C
Tensão estipulada de funcionamento nominal (Ue)	690 V AC 50/60Hz
Frequência da rede	50/60Hz
Poder de corte nominal em serviço (Ics)	<p>30kA a 660/690V AC 50/60Hz em conformidade com IEC 60947-2 operação manual</p> <p>40kA a 500/525V AC 50/60Hz em conformidade com IEC 60947-2 operação manual</p> <p>50kA a 220/240V AC 50/60Hz em conformidade com IEC 60947-2 operação manual</p> <p>50kA a 380/415 V AC 50/60Hz em conformidade com IEC 60947-2 operação manual</p> <p>50kA a 440 V AC 50/60Hz em conformidade com IEC 60947-2 operação manual</p>
Proteção instantânea integral	40kA

De forma a monitorizar o funcionamento do módulo fotovoltaico é instalado um interruptor de *rapid shutdown* juntamente com este. O interruptor de *rapid shutdown* considerado foi o *Huawei SUN2000-600W-P*, possível de observar na, onde as suas principais características estão apresentadas na Tabela 23.



Figura 84 - Interruptor *rapid shutdown* SUN2000-600W-P. (Huawei, 2023)

Tabela 23 - Características interruptor *rapid shutdown* SUN200-600W-P. (Huawei, 2023)

Características	SUN2000-600W-P
Potência DC nominal de entrada	600W
Gama de valores de tensão operacional do MPPT	10-80V
Corrente máxima de curto-circuito (<i>I_{sc}</i>)	14.5A
Tensão máxima de <i>output</i>	80V
Corrente máxima de <i>output</i>	15A
Eficiência máxima	99.5%

No caminho de cabos desenhado para a ligação dos painéis foi utilizado o cabo solar TUV SOLAR EN50618, que se observa na Figura 85, onde as suas principais características estão presentes na Tabela 24.

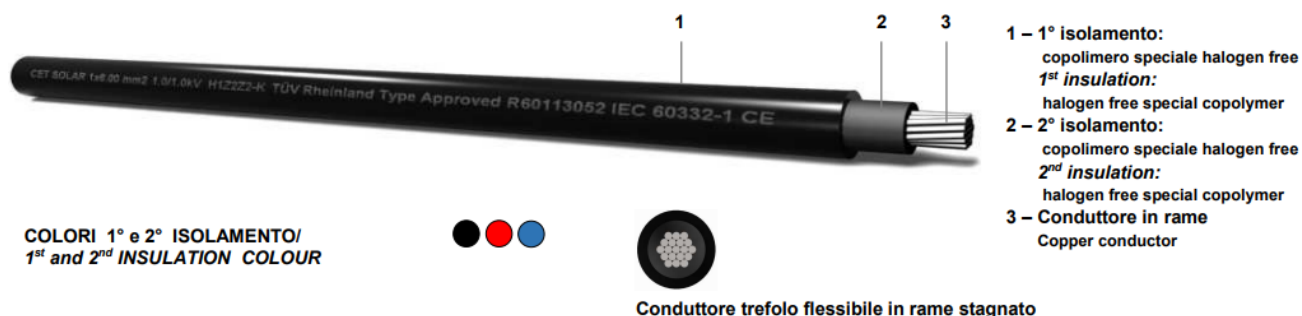


Figura 85 - Cabo solar TUV SOLAR EN50618. (Enco, 2018)

Tabela 24- Características do cabo solar. (Enco, 2018)

Dados técnicos	TUV SOLAR EN50618
Tensão Nominal (U _o /U)	1.0/1.0 kV AC – 1.5/1.5 kV DC
Máxima tensão permitida	1,8 kV DC
Tensão de teste	6.5 kV AC
Temperatura de operação	- 40 ÷ +90°C
Temperatura máxima do núcleo	+120°C (for 20.000 hrs.)
Referências	EN 50618: 2014 IEC 60228 – EN 50395 – EN 50396 EN 60332-1-2 – EN 61034-1; -2 EN 50525-1 – EN 60216-1; -2

Para fazer a ligação dos disjuntores aos respetivos inversores utilizou-se o cabo XV-5G25 presente na Figura 86, sendo utilizado para aplicações no interior e exterior no que diz respeito ao fornecimento de energia a equipamentos, onde as suas características estão apresentadas na Tabela 25..

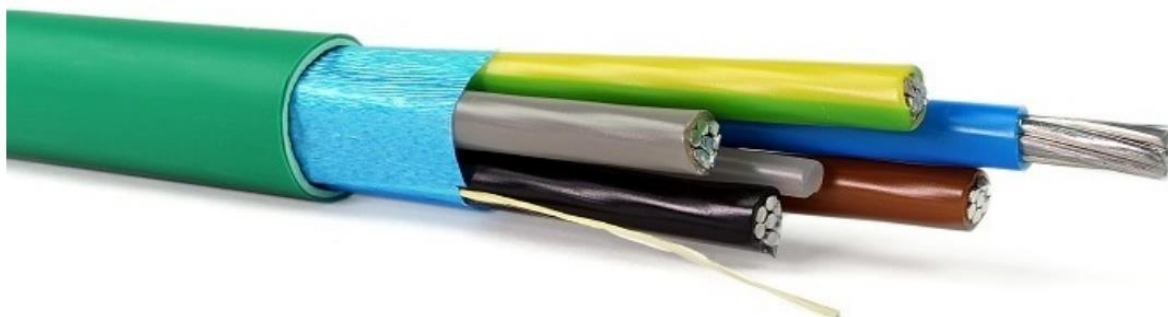


Figura 86 - Cabo XV-5G25. (EPD-Norge, 2022)

Tabela 25 - Dados técnicos cabo XV-5G25. (EPD-Norge, 2022)

Dado técnicos	XV-5G25
Temperatura máxima do condutor para funcionamento contínuo	+ 90 ° C
Intervalo de temperatura	-25°C a +60°C
Dimensão da secção	25mm ²
Tensão Nominal	450 / 750 V
Baixa de tensão, fase única	1.44V/A.km
Corrente permitida ao ar livre	127A

Para fazer a ligação da instalação ao quadro fotovoltaico é utilizado cabo H1XV, nomeadamente H1XV-3x(3x1x120+120)+2x120 , ou seja, 3 cabos de 3x1x120 mm + 120 para as três fases e ligação ao quadro e um cabo de 2x120 para terra e neutro secção, que pode ser visto na Figura 87 e as suas características representadas na Tabela 26 e Tabela 27



Figura 87 - Cabo H1XV. (Alcobre, 2020)

Tabela 26 - Dados técnicos cabo H1XV 3x120. (Alcobre, 2020)

Dados técnicos	H1XV 3x120
Raio de curvatura mínimo	185 mm
Valor máximo de corrente a 30°C (exposto)	346 A
Valor máximo de corrente a 20°C (coberto)	223 A
Diâmetro nominal	36.7 mm
Queda de tensão	0.358 V/A.km

Tabela 27 - Dados técnicos cabo H1XV 2x120. (Alcobre, 2020)

Dados técnicos	H1XV 2x120
Raio de curvatura mínimo	175 mm
Valor máximo de corrente a 30°C (exposto)	410 A
Valor máximo de corrente a 20°C (coberto)	271 A
Diâmetro nominal	34.5 mm
Queda de tensão	0.358 V/A.km

5. TRABALHO DESENVOLVIDO

Neste capítulo serão abordados os tópicos referentes ao projeto em si nomeadamente a implementação do sistema desenvolvido, as medidas de segurança contra incêndios que foram implementadas, o projeto de implantação que passará por ficheiros .CAD da solução apresentada, a definição dos elementos mais específicos da instalação bem como os materiais necessários e suas quantidades. De seguida também um cronograma de execução que passa por um diagrama de *Gantt* onde será apresentada a *timeline* desde a execução da obra até a finalização da mesma finalizando com um estudo económico da solução através dos vários indicadores de performance, concluindo com a elaboração da proposta.

5.1. IMPLEMENTAÇÃO DO SISTEMA DESENVOLVIDO

No presente capítulo apresenta-se a implementação do sistema desenvolvido no programa PVSOL, programa utilizado por planeadores, arquitetos, instaladores e técnicos especializados para planear e desenhar sistemas fotovoltaicos. Este programa facilita o desenvolvimento de sistemas solares nomeadamente no que diz respeito aos vários fatores que necessitam ser considerados como o tamanho e orientação do sistema, clima geral e radiação solar presente na área, capacidade e distribuição da rede permitindo que o foco seja na criação do sistema mais eficiente e economicamente rentável. (Valentin Software, s.d.)

Na implementação do sistema desenvolvido foi necessário considerar as restrições impostas para o sistema que dizem respeito às áreas que podem ser utilizadas para implementar o projeto bem como as previamente descritas no capítulo 3 aquando do dimensionamento e caracterização do local. Outras restrições além das previamente mencionadas foram obrigatoriamente consideradas devido a tratar-se de regras mencionadas pela seguradora, as quais estão expostas de seguida. Devido ao tipo de

cobertura ser em painel *sandwich* a orientação dos painéis deve ser horizontal devido a necessitar de menos perfis para a sua fixação, permitindo economizar não só a nível monetário como também a nível de tempo de instalação.

- Os grupos de painéis fotovoltaicos não devem exceder blocos de 30 metros x 30 metros.
- Separar os painéis fotovoltaicos pelo menos 5 metros dos muros corta-fogo.
- Separar os painéis fotovoltaicos pelo menos 1.5 metros de claraboias.
- Fornecer espaçamento de 1,2 metros entre as fileiras de painéis fotovoltaicos para acesso correto de manutenção e operação nos painéis.
- Separar os conjuntos de painéis fotovoltaicos pelo menos 2 metros do perímetro das cobertas (platibandas).
- Separar os conjuntos de painéis fotovoltaicos pelo menos 1 metro da cumieira do edifício.

Na Figura 88 apresenta-se a solução implementada com base nas restrições propostas tanto pelo projeto em si como pela própria seguradora.

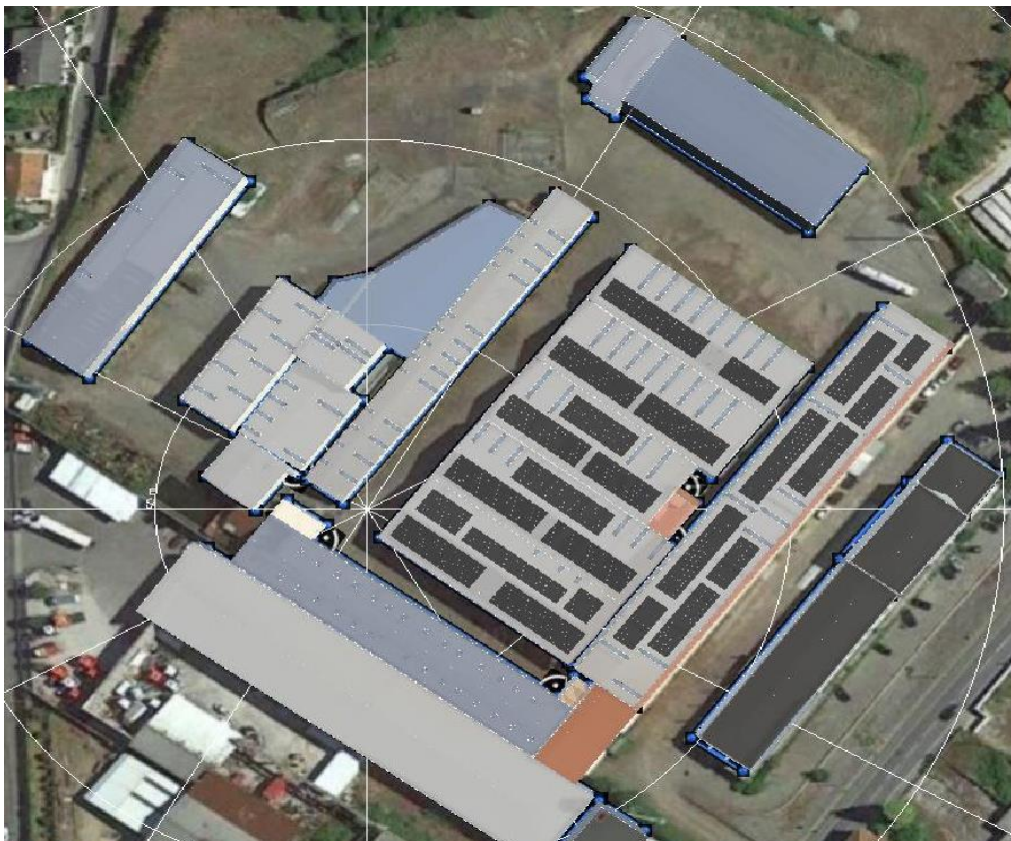


Figura 88 – Solução proposta

Foram implementados 1135 módulos para cobrirem as necessidades propostas de autoconsumo e independência da rede perfazendo um total de 618.58 kWp, encontrando-se estes divididos entre dois principais edifícios.

No primeiro edifício, que se observa na Figura 89, foram instalados módulos em 2 águas onde numa delas estão dispostos 195 módulos fazendo um total de 106.28kWp dividindo-se em conjuntos de 30, 45 e 60 módulos e na outra 166 módulos fazendo um total de 90.47kWp dividindo-se em conjuntos de 16, 30 e 45 módulos. O facto de os conjuntos estarem divididos desta forma é devido ao facto de facilitar a criação de *strings* para posterior conexão ao inversor.

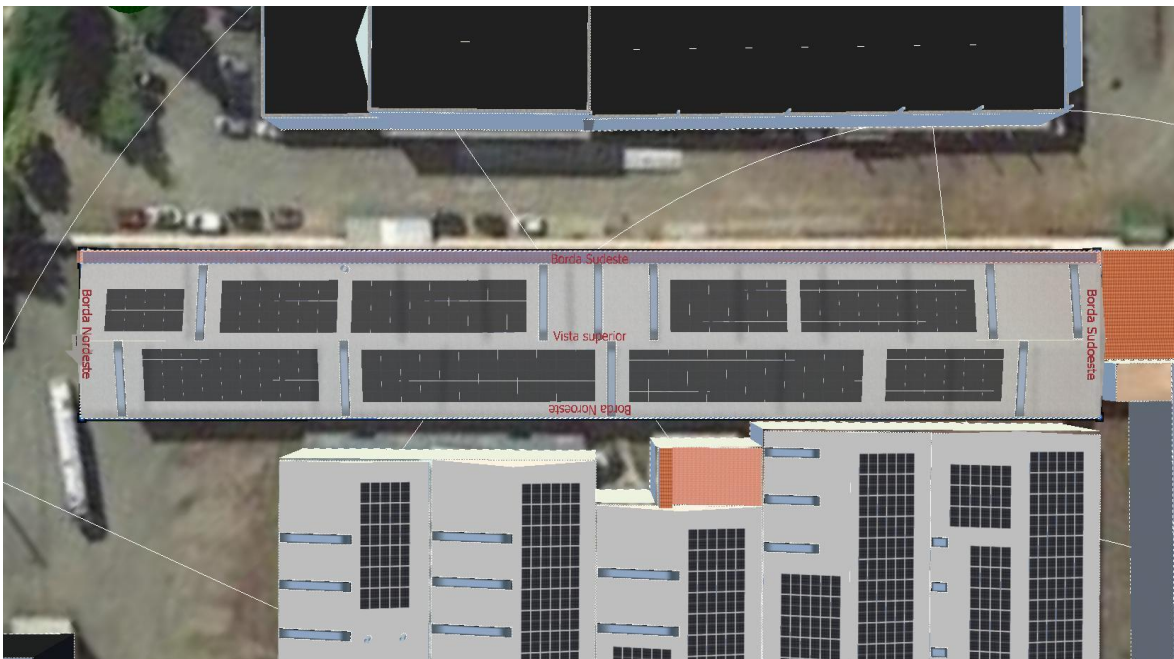


Figura 89 - Configuração módulos solares edifício 1.

No segundo edifício, presente na Figura 90, foram instalados módulos em 8 águas onde a configuração de cada uma destas está apresentada na Tabela 28.

Tabela 28 - Configuração edifício 2.

Água	Número de módulos	Potência (kWp)	Número de grupos	Número de módulos por grupo
1	120	65.40	2	60
2	96	52.32	3	18, 48, 30
3	126	68.67	2	60, 66
4	66	35.97	1	66
5	108	58.86	2	48, 60
6	48	26.16	1	48
7	120	65.40	2	60
8	90	49.05	2	30, 60

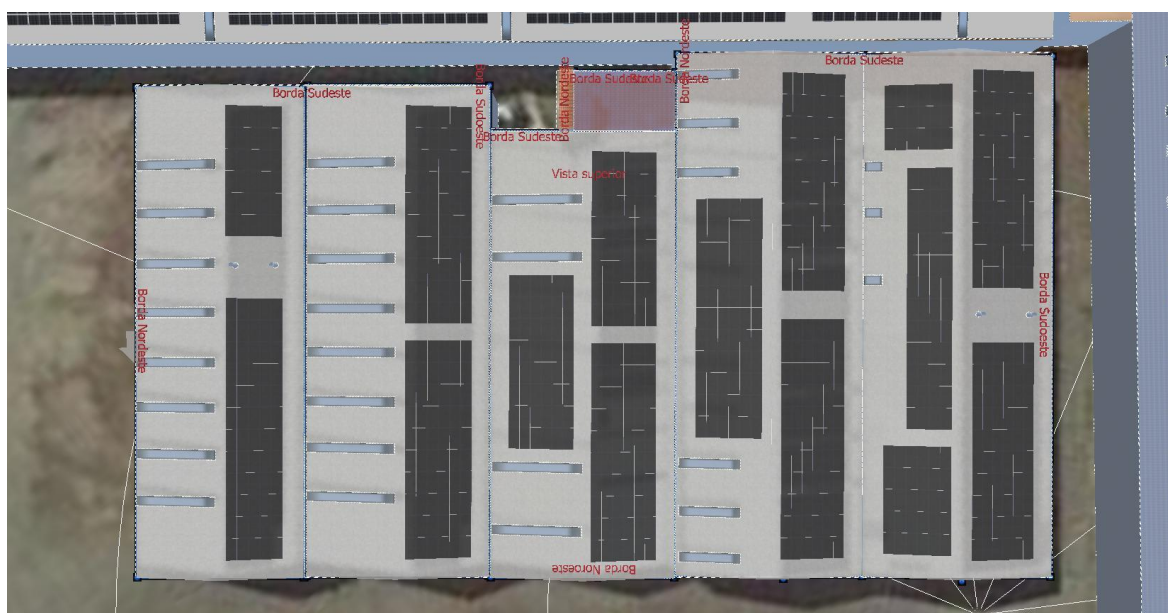


Figura 90 - Configuração edifício 2

Previamente à configuração dos inversores foi feito o estudo e análise do sombreamento, onde para ser ótima a instalação o valor não deve ser superior a 3.4% de forma a não afetar negativamente todos os elementos da *string* reduzindo assim o seu rendimento. Da análise obtida, figuras anexadas, conclui-se que a instalação estava ótima devido a não existirem casos onde o sombreamento fosse superior ao valor previamente mencionado

Para o número de painéis instalados necessitou-se de configurar 10 inversores, agrupados em 7 sistemas, apresentados na Tabela 29, bem como a configuração de cada um nomeadamente quantos MPPTs foram utilizados por inversores, o número de *strings* ligadas por MPPT, quantos módulos foram possíveis ligar por MPPT de forma que não ultrapasse a potência máxima admitida pelo inversor e finalmente a potência que o inversor irá ter. Para definir o número de sistemas utilizado foram agrupados os inversores e módulos de forma que a potência tomasse valores não superiores a 69kWp ou múltiplos do mesmo para facilitar a sua configuração e minimizar o número de inversores necessários economizando em espaço, tempo e custo de instalação pois os inversores apesar de ser de 50kW apresentam uma tolerância que permite ir até estes valores.

Tabela 29 – Configuração do sistema de inversores

Inversor	Sistema	Número de MPPTs utilizados	Strings por MPPT	Módulos em série por MPPT	Potência do inversor (kWp)
1	1	4	<ul style="list-style-type: none"> • MPPT 1: 2 • MPPT 2: 2 • MPPT 3: 2 • MPPT 4: 1 	<ul style="list-style-type: none"> • MPPT 1: 19 • MPPT 2: 19 • MPPT 3: 19 • MPPT 4: 19 	62.13
2	1	4	<ul style="list-style-type: none"> • MPPT 1: 1 	<ul style="list-style-type: none"> • MPPT 1: 19 	64.86

			<ul style="list-style-type: none"> • MPPT 2: 2 • MPPT 3: 2 • MPPT 4: 2 	<ul style="list-style-type: none"> • MPPT 2: 16 • MPPT 3: 15 • MPPT 4: 19 	
3	1	4	<ul style="list-style-type: none"> • MPPT 1: 2 • MPPT 2: 2 • MPPT 3: 2 • MPPT 4: 1 	<ul style="list-style-type: none"> • MPPT 1: 18 • MPPT 2: 16 • MPPT 3: 15 • MPPT 4: 15 	61.59
4	1	4	<ul style="list-style-type: none"> • MPPT 1: 1 • MPPT 2: 2 • MPPT 3: 2 • MPPT 4: 1 	<ul style="list-style-type: none"> • MPPT 1: 15 • MPPT 2: 19 • MPPT 3: 18 • MPPT 4: 16 	57.23
5	2	4	<ul style="list-style-type: none"> • MPPT 1: 2 • MPPT 2: 2 • MPPT 3: 2 	<ul style="list-style-type: none"> • MPPT 1: 19 • MPPT 2: 18 • MPPT 3: 15 • MPPT 4: 16 	65.4

			<ul style="list-style-type: none"> • MPPT 4: 1 		
6	3	4	<ul style="list-style-type: none"> • MPPT 1: 2 • MPPT 2: 2 • MPPT 3: 1 • MPPT 4: 1 	<ul style="list-style-type: none"> • MPPT 1: 18 • MPPT 2: 15 • MPPT 3: 15 • MPPT 4: 15 	52.32
7	4	4	<ul style="list-style-type: none"> • MPPT 1: 2 • MPPT 2: 2 • MPPT 3: 2 • MPPT 4: 1 	<ul style="list-style-type: none"> • MPPT 1: 19 • MPPT 2: 18 • MPPT 3: 15 • MPPT 4: 16 	65.4
8	5	4	<ul style="list-style-type: none"> • MPPT 1: 2 • MPPT 2: 2 • MPPT 3: 1 • MPPT 4: 1 	<ul style="list-style-type: none"> • MPPT 1: 19 • MPPT 2: 19 • MPPT 3: 16 • MPPT 4: 16 	58.86
9	6		<ul style="list-style-type: none"> • MPPT 1: 2 	<ul style="list-style-type: none"> • MPPT 1: 18 	62.13

			<ul style="list-style-type: none"> • MPPT 2: 2 • MPPT 3: 2 • MPPT 4: 1 	<ul style="list-style-type: none"> • MPPT 2: 15 • MPPT 3: 15 • MPPT 4: 18 	
10	7		<ul style="list-style-type: none"> • MPPT 1: 2 • MPPT 2: 2 • MPPT 3: 2 • MPPT 4: 1 	<ul style="list-style-type: none"> • MPPT 1: 19 • MPPT 2: 18 • MPPT 3: 17 • MPPT 4: 18 	68.67

Os valores de potência utilizado por cada sistema de inversores está presente na Tabela 30.

Tabela 30 - Potência total de cada sistema de inversores definido.

Sistema	Potência total (kW)
1	245.81
2	65.4
3	52.32
4	65.4
5	58.86
6	62.13
7	68.67

Com o número de painéis previsto e os inversores que foram dimensionados a instalação tem um desempenho de 86.78% e prevê uma produção anual de 844 714 kWh/Ano dos quais 578 426 kWh/Ano são utilizados para consumo e os restantes 266 288 kWh/Ano são perdidos, ou seja, injetados na rede. Este sistema cumpre então os requisitos estabelecidos pelo cliente oferecendo 68.5% de autoconsumo e um nível de autonomia de 37.2%.

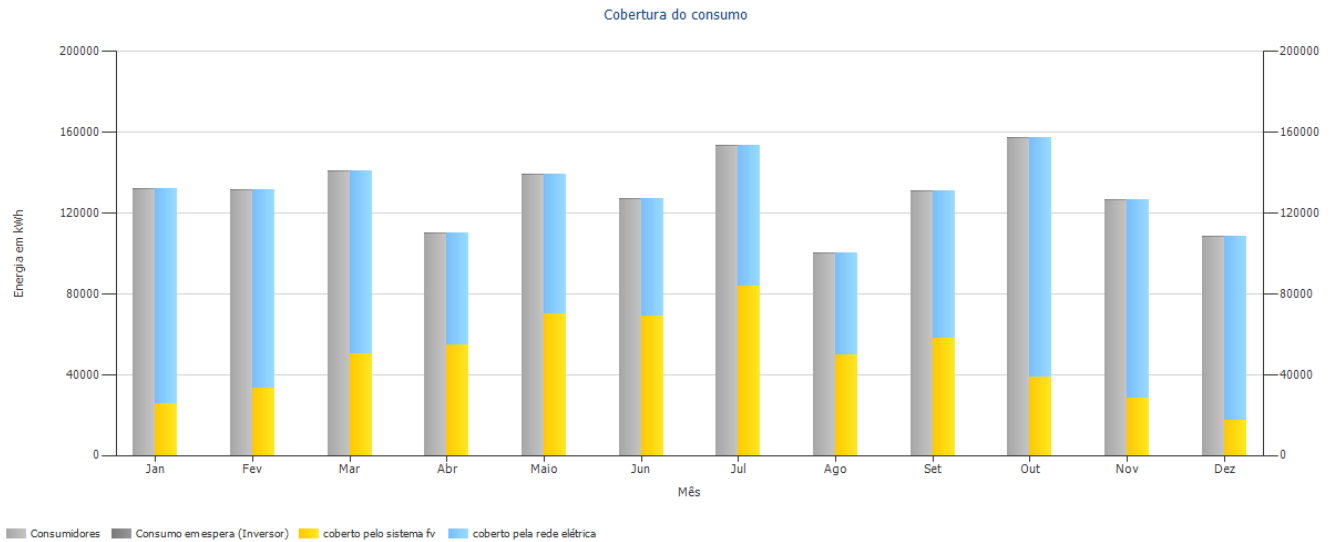


Figura 91 - Cobertura do consumo

Analisando a Figura 91 conclui-se que a instalação não cobrirá as necessidades totais de consumo da empresa uma vez que não era uma das restrições impostas logo não foi dimensionada para tal, daí o facto de ser necessário recorrer à rede para cobrir o restante consumo, sendo que nos meses de Primavera/Verão a quantidade coberta pelo sistema é maior devido à maior quantidade de radiação solar disponível bem como o número de horas de exposição solar ser maior.

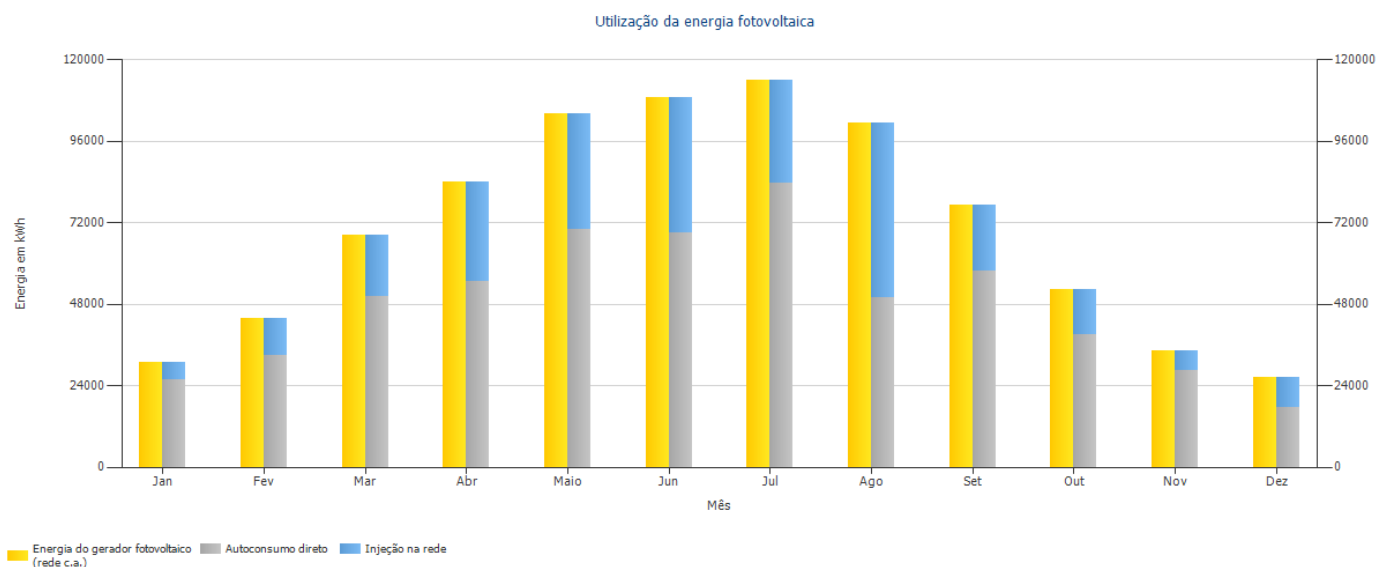


Figura 92 – Utilização da energia fotovoltaica

A Figura 92 permite obter conclusões no que diz respeito à geração de energia solar fotovoltaica bem como a forma que esta é utilizada. Pelo gráfico conclui-se que nos meses de Inverno e Outono a energia gerada através do fotovoltaico é menor, como seria de esperar, devido às condições climatéricas, baixa intensidade solar e baixo período de exposição solar. A sua utilização, visível no gráfico, corrobora os valores previamente expostos bem como as restrições também impostas no que diz respeito à quantidade utilizada para autoconsumo sendo o mês atípico agosto devido às previsões meteorológicas consideradas para a previsão criada.

5.2. MEDIDAS DE SEGURANÇA CONTRA INCÊNDIOS

Neste capítulo irão ser abordadas e analisadas as principais medidas de segurança contra incêndios em sistemas fotovoltaicos como diretrizes e práticas recomendadas para que seja garantido um ambiente de segurança e que se mitigue a ocorrência de incêndios. As medidas de segurança contra incêndios, indicadas no Decreto-Lei nº 220/2008, são algo essencial a ter em conta ao projetar, instalar e operar sistemas solares fotovoltaicos, embora sejam raros em sistemas bem projetados e com boa manutenção, pois podem ter consequências graves na instalação no que diz respeito aos danos dos materiais, perda de produção, risco à vida humana e impactos ambientais.

As medidas passam por ações e precauções que devem ser consideradas e tomadas para prevenir incêndios e seus riscos garantindo a segurança não só da instalação como também das propriedades e vida humana envolvida. Os tópicos abordados neste capítulo foram considerados aquando da implementação em *software* do sistema desenvolvido.

Primeiramente para garantir a segurança da instalação deve se garantir uma distância adequada entre módulos e outros materiais que corram o risco de incendio, minimizando assim o risco de propagação de incêndios. Colocar equipamentos de desligamento de emergência como interruptores *rapid shutdown*, que irão cortar a ligação em caso de emergência, permitem que o sistema seja desligado rapidamente reduzindo os riscos de choque elétrico durante uma situação de incendio e equipamentos de proteção contra raios, através da utilização de para-raios, adequados para reduzir o risco de incêndio provocado por descargas atmosféricas.

Seguidamente a instalação deverá ser sobre elementos que não corram riscos de combustão ou que estejam devidamente protegidos contra estes e os próprios painéis bem como a sua estrutura devem ser à prova de fogo não podendo conter nenhum tipo de componente plástico. Deve-se evitar que os módulos, bem como o sistema de cabos, *string box*, entre outros estejam em contacto direto com a cobertura para que não haja risco de danos devido às temperaturas elevadas.

No que diz respeito aos dutos de fiação estas dividem-se em dois principais tipos devido à sua localização, os exteriores que quando atravessam coberturas com riscos de incêndio

externos à instalação deverão dispor de material intumescente ou pintura ignífuga e estar sempre colocados sobre bandejas metálicas e nunca em contacto direto com a cobertura. Os interiores quando a cablagem das instalações passa por dentro das instalações deverá estar corretamente sinalizado e compartimentado em relação à restante instalação.

Finalmente, a nível das localizações dos equipamentos nomeadamente inversores, transformadores ou qualquer outro componente elétrico, estas devem ser corretamente setorizadas das restantes instalações e estarem equipadas com sistemas de deteção automática de incêndios bem como extintores de CO_2 com uma carga mínima de 5kg.

5.3. PROJETO DE IMPLANTAÇÃO

Neste subcapítulo apresenta-se o projeto de implantação da instalação fotovoltaica que consiste no desenho técnico da instalação para posterior apresentação ao cliente. Este projeto foi elaborado recorrendo ao programa Autocad onde serão apresentados os seguintes aspetos:

- Implantação do fotovoltaico.
- Definição das *strings*.
- Caminho de cabos.
- Zona técnica.
- Esquema do quadro elétrico.
- Esquema unifilar.
- Esquema de ligação das *strings*.

Primeiramente foi feita a implantação do fotovoltaico, visível na Figura 93, que consiste no *design* mais rigoroso da instalação dos módulos fotovoltaicos quando comparado com o primeiro esboço elaborado no programa PVSol, ou seja, de forma a possibilitar um desenho à escala da instalação possibilitando pôr em prática todas as medidas de segurança.

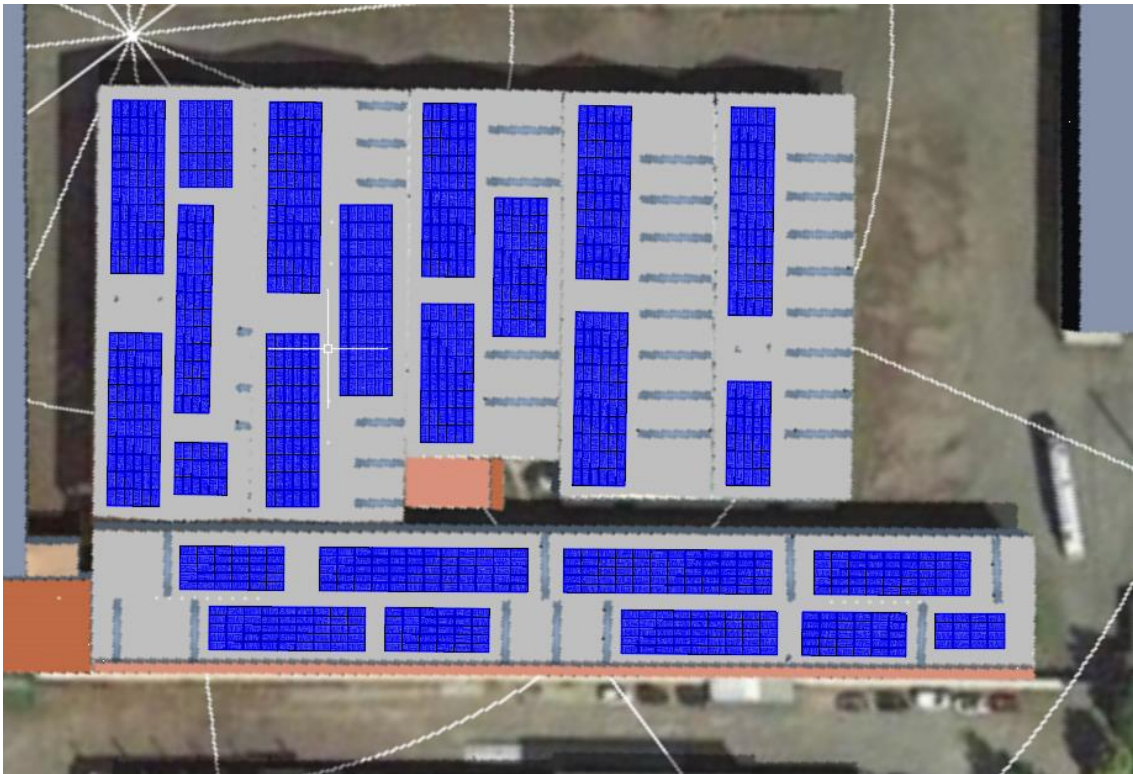


Figura 93 - Implantação do fotovoltaico

Os dados gerais do sistema fotovoltaico dimensionado apresentam-se na Tabela 31, nomeadamente a potência total instalada denominada de potência do gerador fotovoltaico, a área ocupada pelo sistema dimensionado, a quantidade de módulos e o número de inversores utilizado.

Tabela 31 - Dados gerais do sistema fotovoltaico

Dados gerais do sistema fotovoltaico

Potência do gerador fotovoltaico	618.58 KWp
Área do sistema fotovoltaico	2933.3
Quantidade de módulos	1135
Quantidade de inversores	10

De seguida foram definidas as *strings* de ligação dos módulos que são a ligação destes entre si em série. Na Figura 94 é possível observar estas *strings* bem como identificação das mesmas e a qual inversor estas irão estar ligadas.

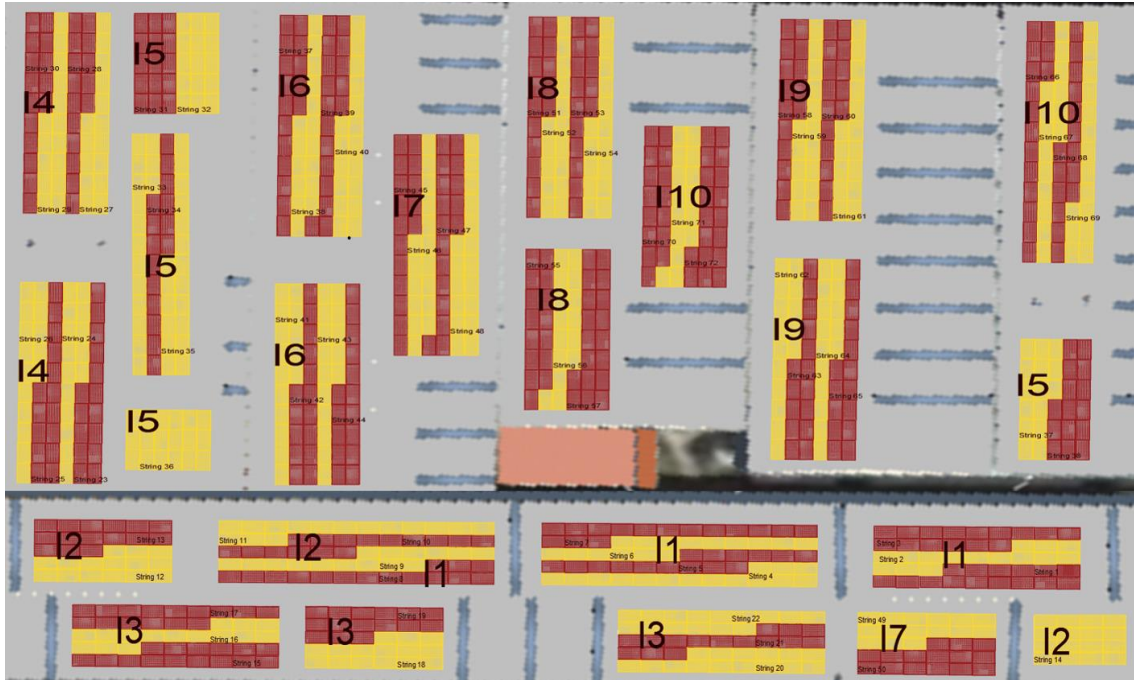


Figura 94 - Definição das strings

As *strings* apresentadas na Figura 94 estão definidas na Tabela 32 onde também se apresenta qual o inversor responsável pela ligação de cada uma delas, o MPPT a qual irá estar conectado bem como a sua entrada, a numeração da *string*, o número de módulos em série que cada *string* irá ter e a orientação desta.

De notar que por inversor existem 4 MPPTs onde cada um terá duas entradas que serão responsáveis por garantir a ligação das *strings* com o inversor sendo necessário que, para estarem ligadas ao mesmo MPPT, as *strings* apresentem a mesma orientação e inclinação.

Tabela 32 - Definição das strings

Inversor	MPPT	Entrada	String	Nº Módulos	Total	Orientação
1	1	1	1	15	120	Norte
		2	2	15		Norte
	2	3	3	15		Norte
		4	4	15		Norte
	3	5	5	15		Norte
		6	6	15		Norte
	4	7	7	15		Norte
		8	8	15		Norte
2	1	1	9	15	91	Norte
		2	10	15		Norte
	2	3	11	15		Norte
		4	12	15		Norte
	3	5	13	15		Norte
		6	-	-		-
	4	7	14	16		Sul
		8	-	-		-
3	1	1	15	15	120	Sul
		2	16	15		Sul
	2	3	17	15		Sul
		4	18	15		Sul
	3	5	19	15		Sul
		6	20	15		Sul

	4	7	21	15		Sul
		8	22	15		Sul
4	1	1	23	16	130	Oeste
		2	24	16		Oeste
	2	3	25	18		Oeste
		4	26	18		Oeste
	3	5	27	16		Oeste
		6	28	16		Oeste
	4	7	29	15		Este
		8	30	15		Este
5	1	1	31	15	126	Este
		2	32	15		Este
	2	3	33	15		Este
		4	34	15		Este
	3	5	35	18		Este
		6	36	18		Este
	4	7	37	15		Este
		8	38	15		Este
6	1	1	39	16	126	Oeste
		2	40	16		Oeste
	2	3	41	17		Oeste
		4	42	17		Oeste
	3	5	43	15		Oeste
		6	44	15		Oeste
	4	7	45	15		Oeste
		8	46	15		Oeste

7	1	1	47	16	96	Este
		2	48	16		Este
	2	3	49	17		Este
		4	50	17		Este
	3	5	51	15		Sul
		6	52	15		Sul
	4	7	-	-		-
		8	-	-		-
8	1	1	53	15	108	Oeste
		2	54	15		Oeste
	2	3	55	15		Oeste
		4	56	15		Oeste
	3	5	57	15		Oeste
		6	58	15		Oeste
	4	7	59	18		Oeste
		8	-	-		-
9	1	1	60	15	120	Oeste
		2	61	15		Oeste
	2	3	62	15		Oeste
		4	63	15		Oeste
	3	5	64	15		Oeste
		6	65	15		Oeste
	4	7	66	15		Oeste
		8	67	15		Oeste
10	1	1	68	15	108	Oeste
		2	69	15		Oeste

	2	3	70	15		Oeste
		4	71	15		Oeste
	3	5	72	15		Este
		6	73	15		Este
	4	7	74	18		Este
		8	-	-		-

Um exemplo das restrições do MPPT no que diz respeito à ligação de *strings* pode ser visto no inversor 2 onde foi necessário preencher mais um MPPT apenas com uma *string* pois a orientação da *string* presente no MPPT 3 não era compatível com a presente no MPPT 4. Outro caso onde se observa que um inversor não foi completamente preenchido é no caso do inversor 7 onde o último MPPT não tem qualquer *string* conectada, isto deu-se devido ao facto de serem necessários 10 inversores e existir uma margem de ligação das *strings* optando por não sobrecarregar em demasia este inversor. De notar ainda que a potência destes inversores pode ser ultrapassada em cerca de 20% total daí o facto de ser possível ligar tantos módulos a um único inversor.

Após a definição das *strings* e local de ligação das mesmas foi feito desenho desta num ficheiro .CAD, Figura 95, que é uma representação visual dos dados da tabela sendo utilizado como guia para a instalação.

Depois de definida a localização bem como as *strings* e a sua ligação foi traçado o caminho de ligação dos cabos, presente na Figura 96, desde cada conjunto de módulos até ao local onde será feita a ligação aos inversores. Esta definição do caminho de cabos será também útil para fazer a medição da quantidade cabo solar necessário para a instalação bem como para definir qual a quantidade de calha e dimensão da mesma a utilizar.

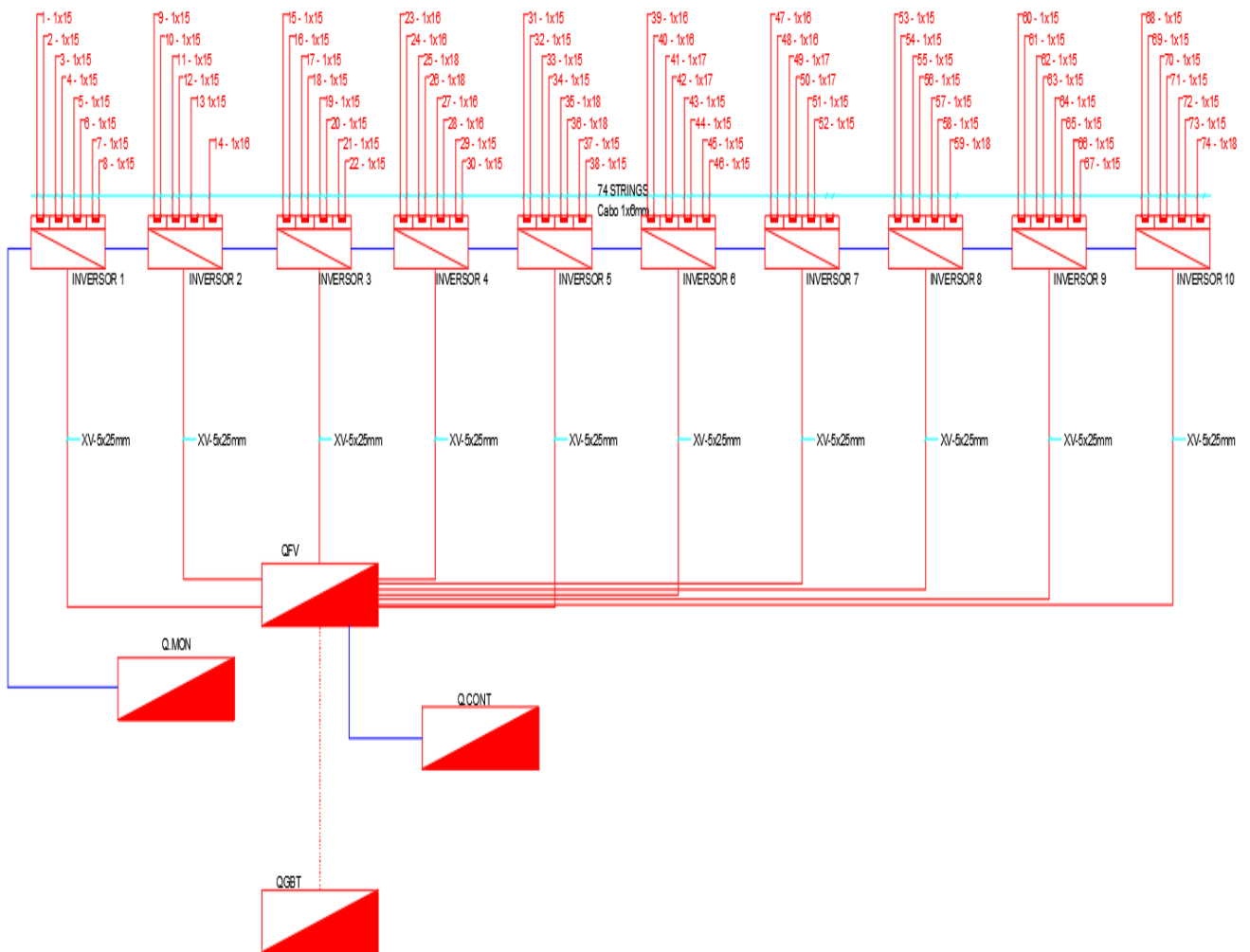


Figura 95 - Ligação das strings.

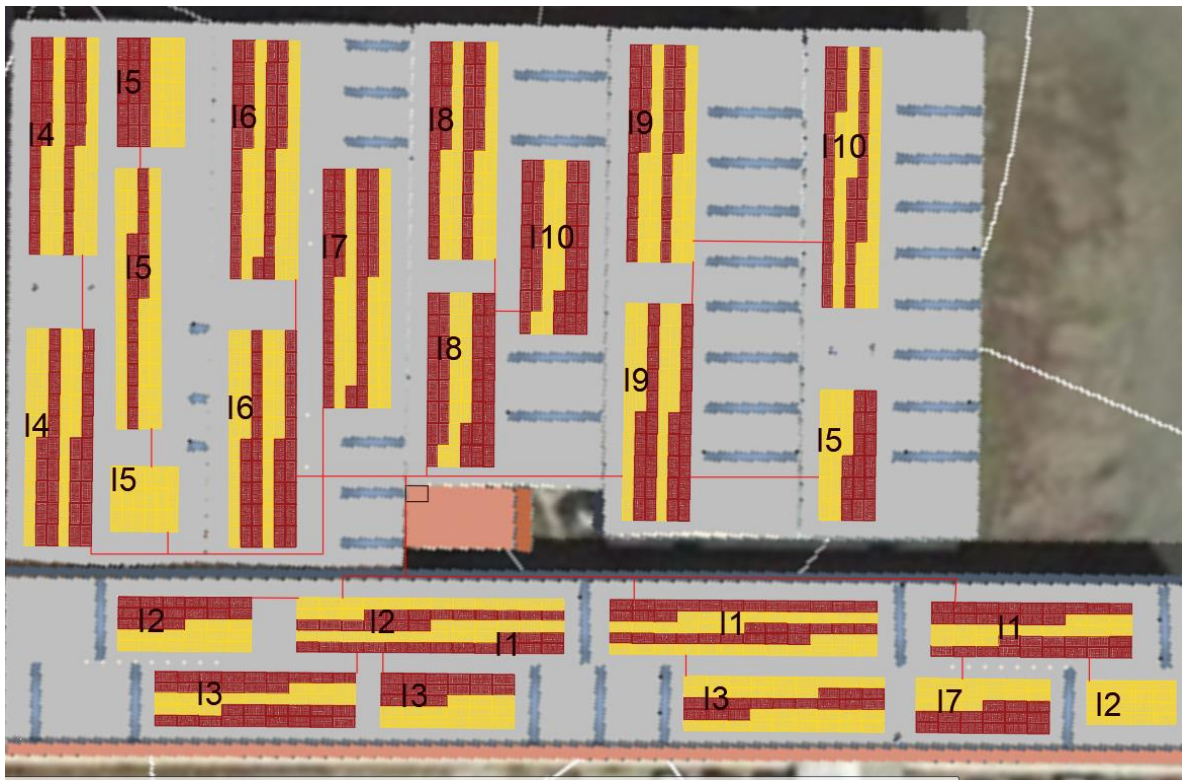
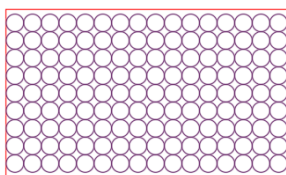


Figura 96 - Caminho de cabos.

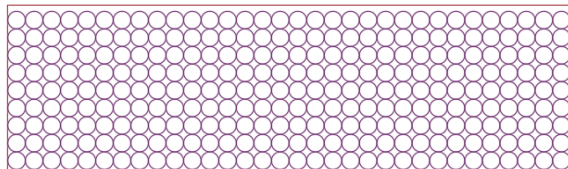
Para proteger o cabo solar foi necessário utilizar calha em que as dimensões desta são possíveis de verificar na Figura 97. Para cada calha apenas se pode utilizar 30% da sua capacidade máxima por motivos de segurança da instalação. Para verificação da capacidade foi desenhada a calha, em Autocad, com as suas dimensões reais e preenchida com circunferências cujo diâmetro considerado é o mesmo que o cabo solar utilizado previamente descrito.

Calha 60 x 100 mm



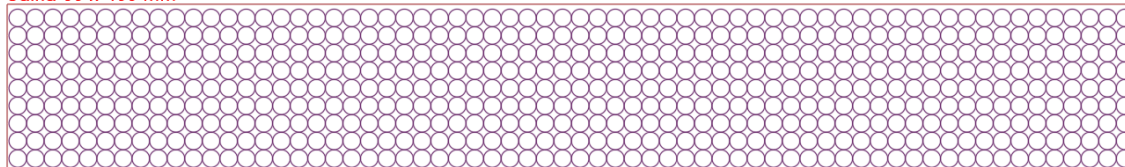
Capacidade = 114 cabos
30% do máximo = 34 cabos

Calha 60 x 200 mm



Capacidade = 238 cabos
30% do máximo = 86 cabos

Calha 60 x 400 mm



Capacidade = 576 cabos
30% do máximo = 172 cabos

Figura 97 - Calhas consideradas.

Definida a capacidade máxima de cabo solar que cada calha consegue resguardar, utilizou-se o caminho de cabos previamente feito substituindo o cabo pelo tipo de calha considerada, como se observa na Figura 98, de forma a obter o tipo e quantidade de calha necessário para a instalação. De notar que o tipo de calha está definido com código de cores para fazer a distinção deste e para localizar onde será implementado cada tipo. Foi considerada uma folga de 10% na quantidade para precaver qualquer erro de instalação.

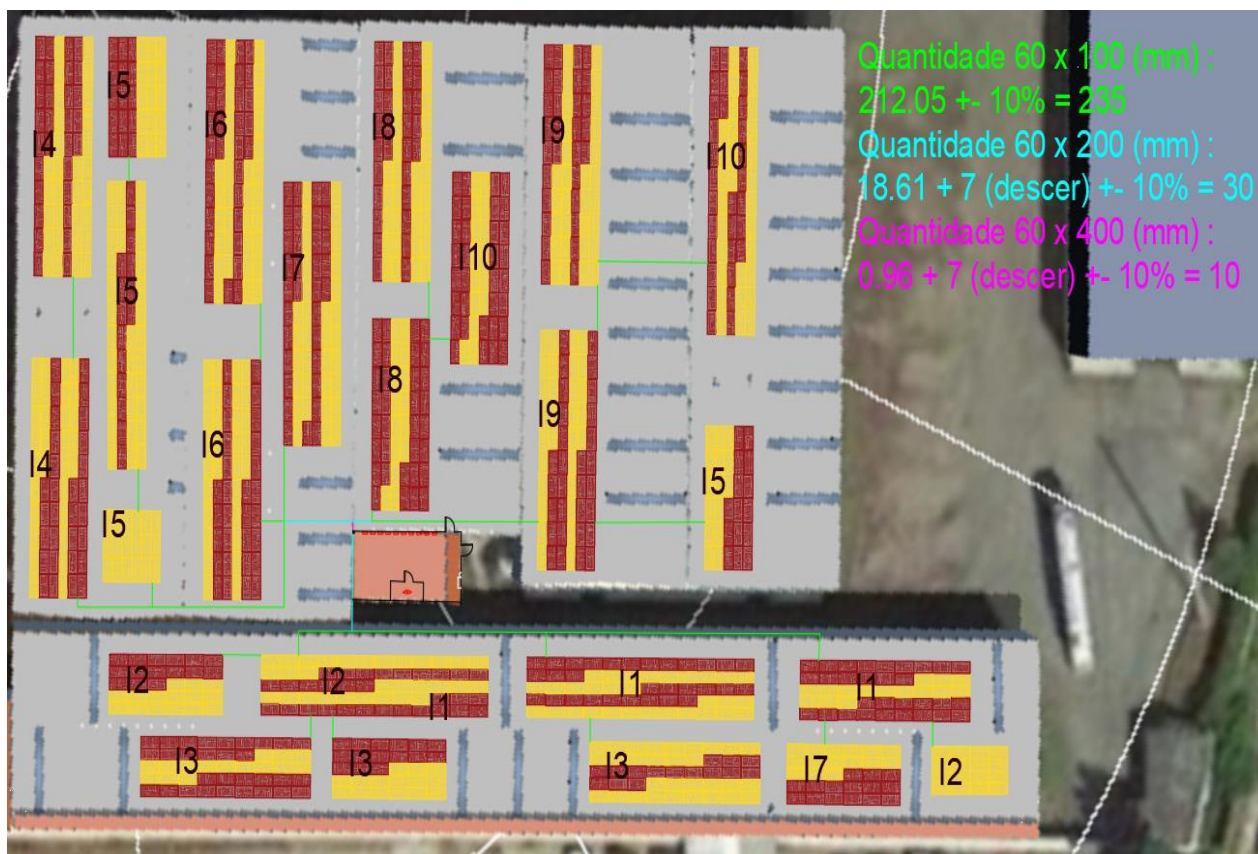


Figura 98 - Quantidade de calha a utilizar

Com base no caminho previamente definido conclui-se que a quantidade maior de calhar a utilizar será a de 60mmx100mm estando esta responsável por cobrir as ligações entre módulos. De seguida a calha de 60mmx200mm será utilizada para agregar todos os cabos de cada um dos edifícios e finalmente a calha de 60mmx400m será responsável por agregar a totalidade de cabos para os encaminhar para o local onde estão os inversores e o transformador devido a ser onde existe cabos em maior quantidade.

Depois de ser estabelecida a localização dos módulos fotovoltaicos, as suas *strings*, o caminho de cabos, caminho das calhas e sua ligação aos inversores foi feito o desenho da zona técnica, Figura 99 representado a visão superior e Figura 100 a visão frontal, que consiste num desenho .CAD do local onde estarão presentes os inversores. O intuito da zona técnica passa por representar a forma como serão colocados os inversores, distância entre eles e distância ao solo, e como é feita a ligação dos módulos a estes através da utilização de cabo DC e a ligação dos inversores ao quadro fotovoltaico através de cabo AC para servir de guia aquando aplicação destes no local de injeção.

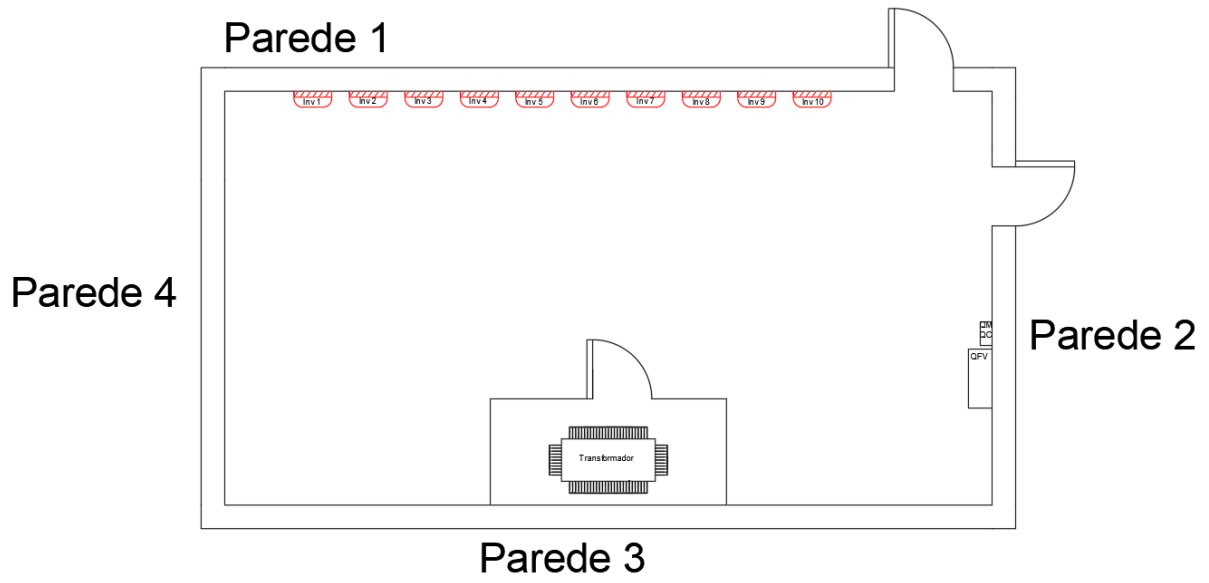
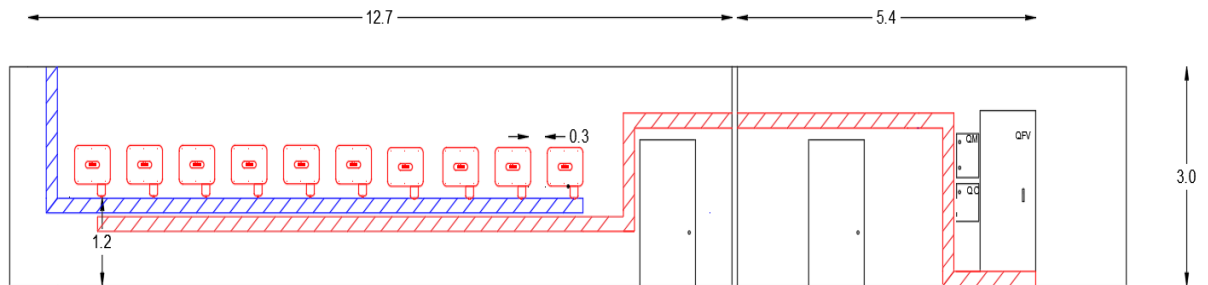


Figura 99 - Zona técnica (Vista Superior)



Cabo DC
Cabo AC

Figura 100 - Zona técnica (Vista Frontal)

Na Figura 99 está presente a vista superior do projeto onde se observa em qual das paredes estão instalados os diferentes componentes necessários para o fotovoltaico, nomeadamente os inversores, a localização do transformador e localização dos quadros de monitorização e fotovoltaico. Esta vista serve como complemento à apresentada na Figura 100 que informa sobre as distâncias de instalação dos inversores bem como da ligação do exterior, módulos fotovoltaicos, por meio do cabo DC a estes e a consequente ligação ao quadro fotovoltaico por meio do cabo AC.

Finalmente foi feito o esquema unifilar da instalação (Figura 101, Figura 102 e Figura 103) que é a representação dos circuitos elétricos, cargas e acionadores. É também especificado o local de instalação dos componentes tornando-se fundamental para o profissional que está a efetuar a instalação ou futuramente a fazer a sua manutenção. Neste esquema unifilar estão presentes os disjuntores a utilizar tanto na ligação dos inversores como na ligação ao quadro fotovoltaico e os cabos previamente dimensionados

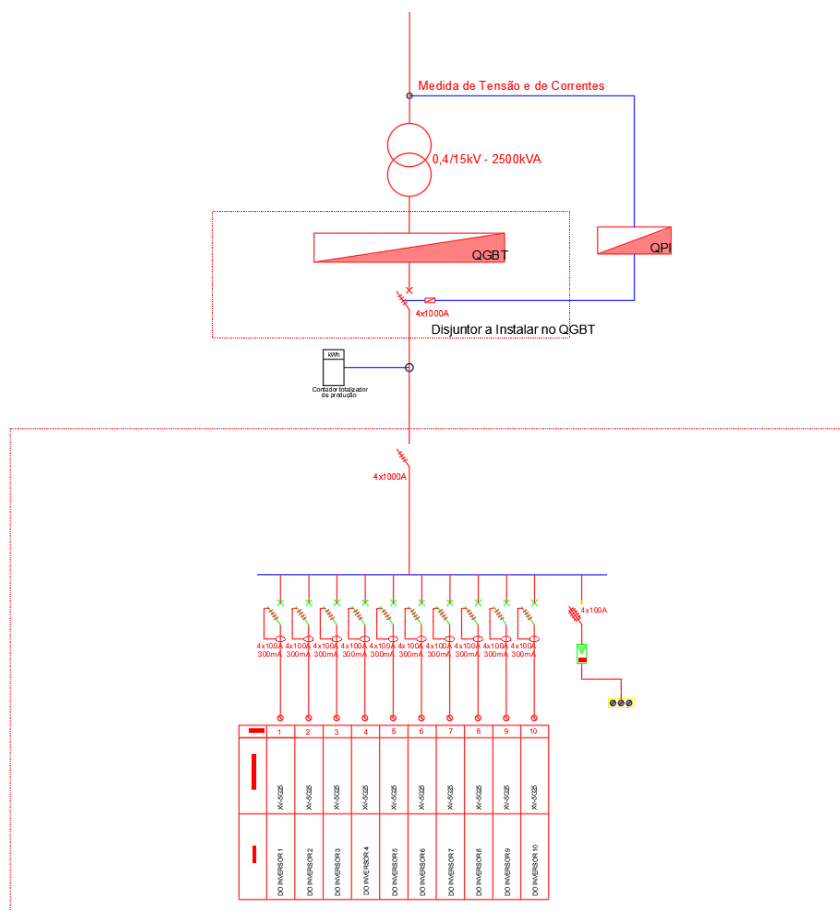


Figura 101 - Esquema unifilar

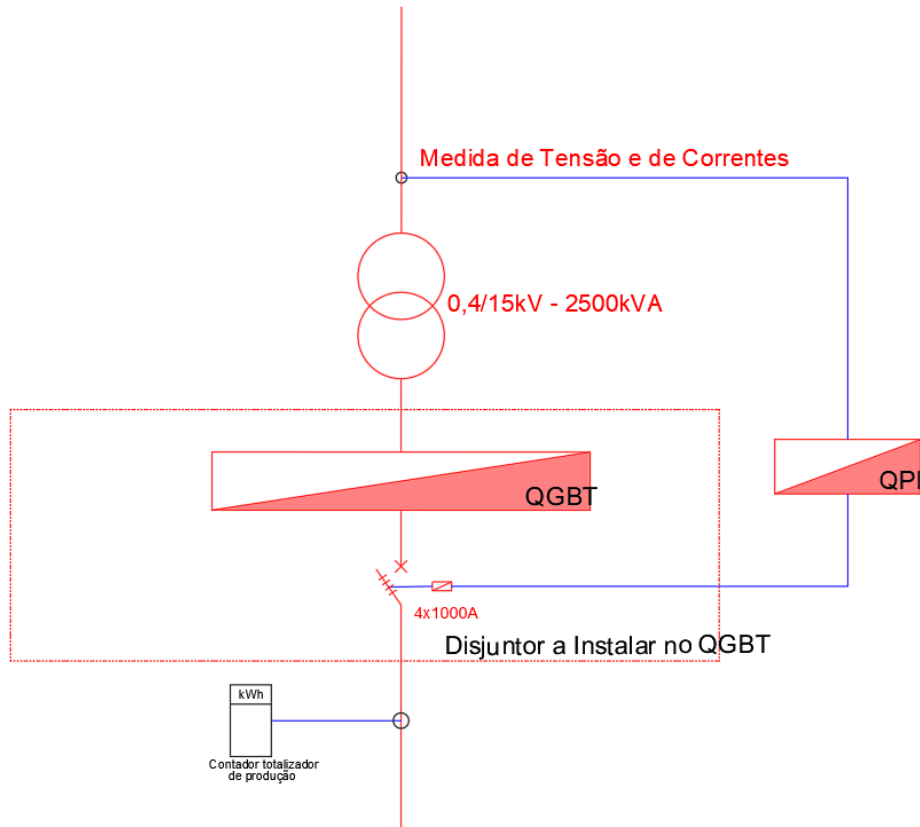


Figura 102 - Esquema unifilar (Parte superior)

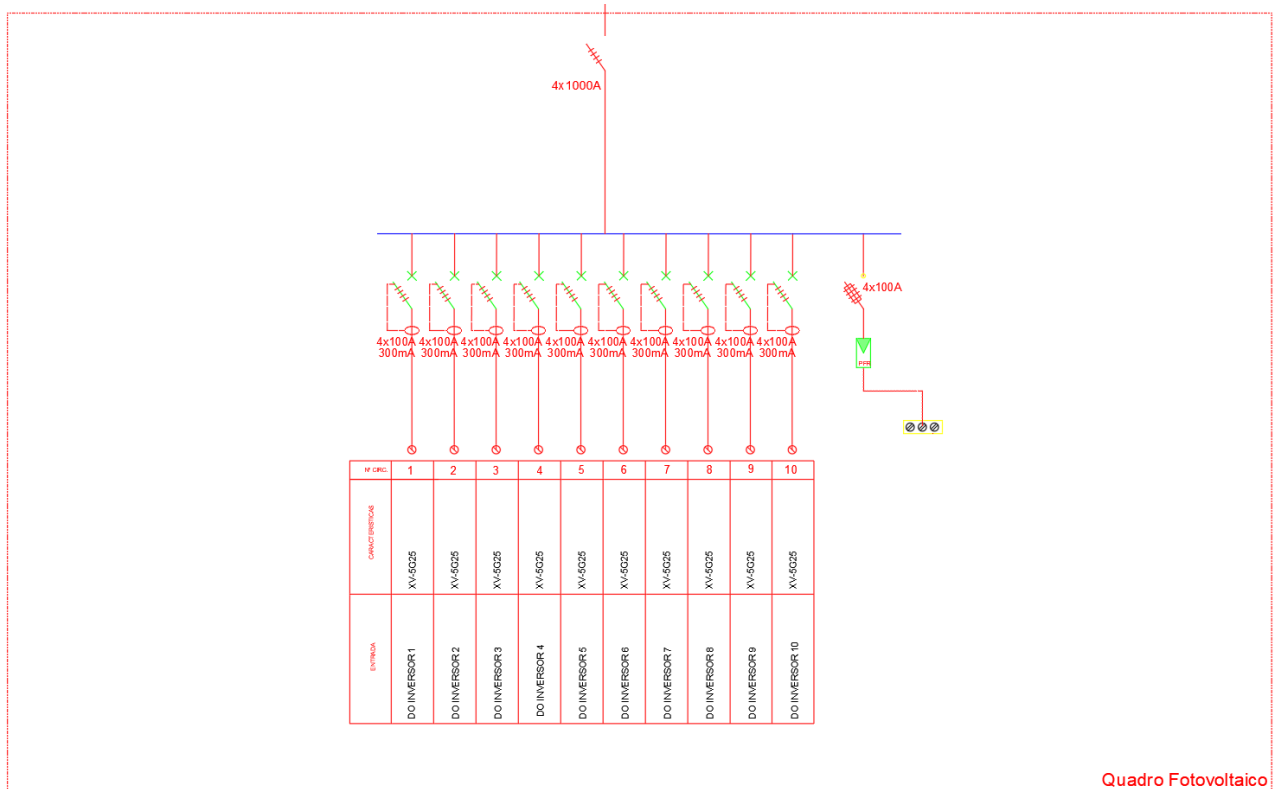


Figura 103 - Esquema unifilar (Parte inferior)

5.4. CRONOGRAMA DE EXECUÇÃO

Para estabelecer as tarefas necessárias a serem executadas e duração das mesmas de forma a fazer uma correta gestão do tempo necessário para a instalação bem como alocação temporal de recursos e respetivo custo foi elaborado um cronograma de execução que se apresenta na Figura 104.

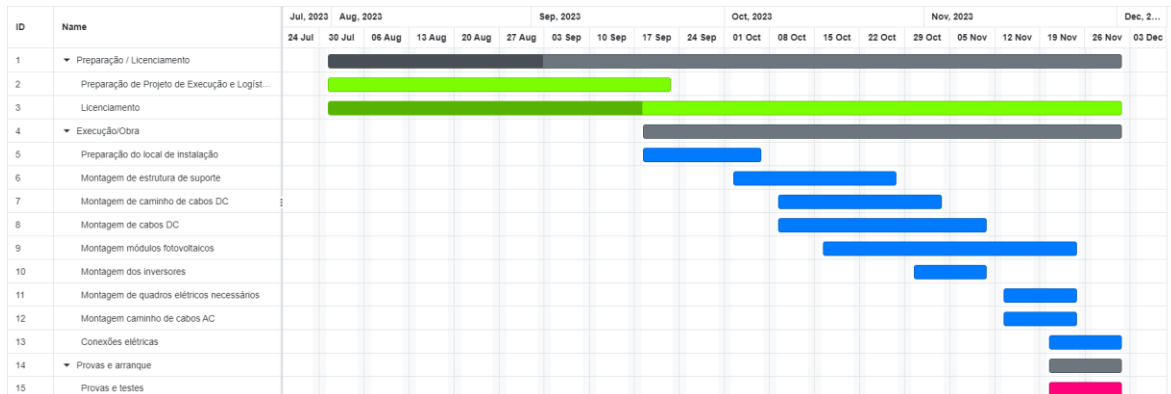


Figura 104 - Cronograma de execução

De notar que estas são divididas em três tarefas maioritárias a primeira consiste na preparação e licenciamento que irá conter logística da execução do projeto e o licenciamento que será dividido em duas partes. A primeira parte do licenciamento consiste na aprovação do projeto para que possa ser começada a instalação e a segunda parte irá se estender até ao fim do projeto englobando a fase de execução e teste da instalação. A segunda tarefa engloba os processos necessários para a execução da obra e finalmente a terceira tarefa consiste em testar a instalação para verificar o correto funcionamento da mesma.

5.5. ANÁLISE ECONÓMICA

No presente capítulo irá ser feita uma análise económica do projeto desenvolvido e dos valores adjacentes a este com base nos indicadores económicos, nomeadamente o VAL (Valor Atual Líquido), a TIR (Taxa Interna de Rendibilidade), o IR (Índice de Rendibilidade) e o *Payback*. Aliada a esta análise serão também expostos os seus conceitos e valores obtidos bem como uma conclusão da viabilidade do projeto.

Com base na Figura 105 é possível observar os custos anuais de energia, em euros, onde se verifica que depois da instalação do sistema fotovoltaico estes baixam, provando que o cliente irá beneficiar a nível de poupança com o sistema.

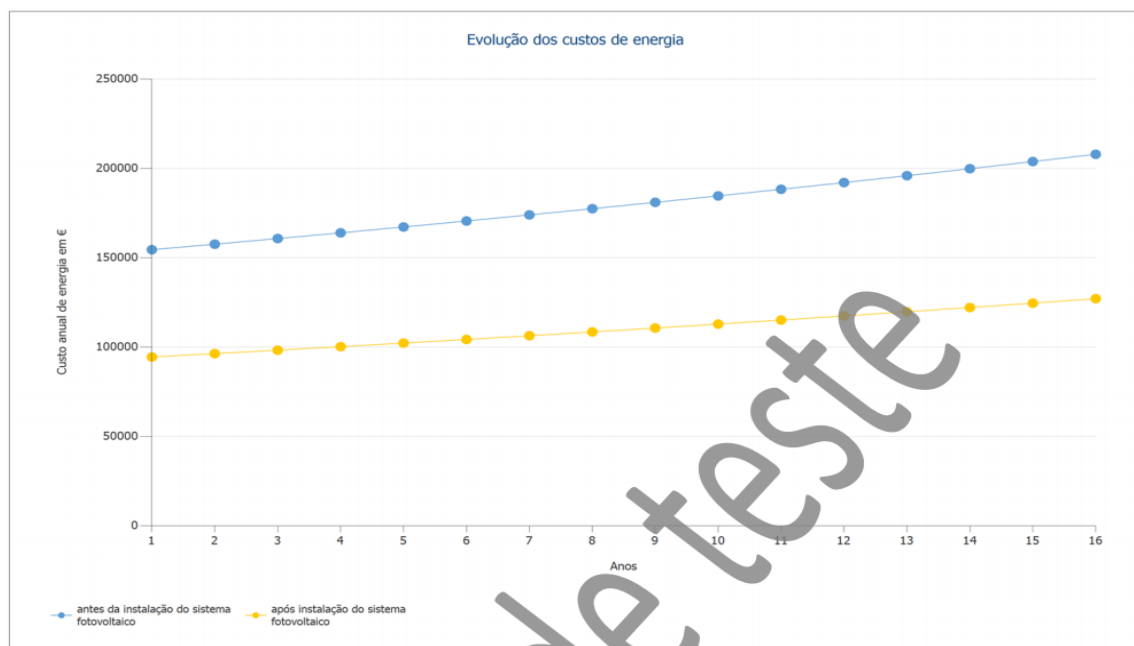


Figura 105 - Evolução dos custos de energia

De forma a simular uma análise económica do projeto em questão foram considerados dois cenários distintos, o primeiro recorrendo apenas a capitais próprios e o segundo recorrendo a capitais próprios e a um empréstimo bancário. Recorrendo apenas a capitais próprios o investimento será coberto inteiramente pelos investidores da empresa a um custo de capital interno de 22%. Recorrendo a capitais próprios e a um empréstimo bancário iremos ter um património líquido da empresa de 292 432,856 € a um custo de

capital interno de 6% e um empréstimo bancário no total de seja 73 109,214€ ao qual estão associados um custo de capital de fonte externa de 4% e um imposto de 5%. Em ambos os casos a duração do projeto é a mesma, 15 anos, e o investimento é feito na sua totalidade no início do projeto.

Com base na fórmula seguinte foi possível calcular o WACC, Equação 26, a taxa a que a empresa deve pagar aos seus investidores, que será utilizado posteriormente na análise do VAL e TIR bem como análise dos resultados dos mesmos. (Hargrave, 2023)

Equação 26 - Equação WACC

$$WACC = \frac{E}{E + D} \times Ke + \frac{D}{D + E} \times Kd \times (1 - T)$$

Onde:

- E – Valor dos capitais próprios.
- D – Valor da dívida da empresa.
- Ke – Custo associado aos capitais próprios.
- Kd – Custo associado à dívida.
- T – Taxa de imposto associada à dívida.

Aplicando a fórmula aos casos descritos previamente temos um WACC de 22% para o primeiro caso e um WACC de 5.5% para o segundo caso.

Antes de ser feita qualquer análise são expostas as definições dos indicadores económicos considerados, começando pelo VAL. O VAL é um indicador que se utiliza para avaliar a rentabilidade de projetos de investimento calculado através dos *cash-flows*, positivos ou negativos, envolvidos no projeto. Resumidamente trata-se de uma estimativa de todo o dinheiro que estará envolvido no projeto. Como os valores dos *cash-flows* ocorrem em momentos distintos no tempo, estes não podem ser imediatamente adicionados sendo antes necessário atualizá-los para o momento presente para isso utiliza-se o valor obtido no cálculo do WACC.

Para o cálculo do VAL recorre-se à Equação 27:

Equação 27 - Cálculo do VAL

$$VAL = -Investimento\ inicial + \sum_{i=0}^n \frac{CF_i}{(1+t)^i}$$

Onde:

- CF_i – *Cash-flow* referente ao ano i
- i – Ano
- n – Número de anos
- t – Taxa de desconto considerada

No projeto em questão, o investimento inicial já é considerado no cash-flow do primeiro ano, logo a parcela “Investimento inicial” será 0.

A regra de decisão com base no VAL baseia-se no seguinte:

- $VAL > 0$ – o projeto é economicamente rentável, ou seja, recupera-se o investimento realizado e os capitais investidos são renumerados à taxa exigida existindo um lucro igual ao valor do VAL. A decisão neste caso é aceitar o projeto.
- $VAL = 0$ – o projeto é economicamente rentável, ou seja, o investimento feito é recuperado e os capitais investidos são totalmente renumerados à taxa exigida apesar de não existir lucro.
- $VAL < 0$ – o projeto não permite recuperar o capital investido nem remunerar os capitais investidos à taxa pretendida, não sendo o projeto economicamente viável. A decisão neste caso é não aceitar o projeto.

A TIR, ou taxa interna de rentabilidade, é também um indicador bastante importante no que diz respeito à análise da viabilidade de um projeto. O valor da TIR é determinado através da fórmula de cálculo do VAL para quando este é igual a 0, de forma a determinar o valor da taxa. Quanto maior for o seu valor, maior é a rentabilidade do projeto, sendo que este pode ser igual, inferior ou superior à taxa de desconto considerada, sendo que caso seja superior o projeto é então rentável.

A fórmula utilizada para o cálculo da TIR está presente na Equação 28:

Equação 28 - Cálculo da TIR

$$VAL = -Investimento\ inicial + \sum_{i=0}^n \frac{CF_i}{(1+t)^i} = 0$$

Onde:

- CF_i – *Cash-flow* referente ao ano i
- i – Ano
- n – Número de anos
- t – Taxa interna de rentabilidade, valor da taxa de atualização que iguale o VAL a 0

O Índice de Rendibilidade irá indicar a rentabilidade do projeto, ou seja, por euro investido quanto é retornado pelo projeto.

Este é calculado através da Equação 29.

Equação 29 - Cálculo do IR

$$IR = \frac{(VAL + Investimento)}{Investimento}$$

Finalmente o *payback*, é o tempo necessário até que todo o investimento seja reembolsado, ou seja, o tempo que demora até ser recuperado o capital investido.

5.5.1. INVESTIMENTO RECORRENDO APENAS A CAPITALS PRÓPRIOS

Na Figura 106 estão presentes os valores referentes ao *cash-flow* gerado pelo projeto cujo investimento é feito recorrendo apenas a capitais próprios ao longo da sua duração bem como os valores obtidos devido à economia de energia e os valores anuais obtidos devido à tarefa de injeção. Os valores de *cash-flows* anuais resultam da soma dos gastos em investimento anuais, Anexo B, com os obtidos através da tarifa de injeção e da economia de injeção. Os *cash-flows* acumulados são a soma do *cash-flow* anual do ano seguinte com o *cash-flow* anual do ano anterior.

Fluxo de caixa

	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
Investimentos	-365 541,27 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Tarifa de injeção	10 850,81 €	9 167,49 €	7 514,34 €	6 159,29 €	5 048,60 €
Economia de energia	48 778,52 €	41 150,54 €	34 404,55 €	28 764,46 €	24 048,97 €
Fluxo de caixa anual	-305 911,94 €	50 318,03 €	41 918,88 €	34 923,75 €	29 097,57 €
Fluxo de caixa acumulado	-305 911,94 €	-255 593,91 €	-213 675,03 €	-178 751,28 €	-149 653,71 €

Fluxo de caixa

	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Investimentos	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Tarifa de injeção	4 138,20 €	3 391,96 €	2 780,30 €	2 278,93 €	1 867,98 €
Economia de energia	20 106,52 €	16 810,36 €	14 054,57 €	11 790,54 €	9 824,23 €
Fluxo de caixa anual	24 244,72 €	20 202,33 €	16 834,87 €	14 029,47 €	11 692,21 €
Fluxo de caixa acumulado	-125 408,99 €	-105 206,67 €	-88 371,79 €	-74 342,32 €	-62 650,12 €

Fluxo de caixa

	Ano 11	Ano 12	Ano 13	Ano 14	Ano 15
Investimentos	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Tarifa de injeção	1 531,13 €	1 255,02 €	1 028,71 €	843,20 €	691,15 €
Economia de energia	8 213,69 €	6 867,19 €	5 741,42 €	4 800,20 €	4 013,29 €
Fluxo de caixa anual	9 744,82 €	8 122,21 €	6 770,13 €	5 643,41 €	4 704,44 €
Fluxo de caixa acumulado	-52 905,30 €	-44 783,09 €	-38 012,96 €	-32 369,55 €	-27 665,11 €

Figura 106 - *Cashflows* do investimento recorrendo a um investimento puramente em capitais próprios

Recorrendo a uma folha de calculo Excel, presente no Anexo C, preenchida com os valores presentes na Figura 106 e onde foi aplicada a fórmula previamente descrita obteve-se um VAL = -139209€. Como este valor é negativo é possível concluir que o projeto não permite recuperar o capital investido nem remunerar os capitais investidos à taxa pretendida, sendo a decisão não aceitar o projeto com base neste indicador. (Nunes, 2019)

Recorrendo novamente à folha de cálculo Excel obteve-se uma TIR de -1%, inferior à taxa de desconto (22%), concluindo assim que o projeto não é rentável. (Nunes, 2019)

O índice de rendibilidade deste projeto é de 0.996 sendo inferior à unidade o que permite concluir que não será capaz de gerar retorno sendo que por cada euro investido o retorno é negativo. (Andreia Teixeira, 2019)

Foi obtido um *payback* superior a 15 anos o que significa que o investimento feito no projeto não será adquirido no tempo de vida útil deste, concluindo assim que o projeto, durante o seu tempo de exploração não permite obter o que nele foi investido.

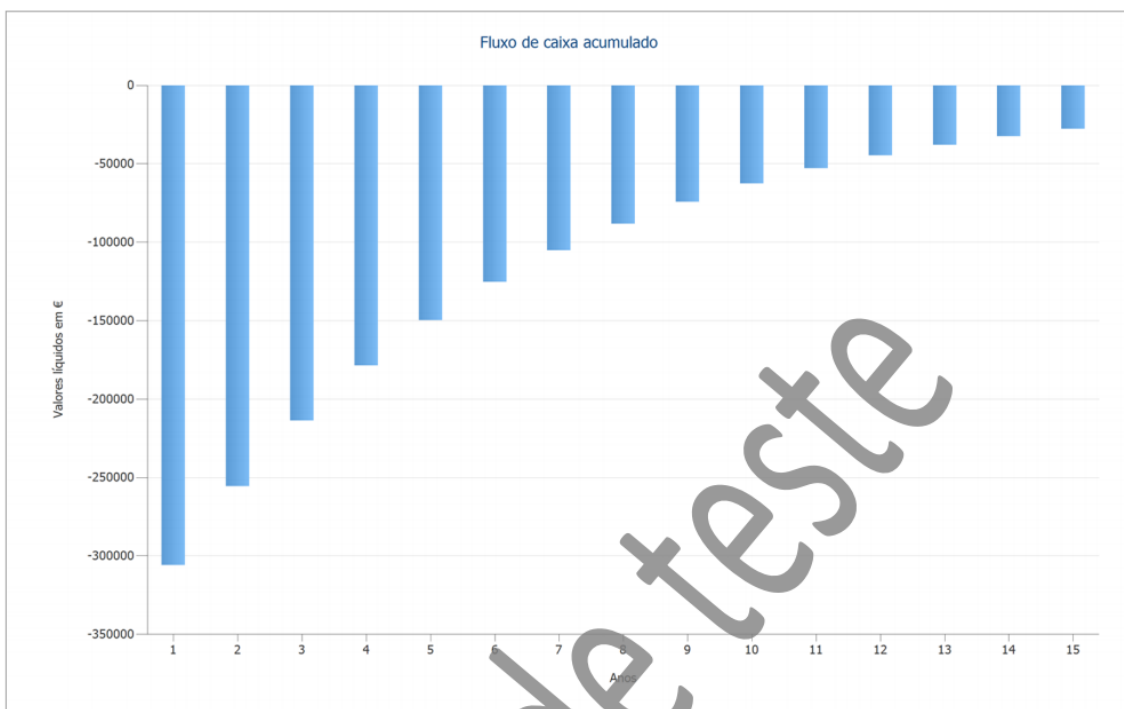


Figura 107 - Gráfico *cash-flow* acumulado recorrendo a um investimento puramente em capitais próprios.

Com base na análise da Figura 107 e como o investimento foi efetuado no primeiro ano, ano no qual o sistema foi instalado, verifica-se que os *cash-flows* acumulados são negativos durante os 15 anos de exploração do projeto. (Andreia Teixeira, 2019)

5.5.2. INVESTIMENTO RECORRENDO A CAPITALS PRÓPRIOS E A EMPRÉSTIMO BANCÁRIO

Na Figura 108 estão presentes os valores referentes ao *cash-flow* gerado pelo projeto cujo investimento é feito recorrendo a capitais próprios e a um empréstimo bancário ao longo da sua duração bem como os valores obtidos devido à economia de energia e os valores anuais obtidos devido à tarefa de injeção. Os valores de *cash-flows* anuais resultam da soma dos gastos em investimento anuais, Anexo B, com os obtidos através da tarifa de injeção e da economia de injeção. Os *cash-flows* acumulados são a soma do *cash-flow* anual do ano seguinte com o *cash-flow* anual do ano anterior.

Fluxo de caixa

	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
Investimentos	-365 541,27 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Tarifa de injeção	12 547,86 €	12 259,29 €	11 620,18 €	11 014,39 €	10 440,18 €
Economia de energia	56 407,38 €	55 028,83 €	53 203,22 €	51 438,19 €	49 731,70 €
Fluxo de caixa anual	-296 586,03 €	67 288,11 €	64 823,40 €	62 452,57 €	60 171,88 €
Fluxo de caixa acumulado	-296 586,03 €	-229 297,91 €	-164 474,51 €	-102 021,94 €	-41 850,06 €

Fluxo de caixa

	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Investimentos	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Tarifa de injeção	9 895,90 €	9 380,00 €	8 891,00 €	8 427,48 €	7 988,14 €
Economia de energia	48 081,85 €	46 486,69 €	44 944,51 €	43 453,43 €	42 011,88 €
Fluxo de caixa anual	57 977,75 €	55 866,69 €	53 835,51 €	51 880,92 €	50 000,02 €
Fluxo de caixa acumulado	16 127,69 €	71 994,39 €	125 829,89 €	177 710,81 €	227 710,82 €

Fluxo de caixa

	Ano 11	Ano 12	Ano 13	Ano 14	Ano 15
Investimentos	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Tarifa de injeção	7 571,69 €	7 176,96 €	6 802,81 €	6 448,16 €	6 112,00 €
Economia de energia	40 618,09 €	39 270,57 €	37 967,77 €	36 708,19 €	35 490,37 €
Fluxo de caixa anual	48 189,78 €	46 447,54 €	44 770,58 €	43 156,34 €	41 602,37 €
Fluxo de caixa acumulado	275 900,61 €	322 348,14 €	367 118,73 €	410 275,07 €	451 877,44 €

Figura 108 – *Cash-flows* do investimento recorrendo a um investimento com base em capitais próprios e empréstimo bancário.

Recorrendo a uma folha de calculo Excel, Anexo D, preenchida com os valores presentes na Figura 108e onde foi aplicada a fórmula previamente descrita obteve-se um VAL = 219 861.71€. Como este valor é positivo é possível concluir que o projeto permite recuperar o capital investido nem remunerar os capitais investidos à taxa pretendida bem como gerar lucros, sendo a decisão aceitar o projeto com base neste indicador. (Nunes, 2019)

Recorrendo novamente à folha de cálculo Excel obteve-se uma TIR = 18%, superior à taxa de desconto (5.5%), concluindo assim que o projeto é rentável. (Nunes, 2019)

O índice de rentabilidade do projeto com base neste tipo de investimento é de 1.006, sendo superior à unidade o que permite concluir que por cada euro investido irá ser gerado lucro concluindo que o projeto é rentável. (Andreia Teixeira, 2019)

Foi obtido um *payback* de 6 anos o que significa que o investimento feito no projeto será adquirido no tempo de vida útil deste, concluindo assim que o projeto, durante o seu tempo de exploração permite obter o investimento feito.



Figura 109 - Gráfico *cash-flow* acumulado recorrendo a um investimento com base em capitais próprios e empréstimo bancário.

Com base na análise da Figura 109 e como o investimento foi efetuado no primeiro ano, ano no qual o sistema foi instalado, verifica-se que os *cash-flows* acumulados são negativos durante os primeiros 5 anos de exploração, passando a ser positivos nos restantes até ao fim da exploração deste. (Andreia Teixeira, 2019)

Utilizando a análise anteriormente feita a ambos os casos expostos, conclui-se que recorrer a uma parcela de investimento em capitais próprios e outra a um empréstimo bancário o

projeto se torna rentável e atrativo aos investidores pois todos os indicadores analisados refletem um cenário positivo e atrativo.

5.6. PREVISÃO DO RENDIMENTO

No presente subcapítulo apresentam-se dados, na Tabela 33, que dizem respeito ao rendimento previsto da instalação. Estes dados foram obtidos recorrendo ao *software* de simulação da instalação PVsol uma vez que esta não se encontra fisicamente implementada.

Tabela 33 - Valores previstos para o rendimento

Previsão do rendimento

Potência do gerador fotovoltaico	618.58 KWp
Rendimento anual específico	1386.46 KWh/KWp
Desempenho do sistema	88.13%
Diminuição do rendimento por sombreamento	0.4%
Energia do gerador fotovoltaico <ul style="list-style-type: none">• Autoconsumo• Injeção na rede	857 870 KWh/Ano <ul style="list-style-type: none">• 584 972 KWh/Ano• 272 898 KWh/Ano
Autoconsumo	68.2%
Emissões de CO₂ evitadas	403 087 kg/Ano
Consumo total da empresa	1 556 796 KWh/ano
Coberto pela rede elétrica	971 824 KWh/Ano
Nível de autonomia	37.6%

Pela Tabela 33 consegue-se obter dados referentes à potência do gerador fotovoltaico resultante do total de potência dos módulos fotovoltaicos instalados. Esta potência leva a um rendimento anual específico de 1386.46KWh/KWp que por sua vez se traduz num desempenho do sistema, ou *performance ratio*, de 88.13%. Este indicador informa sobre a eficiência do sistema, geralmente superior a 75% para oferecer um bom desempenho, com base no local, tipo do sistema e temperatura à qual os componentes estão sujeitos. O facto de este valor superior ao valor ótimo afirma que o sistema foi corretamente dimensionado, no entanto variações associadas a este podem surgir dependendo da altura do ano e do desgaste que o sistema pode sofrer.

Verifica-se também que o sombreamento não será uma das causas de falha de produção e consequente danificação do sistema pois se apresentam valores bastante baixos, cerca de 0.4%. Assim como o *performance ratio* o valor variará de acordo com a altura do ano, nunca se afastando muito do valor previsto para a instalação.

Esta instalação irá gerar 857 870 KWh/Ano dos quais 584 972 KWh/Ano são utilizados para autoconsumo e os restantes 272 898 KWh/ano injetados na rede traduzindo numa percentagem de autoconsumo de 68.2%, o que indica um bom aproveitamento energético do sistema indo ao encontro da restrição imposta pela empresa, de a instalação ser capaz de fornecer um autoconsumo de pelo menos 60%.

Visto que o consumo anual energético é de 1 556 796 KWh/Ano e o sistema fotovoltaico dimensionado apresenta um aproveitamento de 68.2%, 584 972 KWh/Ano do consumo energético total será garantido por parte da instalação, levando a uma independência da rede de 37.6% o que corrobora a restrição imposta pela empresa de oferecer pelo menos 30% de independência da rede.

Esta análise de rendimento permite concluir que o sistema fotovoltaico foi corretamente dimensionado pois consegue responder positivamente a todos os objetivos traçados inicialmente pela empresa bem como oferecer um desempenho que se enquadra com o ótimo.

6. CONCLUSÕES

O desenvolvimento desta dissertação na presente temática advém do facto das energias renováveis serem cada vez mais consideradas como solução para o problema energético mundial juntando ao facto da temática ser interessante e se enquadrar nos conceitos previamente abordados ao longo desta caminhada académica.

Primeiramente foi feito um estudo introdutório de temáticas relevantes para o assunto que rodeia esta dissertação cujo objetivo passa por fornecer ao leitor uma base no que diz respeito às energias renováveis, nomeadamente o ramo fotovoltaico, e de assuntos importantes para a compreensão desta.

De seguida, foi feito um estudo ao estado de arte, que visa abordar o estado atual da tecnologia e seus componentes, através do qual se concluiu que o silício cristalino apesar do estudo de novos componentes, se mantém o material principal nesta tecnologia devido à sua elevada confiabilidade, eficiência e redução do seu preço.

Após o capítulo introdutório e estado da arte foi desenvolvido o projeto que sustenta esta dissertação começando pela definição e visita ao local onde será implementada a instalação. Após o estudo do local foi feita uma análise do consumo energético da empresa – a Eneriberia- para verificar a potência a instalar que permita ir ao encontro das restrições impostas aquando da definição do projeto. Com base nesta análise foram criados três cenários com diferentes números de painéis e consequentemente potência instalada do qual se retirou que o caso 2 seria o adequado pois é o que vai ao encontro não só das restrições previamente impostas como também se adequa ao local de instalação.

Acabado o dimensionamento da instalação foi necessário dimensionar os componentes a utilizar nomeadamente dispositivos de proteção e cabos, recorrendo a formulas outrora conhecidas devido a terem sido lecionadas em unidades curriculares passadas. Aqui se verificou que para cada inversor seria necessário utilizar um disjuntor de 100A bem como cabos de $25mm^2$ de secção e de um disjuntor de 800A para bem como cabo de 3

condutores de 120mm^2 de secção para resguardar toda a instalação. No que diz respeito aos inversores e módulos fotovoltaicos utilizados consideraram-se os utilizados pela empresa na qual, devido à análise do caso escolhido serão implementados 1135 módulos de 545 kW que serão ligados a 10 inversores de 50 kW.

Recorreu-se primeiramente ao *software* PVSol para um primeiro esboço da instalação de forma a verificar como poderia esta ser implementada dentro do local disponível e obter uma visão no que toca aos consumos energéticos obtidos da mesma visando a verificação das restrições impostas e dos valores económicos, nomeadamente os *cash-flows*, para posterior análise da viabilidade económica do projeto. A vida útil considerada para o projeto foi de 15 anos sendo a análise económica feita para o mesmo período. Com base neste *software* concluiu-se que a instalação proposta consegue ir ao encontro de todos os pontos necessários bem como respeitar as regras de segurança impostas pela seguradora.

De seguida foi criado o ficheiro .CAD da instalação que permite ir mais ao detalhe bem como desenvolver conteúdos que são necessários quando se pretende elaborar um projeto fotovoltaico. No desenvolvimento dos ficheiros .CAD foram consideradas todas as informações previamente obtidas no que diz respeito a dimensionamento da instalação, localização dos painéis, componentes a utilizar entre outros, obtendo informação sobre as quantidades necessárias de componentes para orçamentação do projeto. Foi também desenvolvida o esquema de ligações e esquema unifilar que permitirá guiar o instalador aquando da implementação do projeto.

Através do estudo económico do projeto tendo como base a simulação de dois possíveis casos de financiamento, o primeiro onde se utiliza apenas capitais próprios e o segundo recorrendo a uma parcela em capitais próprios e outra recorrendo a um empréstimo bancário. Com base nestes dois casos obtiveram-se os valores dos *cash-flows* gerados, sendo que ambos apresentam a mesma duração e o investimento é feito no primeiro ano de funcionamento, que foram utilizados para obter os valores referentes aos diferentes indicadores económicos, o VAL, a TIR, o índice de rendabilidade e o *payback*. Através dos indicadores conclui-se que o investimento recorrendo a capitais próprios e a empréstimo bancário seria o mais proveitoso pois é o que fornece informação positiva quando analisados os indicadores previamente mencionados.

Finalmente foi obtido um *performance ratio* de 88.13% bem como uma percentagem de autoconsumo de 68.2% que permite uma independência da rede de 37.6%. Estes três aspetos permitem concluir que o dimensionamento do sistema foi bem conseguido pois o *performance ratio* encontra-se de acordo com os valores ótimos para um sistema fotovoltaico bem como os valores obtidos para a percentagem de autoconsumo e independência da rede estão de acordo com os pretendidos pela empresa.

No que diz respeito a desenvolvimentos futuros o plano será utilizar o projeto em questão e ampliar a instalação para uma capacidade maior que possa cobrir toda a necessidade energética da empresa, trabalhando sobre a instalação desenvolvida neste projeto fazendo com que seja necessário aprofundar as tecnologias existentes bem como regras a serem cumpridas.

Posto isto o estágio na empresa Eneriberia proporcionou contacto direto com o mundo profissional na área das energias renováveis mais concretamente no ramo fotovoltaico expandindo assim os conhecimentos sobre a mesma bem como o facto de estar em contacto com uma empresa que se dedica ao projeto e instalação de soluções fotovoltaicas, e sua otimização, permitiu adquirir experiência no ramo quer em termos do funcionamento da empresa, quer dos processos associados. Visto que o trabalho desenvolvido se focou no desenvolvimento de um projeto solar fotovoltaico para instalação em ambiente industrial, também foi possível adquirir novos conhecimentos no que diz respeito a esta temática e como autonomia na procura de soluções para problemas que foram colocados e necessários de resolver. Adicionando a estes benefícios também estão a obtenção de experiência em *software* que permite desenvolver projetos fotovoltaicos, o PVSol, algo que é bastante importante neste ramo bem como desenvolvimento de capacidades no que toca à utilização do *software* Autocad que é vastamente utilizado nos dias correntes para diversas aplicações. Foi possível também conciliar os conhecimentos adquiridos previamente bem como aplicar estes num contexto profissional, vendo assim os benefícios deste percurso académico.

Em suma é possível afirmar que o objetivo inicialmente proposto para este projeto foi cumprido com sucesso pois foi possível cumprir todos os objetivos propostos tanto por

parte da empresa no que diz respeito ao desenvolvimento do projeto bem como dos objetivos propostos pelos orientadores por parte do ISEP.

6.1. CONTRIBUTOS

De forma a finalizar a presente dissertação assinalam-se os contributos para elaboração da mesma. Começando com todo o trabalho de pesquisa que foi necessário elaborar não só para estudar a temática presente nos capítulos introdutórios, mas para utilização do *software* o desenvolvimento do projeto. Aliado a este estudo estiveram as diversas reuniões com os orientadores por parte do ISEP de forma fazer correções e adições à presente dissertação. bem como reuniões com a empresa para encaminhar o projeto elaborado de encontro ao pretendido. Estas reuniões proporcionaram dados, nomeadamente a nível da empresa, que necessitaram ser analisados e compreendidos para uma correta aplicação dos conhecimentos e resolução dos desafios propostos. Após o desenvolvimento do projeto foi feita uma análise financeira, através da ferramenta Excel e suas funcionalidades, cujo objetivo é aconselhar a melhor forma de investimento para o presente projeto de acordo com as opções apresentadas. Este tópico necessitou de um estudo prévio de conceitos e aplicações dos mesmos que outrora foram abordados ao longo desta caminhada académica de forma a fazer uma correta aplicação dos mesmos. Finalmente foi feita a escrita da dissertação aplicando tudo o que fora obtido das reuniões e da pesquisa feita juntamente com o projeto desenvolvido em ambiente empresarial.

REFERÊNCIAS DOCUMENTAIS

Alcobre, 2020. *Industrial Power Cables*. [Online]
[Acedido em 28 Agosto 2023].

Amaral, L., 2021. *Tipo de disjuntores: Como escolher o melhor*. [Online]
Available at: <https://arquitetoleandroamaral.com/tipos-de-disjuntores/>
[Acedido em 16 Junho 2023].

Andreia Teixeira, B. O. C. P. C. O. J. Q., 2019. Análise dos custos. *Análise dos custos*, 12 Junho, p. 31.

Andrew Turgeon, E. M., 2022. *Solar Energy*. [Online]
Available at: <https://education.nationalgeographic.org/resource/solar-energy/>

Anon., 2020. *Solar resource maps of World*. [Online]
Available at: <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/world>

Anon., s.d. [Online].

ARCELVEZ – Electrotecnia, Lda, 2022. *ARCEL*. [Online]
Available at: https://www.arcel.com.pt/infotec/ARCEL_LIGAÇÃO%20TERRAS%20BT.pdf
[Acedido em 25 Julho 2023].

Bas, L., 2010. *Mounting Solar Modules and Estimating Parts*. [Online]
Available at: <https://www.greentechrenewables.com/article/mounting-solar-modules-and-estimating-parts>

Batista, R. E. V., 2021. Implementação de uma Comunidade de Energia Renovável. Maio, pp. 8-9.

Batista, R. E. V., 2021. Implementação de uma Comunidade de Energia Renovável. Maio, pp. 16-17.

Batista, R. E. V., 2021. Implementação de uma Comunidade de Energia Renovável. Maio, pp. 14-16.

Burcheri, P. G., 2020. Multi-Objective Approach for Energy. pp. 21-22.

Changing visions of energy, 2023. *Photovoltaic greenhouse*. [Online]
Available at: <https://www.cveggroup.com/en/photovoltaic-solar/solar-solutions/photovoltaic-greenhouse/>
[Acedido em 16 Julho 2023].

DGEG, 2023. *Comunidades de Energia*. [Online]
Available at: <https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-setoriais/energia/energias-renovaveis-e-sustentabilidade/comunidades-de-energia/>

DGEG, 2023. *O que é uma comunidade de energia?*. [Online]
Available at: <https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-setoriais/energia/energias-renovaveis-e-sustentabilidade/comunidades-de-energia/o-que-e-uma-comunidade-de-energia/>

Direção Geral de Energia e Geologia, 2023. Energia em Portugal Principais Números 2020. 16 Fevereiro, p. 3.

Electric, S., 2020. *What Components are Typically used in an Off-Grid Solar Power System?*. [Online]
Available at: <https://www.solar-electric.com/learning-center/what-components-typically-used-off-grid-solar-power-system/>
[Acedido em 15 Julho 2023].

Enco, 2018. *TUV SOLAR CABLE*. [Online]
[Acedido em 28 Agosto 2023].

Eneriberia, 2018. *Eneriberia*. [Online]
Available at: <https://www.eneriberia.pt>
[Acedido em 16 Agosto 2023].

EPD-Norge, 2022. *LAPP INFRALine 5G25*. [Online]
Available at: <https://www.epd-norge.no/getfile.php/1323260->

[1657791649/EPDer/Byggevarer/NEPD-3417-2032_LAPP-INFRALine-5G25mm---NO-N1XZ1-AFR-1012023.pdf](#)

[Acedido em 28 Agosto 2023].

Évora, U. d., 2020. Decreto-Lei 162/2019 - Autoconsumo. *Comparação entre as duas formas de organização*, maio, p. 1.

Fernandes, D. N., 2018. Estudo de um Sistema Fotovoltaico para. Outubro, pp. 35-54.

Fernandes, D. N., 2018. Estudo de um Sistema fotovoltaico para uma Instalação com uma Antena de Telecomunicações. Outubro, pp. 33-35.

Gangopadhyay, U., Das, S. & Jana, S., 2014. State of Art of Photovoltaic Technology. 8 Março, pp. 3-4.

Gangopadhyay, U., Das, S. & Jana, S., 2014. State of Art of Photovoltaic Technology. *State of Art of Photovoltaic Technology*, 8 Março, pp. 4-5.

Gangopadhyay, U., Das, S. & Jana, S., 2014. State of Art of Solar Photovoltaic Technology. 08 Março, pp. 1-2.

Geologia, D. – D. G. d. E. e., 2023. Renováveis. *Estatísticas rápidas - nº220- março de 2023*, 2 Maio, pp. 7-8.

Gilbert, D., 2022. *Fuses and Circuit Breakers in Your System*. [Online] Available at: <https://solargenguide.com/fuses-and-circuit-breakers/>

GoGreenSolar, 2021. *Solar Components: What's in a Solar Power System?*. [Online] Available at: <https://www.gogreensolar.com/pages/solar-components-101> [Acedido em 17 Julho 2023].

Gomes, A. R. F. G. d. A., 2018. Modelação técnico económica da integração de painéis. Novembro.

Grazina, C. S. P., 2021. Uma Base para o Projeto de Produção de Energia Elétrica.

Guillermo Soto Olea, J. H. V. D. A. I. J. A. U., 2018. Guía de Operación y Mantenimiento de. *Guía de operación y mantenimiento de*, Novembro, pp. 8-9.

Guillermo Soto Olea, J. H. V. D. A. I. J. A. U., 2018. Guía de Operación y Mantenimiento de. *Guía de Operación y Mantenimiento de*, Novembro, pp. 19-20.

Guillermo Soto Olea, J. H. V. D. A. I. J. A. U., 2018. Guía de Operación y Mantenimiento de. *Guía de Operación y Mantenimiento de*, Novembro, pp. 26-29.

Guillermo Soto Olea, J. H. V. D. A. I. J. A. U., 2018. Guía de Operación y Mantenimiento de Sistemas Fotovoltaicos. *Guía de Operación y Mantenimiento de Sistemas Fotovoltaicos*, Novembro, pp. 35-76 .

Guillermo Soto Olea, J. H. V. D. A. I. J. A. U., 2018. Guía de Operación y Mantenimiento de Sistemas Fotovoltaicos. *Guía de Operación y Mantenimiento de Sistemas Fotovoltaicos*, Novembro, pp. 91-94.

Hargrave, M., 2023. *Weighted Average Cost of Capital (WACC) Explained with Formula and Example*. [Online]
Available at: <https://www.investopedia.com/terms/w/wacc.asp>
[Acedido em 15 Agosto 2023].

Hassan Gholami, H. N. R., 2020. Economic analysis of BIPV systems as a building envelope material for building skins in Europe. Maio, p. 4.

Hoymiles, 2022. *What is solar rapid shutdown?*. [Online]
Available at: <https://www.hoymiles.com/resources/blog/what-is-solar-rapid-shutdown/>
[Acedido em 26 Julho 2023].

<https://solargreenstyle.com/en/Huawei-inverter-SUN-2000-50KTL-M0-50-kW-prod-33.html>, 2021. *Huawei inverter - SUN 2000-50KTL M0 (50 kW)*. [Online]
[Acedido em 26 Junho 2023].

Huawei, 2019. [Online]
[Acedido em 26 Junho 2023].

Huawei, 2019. *Smart String Inverter*. [Online]
Available at: <https://solar.huawei.com/en/download?p=%2F-%2Fmedia%2FSolar%2Fattachment%2Fpdf%2Fmea%2Fdatasheet%2FSUN2000-50KTL-M0.pdf>

[Acedido em 27 Agosto 2023].

Huawei, 2023. *Smart PV Optimizer*. [Online]
Available at: <https://solar.huawei.com/en-GB/download?p=%2F-%2Fmedia%2FSolar%2Fattachment%2Fpdf%2Feu%2Fdatasheet%2FSUN2000-600W-P.pdf>

[Acedido em 28 Agosto 2023].

Iberdrola, 2023. *Photovoltaic solar panels: what they are, types of panels and how they work*. [Online]

Available at: <https://www.iberdrola.com/innovation/how-photovoltaic-solar-panels-work>

[Acedido em 17 Agosto 2023].

Instituto Português do Mar e da Atmosfera, 2023. *IPMA*. [Online]
Available at: <https://www.ipma.pt/pt/agrometeorologia/mapas/mensal/index.jsp?page=mrato.xml>

[Acedido em 22 Agosto 2023].

Irena, 2020. *Solar energy*. [Online]
Available at: <https://www.irena.org/Energy-Transition/Technology/Solar-energy>

[Acedido em 15 Julho 2023].

IWA Publishing, 2023. *Distillation Treatment and Removal of Contaminants from Drinking Water*. [Online]

Available at: <https://www.iwapublishing.com/news/distillation-treatment-and-removal-contaminants-drinking-water>

[Acedido em 16 Julho 2023].

JA Solar, 2021. *Harvest the sunshine*. [Online]
Available at: <https://www.iasolar.com/uploadfile/2021/0706/20210706053524693.pdf>

[Acedido em 26 Junho 2023].

Jorge, P. A., 2019. *Evolução do Solar PV em Portugal: Mitos e factos*. [Online] Available at: <https://www.apren.pt/contents/communicationpressrelease/artigo-de-opiniao--evolucao-energia-solar-em-portugal-4283.pdf>

[Acedido em 16 Julho 2023].

Kracher, A., 2021. Renewable Energy Communities. *Exploring behavioral and motivational factors behind the willingness*, Maio, pp. 13-15.

Kuchta, D. M., 2022. *Solar Monitoring Systems: Everything You Need to Know*. [Online] Available at: <https://www.treehugger.com/what-is-solar-monitoring-5218338>

Limited, V. M., 2023. *Gemasolar Concentrated Solar Power, Seville*. [Online] Available at: <https://www.renewable-technology.com/projects/gemasolar-concentrated-solar-power-seville/>

[Acedido em 15 Julho 2023].

Maka, J. M. A. A. O. M., 2022. Solar energy technology and its roles in sustainable development. *Clean Energy*, pp. 476-483.

Mitra, S., 2023. *ROLE OF SOLAR ENERGY IN SUSTAINABLE DEVELOPMENT*. [Online] Available at: <https://letstalkgeography.com/role-of-solar-energy-in-sustainable-development/>

Mondal, P., 2023. *Solar Energy: 10 Major Application of Solar Energy – Explained!*. [Online] Available at: <https://www.yourarticlelibrary.com/energy/solar-energy-10-major-application-of-solar-energy-explained/28197>

[Acedido em 16 Julho 2023].

Noctula, s.d. *Portugal ultrapassa a marca de 1GW de capacidade solar fotovoltaica operacional*. [Online]

Available at: <http://noctula.pt/portugal-ultrapassa-a-marca-de-1gw-de-capacidade-fotovoltaica-solar-operacional/>

Nunes, P., 2019. *TIR (Taxa Interna de Rendibilidade)*. [Online] Available at: <https://knoow.net/cienceconempr/gestao/tir-taxa-interna-rendibilidade/> [Acedido em 13 Agosto 2023].

Nunes, P., 2019. *VAL (Valor Atual Líquido)*. [Online] Available at: <https://knoow.net/cienceconempr/gestao/val-valor-actual-liquido/> [Acedido em 13 Agosto 2023].

Oliveira, R. M. R. V. d., 2017. Projeto, Dimensionamento e Instalação de Solução Fotovoltaica. pp. 6-8.

Ovelha, R. M. R. V. d., 2017. Projeto, Dimensionamento e Instalação de Solução Fotovoltaica. pp. 10-11.

Palmetto, 2023. *What is a Hybrid Inverter?*. [Online] Available at: <https://palmetto.com/learning-center/blog/hybrid-inverter-for-solar-guide-pros-cons> [Acedido em 15 Julho 2023].

Phebe Asantewaa Owusu, S. A. S., 2016. *A Review of Renewable Energy Sources, Sustainability Issues and Climate Change Mitigation*. [Online] Available at: [https://www.researchgate.net/publication/299616498 A Review of Renewable Energy Sources Sustainability Issues and Climate Change Mitigation](https://www.researchgate.net/publication/299616498_A_Review_of_Renewable_Energy_Sources_Sustainability_Issues_and_Climate_Change_Mitigation)

Prado, M., 2022. Central solar em Serpa soma 16 anos de vida: chegou a hora de renovar o material. *Expresso*.

Proença, E. D. R. B., 2007. A ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA EM PORTUGAL. *Estado-da-Arte e Perspectivas de Desenvolvimento*, Agosto, pp. 59-61.

Proença, E. D. R. B., 2007. A ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA EM PORTUGAL. *Estado-da-Arte e Perspectivas de Desenvolvimento*, Agosto, pp. 20-23.

Proença, E. D. R. B., 2007. A ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA EM PORTUGAL. *Estado-da-Arte e Perspectivas de Desenvolvimento*, Agosto.

Quadrisol, s.d. *Proteções homopolares*. [Online]
Available at: <https://www.quadrisol.pt/protecoes-homopolares/>
[Acedido em 16 Junho 2023].

Renogy, 2021. *What Are The Main Components Of A Solar Power System?*. [Online]
Available at: <https://www.renogy.com/blog/what-are-the-main-components-of-a-solar-power-system/>
[Acedido em 17 Julho 2023].

Riley, G., 2021. *Domestic Ground Mounted Solar Panels*. [Online]
Available at: <https://blog.spiritenergy.co.uk/homeowner/domestic-ground-mounted-solar-panels>

Sandhu, J., 2022. *Solar heating systems and the art of minimizing electricity bills*. [Online]
Available at: <https://www.solarreviews.com/blog/active-passive-home-solar-heating-system>

Saraiva, J. P. T., 2000. Dimensionamento e Protecção de Canalizações Elétricas em Baixa Tensão. Setembro, pp. 36-53.

Schneider Electric, 2023. *C120N*. [Online]
Available at: <https://www.se.com/pt/pt/product/A9N18374/c120n-circuit-breaker-4p-100a-c-curve/>
[Acedido em 19 Setembro 2023].

Schneider Electric, 2023. *Disjuntor Compact NS1000N*. [Online]
Available at: <https://www.se.com/pt/pt/product/33244/disjuntor-compact-ns1000n-4-polos-1000-a-fixe-sem-controlo/>
[Acedido em 19 Setembro 2023].

SEIA, 2020. *Solar Water Heating*. [Online]
Available at: <https://www.seia.org/research-resources/solar-water-heating>
[Acedido em 16 Julho 2023].

Sol Voltaics, 2023. *Solar Panel Fuse Or Breaker? (Circuit Setup + Why)*. [Online]
Available at: <https://solvoltaics.com/solar-panel-fuse-or-breaker/>
[Acedido em 17 Julho 2023].

Solar Electric, 2023. *The Different Types of Solar Systems Explained..* [Online]
Available at: <http://www.solarelectricinc.com/solar-electric-system-types>
[Acedido em 17 Julho 2023].

Sowden, H., 2022. *6 Reasons Why All Homeowners Should Have a Solar Power Generator*.
[Online]
Available at: <https://blog.ecoflow.com/us/solar-power-generator-for-home/>

Stauffer, N. W., 2020. *Researchers find benefits of solar photovoltaics outweigh costs*.
[Online]
Available at: <https://news.mit.edu/2020/researchers-find-solar-photovoltaics-benefits-outweigh-costs-0623>

SunlightSolar Empowering, 2023. *How Do Solar Batteries Work?*. [Online]
Available at: <https://sunlightsolar.com/how-do-solar-batteries-work/>

Telco, 2021. *Solar Powered Water Pumps and Irrigation*. [Online]
Available at: <https://telco-europe.com/solar-water-pump/>
[Acedido em 16 Julho 2023].

Tigo Energy, 2022. *Everything You Need to Know About Rapid Shutdown*. [Online]
Available at: <https://www.tigoenergy.com/post/blog-everything-you-need-to-know-about-rapid-shutdown>
[Acedido em 26 Julho 2023].

Trick Drawing, 2021. *Curva de atuação dos disjuntores*. [Online]
Available at: <https://trickdrawing.com/curva-de-atuacao-dos-disjuntores/>
[Acedido em 27 Agosto 2023].

United Nations, 2015. *Sustainable Development Goals kick off with start of new year*.
[Online]

Available at: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/blog/2015/12/sustainable-development-goals-kick-off-with-start-of-new-year/>

[Acedido em 16 Julho 2023].

Valentin Software, s.d. *The system of choice for professional pv system planning*. [Online]

Available at: <https://pvsol.software/en/features-pricing>

[Acedido em 27 Junho 2023].

Vaz, J. M. R., 2017. DIMENSIONAMENTO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO. *CASO DE ESTUDO EDIFÍCIO AZEVEDO GOMES*, pp. 41-42.

Vítezslav Benda, L. C., 2020. PV cells and modules – State of the art, limits and trends. *PV cells and modules – State of the art, limits and trends*, pp. 4-7.

VR, A., 2022. *An Introduction to Photovoltaic Modules*. [Online]

Available at: <https://thesolarlabs.com/ros/photovoltaic-modules/>

Waree, 2023. *Solar Furnace: A Complete Guide*. [Online]

Available at: <https://www.waaree.com/blog/solar-furnace>

[Acedido em 16 Julho 2023].

Weaver, J. F., 2022. *Could we see U.S. solar electricity for \$0 per kWh?*. [Online]

Available at: <https://pv-magazine-usa.com/2022/10/14/could-we-see-u-s-solar-electricity-for-0-per-kwh/>

ANEXOS

ANEXO A: SECÇÕES E MÉTODOS DE REFERÊNCIA DE CABEAMENTO

Tabela 10.12 - Capacidade de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referência E, F, e G (Tabela 38 da NBR 5410:2004).

Condutores: cobre e alumínio
Temperatura no condutor: 70°C

Isolação: PVC
Temperatura de referência do ambiente: 30°C

Seções nominais dos condutores mm ²	Métodos de Referência Indicados na Tabela 10.8						
	Cabos multipolares		Cabos Unipolares ¹⁾				
	Dois Condutores Carregados	Três Condutores Carregados	Dois Condutores Carregados, Justapostos	Três Condutores Carregados, em Trifólio	Três Condutores Carregados no Mesmo Plano		
	Método E	Método E	Método F	Método F	Justapostos	Espaçados	
					Método F	Horizontal Método G	Vertical Método G
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
Cobre							
0,5	11	9	11	8	9	12	10
0,75	14	12	14	11	11	16	13
1	17	14	17	13	14	19	16
1,5	22	18,5	22	17	19	24	21
2,5	30	25	31	24	25	34	29
4	40	34	41	33	34	45	39
6	51	43	53	43	45	59	51
10	70	60	73	60	63	81	71
16	94	80	99	82	85	110	97
25	119	101	131	110	114	146	130
35	148	126	162	137	143	181	162
50	180	153	196	167	174	219	197
70 ¹⁾	232	196	251	216	225	281	254
95	282	238	304	264	275	341	311
120	328	276	352	308	321	396	362
150	379	319	406	356	372	456	419
185	434	364	463	409	427	521	480
240	514	430	546	485	507	615	569
300	593	497	629	561	587	709	659
400	715	597	754	656	689	852	795
500	826	689	868	749	789	982	920
630	958	798	1005	855	905	1138	1070
800	1118	930	1169	971	1119	1325	1251
1000	1292	1073	1346	1079	1296	1528	1448
Alumínio							
16	73	61	73	62	65	84	73
25	89	78	98	84	87	112	99
35	111	96	122	105	109	139	124
50	135	117	149	128	133	169	152
70	173	150	192	166	173	217	196
95	210	183	235	203	212	265	241
120	244	212	273	237	247	308	282
150	282	245	316	274	287	356	327
185	322	280	363	315	330	407	376
240	380	330	430	375	392	482	447
300	439	381	497	434	455	557	519
400	528	458	600	526	552	671	629
500	608	528	694	610	640	775	730
630	705	613	808	711	640	775	730
800	822	714	944	832	875	1050	1000
1000	948	823	1092	965	1015	1213	1161

1) Ou, ainda, condutores isolados, quando o método de instalação permitir.

ANEXO B: ORÇAMENTAÇÃO DO PROJETO

Descrição	Total	€/W	%	Total
1. MODULOS FOTOVOLTAICOS	174 640,10 €	0,282 €	48%	365 541,27 €
2. INVERSORES	74 075,00 €	0,120 €	20%	
3. OBRA CIVIL	1 237,15 €	0,002 €	0%	
4. ESTRUTURA	17 591,88 €	0,028 €	5%	
5. MATERIAL ELECTRICO	39 653,10 €	0,064 €	11%	
6. MONTAGEM E INSTALAÇÃO ELETRICA	40 207,38 €	0,065 €	11%	
7. MONITORIZAÇÃO, INTERNET E MEDIÇÃO	850,92 €	0,001 €	0%	
8. MEIOS ELEVAÇÃO	6 400,00 €	0,010 €	2%	
10. ENGENHARIA E DIREÇÃO DE OBRA	4 400,00 €	0,007 €	1%	
11. MÉDIA TENSÃO	€ -	€ -	0%	
12. OUTROS	6 485,75 €	0,010 €	2%	

Descrição	Und	Qtd	Preço Un	Preço Total
MODULOS FV				
MÓDULO 545W	un	1135	152,60 €	173 201,00 €
TRANSPORTE	vg	1	1 439,10 €	1 439,10 €

INVERSORES				
HUAWEI 50KLT	un	10	2 300,00 €	23 000,00 €
OTIMIZADORES	un	1135	45,00 €	51 075,00 €

OBRA CIVIL				
APOIO CONSTRUÇÃO CIVIL	vg	1	1 237,15 €	1 237,15 €

ESTRUTURA				
------------------	--	--	--	--

Perfil Horizontal	un	2446	2,94 €	7 191,24 €
Fixador	un	2446	3,23 €	7 900,58 €
Suporte Fixador	un	640	2,35 €	1 504,00 €
PARAFUSARIA	un	9784	0,10 €	996,06 €

QUADROS ELETRICOS				
QUADRO ELETRICO	vg	1	9 000,00 €	9 000,00 €
ITRON LEIT IND ACE SL7000 600/	un	1	388,24 €	388,24 €
KIT MODEM ITRON GSM P/CONT. ITRON SL700	un	1	97,44 €	97,44 €
CAIXA CONTADOR	un	1	171,52 €	171,52 €
QUADRO PROTECÇÃO INTERLIGAÇÃO – Marca QUADRITALIA	un	1	10 350,00 €	10 350,00 €
DISJUNTOR DE INTERLIGAÇÃO 4x1000A 50kA	un	1	7 150,00 €	7 150,00 €

CAMINHO DE CABOS				
CAMINHO DE CABOS PEMSA GALVANIZADO A QUENTE 100X60	mt	235	5,33 €	1 252,55 €
CAMINHO DE CABOS PEMSA GALVANIZADO A QUENTE 200X60	mt	30	7,10 €	213,00 €
CAMINHO DE CABOS PEMSA GALVANIZADO A QUENTE 400X60	mt	10	9,20 €	92,00 €

CABOS ELETRICOS				
CABO SOLAR 6mm	mt	4000	0,48 €	1 920,00 €
XV-5G25mm	mt	150	24,00 €	3 600,00 €
H1XV-3x(3x1x120+120)+2x120	mt	15	266,00 €	3 990,00 €
MC4-EVO2 MALE PV-KST4-EVO 2/6II-UR	un	148	0,86 €	127,28 €
MC4-EVO2 FEMALE PV-KBT4-EVO 2/6II-UR	un	148	1,15 €	170,20 €
CABO 10x2,5 Rigido	mt	10	3,45 €	34,50 €

TERRAS				
Cabo 1x6mm	mt	1191,75	0,38 €	452,87 €
Cabo 1x16mm	mt	275	2,34 €	643,50 €

MONTAGEM E INSTALAÇÃO ELETRICA				
MONTAGEM DE CENTRAL FOTOVOLTAICA	vg	1	40 207,38 €	40 207,38 €

SISTEMA MONITORIZAÇÃO				
SMARTLOGGER 3000A	un	1	425,00 €	425,00 €
CONECTORES RJ45 CAT 6	un	2	1,14 €	2,28 €
CABO UTP CAT 6	mt	30	0,12 €	3,74 €
MEDIDOR TRIFÁSICO COMPATIVEL COM HW SOCOMEC COUNTIS E43	un	1	118,80 €	118,80 €
TC con nucleo aberto TO 58 1000/5A	un	3	77,55 €	232,65 €

QUADRO IP 65 PARA EQUIPAMENTOS DE MONITORIZAÇÃO	un	1	36,75 €	36,75 €
FONTE DE ALIMENTAÇÃO SMARTLOGGER 24V	un	1	31,70 €	31,70 €

MEIOS DE ELVAÇÃO				
PLATAFORMA ELEVATÓRIA	dias	70	40,00 €	2 800,00 €
Camião Grua	dias	5	720,00 €	3 600,00 €

ENGENHARIA E DIREÇÃO DE OBRA E LICENCIAMENTO				
PROJETO DE EXECUÇÃO	h	176	25,00 €	4 400,00 €

Outros				
ESTALEIRO E SEGURANÇA	vg	1	6 185,75 €	6 185,75 €
ESTRUTURAS DE SUPORTE À OBRA	vg	1	300,00 €	300,00 €

ANEXO C: ANÁLISE FINANCEIRA – CASO 1 (INVESTIMENTO APENAS COM CAPITAIS PRÓPRIOS)

Ano	Cash-Flow Anual	Cash-flow Acumulado	Anula
1	-305912 €	-305912 €	
2	50318,03 €	-255594 €	
3	41918,88 €	-213675 €	
4	34923,75 €	-178751 €	
5	39097,57 €	-139654 €	
6	24244,72 €	-115409 €	
7	20202,33 €	-95206,7 €	
8	16834,87 €	-78371,8 €	
9	14029,47 €	-64342,3 €	
10	11692,21 €	-52650,1 €	
11	9744,82 €	-42905,3 €	
12	8122,21 €	-34783,1 €	
13	6700,13 €	-28083 €	
14	5643,41 €	-22439,5 €	
15	4704,44 €	-17735,1 €	
Taxa de desconto (WACC)		21%	
VAL		-139209 €	
TIR		-1%	
Payback		➤ 15 anos	
IR		0.996191706	

ANEXO D: ANÁLISE FINANCEIRA – CASO 2 (INVESTIMENTO COM CAPITAIS PRÓPRIOS E EMPRÉSTIMO BANCÁRIO)

Ano	Cash-Flow Anual	Cash-flow Anual Acumulado
1	-296586 €	-296586 €
2	67288,11 €	-229298 €
3	64283,4 €	-165015 €
4	62452,57 €	-102562 €
5	60171,88 €	-42390,1 €
6	57977,75 €	15587,68 €
7	55866,69 €	71454,37 €
8	53835,51 €	125289 €
9	51880,92 €	177170,8 €
10	50000,02 €	227170,8 €
11	48189,78 €	275360,6 €
12	46447,58 €	321808,2 €
13	44700,58 €	366508,8 €
14	43156,34 €	409665,1 €
15	41602,37 €	451267,5 €

Taxa de desconto (WACC)	5.50%
VAL	219861.71 €
TIR	18%
Payback	6 anos
IR	1.00602

