

INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA

Departamento de Engenharia Mecânica



**Desenvolvimento de uma ferramenta informática para
o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos para
carregamento de veículos elétricos e sua
implementação num caso de estudo.**

RUI ALEXANDRE FERNANDES TEIXEIRA
(Licenciado em Engenharia Mecânica)

Dissertação para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Mecânica.

Orientador: Doutor Joaquim José Rodrigues Monteiro

Júri:

Presidente: Doutor Pedro Miguel de Abreu e Silva
Vogais: Mestre Nuno Paulo Ferreira Henriques
Doutor Joaquim José Rodrigues Monteiro

Dezembro 2023

INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA

Departamento de Engenharia Mecânica



**Desenvolvimento de uma ferramenta informática para
o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos para
carregamento de veículos elétricos e sua
implementação num caso de estudo.**

RUI ALEXANDRE FERNANDES TEIXEIRA
(Licenciado em Engenharia Mecânica)

Dissertação para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Mecânica.

Orientador: Doutor Joaquim José Rodrigues Monteiro

Júri:

Presidente: Doutor Pedro Miguel de Abreu e Silva
Vogais: Mestre Nuno Paulo Ferreira Henriques
 Doutor Joaquim José Rodrigues Monteiro

Dezembro 2023

RESUMO

A evolução da tecnologia fotovoltaica têm-se revelado um pilar na construção e desenvolvimento de uma sociedade ambientalmente mais sustentável. As recentes inovações tecnológicas na produção de células fotovoltaicas são uma realidade e permitirão num futuro próximo a geração de energia de uma forma mais limpa e próxima dos locais de consumo, levando a um aumento substancial da eficiência energética. Assim, nesta dissertação pretendeu-se fazer uma análise e consequente otimização de soluções tecnológicas utilizadas na geração fotovoltaica, desenvolvendo metodologias de cálculo para a avaliação do potencial de produção de energia fotovoltaica integrada em parques de estacionamento ou coberturas de edifícios industriais ou comerciais, para carregamento de veículos elétricos.

Este trabalho teve como objetivo desenvolver uma ferramenta informática que permita ao utilizador dimensionar sistemas fotovoltaicos a aplicar em parques de estacionamento, para a geração de energia fotovoltaica utilizada no carregamento de veículos elétricos e estimar o seu potencial energético encontrando a melhor alternativa de investimento com base nos equipamentos existentes no mercado. Com esta aplicação informática será possível integrar vários tipos de equipamentos em simultâneo (painéis fotovoltaicos, inversores e carregadores elétricos), assim como a respetiva estrutura metálica de suporte, obtendo os resultados necessários à instalação do projeto fotovoltaico, incluindo todas as premissas necessárias para a sua implementação (ângulo ótimo dos painéis solares, área de implementação, irradiação, potência pico, e potência útil), bem como os respetivos resultados de poupança e retorno de investimento.

Os resultados obtidos nos casos de estudo apresentados nesta dissertação, permitem verificar que esta ferramenta informática é uma solução interessante para dimensionar a melhor opção tecnológica e economicamente mais vantajosa, no dimensionamento de sistemas de geração de energia fotovoltaica.

Palavras chave: Geração de energia fotovoltaica, Ferramenta informática, Painéis Fotovoltaicos, Parques de Estacionamento, Carregamento de veículos elétricos.

ABSTRACT

The evolution of photovoltaic technology has proven to be a pillar in the construction and development of a more environmentally sustainable society. Recent technological innovations in the production of photovoltaic cells are a reality and will allow the generation of energy in a near future with a cleaner way and closer to the places of consumption, leading to a substantial increase in energy efficiency. Therefore, in this dissertation the aim was to carry out an analysis and consequent optimization of technological solutions used in photovoltaic generation, developing calculation methodologies for evaluating the potential for integrated photovoltaic energy production in car parks or on the roofs of industrial buildings for charging electric vehicles.

This work aimed to develop a computer application that allows the user to size photovoltaic systems to be applied in car parks, for the generation of photovoltaic energy used to charge electric vehicles and estimate their energy potential by finding the best investment alternative based on the equipment available on the market. With this computer application it will be possible to integrate several types of equipment simultaneously (photovoltaic panels, inverters and electric chargers), as well as the respective metal support structure, obtaining the results necessary for the installation of the photovoltaic project, including all the necessary premises for its installation. implementation (optimal angle of solar panels, implementation area, irradiation, peak power, and power output), as well as the respective savings results and return on investment.

The results obtained in the case studies presented in this dissertation allow us to verify that this computer application is an interesting solution for estimating the best technological and economically most advantageous option in the design of photovoltaic energy generation systems.

Keywords: Photovoltaic energy generation, computer application, Photovoltaic Panels, Car Parks, Electric vehicle charging.

AGRADECIMENTOS

Ao meu orientador, Professor Doutor Joaquim Monteiro, pela sua preciosa ajuda e orientação ao longo desta dissertação.

Ao Instituto Superior de Engenharia de Lisboa pela oportunidade que me proporcionou na reintegração na vida académica.

Quero agradecer também ao Engenheiro Angelo Rocha da empresa SLEM, pela sua pronta disponibilidade em ajudar, em todos os momentos chave, ao longo desta dissertação.

Por último, quero agradecer à minha família e aos meus filhos, por toda a compreensão demonstrada, apoio e motivação nos momentos mais complicados.

ÍNDICE GERAL

RESUMO	I
ABSTRACT	II
AGRADECIMENTOS	III
ÍNDICE GERAL	IV
ÍNDICE DE FIGURAS	VII
ÍNDICE DE TABELAS	X
SIGLAS, ACRÓNIMOS E SÍMBOLOS	XI
1 – INTRODUÇÃO.....	1
1.1 – MOTIVAÇÃO.....	1
1.2 – OBJECTIVOS	5
1.3 – ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	6
2 – ESTADO DE ARTE.....	7
2.1 – TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA.....	7
2.2. – CELULAS FOTOVOLTAICAS MONO E POLICRISTALINAS.....	10
2.2 – CELULAS SOLARES ORGÂNICAS FLEXÍVEIS.....	11
2.2.1 – CELULAS SOLARES FLEXÍVEIS CIGS	12
2.2.2 – CELULAS SOLARES FLEXÍVEIS DE TELURETO DE CÁDMIO.....	15
2.3 – CELULAS FOTOVOLTAICAS ORGÂNICAS.....	16
2.4 – CELULAS FOTOVOLTAICAS SENSIBILIZADAS COM CORANTE.....	22
2.5 – CELULAS FOTOVOLTAICAS PEROVSKITE.....	26
2.6 – SISTEMAS FOTOVOLTAICOS APLICADOS A PARQUES DE ESTACIONAMENTO	29
2.6.1 – SISTEMAS RÍGIDOS.....	29
2.6.2 – SISTEMAS FLEXÍVEIS.....	31
2.7 – SISTEMAS FOTOVOLTAICOS E CAPACIDADE DE PRODUÇÃO	32

2.8 – FERRAMENTAS INFORMÁTICAS PARA DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	34
3 – METODOLOGIA E FORMULAÇÃO TEÓRICA	37
3.1 – INTRODUÇÃO.....	37
3.2 – PAINÉIS SOLARES FOTOVOLTAICOS	38
3.3 – EFICIÊNCIA DAS CELULAS FOTOVOLTAICAS.....	41
3.3 – ÂNGULO ÓTIMO	44
3.4 – IRRADIÂNCIA.....	45
3.5 – INVERSORES	49
3.6 – CARREGADORES DE BATERIAS DE VE	52
3.7 – ANÁLISE DE INVESTIMENTO.....	57
3.7.1 – VALOR ATUALIZADO LÍQUIDO (VAL).....	58
3.7.2 – TAXA MÍNIMA DE ATRATIVIDADE (TMA).....	58
3.7.3 – TAXA INTERNA DE RENTABILIDADE (TIR).....	59
3.7.4 – ÍNDICE DE RENTABILIDADE (IR)	60
3.7.5 – PRAZO DE RETORNO DO INVESTIMENTO (PRI)	60
4 – DESENVOLVIMENTO DO SOFTWARE	61
4.1 – INTRODUÇÃO.....	61
4.2 – ALGORITMO DE CÁLCULO	62
4.3. – IMPORTAÇÃO DE DADOS.....	65
4.3 – TIPO DE ESTRUTURA	67
4.3.1 – CUSTOS DA ESTRUTURA	71
4.4 – PAINÉIS SOLARES	73
4.4.1. – ARRAY DOS PAINÉIS SOLARES	74
4.5 – INVERSORES	76
4.6 – CARREGADORES	78

4.7 – OUTROS EQUIPAMENTOS UTILIZADOS NO SOFTWARE	80
4.7.1 – ANALISADOR DE ENERGIA	81
4.7.2 – QUADRO GERAL ELÉTRICO (QGPV).....	82
4.7.3 – MEDIDOR MULTIFUNÇÃO	83
4.7.4 – SISTEMA DE MONOTORIZAÇÃO	84
4.7.5 – CABOS.....	85
4.8 – ANALISE FINANCEIRA	86
4.9 – RELATÓRIO TÉCNICO	87
5 – APLICAÇÃO DO SOFTWARE A DOIS CASOS DE ESTUDO.....	90
5.1 – PARQUE DE ESTACIONAMENTO JÁ IMPLEMENTADO	90
5.1.1 – COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS OBTIDOS PELO PROGRAMA COM OS IMPLEMENTADOS.....	94
5.2 – PARQUE FOTOVOLTAICO A PROJECTAR.....	96
6 – CONCLUSÕES E PERSPECTIVAS FUTURAS.....	101
REFERÊNCIAS E BIBLIOGRAFIA.....	102
ANEXOS	i
ANEXO A – Códigos utilizados no programa MsEXCEL	i
ANEXO B – Especificação da estrutura	xiii
ANEXO C – Especificação dos painéis fotovoltaicos.....	xx
ANEXO D – Especificação dos inversores.	xxvi
ANEXO E – Especificação dos carregadores.....	xxx
ANEXO F – Especificação de outros equipamentos.....	xliii
ANEXO G – Memoria descritiva e telas finais	lix
ANEXO H – Relatórios das simulações do caso estudo a projetar	lxxii

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 – Evolução da produção de energia primárias por fonte.....	2
Figura 2 - Esquema de uma célula Fotovoltaica.....	8
Figura 3 - Diagrama das principais tecnologias de células fotovoltaicas.....	9
Figura 4 - Estrutura das células solares de película fina.....	11
Figura 5 - Quota de mercado tecnológico das células fotovoltaicos de película fina	12
Figura 6 - Célula unitária I-III-VI ₂ de estrutura cristalina ternária de calcopirita.	13
Figura 7 - Estrutura de um dispositivo CIGS	14
Figura 8 - Estrutura da célula CdTe de vários tipos de material por camada.....	16
Figura 9 – Exemplo de um Painel Solar Orgânico PV-X Plus.....	17
Figura 10 - Esquema de uma Célula Solar Orgânica.....	18
Figura 11 - Esquema de Célula Fotovoltaica de Camada Única	19
Figura 12 - Esquema de Célula Fotovoltaica de Camada Dupla.....	19
Figura 13 – Esquema de célula solar de hétero-junção em massa.....	21
Figura 14 – Tipos de heterojunção: em massa (a) com crescimento controlado (b)....	22
Figura 15 - Representação esquemática de uma célula DSSC	23
Figura 16 -Princípio de Funcionamento de uma célula DSSC.....	24
Figura 17 - Representação esquemática DSSC: (a) clássica DSSC, (b) arquitetura invertida DSSC (c) dispositivo tandem; (d) principais processos eletrónicos que ocorrem num dispositivo após o funcionamento.	25
Figura 18 - Célula Solar de Perovskita.....	26
Figura 19 - Estrutura Cristalina da Perovskita ABX.....	27
Figura 20 - Caso B Conexão.....	56
Figura 21 - Caso C conexão	57
Figura 22 – Interface do programa de dimensionamento	61

Figura 23 - Diagrama do Programa	63
Figura 24 – Aceder à plataforma PVGIS.....	65
Figura 25 - Seleção da localização pretendida	65
Figura 26 - Area de influência do satélite SARAH2	66
Figura 27 - Obter dados da Irradiância.....	66
Figura 28 - Obtenção da área disponível da instalação	67
Figura 29 - Seleção da estrutura da cobertura	68
Figura 30 - Seleção da vão da estrutura.....	68
Figura 31 - Determinação do número de módulos da estrutura	69
Figura 32 – Diagrama do fluxo de operação para a estrutura.....	72
Figura 33 - Seleção dos painéis solares	73
Figura 34 - Diagrama do fluxo de operação para os painéis solares	73
Figura 35 - Determinação do número de painéis por inversor	74
Figura 36 - Número de painéis máximo e mínimos por “string”	75
Figura 37 - Determinação do número de painéis ideal por “string”	75
Figura 38 – Configuração dos painéis por cada “string” do inversor.....	75
Figura 39 - Seleção do tipo de inversor.....	76
Figura 40 - Diagrama do fluxo de operação para os inversores	77
Figura 41 - Seleção do tipo de carregador elétrico.....	78
Figura 42 – Diagrama do fluxo de operações utilizadas pelo programa	80
Figura 43 - Analisador de Energia.....	82
Figura 44 - Quadro Elétrica da Instalação Fotovoltaica na empresa SLEM	82
Figura 45 - Medidor Multifunção.....	84
Figura 46 - Sistema de monitorização	85
Figura 49 - Algoritmo "Relatório Macro"	87
Figura 50 - Relatório técnico final.....	88

Figura 51 - Relatório técnico final (continuação).....	89
Figura 52 - Área e local de implementação da instalação	90
Figura 58 - introdução da largura e comprimento do local da instalação.....	91
Figura 59 - Tipo de Estrutura da instalação.....	91
Figura 60 - Seleção do vão da estrutura da instalação.....	91
Figura 61 - Seleção dos painéis solares da instalação	92
Figura 62 - Seleção do tipo de inversor da instalação	92
Figura 63 - Seleção do tipo de carregador elétrico da instalação	92
Figura 64 - Relatório Técnico Final da Instalação	94
Figura 65 – Valores de simulação obtidos para angulo de 5°.....	96
Figura 66 - Localização do projeto a implementar.....	97
Figura 67 - Lay-out das zonas de implementação do sistema fotovoltaico.....	97
Figura 68 - Resultados das 3 zonas de instalação do projeto.	99
Figura 69 – Cálculo da Energia obtida pelos painéis solares Erro! Marcador não definido.	
Figura 70 - Determinação do número de painéis ideal por “string” Erro! Marcador não definido.	
Figura 71 - Determinação do número de painéis na “string” desfasada Erro! Marcador não definido.	
Figura 72 – Configuração dos painéis por cada “string” do inversor Erro! Marcador não definido.	
Figura 49 - Algoritmo "Relatório Macro"	xiii

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 - Produção bruta de energia elétrica em Portugal.....	1
Tabela 2 - Produção bruta de energia em percentagem total.....	2
Tabela 3 - Variáveis INPUT e OUTPUT	64
Tabela 4 – Dados da Irradiação	67
Tabela 5 – Características da estrutura	69
Tabela 6 – Área da instalação.....	70
Tabela 7 – Resumo das características da estrutura.	71
Tabela 8 - Características dos painéis fotovoltaicos.....	Erro! Marcador não definido.
Tabela 9 – Determinação da potência diária produzida. .	Erro! Marcador não definido.
Tabela 10 – Lista dos outros equipamentos da instalação.....	81
Tabela 11 – Poupança anual de combustível.....	Erro! Marcador não definido.
Tabela 12 – Dados irradiação caso de estudo.....	Erro! Marcador não definido.
Tabela 13 – Distribuição dos painéis fotovoltaicos da instalação	94
Tabela 14 – Distribuição dos painéis fotovoltaicos definida pelo programa.	94
Tabela 15 – Medições efetuadas pelo sistema de monitorização	95
Tabela 16 – Potência Produzida Vs Medição Estimada	95

SIGLAS, ACRÓNIMOS E SÍMBOLOS

APPS - Aplicações informáticas

CA – Corrente alterna

CC – Corrente continua

CIGS – Cobre, Índio, Gálio e Selénio

DSSC – Célula solar sensibilizada por corante

DHI – Irradiância Horizontal Difusa

DNI – Irradiância Normal Direta

ETL – Camada de transporte de eletrões

GB – Gap Banda (Banda Proibida)

GHI – Irradiância Horizontal Global

GNI – Irradiância Normal Global

GTI – Inversor “grid tie”

HTL – Camada transporte de buracos

IR – Índice de rentabilidade

MPPT – Maximum Power Point Tracker (Rastreamento de ponto de potência máximo)

NREL – Nacional Renewable Energy Laboratory (Estados Unidos)

OSC – Células fotovoltaicas orgânicas

PC – Posto de carregamento

PRI – Prazo de retorno de investimento

PSC – Perovskita solar Cell (Célula solar de perovskita)

IR – Índice de rentabilidade

SAVE – Sistema de alimentação de veículos elétricos

STC – Condições de teste padrão (Standard test conditions)

TIR – Taxa interna de rentabilidade

TMA – Taxa mínima de atratividade

TSI – Irradiância Solar Total

UPAC - Unidades de Produção de Autoconsumo

UPP - Unidades de Pequena Produção

VAL – Valor atualizado líquido

VE – Veículo elétrico

Al - Alumínio

Cu – Cobre

In - Índio

Mo - Molibdênio

Na – Sódio

Si – Silício

Sog-Si – Silício de grau solar

m-Si – Silício monocristalino

p-Si – Silício policristalino

a-Si – Silício amorfo

CdTe – Telureto de cádmio

CdS – Sulfureto de Cadmio

I-ZnO - Camada intrínseca de óxido de zinco

ZnO – Oxido de Zinco

CIS - Seleneto de cobre índio

1 – INTRODUÇÃO

1.1 – MOTIVAÇÃO

A grande dependência dos combustíveis fósseis como fonte primária de energia, promove graves consequências para a qualidade de vida e futuro da humanidade. Cada vez mais se tornam necessárias alternativas para a produção sustentável de energia limpa, não só devido à pressão imposta pelas metas ambientais, bem como relativamente ao aumento do consumo energético a nível mundial.

Conforme se pode verificar na tabela 1, atualmente, mesmo com o fecho de algumas centrais termoelétricas a carvão, ainda existe uma elevada dependência energética de Portugal no que respeita às fontes de energia para produção elétrica por efeito térmico, sendo este um fator decisivo para o investimento em fontes de energia renováveis.

Tabela 1 - Produção bruta de energia elétrica em Portugal

Produção bruta de energia elétrica em Portugal (GWh)						
Anos	Total	Eólica	Geotérmica	Hídrica	Térmica	Fotovoltaica
2013	51682	12014	197	14868	24114	479
2014	52801	12111	205	16413	23445	627
2015	52424	11608	204	9800	30013	799
2016	60335	12474	172	16916	29902	871
2017	59434	12248	217	7631	38344	994
2018	59640	12617	230	13629	32158	1006
2019	53155	13667	215	10244	27687	1342
2020	53079	12299	217	13663	25214	1716
2021	50981	13216	179	13454	21894	2238
2022	48807	13244	195	8841	23008	3519

Fonte: <https://www.pordata.pt/db/portugal/ambiente+de+consulta/tabela>

Analisando os dados da tabela 1 e comparando os dados relativos à produção de energia por fontes térmicas com fotovoltaicas é possível resumir, na tabela 2, o seu contributo em percentagem da energia total produzida e verificar que a grande fatia do consumo de energia primária é proveniente dos combustíveis fósseis o que reitera a grande dependência de Portugal nestes tipos de recursos.

Tabela 2 - Produção bruta de energia em percentagem total

Produção bruta de energia (%)					
Ano	Eólica	Geotérmica	Hídrica	Térmica	Fotovoltaica
2013	23,25%	0,38%	28,77%	46,66%	0,93%
2022	27,14%	0,40%	18,11%	47,14%	7,21%

Também, em Portugal a produção de energia elétrica por fontes renováveis continua a ter uma evolução muito significativa, onde o seu contributo, entre 2013 e 2022, passou de 0,93% para 7,21%. como se pode verificar na tabela 2.

Relativamente às fontes de energia renováveis, existe em Portugal um grande potencial que poderá ser explorado, não só, no sentido ambiental, cujo objetivo seria reduzir o consumo de energias provenientes de combustíveis fósseis, mais poluentes e geradoras de gases nocivos, como também numa ótica de redução da dependência energética externa.

Outros fatores que conferem a possibilidade de aproveitamento do potencial energético, no território português das fontes de energia renováveis, passam pela elevada exposição solar, bem como pela extensa densidade da rede hidrográfica e também pela sua vasta costa marítima [1].

Atualmente, a nível mundial, a eletricidade proveniente de painéis solares fotovoltaicos, assume particular relevo, e conforme se pode verificar na figura 1, o seu crescimento até 2050 poderá representar cerca de 17 % de toda a energia produzida globalmente.

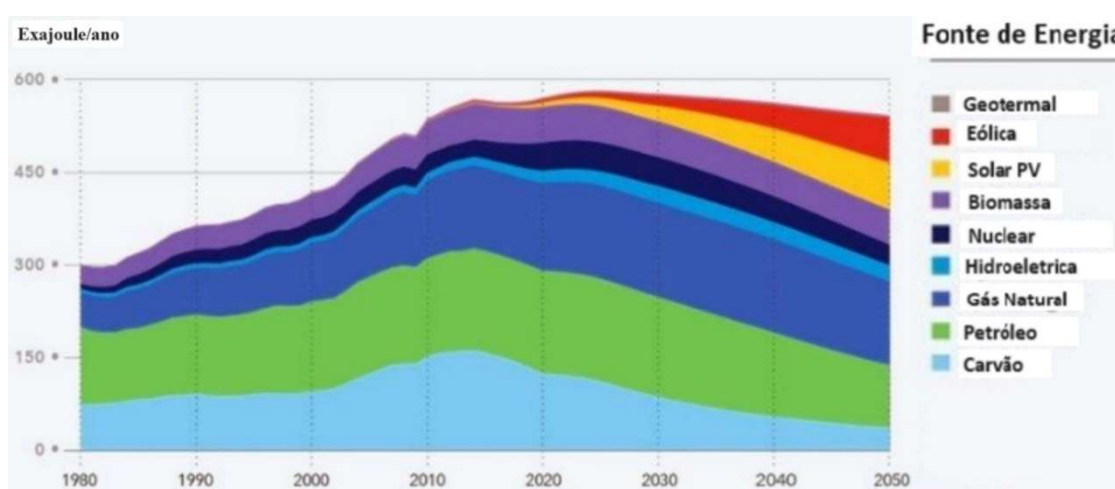


Figura 1 – Evolução da produção de energia primárias por fonte.

Fonte: <https://www.portal-energia.com/estudo-aponta-crescimento-energia-solar-2050/>

Analisando a década 2020 na figura 1, verifica-se que a produção fotovoltaica ainda será muito residual face à produção total, no entanto, o potencial desta tecnologia na produção de energia elétrica poderá ser considerado infinito, tendo em conta que a cada hora, a Terra recebe do Sol uma quantidade de energia superior à produzida anualmente no planeta inteiro.

Assim, a tecnologia fotovoltaica aplicada numa instalação para produção de energia elétrica, apresenta várias vantagens, das quais se destacam a excelente fiabilidade do sistema, a facilidade de manutenção, a possibilidade de armazenamento da eletricidade gerada em baterias e a inexistência de fontes de emissão de poluentes.

Na União Europeia, Portugal dispõe de uma situação privilegiada para o desenvolvimento e aproveitamento deste tipo de energia, tendo em conta que possui níveis de incidência solar elevados, e períodos de insolação longos, que podem atingir em média cerca de 3100 horas/ano.

Partindo deste princípio, uma das possíveis aplicações desta tecnologia consiste na instalação de painéis fotovoltaicos nas coberturas dos parques de estacionamento automóvel, sendo desta forma possível otimizar e rentabilizar o espaço para a produção de energia elétrica. Estes tipos de sistemas fotovoltaicos permitem fornecer exclusivamente energia elétrica à rede ou utilizar a energia para consumo próprio ou serem aplicados a uma solução híbrida que permite simultaneamente autoconsumo e injeção na rede quando existe excedente de produção.

Outro ponto importante está relacionado com a otimização e racionalização do consumo de energia, que cada vez mais, tem vindo, a tornar-se numa necessidade nos últimos anos, sobretudo devido aos compromissos internacionais relacionados com o meio ambiente, principalmente ao nível das emissões de gases com efeito de estufa, que originam impactos muito negativos em todos os Ecossistemas do Planeta, incluindo os Seres Humanos.

Desta forma, as questões da eficiência energética, associadas ao gradual aumento do consumo de energia elétrica, especialmente devido à transição energética, e em muito associada à elevada penetração dos veículos elétricos no sector dos transportes, são fatores a ter em conta para o desenvolvimento económico e sustentável do mundo atual.

A integração de sistemas solares fotovoltaicos para carregamento de carros elétricos, tema abordado por esta dissertação, é uma medida bastante plausível neste contexto, e pode ser vista como uma estratégia para o aumento da eficiência energética, já que reduz significativamente, as perdas por transmissão e distribuição da produção centralizada convencional de energia elétrica.

Efetivamente, nos últimos anos, a produção fotovoltaica tem vindo a ser acomodada no ambiente urbano, não só em edifícios comerciais e industriais, onde os períodos de maior consumo energético, coincidem com o máximo de produção destes sistemas, como também para uso doméstico.

Este novo conceito poderá ser considerado como um dos formatos de investimentos em energias renováveis que melhor se enquadra na atual realidade urbana, tendo em conta a proximidade dos pontos de produção e consumo, bem como o aproveitamento de áreas para produção elétrica que outrora não eram consideradas.

Neste contexto, é necessário encontrar soluções menos poluentes, que permitam a produção e integração destas fontes de energia na rede elétrica, aumentando a flexibilidade na produção elétrica através da sua descentralização e promovendo a diminuição das emissões poluentes por via da substituição dos veículos a combustão interna por Veículos Elétricos (VE). No entanto, a generalização da utilização dos VE, torna imprevisível as elevadas cargas de consumo que passam a ser solicitadas à rede, o que pode ser muito prejudicial para a estabilidade do sistema produtor elétrico.

Deste modo, a compensação destas cargas com fontes de energia renovável descentralizada representa uma grande vantagem para a rede elétrica, podendo uma parte do fornecimento de energia elétrica, necessário ao carregamento de VE ser obtida através de parques de estacionamento com painéis fotovoltaicos.

Nesta dissertação pretende-se desenvolver uma ferramenta informática com capacidade de dimensionar um sistema fotovoltaico de autoconsumo, em parques de estacionamento automóveis exteriores, que simultaneamente disponha de postos de carregamento para VE. Este tipo de sistemas aplicado em parques de estacionamento exteriores, permitirá um aproveitamento da energia elétrica produzida pelos painéis fotovoltaicos, no carregamento das baterias dos VE, e em períodos de maior produção de energia elétrica utilizar o seu excedente para autoconsumo nas instalações adjacentes.

1.2 – OBJECTIVOS

Os principais objetivos que se pretenderam obter com a realização desta dissertação:

- Desenvolver um programa de cálculo para a avaliação do potencial de produção fotovoltaico integrado em parques de estacionamento ou coberturas de edifícios industriais e comerciais terciários para carregamento de VE.
- Aplicar essas metodologias no desenvolvimento de uma ferramenta informática que permita, de forma simples e eficaz, dimensionar sistemas fotovoltaicos a aplicar em parques de estacionamento, para a produção de energia e estimar o seu potencial energético.
- Incorporar no software a desenvolver, os diferentes equipamentos que existem atualmente no mercado das tecnologias fotovoltaicas e a sua estrutura que permita a instalação do sistema, tendo em conta as suas características e especificações, bem como todas as condicionantes inerentes à sua utilização.
- Analisar e criar uma base de dados no programa, onde se inclui os custos de todos os equipamentos utilizados e estrutura da instalação, de forma a obter os respetivos resultados das reduções de custos provenientes da produção de energia elétrica, bem como do retorno de investimento.
- Analisar e comparar os resultados obtidos pelo programa a desenvolver, com outros softwares utilizados nas medições obtidas pelo sistema de monitorização aplicadas a um caso de estudo já implementado e em funcionamento.

1.3 – ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Esta dissertação está estruturada em seis capítulos. O primeiro capítulo é constituído pela introdução, onde se inclui a motivação e objetivos do trabalho. No capítulo 2 será abordado o estado de arte, onde se caracteriza, o desenvolvimento da tecnologia fotovoltaica de última geração associado aos vários tipos de células fotovoltaicas de tecnologia inovadora, a utilização dos sistemas fotovoltaicos integrados aplicados a estruturas rígidas ou flexíveis para coberturas de parques de estacionamento e suas oportunidades de integração na rede elétrica, e por fim a caracterização de algumas ferramentas informáticas utilizadas no dimensionamento de sistemas fotovoltaicas atualmente existentes no mercado.

No capítulo 3 são descritos os conceitos base sobre o tipo de células fotovoltaicas utilizadas no trabalho, bem como a sua eficiência e por fim é analisado o conceito da geometria solar, através da variável irradiação solar como ferramenta de suporte para o cálculo energético em sistemas fotovoltaicos. Neste capítulo é também abordada a legislação aplicável a este tipo de instalações. O capítulo 4 é dedicado ao desenvolvimento e implementação do software.

Neste capítulo será apresentado um diagrama que permite descrever o modo de funcionamento do programa, através da observação das interligações das diferentes variáveis. Seguidamente é demonstrado como se elaborou a estrutura do programa ao nível da importação de dados, estrutura utilizada, painéis solares, inversores, carregadores, outros equipamentos e respetiva análise financeira, terminado o capítulo com a descrição do relatório técnico final essencial para uma tomada de decisão.

No capítulo 5, o programa desenvolvido é aplicado a dois casos de estudo. Um caso já implementado e em funcionamento na empresa SLEM, onde são comparados os resultados obtidos, com os dados fornecidos em tempo real pela aplicação de monitorização da instalação. E um segundo caso de estudo onde é utilizado o software desenvolvido num projeto de um parque de estacionamento a implementar nas instalações de uma fábrica.

Por fim no capítulo 6 são abordadas as considerações finais e suas perspetivas de melhoria da ferramenta informática desenvolvida.

2 – ESTADO DE ARTE

2.1 – TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA

As células fotovoltaicas são produzidas a partir de materiais semicondutores como o silício (Si), o segundo material mais abundante no mundo depois do oxigênio, que é usado para converter a luz solar em eletricidade, através da transformação de fótons em elétrons.

Este processo de conversão, não produz resíduos ou emissões nocivas ao meio ambiente tornando-o um meio limpo, verde e eficaz para a geração de energia.

O efeito fotovoltaico consiste, na “transformação” de fótons em elétrons, onde os raios de fótons da luz solar atingem a superfície do material semicondutor de silício, libertando elétrons livres dos átomos do material, convertendo, assim, a radiação solar em eletricidade na forma de corrente contínua (CC).

As células solares fotovoltaicas são geralmente produzidas a partir de cristais de silício modificados, como o silício cristalino, ou de outros materiais semicondutores, que absorvem e convertem a luz solar em eletricidade. Estes materiais apresentam a particularidade de conduzirem os elétrons apenas numa direção (do negativo para o positivo), sendo considerados, praticamente, isolantes no sentido oposto.

Certos elementos químicos de dopagem são adicionados à composição de silício para ajudar a estabelecer um caminho para que os elétrons libertados fluírem, criando um fluxo ordenado de elétrons, chamado corrente elétrica.

O silício cristalino tem sido o principal material usado para fabricar células solares fotovoltaicas nas últimas décadas, onde o silício policristalino e o silício amorfo lideram o mercado. O recente aumento no interesse em energia solar doméstica e células fotovoltaicas avançou muito a tecnologia solar de película fina, com telureto de cádmio e sulfeto de cobre e índio, tema abordado no subcapítulo 2.3 do Estado de Arte.

As células fotovoltaicas consistem, em essência, numa junção entre duas finas camadas de materiais semicondutores diferentes. Uma camada de silício é tratada com uma determinada substância química de modo a criar excesso de elétrons, designada por

camada semicondutora do tipo negativo ou tipo N. A outra camada é tratada para criar deficiência de elétrons, designando-se por camada semicondutora positiva ou tipo P.

Os semicondutores do tipo N são feitos de silício cristalino que foi dopado com pequenas quantidades de um átomo de impureza (geralmente fósforo) de tal forma que o material dopado possui um excesso de elétrons livres, daí o termo semicondutor do tipo negativo. Os semicondutores do tipo P também são feitos de silício cristalino, mas são dopados com quantidades muito pequenas de um átomo de impureza diferente (geralmente boro), o que faz com que o material tenha um déficit de elétrons livres. Esses elétrons “ausentes” na rede semicondutora são chamados de “buracos” e como a ausência de um elétron carregado negativamente pode ser considerada equivalente a uma partícula carregada positivamente, fica designado como sendo um semicondutor do tipo P.

Quando estes materiais semicondutores tipo N e tipo P são montados juntamente formam uma junção PN sensível à luz com a capacidade de criar um campo elétrico na região da junção. A figura 3 representa um esquema da estrutura de uma da célula fotovoltaica de silício. Os terminais de saída positivos e negativos são constituídos por os anéis de metal colocados em torno dos materiais tipo N e tipo P, respetivamente.

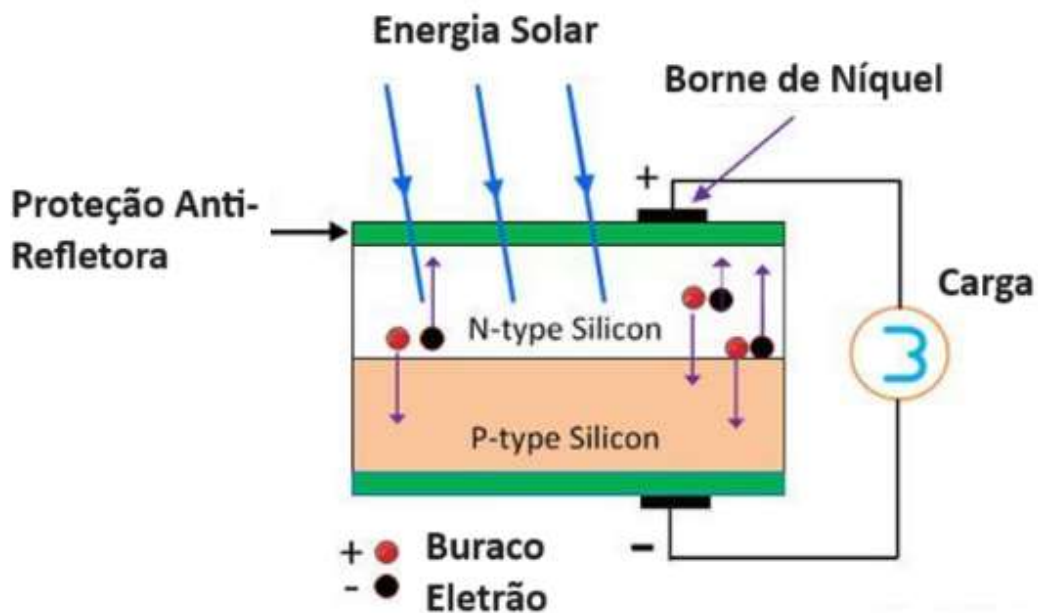


Figura 2 - Esquema de uma célula Fotovoltaica

Fonte: [Photovoltaics Turn Photons into Electrons \(alternative-energy-tutorials.com\)](http://alternative-energy-tutorials.com)

A energia solar incidente, é designada por irradiação solar que é definida como a irradiância integrada num intervalo de tempo especificado, sendo medida em watt hora por metro quadrado (Wh/m^2), sendo esta variável caracterizada no subcapítulo 3.4. Assim, quando uma partícula de fóton da luz solar atinge a superfície da célula solar de silício, os fótons da luz solar absorvida soltam-se e fazem libertar os elétrons dos átomos de silício da célula.

Eventualmente, o elétron excitado é expulso do átomo, permitindo que ele circule livremente pelo material semiconductor. Como um lado da junção PN tem uma “falta de elétrons” (buracos) enquanto o outro lado da junção tem um “excesso de elétrons”, esses elétrons livres movem-se através da junção, criando e preenchendo buracos na célula.

Este movimento de elétrons e buracos gera eletricidade e enquanto houver luz atingindo a célula, haverá elétrons em movimento. O processo físico no qual uma célula fotovoltaica converte a luz solar em eletricidade é conhecido como efeito fotovoltaico, que permite criar um fluxo de elétrons livres em torno de um circuito externo, com uma determinada tensão e corrente elétrica.

Assim, a tensão das células é fornecida pelo campo elétrico interno criado pela junção PN, sendo equiparada a uma pequena bateria que produz uma tensão de saída fixa de cerca de 0,5 a 0,6 volts, uma corrente elétrica de cerca de 3 amperes, e uma potência até 1,5 watts, com uma única célula solar fotovoltaica de silício [3].

Assim, e tendo como base o conceito apresentado, em termos de tecnologia fotovoltaica podemos encontrar três gerações distintas, como se pode verificar na figura 3:

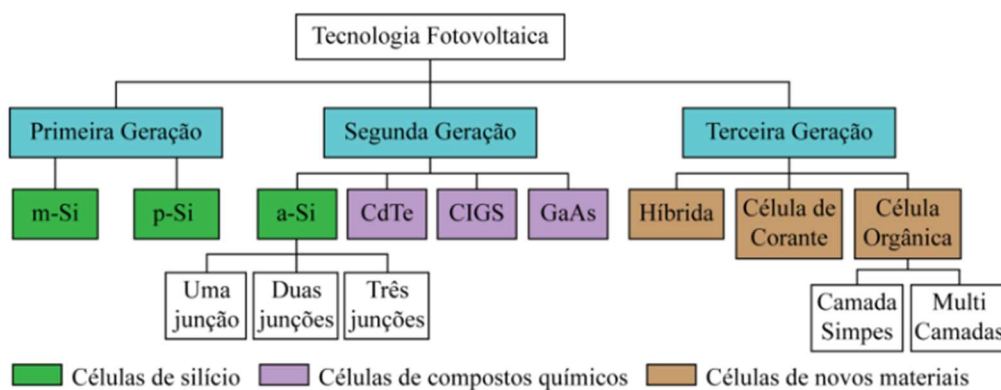


Figura 3 - Diagrama das principais tecnologias de células fotovoltaicas

Fonte: <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/267/267>

Considerando as várias gerações de células indicadas na figura 3, nos próximos subcapítulos, será efetuada, uma breve explicação de cada uma dessas tecnologias, que podem ou poderão vir a ser utilizadas em instalações de sistemas fotovoltaicos. Assim, o subcapítulo 2.2 e 2.3 será dedicado às células de primeira e segunda geração que já são produzidas em larga escala, e o subcapítulo 2.4, 2.5 e 2.6, será dedicado às células de terceira geração que, por enquanto, ainda se encontram em desenvolvimento.

2.2. – CELULAS FOTOVOLTAICAS MONO E POLICRISTALINAS

O silício monocristalino (m-Si) é utilizado na produção de células fotovoltaicas de alta eficiência, sendo atualmente a segunda forma mais comum no fabrico de painéis fotovoltaicos, cuja tecnologia de fabrico tem sido bastante beneficiada com o desenvolvimento de métodos de produção mais rápidos, e atualmente muito utilizados na indústria eletrónica.

Por outro lado, o silício policristalino (p-Si), apresenta-se em primeiro lugar na produção global de células fotovoltaicas, devido principalmente aos seus baixos custos de fabrico, o que tem vindo a reduzir a oferta no mercado dos painéis fotovoltaicos m-Si.

Em 2013, as células solares monocristalinas detinham uma participação de mercado de 36%, o que se traduziu na produção de 12,6 GW de capacidade fotovoltaica, mas a participação de mercado caiu abaixo de 25% em 2016. Apesar de uma oferta de mercado mais reduzida, a capacidade m-Si fotovoltaica instalada em 2016 era de 20,2 GW, indicando um aumento significativo na produção geral de tecnologias fotovoltaicas [4].

Com uma eficiência de laboratório de célula de junção única registada de 26,7%, o silício monocristalino tem a maior eficiência de conversão confirmada de todas as tecnologias fotovoltaicas comerciais, à frente do p-Si (22,3%) e tecnologias de película fina estabelecidas, como células CIGS (21,7 %), células CdTe (21,0%) e células de silício amorfo a-Si (10,2%). A alta eficiência é em grande parte atribuível à falta de locais de recombinação no monocristal e da melhor absorção de fotões devido à sua cor preta, em comparação com a tonalidade azul característica do p-Si.

O custo mais elevado das células m-Si em comparação com as células p-Si, permitem a sua aplicação nos casos em que as principais considerações são limitações de peso ou área

disponível, bem como quando se pretende obter o máximo de eficiência numa determinada área.

Neste trabalho serão considerados as células p-Si, utilizadas em painéis fotovoltaicos, tendo em conta que são atualmente as que se apresentam melhor relação entre preço e eficiência, sendo, portanto, neste momento as mais utilizadas nas instalações de sistemas fotovoltaicos.

2.2 – CELULAS SOLARES ORGÂNICAS FLEXÍVEIS

As tecnologias de película fina apresentam um grande potencial no desenvolvimento da energia solar fotovoltaica, na medida em reduzem a quantidade de material ativo das células, possuindo baixos custos e processo de fabricação mais simples. Como, não utilizam vidro, os painéis de filme fino são duas vezes mais leves que os painéis de silício, no entanto, produzem um impacto maior, que é determinado a partir da análise do ciclo de vida. A maioria dos painéis de filme tem eficiência de conversão 2-3 pontos percentuais menor do que o silício cristalino [5]. As células fotovoltaicas de Telureto de cádmio (CdTe), seleneto de cobre, índio e gálio (CIGS), silício amorfo (a-Si) e arsenieto de Galio (AsGa) são as quatro tecnologias de filme fino, frequentemente usadas para aplicações externas.

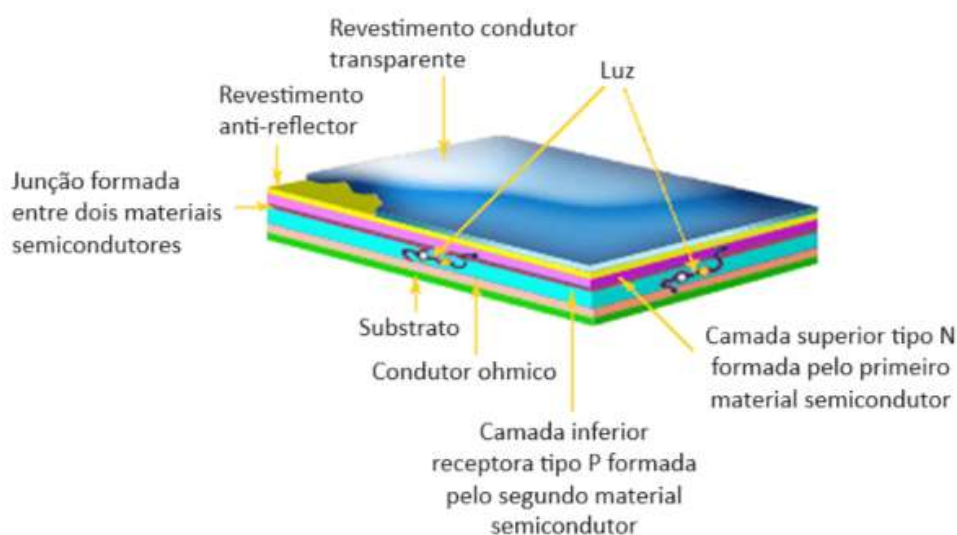


Figura 4 - Estrutura das células solares de película fina.

Fonte: https://www.researchgate.net/figure/Structure-of-thin-film-solar-cells_fig3_281148723

A penetração no mercado destes tipos de células na produção de energia elétrica ainda é residual, e apresenta grandes flutuações de utilização, o que deve essencialmente aos ainda elevados custos de produção.

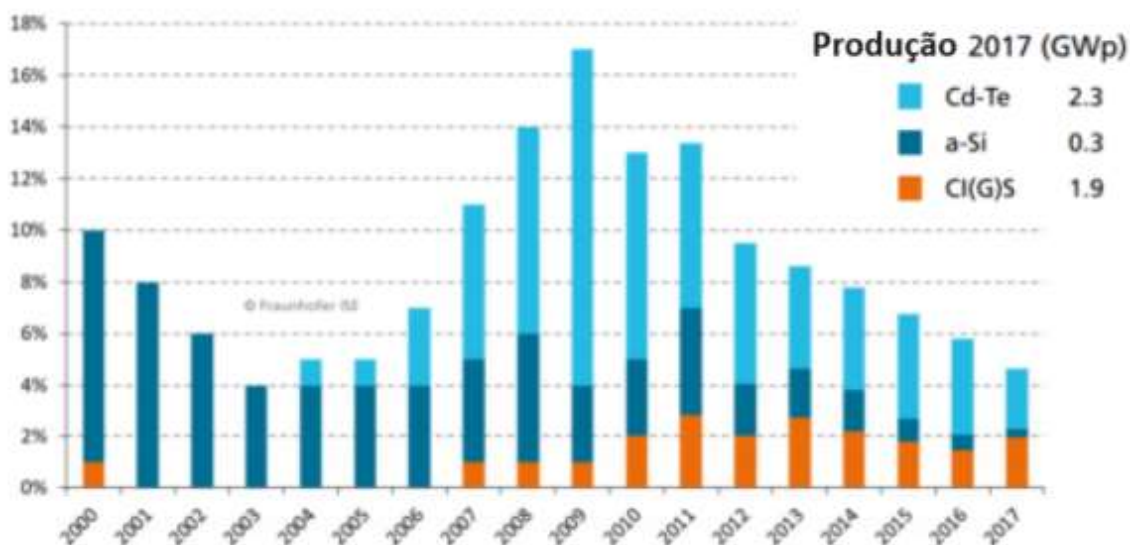


Figura 5 - Quota de mercado tecnológico das células fotovoltaicas de película fina

Fonte: <https://www.solarpowerworldonline.com/2018/07/thin-film-solar-stuck-in-second-place-even-with-c-si-tariffs/>

2.2.1 – CELULAS SOLARES FLEXÍVEIS CIGS

As células solares flexíveis (CIGS) são células de filme fino usada para converter a luz solar em energia elétrica. São fabricada depositando finas camadas de cobre, índio, gálio e selênio em vidro ou plástico, juntamente com elétrodos condutores na superfície frontal e traseira da célula. As camadas das células CIGS são finas o suficiente para serem flexíveis, possuem altos coeficientes de absorção óptica e características elétricas bastante versáteis.

O mercado de filmes finos representa cerca de 15% da quota atual de mercado fotovoltaico, deixando o restante para células solares convencionais feitas de silício cristalino. Em 2013, a quota de mercado do CIGS era apenas cerca de 2% e todas as tecnologias de filme fino combinadas caíram abaixo de 10% [6]. As células CIGS continuam a ser desenvolvidas na tentativa de obter eficiências semelhantes às do silício, mantendo os seus baixos custos de produção [7].

Uma célula CIGS é constituída por um material semiconductor que pode incluir vários elementos dos grupos I, III e VI da tabela periódica, sendo a sua estrutura de base constituída por cobre, índio, gálio e selênio, ou seja, é um material composto por uma solução sólida de seleneto de cobre e índio (muitas vezes abreviado "CIS") e seleneto de cobre e gálio, sendo designado por um semiconductor de ligação tetraédrica, com estrutura cristalina de calcopirita, conforme se pode observar na figura 12. A banda proibida (GP) deste material, que é definida pela quantidade de energia necessária para que um elétron efetue a transição para a banda de condução, varia de cerca de 1,0 eV para o seleneto de cobre e índio a cerca de 1,7 eV para o seleneto de cobre e gálio [8].

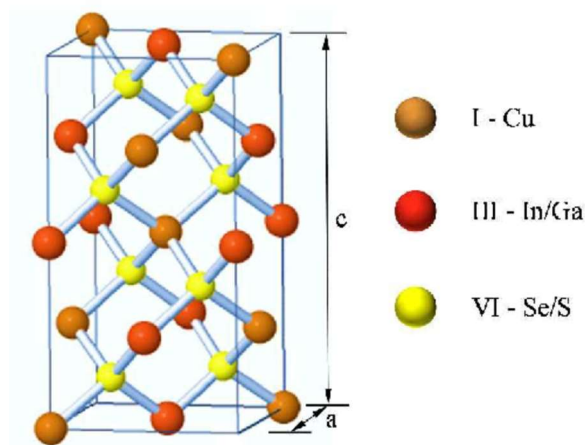


Figura 6 - Célula unitária I-III-VI₂ de estrutura cristalina ternária de calcopirita.

Fonte: [https://www.researchgate.net/figure/Unit-cell-of-I-III-VI₂-parent-ternary-chalcopyrite-structured-materials_fig1_303597289](https://www.researchgate.net/figure/Unit-cell-of-I-III-VI2-parent-ternary-chalcopyrite-structured-materials_fig1_303597289)

Quando os filmes das células CIGS são ricos em Índio (In) e deficientes em Cobre (Cu) a camada superficial do filme forma um composto de defeito ordenado (ODC) do tipo N, formado por uma homojunção P-N, que aumenta o número de valências Cu aceitadoras de elétrons (figura 13).

A estrutura típica mais comum para células solares CIGS é mostrada na figura 13, onde um vidro de soda-cal de cerca de 1-3 milímetros de espessura é habitualmente usado como substrato. Uma camada de metal de Molibdênio (Mo) é depositada, geralmente por pulverização catódica, serve como contato traseiro e reflete a maior parte da luz não absorvida de volta ao absorvedor CIGS. Após a deposição de molibdênio, uma fina camada tampão tipo N, constituída tipicamente por sulfeto de cádmio (CdS) depositado via banho químico é adicionada no topo do absorvedor. O tampão é coberto com uma fina

camada intrínseca de óxido de zinco (i-ZnO) usada para proteger o CdS, que é coberta por uma camada mais espessa de ZnO enriquecida com alumínio (Al). O ZnO dopado com Alumínio (Al) serve como um óxido condutor transparente para recolher e mover elétrons para fora da célula enquanto absorve o mínimo de luz possível [9].

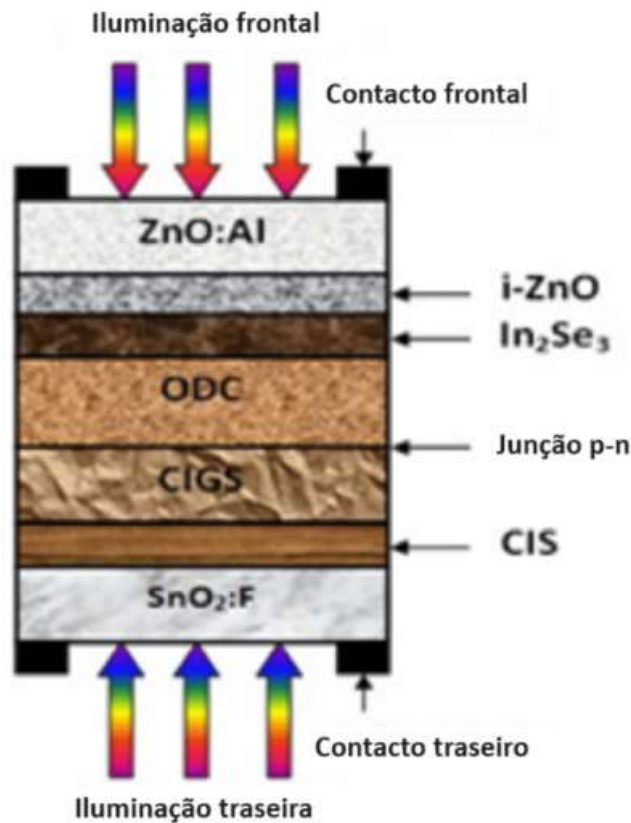


Figura 7 - Estrutura de um dispositivo CIGS

Fonte: https://www.researchgate.net/figure/Device-structures-of-a-bifacial-CIGS-solar-cell_fig2_326095058

O CIGS é usado principalmente na forma de filmes finos policristalinos. A melhor eficiência alcançada em setembro de 2014 foi de 21,7% [10]. Uma equipe do Laboratório Nacional de Energia Renovável (NREL) alcançou 19,9%, um recorde na época [11]. Estes exemplos foram depositados em vidro, o que significava que os produtos não eram mecanicamente flexíveis. Em 2013, cientistas dos Laboratórios Federais Suíços para Ciência e Tecnologia de Materiais desenvolveram células CIGS em folhas de polímero flexível com um novo recorde de eficiência de 20,4%, que neste momento apresentam a mais alta eficiência e a maior flexibilidade [12].

2.2.2 – CELULAS SOLARES FLEXÍVEIS DE TELURETO DE CÁDMIO

A energia fotovoltaica produzida a partir de telureto de cádmio (CdTe) é uma tecnologia baseada no uso de telureto de cádmio numa fina camada semicondutora projetada para absorver e converter a luz solar em eletricidade, sendo a única tecnologia de filme fino com custos mais baixos do que as células solares convencionais feitas de silício cristalino [13].

Apesar de em 2013, ter sido considerada a tecnologia com menor pegada de carbono, menor uso de água e menor tempo de retorno do que qualquer outra tecnologia fotovoltaica [14], a toxicidade do cádmio é uma preocupação ambiental na sua produção, visto que ainda existem algumas incertezas relativamente à sua reciclagem e a opinião pública é cética em relação a essa tecnologia [15]. A utilização de materiais raros também pode tornar-se, a médio prazo, num fator limitante para a escalabilidade industrial da tecnologia CdTe, tendo em conta que a abundância de telúrio é comparável à da platina na crosta terrestre o que contribui significativamente para o custo do módulo [16].

Os fotovoltaicos de CdTe são usados em algumas das maiores centrais fotovoltaicas do mundo, como o Topaz Solar Farm. Com uma participação de 5,1% da produção fotovoltaica mundial, a tecnologia CdTe representou mais da metade do mercado de filmes finos em 2013[17]. Um fabricante proeminente da tecnologia de filme fino de CdTe é a empresa First Solar, com sede em Tempe, Arizona, que em agosto de 2014, anunciou um dispositivo com 21,1% de eficiência de conversão e em fevereiro de 2016 atingiu um recorde de 22,1% de eficiência de conversão nas suas células de CdTe. Neste momento, a empresa projetou a eficiência média do módulo da linha de produção de células CdTe para 17% em 2017, no entanto, em 2016, tinham previsto uma eficiência do módulo mais próxima de aproximadamente 19,5% [18].

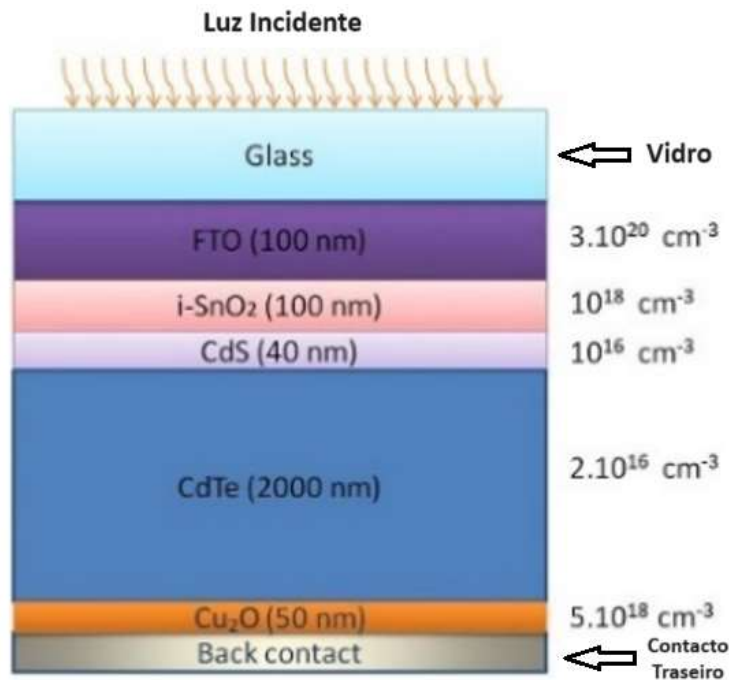


Figura 8 - Estrutura da célula CdTe de vários tipos de material por camada

Fonte: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0925346720303153>

A célula mostrada na Figura 8 é um exemplo do desenvolvimento deste tipo de tecnologia, assim, uma nova estrutura de célula solar CdS/CdTe/Cu₂O é proposta para atingir valores de eficiência elevados para aplicações confiáveis. Foram melhorados os valores ótimos da concentração de dopagem, a espessura e o tempo de vida de cada camada, obtendo-se assim uma eficiência máxima de 24,35% para esta estrutura de célula solar [19].

2.3 – CELULAS FOTOVOLTAICAS ORGÂNICAS

Uma célula solar orgânica (OSC) ou célula solar de polímero tem como base a aplicação do conceito da eletrônica orgânica, que, sendo um ramo da eletrônica, utiliza polímeros orgânicos condutores ou pequenas moléculas orgânicas, com o objetivo de absorver luz e transportar cargas, produzindo eletricidade a partir da energia solar pelo efeito fotovoltaico [20].

As moléculas usadas nas OSC apresentam baixos custos de produção e poderão tornar-se potencialmente mais económicas para aplicações fotovoltaicas [21]. A utilização de moléculas destas moléculas orgânicas à base de polímeros com o elevado coeficiente de absorção ótica, permitem que uma grande quantidade de luz possa ser absorvida a partir

de uma pequena quantidade de material, geralmente da ordem de centenas de nanômetros. No entanto, as principais desvantagens associadas às células fotovoltaicas orgânicas são ainda a baixa eficiência, estabilidade e resistência, bem como a grande exposição à degradação fotoquímica em comparação com as células fotovoltaicas produzidas em silício cristalino [22].

Em comparação com os dispositivos à base de silício, as células solares de polímero são leves, podendo, por exemplo, ser utilizadas em pequenos sensores autônomos, com custos de fabricação mais reduzidos e com menos impacto ambiental.

As células solares de polímero possuem, também, a capacidade de exibir transparência, sugerindo aplicações em janelas, paredes, equipamentos eletrônicos, entre outros. Um exemplo deste tipo de dispositivo é mostrado na Figura 9.

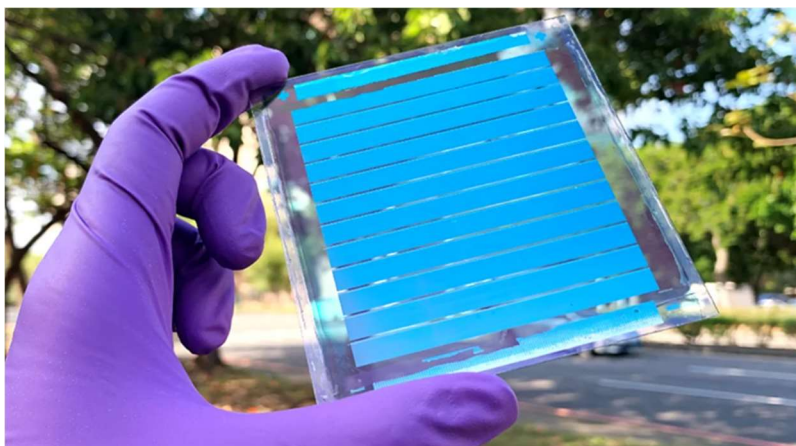


Figura 9 – Exemplo de um Painel Solar Orgânico PV-X Plus

Fonte: <https://www.advancedsciencenews.com/solution-processed-organic-solar-modules-with-10-power-conversion-efficiency/>

As desvantagens das OSC, passam por problemas de ineficiência e estabilidade combinados com a promessa de baixos custos e maior eficiência [23]. Em 2015, as células solares de polímero foram capazes de atingir mais de 10% de eficiência por meio de uma estrutura em tandem, cujo conceito permite combinar dois ou mais tipos de células fotovoltaicas distintos aumentando a eficiência através da redução de perdas do espectro solar [24]. Em 2018, uma eficiência recorde de 17,3% foi alcançada, em OSC, também, através de uma estrutura em tandem [25].

Na figura 10, é possível observar um esquema de uma OSC, que é constituída por uma camada de bloqueio de elétrons no topo de um vidro condutor de óxido de índio e estanho (ITO), seguido por um doador de elétrões, um recetor de elétrões e um eléctrodo de metal no topo. A natureza e a ordem das camadas de bloqueio, assim como, a natureza do eléctrodo metálico, depende se a célula segue uma arquitetura de dispositivo regular ou invertida. Numa célula invertida, as cargas eléctricas saem do dispositivo na direção oposta, tal como verificado nas células cristalinas [26].

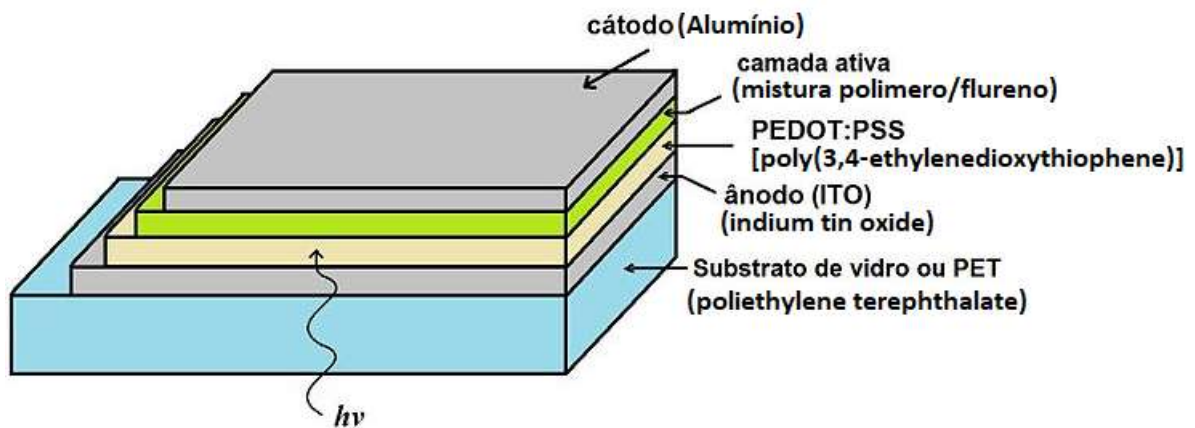


Figura 10 - Esquema de uma Célula Solar Orgânica

Fonte: https://www.wikiwand.com/pt/C%C3%A9lula_solar_polim%C3%A9rica

A tecnologia das OSC está dividida em três tipos:

1. As células fotovoltaicas orgânicas de camada única são a forma mais simples e a sua estrutura é constituída por uma camada de um polímero semicondutor orgânico intercalada entre dois condutores metálicos, tipicamente uma camada de óxido de índio-estanho (ITO) com alta função de trabalho¹ e uma camada de metal com baixa função de trabalho, como alumínio, magnésio ou cálcio. A estrutura básica deste tipo de célula esta ilustrada na Figura 11:

¹A função de trabalho é o trabalho termodinâmico mínimo (isto é, energia) necessário para remover um elétron de um sólido para um ponto no vácuo imediatamente fora da superfície sólida.

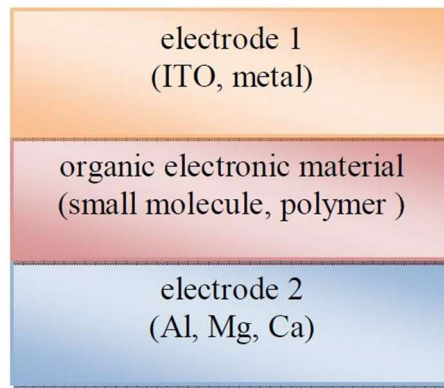


Figura 11 - Esquema de Célula Fotovoltaica de Camada Única

Fonte: <https://thesolarlabs.com/ros/organic-solar-cells/>

2. As células fotovoltaicas orgânicas de dupla camada representadas na figura 12 contêm duas camadas entre os elétrodos condutores, possuindo afinidade eletrônica e energias de ionização diferentes, que geram forças eletrostáticas nas suas interfaces. A incidência de luz dá origem a excitações na pequena região carregada, originando a sua separação e posterior recolha de carga nas zonas adjacentes. Os materiais são escolhidos para tornar as diferenças grandes o suficiente para que esses campos elétricos locais sejam fortes, o que divide os excitações com muito mais eficiência do que as células fotovoltaicas de camada única. A camada com maior afinidade eletrônica e potencial de ionização é o recetor de eletrões, e a outra camada é o doador de eletrões. Essa estrutura também é chamada de hétero-junção doador-recetor planar [27].

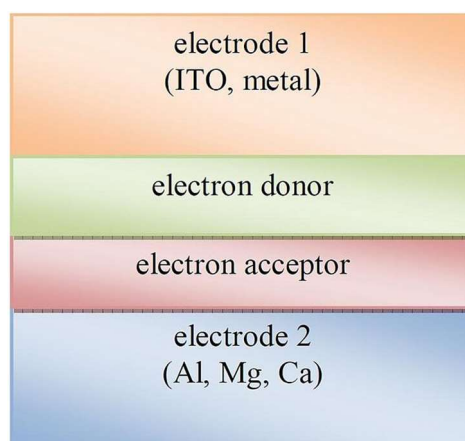


Figura 12 - Esquema de Célula Fotovoltaica de Camada Dupla

Fonte: https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Fig_3_sketch_of_multilayer_organic_photovoltaic_cell.JPG

3. As células fotovoltaicas orgânicas de heterojunção possuem uma camada de absorção que consiste numa mistura de materiais doadores e recetores. As heterojunções precisam de formar no seu domínio uma rede percolar, que permita que os materiais doadores alcancem o eléctrodo de transporte de buracos e os materiais recetores alcancem o eléctrodo de transporte de electrões. Sem essa rede percolar, as cargas podem ficar presas num domínio rico doador ou recetor, podendo sofrer recombinações. As hetero-junções têm uma vantagem sobre as estruturas em camada única ou dupla, porque podem ser espessas o suficiente para absorver eficazmente os fotões sem o difícil processamento envolvido na orientação de uma estrutura em camadas, mantendo um nível semelhante de desempenho.

As heterojunções, são usualmente criadas pela formação de uma solução contendo os dois componentes, que podem ser produzidos através da fundição por gota e revestimento por rotação. Em seguida, com ajuda de uma etapa de recozimento é possível que as duas fases se separem e os dois componentes se interpenetram numa rede conectando, assim, os dois eléctrodos, que são normalmente compostos por um doador baseado numa molécula conjugada e um recetor baseado em fulereno. A morfologia nano-estrutural de heterojunções em massa tende a ser difícil de controlar, sendo crítica para o desempenho fotovoltaico [28].

Após a captura de um fotão, os electrões movem-se para os domínios aceitadores, sendo depois encaminhados para camada de transporte de electrões (ETL) e recolhidos pelo cátodo. Na direcção oposta os buracos, são encaminhados para a camada de transporte de buracos (HTL) e recolhidos pelo ânodo.

Na figura 13, apresenta-se um esquema da configuração de uma célula fotovoltaicas orgânicas de heterojunção.

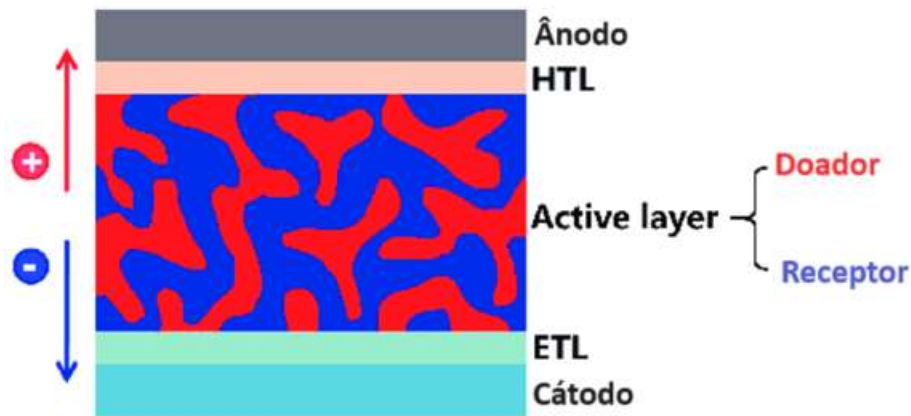


Figura 13 – Esquema de célula solar de hétero-junção em massa

Fonte: https://www.researchgate.net/figure/Bulk-heterojunction-organic-solar-cells_fig1_340090481

A maioria das células de heterojunção em massa usa dois componentes, embora células de três componentes tenham sido exploradas. O terceiro componente, um polímero doador tipo P secundário, atua para absorver a luz numa região diferente do espectro solar. Isso, em teoria, aumenta a quantidade de luz absorvida. Essas células operam através de um de três mecanismos distintos: transferência de carga, transferência de energia ou ligação paralela.

Na transferência de carga, ambos os doadores contribuem diretamente para gerar portadores de carga livres. Os buracos passam por apenas um domínio doador antes de serem recolhidos pelo ânodo. Na transferência de energia, apenas um doador contribui para a produção de furos. O segundo doador atua apenas para absorver a luz, transferindo energia extra para o primeiro material doador. Na ligação paralela, ambos os doadores produzem excitações independentemente, que então migram para suas respectivas interfaces doador/receptor e se dissociam [29].

A separação de carga ocorre na interface doador-aceitador. Enquanto viaja para o eletrodo, uma carga pode ficar presa e/ou recombinar-se no material orgânico desordenado, resultando na diminuição da eficiência do dispositivo, conforme mostrado na figura 14. O crescimento controlado da hétero-junção fornece melhor controle sobre as posições dos materiais doadores-aceitadores, resultando numa eficiência de energia muito maior do que heterojunções planares e altamente desorientadas, como mostrado na Figura 14. Assim, a escolha de parâmetros de processamento adequados para melhor controlar a estrutura e morfologia do filme é bastante importante [29].

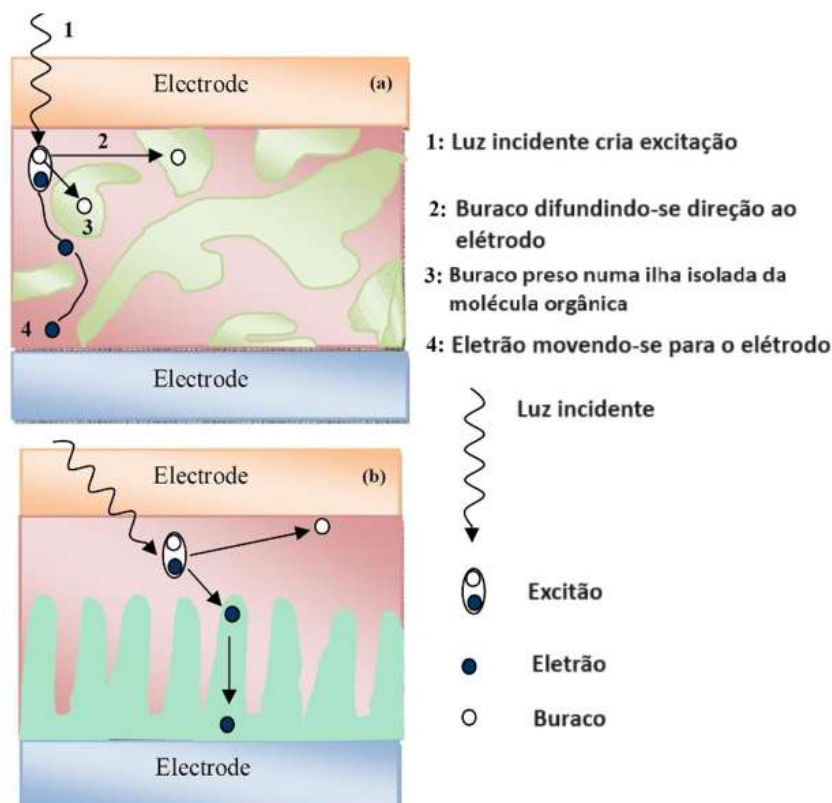


Figura 14 – Tipos de heterojunção: em massa (a) com crescimento controlado (b)

Fonte: https://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/0/0c/Fig_5_%28a%29- Highly folded Hetero-junction%2C_%28b%29- Hetero-junction with controlled growth.JPG

2.4 – CELULAS FOTOVOLTAICAS SENSIBILIZADAS COM CORANTE

Uma célula solar sensibilizada por corante (DSSC, DSC, DYSC ou célula de Grätzel) é uma célula solar de baixo custo pertencente ao grupo de células solares de filme fino. É baseada num semicondutor formado entre um ânodo fotossensibilizado e um eletrólito, um sistema fotoeletroquímico. A versão moderna de uma célula solar de corante, também conhecida como célula de Grätzel, foi originalmente co-inventada em 1988 por Brian O'Regan e Michael Grätzel na UC Berkeley [30], sendo este trabalho posteriormente desenvolvido pelos cientistas mencionados na École Polytechnique Fédérale de Lausanne (EPFL) até a publicação do primeiro DSSC de alta eficiência em 1991 [31]. Michael Grätzel recebeu o Prêmio de Tecnologia do Milênio 2010 por esta invenção [32].

O DSSC possui vários recursos atraentes, nomeadamente ser simples de fazer usando técnicas convencionais de impressão em rolo, ser semi-flexível e semitransparente que

oferece uma variedade de usos não aplicável aos sistemas à base de vidro, e a maioria dos materiais utilizados são de baixo custo. Uma contrapartida reside no fato de a sua produção utilizar vários materiais caros, principalmente platina e rutênio, bem como o eletrólito líquido representar um sério desafio para tornar uma célula adequada para uso em todas as condições climáticas. Embora sua eficiência de conversão seja menor do que as melhores células de filme fino, em teoria sua relação preço/desempenho poderá ser boa o suficiente para permitir que possam competir com a geração elétrica a partir de combustíveis [33].

As células mais recentes DSSC são do tipo n, sendo compostas por uma camada porosa de nanopartículas de dióxido de titânio, cobertas com um corante molecular que absorve a luz solar, tal como a clorofila nas folhas verdes. O dióxido de titânio é imerso numa solução eletrolítica, acima da qual está um catalisador à base de platina. Tal como numa bateria alcalina convencional, um ânodo (o dióxido de titânio) e um cátodo (a platina) são colocados em ambos os lados de um condutor líquido (o eletrólito), conforme representado na figura 15.

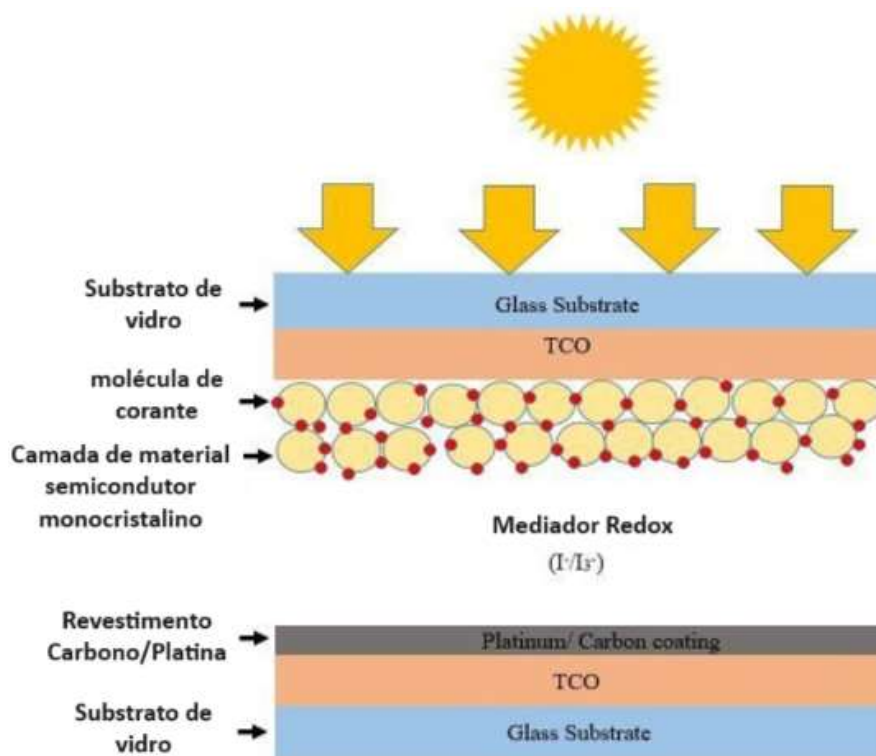


Figura 15 - Representação esquemática de uma célula DSSC

Fonte : [Instability of dye-sensitized solar cells using natural dyes and approaches to improving stability – An overview - ScienceDirect](#)

O princípio de funcionamento das DSSC do tipo n pode ser resumido em algumas etapas básicas. Na figura 16, a luz solar passa através do eletrodo transparente para a camada de corante, onde pode excitar elétrons que então fluem para a banda de condução do semicondutor tipo n, normalmente dióxido de titânio. Os elétrons do dióxido de titânio fluem em direção ao eletrodo transparente onde são recolhidos para alimentar uma carga. Depois de fluírem pelo circuito externo, são reintroduzidos na célula num eletrodo de metal na parte traseira, também conhecido como contra eletrodo, e fluem para o eletrólito. O eletrólito então transporta os elétrons de volta para as moléculas do corante e regenera o corante oxidado.

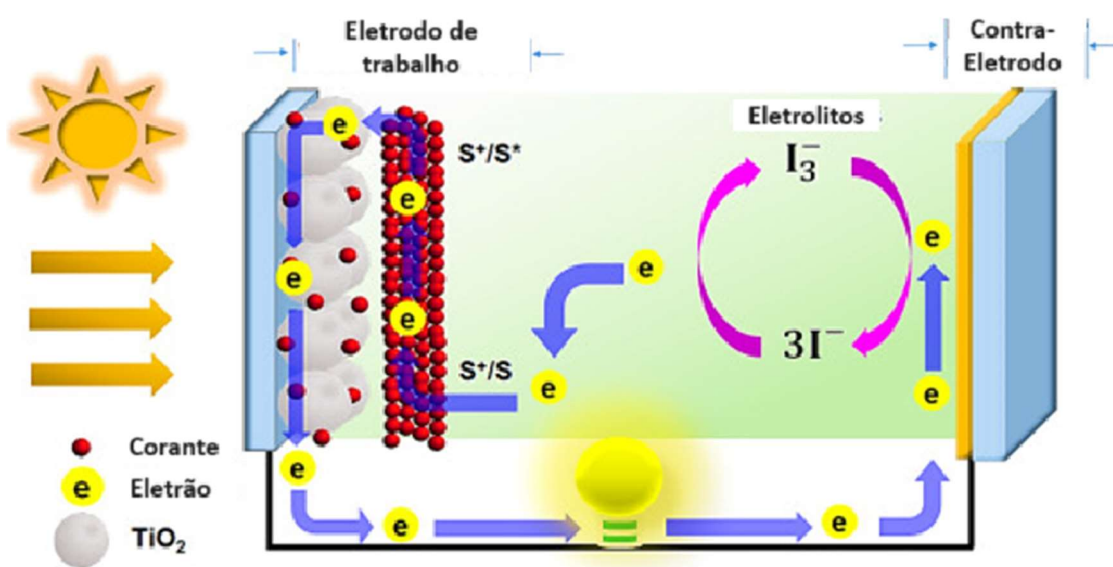


Figura 16 -Princípio de Funcionamento de uma célula DSSC

Fonte : [Hybrid organic polymer electrolytes for dye-sensitized solar cells - ScienceDirect](#)

O princípio básico de funcionamento da figura 16 é semelhante a uma célula DSSC tipo P, onde o semicondutor sensibilizado por corante é de natureza tipo P (tipicamente óxido de níquel). No entanto, em vez de injetar um elétron no semicondutor, numa DSSC tipo P, um buraco flui do corante para a banda de valência do semicondutor tipo P [34].

As células solares sensibilizadas por corante separam as duas funções do silício quando aplicado numa célula tradicional. Normalmente o silício atua como fonte de fotoelétrons, separando as cargas para criar corrente. Na célula solar sensibilizada por corante, a maior parte do semicondutor é usada apenas para transporte de carga, os fotoelétrons são

fornechos a partir de um corante fotossensível separado. A separação de carga ocorre nas superfícies entre o corante, o semicondutor e o eletrólito. A Figura 17, apresenta representações esquemáticas de células DSSC.

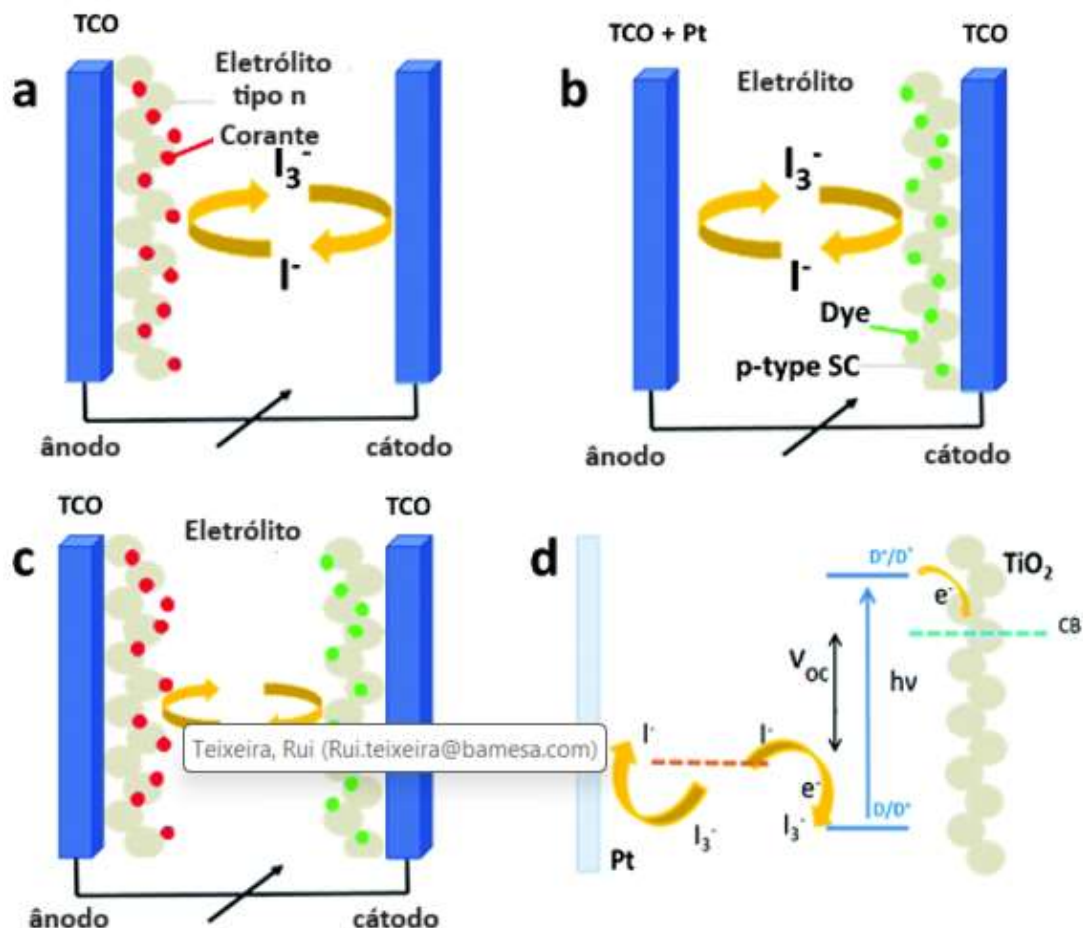


Figura 17 - Representação esquemática DSSC: (a) clássica DSSC, (b) arquitetura invertida DSSC (c) dispositivo tandem; (d) principais processos eletrônicos que ocorrem num dispositivo após o funcionamento.

Fonte: [Recent advances in eco-friendly and cost-effective materials towards sustainable dye-sensitized solar cells - Green Chemistry \(RSC Publishing\) DOI:10.1039/D0GC01148G](https://doi.org/10.1039/D0GC01148G)

As moléculas do corante são de tamanho nanométrico, o que obriga a uma camada bastante espessa para capturar uma quantidade razoável de luz que entra na célula. Para resolver este problema, um nano material é usado como um “andaime” para manter um grande número de moléculas de corante dentro de uma matriz 3-D, aumentando o número de moléculas em qualquer área de superfície da célula.

2.5 – CELULAS FOTOVOLTAICAS PEROVSKITE

Uma célula solar de perovskita (PSC) é um tipo de célula solar que inclui um composto estruturado em perovskita, mais comumente um chumbo orgânico-inorgânico híbrido ou material à base de haleto de estanho como a camada ativa de absorção de luz [35]. Materiais de perovskita, como haletos de chumbo de metilamônio e haleto de chumbo de césio totalmente inorgânico, são baratos de produzir e simples de fabricar.

A eficiência de células solares de dispositivos em escala de laboratório usando esses materiais aumentou de 3,8% em 2009 [36] para 25,7% em 2021 aplicadas numa junção única [37], e em células tandem baseadas em silício, para 29,8 % [38], excedendo a eficiência máxima alcançada em células solares de silício de junção única. Com o potencial de alcançar eficiências ainda maiores e custos de produção muito baixos, as células solares de perovskita tornaram-se comercialmente atraentes. Os principais problemas e assuntos de pesquisa incluem sua estabilidade a curto e longo prazo [39]. Na figura 18, é possível encontrar um exemplo de uma PSC.

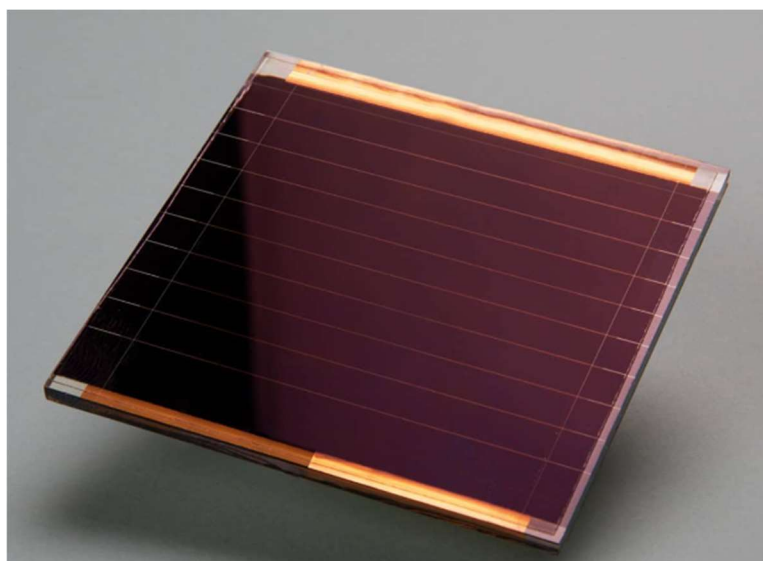


Figura 18 - Célula Solar de Perovskita

Fonte: <https://www.pv-magazine.com/2021/04/06/unist-epfl-claim-25-6-efficiency-world-record-for-perovskite-solar-cell/>

As matérias-primas utilizadas e os possíveis métodos de fabricação (como várias técnicas de impressão) são de baixo custo [40]. O seu alto coeficiente de absorção permite que

filmes ultrafinos de cerca de 500 nm absorvam todo o espectro solar visível [41]. Esses recursos combinados resultam na capacidade de criar módulos solares de baixo custo, alta eficiência, finos, leves e flexíveis. As células solares de perovskita encontraram uso na alimentação de protótipos eletrônicos sem fios de baixa potência [42].

O nome célula solar PSC deriva da estrutura cristalina ABX_3 dos materiais recetores, referida como estrutura de perovskita, onde A e B são catiões e X é um anião, conforme representado na figura 19. Os catiões A com raios entre 1,60 Å e 2,50 Å são utilizados para formar estruturas de perovskita [43]. O recetor de perovskita habitualmente mais estudado é o tri-haleto de chumbo de meti-amónio ($CH_3NH_3PbX_3$, onde X é um ião halogênio, como iodeto, brometo ou cloreto), que tem um GP ótico entre aproximadamente 1,55 e 2,3 eV, dependendo do teor de haleto. O tri-haleto de chumbo de formamidínio ($H_2NCHNH_2PbX_3$) também se mostrou promissor, com GP entre 1,48 e 2,2 eV. Uma preocupação comum é a inclusão do chumbo como componente dos materiais de perovskita, no entanto, células solares compostas de recetores de perovskita à base de estanho, como $CH_3NH_3SnI_3$, também foram testadas, embora com eficiências de conversão de energia mais baixas [44].

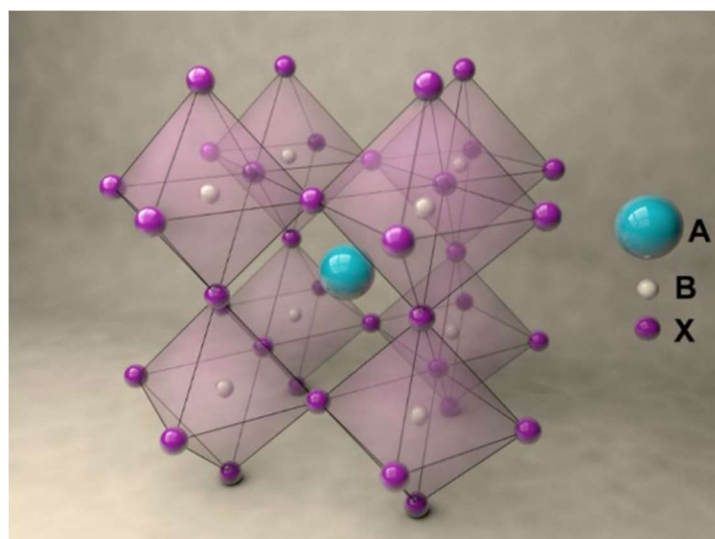


Figura 19 - Estrutura Cristalina da Perovskita ABX_3

Fonte: <https://sciexaminer.com/news/science/perovskite-crystal-structure-soon-charge-portable-gadgets-sunlight-heat-movement-2095.html>

As células PSC podem apresentar vários tipos de combinações de elementos químicos, por junção dupla, tripla ou quádrupla. Na figura 20 podemos encontrar um esquema exemplificativo de duas células PSC de junção dupla e quádrupla respectivamente. As zonas onde designadas por “Small Bandgap” e “Large Bandgap” são as camadas que contêm o material de Perovskita ajustados quimicamente de forma a possuir características de dador ou receptor.

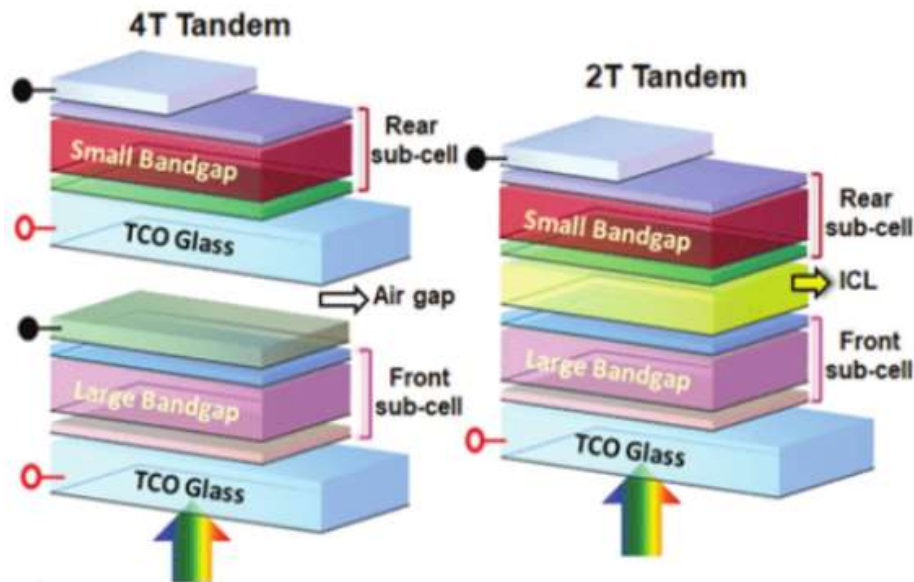


Figura 20 - Esquema de células PSC com junções 2T e 4T

Fonte: https://www.researchgate.net/publication/325654471_Toward_Perovskite_Solar_Cell_Commercialization_A_Perspective_and_Research_Roadmap_Based_on_Interfacial_Engineering

Projetos mais recentes aplicaram a Perovskita a células solares de junção múltipla, que produzem eficiências de conversão de energia mais altas, aumentando o limite além do máximo termodinâmico definido pelo limite de Shockley–Queissier para células de junção única. Por ter vários GP numa única célula, evita a perda de elétrons acima ou abaixo da energia do GP de uma célula solar de junção única [45]. Em células solares de junção tandem dupla, foi registado uma eficiência de conversão de energia de 31,1%, aumentando para 37,9% para células solares de junção tripla e 38,8% para células solares de junção quádrupla, cujos custos de produção são bastante elevados.

Os semicondutores de perovskita oferecem uma opção que tem o potencial de rivalizar com a eficiência das células solares multijunção, e podem ser sintetizadas em condições mais comuns a um custo bastante reduzido. Rivalizando as células solares de junção dupla, tripla e quádrupla mencionadas acima, estão as células em tandem de perovskita

com uma eficiência máxima de 31,9%, as células de junção tripla de perovskita atingindo 33,1% e a célula de junção tripla de perovskita-Si, atingindo uma eficiência de 35,3% [46].

FALTA SINTESE VANTAGENS DESVANTAGENS, EFICIENCIAS. MERCADO, ETC

2.6 – SISTEMAS FOTOVOLTAICOS APLICADOS A PARQUES DE ESTACIONAMENTO

Para rentabilizar a estrutura de um parque de estacionamento, pode ser instalado na cobertura um sistema fotovoltaico para gerar eletricidade, através da utilização de painéis fotovoltaicos. As vantagens desta solução incluem a rentabilidade da área e o respetivo retorno económico do investimento, bem como a contribuição da empresa para a redução das emissões de poluentes atmosféricos. A cobertura do parque de estacionamento é um ótimo local para instalar um sistema solar devido à sua grande área e exposição solar.

2.6.1 – SISTEMAS RÍGIDOS

Os sistemas rígidos oferecem uma ampla gama de soluções no mercado em termos de materiais aplicados e configurações estruturais. Estes tipos de sistemas são geralmente projetados em aço galvanizado uma vez que é um material mais económico para maximizar o aproveitamento do espaço e a rapidez de construção. Assim, este tipo de estrutura caracteriza-se por pilares aparafusados à fundação da base da laje e ligados no topo por vigas de chapa ou rolos perfilados que suportam a cobertura, semelhante à da figura 22. O aço utilizado é uma liga metálica de baixo carbono, com percentuais máximos de 0,2 %.

O aço galvanizado é geralmente usado para evitar problemas de corrosão. A galvanização do aço, um processo mais eficiente e económico, envolve a imersão do aço num banho de zinco fundido que cobre completamente a superfície do aço base e forma uma barreira protetora contra a corrosão. Por outro lado, o aço inoxidável, que possui cerca de 10 % de cromo em sua composição química, confere à liga uma proteção contra corrosão. A principal vantagem deste aço é a resistência à corrosão de toda a peça e não apenas do

revestimento. No entanto, o aço inoxidável é muito mais caro e difícil de trabalhar. e é selecionado apenas em casos de corrosão severa, por exemplo, em áreas de clima severo. Atualmente, ligas de alumínio da família 5000, que possuem propriedades anticorrosivas, também podem ser utilizadas para a construção desse tipo de estrutura.

Normalmente o vão dessas estruturas pode chegar a 3, 5 ou 7 metros dependendo do tipo de parque que está sendo oferecido. Normalmente, o número máximo de lugares de estacionamento paralelas por vão é 3, resultando em um vão de aproximadamente 7 metros. Para edificar parques completos, os módulos devem ser conectados em paralelo ajustados lado a lado, como se mostra na figura 21.



Figura 21 - Exemplo de uma estrutura rígida

Fonte: <https://www.archiexpo.com/pt/prod/mprime-by-martifer-solar/product-108567-1108915.html>

Existem muitas empresas que oferecem este tipo de solução com diferentes esboços e materiais, tanto para a cobertura como para a estrutura.

O desenvolvimento deste trabalho será baseado neste tipo de estrutura fixa, concebida para ser revestida com painéis fotovoltaicos, e onde não serão necessárias obras civis muito complexas. Os cabos elétricos provenientes das ligações entre painéis, são instaladas na parte inferior da cobertura e conectadas ao inversor que injeta a energia elétrica no sistema pretendido [47]. Os painéis fotovoltaicos são constituídos por células

de silício policristalinas, existindo uma grande gama de opções, que se podem adaptar à instalação a dimensionar.

2.6.2 – SISTEMAS FLEXÍVEIS

Ao combinar um sistema fotovoltaico flexível com uma estrutura de membrana tensionada, é possível gerar eletricidade e ao mesmo tempo usufruir de uma estrutura útil. Neste caso, os painéis fotovoltaicos tradicionais monocristalinos não podem ser aplicados, porque o seu peso é incompatível com a estrutura. Consequentemente, um mercado inovador associado à tecnologia fotovoltaica de película fina foi estendido a painéis elaborados a partir de substratos flexíveis [48].

A substituição do vidro por materiais alternativos teve como consequências a redução da eficiência dos painéis fotovoltaicos, quando comparada com os resultados dos painéis com substrato de vidro, tanto para o processo de baixa temperatura em polímeros como para o processo de alta temperatura em substratos metálicos.

Embora várias questões necessitassem ser discutidas e melhoradas, esta solução é interessante pelo seu baixo peso, custo aceitável e flexibilidade [49]. Os polímeros conjugados são uma alternativa atraente aos tradicionais sistemas fotovoltaicos de silício, pois absorvem a luz visível e podem ser depositados em substratos flexíveis com grandes áreas superficiais, utilizando técnicas de processamento como "roll-to-roll", técnica semelhante à produção de jornais em rolo ou impressos em comparação com o módulo de cristal [50].

Os módulos de filme fino funcionam melhor nas zonas de sombreamento e as células de película fina absorvem os comprimentos de onda curtos e médios do espectro de radiação visível melhor do que as células cristalinas. Essa resposta espectral permite que as células de filme fino tenham melhor desempenho em baixos níveis de radiação solar. Embora já exista uma combinação de membranas flexíveis de filme fino, ainda existem alguns problemas com a sua aplicação, sendo um deles o método de integração do sistema fotovoltaico na membrana.

Atualmente, são utilizadas técnicas adesivas e colocação em bolsas, estando sendo estudada, atualmente, uma técnica deposição direta de materiais de células solares sobre

a membrana [51]. Um exemplo atual de soluções para sistemas de cobertura flexível são a empresa SkyShades, representados na figura 22 e que já comercializa o seu produto [52].



Figura 22 - Exemplo de uma estrutura de cobertura flexível (SkyShades)

Fonte: <https://www.skyshades.com.au/2022/02/16/how-to-find-quality-membrane-fabrication-companies/>

Conforme já referido, os painéis fotovoltaicos tradicionais devem ser instalados em telhados ou coberturas para maximizar a eficiência. Como necessitam de luz solar direta para gerar energia, devem ser configurados de forma que não fiquem sujeitos a sombreamentos e não interfiram na luz solar direta. Ao passo que, a aplicação de painéis de filme fino flexível poderá não estar limitada pelo sombreamento ou ângulos de luz solar direta e o seu desempenho poderá ser relativamente constante durante o dia, se instalada conveniente nos locais de maior incidência solar, aproveitando a flexibilidade dos painéis [53].

2.7 – SISTEMAS FOTOVOLTAICOS E CAPACIDADE DE PRODUÇÃO

Os sistemas fotovoltaicos podem ser divididos em Unidades de Pequena Produção (UPP) e Unidades de Produção de Autoconsumo (UPAC). No último caso o uso da energia solar é regulado de acordo com o consumo de energia. Como a energia gerada não costuma corresponder à procura energética do consumidor e depende diretamente, do âmbito da

instalação, ou seja, se é para fins comerciais ou habitacionais, poderá ser necessário considerar para este último, um sistema de armazenamento através de baterias e/ou de meios complementares de apoio à geração de energia, algo que não será desenvolvido neste trabalho.

A tecnologia de filme fino Konarka Power Plastic é um exemplo de um sistema amplamente utilizado em sistemas UPAC. A empresa detentora desta tecnologia possui vários modelos, que podem ser utilizados para o carregamento das baterias de aparelhos eletrônicos de baixa potência [53]. Quanto maior a área do filme fino, menor o tempo de carregamento dos dispositivos. No entanto, esta tecnologia não é adequada para grandes projetos, pois é necessária uma grande área para obter energia elétrica em larga escala [54].

Como resultado, as tecnologias baseadas em filmes finos orgânicos são adequadas para sistemas autônomos que não requerem geração de energia em larga escala. No caso dos parques de estacionamento, esta tecnologia será capaz de fornecer eletricidade de forma limitada, podendo fornecer eletricidade ao próprio sistema de iluminação ou recarregar as baterias de dispositivos de baixas potência. No entanto, conforme abordado no capítulo subcapítulo 2.2, novos desenvolvimentos surgem na área das células fotovoltaicas orgânicas flexíveis, tornando-as cada vez mais eficientes, e onde uma área superficial menor pode produzir a mesma quantidade de energia que os fotovoltaicos orgânicos tradicionais. Assim, dependendo da superfície disponível, poderá ser possível projetar sistemas UPP ou UPAC conectados à rede elétrica.

Os sistemas fotovoltaicos instalados nos parques de estacionamento, que incorporam tecnologia cristalina, permitem a instalação de sistemas fotovoltaicos com ligação à rede bem como fornecer a energia necessária às funções do parque (iluminação, carregamento da bateria de VE, etc). Simplificando, essas soluções podem ser comparadas em termos de potência sob condições ideais, ou seja, pela potência pico (Wp). Assim, enquanto o sistema fotovoltaico com células de filme fino pode produzir aproximadamente 15-20 Wp / m² [53], sistemas com tecnologia cristalina conseguem atualmente atingir os 200 Wp / m² [55]. Esta é uma das razões pela qual a tecnologia de silício cristalino ainda é das mais utilizadas nas aplicações de células solares e será aplicada no presente trabalho.

2.8 – FERRAMENTAS INFORMÁTICAS PARA DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

O dimensionamento de sistemas fotovoltaicos UPP e UPAC depende de vários fatores, os quais podem ser combinados e aplicados num software, permitindo a conexão de todos os dados obtidos sobre o número de módulos fotovoltaicos, inversores, a produção de eletricidade obtida pelo sistema e outras informações.

Um dos programas mais populares usados por arquitetos e engenheiros é o *PVSYST*, sendo considerado um dos programas para cálculo de sistemas fotovoltaicos mais antigo e completo, que permite projetar a instalação completa do painel solar, vinculando todos os dados do módulo fotovoltaico, inversor e dados meteorológicos. Este software possibilita, também, simular o sombreamento com um aplicativo 3D e obter uma estimativa econômica da instalação [56].

Existem muitos outros programas como *PVSOL*, *POLYSUN* ou *Archelios*. Todos estes softwares possuem licenças pagas, que podem variar de preço dependendo dos recursos que pretendemos utilizar.

O software livre de design Sunny Design, possui um conjunto de vantagens em relação a outras ferramentas gratuitas de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos. O *Sunny Design* é um software de dimensionamento de painéis solares fácil de usar, que possui uma interface amigável e prático, desenvolvido pela conceituada marca de inversores SMA Solar Technology AG, que permite a ligação dos dados de consumo de qualquer instalação através do carregamento de tabelas de carga anuais (35040 leituras em intervalos de 15 minutos) a partir do portal da distribuidora de energia elétrica (EDP Distribuição). É um dos poucos softwares existentes que permite inserir consumos de forma automática, visto que, regra geral, os softwares existentes apenas permitem inserir valores na própria aplicação. Este software possui um vasto banco de dados de modelos de módulos fotovoltaicos, que permite ao usuário escolher entre uma ampla gama de fabricantes. Outra vantagem do *Sunny Design* é a possibilidade de simular uma instalação de rede em modo UPP, modo UPAC, instalação autónoma. ou mesmo uma instalação híbrida resultando em resultados muito completos.

Por fim, o *Sunny Design* também permite dimensionar os cabos de conexão CA e CC e calcular as perdas em cada caso, dependendo do tamanho e da distância do cabo [57]. Com todas as vantagens que oferece, o *Sunny Design* também tem suas desvantagens. Uma dessas desvantagens é ter apenas dados meteorológicos predefinidos para três cidades portuguesas: Porto, Lisboa e Faro. Além disso, a modelação 3D da instalação não é permitida. Uma das maiores desvantagens é que se trata de um software criado por uma marca de inversores, limitando-se apenas a simulações com inversores SMA e inversores de outras marcas não estão disponíveis.

Equilibrando vantagens e desvantagens, o *Sunny Design* pode ser resumido como uma ferramenta extremamente útil e confiável para obter resultados confiáveis de instalações solares fotovoltaicas.

Foram testados também outros programas online como por exemplo o Global Solar Atlas. Estes programas apresentam resultados que por vezes não consideram as eficiências dos painéis o que pode colocar em causa a rentabilidade do projeto, induzindo valores de produção que não são reais.

Da análise, efetuada aos vários softwares existentes conclui-se que, por um lado, existem soluções completas, mas muito direcionadas para as empresas instaladoras, com plataformas de modelação 3D bastante complexas e de difícil acesso ao consumidor final. Por outro lado, existem programas de acesso livre por vezes muito simples e que não aprofundam a questão operacional, relacionada com os custos da instalação equipamentos e retorno de investimento. Um exemplo deste tipo de programas são algumas aplicações informáticas (APPS) de livre acesso (*My Solar Family*, *E-ESolar*, *iFotovolataico*, *Eleksolar*, entre outras).

O software a desenvolver apesar de não aprofundar a questão da modelação 3D, consegue conciliar toda a vertente energética de um sistema em qualquer parte do mundo e apresentar um relatório final que permite ao utilizador conhecer a quantidade total de energia que vai produzir, o tempo de retorno do investimento, bem como o custo total da instalação, onde se incluem a lista de equipamentos a utilizar e o seu respetivo custo, o tipo de estrutura e sua montagem com os respetivos custos associados. Todas estas novas funcionalidades deste software são diferenciadoras relativamente aos softwares existentes

no mercado e permitem obter uma visão mais completa ao nível de equipamentos e custos associados à instalação deste tipo de sistemas.

Outra inovação e potencialidade desta ferramenta é o facto de introduzir equipamentos para carregamento de VE, o que a torna bastante completa, face às aplicações de livre acesso que se encontram no mercado.

3 – METODOLOGIA E FORMULAÇÃO TEÓRICA

3.1 – INTRODUÇÃO

A ferramenta informática desenvolvida tem como base um sistema fotovoltaico desenhado para autoconsumo, e direcionado para ser utilizado na alimentação elétrica de parte das necessidades energéticas de superfícies comerciais ou de edifícios industriais, onde seja possível a instalação de carregamentos de VE com pontos de carga instalados estrategicamente para esse efeito, em parques de estacionamento. O esquema mostrado na figura 23 é aplicado em todas as simulações do software desenvolvido.

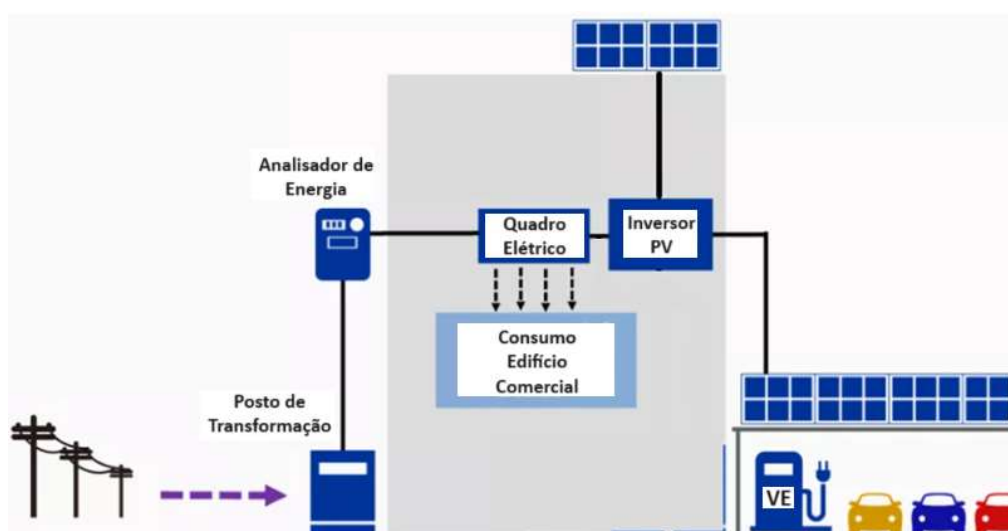


Figura 23 - Esquema das ligações de sistema fotovoltaico para autoconsumo

Fonte: [New Electronics - Omron presents solutions for PV panels and EV charging at EDS](#)

Como se pode verificar o sistema é constituído por um posto de transformação e analisador de energia já existentes na instalação, onde posteriormente são instalados os painéis fotovoltaicos, os inversores e os carregadores de VE.

Apesar do software desenvolvido ser mais indicado para o tipo de instalações referidas anteriormente, também pode ser utilizado noutros tipos de instalações habitacionais ou de serviços, onde existam áreas de telhado que permitam a instalação de painéis fotovoltaicos.

Nos próximos subcapítulos são abordadas as principais características destes equipamentos bem como todos os pressupostos teóricos utilizados no algoritmo do

programa, para a determinação dos valores de irradiância, bem como da eficiência dos painéis e respectivo ângulo ótimo.

3.2 – PAINÉIS SOLARES FOTOVOLTAICOS

Um painel solar ou módulo solar fotovoltaico é um dispositivo que converte a luz solar em eletricidade usando células fotovoltaicas (PV), já descritas no capítulo 2.2., que produzem eletricidade em corrente contínua (CC), que pode ser usada para alimentar vários dispositivos ou armazenada em baterias.

Os painéis solares são geralmente organizados em grupos chamados matrizes ou sistemas. Um sistema fotovoltaico consiste num ou mais painéis solares, num inversor que converte eletricidade CC em eletricidade de corrente alternada (CA) e, quando necessário, podem ser instalados no sistema outros dispositivos, como por exemplo: carregadores de VE, baterias, controladores solares, medidores, entre outros.

Algumas das vantagens dos painéis solares além de serem considerados uma fonte de energia renovável e limpa, reduzem as emissões de gases de efeito estufa e reduzem os custos de eletricidade. Algumas desvantagens são que dependem da disponibilidade e intensidade da luz solar, necessitam de limpeza e têm custos iniciais elevados. Os painéis solares podem ser amplamente utilizados em edifícios residenciais, comerciais e industriais, em coberturas de parques de estacionamento, bem como para aplicações espaciais, de transporte, e centrais fotovoltaicas para a produção de energia elétrica.

As células fotovoltaicas têm uma relação complexa entre o seu ambiente operacional e a energia que produzem. O fator de preenchimento (FF) caracteriza o comportamento elétrico não linear da célula, e pode ser obtido através de dados tabelados e frequentemente usados para estimar a potência máxima que uma célula pode fornecer com uma carga ideal sob determinadas condições, conforme definido na equação 1:

$$P_{M\acute{a}x} = FF V_{OC} I_{SC} \text{ [W]} \quad (1)$$

onde:

$P_{M\acute{a}x}$ é a potência máxima gerada pela célula [W]

V_{OC} é a tensão de circuito aberto [V]

I_{SC} é a corrente de curto-circuito [I]

Para qualquer conjunto de condições, as células têm um único ponto de operação onde os valores de corrente elétrica (I) e da tensão (V) da célula permitem a saída de potência máxima. Esses valores correspondem a uma resistência de carga específica, dada pela lei de Ohm e onde a potência é dada pela equação 2:

$$P_{MPP} = V_{MPP} I_{MPP} \text{ [W]} \quad (2)$$

onde:

P_{MPP} é a potência máxima gerada pela célula sendo $P_{MPP} = P_{M\acute{a}x}$ [W]

V_{MPP} é a tensão de máxima potência[V]

I_{MPP} é a corrente de máxima potência [A]

Uma célula fotovoltaica, na maior parte de sua curva útil, atua como uma fonte de corrente constante. Porém, no ponto de potência máximo (MPP) de uma célula fotovoltaica, a sua curva apresenta uma relação exponencial sendo aproximadamente a inversa entre corrente e tensão [58]. Esta curva característica pode ser definida tendo como base as condições padrão de teste (STC), ou seja, para uma irradiância de 1000 W/m^2 e temperatura de 25°C , conforme gráfico azul mostrado na figura 24.

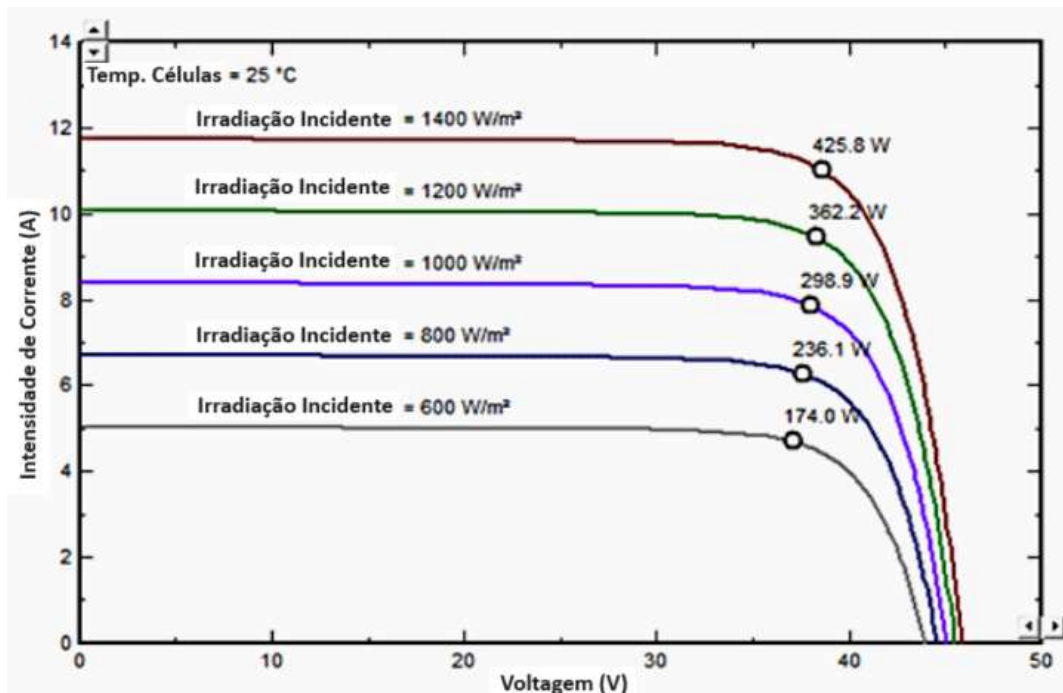


Figura 24 - Curvas I-V de uma célula fotovoltaica

Fonte: <https://electrical-engineering-portal.com/3-photovoltaic-installation-terms-to-be-familiar-with>

A partir dessa curva alguns parâmetros elétricos caracterizados nas Equação 1 e 2, podem ser observados [58]:

- (a) Tensão de circuito aberto (V_{OC}) definida pela tensão medida nos terminais do modulo fotovoltaico quando não há circulação de corrente e corresponde à tensão máximo que o modulo pode produzir.
- (b) Corrente de curto-circuito (I_{SC}) definida pela corrente medida quando a tensão nos terminais célula/módulo é nula e representa a máxima corrente que se pode obter.
- (c) Ponto de máxima potência (MPP) que corresponde ao ponto de operação em que a célula/módulo gera a máxima potência possível (Equação 1)
- (d) Tensão de máxima potência (V_{MPP}) que corresponde à tensão medida nos terminais da célula/módulo quando este opera no ponto de potência máximo
- (e) Corrente de máxima potência (I_{MPP}) definida como a corrente fornecida pela célula/módulo para a condição de máxima potência.

Com base nos dados da curva I-V, podemos determinar a curva da potência gerada em função da tensão, conhecida como curva P-V. A figura 25 mostra a vermelho o aspecto dessa curva, destacando o ponto de potência máxima (MPP), que corresponde ao ponto onde a derivada da potência em relação à tensão é nula, conforme mostrado na figura 25.

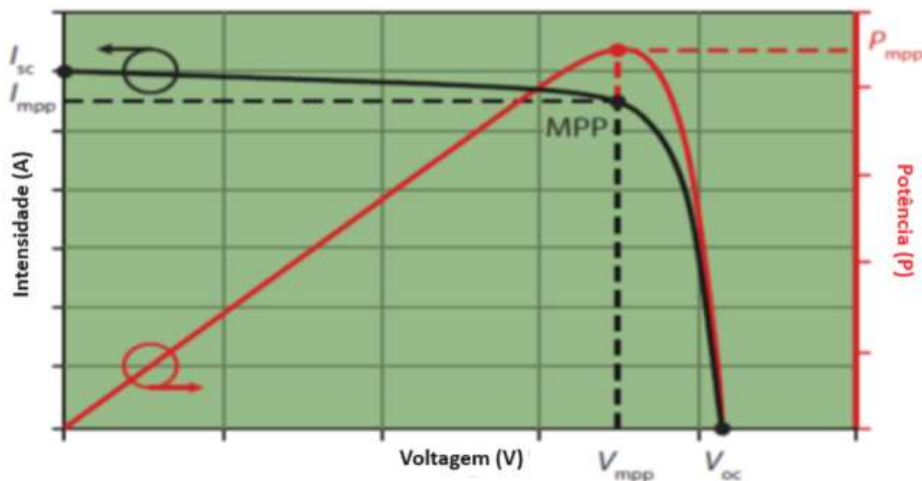


Figura 25 - Curva I-V e P-V de uma célula Fotovoltaica.

Fonte: <https://www.electricalengineeringtoolbox.com/2021/12/the-behavior-of-illuminated-solar-cell.html>

Outro aspeto importante a considerar é a influência de fatores externos, como a temperatura e a irradiância solar, sobre os parâmetros elétricos das células definidos anteriormente, pelo facto de serem extremamente sensíveis à temperatura. Assim é possível observar o seguinte:

1 – A tensão de circuito aberto diminui significativamente com o aumento da temperatura enquanto a corrente de curto-circuito sobre um aumento praticamente desprezável [58].

2 – A irradiância solar afeta a curva I-V considerando que a temperatura é mantida fixa num valor de operação. Neste caso a corrente gerada pela célula aumenta linearmente com o aumento da irradiância solar, à medida que a tensão de circuito aberto aumenta de forma logarítmica [58].

Conclui-se, portanto, que a variação da temperatura afeta a tensão e a variação da irradiância a corrente elétrica.

Desta forma, torna-se necessário a introdução, de um circuito de controle utilizado para identificar o MPP, sendo designado por rastreadores de ponto de potência máxima (MPPT).

Os algoritmos MPPT frequentemente recolhem amostras de tensões e correntes do painel e, ajustando o ponto ótimo de funcionamento da célula. Estes algoritmos podem ser implementados através de microcontroladores ou computadores mais sofisticados para análise e previsão de carga em sistemas mais complexos, cujo seu funcionamento será explicado num subcapítulo 3.4. mais adiante [59].

3.3 – EFICIÊNCIA DAS CELULAS FOTOVOLTAICAS

A eficiência da célula solar refere-se à porção de energia na forma de luz solar que pode ser convertida via energia fotovoltaica em eletricidade pela célula solar.

A eficiência das células solares usadas num sistema fotovoltaico, em combinação com a latitude e o clima, determina a produção anual de energia do sistema. Por exemplo, um painel solar com eficiência de 20% e uma área de 1 m² produzirá 200 kWh/ano nas condições de teste padrão se exposto ao valor de irradiância solar da condição de teste padrão de 1000 W/m² por 2,74 horas por dia.

Geralmente, os painéis solares apresentam tempos de exposição à luz solar superiores a esse valor em vários dias do ano, no entanto, a irradiância solar é inferior a 1000 W/m^2 na maior parte do dia.

Quando se trata de regiões, dois aspectos importantes que afetam a eficiência da indústria solar fotovoltaica são a dispersão e a intensidade da radiação solar. As principais regiões do globo que ficam sujeitas a altas radiações ao longo do ano são as regiões da Ásia, Oriente Médio, norte do Chile, Austrália, China e sudoeste dos EUA [60]. Numa área de alto rendimento solar, por exemplo o centro do Colorado, que possui uma irradiação de $2.000 \text{ kWh/m}^2/\text{ano}$, pode-se esperar que tal painel produza 400 kWh de energia por ano. No entanto, em Michigan, que recebe apenas $1.400 \text{ kWh/m}^2/\text{ano}$, o rendimento anual de energia cairá para 280 kWh para o mesmo painel [61]. Em latitudes mais ao norte da Europa, os rendimentos são significativamente mais baixos: 175 kWh de rendimento anual de energia no sul da Inglaterra nas mesmas condições [62].

Vários fatores afetam a eficiência de conversão de uma célula, incluindo a sua refletância, eficiência termodinâmica, eficiência de separação de portadores de carga, eficiência de recepção de portadores de carga e valores de eficiência de condução [63]. Em 2019, o recorde mundial de eficiência de células solares em $47,1\%$ foi alcançado usando células solares concentradas de junção múltipla, desenvolvidas no Laboratório Nacional de Energia Renovável, Golden, Colorado, EUA [64].

Conforme já explicado no subcapítulo 3.2, uma célula fotovoltaica pode operar numa ampla faixa de tensões (V) e correntes (I) e o seu ponto de potência máxima é afetado pela sua temperatura. Conhecendo os dados técnicos de determinada célula solar, a potência a uma determinada temperatura pode ser obtida pela equação 3:

$$P_{M\acute{a}x} = P_{STC} \frac{dP}{dT} (T_{CELL} - T_{STC}) \quad [\text{W}] \quad (3)$$

onde:

P_{STC} é a potência gerada na condição de teste padrão.

T_{CELL} é a temperatura real da célula solar.

T_{STC} é a temperatura padrão de 25°C .

A potência P_{STC} gerada na condição de teste padrão é dada pela equação 4:

$$P_{STC} = G_{PV} f_{PV} \left(\frac{I_T}{I_{T,STC}} \right) [1 + \alpha_P (T_C - T_{C,STC})] \quad [W] \quad (4)$$

onde:

P_{STC} é a potência gerada na condição de teste padrão (W)

G_{PV} é a capacidade nominal das células fotovoltaicas (W)

f_{PV} é o fator de redução do sistema do sistema fotovoltaico

I_T e $I_{T,STC}$ representam a irradiação incidente em qualquer instante e em STC (kW/m²)

α_P é o coeficiente de temperatura (%/°C)

T_C e $T_{C,STC}$ denotam a temperatura em qualquer instante e em STC (°C)

Uma célula solar de silício monocristalino, a 25 °C de temperatura, pode produzir 0,60 V de circuito aberto (VOC). A temperatura da célula a pleno sol, mesmo com temperatura do ar de 25 °C, provavelmente ficará próxima de 45 °C, reduzindo a tensão de circuito aberto para 0,55 V por célula. A tensão cai modestamente, com este tipo de célula, até se aproximar da corrente de curto-circuito (ISC). A potência máxima (com 45 °C de temperatura da célula) é normalmente produzida com 75% a 80% da tensão de circuito aberto (0,43 V neste caso) e 90% da corrente de curto-circuito.

Assim, a eficiência de uma célula representa a relação ente a potência gerada pela célula/módulo e a potência da energia solar incidente em STC. Esta relação permite obter o rendimento de conversão de energia solar elétrica, sendo determinada pela Equação 5:

$$\eta = 100\% \left(\frac{P_{MPP}}{A I_{STC}} \right) = 100\% \left(\frac{P_{MPP}}{A I_{STC}} \right) [\%] \quad (5)$$

onde:

η é o rendimento da célula (%)

P_{MPP} é a potência máxima gerada pela célula sendo $P_{MPP} = P_{Máx}$ [W]

A é a área do módulo (m²)

I_{STC} é a irradiação solar incidente STC (kW/m²)

3.3 – ÂNGULO ÓTIMO

Outra variável importante é ângulo ideal de inclinação do painel solar que pode variar entre 10° e 40° ao longo do ano, conforme mostrado na Figura 26.

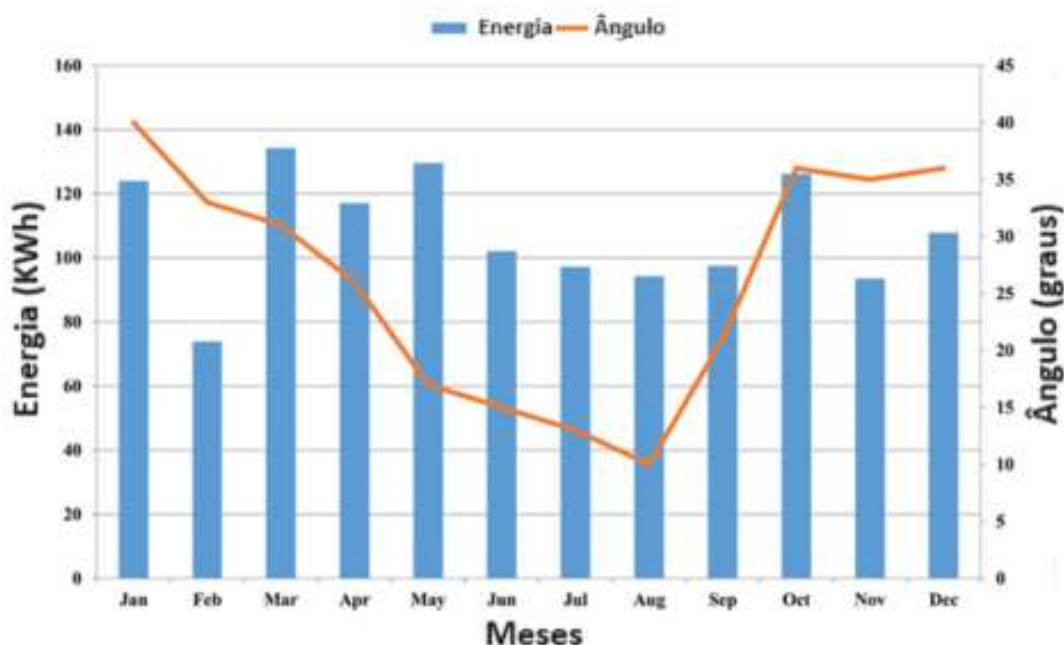


Figura 26 - Energia PV produzida em função do ângulo ótimo

Fonte: [Optimal Tilt Angle Determination for PV Panels Using Real Time Data Acquisition - PMC \(nih.gov\)](#)

Quando o painel se torna perpendicular à irradiância incidente do sol, significa que está a receber a irradiância máxima. Durante os meses de verão, ou seja, de maio a julho, o sol está no Trópico de Câncer ($23,5^{\circ}$ norte) e posicionado no alto do céu no meridiano, portanto o ângulo ideal atinge valores baixos para estar no ângulo de 90° com irradiância e durante o inverno meses, ou seja, de novembro a janeiro, o sol atinge o Trópico de Capricórnio ($23,5^{\circ}$ sul) e atinge no máximo 35° , portanto os ângulos de inclinação nessa época são mais altos (entre 35° e 40°).

Assim, o ângulo ótimo é igual ao ângulo de incidência do sol em relação à linha zênite que se designa como o ponto imaginário, interceptado por um eixo vertical, também imaginário, traçado a partir da cabeça de um observador e localizado sobre a superfície terrestre, que se prolonga até à esfera celeste, conforme se pode verificar na figura 27.

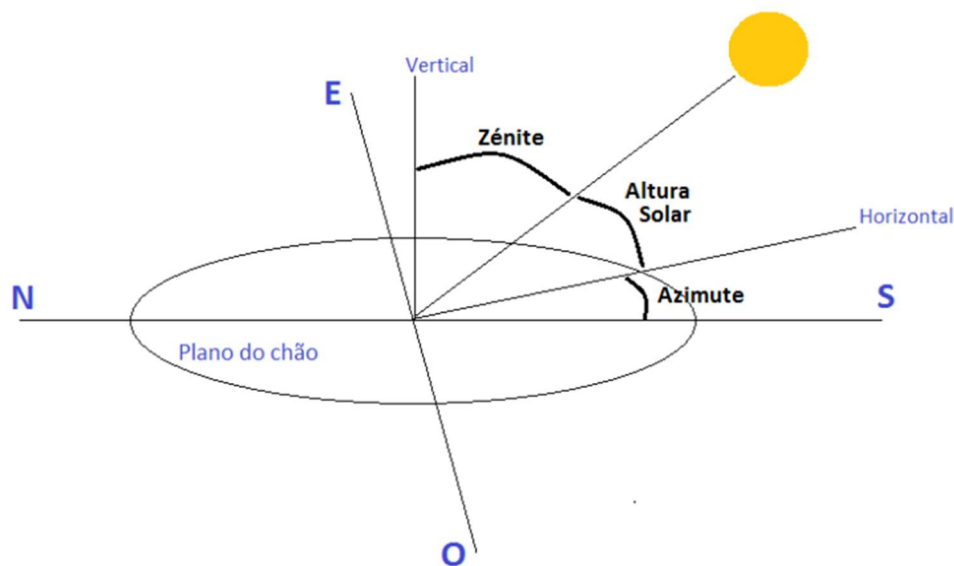


Figura 27 - Esquema representativo dos ângulos solares zénite, altura e azimute.

Fonte: [Schematic depicting the solar zenith angle, solar altitude angle and... | Download Scientific Diagram \(researchgate.net\)](#)

Assim o ângulo ótimo varia ao longo do ano e o ideal seria que na instalação dos painéis fosse aplicado um sistema de rotação onde o ângulo ótimo variava conforme a curva apresentada na figura 26, no entanto, tendo em conta que a maior parte das instalações deste tipo estão sujeitas a inclinações predefinidas pela estrutura das coberturas de parques de estacionamento ou mesmo pela inclinação dos telhados de edifícios, o programa desenvolvido permite ser utilizado para simular a instalação para um determinado ângulo ou simplesmente utilizando o ângulo ótimo médio anual.

3.4 – IRRADIÂNCIA

A irradiação pode ser medida no espaço ou na superfície da Terra após sua absorção e dissipação atmosférica. A irradiação no espaço é uma função da distância do Sol, do ciclo solar e das mudanças entre ciclos [65]. A irradiação na superfície da Terra também depende da inclinação da superfície de medição, da altura do Sol acima do horizonte e das condições atmosféricas [66].

O estudo e a medição da irradiação solar têm várias aplicações importantes, incluindo a previsão da geração de energia a partir de centrais de energia solar, cargas de aquecimento e resfriamento de edifícios, modelagem climática e previsão do tempo, aplicações passivas de resfriamento radiativo diurno e viagens espaciais.

Existem vários tipos medidos de irradiância solar designados por:

- (a) A Irradiância Total Solar (TSI) é uma medida da energia solar em todos os comprimentos de onda por unidade de área incidente na atmosfera superior da Terra, sendo o seu valor obtido no plano perpendicular à luz do sol incidente [66].
- (b) Irradiância Normal Direta (DNI), é medida na superfície da Terra num determinado local com um elemento de superfície perpendicular ao Sol. Exclui a radiação solar difusa definida como a radiação refletida por componentes atmosféricos. A irradiância direta é igual à irradiância extraterrestre acima da atmosfera subtraindo as perdas atmosféricas relacionadas com a difusão. As perdas dependem da hora do dia e que determina o comprimento do caminho da luz através da atmosfera que varia com o ângulo de elevação solar, cobertura de nuvens, conteúdo de humidade e outros conteúdos. A irradiância acima da atmosfera também varia com a época do ano porque a distância ao Sol varia, embora esse efeito seja geralmente menos significativo em comparação com o efeito das perdas no DNI [67].
- (c) Irradiância Horizontal Difusa (DHI), é a radiação na superfície da Terra da luz difusa pela atmosfera, sendo medida numa superfície horizontal com radiação proveniente de todos os pontos do céu [67].
- (d) Irradiância Horizontal Global (GHI) é a irradiância total do Sol numa superfície horizontal na Terra determinada pela soma da DNI após contabilizar o ângulo zênite solar do Sol z com a DHI [67], conforme equação 6.

$$GHI = DHI + DNI * \cos(z) \quad (6)$$

- (e) A Irradiância Normal Global (GNI) é a irradiação total do sol na superfície da Terra em um determinado local com um elemento de superfície perpendicular ao sol.

A radiação solar média anual que chega ao topo da atmosfera da Terra é de cerca de 1361 W/m². Isso representa a potência por unidade de área de irradiação solar através da superfície esférica ao redor do Sol com um raio igual à distância da Terra ao Sol (1 UA). Isso significa que o disco aproximadamente circular da Terra, visto do Sol, recebe um valor aproximadamente estável de 1361 W/m² em todos os momentos. A área deste disco circular é πr^2 , em que r é o raio da Terra. Como a Terra é aproximadamente esférica, ela

tem área total $4 \pi r^2$, o que significa que a radiação solar que chega ao topo da atmosfera é calculada em média sobre toda a superfície da Terra, ou seja, dividindo por quatro para obter 340 W/m^2 . Em outras palavras, em média ao longo do ano e do dia, a atmosfera da Terra recebe 340 W/m^2 do Sol.

A distribuição da radiação solar no topo da atmosfera é determinada pela esfericidade da Terra e pelos parâmetros orbitais. Isso aplica-se a qualquer feixe unidirecional incidente numa esfera rotativa onde a distribuição é baseada numa das leis da trigonometria, designada por lei esférica dos cossenos e determinada a partir da equação 7:

$$\cos(c) = \cos(a)\cos(b) + \sin(a)\sin(b)\cos(C) \quad (7)$$

onde a, b e c são comprimentos de arco, em radianos, dos lados de um triângulo esférico representado na Figura 28. C é o ângulo no vértice oposto ao lado que tem comprimento de arco c. Aplicado ao cálculo do ângulo zênite solar Θ , a equação 8 aplica-se à lei esférica dos cossenos:

$$\cos(\Theta) = \cos(\Phi)\cos(\delta) + \sin(\Phi)\sin(\delta)\cos(h) \quad (8)$$

onde: $C = h$; $c = \Theta$; $a = \phi$; $b = \delta$

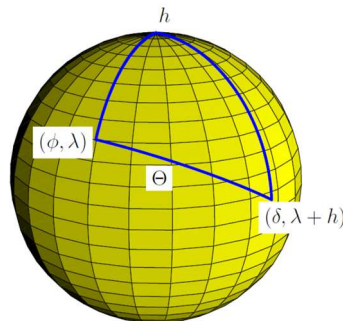


Figura 28 - Triângulo esférico para aplicação da lei esférica dos cossenos

Fonte: <https://commons.wikimedia.org/wiki/File:SolarZenithAngleCalc.png>

A distância da Terra ao Sol pode ser designada por R_E e a sua distância média por R_0 , aproximadamente 1 unidade astronômica (AU) onde a constante solar é designada por S_0 . Assim, o fluxo solar ou insolação Q num plano tangente à esfera da Terra, e acima do volume da atmosfera (elevação de 100 km ou maior) é dado pela equação 9:

$$Q = s_0 \frac{R_0^2}{R_E^2} \cos(\Theta) \quad (9)$$

A média de Q ao longo de um dia é a média de Q ao longo de uma rotação, ou o ângulo horário progredindo de $h = \pi$ a $h = -\pi$, e determinado pela equação 10:

$$Q^{-day} = -\frac{1}{2\pi} \int_{\pi}^{-\pi} Q dh \quad (10)$$

Seja h_0 o ângulo horário quando Q se torna positivo. Isso pode ocorrer ao nascer do sol quando $\Theta = \frac{1}{2} \pi$, ou para h_0 como uma solução da equação 11:

$$\mathbf{sen}(\Phi)\mathbf{sen}(\delta) + \mathbf{cos}(\Phi)\mathbf{cos}(\delta)\mathbf{cos}(h_0) = \mathbf{0} \quad (11)$$

Ou seja, obtêm-se a equação 12:

$$\mathbf{cos}(h_0) = -\mathbf{tan}(\Phi)\mathbf{tan}(\delta) \quad (12)$$

R_0^2/R_E^2 é quase constante ao longo de um dia e pode ser considerado fora da integral e de acordo com a equação 13:

$$\begin{aligned} \int_{\pi}^{-\pi} Q dh &= \int_{h_0}^{-h_0} Q dh = s_0 \frac{R_0^2}{R_E^2} \int_{h_0}^{-h_0} \mathbf{cos}(\Theta) dh \\ &= s_0 \frac{R_0^2}{R_E^2} [\mathbf{hsen}(\varphi)\mathbf{sen}(\delta) + \mathbf{cos}(\varphi)\mathbf{cos}(\delta)\mathbf{sen}(h)] \\ &= -2s_0 \frac{R_0^2}{R_E^2} [\mathbf{h}_0\mathbf{sen}(\varphi)\mathbf{sen}(\delta) + \mathbf{cos}(\varphi)\mathbf{cos}(\delta)\mathbf{sen}(h_0)] \end{aligned} \quad (13)$$

Portanto, substituindo na equação 9 obtêm-se a equação 14

$$Q^{-day} = \frac{s_0 R_0^2}{\pi R_E^2} [\mathbf{h}_0\mathbf{sen}(\varphi)\mathbf{sen}(\delta) + \mathbf{cos}(\varphi)\mathbf{cos}(\delta)\mathbf{sen}(h_0)] \quad (14)$$

Seja θ o ângulo polar convencional que descreve uma órbita planetária. Seja $\theta = 0$ no equinócio vernal. A declinação δ em função da posição orbital é $\delta = \varepsilon \mathbf{sen}(\theta)$, onde ε é a obliquidade [68]. A longitude convencional do periélio ϖ é definida em relação ao equinócio vernal, portanto, para uma órbita elíptica, obtêm-se a equação 15:

$$R_E = \frac{R_0}{1+e \mathbf{cos}(\theta-\varpi)} \quad (15)$$

Com conhecimento de ϖ , ε e e , e através de cálculos astrodinâmicos [69] e S_0 de um consenso de observações ou teoria, Q^{-day} pode ser calculado para qualquer latitude φ e θ . Por causa da órbita elíptica, e como consequência da segunda lei de Kepler, θ não

progredir uniformemente com o tempo. No entanto, $\theta = 0^\circ$ é exatamente a hora do equinócio vernal, $\theta = 90^\circ$ é exatamente a hora do solstício de verão, $\theta = 180^\circ$ é exatamente a hora do equinócio de outono e $\theta = 270^\circ$ é exatamente a hora do solstício de inverno.

3.5 – INVERSORES

Um inversor de potência, é um dispositivo ou circuito eletrônico de potência que transforma corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA). A tensão de entrada, a tensão e a frequência de saída dependem do projeto e do circuito onde irá ser instalado.

Como o inversor não produz energia, tem de a receber de uma fonte CC, que neste caso será a energia elétrica produzida pelos painéis fotovoltaicos, estes tipos de inversores designam-se por inversor grid-tie (GTI), e ainda possuem a particularidade de poderem injetar energia elétrica na rede.

O inversor GTI deve corresponder à fase da rede e manter a tensão de saída ligeiramente superior à tensão da rede em qualquer instante, para isso possui um controlador interno que deteta a forma de onda da rede CA e emite uma tensão correspondente. No entanto, pode ser necessário o fornecimento de energia reativa à rede de forma a manter a tensão na rede local dentro dos limites permitidos, caso contrário, num segmento da rede com energia considerável proveniente de fontes renováveis, os níveis de tensão poderão subir demasiado em momentos de elevada produção.

De seguida, é apresentado na figura 29 um esquema tipo de um controlador de um GTI:

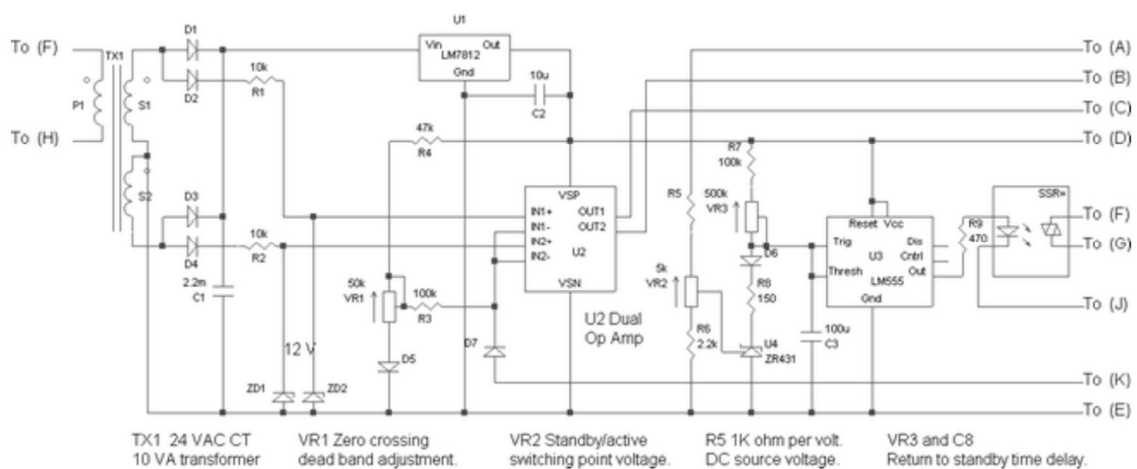


Figura 29 - Esquema de um controlador de um inversor GTI

Fonte: [Inversor Grid Tie - Esquemas - Eletronica PT \(electronica-pt.com\)](http://www.electronica-pt.com)

Todos os inversores incluídos na base de dados do programa desenvolvido são do tipo GTI, sendo um dos equipamentos principais da instalação fotovoltaica, pode ser usado tanto para sistemas conectados à rede ou sistemas fora da rede (autónomos), possuindo funções especiais adaptadas para a utilização de painéis fotovoltaicos, incluindo rastreamento de ponto de potência máxima (MPPT). Na figura 30 é apresentado um esquema de um circuito de potência de um inversor GTI:

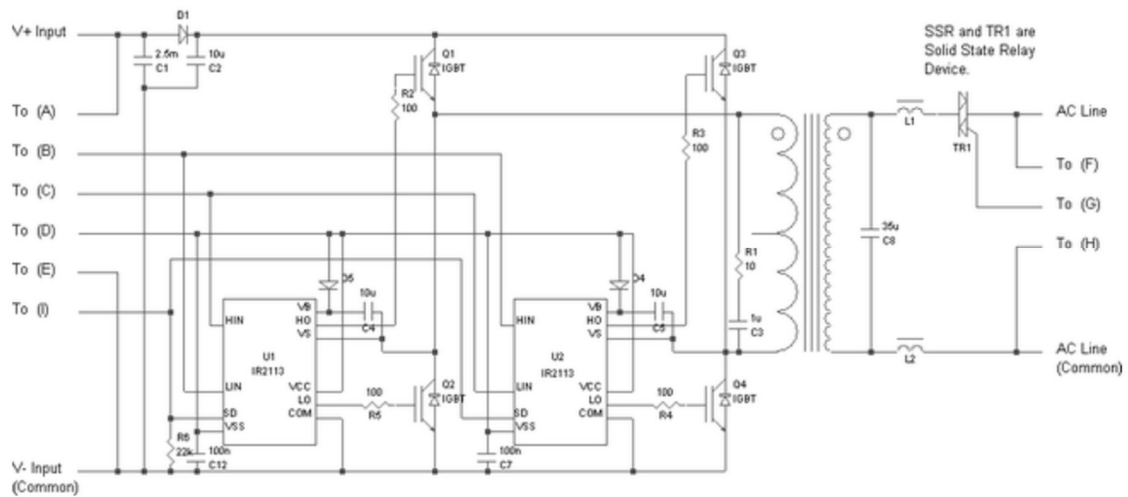


Figura 30 – Esquema de de um circuito de potência de um inversor GTI

Fonte: [Inversor Grid Tie - Esquemas - Eletronica PT \(electronica-pt.com\)](http://www.electronica-pt.com)

Nos sistemas fotovoltaicos, os painéis solares são montados em paralelo em combinações de vários elementos designadas por “arrays” e conectados a um ou vários inversores, conforme esquema da figura 31. Estes inversores são designados por inversores “string” e também são conhecidos como inversores centrais.

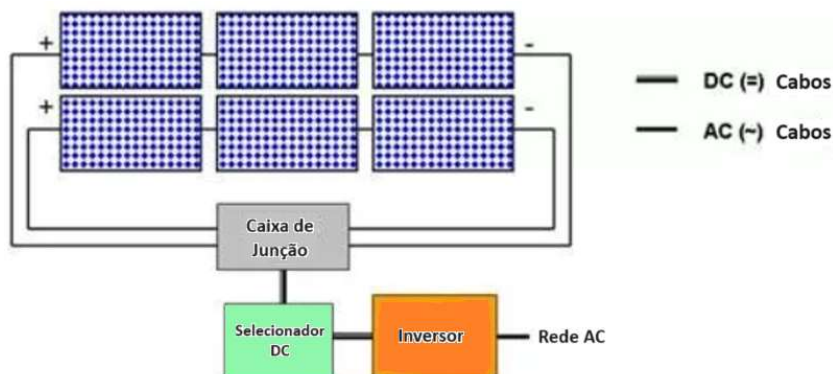


Figura 31 - Esquema Ligações para um Inversor

Fonte: [The Definitive Guide to Solar Inverters For Off-Grid and Grid-Tied Systems • SOLAR POWER SECRETS \(solarpanelsvenue.com\)](http://www.solarpanelsvenue.com)

Neste tipo de inversores os “*arrays*” de painéis são tratados como um único painel, sendo a sua principal vantagem o relação custo/eficiência e a simplicidade da instalação. Inversores compatíveis podem ser conectados em serie para obter uma e tensão e potência de saída mais alta ou em paralelo para aumentar a potência de saída.

Os Inversores *string* estão equipados com vários microinversores em paralelo que são dispositivos inteligentes contendo cada um quadro canais individuais que podem ser conectados a cada grupo de painéis solares conectados em serie. Cada canal atua como um único microinversor, portanto se um painel falhar o desempenho dos outros painéis de canal permanecem inalterados

A monitorização do desempenho dos painéis é efetuada pelo MPPT, que se encontra acoplado a cada um dos quatro canais do inversor. Este dispositivo é muito utilizado em fontes de energia variáveis para maximizar a extração de energia à medida que as condições variam como é o caso dos sistemas solares fotovoltaicos.

Os sistemas solares fotovoltaicos têm relações variadas com sistemas inversores, redes externas, bancos de baterias e outras cargas elétricas. O problema central abordado pelo MPPT é que a eficiência da transferência de energia da célula solar depende da quantidade de luz solar disponível, do sombreamento, da temperatura do painel solar e das características elétricas da carga. À medida que estas condições variam, a característica de carga (impedância) que proporciona a maior transferência de potência muda. O sistema é otimizado quando a característica da carga muda para manter a transferência de potência com a mais alta eficiência de carga ideal (MPP), conceito abordado no subcapítulo 3.2.

Assim, MPPT é o processo de ajuste da característica da carga conforme as condições mudam. Os circuitos podem ser projetados para apresentar cargas ideais nas células fotovoltaicas e depois converter a tensão, corrente ou frequência para se adequar a outros dispositivos ou sistemas.

Os modelos e potências dos inversores são abordados no capítulo 4.5.

3.6 – CARREGADORES DE BATERIAS DE VE

Uma estação de carregamento, também conhecida como posto de carregamento (PC), é o conjunto de todos os equipamentos utilizados para o fornecimento de energia elétrica aos VE, assegurando, também, todas as funções especiais de controle e comunicação.

Existem dois tipos principais: postos de carregamento CA e postos de carregamento CC. As baterias de veículos elétricos só podem ser carregadas com CC, no entanto, a eletricidade da rede elétrica é fornecida como CA. Por esta razão, a maioria dos veículos elétricos possui um conversor CA-CC integrado, conhecido como carregador de bordo.

Num PC, a energia CA da rede é fornecida a este carregador integrado, que a converte em energia CC para recarregar a bateria. Os carregadores CC facilitam o carregamento de maior potência, mas requerem conversores CA para CC muito maiores, que podem ser incorporados no PC, fornecendo energia CC diretamente ao veículo, ignorando o seu conversor integrado.

Os PC são também constituídos por um sistema de alimentação de veículos elétricos (SAVE) que é um conjunto constituído pelo cabo de carga, pelos conectores dos VE, pelas fichas e por todos os outros acessórios, dispositivos, tomadas ou aparelhos especificamente instalados com o objetivo de fornecer energia a um VE a partir da instalação elétrica de alimentação, permitindo, se necessário, a comunicação entre eles. Na figura 32 é possível encontrar vários exemplos dos tipos de SAVE atualmente existentes no mercado.

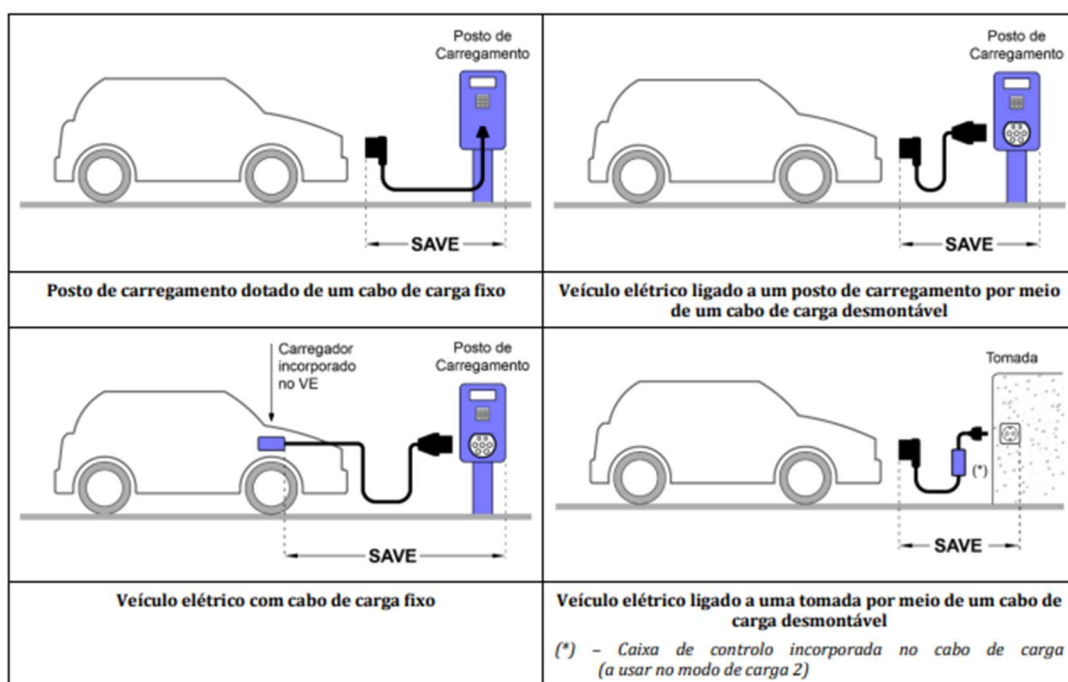


Figura 32 - Exemplos de SAVE

Fonte: Guia Técnico de execução da infraestrutura de carregamento de veículos elétricos

Em 2011, a Associação Europeia de Fabricantes de Automóveis (ACEA) definiu os seguintes termos aplicados ao carregamento de VE [70]:

- Adaptador: aparelho móvel constituído por uma ficha e por uma tomada integradas num único aparelho que fornece energia de carga ao veículo
- Ficha: a extremidade do cabo flexível que faz interface com a tomada do PC.
- Cabo: um conjunto flexível de condutores que conecta o PC ao veículo elétrico
- Conector: a extremidade do cabo flexível que faz interface com a entrada do veículo
- Tomada do veículo: recebe energia do PC.

Em 2003, a Comissão Eletrotécnica Internacional (IEC) adaptou a norma SAE J1772, utilizada na América do Norte, na norma IEC 62196-1 para implementação internacional.

A IEC define na norma IEC 61851 os carregamentos de VE em 4 modos de carga, posteriormente adaptados pela Direção Geral de Energia e Geologia no documento da Comissão Técnica de Normalização Eletrotécnica (CTE64):

Modo 1: carregamento lento a partir de uma tomada elétrica normalizada de corrente estipulada não superior a 16A (CA monofásica não superior a 250V ou trifásica de 480V – Tipo 2). O circuito de alimentação é constituído por condutores de fase, neutro e de proteção.

Modo 2: carregamento lento a partir de uma tomada normalizada, de corrente estipulada não superior a 32A (CA monofásica não superior a 250V ou trifásica de 480V – Tipo 2). O circuito de alimentação é constituído por condutores de fase, neutro e de proteção com uma função piloto, e com um sistema de proteção das pessoas contra os choques elétricos por meio de um dispositivo diferencial (DR) localizado entre o VE e a ficha ou na caixa de controlo integrada no cabo.

Modo 3: carregamento CA lento ou rápido utilizando um Sistema de Alimentação de Veículos Elétricos (SAVE) e usando uma ficha multipinos específica com funções de controle e proteção definidas pela SAE J1772 e IEC 62196-2 localizados no interior do SAVE e ligados em permanência à instalação.

Modo 4: Carregamento lento ou rápido CC usando uma interface de carregamento específico definido pela IEC 62196-3 (Tipo 2, CHAdeMO e Combo 2)

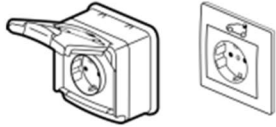





Na tabela 3, é possível encontrar um resumo dos modos, fichas de carregamento e suas características principais:

Modo de Carregamento	Ficha de Carregamento	Monofásico	Trifásico
Modo 1	Tipo 2	16A - 3,7kW	16A - 11kW
Modo 2	Tipo 2	32A - 7,4kW	32A - 22kW
Modo 3	Tipo 2	64A - 14,5kW	64A - 43,5kW
Modo 4 lento Modo 4 rápido	Tipo 2 Combo 2 e CHAdeMO	CC: 80A - 38kW CC: 200A - 350kW	Não Aplicável

Tabela 3 - Modos de Carregamento e conetores segundo IEC61851

Fonte: [load mode :: ITWissen.info](http://loadmode.itwissen.info)

Na figura 33, é possível encontrar vários exemplos dos tipos de tomadas e de conetores utilizadas atualmente no carregamento de baterias de VE:

Exemplos	Descrição	Norma de fabrico	Características estipuladas
	Tomadas para usos domésticos e análogos, compatível com carga de VE em modo 1 ou em modo 2 ⁽¹⁾	NP 1260 ⁽²⁾⁽³⁾	16 A – 250 Vac (2P+T)
	Tomadas para usos industriais, compatível com carga de VE em modo 1 ou em modo 2 ⁽¹⁾	Normas da série EN 60309 ⁽²⁾	16 A – 6h/200/250 Vac 32 A – 6h/200/250 Vac (2P+T) 16 A – 6h/380/415 Vac 32 A – 6h/380/415 Vac (3P+N+T)
	Tomada de corrente dedicada para carga de VE em modo 3 ⁽¹⁾	EN 62196-2 Tomada do tipo 2	70 A – 250 Vac (monofásico) 63 A – 380/480 Vac (trifásico)
	Conetor móvel para carga de VE em modo 3 ⁽¹⁾	EN 62196-2 Conetor do tipo 2	70 A – 250 Vac (monofásico) 63 A – 480 Vac (trifásico)
	Conetor móvel para carga de VE em modo 4 "Combo 2"	EN 62196-3 Configuração FF	200 A – 1 000 Vdc
	Conetor móvel para carga de VE em modo 4 "CHAdEMO"	EN 62196-3 Configuração AA	200 A – 600 Vdc

(1) – De acordo com as RTIEBT:2006, nas zonas onde o público tenha acesso, nos estabelecimentos recebendo público, e em locais de habitação, as tomadas de corrente estipulada não superior a 16 A devem ser do tipo "tomadas com obturadores". Quando forem de corrente estipulada superior a 16 A, as tomadas, se não forem do tipo "tomadas com obturadores" devem ser dotadas de tampa. Em locais apenas acessíveis a BA4 (pessoas instruídas) e BA5 (pessoas qualificadas) é admissível a instalação de tomadas sem obturadores.

(2) – As correntes estipuladas indicadas são as definidas nesta norma, mas os fabricantes podem indicar um valor inferior de corrente para o carregamento de VE.

(3) – Tomadas especialmente concebidas para carregamento de VE, marcadas e declaradas pelo fabricante como adequadas para o efeito.

Figura 33 - Exemplos do tipo de tomadas e conetores

Fonte: Guia Técnico de execução da infraestrutura de carregamento de veículos elétricos

A ligação entre a rede elétrica e o carregador (equipamento de alimentação do VE) é definida por três casos (IEC 61851-1):

Caso A: qualquer carregador conectado à rede elétrica por meio de um cabo de alimentação e ligado de forma permanente, geralmente associado ao modo 1 e 2 de carregamento, conforme se mostra na figura 34:

- Caso A1: O cabo de carga é ligado a uma tomada pertencente à instalação elétrica fixa.
- Caso A2: O cabo de carga é ligado a um posto de carregamento específico.



Legenda:

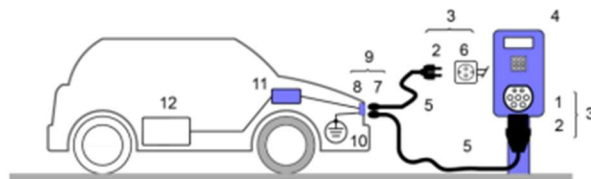
- | | |
|-----------------------------------|---|
| 1 Tomada do posto de carregamento | 6 Tomada para usos domésticos ou industriais ou específica para a carga de VE |
| 2 Ficha | 7 Ligador de massa do VE |
| 3 Sistema de ficha/tomada | 8 Carregador integrado no VE |
| 4 Posto de carregamento (PC) | 9 Bateria de acumuladores (bateria de tração) |
| 5 Cabo de carga | |

Figura 34 - Caso A conexão

Fonte: Guia Técnico de execução da infraestrutura de carregamento de veículos elétricos

Caso B: um carregador de bordo com cabo de alimentação que não está ligado ao VE de forma permanente (separado), que inclui o conector do VE e o equipamento de alimentação em CA, geralmente associado ao modo 3, conforme se mostra na figura 35:

- Caso B1: O cabo de carga é ligado a uma tomada pertencente à instalação elétrica fixa.
- Caso B2: O cabo de carga é ligado a um posto de carregamento específico.



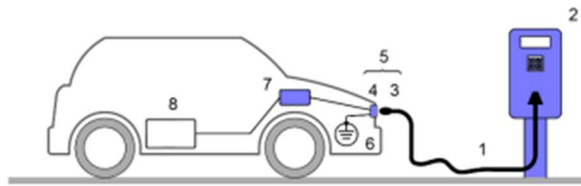
Legenda:

- | | |
|---|---|
| 1 Tomada do posto de carregamento | 7 Conector móvel do VE |
| 2 Ficha | 8 Entrada de conector do VE |
| 3 Sistema de ficha/tomada | 9 Sistema de conexão do VE |
| 4 Posto de carregamento (PC) | 1 Ligador de massa do VE |
| 5 Cabo de carga | 0 Carregador integrado no VE |
| 6 Tomada para usos domésticos ou para usos industriais ou específica para a carga de VE | 1 Bateria de acumuladores (bateria de tração) |
| | 2 |

Figura 20 - Caso B Conexão

Fonte: Guia Técnico de execução da infraestrutura de carregamento de veículos elétricos

Caso C: Estação de carregamento CC dedicada por meio de um cabo de alimentação que inclui um conector de VE que está permanentemente ligado ao PC e associado ao modo 4 de carregamento, conforme se pode verificar na figura 36.



Legenda:

- | | |
|------------------------------|---|
| 1 Cabo de carga | 5 Sistema de conexão do VE |
| 2 Posto de carregamento (PC) | 6 Ligador de massa do VE |
| 3 Conector móvel do VE | 7 Carregador integrado no VE |
| 4 Entrada de conector do VE | 8 Bateria de acumuladores (bateria de tração) |

Figura 21 - Caso C conexão

Fonte: Guia Técnico de execução da infraestrutura de carregamento de veículos elétricos

Existe uma variedade muito abrangente no mercado de carregadores para VE que podem ser escolhidos de acordo com as potências requeridas pela instalação fotovoltaica e das potências pretendidas para o carregamento dos VE. Na prática a potência de um carregador ou a soma das potências de vários carregadores não deve exceder a potência projetada para a instalação.

No programa não foram considerados carregadores de alta potência tendo em conta que as áreas de instalação aplicadas a parques de estacionamento produzem potências relativamente baixas que não justificam a instalação deste tipo de carregadores, pois iriam limitar os pontos de carga no local.

De referir, no entanto, que o programa está preparado para incluir na base de dados esses tipos de carregadores.

Os modelos e potências dos carregadores são abordados no capítulo 4.6.

3.7 – ANÁLISE DE INVESTIMENTO

A análise financeira refere-se à avaliação ou estudo da viabilidade, estabilidade e capacidade de lucro de um negócio ou projeto. Engloba um conjunto de instrumentos e métodos que permitem realizar diagnósticos sobre a situação financeira de uma empresa, assim como prognósticos sobre o seu desempenho futuro.

3.7.1 – VALOR ATUALIZADO LÍQUIDO (VAL)

O Valor Atualizado líquido (VAL), também conhecido como valor atual líquido (VAL) ou método do valor atual, é a fórmula económico-financeira capaz de determinar o valor presente de pagamentos futuros descontados a uma taxa de juros apropriada, menos o custo do investimento inicial. Dessa forma, O VAL de um projeto de investimento pode ser definido como a soma algébrica dos valores descontados do fluxo de caixa a ele associado. Em outras palavras, é a diferença do valor presente das receitas menos o valor presente dos custos, é uma das possíveis técnicas para realizar o orçamento de capital para uma empresa, ou seja, o VAL corresponde a um método sofisticado de análise de investimentos.

O projeto que apresenta o VAL maior que zero (positivo) é economicamente viável, sendo considerado o melhor aquele que apresentar maior VAL. Para uso desse método, é necessária a definição de uma taxa de atualização (r).

O valor atualizado líquido para fluxos de caixa uniformes, pode ser calculado por meio da equação 16:

$$VAL = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} + \frac{VR}{(1+r)^t} \quad (16)$$

onde:

- CF_t cash-flow do projeto no final do ano t
- t é o n ésimo período no tempo em que o dinheiro será investido no projeto (começa no período 1, quando há efetivamente o primeiro fluxo de dinheiro)
- n vida económica ou vida útil do projeto
- VR é o valor residual do ativo fixo
- I_0 é o investimento inicial
- r é a taxa de juro

3.7.2 – TAXA MÍNIMA DE ATRATIVIDADE (TMA)

A Taxa Mínima de Atratividade (TMA) é uma taxa de juros que representa o mínimo que um investidor se põe a ganhar quando faz um investimento.

Esta taxa é formada a partir de 3 componentes básicas:

1. Custo de oportunidade: remuneração obtida em alternativas que não as analisadas, ou seja, é o valor de outras oportunidades não escolhidas.
2. Risco do negócio: o ganho tem que remunerar o risco inerente de uma nova acção. Quanto maior o risco, maior a remuneração esperada.
3. Liquidez: capacidade ou velocidade em que se pode sair de uma posição no mercado para assumir outra.

3.7.3 – TAXA INTERNA DE RENTABILIDADE (TIR)

A Taxa Interna de Rentabilidade é uma taxa de desconto hipotética que, quando aplicada a um fluxo de caixa, faz com que os valores dos custos, seja igual ao valor de retorno do investimento. Assim, a TIR é a taxa necessária para igualar o valor de um investimento (valor presente) com os seus respetivos retornos futuros ou saldos de caixa gerados em cada período.

Sendo usada em análise de investimentos, significa a taxa de retorno de um projeto, que pode ser:

- Maior do que a taxa mínima de atratividade: significa que o investimento é economicamente atrativo.
- Igual à Taxa Mínima de atratividade: o investimento está economicamente numa situação de indiferença.
- Menor do que a Taxa Mínima de Atratividade: o investimento não é economicamente atrativo pois seu retorno é superado pelo retorno de um investimento com o mínimo de retorno já definido.

Desta forma, a TIR é a taxa de desconto que faz com que o valor presente líquido (VAL) do projeto seja zero, sendo obtida através da equação 17.

$$-I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+TIR)^t} = 0 \quad (17)$$

onde:

- CF_t cash-flow do projeto no final do ano t ;
- t é o enésimo período no tempo em que o dinheiro será investido no projeto (começa no período 1, quando há efetivamente o primeiro fluxo de dinheiro).
- n vida económica ou vida útil do projeto

- I_0 é o Investimento inicial

Um projeto é atrativo quando a sua TIR é maior do que o custo de capital do projeto.

3.7.4 – ÍNDICE DE RENTABILIDADE (IR)

O índice de rentabilidade (IR) traduz a capacidade de geração de fundos, com valor de disponibilidade imediata, de cada unidade monetária investida no projeto.

O índice de rentabilidade é um método que deriva diretamente do método do valor atualizado líquido (VAL), apresentando as mesmas vantagens e desvantagens que este, apenas com duas diferenças fundamentais: tem como vantagem tomar em consideração a dimensão relativa do investimento, apresentando uma medida de rentabilidade por unidade monetária investida. Como desvantagem tem o facto de exigir uma perfeita e total distinção entre as despesas de exploração e investimento que nem sempre são muito claras.

Assim o índice de rentabilidade pode ser obtido pela equação 17:

$$IR = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+i)^t} + \frac{VR}{(1+i)^t}}{\sum_{t=0}^n \left(\frac{I_t}{(1+i)^t} \right)} \quad (6)$$

onde:

n = horizonte de análise

i = taxa de atualização

t = período de tempo

CF_t – fluxo de caixa no período t .

VR – valor residual do investimento no período t .

I_t – fluxo de caixa do investimento do período t .

3.7.5 – PRAZO DE RETORNO DO INVESTIMENTO (PRI)

O Prazo de Retorno de Investimento é um indicador de atratividade do negócio pois mostra o tempo necessário para recuperar o investimento. Pode ser obtido sobre a forma de unidade de tempo e consiste no cálculo do inverso da Rentabilidade:

$$PRI = \text{Investimento Total} / \text{Lucro Líquido}$$

4 – DESENVOLVIMENTO DO SOFTWARE

4.1 – INTRODUÇÃO

A realização desta dissertação teve como objetivo o desenvolvimento de uma ferramenta informática capaz de dimensionar todos os parâmetros utilizados no projeto de sistemas fotovoltaicos UPAC, aplicados a parques de estacionamento com carregamento de VE. Entre outras características, referidas seguidamente, esta ferramenta informática permitirá ao utilizador escolher as características de estrutura rígida da cobertura, os painéis fotovoltaicos, os inversores e os carregadores dos VE a utilizar na instalação. Entre os vários tipos de programas disponíveis optou-se por desenvolver esta aplicação no programa MsEXCEL, da Microsoft. No desenvolvimento do programa foram utilizadas várias folhas de calculo com ligação a vários macros, comandos e fórmulas, que dinamicamente interagem com a interface principal do programa que é designada por “programa de cálculo” tal como se apresenta na figura 37 e onde o utilizador pode escolher as combinações de equipamentos que pretende para a instalação, convergindo, após todas essas escolhas, para um relatório final, onde resumidamente encontrará toda a informação que necessita em termos energéticos, de equipamentos, custos associados e retorno de investimento de modo a poder tomar uma decisão de avançar com o projeto.

Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos			
1 - Importar Dados		JRC Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) - European Commission (europa.eu)	
2 - Largura (m)	8	7 - Inversores (W)	20000 30000 36000 40000
3 - Comprimento (m)	64	Quantidade	4
4 - Estrutura com Cobertura?	<input checked="" type="radio"/> SIM <input type="radio"/> NÃO	8 - Carregadores (W)	3700 7400 11000 22000
5 - Vão (m)	2,5 4,5 7,5	9 - Quantidade	3
Nº Pilares/Fundações	20	RELATÓRIO	
6 - Painéis Solares(Wp)	330 380 400 460 540		
Quantidade	262	Custo TOTAL(€)	145 607 €
Energia (Kwh/ano)	225256	Área disponível (m ²)	512
Potência média(Kwh)	72,6	Área instalação (m ²)	676,89
		Ângulo Ótimo(graus)	34
		Irradiação (KWh/m ²)	2045,77
		Poupança Anual (€)	45 051 €
		Valor Líquido (VAL)	3 608 €
		PAYBACK (anos)	4
		Taxa Retorno (TIR)	9,1%

Figura 22 – Interface do programa de dimensionamento

Assim, para um projeto de um determinado sistema fotovoltaico a aplicar num determinado parque de estacionamento, o utilizador deverá seguir a sequência dos pontos para a introdução dos dados na interface do programa. Este procedimento deverá ser efetuado da seguinte forma:

- | | |
|----------------------------------|--------------------------------|
| 1 – Importar Dados | 6 – Painéis Solares |
| 2 – Largura | 7 – Inversores |
| 3 – Comprimento | 8 – Carregadores |
| 4 – Tipo de Estrutura | 9 – Quantidade de Carregadores |
| 5 – Dimensão do Vão da Estrutura | 10 – Relatório |

Nos próximos subcapítulos serão apresentadas todas as fases de desenvolvimento do programa bem como uma explicação dos algoritmos utilizados na obtenção dos resultados, tendo como base o exemplo apresentado na figura 22.

4.2 – ALGORITMO DE CÁLCULO

Para a elaboração do algoritmo de cálculo utilizado na elaboração da ferramenta informática, utilizou-se o diagrama, representado na figura 38, que permitirá uma visualização mais pormenorizada da forma como foi estruturado o algoritmo do programa.

Neste sentido, e em primeiro lugar serão importados os dados a partir de uma localização escolhida pelo utilizador de forma a gerarmos as suas coordenadas geográficas e angulo ótimo da instalação, para obtenção da Irradiação, variável fundamental na determinação da energia gerada pelo sistema, bem como para os equipamentos a utilizar.

De seguida o utilizador escolhe a largura e comprimento que pretende para a sua instalação obtendo-se assim a respetiva área, que por sua vez é necessária para o cálculo da estrutura consoante o tipo de estrutura e vão que o utilizador pretender. Destas duas variáveis da estrutura será gerado um custo para a estrutura cobertura e outro para as vigas da estrutura, incluindo fundações e madres.

Os próximos passos serão pela sequência a escolha dos painéis solares, dos inversores e carregadores elétricos e sua respetiva quantidade. Estas últimas escolhas por parte do utilizador irão gerar valores de potência utilizados pelos equipamentos e os seus custos associados.

Após esta fase, todas estas escolhas geram um custo total, que por sua vez combinado com uma estimativa de redução de custos, permitirá efetuar uma análise de investimento do projeto. Por fim, toda a informação técnica que o programa foi recolhendo por intermédio das escolhas do utilizador custos é compilada num relatório final.

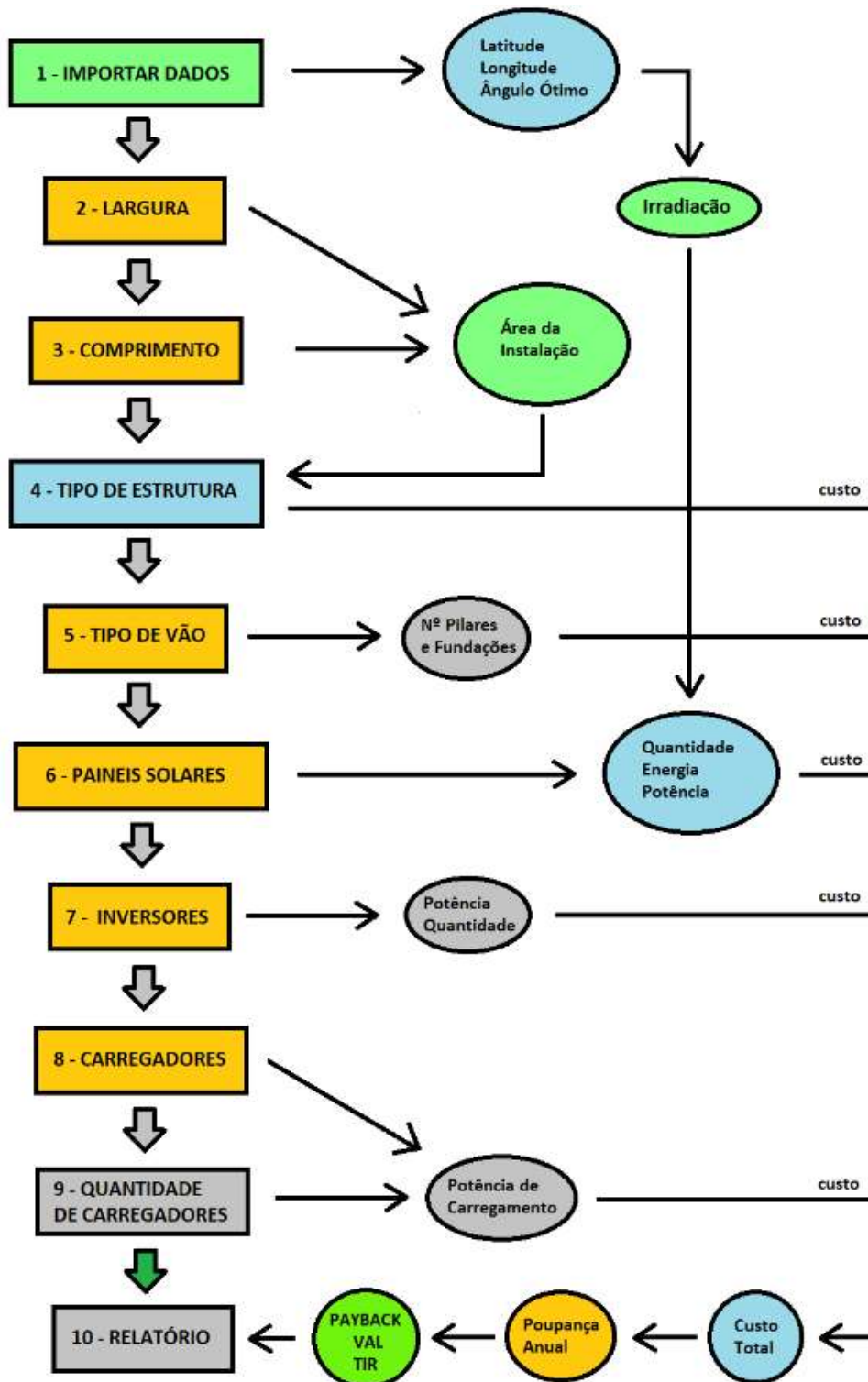


Figura 23 - Diagrama do Programa

De seguida apresenta-se a tabela 4, com o resumo das variáveis de entrada e saída utilizadas no programa. Aqui numa primeira fase é importante definir o algoritmo de cálculo para a estrutura do programa através das respetivas variáveis de entrada e de saída.

As variáveis Output designadas por V e numeradas de 1 a 14 são geradas pelo programa após as escolhas do utilizador. Estas variáveis são por sua vez utilizadas pelo programa como variáveis de Input secundária que juntamente com as variáveis de Input principais designadas por I e numeradas de 1 a 9, irão determinar a constituição de todos os equipamentos a utilizar na instalação do projeto, bem como a energia produzida pelo sistema e potências dos equipamentos, elementos que serão posteriormente compilados num relatório técnico final designado pela variável R10.

Por fim, as variáveis de Output secundárias designadas por C e numeradas de 1 a 6 estão associadas aos custos da instalação, estrutura e dos equipamentos que serão também incorporadas na variável R10 de Input.

Tabela 4 - Variáveis INPUT e OUTPUT

Variáveis INPUT principais	Variáveis INPUT secundárias	Variáveis Output	Variáveis de Output secundárias
I1 - IMPORTAR DADOS	não aplicável	V1 - Irradiação	não aplicável
I2 - LARGURA	não aplicável	V2 – Área da instalação	não aplicável
I3 - COMPRIMENTO			
I4 - TIPO DE ESTRUTURA	V2	V3 - Com cobertura V4 - Sem cobertura	C1 - custo variável 3 ou 4
I5 - TIPO DE VÃO	V3	V5 - N° Pilares das Fundações	C2 - custo variável 5
I6 - PAINÉIS SOLARES	V2 V1	V6 - Quantidade V7 – Energia/Potência	C3 - custo variável 6
I7 - INVERSORES	V7	V8 - Potência V9 - Quantidade	C4 - custo variável 9
I8 - CARREGADORES	V7	V10 - Potência V11 - Quantidade	C5 - custo variável 11
I9 - QUANTIDADE CARREGADORES			
R10 - RELATÓRIO	V1 a V15 C1 a C6	V12 - Poupança Anual V13 - Payback V14 -VAL V15 - TIR	C6 - Custo Total

Nos subcapítulos subsequentes será descrito detalhadamente cada um dos blocos apresentados no diagrama da figura 23.

4.3. – IMPORTAÇÃO DE DADOS

A importação de dados é efetuada com auxílio de plataforma online da comissão europeia designada por “PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM e que pode ser acedida automaticamente através do link “IMPORTAR DADOS” do ponto 1 da interface do programa [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/#DR], conforme mostrado na figura 24.

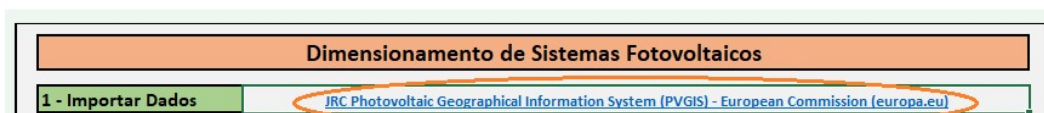


Figura 24 – Aceder à plataforma PVGIS

A seleção deste link irá permitir aceder à plataforma e escolher a localização pretendida no mapa que se encontra no lado esquerdo do monitor.



Figura 25 - Seleção da localização pretendida

Neste caso foi selecionada, na figura 25, a localização do caso de estudo, local onde serão analisados os dados obtidos pelo programa desenvolvido.

A seguir é selecionado o satélite pretendido, neste caso aconselha-se a utilização do SARAH2 já que é o indicado para a área geográfica pretendida, conforme se pode verificar na figura 26.

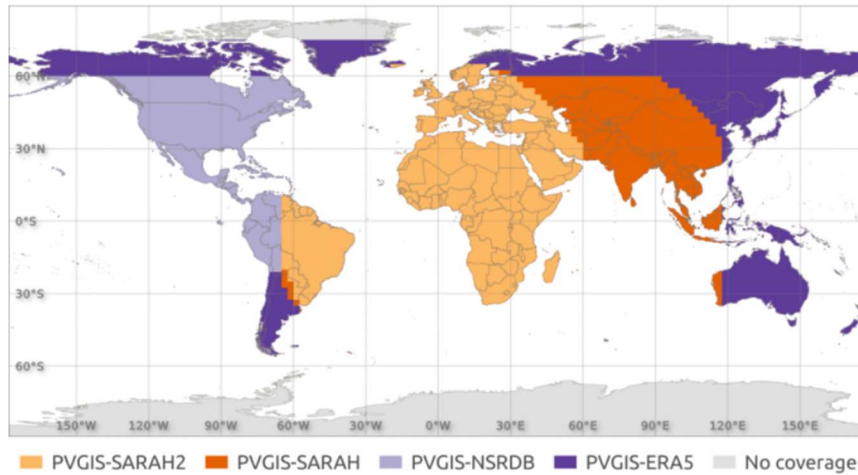


Figura 26 - Area de influência do satélite SARAH2

Tendo os dados dos Satélites geoestacionários METEOSAT, podemos avançar para a escolha do intervalo de anos pretendido, considerando sempre o período de 12 anos entre 2009 e 2020. Este intervalo permite abranger os dados de irradiação de vários anos permitindo, assim, obter resultados mais próximos dos valores reais de irradiação do local escolhido.

De seguida é selecionado o tipo de irradiação, neste caso a “*Global irradiation optimum angle*” ou se o utilizador pretender um ângulo diferente pode selecionar “*Global irradiation optimum angle*”.

Por fim, já estamos em condições de importar os dados selecionando para uma base de dados em Excel, no formato o “CSV”, tal como se mostra na figura 27.

Figura 27 - Obter dados da Irradiância

Esta última seleção irá gerar um ficheiro MsExcel de onde serão retirados os dados de irradiância e inseridos no programa. No anexo A é possível encontrar os códigos utilizados pelo programa “Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos” na janela “Dados_Irradiação”.

Efetuando este passo o programa recebe automaticamente os dados da latitude, longitude, e ângulo da instalação, bem como todos os dados médios mensais da irradiância, que serão posteriormente processados numa tabela final de forma a obter a irradiância média anual da instalação em KWh/m², conforme se pode visualizar na tabela 5.

Tabela 5 – Dados da Irradiação com as coordenadas da figura 25

34 Graus	ANOS												
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
Meses													
JAN	79,08	97,14	94,34	139,5	184,55	142,3	129,94	91,33	137,45	102,74	135,9	131,61	
FEV	143,7	94,34	150,5	168,78	186,01	129,94	201,49	101,98	126,02	123,07	119,7	144,58	
MAR	201,5	150,5	194,22	193,05	140,79	201,49	210,16	166,92	188,39	179,78	171,74	149,84	
ABR	171,86	194,22	204,29	205,09	196,55	210,16	200,44	168,64	182,7	182,95	217,38	169,18	
MAI	220,21	204,29	211,05	213,95	204,29	200,44	220,36	213,84	227,69	186,96	212,91	203,55	
JUN	196,65	211,05	232,64	224,5	233,51	220,36	232,61	211,31	211,87	214,63	208,36	182,21	
JUL	226,73	232,64	224,36	207,42	229,5	232,61	195,87	220,02	230,31	227,37	222,13	211,46	
AGO	217,96	224,36	201,3	201,45	196,96	195,87	150,15	232,75	216,24	231,4	234,69	225,82	
SET	199,86	201,3	156,28	185,95	155,73	150,15	138,02	180,4	197,79	213,78	215,89	204,68	
OUT	162,71	156,28	114,03	115,67	106,35	138,02	125,8	155,99	129,87	145,76	188,0	163,62	
NOV	109,64	114,03	89,02	132,7	109,2	125,8	91,33	90,6	145,86	121,82	145,49	108,38	
DEZ	91,58	89,02	99,32	157,3	105,04	91,33	101,98	132,41	109,81	139,75	122,4	127,11	
TOTAIS	2021,48	1969,17	1971,35	2145,36	2048,48	2038,47	1998,15	1966,19	2104,00	2070,01	2194,59	2022,04	
Média	2045,77												

Nesta tabela estão representados os dados da Irradiação anual dos 12 meses do ano, entre 2009 e 2020, para um ângulo ótimo de inclinação dos painéis fotovoltaicos de 34° na localização previamente escolhida.

4.3 – TIPO DE ESTRUTURA

Para determinar a configuração da estrutura é necessário obter a área da instalação, para isso é selecionado na interface do programa a largura e comprimento pretendida para a instalação fotovoltaica, tal como se pode observar nos ícones da figura 28.

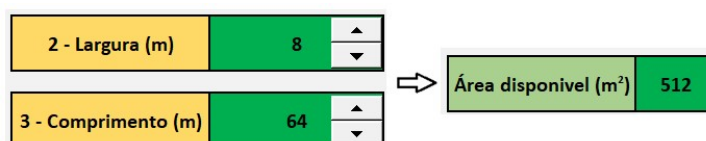
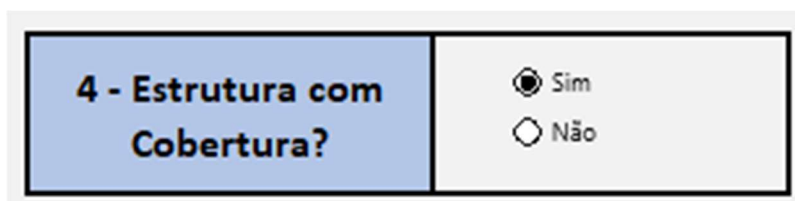


Figura 28 - Obtenção da área disponível da instalação

Largura não pode ser inferior a 5 m e o comprimento inferior a 8 m o que significa que a área de instalação plana mínima é de 40 m², que representa exactamente o mínimo de área necessária para a construção de um módulo da estrutura.

No programa de interface com o utilizador, foram inseridas rotinas de segurança que não permitem ao utilizador inserir dados que não sejam válidos ao funcionamento do programa, cujo código de controlo pode ser consultado no anexo A.

Posteriormente é seleccionado o tipo de estrutura pretendida, conforme se pode verificar na figura 29:




The image shows a software dialog box with a light blue header area containing the text "4 - Estrutura com Cobertura?". To the right of the header is a white area containing two radio button options: "Sim" (with a filled radio button) and "Não" (with an empty radio button).

Figura 29 - Seleção da estrutura da cobertura

No programa de interface com o utilizador, foram inseridas as rotinas que lhe permitem efetuar a escolha do tipo de estrutura e cujo código de controlo pode ser consultado no anexo A.

Para terminar a fase da estrutura, o utilizador selecciona o vão que pretende caso tenha optado por uma estrutura com cobertura, conforme figura 30:



The image shows a software dialog box with a yellow header area containing the text "5 - Vão (m)". To the right of the header is a white area containing a list box with three options: "2,5", "4,5", and "7,5". The "7,5" option is highlighted in blue.

Figura 30 - Seleção da vão da estrutura

Na interface do programa, foram inseridas as rotinas que permitem ao utilizador efetuar a escolha do tipo de vão e cujo código de controlo pode ser consultado no anexo A.

Assim, com todas as variáveis definidas para a estrutura, o programa começa por utilizar o valor de área que será posteriormente utilizado na folha de calculo do programa designada por "estrutura". Os valores são introduzidos numa tabela que irá definir o número de módulos da estrutura a utilizar, conforme se pode verificar na figura 31:

	A	B	C
1		Dimensões(mm)	Multiplicador
2	Largura(m)	8	2
3	comprimento(m)	64	9

Figura 31 - Determinação do número de módulos da estrutura

Neste exemplo o multiplicador de largura (célula C2) é definido através da função “ARRED(B2/5;0)” aplicada à célula B2, significa que irá efetuar um arredondamento matemático dividindo o valor desta célula por 5 m que corresponde à largura de cada módulo da estrutura (tendo em conta que a dimensão de cada módulo é de 7,5m x 4,6m, ou seja 35 m²).

Aqui é importante referir que o aumento do multiplicador C2, que irá definir o número de módulos da estrutura e consequentemente o número de pilares a instalar, no caso da opção cobertura, ocorre sempre com uma tolerância de mais 2 m em relação à largura da unidade de módulo, por exemplo, para larguras até 7 m o multiplicador é sempre 1, entre 8 m e 12m será sempre 2, entre 13m e 17m será sempre 3, e assim sucessivamente.

Por outro lado o multiplicador de comprimento (célula C3) é definido através da função “ARRED((B3+1)/B13;0)”, ou seja da divisão entre o comprimento somado de uma tolerância de 1m com o comprimento do vão escolhido. Assim, multiplicando C2 * C3 obtêm-se o número de módulos necessários para a estrutura/cobertura pretendida (18 neste exemplo).

Nesta fase, já podem ser apurados os metros de perfil necessários para a cobertura da estrutura, que suporta os painéis fotovoltaicos. Assim, para a estrutura que suporta os painéis e aplicada no software, são sempre considerados 7 perfis por cada módulo, cujo valor final provém da sua multiplicação, pela razão entre comprimento da estrutura (célula C3) e o seu multiplicador (célula C4). Desta forma, é possível obter os metros de perfil para cada módulo conforme se pode verificar na tabela 5:

Tabela 6 – Características da estrutura

Módulos cobertura/estrutura	Estrutura painéis(m)	Custo Perfil (€/m)	Área módulo (m²)	Área da estrutura(m²)
18	50	1,5	35	621

O custo do Perfil considerado é calculado considerando uma banda de 182mm por 1,2mm de espessura de aço galvanizado S280GD + Z275 MA C transformada em perfil cujo peso é de aproximadamente 1,7Kg/m, e custo final de comercialização de aproximadamente 1,5€/m, ou seja cerca de 890€/Ton, este custo pode ser actualizado no código do software, sempre que necessário, no entanto, as eventuais alterações dos preços de perfil são relativamente residuais e desprezáveis face aos restantes custos da instalação.

De seguida, aplicando os valores determinados para a área da estrutura é possível observar na tabela 6 a diferença entre a área plana disponível (colocada pelo utilizador) e a área de instalação, em função do tipo de estrutura escolhida. No caso de uma estrutura “Sem Cobertura” a área disponível é sempre igual à área da instalação, quando se opta por uma estrutura “com cobertura” a área da instalação será sempre superior e determinada em função do número de módulos a utilizar, considerando um incremento de área de 9% devido à inclinação da cobertura e aumento de área das zonas periféricas da instalação.

Tipo Estrutura	Modelo	Área Disponível (m²)	Área instalação (m²)	Nº Painéis
1	Com Cobertura	512	683,1	264
2	Sem Cobertura	512	512	198

Tabela 7 – Área da instalação

Neste exemplo, que se obteve 18 módulos o código para o cálculo da área da instalação pode ser consultado no anexo A.

Outra variável importante a definir nesta fase é o número de pilares/fundações constituintes da estrutura, que é apenas válida para a opção “com cobertura”. Neste caso, o número de pilares é determinado a partir do número de módulos obtidos somado com o multiplicador da largura C2 (neste exemplo seria $18 + 2 = 20$ Pilares).

Por fim é possível determinar o número de painéis a utilizar, através da razão entre a área da instalação e a área do painel seleccionado, tema que será analisado no capítulo 4.4, já que o número de painéis está directamente relacionado com o tipo de painel escolhido e a sua respectiva área.

Na tabela 8 são apresentadas as características de uma estrutura com cobertura, tendo em conta o exemplo abordado.

Tabela 8 – Resumo das características da estrutura.

Características	Dados
Tipo Estrutura	1
Modelo	Com Cobertura
Tipo de Vão	3
Nº Painéis Final	255
Area da instalação (m2)	658,26
Area disponível (m2)	512
Comprimento do Vão (m)	7,5
Nº de Pilares	20
Nº Módulos	18
Area módulo (m2)	35

Todas as especificações do tipo de estrutura utilizada neste programa estão incluídas no Anexo B – Especificações da Estrutura.

4.3.1 – CUSTOS DA ESTRUTURA

Os custos da estrutura foram determinados a partir de um orçamento efetuado à empresa Constância para uma estrutura constituído pelos pilares, fundações e madres.

Foram apurados os seguintes valores para uma estrutura com cobertura, e apresentados na tabela 9:

Tabela 9 - Custos da estrutura com cobertura

Custo Unitário Estrutura	1 060 €
Custo Unitário Montagem Painéis (€)	27 €
Custo Unitário Montagem Estrutura (€)	2 500 €

Para apurar os custos totais da estrutura, estes valores são multiplicados pelo número de módulos obtidos na simulação e indicados na tabela 8 (neste caso 18 módulos).

No caso da estrutura sem cobertura apenas foram considerados os custos dos perfis para suporte dos painéis, conforme tabela 10.

Tabela 10 - Custos da estrutura sem cobertura

Custo Unitário Estrutura	53 €
Custo Unitário Montagem Paineis(€)	27 €
Custo Unitário Montagem Estrutura (€)	250 €

O custo unitário para a montagem da estrutura sem cobertura considerado representa 10% do custo apurado para construção com cobertura, tendo em conta que e o custo unitário dos perfis utilizados em cada módulo da estrutura é apurado com base nos valores da tabela 6.

Para apurar os custos totais da estrutura sem cobertura, estes valores são multiplicados pelo número de módulos obtidos na simulação e indicados na tabela 7 (neste caso 18 módulos).

Todos os custos unitários de montagem de paineis e estrutura podem ser alterados no código do software que pode ser consultado no anexo A ponto 2, e o seu diagrama do fluxo de operação pode ser consultado na figura 32.

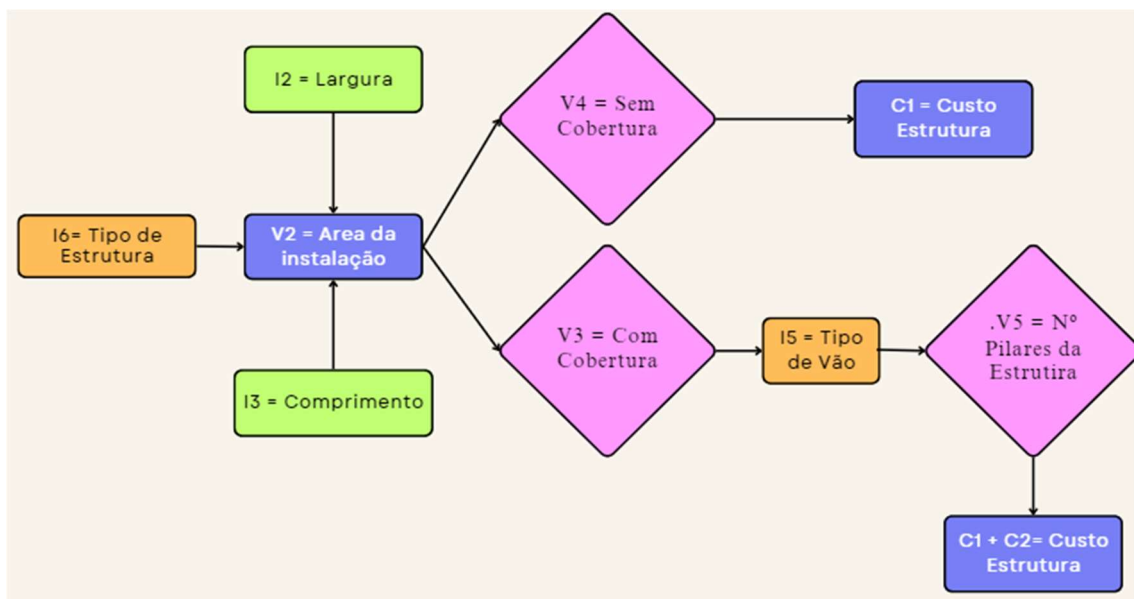


Figura 32 – Diagrama do fluxo de operação para a estrutura

4.4 – PAINÉIS SOLARES

Para escolher a potência dos painéis fotovoltaicos, o utilizador seleciona na interface do programa o tipo de painel que pretende para a instalação e que é definido pela sua potência pico, conforme indicado na figura 32:

6 - Painéis Solares(Wp)	330 380 400 460 540
Quantidade	262

Figura 33 - Seleção dos painéis solares

Desta forma, com o tipo de painel selecionado e tendo em conta o respetivo fator das perdas associadas a este tipo de sistema, que se situa nos 20%, é possível determinar a potência total ou energia total disponível para esta instalação aplicando a Equação 5 ao código do software que pode ser consultado no anexo A ponto 3 alínea b, e o seu diagrama do fluxo de operação na figura 34.

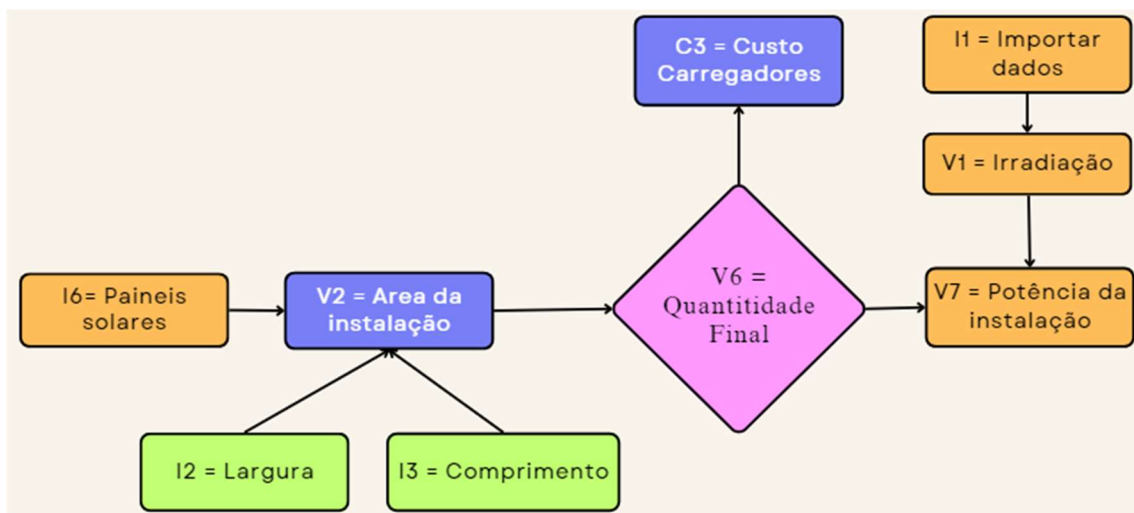


Figura 34 - Diagrama do fluxo de operação para os painéis solares

Na tabela 11 são apresentadas um exemplo das características dos painéis escolhidos, tendo em conta o exemplo abordado.

Tabela 11 - Características dos painéis fotovoltaicos

Características	Dados
Tipo Painel	5
Potência (Wp)	540
Largura (mm)	1135
Comprimento (mm)	2280
Area (m ²)	2,5878
Potência (kWh/ano)	228079
Potência útil (kWh)	73,5
Potência Pico (Kwp)	141,5
Nº Painéis instalação	262

No desenvolvimento do programa foram considerados 5 tipos de painéis do mesmo fabricante (JASOLAR), cujas especificações estão incluídas no Anexo C “Especificações Painéis Fotovoltaicos”. No entanto, é possível alterar todas as designações indicadas na interface, bem como incluir outros fabricantes e modelos de painéis fotovoltaicos.

4.4.1. – ARRAY DOS PAINEIS SOLARES

De forma a definir a configuração da montagem dos painéis em cada inversor é necessário determinar em primeiro lugar o número de painéis por inversor, conforme se pode verificar na figura 33.

	A	B	C	D
11	Nº Paineis instalação	255		
13	Nº Paineis por inversor	85		

Figura 35 - Determinação do número de painéis por inversor

Este cálculo será dado pela razão entre nº de painéis da instalação e o número de inversores escolhidos pelo utilizador, variável que será analisada no capítulo 4.5.

Aplicando o valor de VOC característico do painel é possível obter o nº de painéis máximo e mínimo por “string”, conforme se pode verificar na figura 36, dividindo pela

voltagem máxima e mínima admitida admissível para cada inversor, definidas nas especificações dos inversores (Anexo D).

	A	B
16	VOC circuito aberto -3°C (V)	53,4
17	Nº Painéis Máx por string	19
18	Nº Painéis Mín ppr string	4

Figura 36 - Número de painéis máximo e mínimos por “string”

De seguida, obtém-se o número de “strings” em paralelo que é obtido a partir da razão entre número de painéis por inversor e o número de painéis máximo por String (definido na figura 36) e, também, o número de painéis ideal por “string” que é determinado a partir da razão entre o número de painéis por inversor e o número de strings em paralelo já previamente determinado.

	A	B	C
19	Nº Painéis Ideal por string	18	
20	Nº de strings em paralelo	5,0	

Figura 37 - Determinação do número de painéis ideal por “string”

Por fim, obtém-se o número de painéis em serie para cada inversor em cada “string”, conforme indicado na figura 38.

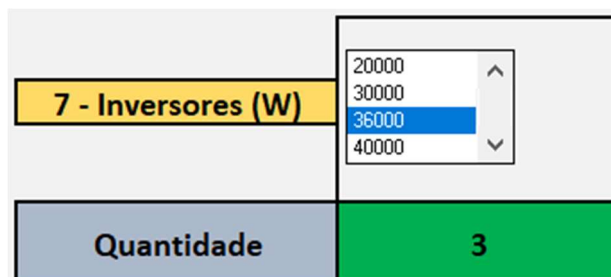
	A	B	C	D	E	F	G	H	I
31		Inversor (n) => n = 1,2,3							
32	Array Painéis	MPPT 1	MPPT 2	MPPT 3	MPPT 4	MPPT 1	MPPT 1	MPPT 3	MPPT 4
33		String 1	String 1	String 1	String 1	String 2	String 2	String 2	String 2
34		16	18	18	18	18	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!

Figura 38 – Configuração dos painéis por cada “string” do inversor

Este “Array” é válido para o número de inversores definido pelo utilizador, neste exemplo, $n = 3$, e o código utilizado no programa para o cálculo desta configuração pode ser consultado no anexo A.

4.5 – INVERSORES

Para escolher os inversores, o utilizador seleciona na interface do programa o tipo de inversor pretendido para a instalação, em função da sua potência máxima de funcionamento, conforme indicado na figura 39:



7 - Inversores (W)	20000 30000 36000 40000
Quantidade	3

Figura 39 - Seleção do tipo de inversor

De seguida, são apresentados na tabela 12 os tipos de inversores e modelos utilizados pela base de dados do programa:

Tabela 12 - Tipos de inversores e modelos utilizados no programa

Potência (Wp)	Nº de MPPT	Nº de Strings	Marca	Modelo
20000	4	8	HUAWEI	SUN2000-20KTL-M3
30000	4	8	HUAWEI	SUN2000-30KTL-M3
36000	4	8	HUAWEI	SUN2000-36KTL-M3
40000	4	8	HUAWEI	SUN2000-40KTL-M3

Apesar de apenas estarem definidos estes quatro modelos de inversores é possível acrescentar novos modelos na base de dados do programa.

Desta forma, com o tipo de inversor selecionado, e tendo em conta a potência máxima estimada que pode ser produzida numa ou várias alturas do ano, é possível obter a quantidade necessário de inversores da instalação e todas as suas principais características, conforme se pode verificar na tabela 13.

Tabela 13 - Características do Inversor

Características do Inversor	Dados
Tipo de inversor	4
Potência (W)	36000
Potência máxima estimada (kWh)	108,94
Quantidade	4
Volt máx (V)	1000
Volt Mín (V)	200
Volt Ideal MPTT (V)	750
Nº de Strings	8
Nº de MPPT	4

A quantidade ótima é obtida através do arredondamento por excesso da razão entre a potência máxima estimada (tendo como base 77% da potência pico dos painéis) e a potência escolhida para os inversores. Na figura 38 , podemos encontrar um diagrama exemplificativo do fluxo de operação na escolha do tipo de carregador:

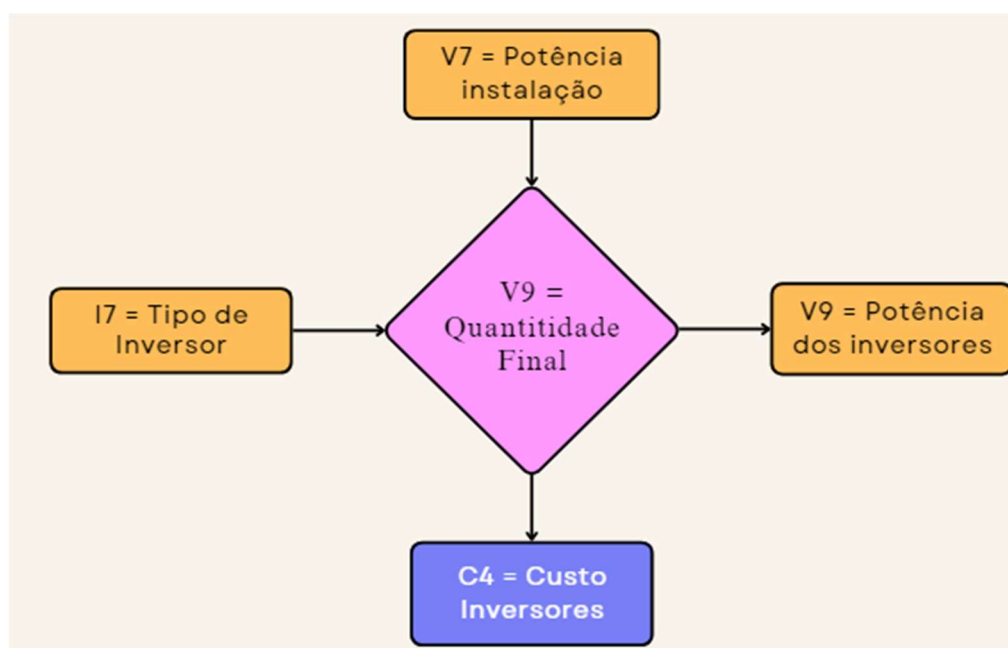


Figura 40 - Diagrama do fluxo de operação para os inversores

As especificações dos inversores utilizados no programa estão incluídas no Anexo C “Especificações Inversores”, bem como o respetivo código utilizado pelo programa que pode ser consultado no anexo A ponto 4.

4.6 – CARREGADORES

Para escolher os carregadores, o utilizador seleciona na interface do programa o tipo de carregador que pretendido para a instalação, com base na sua potência máxima de funcionamento, e quantidade pretendida, conforme mostrado na figura 41.

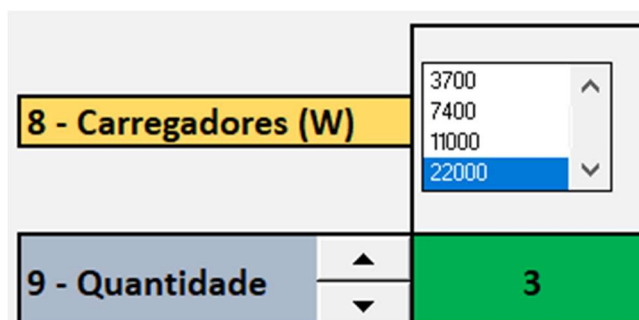


Figura 41 - Seleção do tipo de carregador elétrico

De seguida são apresentados na tabela 14 os tipos de carregadores e modelos utilizados pela base de dados do programa:

Tabela 14 - Tipos de carregadores utilizados no programa

Potência (W)	Tipo de Fase	Tensão (V)	Intensidade (A)	Tempo de Carga (100Km)	Tomada	Marca
3700	Monofásico	230	32	3	Tipo 2	EV CHARGERS
7400	Monofásico	230	32	1,5	Tipo 2	EHOME
11000	Trifásico	400	16	1	Tipo 2	EHOME
22000	Trifásico	400	32	0,5	Tipo 2	eNEXT

Apesar de apenas estarem definidos estes quatro modelos de carregador é possível acrescentar novos modelos na base de dados do programa, por exemplos carregadores rápidos, carregadores de corrente contínua, entre outros.

O valor da Potência estimada por hora, é determinada a partir da Potência diária que é obtida através da divisão da Potência total pelos dias correspondentes a cada mês. Por sua vez a Potência estimada por hora é definida pela divisão entre a potência diária e o tempo de exposição solar média diária mensal de 8,5h que corresponde a cerca de 3100 horas anuais, conforme referido no capítulo 1.1.

Tabela 15 – Determinação da potência média diária produzida.

Meses	Irradiação média (kW/m ²)	Potência total (kWh)	Potência diária (kWh)	Potência estimada hora (kWh)
Janeiro	122,16	13450,40	433,88	51,05
Fevereiro	140,84	15507,86	553,85	65,16
Março	179,03	19712,78	635,90	74,81
Abril	191,96	21135,74	704,52	82,89
Mai	209,96	23118,41	745,76	87,74
Junho	214,98	23670,42	789,01	92,83
Julho	221,70	24411,08	787,45	92,64
Agosto	210,75	23204,76	748,54	88,06
Setembro	183,32	20184,87	672,83	79,16
Outubro	141,84	15617,87	503,80	59,27
Novembro	115,32	12697,90	423,26	49,80
Dezembro	113,92	12543,57	404,63	47,60
TOTAL	2045,77	225255,66	7403,45	870,99
		Média diária	616,95	72,58

As potências totais mensais são obtidas conforme explicado no subcapítulo 4.4

Tabela 16 - Características do carregador

Características	Dados
Tipo Carregador	4
Potência (W)	22000
Potência (kWh)	72,58
Quantidade ótima	4
Quantidade escolhida	3
Tipo de Fase	Trifásico
Tensão (V)	400
Intensidade (A)	32
Tempo de carga (h/100Km)	0,5

A quantidade ótima é obtida através do arredondamento por excesso da razão entre a potência estimada hora obtida anteriormente e a potência escolhida para o carregador.

Na figura 42 , podemos encontrar um diagrama exemplificativo do fluxo de operação na escolha do tipo de carregador:

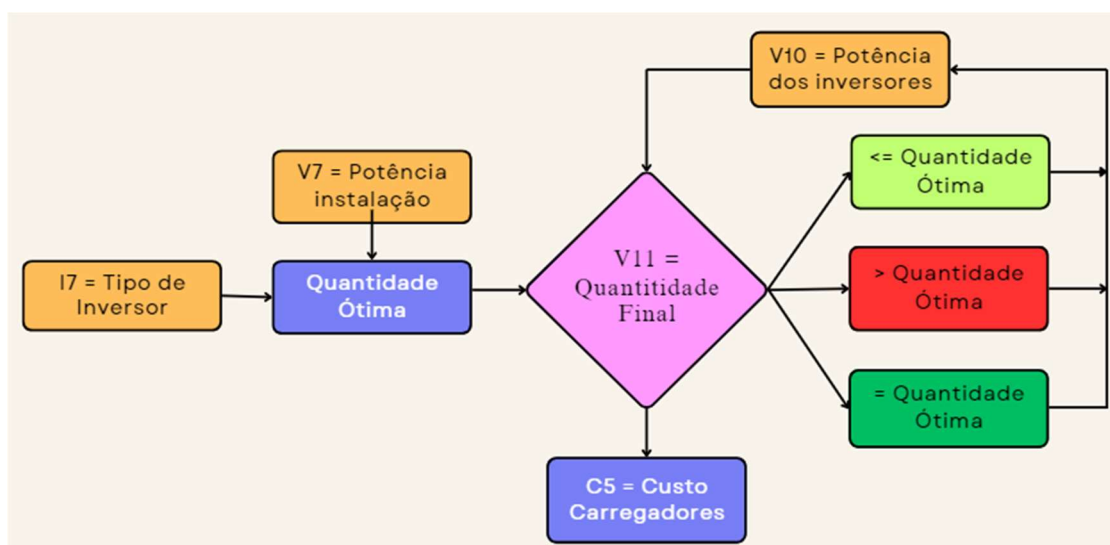


Figura 42 – Diagrama do fluxo de operações utilizadas pelo programa

As especificações dos carregadores utilizados neste programa estão incluídas no Anexo E “Especificações Carregadores”, bem como o respetivo código utilizado pelo programa que pode ser consultado no anexo A ponto 5.

4.7 – OUTROS EQUIPAMENTOS UTILIZADOS NO SOFTWARE

Na folha Excel “Outros Equipamentos” estão definidos todos os equipamentos necessários para o correcto funcionamento da instalação. A tabela 17 apresenta um resumo de todos os equipamentos “standard” com informação da respectiva marca, modelo e custos.

Este equipamentos são necessários para instalação do sistema e foram incluídos de forma a obter valores globais mais coerentes.

Apesar de não poderem ser alterados directamente na interface programa é possível substituí-los por outros modificando no software os dados da tabela 17.

Tabela 17 - Lista dos outros equipamentos da instalação

Outros Equipamentos	Marca	Modelo	Quantidade	Custo unitário (€)	Custo TOTAL (€)
Analisador de Energia	Algodu	UPM209RGW	1	936,5	936,5
Medidor Multifunção	Itron	SL7000	1	433,89	433,89
Quadro elétrico QGPV	HAGER	vários	1	344	344
Sistema de monotorização	Webdyn	WebdynSun 4D	1	599	599
Cabos (m)	Kabeltec Solar	H1Z2Z2-K PV1-F	170	1	170

Nos próximos subcapítulos são apresentadas breves explicações das funções associadas a cada equipamento, sendo que as suas características estão incluídas no Anexo F “Especificações Outros Equipamentos”.

4.7.1 – ANALISADOR DE ENERGIA

O analisador de energia tem como função medir o fluxo de potência de um sistema eléctrico, ou seja, a taxa de transferência elétrica entre uma fonte de energia e um dissipador. A medição do fluxo de energia é um processo crítico, que pode ser realizado com facilidade utilizando um analisador de potência convencional. Sistemas mais avançados adquirem sinais elétricos e realizam cálculos integrados para análises adicionais e complexas.

No programa é possível alterar o tipo de equipamento e seu respetivo custo, no entanto, foi considerado um equipamento “standard” para este tipo de instalações, indicado na figura 43 e cuja especificação se encontra no Anexo F.



Figura 43 - Analisador de Energia

Fonte: <https://www.tme.eu/pt/details/upm209rgw-08/medidores-analisadores-de-rede-eletrica/algodue/1210-0008-0001/>

4.7.2 – QUADRO GERAL ELÉTRICO FOTOVOLTAICO (QGPV)

O Quadro Geral Elétrico Fotovoltaico (QGPV) é um dos equipamentos mais importantes de qualquer instalação elétrica, sendo responsável por receber as ligações CC provenientes dos painéis solares e receber as ligações das saídas CA provenientes do inversor, direcionando a energia produzida para outro Quadro geral do edifício que a irá distribuir para ser utilizada nos equipamentos residenciais, industriais ou comerciais.

Outra função importante passa pela proteção de todos os componentes da instalação fotovoltaica e pessoas, através da utilização de vários disjuntores, aparelhos de corte CC e CA e de sobrecarga bem como aparelhos de proteção de pessoas conforme se pode verificar na figura 44.

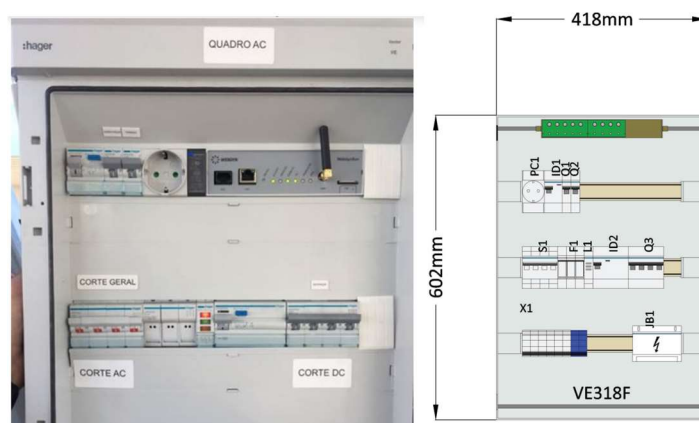


Figura 44 - Quadro Elétrica da Instalação Fotovoltaica na empresa SLEM

No programa é possível alterar apenas o custo global do quadro eléctrico que inclui todos os seus componentes, no entanto, foi considerado um equipamento com um custo standard, assumindo valores médios de mercado e cujo desenho de instalação se pode encontrar no Anexo F.

4.7.3 – MEDIDOR MULTIFUNÇÃO

Medidor de energia eléctrica é um dispositivo que mede a quantidade de energia eléctrica consumida por uma unidade de consumo, conforme norma IEC. Possui várias funções, que permitem o registo múltiplo de perfis de carga, juntamente com comunicação local e remota em várias linhas.

Está presente na maioria das habitações e instalações industriais e pode ser ligado diretamente entre a rede eléctrica e a carga ou através de transformadores de acoplamento de tensão e/ou corrente. Para sistemas fotovoltaicos são utilizados medidores multifunção que permitem medições bidirecionais.

No caso do programa é utilizado um medidor que possui uma fonte de alimentação autoajustável, com gamas de medição extremamente amplas, podendo ser usado em vários tipos de aplicações que vão desde grandes instalações comerciais e industriais até mesma a subestações. Apesar de ser possível alterar o tipo de equipamento e seu respetivo custo, no programa, foi considerado um equipamento fixo indicado na figura 45 e cuja especificação se encontra no Anexo F.



Figura 45 - Medidor Multifunção

Fonte: <https://www.ecosist.net/itron-sl7000.html>

4.7.4 – SISTEMA DE MONITORIZAÇÃO

A plataforma de monitorização permite a consulta da produção do sistema fotovoltaico, consumos da instalação e energia elétrica fornecida pela rede.

Esta informação permite decidir quais os equipamentos que podem ser ligados em função da energia solar disponível, reduzindo assim a fatura de energia elétrica e aumentando a eficiência do sistema através da sua monitorização e Acompanhamento 24h/24h.

Habitualmente são equipados de série com ligação por wi-fi dispensando a ligação física ao inversor fotovoltaico tornando a instalação bastante simples.

O Sistema de Monitorização é de contagem direta sendo a sua instalação efetuada no quadro da instalação fotovoltaico, antes da distribuição para os diversos circuitos.

No caso do programa, apesar de ser possível alterar o tipo de equipamento e seu respetivo custo, foi considerado um equipamento fixo indicado na figura 46 e cuja especificação se encontra no Anexo E.



Figura 46 - Sistema de monitorização

Fonte: <https://www.compteur-energie.com/telereleve-systemes-webdyn-sun-photovoltaique.htm>

4.7.5 – CABOS

Nos sistemas fotovoltaicas, os cabos são de extrema importância para o desempenho e para a vida útil da instalação e devem seguir as normas técnicas do segmento, atendendo características específicas diferenciando-se dos cabos que são geralmente utilizados nas instalações elétricas de baixa tensão.

Os cabos elétricos utilizados em instalações fotovoltaicas devem atender as especificações da Norma EN50618

Entre os principais requisitos exigidos pela EN50618 estão: cabos para uso fotovoltaico adequados para operar em temperatura ambiente de $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$ até $90\text{ }^{\circ}\text{C}$ com a máxima temperatura de operação para 120°C por 20.000 h, condutor de cobre estanhado, classe 5 de encordoamento, isolamento e a cobertura constituídas por uma ou mais camadas extrudadas de composto não halogenado termofixo.

Outro detalhe importante, é que os cabos para instalações fotovoltaicas devem ter cobertura nas cores preta (negativo) ou vermelha (positivo) e verde ou verde/amarela (condutor de proteção aplicados no quadro elétrico da instalação), além de marcação a cada 50 cm escrito “uso em sistema fotovoltaico”, e serem resistentes água e à radiação ultravioleta.

Os componentes de um sistema fotovoltaico devem ter uma vida útil no mínimo 25 anos e como tal é importante contar com um cabo que deve ser corretamente dimensionado, selecionado e instalado pela empresa instaladora.

O programa calcula automaticamente os metros de cabo considerando sempre 2 m de cabo para cada painel instalado considerando um custo por defeito de 1€ por metro de cabo que também pode alterado no software.

4.8 – ANALISE FINANCEIRA

O desenvolvimento deste programa permite também determinar, em termos de investimento, qual o retorno que se pode obter com a instalação de um sistema fotovoltaico dimensionado à medida do utilizador.

Numa primeira fase é necessário compilar toda a informação recolhida através das escolhas do utilizador e explicadas nos capítulos anteriores, de forma a obter o custo global da instalação pretendida. Este custo designa-se por CF ou “Cash Flow” do ano zero.

Numa segunda fase e necessário apurar a redução de custos estimada ao nível da poupança elétrica por meio da produção de energia da instalação, assim na tabela 18 é possível verificar o valor total da redução de custos relacionados com consumo de energia elétrica, tendo em conta o produto da eletricidade produzida pela instalação e o preço em Euros da eletricidade por kW (incluído impostos), que pode ser alterado no programa, ou mesmo incluído como variável na interface:

Tabela 18 – Redução de custos anual

Energia útil (kWh)	225256
Custo (€/kWh)	0,2
Poupança Anual	45 051 €

Neste cálculo, assume-se que toda a energia produzida será consumida, quer pelo carregamento de VE, como para utilização nos equipamentos existentes nos edifícios industriais ou comerciais.

Numa segunda fase é possível aplicar ao Cash-Flow do ano zero (custo total da instalação) à função VAL (valor atualizado líquido) e função TIR (taxa interna de retorno) numa tabela entre os 2 e 8 anos, assumindo que 8 anos é o tempo máximo de retorno habitualmente utilizado para este tipo de instalações.

Desta forma é possível resumir numa simples tabela toda a análise financeira que será incluída no relatório técnico, e onde o código utilizado na programação pode ser consultado no Anexo A, ponto 6.

4.9 – RELATÓRIO TÉCNICO

O Relatório Técnico consiste em agrupar toda informação obtida e explicada nos capítulos anteriores através das escolhas do utilizador, permitindo a sua compilação de forma simples e resumida. O utilizador apenas tem de seleccionar o Botão “Relatório” na interface do programa para ativar a macro “Relatório”.

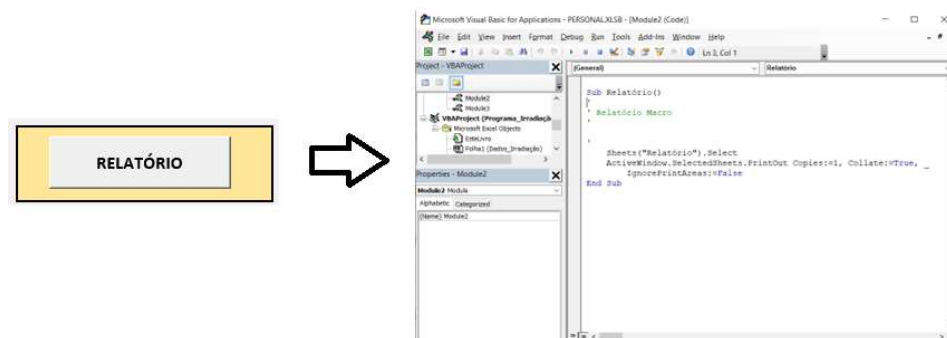


Figura 47 - Algoritmo "Relatório Macro"

Tendo com conta o exemplo abordado neste capítulo e com base nas escolhas efetuadas pelo utilizador, automaticamente, é impresso um relatório, que se pode observar na figura 50 e 51, onde estão incluídos os dados do projeto e respetiva análise gráfica mensal da irradiação e potências, todos os equipamentos utilizados e respetivos custos, análise financeira do projeto, a configuração e característica da estrutura que suporta a instalação do sistema fotovoltaico e por fim a configuração do esquema de montagem dos painéis tendo em conta o número de inversores necessários para a instalação.

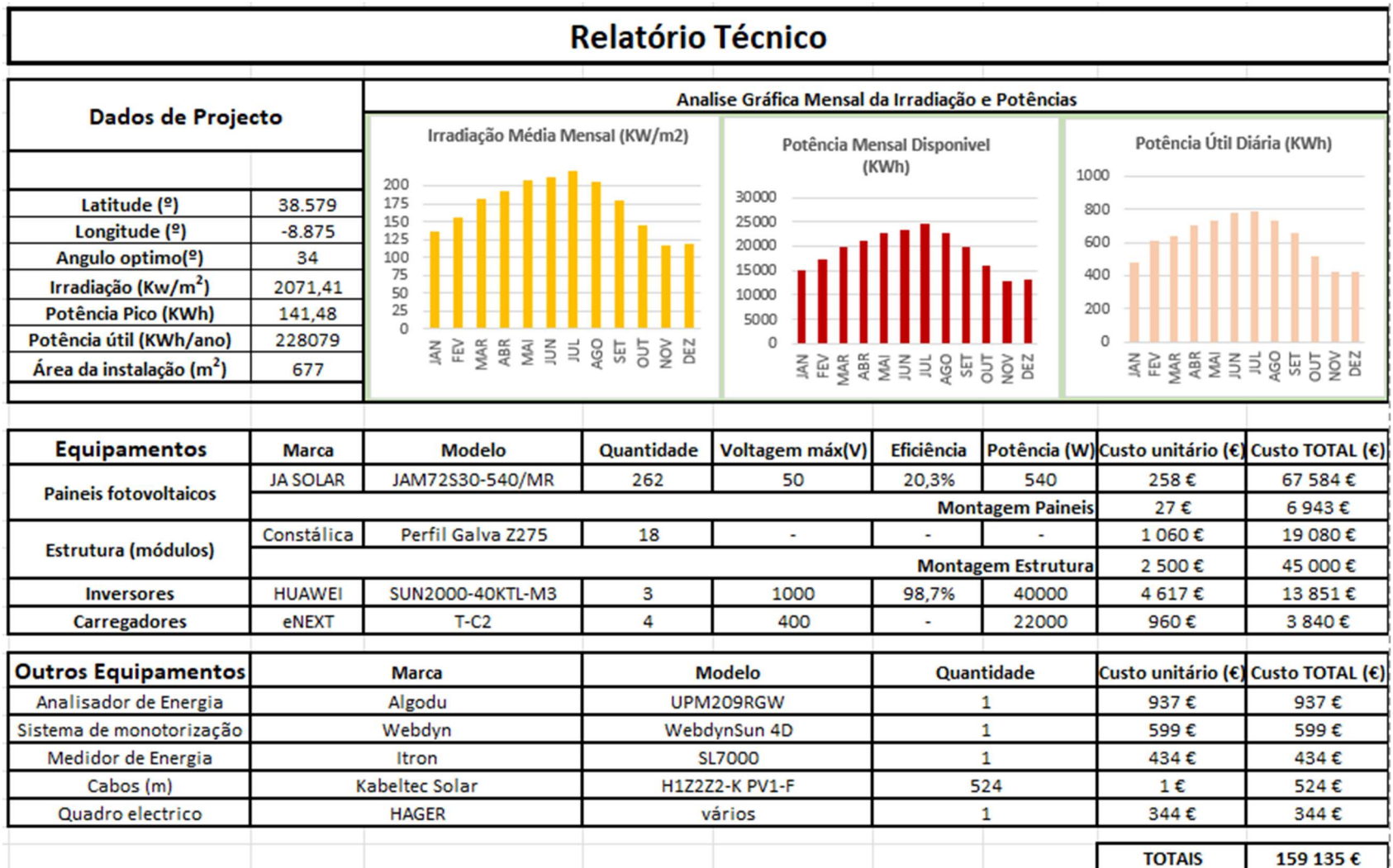


Figura 48 - Relatório técnico final

Relatório Técnico								
Análise Financeira	CF (ano 0)	VAL	TIR	PRI	Custo Capital (r)	Custo (€/Kwh)	Poupança Anual	
	-159 135 €	22 021 €	1,5%	3	8%	0,2	54695	
Estrutura / Cobertura		Configuração da Estrutura e Dimensões de cada módulo da estrutura						
Area da instalação (m2)	676,89							
Area da estrutura (m2)	512							
Comprimento Vão (m)	8							
Nº de Pilares	20							
Nº Modulos	18							
Area módulo (m2)	35							
Array Paineis Fotovoltaicos	Inversor (n) => n = 1,2,3							
	MPPT 1	MPPT 2	MPPT 3	MPPT 4	MPPT 2	MPPT 1	MPPT 3	MPPT 4
	String 1	String 1	String 1	String 1	String 2	String 2	String 2	String 2
	16	18	18	18	18	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!

Figura 49 - Relatório técnico final (continuação)

5 – APLICAÇÃO DO SOFTWARE A DOIS CASOS DE ESTUDO

5.1 – PARQUE DE ESTACIONAMENTO JÁ IMPLEMENTADO

Este capítulo tem como objetivo aplicar o programa desenvolvido à instalação de um sistema fotovoltaico na empresa SLEM – Sociedade Luso Espanhola de Metais em Palmela.

Em primeiro lugar é necessário definir a área e local de implementação, identificada na figura 52, como o parque de estacionamento dos escritórios da fábrica com uma área de 200m² (5mx40m)

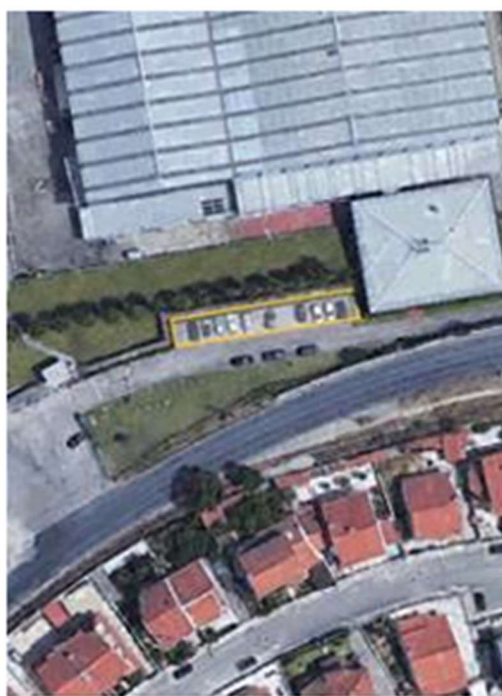


Figura 50 - Área e local de implementação da instalação

De seguida, na interface do programa selecionamos o ponto 1, que irá permitir aceder à plataforma e escolher a localização escolhida no mapa que se encontra no lado esquerdo do monitor, através do curso ou das coordenadas específicas de GPS (figura 25).

De seguida é selecionado o satélite pretendido, neste caso aconselha-se a utilização do SARAH2 já que é o indicado para a área geográfica pretendida (figura 26).

Tendo os dados dos Satélites geoestacionários METEOSAT podemos avançar para a escolha do intervalo de anos pretendido, tendo em conta que deve ser sempre de 12 anos e seleccionar o tipo de Irradiação, neste caso sempre a “Global irradiation optimum angle”, permitindo, assim, a importação dos dados seleccionando o tipo de ficheiro “CSV” (figura 27). Esta última seleção irá gerar um ficheiro Excel de onde serão retirados os dados de irradiância.

Efetuada este passo o programa recebe automaticamente os dados da latitude, longitude, angulo ótimo da instalação, bem como todos os dados médios mensais da irradiação que serão posteriormente processados numa tabela final de forma a obter a irradiação média anual da instalação (tabela 5).

Para determinar a configuração da estrutura o utilizador selecciona na interface do programa em primeiro lugar a largura e comprimento disponível para a instalação fotovoltaica.

The image shows a software interface with two input fields on the left and one output field on the right. The first input field is labeled '2 - Largura (m)' and contains the value '5'. The second input field is labeled '3 - Comprimento (m)' and contains the value '40'. An arrow points from these two fields to a single output field labeled 'Área instalação (m²)' which contains the value '218'.

Figura 51 - introdução da largura e comprimento do local da instalação

Posteriormente é seleccionado o tipo de estrutura pretendida, neste caso com cobertura tendo em conta que se trata de um parque de estacionamento para veiculos:

The image shows a software interface with a selection box. The box is labeled '4 - Estrutura com Cobertura?' and has two radio buttons: 'Sim' (selected) and 'Não'.

Figura 52 - Tipo de Estrutura da instalação

Para terminar a fase da estrutura, o utilizador selecciona o vão que pretende para a estrutura com cobertura.

The image shows a software interface with a selection box. The box is labeled '5 - Vão (m)' and has a dropdown menu with three options: '2,5', '4,5', and '7,5'. The '7,5' option is selected.

Figura 53 - Seleção do vão da estrutura da instalação

A especificação da estrutura pode ser consultada no Anexo B.

De seguida é escolhida a potência dos painéis fotovoltaicos, onde o utilizador seleciona na interface do programa o tipo de painel que pretende para a instalação e que é definido pela sua potência pico.

6 - Painéis Solares(Wp)	330 380 400 460 540
Quantidade	85

Figura 54 - Seleção dos painéis solares da instalação

Na escolha dos inversores, o utilizador seleciona na interface do programa o tipo de inversor pretendido para a instalação, em função da sua potência máxima de funcionamento (W).

7 - Inversores (W)	20000 30000 36000 40000
Quantidade	1

Figura 55 - Seleção do tipo de inversor da instalação

Por fim, para a escolha dos carregadores, o utilizador seleciona na interface do programa conforme figura 103, o tipo de inversor pretendido para a instalação, com base na sua potência máxima de funcionamento (W), bem como a quantidade pretendida.

8 - Carregadores (W)	3700 7400 11000 22000
9 - Quantidade	2

Figura 56 - Seleção do tipo de carregador elétrico da instalação

Desta forma ficam finalizados todos os parâmetros para a instalação e montagem do sistema fotovoltaico.

Na interface do programa já se conseguem visualizar algumas informações que podem ser importantes para o utilizar alterar algumas das opções escolhidas de forma a otimizar a instalação ao nível dos equipamentos escolhidos melhorando assim os custos envolvidos e retorno do investimento.

Com a seleção do botão “RELATÓRIO” conforme indicado na figura 69 obtém-se o relatório técnico final da instalação que é automaticamente visualizado pelo utilizar e impresso caso exista uma impressora associada ao meio informático.

Relatório Técnico																																																																							
Dados de Projecto Latitude (°) 38.579 Longitude (°) -8.875 Angulo optimo(°) 34 Irradiação (Kw/m ²) 2048,08 Potência Pico (KWh) 45,9 Potência útil (KWh/ano) 73161 Área da instalação (m ²) 218		Análise Gráfica Mensal de Irradiação e Potências																																																																					
		Irradiação Média Mensal (KW/m ²)		Potência Mensal Disponível (KWh)		Potência Útil Diária (KWh)																																																																	
		<table border="1"> <thead> <tr> <th>Equipamentos</th> <th>Marca</th> <th>Modelo</th> <th>Quantidade</th> <th>Voltagem máx(V)</th> <th>Eficiência</th> <th>Potência (W)</th> <th>Custo unitário (€)</th> <th>Custo TOTAL (€)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">Painéis fotovoltaicos</td> <td>JA SOLAR</td> <td>JAM72S30-540/MR</td> <td>85</td> <td>50</td> <td>20,3%</td> <td>540</td> <td>256 €</td> <td>21 760 €</td> </tr> <tr> <td colspan="7">Montagem Painéis</td> <td>27 €</td> <td>2 253 €</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">Estrutura (módulos)</td> <td>Constâlica</td> <td>Perfil Galva Z275</td> <td>5</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>1 060 €</td> <td>5 300 €</td> </tr> <tr> <td colspan="7">Montagem Estrutura</td> <td>2 500 €</td> <td>12 500 €</td> </tr> <tr> <td>Inversores</td> <td>HUAWEI</td> <td>SUN2000-40KTL-M3</td> <td>1</td> <td>1000</td> <td>98,7%</td> <td>40000</td> <td>4 617 €</td> <td>4 617 €</td> </tr> <tr> <td>Carregadores</td> <td>EHOME</td> <td>T2C32</td> <td>2</td> <td>230</td> <td>-</td> <td>7400</td> <td>391 €</td> <td>1 566 €</td> </tr> </tbody> </table>							Equipamentos	Marca	Modelo	Quantidade	Voltagem máx(V)	Eficiência	Potência (W)	Custo unitário (€)	Custo TOTAL (€)	Painéis fotovoltaicos	JA SOLAR	JAM72S30-540/MR	85	50	20,3%	540	256 €	21 760 €	Montagem Painéis							27 €	2 253 €	Estrutura (módulos)	Constâlica	Perfil Galva Z275	5	-	-	-	1 060 €	5 300 €	Montagem Estrutura							2 500 €	12 500 €	Inversores	HUAWEI	SUN2000-40KTL-M3	1	1000	98,7%	40000	4 617 €	4 617 €	Carregadores	EHOME	T2C32	2	230	-	7400	391 €	1 566 €
		Equipamentos	Marca	Modelo	Quantidade	Voltagem máx(V)	Eficiência	Potência (W)	Custo unitário (€)	Custo TOTAL (€)																																																													
		Painéis fotovoltaicos	JA SOLAR	JAM72S30-540/MR	85	50	20,3%	540	256 €	21 760 €																																																													
			Montagem Painéis							27 €	2 253 €																																																												
		Estrutura (módulos)	Constâlica	Perfil Galva Z275	5	-	-	-	1 060 €	5 300 €																																																													
Montagem Estrutura							2 500 €	12 500 €																																																															
Inversores	HUAWEI	SUN2000-40KTL-M3	1	1000	98,7%	40000	4 617 €	4 617 €																																																															
Carregadores	EHOME	T2C32	2	230	-	7400	391 €	1 566 €																																																															
Outros Equipamentos																																																																							
Analizador de Energia	Algodu	UPM209RGW	1				937 €	937 €																																																															
Sistema de monitorização	Webdyn	WebdynSun 4D	1				599 €	599 €																																																															
Medidor de Energia	Itron	SL7000	1				434 €	434 €																																																															
Cabos (m)	Kabeltec Solar	H12222-K PV1-F	170				1 €	170 €																																																															
Quadro electrico	HAGER	vários	1				344 €	344 €																																																															
TOTAIS							50 479 €																																																																

Relatório Técnico								
Análise Financeira		CF (ano 0)	VAL	TIR	PRI	Custo Capital (r)	Custo (€/Kwh)	Poupança Anual
		-50 479 €	13 021 €	6,8%	3	8%	0,2	19172
Estrutura /Cobertura		Configuração da Estrutura e Dimensões de cada módulo da estrutura						
Area da instalação (m2)	218							
Area da estrutura (m2)	200							
Comprimento Vão (m)	8							
Nº de Pilares	6							
Nº Modulos	5							
Area módulo (m2)	35							
Array Painéis Fotovoltaicos		Inversor (n) => n = 1,2,3						
MPPT 1	MPPT 2	MPPT 3	MPPT 4	MPPT 1	MPPT 2	MPPT 3	MPPT 4	
String 1	String 1	String 1	String 1	String 2	String 2	String 2	String 2	
17	17	17	17	17	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	

Figura 57 - Relatório Técnico Final da Instalação

No relatório final do programa existe uma diferença na otimização da configuração do número de painéis em cada string entre o programa e a instalação física. O programa considera que devem existir 17 painéis por cada MPPT em cada string (cada string possui 4 MPPT), no entanto durante a instalação o técnico optou por utilizar também o MPPT2 da string 2.

Tabela 19 – Distribuição dos painéis fotovoltaicos da instalação

Array Painéis	Inversor (n) => n = 1,2,3							
	MPPT 1	MPPT 2	MPPT 3	MPPT 4	MPPT 1	MPPT 2	MPPT 3	MPPT 4
	String 1	String 1	String 1	String 1	String 2	String 2	String 2	String 2
	15	14	14	14	14	14	0	0

A opção do técnico é válida, mas discutível tendo em conta que o cálculo obtido pelo programa determina um número ideal de 17 painéis em cada MPPT conforme tabela 17.

Tabela 20 – Distribuição dos painéis fotovoltaicos definida pelo programa.

Array Painéis	Inversor (n) => n = 1,2,3							
	MPPT 1	MPPT 2	MPPT 3	MPPT 4	MPPT 1	MPPT 2	MPPT 3	MPPT 4
	String 1	String 1	String 1	String 1	String 2	String 2	String 2	String 2
	17	17	17	17	17	0	0	0

No Anexo G “Memoria Descritiva e Telas Finais a memória descritiva e todos os esquemas de implementação da instalação podem ser consultados.

5.1.1 – COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS OBTIDOS PELO PROGRAMA COM OS IMPLEMENTADOS.

A instalação deste sistema foi realizada no início de 2022, tendo começado a funcionar em pleno a partir de março de 2022. Como a instalação possui um sistema de monitorização utilizando um equipamento já descrito no subcapítulo 4.7, e cuja especificação se encontra no anexo F, é possível comparar os dados de produção obtidos pelo equipamento de medição nos períodos indicados na tabela 23, com os valores obtidos pelo programa.

Tabela 21 – Medições efetuadas pelo sistema de monitorização

Meses	Medições (Kw/h)	Medição Final (Kw/h)	Observações
jan/22	-	4286,82	Out22=Jan22 (sem medição)
fev/22	-	4087,29	-10% Mar22 (sem medição)
mar/22	4541,44	4541,44	medido
abr/22	6991,81	6991,81	medido
mai/22	8114,65	8114,65	medido
jun/22	7566,00	7566,00	medido
jul/22	8087,18	8087,18	medido
ago/22	7229,29	7229,29	medido
set/22	5839,34	5839,34	medido
out/22	4286,82	4286,82	medido
nov/22	3001,50	3001,50	medido
dez/22	-	3001,50	Dez22=Nov22 (sem medição)
	TOTAL	67033,66	

Verifica-se que existe uma diferença entre o valor teórico e os valores medidos estimados, que se deve essencialmente a falhas no sistema de medições que ocorrem nos períodos de JAN, FEV e DEZ, onde foram assumidos os valores apresentados nas observações da tabela 21, tendo como base a equivalência de irradiação com os outros meses do ano.

Outro motivo para estas diferenças deve-se ao fato de o programar assumir sempre por defeito angulo ótimo para a instalação, podendo, no entanto, ser alterado através de outra simulação para outro angulo, conforme se pode verificar na tabela 24.

Assim, foram introduzidos, na tabela 24, os dados comparativos que permite os valores medidos com os valores provenientes das simulações 1 e 2.

Tabela 22 – Potência Produzida Vs Medição Estimada

Potência Produzida (kWh) vs Medição Estimada (kWh)		
JAN22 a DEZ 22	Simulação 1 - ângulo ótimo 34°	73161
	Simulação 2 - ângulo real 5°	66670
	Medições JAN-DEZ	67033
	Diferença Medição vs Simulação 5°	363
	Percentagem	+0.5%

Conforme se pode verificar, na tabela 14, existe uma diferença muito pequena entre o que foi medido pelo sistema de monitorização e os valores da simulação efetuados pelo

programa utilizando um ângulo de inclinação de 5°, que foi o considerado para esta instalação, de acordo com a memória descritiva da instalação (Anexo G).

Os dados desta simulação podem ser observados na figura 65:

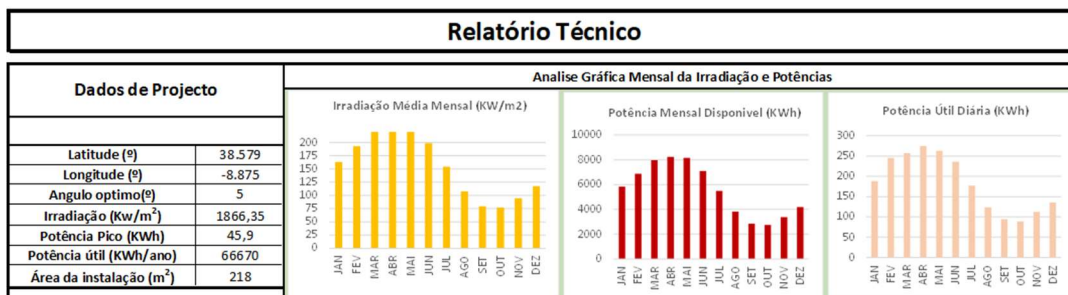


Figura 58 – Valores de simulação obtidos para ângulo de 5°

Outra conclusão que se pode retirar desta análise prende-se com o fato de não se ter optado pela instalação do sistema considerando o ângulo ótimo de 34° existe uma perda global de 181,58 KW/m² de irradiação o que corresponde a uma perda de potência anual desperdiçada de 6491kWh.

Todos as simulações efetuadas pelo programa consideram sempre o ângulo ótimo de forma a otimizar ao máximo a produção de energia. Claro que, conforme se pode verificar neste exemplo concreto e de acordo com o procedimento explicado no capítulo 4.1, é possível utilizar o programa para efetuar simulações com ângulos de inclinação diferentes dos ótimos.

5.2 – PARQUE FOTOVOLTAICO A PROJECTAR

Neste caso de estudo, será efetuado um exercício de aplicação do programa para um projeto de um parque de estacionamento de uma fábrica.

Neste exercício, pretende-se deslocalizar uma fábrica de peças estampadas de automóvel da Alemanha para a Turquia, mais especificamente para a zona industrial de Manisa.

Em primeiro lugar através da seleção do link existente no ponto IMPORTAR DADOS é possível aceder à plataforma e escolher a localização escolhida no mapa que se encontra no lado esquerdo do monitor, através do curso das coordenadas GPS do local, conforme se pode observar na figura 66.

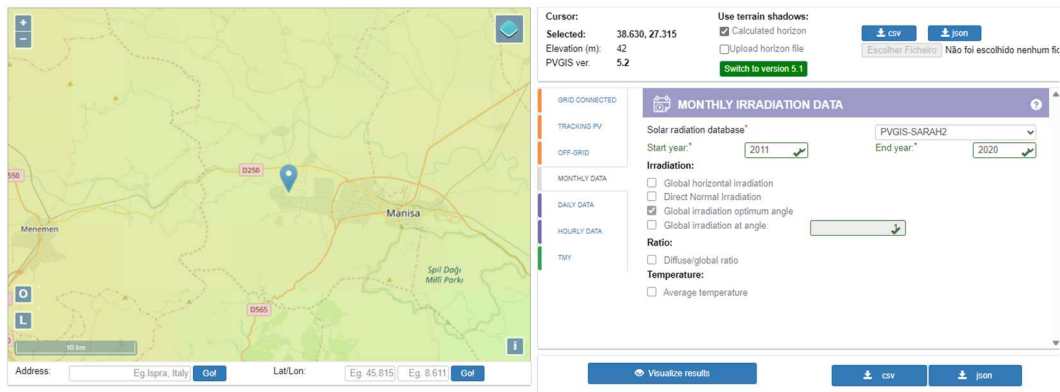


Figura 59 - Localização do projeto a implementar

Com a importação do ficheiro dos dados da irradiação para o programa é possível começar a definir os parâmetros de projeto.

Para instalação do parque de estacionamento com carregamento de carros elétricos através de painéis fotovoltaicos, considerou-se a seguinte planta de instalação dividida em 3 zonas. Assim, obteve-se uma área total útil de 510 metros quadrados, determinada pela soma de três zonas retangulares. As zonas 1 e 2 irão albergar os respetivos lugares de estacionamento, e a zona 3 uma instalação fotovoltaica instalada no telhado dos escritórios, conforme representado na Figura 67.

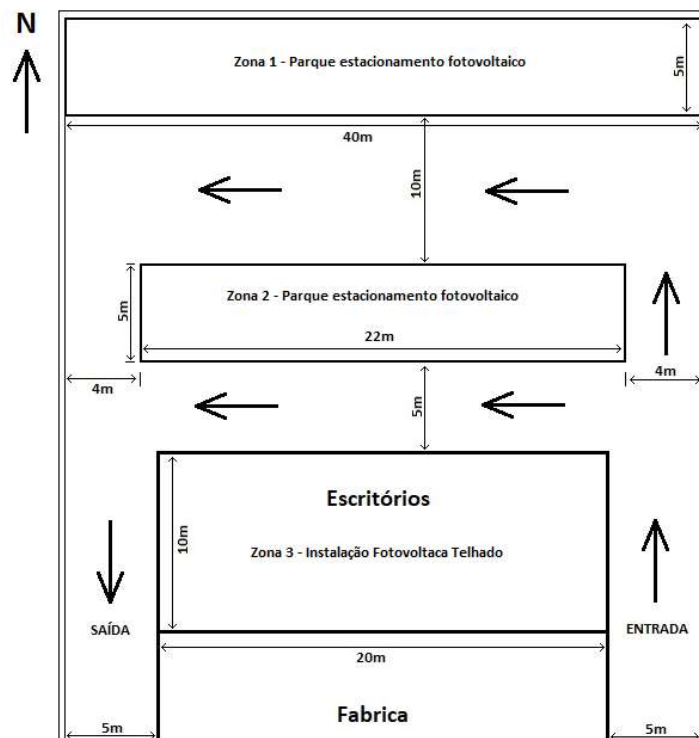


Figura 60 - Lay-out das zonas de implementação do sistema fotovoltaico

Nas Zonas de estacionamento, assumiu-se que deverão existir 5 pontos de carregamento, onde cada um terá de ter uma potência de carga de pelo menos 7,4Kw.

Com o ficheiro dos dados da irradiação já importado para o programa é possível efetuar as 3 simulações necessárias para o projeto, considerando as seguintes áreas:

Zona 1 – Parque de estacionamento fotovoltaico 1 com área 200m² (com cobertura)

Zona 2 – Parque de estacionamento fotovoltaico 1 com área 110m² (com cobertura)

Zona 3 – Parque de estacionamento fotovoltaico 1 com área 200m² (sem cobertura)

De seguida, são apresentadas na figura 68, as respetivas simulações, escolhendo as opções mais vantajosas em termos de custo Total.

Zona 1

Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos			
1 - Importar Dados		JRC Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) - European Commission (europa.eu)	
2 - Largura (m)	5	7 - Inversores (W)	20000 30000 33000 40000
3 - Comprimento (m)	40	Quantidade	1
4 - Estrutura com Cobertura?	<input checked="" type="radio"/> SIM <input type="radio"/> NÃO	8 - Carregadores (W)	3700 7400 11000 22000
5 - Vão (m)	2,5 4,5 7,5	9 - Quantidade	3
Nº Pilares/Fundações	6	RELATÓRIO	
6 - Paineis Solares(Wp)	330 380 400 460 540		
Energia (Kwh/ano)	73079	Área disponível (m ²)	200
Potência média(Kwh)	23,5	Área instalação (m ²)	218
		Ângulo Ótimo(graus)	34
		Irradiação (KWh/m ²)	2045,77
		Poupança Anual (€)	14 616 €
		Valor Líquido (VAL)	2 301 €
		PAYBACK (anos)	4
		Custo TOTAL(€)	46 109 €
		Taxa Retorno (TIR)	10,2%

Zona 2

Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos			
1 - Importar Dados		JRC Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) - European Commission (europa.eu)	
2 - Largura (m)	5	7 - Inversores (W)	<div style="border: 1px solid black; padding: 2px;"> 20000 30000 36000 40000 </div>
3 - Comprimento (m)	22	Quantidade	1
4 - Estrutura com Cobertura?	<input checked="" type="radio"/> SIM <input type="radio"/> NÃO		Área disponível (m ²)
5 - Vão (m)	<div style="border: 1px solid black; padding: 2px;"> 2,5 4,5 7,5 </div>	8 - Carregadores (W)	<div style="border: 1px solid black; padding: 2px;"> 3700 7400 11000 22000 </div>
Nº Pilares/Fundações	4	9 - Quantidade	2
6 - Paineis Solares(Wp)	<div style="border: 1px solid black; padding: 2px;"> 330 380 400 460 540 </div>	RELATÓRIO	
Quantidade	47	Custo TOTAL(€)	28 726 €
Energia (Kwh/ano)	39084	Área instalação (m ²)	119,9
Potência média(Kwh)	12,6	Ângulo Ótimo(graus)	32
		Irradiação (KWh/m ²)	1978,73
		Poupança Anual (€)	12 356 €
		Valor Líquido (VAL)	3 118 €
		PAYBACK (anos)	2
		Taxa Retorno (TIR)	13,9%

Zona 3

Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos			
1 - Importar Dados		JRC Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) - European Commission (europa.eu)	
2 - Largura (m)	10	7 - Inversores (W)	<div style="border: 1px solid black; padding: 2px;"> 20000 30000 36000 40000 </div>
3 - Comprimento (m)	20	Quantidade	1
4 - Estrutura com Cobertura?	<input type="radio"/> SIM <input checked="" type="radio"/> NÃO		Área disponível (m ²)
5 - Vão (m)	<div style="border: 1px solid black; padding: 2px;"> 2,5 4,5 7,5 </div>	8 - Carregadores (W)	<div style="border: 1px solid black; padding: 2px;"> 3700 7400 11000 22000 </div>
Nº Pilares/Fundações	Não aplicavel	9 - Quantidade	0
6 - Paineis Solares(Wp)	<div style="border: 1px solid black; padding: 2px;"> 330 380 400 460 540 </div>	RELATÓRIO	
Quantidade	78	Custo TOTAL(€)	25 974 €
Energia (Kwh/ano)	64863	Área instalação (m ²)	200
Potência média(Kwh)	20,9	Ângulo Ótimo(graus)	32
		Irradiação (KWh/m ²)	1978,73
		Poupança Anual (€)	12 973 €
		Valor Líquido (VAL)	7 458 €
		PAYBACK (anos)	2
		Taxa Retorno (TIR)	23,3%

Figura 61 - Resultados das 3 zonas de instalação do projeto.

Para as três zonas são emitidos três relatórios, a considerar individualmente, cujos principais resultados estão resumidos na tabela 23, e os respetivos equipamentos e estrutura referenciados nos Anexo B, C, D, E e F.

Tabela 23 - Resumo dos resultados obtidos

RELATÓRIO	Zona 1	Zona 2	Zona 3	TOTAIS
ANGULO ÓTIMO (°)	32	32	32	32
IRRADIAÇÃO (kW/m ²)	1978	1978	1978	1978
POTÊNCIA (Kwh/ano)	70684	39084	64863	174631
AREA INSTALAÇÃO (m ²)	218	120	200	528
PAINEIS FOTOVOLTAICOS	85	47	78	210
INVERSORES	1	1	1	3
CARREGADORES	3	2	0	5
CUSTO INSTALAÇÃO (€)	46109	28726	25974	100809
PAYBACK (anos)	2	2	2	2
POUPANÇA ANUAL (€)	20946	12356	12973	46275
VAL (€)	7872	3118	7458	18448

Tendo com base os relatórios emitidos pelas simulações, que podem ser consultados no Anexo H, conclui-se que a interface do programa funcionou muito bem para situações em que existem zonas mistas e os resultados obtidos estão de acordo com o previsto.

6 – CONCLUSÕES E PERSPECTIVAS FUTURAS

O programa desenvolvido é bastante robusto e permite a sua atualização regular através da introdução de novos modelos de equipamentos na base de dados. Este potencial do programa é muito importante tendo em conta que surgem constantemente no mercado novas tecnologias fotovoltaicas bem como equipamentos de suporte bastante inovadores, que podem ser considerados em novas instalações. Esta flexibilidade permite elaborar vários cenários para uma mesma instalação permitindo assim eventuais reduções de custo e retornos de investimento mais elevados, em produções energéticas semelhantes.

Mostrou bastante robustez no cálculo de vários sistemas com diferentes áreas de instalação, permitindo ao utilizador uma perspetiva global e generalista de toda a instalação, através das várias combinações de equipamentos.

Outra vantagem desta ferramenta informática passa pela sua possível utilização na verificação da energia produzida através da comparação de simulações utilizando vários ângulos de inclinação escolhidos pelo utilizador.

Existem limitações ao nível dos módulos da estrutura que podem ser melhoradas com a introdução no programa de novos modelos de estrutura.

Outra limitação do programa está relacionada com as incorporações de áreas mistas, onde, neste caso, os relatórios são obtidos individualmente por zona, o que poderia ser melhorado com a criação no software de um relatório final, onde estaria incluído um resumo de todos os equipamentos utilizados, custos e valores globais de potência.

Como o programa é para aplicação em áreas industriais ou comerciais onde existam zonas onde estacionamento coletivo, não foram consideradas condições de sombreamento, no entanto, será um ponto interessante para um eventual melhoramento do programa para aplicações, onde esta exigência é fundamental.

Outro ponto que poderá ser melhorado é o grafismo da interface do utilizador e automatizar a importação dos dados da irradiação diretamente para o programa.

Outro melhoramento interessante e partindo do princípio que se poderia construir uma base de dados suficientemente grande e completa de forma que fosse possível criar um algoritmo de comparação que permita obter uma solução ótima para a instalação pretendida pelo utilizador.

Por fim, como sugestão de melhoria, poderia também ser criado uma opção na interface do programa que permita a comparação a diferença da produção energia de uma simulação considerando um ângulo ótimo, com outro ângulo de instalação escolhido pelo utilizador.

REFERÊNCIAS E BIBLIOGRAFIA

- [1]. Proença, E.D.R.B., *A energia fotovoltaica solar em Portugal*, in Instituto Superior Técnico 2007, Universidade Técnica de Lisboa.
- [2]. Paes, Pedro S. (2001). *Energia Solar Fotovoltaica: Breve Panorâmica da Situação em Portugal*; Workshop Energia Solar Fotovoltaica; Lisboa; 12 de Julho de 2001.
- [3] https://energypedia.info/images/5/55/PT_SISTEMA_FOTOVOLTAICO_LIGADO_Timane.pdf
- [4] *Photovoltaics Report*, Fraunhofer ISE, February 26, 2018.
- [5] Pearce, J.; Lau, A. (2002). "Net Energy Analysis for Sustainable Energy Production from Silicon Based Solar Cells" (PDF). Solar Energy. p. 181. doi:10.1115/SED2002-1051. ISBN 978-0-7918-1689-9.
- [6] "Photovoltaics Report", Fraunhofer ISE, July 28, 2014, pages 18,19" (PDF).
- [7] Andorka, Frank (2014-01-08). "CIGS Solar Cells, Simplified". www.solarpowerworldonline.com/. Solar Power World. Archived from the original on 19 August 2014. Retrieved 16 August 2014.
- [8] Tinoco, T.; Rincón, C.; Quintero, M.; Pérez, G. Sánchez (1991). "Phase Diagram and Optical Energy Gaps for $CuInyGa1-ySe2$ Alloys". *Physica Status Solidi A*. pp. 427. Bibcode:1991PSSAR.124..427T. doi:10.1002/pssa.2211240206.
- [9] Dhere, Neelkanth G. (2007). "Toward GW/year of CIGS production within the next decade". *Solar Energy Materials and Solar Cells*. pp. 1376. doi:10.1016/j.solmat.2007.04.003.
- [10] "ZSW: ZSW Brings World Record Back to Stuttgart". Archived from the original on 2015-04-24. Retrieved 2015-06-03.
- [11] "Characterization of 19.9%-Efficient CIGS Absorbers" (PDF). National Renewable Energy Laboratory. May 2008. Retrieved 10 February 2011.
- [12] "Empa takes thin film solar cells to a new level – A new world record for solar cell efficiency". Empa. 18 January 2013. Retrieved 8 July 2015.

- [13] "Publications, Presentations, and News Database: Cadmium Telluride". National Renewable Energy Laboratory. Retrieved 23 February 2022.
- [14] Peng et al. (2013). "Review on life cycle assessment of energy payback and greenhouse gas emission of solar photovoltaic systems". Renewable and Sustainable Energy Reviews. pp. 255–274. doi:10.1016/j.rser.2012.11.035. hdl:10397/34975.
- [15] Guest Column (2008-09-25). "Cadmium: The Dark Side of Thin-Film?". gigaom.com.
- [16] "NREL: Manufacturing Analysis - Supply Constraints Analysis". nrel.gov. 2014-01-23. Archived from the original on 2014-12-21.
- [17] "Fraunhofer ISE Photovoltaics Report", July 28, 2014, pages 18,19
- [18] "First Solar Builds the Highest Efficiency Thin Film PV Cell on Record". firstsolar.com. Archived from the original on 2014-09-09. Retrieved 2014-08-25.
- [19] Powalla, Michael; Paetel, Stefan; Ahlswede, Erik; Wuerz, Roland; Wessendorf, Cordula D.; Magorian Friedlmeier, Theresa (2018-12-01). "Thin-film solar cells exceeding 22% solar cell efficiency: An overview on CdTe-, Cu(In,Ga)Se₂-, and perovskite-based materials". Applied Physics Reviews. [2018ApPRv...5d1602P](#).
- [20] Pulfrey, L.D. (1978). *Photovoltaic Power Generation*. New York: Van Nostrand Reinhold Co.
- [21] "What can organic solar cells bring to the table" Retrieved 26 March 2021
- [22] Luther,Joachim; Nast, Michael; Fisch, M. Norbert; Christoffers, Dirk; Pfisterer, Fritz; Meissner, Dieter; Nitsch, Joachim (2000). "Solar Technology". *Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry*. [10.1002/14356007.a24_369](#).
- [23] Po, Riccardo; Carbonera, Chiara; Bernardi, Andrea; Tinti, Francesca; Camaioni, Nadia (2012). "Polymer- and carbon-based electrodes for polymer solar cells: Toward low-cost, continuous fabrication over large area". *Solar Energy Materials and Solar Cells*. pp. 97. [10.1016/j.solmat.2011.12.022](#).
- [24] You, Jingbi; Dou, Letian; Yoshimura, Ken; Kato, Takehito; Ohya, Kenichiro; Moriarty, Tom; Emery, Keith; Chen, Chun-Chao (5 February 2013). "A polymer tandem solar cell with 10.6% power conversion efficiency". *Nature Communications*. pp. 1446. [2013NatCo...4.1446Y](#). [10.1038/ncomms2411](#).
- [25] Chen, Yongsheng; Cao, Yong; Yip, Hin-Lap; Xia, Ruoxi; Ding, Liming; Xiao, Zuo; Ke, Xin; Wang, Yanbo; Zhang, Xin (2018-09-14). "Organic and solution-processed tandem solar cells with 17.3% efficiency". *Science*. pp. 361. [2018Sci...361.1094M](#). [10.1126/science.aat2612](#).
- [26] Ameri, Tayebbeh; Dennler, Gilles; Lungenschmied, Christoph; Brabec, Christoph (2009). "Organic tandem solar cells: A review". *Energy & Environmental Science*. pp. 348. [10.1039/B817952B](#). Retrieved 2019-05-20.
- [27] Pivrikas, A.; Sariçiftçi, N. S.; Juška, G.; Österbacka, R. (2007). "A review of charge transport and recombination in polymer/fullerene organic solar cells". *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*. pp. 677. [10.1002/pip.791](#).
- [28] Heeger, Alan J. (January 2014). "25th Anniversary Article: Bulk Heterojunction Solar Cells: Understanding the Mechanism of Operation". *Advanced Materials*. Pp. 10–28. doi:10.1002/adma.201304373. PMID 24311015.
- [29] Yang F, et al. (2005). "Controlled growth of a molecular bulk heterojunction photovoltaic cell". *Nature Materials*. pp. 37–41. Bibcode:2005NatMa...4...37Y. doi:10.1038/nmat1285. S2CID 137668833.

- [30] "Dye-Sensitized vs. Thin Film Solar Cells", European Institute for Energy Research, 30 June 2006
- [31] O'Regan, Brian; Grätzel, Michael (1991). "A low-cost, high-efficiency solar cell based on dye-sensitized colloidal TiO₂ films". *Nature*. **353** (6346): 737–40. *Bibcode*:1991Natur.353..737O. *doi*:10.1038/353737a0. *S2CID* 4340159.
- [32] Professor Grätzel wins the 2010 millennium technology grand prize for dye-sensitized solar cells, Technology Academy Finland, 14 June 2010.
- [33] Tributsch, H (2004). "Dye sensitization solar cells: A critical assessment of the learning curve". *Coordination Chemistry Reviews*. **248** (13–14): 1511–30. *doi*:10.1016/j.ccr.2004.05.030.
- [34] Repins, I. L.; Stanbery, B. J.; Young, D. L.; Li, S. S.; Metzger, W. K.; Perkins, C. L.; Shafarman, W. N.; Beck, M. E.; Chen, L.; Kapur, V. K.; Tarrant, D.; Gonzalez, M. D.; Jensen, D. G.; Anderson, T. J.; Wang, X.; Kerr, L. L.; Keyes, B.; Asher, S.; Delahoy, A.; von Roedern, B. (2006). "Comparison of device performance and measured transport parameters in widely-varying Cu(In,Ga)(Se,S) solar cells". *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*. pp. 25. *doi*:10.1002/pip.654. *S2CID* 6395345.
- [35] Hamers, Laurel (26 July 2017). "Perovskites power up the solar industry". *Science News*.
- [36] Kojima, Akihiro; Teshima, Kenjiro; Shirai, Yasuo; Miyasaka, Tsutomu (May 6, 2009). "Organometal Halide Perovskites as Visible-Light Sensitizers for Photovoltaic Cells". *Journal of the American Chemical Society*. pp. 6050–6051. *doi*:10.1021/ja809598r. *PMID* 19366264.
- [37] "Best Research-Cell Efficiencies" (PDF). National Renewable Energy Laboratory. 2022-06-30. Retrieved 2022-07-12.
- [38] Helmholtz-Zentrum Berlin für Materialien und Energie. "World record again at HZB: Almost 30 % efficiency for next-generation tandem solar cells". HZB Website.
- [39] Sun, Kai; Wang, Yanyan; Xu, Haoyuan; Zhang, Jing; Zhu, Yuejin; Hu, Ziyang (2019). "Short-Term Stability of Perovskite Solar Cells Affected by In Situ Interface Modification". *doi*:10.1002/solr.201900089. *S2CID* 202229877.
- [40] Stefano Razza; Sergio Castro-Hermosa; Aldo Di Carlo; Thomas M. Brown (2016). "Research Update: Large-area deposition, coating, printing, and processing techniques for the upscaling of perovskite solar cell technology". *Bibcode*:2016APLM...4i1508R. *doi*:10.1063/1.4962478.
- [41] Wan-Jian Yin; Tingting Shi; Yanfa Yan (15 May 2014). "Unique Properties of Halide Perovskites as Possible Origins of the Superior Solar Cell Performance". *Advanced Materials*. pp. 4653–4658. *doi*:10.1002/adma.201306281.
- [42] Sai Nithin R. Kantareddy; Ian Mathews; Shijing Sun; Mariya Layurova; Janak Thapa; Juan-Pablo Correa-Baena; Rahul Bhattacharyya Tonio Buonassisi; Sanjay E. Sarma; Ian Marius Peters (2019). "Perovskite PV-powered RFID: enabling low-cost self-powered IoT sensors". *IEEE Sensors Journal*. **Pp.** 471–478 *Bibcode*:2020ISenJ..20..471K. *doi*:10.1109/JSEN.2019.2939293. *S2CID* 202712514.
- [43] Park, N.-G. (2015). "Perovskite solar cells: an emerging photovoltaic technology". *Materials Today*. pp. 65–72. *doi*:10.1016/j.mattod.2014.07.007.
- [44] Hao, F.; Stoumpos, C.C.; Cao, D.H.; Chang, R.P.H.; Kanatzidis, M.G. (2014). "Lead-free solid-state organic-inorganic halide perovskite solar cells". *Nature Photonics*. pag: 489–494. *doi*:10.1038/nphoton.2014.82.
- [45] Zong, Yingxia; Wang, Ning; Zhang, Lin; Ju, Ming-Gang; Zeng, Xiao Cheng; Sun, Xiao Wei; Zhou, Yuanyuan; Padture, Nitin P. (2 October 2017). "Rücktitelbild: Homogenous Alloys of Formamidinium Lead Triiodide and Cesium Tin Triiodide for Efficient Ideal-Bandgap Perovskite Solar Cells (Angew. Chem. 41/2017)". *Angewandte Chemie*. *doi*:10.1002/ange.201708387.

- [46] McMeekin, David; Mahesh, Suhas; Noel, Nakita; Klug, Matthew; Lim, JongChul; Warby, Jonathan; Ball, James; Herz, Laura; Johnston, Michael; Snaith, Henry (2019-02-11). "Solution-Processed All-Perovskite Multi-Junction Solar Cells". Proceedings of the 11th International Conference on Hybrid and Organic Photovoltaics. València: Fundació Scito. doi:10.29363/nanoge.hopv.2019.099. S2CID 182243452.
- [47] Deshmukh, Swaraj Sanjay; Pearce, Joshua M. (2021-05-01). "Electric vehicle charging potential from retail parking lot solar photovoltaic awnings". *Renewable Energy*. **169**: 608–617. doi:10.1016/j.renene.2021.01.068. ISSN 0960-1481. S2CID 233543450.
- [48] Hoffmann, W. and T. Pellkofer, "Thin films in photovoltaics: Technologies and perspectives". *Thin Solid Films*, p. 4094-4100.
- [49] Kessler, F., D. Herrmann, and M. Powalla (2005), "Approaches to flexible CIGS thin-film solar cells. *Thin Solid Films*", 2005. p. 491-498.
- [50]. Martin Helgesen, R.S.a.F.C.K., "Advanced materials and processes for polymer solar cell devices. *Journal of Materials Chemistry*", 2009.
- [51]. Gorter, T. and A.H.M.E. Reinders, *A comparison of 15 polymers for application in photovoltaic modules in PV-powered boats. Applied Energy*, 2012. 92(0): p. 286-297.
- [52]. Skyshades. SkyShades. 04-03-2013; Available from: <http://www.skyshades.co.uk/>.
- [53]. Konarka. Konarka. 03-03-2013; Available from: <http://www.konarka.com/>.
- [54] <https://www.econologie.com/fichiers/partager/1254647073FCWNkM.pdf>
- [55] 72-cell MBB Bifacial PERC Half-Cell Double Glass Module - MBB Bifacial PERC Half-Cell Double Glass Module - PV Solar products Manufacturer, Solar Panel Suppliers India – JaSolar
- [56] Tutorial PVSYST, 2019.
- [57] Sunny Design Tutorial, 2019
- [58] J.T. Pinho e M. A. Galdinho. "Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos". CEPTEL – CRESESB, Rio de Janeiro, Março de 2014
- [59] Seyedmahmoudian, Mohammadmehdi; Mekhilef, Saad; Rahmani, Rasoul; Yusof, Rubiyah; Shojaei, Ali Asghar (2014-03-01). "Maximum power point tracking of partial shaded photovoltaic array using an evolutionary algorithm: A particle swarm optimization technique". *Journal of Renewable and Sustainable Energy*. **6** (2): 023102. doi:10.1063/1.4868025. hdl:1959.3/440382. ISSN 1941-7012.
- [60] Kannan, Nadarajah; Vakeesan, Divagar (1 September 2016). "Solar energy for future world: - A review". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Pag. 1092–1105. doi:10.1016/j.rser.2016.05.022.
- [61] Billy Roberts (20 October 2008). "Photovoltaic Solar Resource of the United States". National Renewable Energy Laboratory. Retrieved 17 April 2017.
- [62] David J. C. MacKay. "Sustainable Energy - without the hot air". *inference.org.uk*. Retrieved 20 November 2017. Solar photovoltaics: data from a 25-m² array in Cambridgeshire in 2006
- [63]"Photovoltaic Cell Conversion Efficiency Basics". U.S. Department of Energy. Retrieved 6 September 2014.
- [64] Geisz, John F.; France, Ryan M.; Schulte, Kevin L.; Steiner, Myles A.; Norman, Andrew G.; Guthrey, Harvey L.; Young, Matthew R.; Song, Tao; Moriarty, Thomas (April 2020). "Six-junction III–V solar cells

with 47.1% conversion efficiency under 143 Suns concentration". *Nature Energy*. pag: 326–335. doi:10.1038/s41560-020-0598-5.

[65] Michael Boxwell, *Solar Electricity Handbook: A Simple, Practical Guide to Solar Energy* (2012), p. 41–42.

[66] Stickler, Greg. "Educational Brief- Solar Radiation and the Earth System". National Aeronautics and Space Administration. Archived from the original on 25 April 2016. Retrieved 5 May 2016.

[67] "RReDC Glossary of Solar Radiation Resource Terms". rredc.nrel.gov. Retrieved 25 November 2017.

[68] "Declination Angle - PVEducation". www.pveducation.org. Retrieved 21 April 2018.

[69] Archived November 5, 2012, at the Wayback Machine

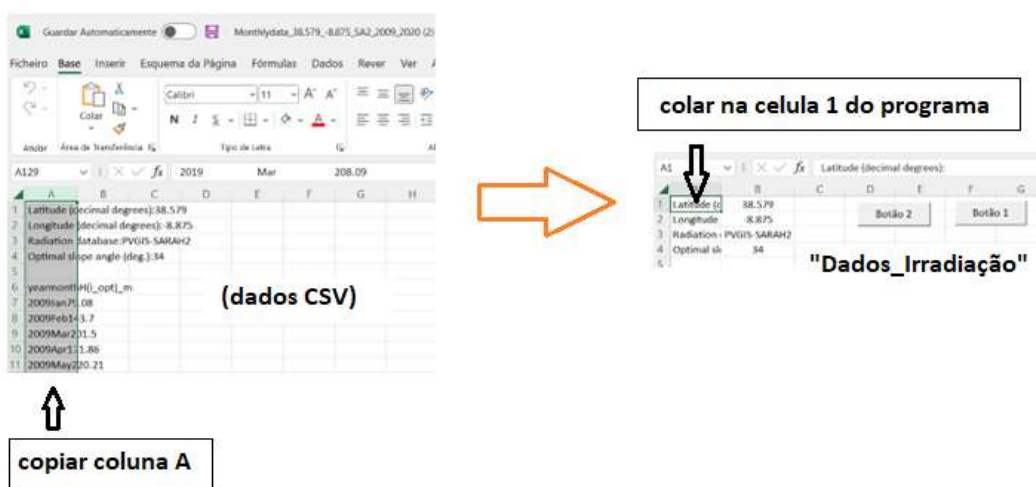
[70] "ACEA position and recommendations for the standardization of the charging of electrically chargeable vehicles" (PDF). ACEA – European Automobile Manufacturers Association. 2 March 2011. Archived (PDF) from the original on 2 December 2012.

ANEXOS

ANEXO A – Códigos utilizados no programa MsEXCEL

1. Importação dos “Dados_Irradiação” para o programa

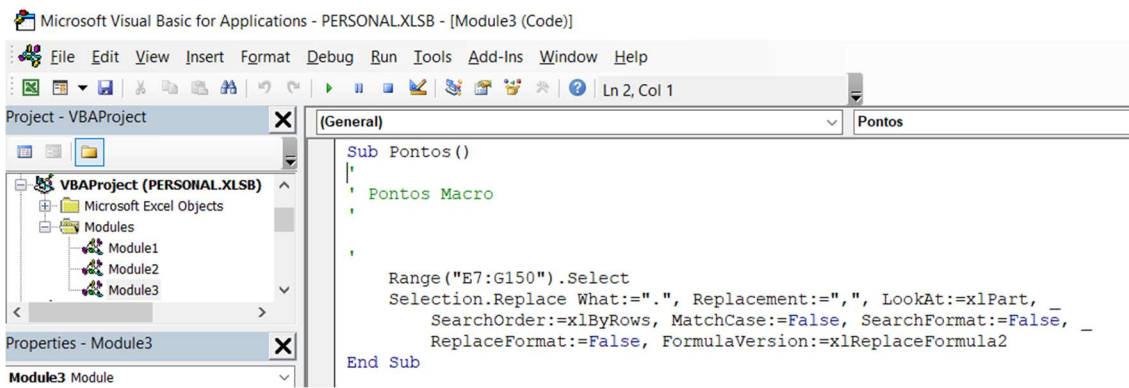
Para que os dados possam ser processados foram criadas duas macros (que serão ativadas pelo botão 1 - Separar e pelo do Botão 2 – Substituir



O botão 1 – Separar é ativado pela “DadosRadiação Macro” e tem a função de separar em várias colunas a coluna A do arquivo “Data Radiação”.

```
Microsoft Visual Basic for Applications - PERSONAL.XLSB - [Module1 (Code)]
File Edit View Insert Format Debug Run Tools Add-Ins Window Help
Project - VBAProject
Module1
Module2
Module3
VBAProject (Programa_Irradiação)
Microsoft Excel Objects
EsteLivro
Properties - Module1
Module1 Module
Alphabetic Categorized
(Name) Module1
(General)
DadosRadiação
Sub DadosRadiação ()
'
' DadosRadiação Macro
' Esta macro separa em colunas o arquivo "Data Radiação"
'
' Atalho por teclado: Ctrl+Shift+R
'
Columns("A:A").Select
Selection.TextToColumns Destination:=Range("A1"), DataType:=xlDelimited, _
TextQualifier:=xlDoubleQuote, ConsecutiveDelimiter:=False, Tab:=True, _
Semicolon:=True, Comma:=False, Space:=False, Other:=False, FieldInfo _
:=Array(Array(1, 1), Array(2, 1), Array(3, 1), Array(4, 1), Array(5, 1), Array(6, 1), _
Array(7, 1)), TrailingMinusNumbers:=True
Range("A1").Select
End Sub
```

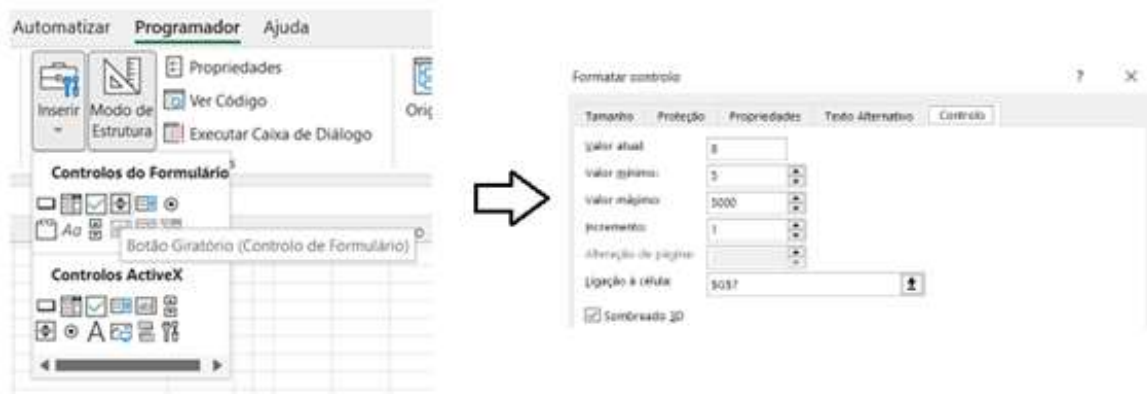
O botão 2 – Substituir é ativado pela “Pontos Macro” e tem a função de substituir todos os pontos por virgulas todas as colunas da macro anterior.



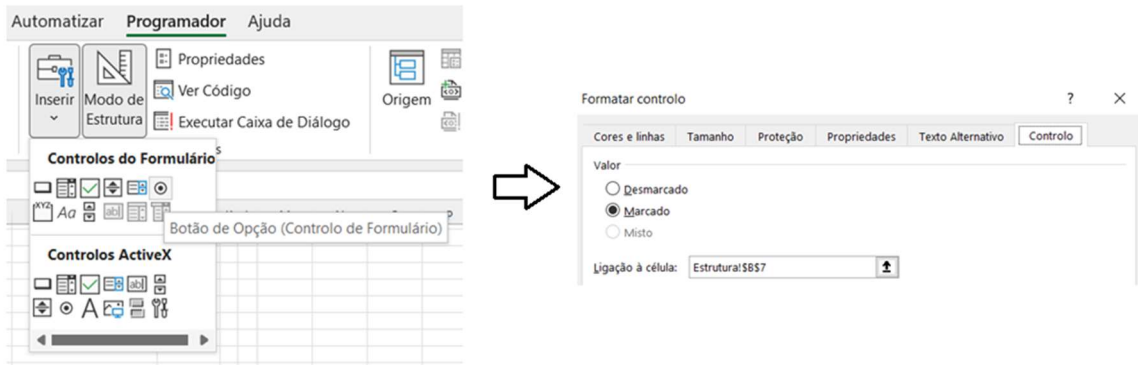
Este procedimento deve ser sequencial e o utilizador deve seleccionar primeiro no botão 1 e seguida no botão 2.

2. Tipo de Estrutura

- (a) Na escolha da largura e comprimento para obter a área da instalação, foram utilizados controlos de formulario designados por “Botão Giratório” no menu Inserir do programador do MsExcel, associados à respectiva celula do interface, não permitindo seleções inferiores ao valores indicados em cima.



- (b) Na escolha do tipo de estrutura foram utilizados controlos de formulario designados por “Botão Opção” no menu Inserir do programador do Excel, associados à respectiva celula do interface, e à folha de calculo “Estrutura”, onde é devolvido o valor dessa opção na celula B7.

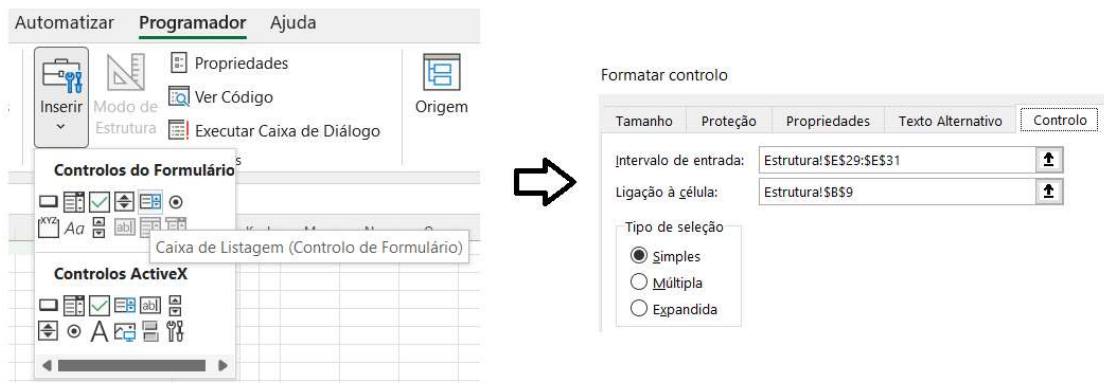


Neste comando de opção é necessário utilizar a folha de cálculo do programa designada por “estrutura” e uma função que se designa por PROCV aplicada à célula B8 de forma a devolver o valor pretendido da seleção na célula B7, neste caso 1 ou 2.

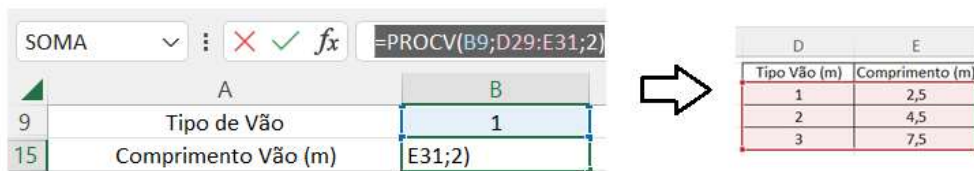
	A	B	C	D	E
6	Características	Dados		Tipo Estrutura	Modelo
7	Tipo Estrutura	1		1	Com Cobertura
8	Modelo	Com Cobertura		2	Sem Cobertura

	A	B	C	D	E
6	Características	Dados		Tipo Estrutura	Modelo
7	Tipo Estrutura	1		1	Com Cobertura
8	Modelo	=PROCV(B7;D7;E8;2)		2	Sem Cobertura

(c) Na escolha do tipo de vão foram utilizados controlos de formulario designados por “Caixa de Listagem (Controlo de Formulário)” no menu Inserir do programador do Excel, associados à respectiva célula do interface, importando os dados para a folha de calculo de suporte “Estrutura”.



Neste comando de opção também é necessário utilizar a folha de cálculo do programa designada por “estrutura” e uma função que se designa por PROCV aplicada à célula B15 de forma a devolver o valor pretendido da seleção na célula B9, neste caso 1, 2 ou 3



(d) A área da instalação com cobertura será determinada aplicando a seguinte função condicional SE.S.

$$=SE.S(J3<I7;I7*1,06;J3>I7;J3*1,09)$$

The image shows an Excel spreadsheet with the following data:

	D	E	F	G	H	I	J	K
1								
2			modulos cobert/estrut	estrutura painéis(m)	Custo Perfil (€/m)	Área módulo (m2)	Área da estrutura	
3			18	28	1,5	35	621	
4								
5								
6	Tipo Estrutura	Modelo	Tipo Estrutura	Custo total Estrutura(€)	Tipo Estrutura	Área Disponível (m2)	Tipo	Área instalação (m2)
7	1	Com Cobertura	1	19080	1	512	1	06;J3>I7;J3*1,06)
8	2	Sem Cobertura	2	756	2	512	2	512

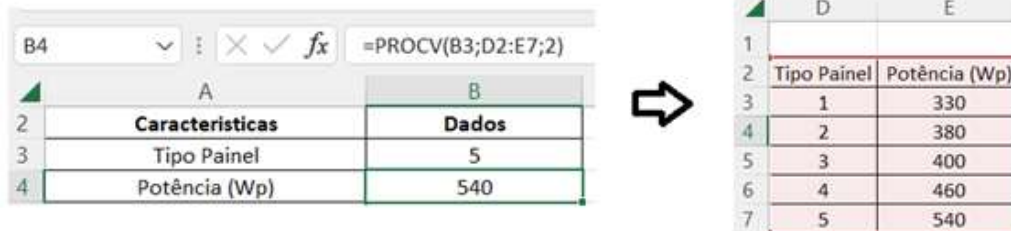
Esta função permite definir a área da instalação, através de duas condições: se $J3 < I7$ devolve $I7$ e se $J3 > I7$ devolve $J3$ e onde o valor final é sempre multiplicado pelo fator 1,09, considerado para o aumento de área devido à inclinação da cobertura e aumento de área das zonas periféricas da instalação.

3. Painéis Solares

(a) Na seleção do tipo de painéis, foi utilizado a função controlo de formulário designados por “Caixa de Listagem (Controlo de Formulário)” no menu Inserir do programador do Excel, associados à respectiva célula do interface, e à folha de cálculo “Painéis Solares”, onde é definido o intervalo de entrada da seleção (tipo de painel) e devolvido o valor dessa opção na célula B3.



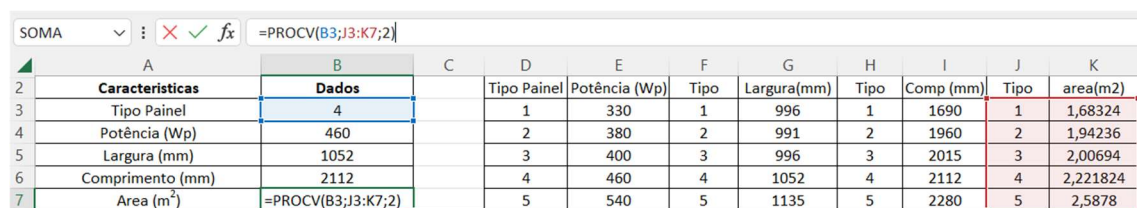
Neste comando de opção é utilizada uma função que se designa por PROCV associada à folha de cálculo “Painéis Solares” e uma função que se designa por PROCV aplicada à célula B4 de forma a devolver o valor pretendido da seleção na célula B3, neste caso 1, 2, 3, 4 ou 5.



	A	B
2	Características	Dados
3	Tipo Pannel	5
4	Potência (Wp)	540

	D	E
2	Tipo Pannel	Potência (Wp)
3	1	330
4	2	380
5	3	400
6	4	460
7	5	540

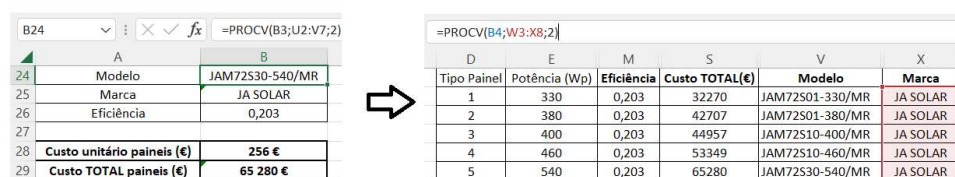
Utilizando a mesma função PROCV, a seleção do painel solar vai também permitir determinar as suas dimensões e respectiva área, conforme se pode verificar na figura em baixo.



	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
2	Características	Dados		Tipo Pannel	Potência (Wp)	Tipo	Largura(mm)	Tipo	Comp (mm)	Tipo	area(m2)
3	Tipo Pannel	4		1	330	1	996	1	1690	1	1,68324
4	Potência (Wp)	460		2	380	2	991	2	1960	2	1,94236
5	Largura (mm)	1052		3	400	3	996	3	2015	3	2,00694
6	Comprimento (mm)	2112		4	460	4	1052	4	2112	4	2,221824
7	Área (m ²)	=PROCV(B3;J3:K7;2)		5	540	5	1135	5	2280	5	2,5878

Aqui a mesma função associada à célula B3 vai devolver os valores da largura, comprimento e respectiva área do painel selecionado na célula B7. Este valor de área que vai determinar o número de painéis a utilizar, sendo obtido pela divisão entre a área da instalação K7 (figura 48) e área do painel selecionado B7.

A mesma função permite, também, devolver os dados do modelo, marca, eficiência e custos do tipo de painel selecionado:



	A	B
24	Modelo	JAM72530-540/MR
25	Marca	JA SOLAR
26	Eficiência	0,203
28	Custo unitário painéis (€)	256 €
29	Custo TOTAL painéis (€)	65 280 €

	D	E	M	S	V	X
	Tipo Pannel	Potência (Wp)	Eficiência	Custo TOTAL(€)	Modelo	Marca
1	1	330	0,203	32270	JAM72501-330/MR	JA SOLAR
2	2	380	0,203	42707	JAM72501-380/MR	JA SOLAR
3	3	400	0,203	44957	JAM72510-400/MR	JA SOLAR
4	4	460	0,203	53349	JAM72510-460/MR	JA SOLAR
5	5	540	0,203	65280	JAM72530-540/MR	JA SOLAR

(b) A potência total ou energia disponível gerada pelos painéis para esta instalação pode ser obtida através da função da figura em baixo associada à célula W25 da folha de cálculo “Dados_Irradiação”.

Energia (Kwh/ano) 228079



W25 fx =(V25*Estrutura!\$B\$10*Paineis Solares!\$B\$7*Paineis Solares!\$B\$26*(1-0,2))

	V	W	X	Y	Z	AA	AB
12	Σ Média/mensal (kw/m ²)	P total (KWh)	P diário (KWh)	P hora (KWh)			
25	2071,41	228078,64	7499,77	882,33			
26			624,98	73,53			
27			Média				

Onde:

V25 = Irradiação média Total (soma da média de todos valores das irradiações mensais da Tabela 1 em KWh/m²)

Estrutura!\$B\$10 = N° de painéis Final

Paineis Solares!\$B\$7 = Area (m²) do tipo painel selecionado

Paineis Solares!\$B\$26 = Eficiência do painel selecionado

Perdas Energéticas do sistema => 20% (1-0,2)

(c) A configuração dos “Arrays dos Paineis” pode ser obtida através utilização a seguinte sequência de funções:

I. = ARRED.EXCESSO.MAT (B11/Inversores!B8)

Onde:

B11 = n° de painéis da instalação

Inversores!B8 = n° de inversores obtidos pela simulação

II. Através novamente da função PROCV é possível obter os valores de B14 (VOC circuito aberto em Volt) e B15 (Coef. Temp. Voc em %/°C) de forma que possa utilizado para cálculo da célula B16 (VOC circuito aberto -3°C em Volt)

B14 fx =PROCV(B3;N2:O28;2)

	A	B
11	Nº Paineis instalação	255
13	Nº Paineis por inversor	85
14	VOC circuito aberto (V)	49,6
15	Coef Temp Voc (%/°C)	0,275
16	VOC circuito aberto -3°C (V)	53,4



N	O	P	Q
Tipo	Voc (V)	Tipo	Temp Coef Voc (%/°C)
1	49,6	1	0,275
2	49,6	2	0,275
3	49,6	3	0,275
4	49,6	4	0,275
5	49,6	5	0,275

$$B16 = B14 * (1 + (T_{voc} - T_{amb}) * (-B15 / 100)) \Rightarrow \text{VOC circuito aberto } -3^{\circ}\text{C (V)}$$

Onde:

Tvoc = -3°C e Tamb = 25°C

- III. Aplicando o valor de VOC característica do painel vai permitir obter o nº de painéis máximo e mínimo por “string” (células B17 e B19) pela sua divisão pela voltagem máxima e mínima admitida em cada inversor.

	A	B
16	VOC circuito aberto -3°C (V)	53,4
17	Nº Painéis Máx por string	19
18	Nº Painéis Mín ppr string	4

Onde:

B16 = VOC circuito aberto -3°C (V)
Inversores!B9 = Volt máx (V) = 1000V
Inversores!B10 = Volt Mín (V) = 200V

Aqui é necessário recorrer às características dos inversores, provenientes da folha de cálculo auxiliar “Inversores”

- IV. De seguida, obtém-se o número de “strings” em paralelo e o número de painéis por “string” através das seguintes funções:

B19 =ARRED.EXCESSO.MAT(B13/B20)
B20 =ARRED.EXCESSO.MAT(B13/B17)

	A	B	C
19	Nº Painéis Ideal por string	18	
20	Nº de strings em paralelo	5,0	

Onde:

B13 = Nº de painéis por inversor
B17 = Nº de Painéis máx. por “String”
B20 = “Nº de strings” em Paralelo

- V. Tendo em conta que poderá existir uma “string” com número de painéis desfasados é necessário aplicar a seguinte função:

	A	B	C	D
21	Nº Painéis da string desfasada	16,0		

Onde:

B13 = N° de painéis por inversor
B19 = N° de Painéis ideal por “string”
B20 = “N° de strings” em Paralelo

VI. Por fim, obtém-se o número de painéis em serie para cada inversor em cada “string”

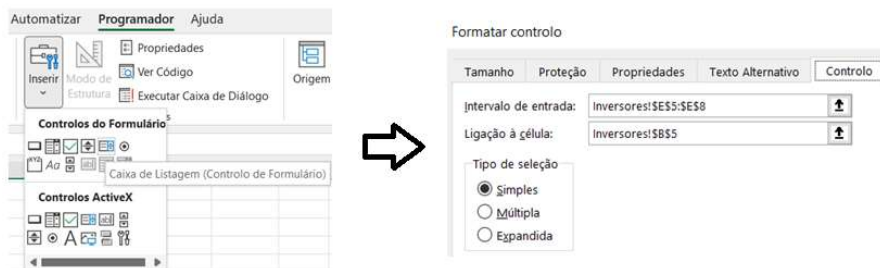
	A	B	C	D	E	F	G	H	I
31	Array Paineis	Inversor (n) => n = 1,2,3							
32		MPPT 1	MPPT 2	MPPT 3	MPPT 4	MPPT 1	MPPT 1	MPPT 3	MPPT 4
33		String 1	String 1	String 1	String 1	String 2	String 2	String 2	String 2
34		16	18	18	18	18	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!

Onde:

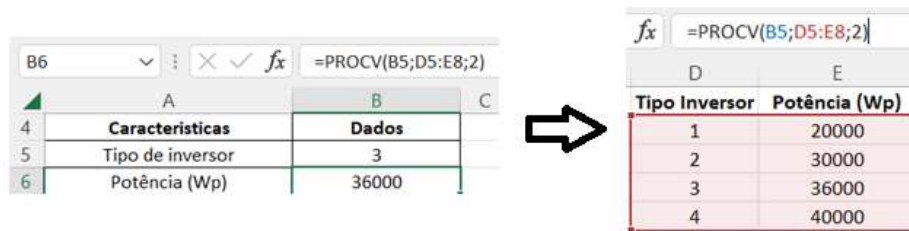
B35 = B21
C35 = (B13-B35)/(B20-1)
D35 = (B13-B35-C35)/(B20-2)
E35 = (B13-B35-C35-D35)/(B20-3)
F35 = (B13-B35-C35-D35-E35)/(B20-4)
G35 = (B13-B35-C35-D35-E35-F35)/(B20-5)
H35 = (B13-B35-C35-D35-E35-F35-G35)/(B20-6)
I35 = (B13-B35-C35-D35-E35-F35-G35)/(B20-7)

4. Inversores

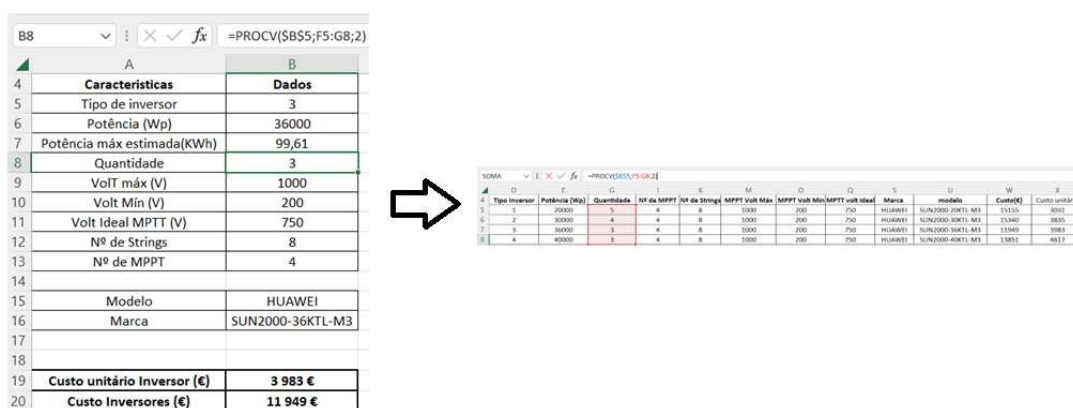
Na seleção do tipo de inversores foram utilizados controlos de formulario designados por “Caixa de Listagem (Controlo de Formulário)” no menu Inserir do programador do Excel, associados à respectiva célula do interface, e à folha de calculo “Paineis Solares”, onde é definido o intervalo de entrada da seleção (tipo de inversor) e devolvido o valor dessa opção na célula B5.



Neste comando de opção é utilizada uma função que se designa por PROCV associada à folha de cálculo “Inversores” e aplicada à célula B6 de forma a devolver o valor pretendido da seleção na célula B5, neste caso 1, 2, 3 ou 4 .

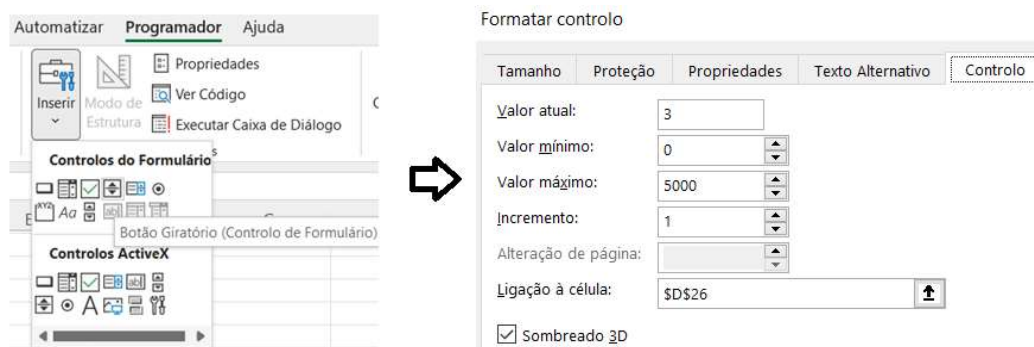


Utilizando a mesma função PROCV, e tendo com base a potencia máxima estimada da instalação, a seleção do inversor vai permitir obter a quantidade necessária de inversores para aproveitamento máximo da potência instalada, bem como as suas principais características e custos, conforme se pode verificar na figura em baixo.

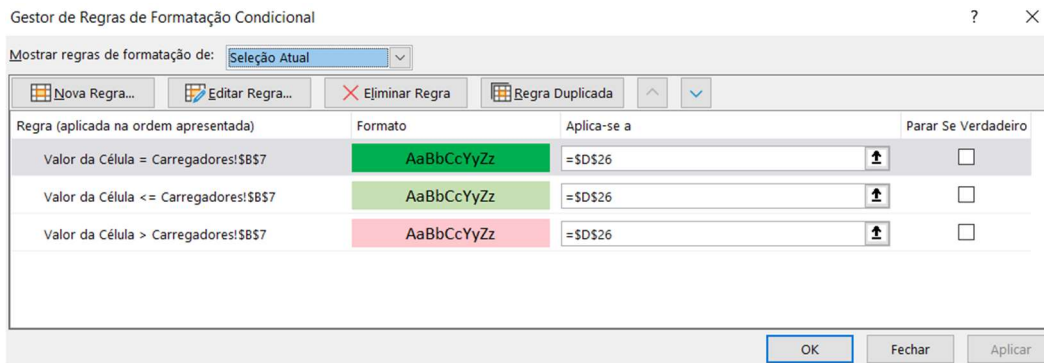


5. Carregadores de VE

Nesta seleção do tipo de carregadores VE, foi utilizado o controlo de formulario designado por “Botão Giratório” para a Quantidade, no menu Inserir do programador do Excel, associados à respectiva célula D6 do interface.

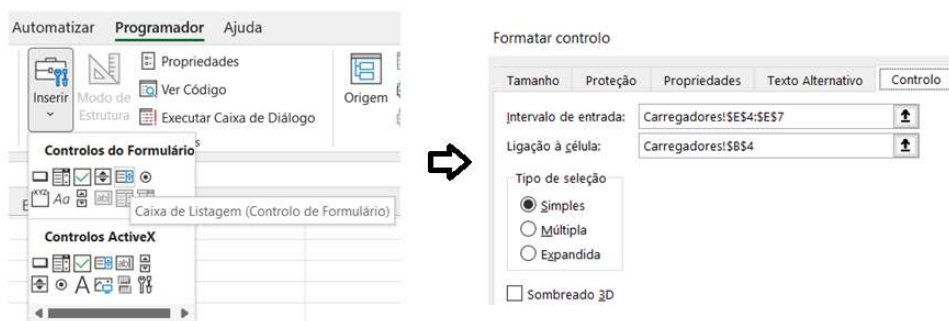


Na célula D6 da interface é aplicada uma regra de formatação condicionada associada à célula B7 designada por quantidade ótima, na folha de cálculo do programa designada por “Carregadores”.

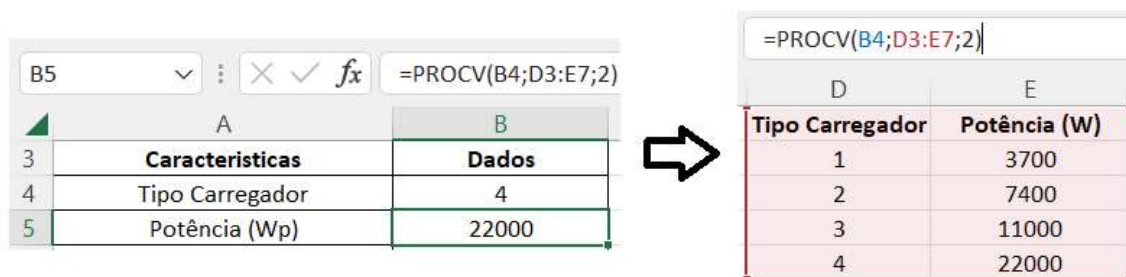


Aqui são atribuídas cores de modo a que o utilizador visualize que caso esteja acima (vermelho claro) ou abaixo (verde claro) da quantidade ótima (verde escuro) poderá não ser a situação ideal.

Para definir a potência associada ao tipo de inversor foi utilizado um controlo de formulário designados por “Caixa de Listagem (Controlo de Formulário)”, no menu Inserir do programador do Excel, associados à respectiva célula do interface e à folha de cálculo “Carregadores”, onde é definido o intervalo de entrada da seleção (tipo de carregador) e devolvido o valor dessa opção na célula B4.



Neste comando de opção também é necessário utilizar também, a folha de cálculo do programa designada por “Carregadores” e uma função que se designa por PROCV aplicada à célula B5 de forma a devolver o valor pretendido da seleção na célula B4, neste caso 1, 2, 3 ou 4.



A quantidade ótima é obtida utilizando a seguinte função associada à célula B7:

B7			=ARRED.EXCESSO.MAT(B6/(B5/1000))		
	A	B			
5	Potência (Wp)	22000			
6	Potência (KWh)	73,5			
7	Quantidade ótima	4			

O valor da célula B6 está associado à célula Y26 da folha de cálculo “Dados_Irradiação”, onde a Potência diária em kWh é obtida através da divisão da Potência total pelos dias correspondentes a cada mês e a Potência hora é definida pela divisão entre a potência diária e o tempo de exposição solar diário média de 8,5h.

Por fim, utilizando a mesma função PROCV, a seleção do carregador vai permitir determinar as suas principais características e custos, conforme se pode verificar na figura em baixo.

B9		=PROCV(B4;F3;G7;2)		
	A	B		
2				
3	Características	Dados		
4	Tipo Carregador	4		
5	Potência (Wp)	22000		
6	Potência (KWh)	73,5		
7	Quantidade ótima	4		
8	Quantidade escolhida	4		
9	Tipo de Fase	Trifásico		
10	Tensão (V)	400		
11	Intensidade (A)	32		
12	Tempo de carga (h/100km)	0,5		
13				
14	Marca	eNEXT		
15	Modelo	T-C2		
16				
17	Custo unitário Carregadores (€)	960 €		
18	Custo Total Carregadores (€)	3 840 €		

SOMA		=PROCV(B4;F3;G7;2)									
	D	E	G	I	K	M	O	Q	S	U	V
2											
3	Tipo Carregador	Potência (W)	Tipo de Fase	Tensão (V)	Intensidade (A)	Tempo de Carga (100Km)	Tomada/Cabo	Marca	modelo	Custo(€)	Custo unitário
4	1	3700	Monofásico	230	32	3	Cabo Tipo 2	EV CHARGERS	IEC 61851	1100	275
5	2	7400	Monofásico	230	32	1,5	Cabo Tipo 2	EHOME	T2C32	3131,6	782,9
6	3	11000	Trifásico	400	16	1	Cabo Tipo 2	EHOME	T2C16 TRI T2	3395,2	848,8
7	4	22000	Trifásico	400	32	0,5	Cabo Tipo 2	eNEXT	T-C2	3840	960

6. Análise Financeira

Para apurar a redução de custos estimada ao nível da poupança elétrica por meio da produção de energia da instalação é utilizada a expressão da figura em baixo.

C27		=(C25*C26)		
	B	C		
25	Energia util (Kwh)	225256		
26	Custo (€/Kwh)	0,2		
27	Poupança Anual	45 051 €		

Onde a Energia útil =Dados_Irradiação!W25

Desta forma é possível aplicar ao Cash-Flow do ano zero à função VAL (valor atualizado líquido) e função TIR (taxa interna de retorno) numa tabela até aos 8 anos, sendo este o tempo máximo de retorno considerado para este tipo de instalações.

	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
2	ANO	0	1	2	3	4	5	6	7	8
3	CFk	-	0,925925926	0,8573388	0,7938322	0,735029853	0,680583	0,3922602	0,2755331	0,21601407
4	Receitas	-	45051,13	45051,13	45051,13	45051,13	45051,13	45051,13	45051,13	45051,13
5	Cash-Flow	-145607	45051,13	45051,13	45051,13	45051,13	45051,13	45051,13	45051,13	45051,13
6	VAL 8 anos	113 285,56 €								
7	VAL 7 anos	88 945,84 €								
8	VAL 6 anos	62 658,93 €								
9	VAL 5 anos	34 269,08 €								
10	VAL 4 anos	3 608,03 €								
11	VAL 3 anos	-29 505,89 €								
12	VAL 2 anos	-65 268,93 €								
13	VAL	3 608,03 €								
14	TIR 8 anos	26,1%								
15	TIR 7 anos	24,1%								
16	TIR 6 anos	21,2%								
17	TIR 5 anos	16,6%								
18	TIR 4 anos	9,1%								
19	TIR 3 anos	-3,6%								
20	TIR 2 anos	-26,8%								
21	TIR	9,1%								
22	r	0,08								
23	PRI (anos)	4								

Todos os VAL e TIR são determinados entre 2 e os 8 anos de retorno, conforme expressões em baixo:

$$C11 = \text{VAL}(C20;D5:F5) + C5 \quad (\text{onde } C20 \text{ é a taxa do custo de capital})$$

$$C19 = \text{TIR}(C5:F5)$$

De seguida é retirado o valor mínimo mais próximo de zero de cada um deles utilizando as seguintes expressões condicionais:




















$$C12 = \text{VAL} = \text{MÍNIMO}(\text{SE}(C6:C11 > 0; C6:C11))$$

$$C20 = \text{TIR} = \text{MÍNIMO}(\text{SE}(C13:C18 > 0; C13:C18))$$

Outra variável importante a determinar é o PRI (Prazo de Retorno do Investimento) que pode ser calculado pela divisão entre o Cash Flow do ano zero e a poupança total apurada.

$$\text{PRI (anos)} = \text{ARRED.EXCESSO.MAT}(-C5/D5)$$




















Parque FV

 MadreMAX 250x2 - Comp. 2900 6 Unidades	 TRF001-1 6 Unidades	 RTP001-1 6 Unidades	 Parafuso - M10x30	 Anilha - M10	 Porca - M10	 LGF003-1 6 esq. de +12 Unidades
 LGF004-1 6 esq. de +12 Unidades	 MadreMAX 300x3.0 - Comp. 4600 6 Unidades	 TRF002-1 6 Unidades	 RTP002-1 6 Unidades	 SPPF001-1 6 Unidades	 Parafuso "HEX TRL08 M10x20"	 MadreMAX 50x1.5 - Comp. 1665 12 Unidades
 RFP001-1 6 Unidades	 MadreMAX 200x1.5 - Comp. 8700 15 Unidades	 MadreMAX 200x1.5 - Comp. 3550 6 Unidades	 MadreMAX 250x2 - Comp. 2900 6 Unidades	 MadreMAX 50x1.5 - Comp. 5800 34 Unidades		

NOTA: Para uma boa e rápida montagem, aconselhamos que os pilares e as vigas sejam preparadas e montadas no chão.

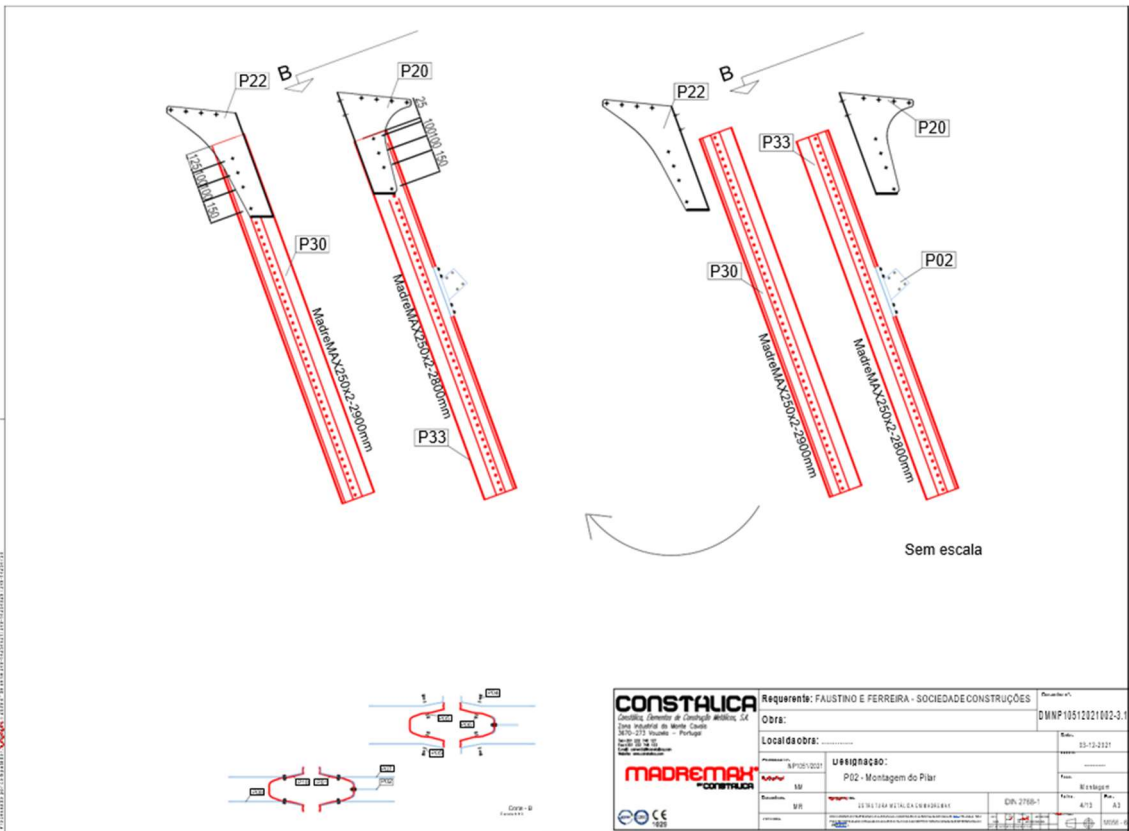
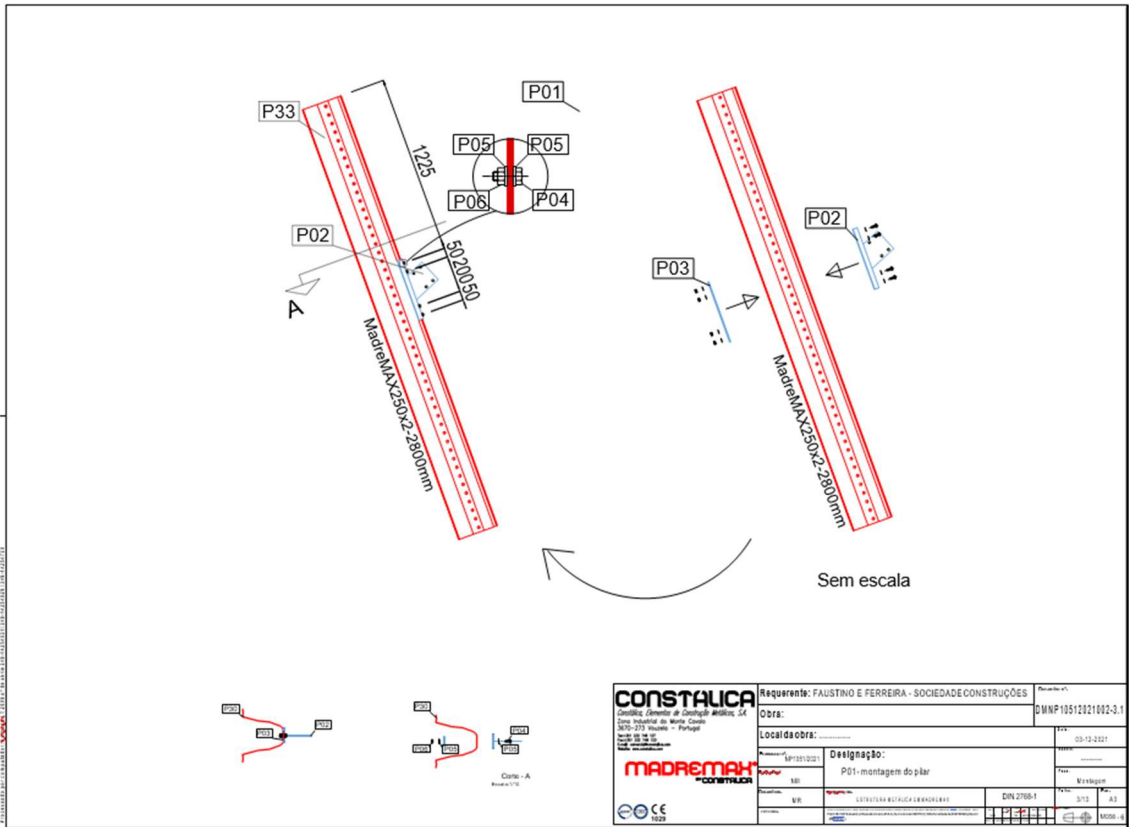
CONSTA LICA Comércio Sólido de Construção Sólida, S.A. Direção Industrial de Monte Castelo 3076-273 Vimeia - Portugal T. 211 200 000 F. 211 200 001 www.constalica.com	Requerente: FAUSTINO E FERREIRA - SOCIEDADE CONSTRUÇÕES	Documento nº: DMNP/0512021002-3.1
	Local da obra:	Data: 05-10-2021
Designação: Pórtico P1	Estado:	Tipo:
Projeto de: ESTRUTURA METÁLICA EM MADREMAX	Norma: DIN 2768-1	Folio: 2/3
Escala:	Material:	Mod. 1

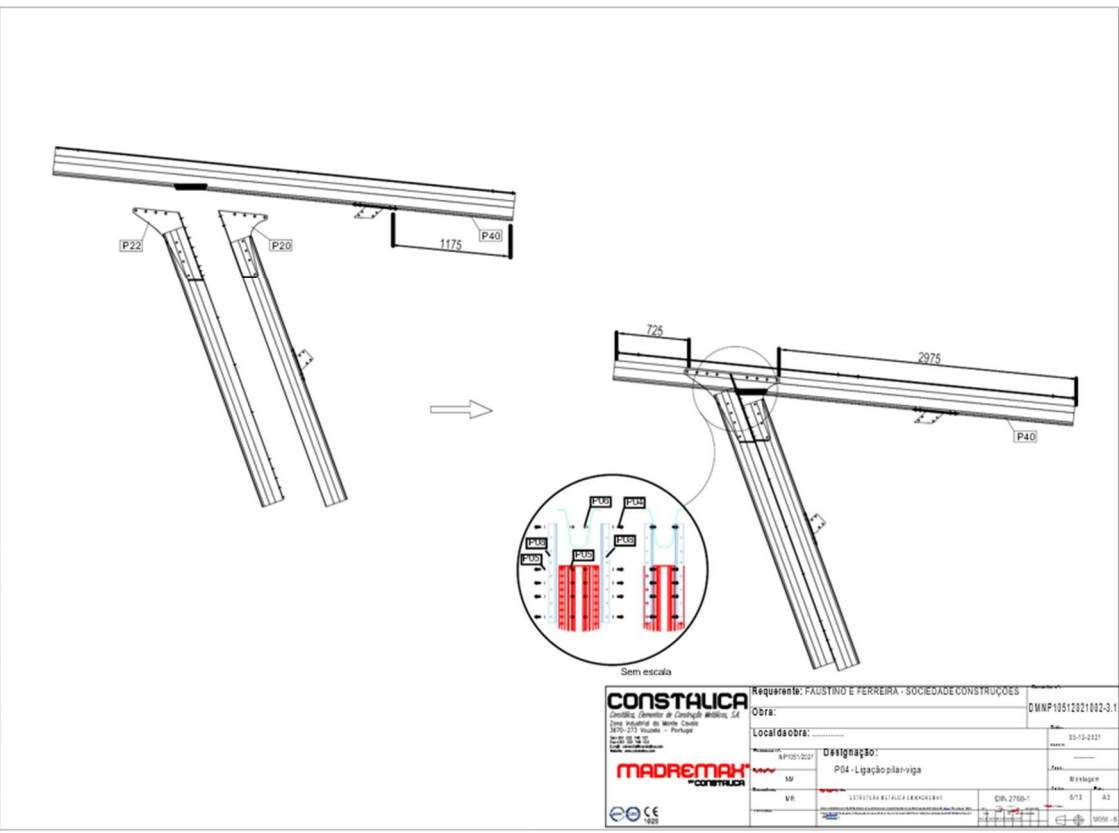
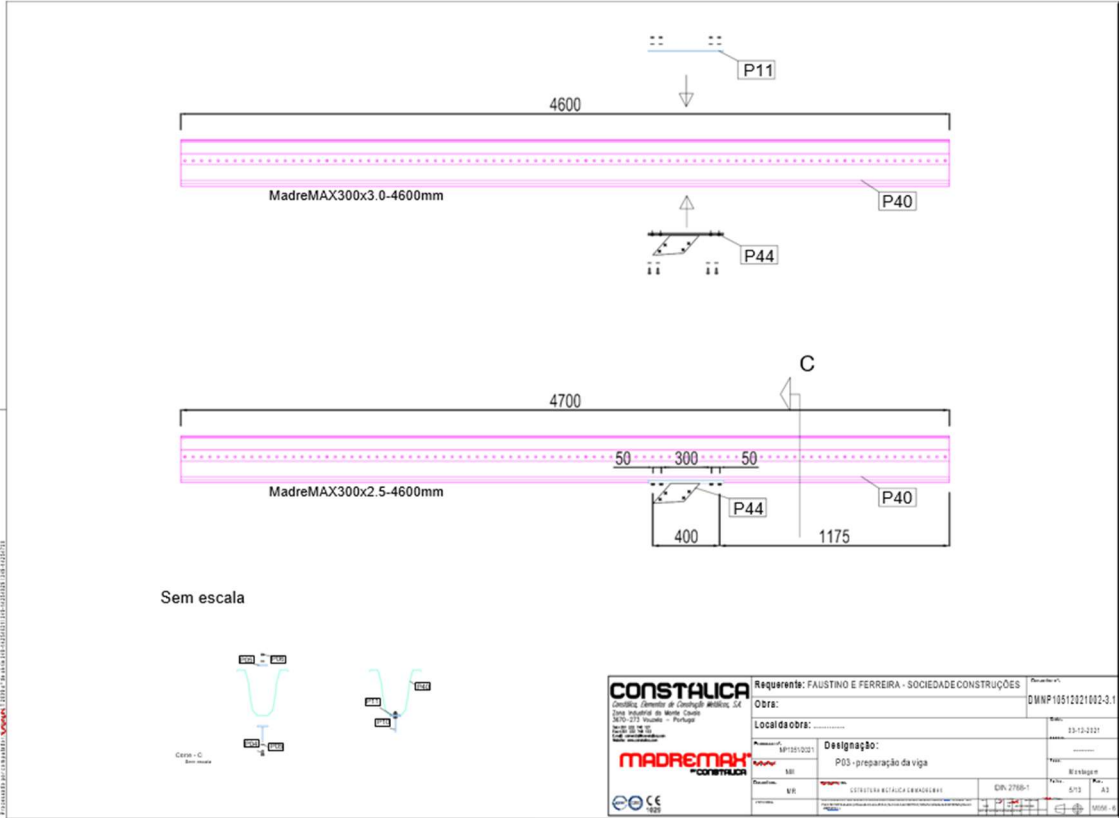
Parque FV

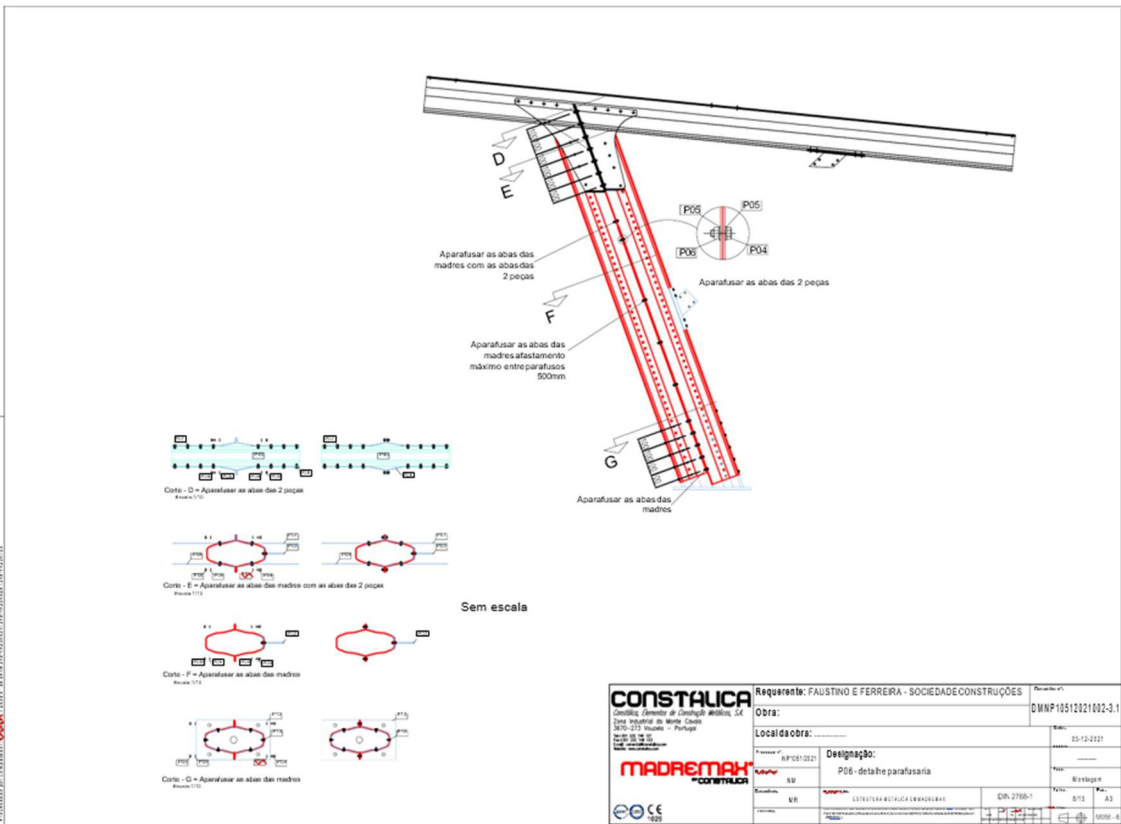
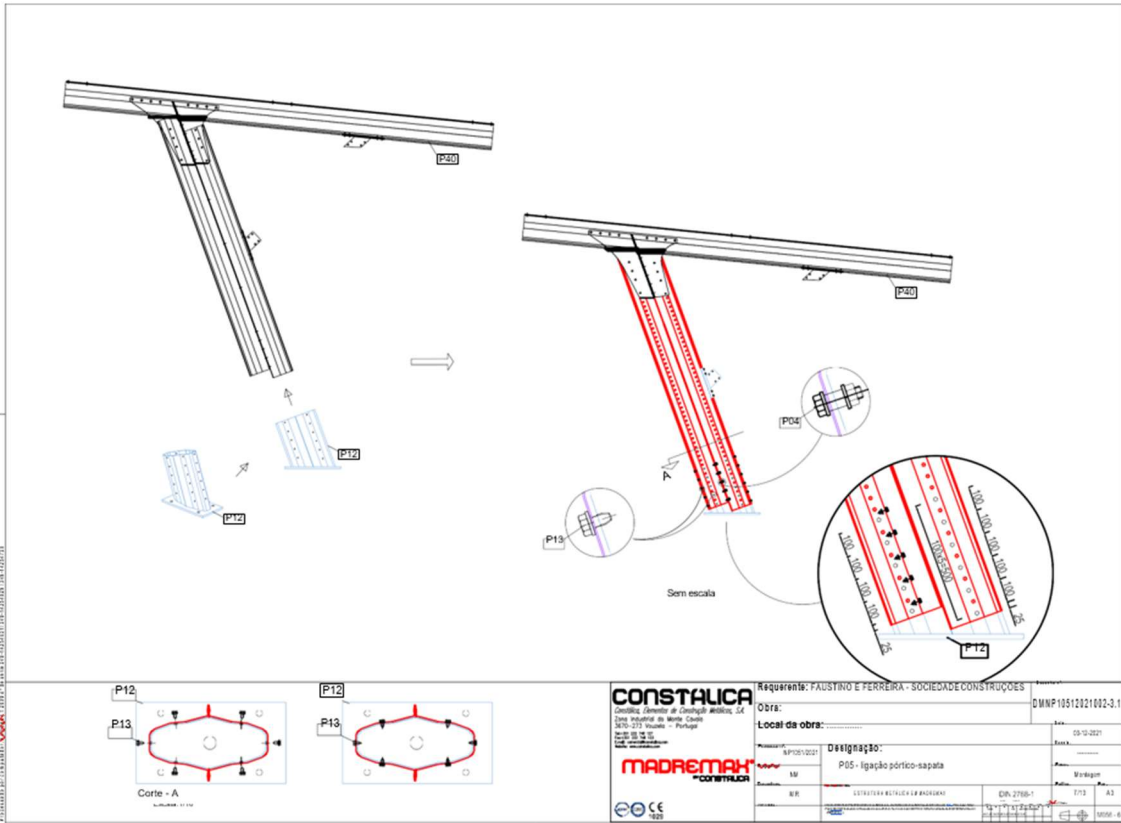
 MadreMAX 250x2 - Comp. 2900 6 Unidades	 TRF001-1 6 Unidades	 RTP001-1 6 Unidades	 Parafuso - M10x30	 Anilha - M10	 Porca - M10	 LGF003-1 6 esq. de +12 Unidades
 LGF004-1 6 esq. de +12 Unidades	 MadreMAX 300x3.0 - Comp. 4600 6 Unidades	 TRF002-1 6 Unidades	 RTP002-1 6 Unidades	 SPPF001-1 6 Unidades	 Parafuso "HEX TRL08 M10x20"	 MadreMAX 50x1.5 - Comp. 1665 12 Unidades
 RFP001-1 6 Unidades	 MadreMAX 200x1.5 - Comp. 8700 15 Unidades	 MadreMAX 200x1.5 - Comp. 3550 6 Unidades	 MadreMAX 250x2 - Comp. 2900 6 Unidades	 MadreMAX 50x1.5 - Comp. 5800 34 Unidades		

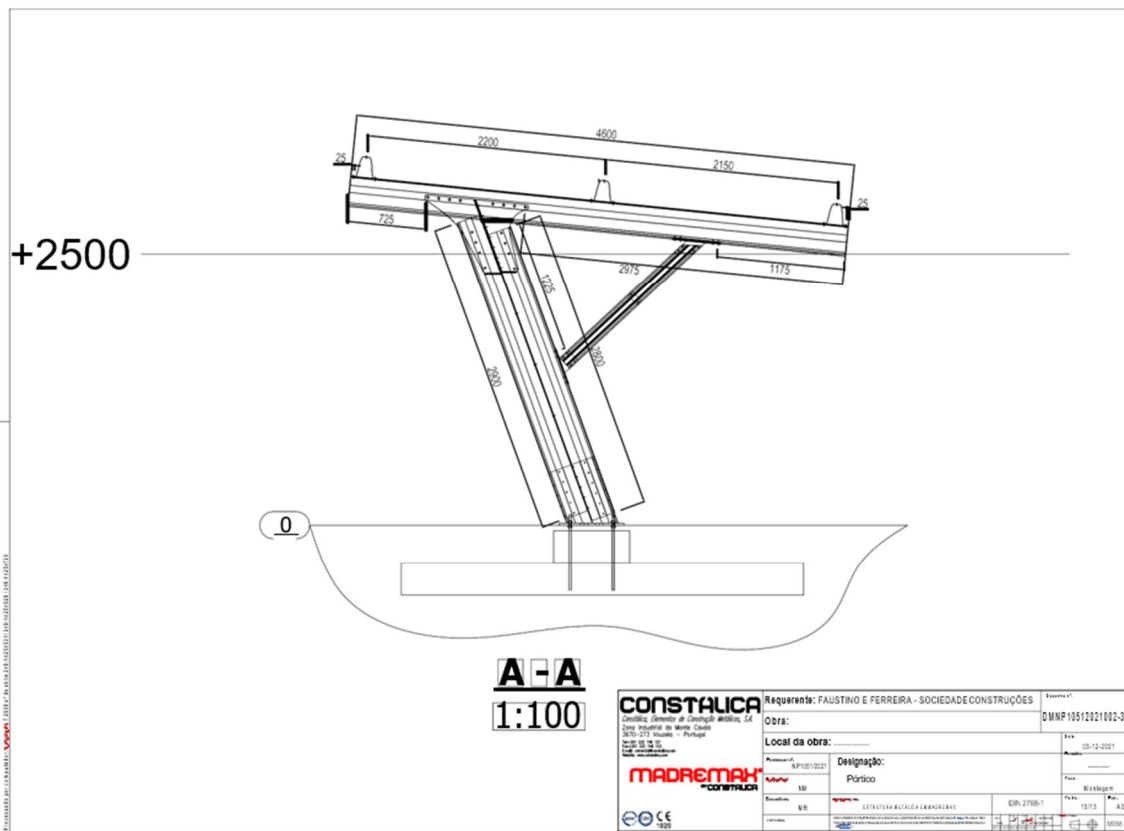
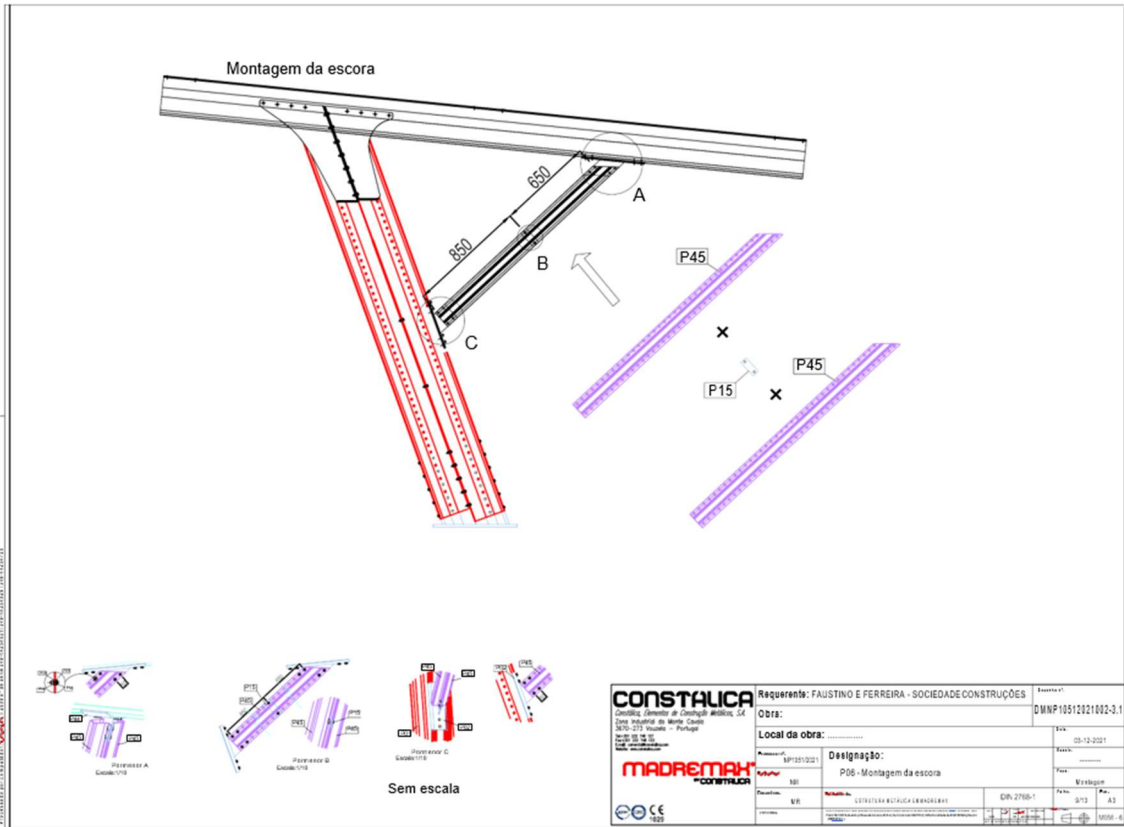
NOTA: Para uma boa e rápida montagem, aconselhamos que os pilares e as vigas sejam preparadas e montadas no chão.

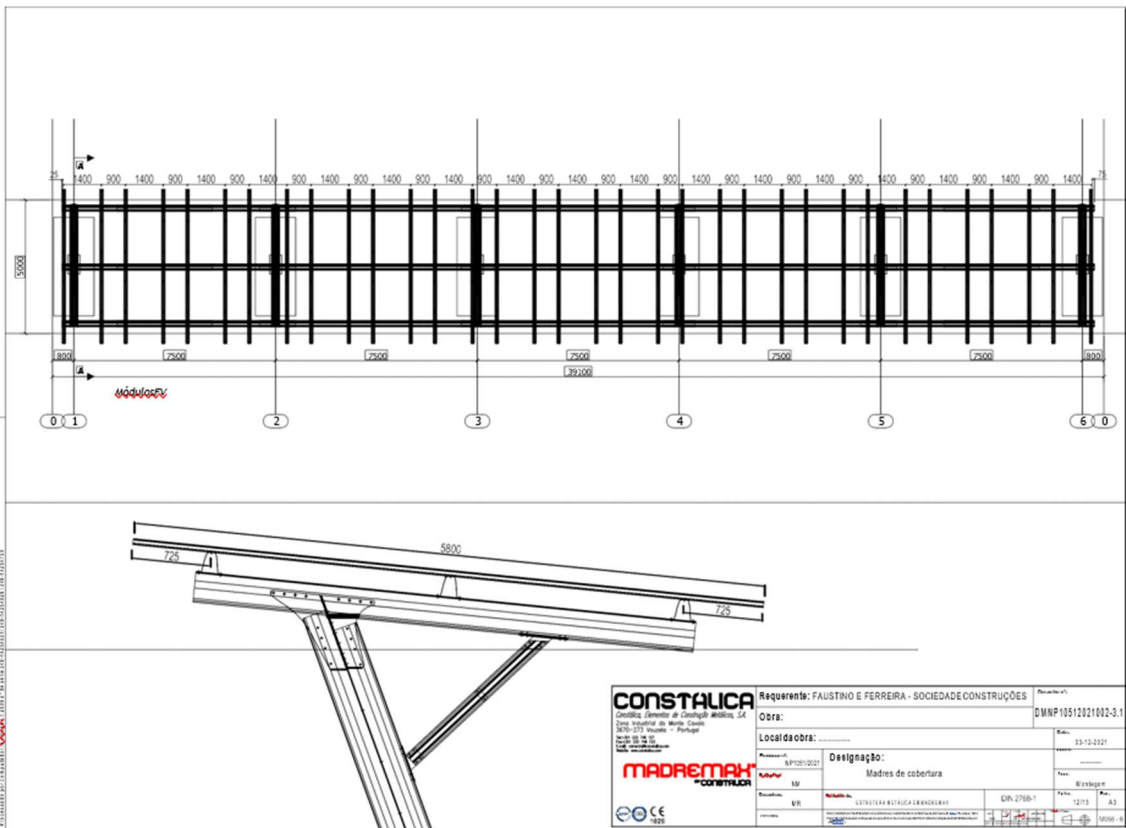
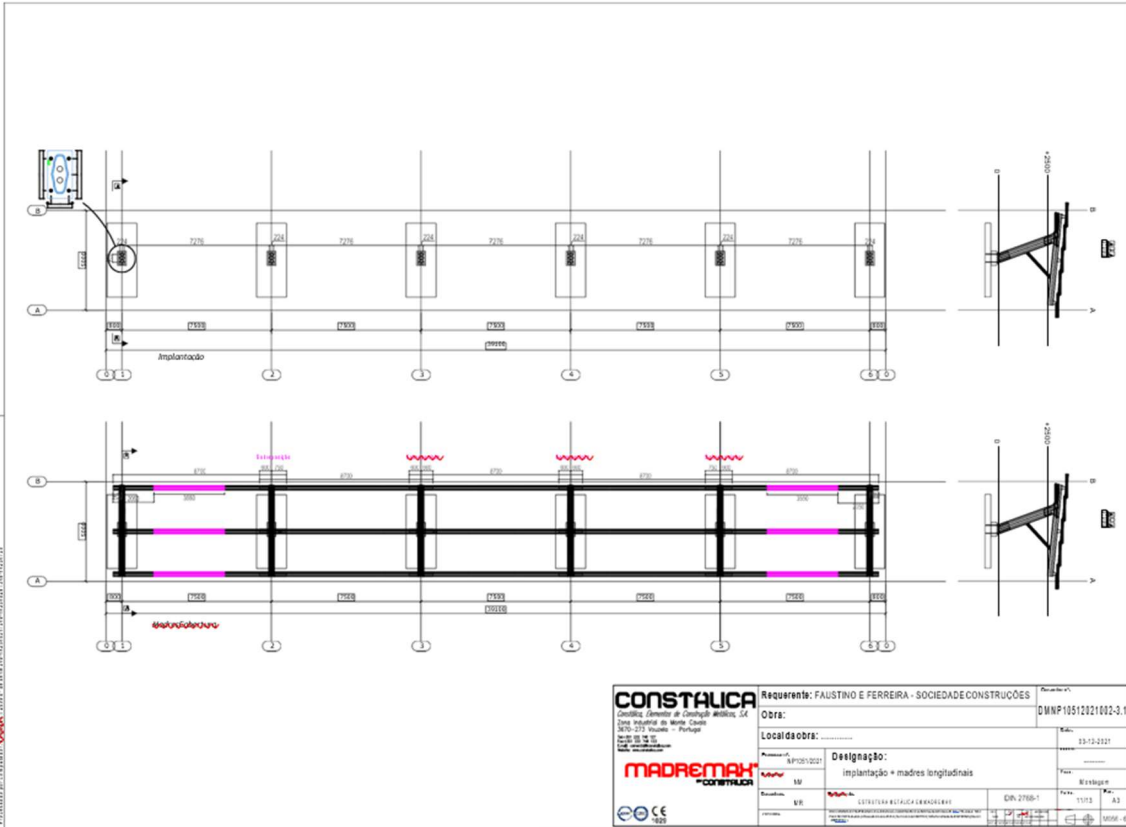
CONSTA LICA Comércio Sólido de Construção Sólida, S.A. Direção Industrial de Monte Castelo 3076-273 Vimeia - Portugal T. 211 200 000 F. 211 200 001 www.constalica.com	Requerente: FAUSTINO E FERREIRA - SOCIEDADE CONSTRUÇÕES	Documento nº: DMNP/0512021002-3.1
	Local da obra:	Data: 05-10-2021
Designação: Pórtico P1	Estado:	Tipo:
Projeto de: ESTRUTURA METÁLICA EM MADREMAX	Norma: DIN 2768-1	Folio: 2/3
Escala:	Material:	Mod. 1

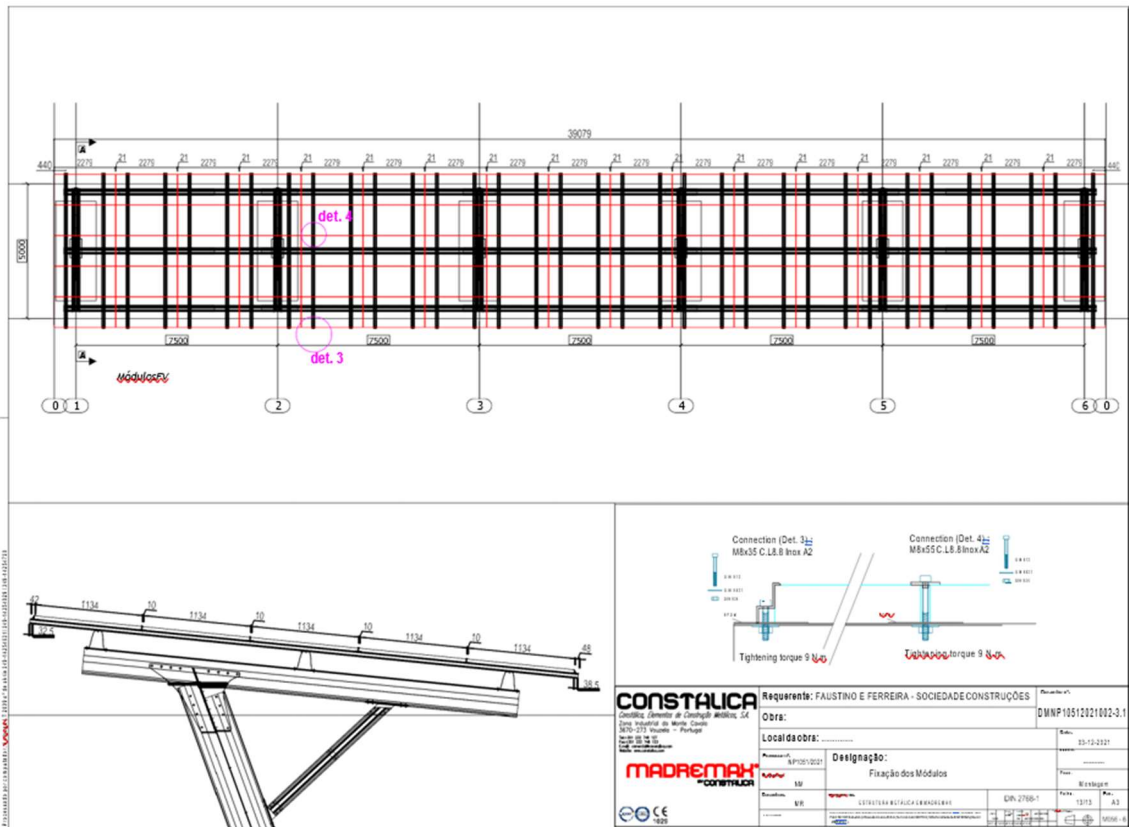






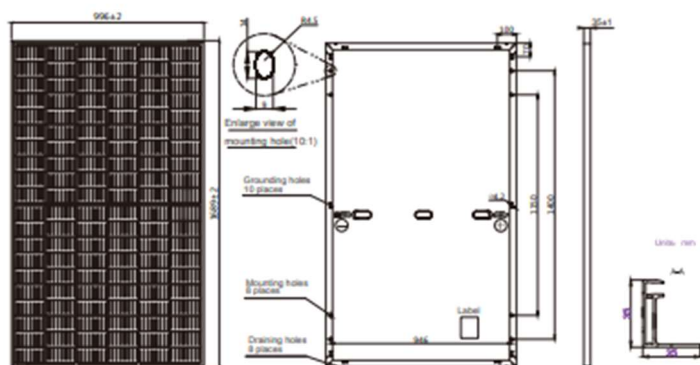






ANEXO C – Especificação dos painéis fotovoltaicos.

MECHANICAL DIAGRAMS



Remark: customized frame color and cable length available upon request

SPECIFICATIONS

Cell	Mono
Weight	18.7kg±3%
Dimensions	1689±2mm×996±2mm×35±1mm
Cable Cross Section Size	4mm ²
No. of cells	120(6×20)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	MC4 Original QC 4.10(1000V) QC 4.10-35(1500V)
Cable Length (Including Connector)	Portrait:300mm(+)/400mm(-); Landscape:1000mm(+)/1000mm(-)
Packaging Configuration	31 Per Pallet

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM60S10 -330/MR	JAM60S10 -335/MR	JAM60S10 -340/MR	JAM60S10 -345/MR	JAM60S10 -350/MR
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	330	335	340	345	350
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	41.08	41.32	41.55	41.76	42.02
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	34.24	34.48	34.73	34.99	35.25
Short Circuit Current(Isc) [A]	10.30	10.38	10.46	10.54	10.62
Maximum Power Current(Imp) [A]	9.64	9.72	9.79	9.86	9.93
Module Efficiency [%]	19.6	19.9	20.2	20.5	20.8
Power Tolerance	0~+5W				
Temperature Coefficient of Isc(α _{Isc})	+0.044%/°C				
Temperature Coefficient of Voc(β _{Voc})	-0.272%/°C				
Temperature Coefficient of Pmax(γ _{Pmp})	-0.350%/°C				
STC	Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1.5G				

Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types.

ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

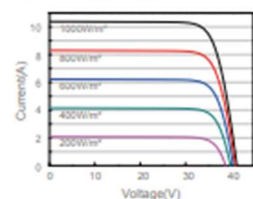
TYPE	JAM60S10 -330/MR	JAM60S10 -335/MR	JAM60S10 -340/MR	JAM60S10 -345/MR	JAM60S10 -350/MR
Rated Max Power(Pmax) [W]	249	253	257	261	265
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	38.46	38.68	38.90	39.09	39.31
Max Power Voltage(Vmp) [V]	32.02	32.21	32.40	32.61	32.84
Short Circuit Current(Isc) [A]	8.21	8.28	8.35	8.42	8.49
Max Power Current(Imp) [A]	7.78	7.85	7.93	8.00	8.07
NOCT	Irradiance 800W/m ² , ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s, AM1.5G				

OPERATING CONDITIONS

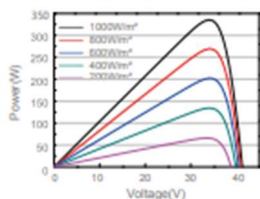
Maximum System Voltage	1000V/1500V DC(IEC)
Operating Temperature	-40°C~+85°C
Maximum Series Fuse	20A
Maximum Static Load,Front	5400Pa
Maximum Static Load,Back	2400Pa
NOCT	45±2°C
Safety Class	Glass II

CHARACTERISTICS

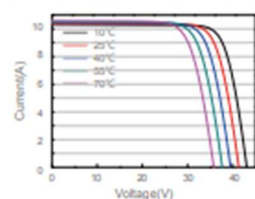
Current-Voltage Curve JAM60S10-335/MR



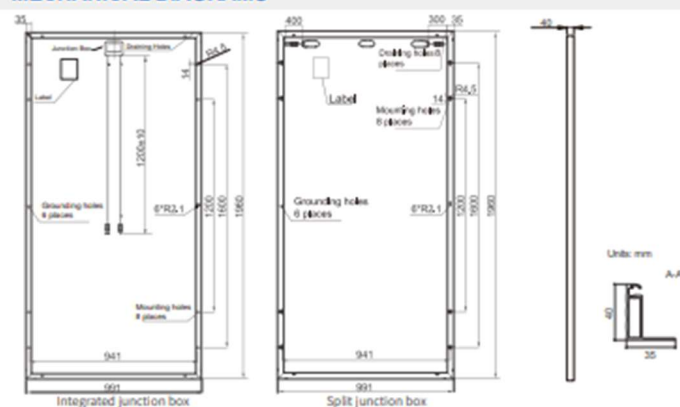
Power-Voltage Curve JAM60S10-335/MR



Current-Voltage Curve JAM60S10-335/MR



MECHANICAL DIAGRAMS



Remark: customized frame color and cable length available upon request

SPECIFICATIONS

Cell	Mono
Weight	22kg±3%
Dimensions	1960mm×991mm×40mm
Cable Cross Section Size	4mm ²
No. of cells	72(6x12)
Junction Box	IP67, 3 diodes
Connector	MC4 Compatible(1000V) QC 4.10-35(1500V)
Packaging Configuration	27 Per Pallet

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM72S01 -365/PR	JAM72S01 -370/PR	JAM72S01 -375/PR	JAM72S01 -380/PR	JAM72S01 -385/PR
Rated Maximum Power(P _{max}) [W]	365	370	375	380	385
Open Circuit Voltage(V _{oc}) [V]	47.93	48.18	48.45	48.71	48.98
Maximum Power Voltage(V _{mp}) [V]	39.21	39.45	39.75	40.03	40.29
Short Circuit Current(I _{sc}) [A]	9.85	9.91	9.98	10.05	10.11
Maximum Power Current(I _{mp}) [A]	9.31	9.38	9.44	9.50	9.56
Module Efficiency [%]	18.8	19.0	19.3	19.6	19.8
Power Tolerance	0→+5W				
Temperature Coefficient of I _{sc} (α _{Isc})	+0.060%/°C				
Temperature Coefficient of V _{oc} (β _{Voc})	-0.300%/°C				
Temperature Coefficient of P _{max} (γ _{Pmp})	-0.380%/°C				
STC	Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1.5G				

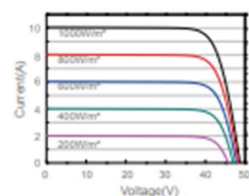
Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types.

ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

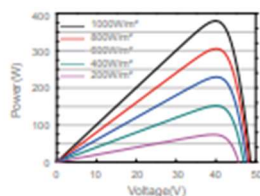
TYPE	JAM72S01 -365/PR	JAM72S01 -370/PR	JAM72S01 -375/PR	JAM72S01 -380/PR	JAM72S01 -385/PR	OPERATING CONDITIONS
Rated Max Power(P _{max}) [W]	268	272	276	279	283	Maximum System Voltage 1000V/1500V DC(IEC)
Open Circuit Voltage(V _{oc}) [V]	44.33	44.55	44.81	45.09	45.38	Operating Temperature -40°C→+85°C
Max Power Voltage(V _{mp}) [V]	36.25	36.50	36.75	36.99	37.23	Maximum Series Fuse 20A
Short Circuit Current(I _{sc}) [A]	7.80	7.86	7.91	7.96	8.01	Maximum Static Load,Front 5400Pa
Max Power Current(I _{mp}) [A]	7.40	7.45	7.50	7.55	7.60	Maximum Static Load,Back 2400Pa
NOCT	Irradiance 800W/m ² , ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s, AM1.5G					NOCT 45±2°C
						Application Class Class A

CHARACTERISTICS

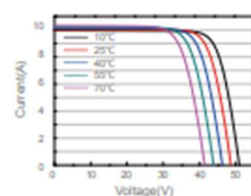
Current-Voltage Curve JAM72S01-380/PR



Power-Voltage Curve JAM72S01-380/PR



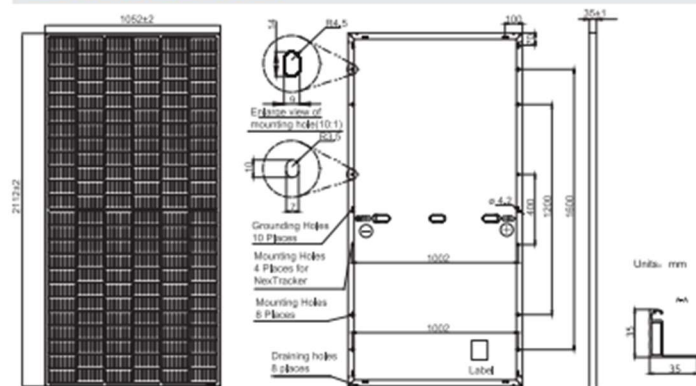
Current-Voltage Curve JAM72S01-380/PR



Premium Cells, Premium Modules

Version No. : Global_EN_20180726A

MECHANICAL DIAGRAMS



Remark: customized frame color and cable length available upon request

SPECIFICATIONS

Cell	Mono
Weight	24.7kg±3%
Dimensions	2112±2mm×1052±2mm×35±1mm
Cable Cross Section Size	4mm ² (IEC) , 12 AWG(UL)
No. of cells	144 (6×24)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	QC 4,10(1000V) QC 4,10-35(1500V)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 300mm(+)/400mm(-); Landscape: 1200mm(+)/1200mm(-)
Packaging Configuration	31pcs/pallet 682pcs/40ft Container

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM72S20 -445/MR	JAM72S20 -450/MR	JAM72S20 -455/MR	JAM72S20 -460/MR	JAM72S20 -465/MR	JAM72S20 -470/MR
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	445	450	455	460	465	470
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	49.56	49.70	49.85	50.01	50.15	50.31
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	41.21	41.52	41.82	42.13	42.43	42.69
Short Circuit Current(Isc) [A]	11.32	11.36	11.41	11.45	11.49	11.53
Maximum Power Current(Imp) [A]	10.80	10.84	10.88	10.92	10.96	11.01
Module Efficiency [%]	20.0	20.3	20.5	20.7	20.9	21.2
Power Tolerance	0~+5W					
Temperature Coefficient of Isc(α_{Isc})	+0.044%/°C					
Temperature Coefficient of Voc(β_{Voc})	-0.272%/°C					
Temperature Coefficient of Pmax(γ_{Pmp})	-0.350%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1.5G					

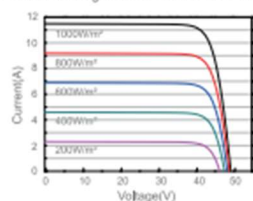
Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types.

ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

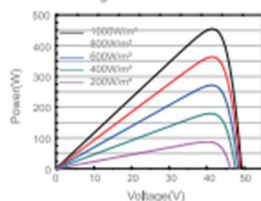
TYPE	JAM72S20 -445/MR	JAM72S20 -450/MR	JAM72S20 -455/MR	JAM72S20 -460/MR	JAM72S20 -465/MR	JAM72S20 -470/MR	OPERATING CONDITIONS
Rated Max Power(Pmax) [W]	336	340	344	348	352	355	Maximum System Voltage 1000V/1500V DC
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	46.85	46.90	47.15	47.38	47.61	47.84	Operating Temperature -40°C ~+85°C
Max Power Voltage(Vmp) [V]	38.95	39.19	39.44	39.68	39.90	40.10	Maximum Series Fuse Rating 20A
Short Circuit Current(Isc) [A]	9.20	9.25	9.29	9.33	9.38	9.42	Maximum Static Load,Front* 5400Pa(112 lb/ft ²) Maximum Static Load,Back* 2400Pa(50 lb/ft ²)
Max Power Current(Imp) [A]	8.64	8.68	8.72	8.76	8.81	8.86	NOCT 45±2°C
NOCT	Irradiance 800W/m ² , ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s, AM1.5G						Safety Class Class II
	*For NexTracker installations ,Maximum Static Load, Front is 1800Pa while Maximum Static Load, Back is 1800Pa.						Fire Performance UL Type 1

CHARACTERISTICS

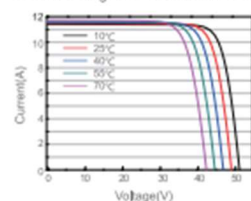
Current-Voltage Curve JAM72S20-455/MR



Power-Voltage Curve JAM72S20-455/MR



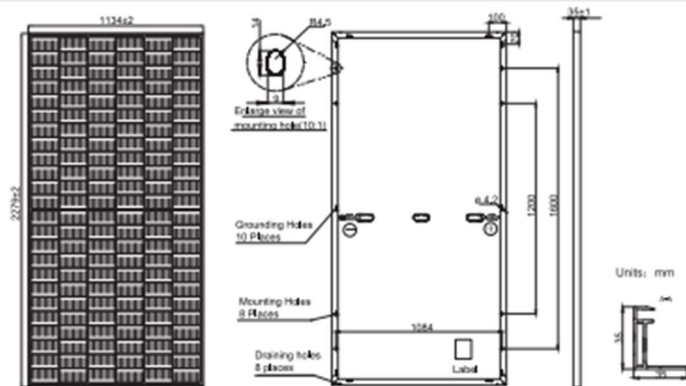
Current-Voltage Curve JAM72S20-455/MR



Premium Cells, Premium Modules

Version No. : Global_EN_20201118A

MECHANICAL DIAGRAMS



Remark: customized frame color and cable length available upon request

SPECIFICATIONS

Cell	Mono
Weight	28.6kgs±3%
Dimensions	2279±2mm×1134±2mm×35±1mm
Cable Cross Section Size	4mm ² (IEC) , 12 AWG(UL)
No. of cells	144(6×24)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	MC4(1000V) MC4-EVO2(1500V)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 300mm(+)/400mm(-); Landscape: 1300mm(+)/1300mm(-)
Packaging Configuration	31pcs/Pallet, 620pcs/40ft Container

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM72S30 -525/MR	JAM72S30 -530/MR	JAM72S30 -535/MR	JAM72S30 -540/MR	JAM72S30 -545/MR	JAM72S30 -550/MR
Rated Maximum Power(P _{max}) [W]	525	530	535	540	545	550
Open Circuit Voltage(V _{oc}) [V]	49.15	49.30	49.45	49.60	49.75	49.90
Maximum Power Voltage(V _{mp}) [V]	41.15	41.31	41.47	41.64	41.80	41.96
Short Circuit Current(I _{sc}) [A]	13.65	13.72	13.79	13.86	13.93	14.00
Maximum Power Current(I _{mp}) [A]	12.76	12.83	12.90	12.97	13.04	13.11
Module Efficiency [%]	20.3	20.5	20.7	20.9	21.1	21.3
Power Tolerance	0~+5W					
Temperature Coefficient of I _{sc} (α _{Isc})	+0.045%/°C					
Temperature Coefficient of V _{oc} (β _{Voc})	-0.275%/°C					
Temperature Coefficient of P _{max} (γ _{Pmp})	-0.350%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1.5G					

Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types.

ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

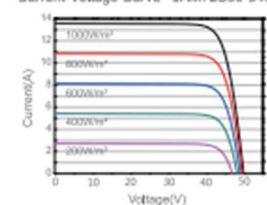
TYPE	JAM72S30 -525/MR	JAM72S30 -530/MR	JAM72S30 -535/MR	JAM72S30 -540/MR	JAM72S30 -545/MR	JAM72S30 -550/MR
Rated Max Power(P _{max}) [W]	397	401	405	408	412	416
Open Circuit Voltage(V _{oc}) [V]	46.05	46.18	46.31	46.43	46.55	46.68
Max Power Voltage(V _{mp}) [V]	38.36	38.57	38.78	38.99	39.20	39.43
Short Circuit Current(I _{sc}) [A]	10.97	11.01	11.05	11.09	11.13	11.17
Max Power Current(I _{mp}) [A]	10.35	10.39	10.43	10.47	10.51	10.55
NOCT	Irradiance 800W/m ² , ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s, AM1.5G					

OPERATING CONDITIONS

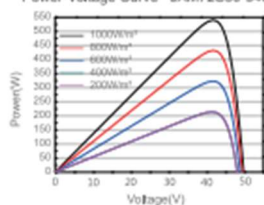
Maximum System Voltage	1000V/1500V DC
Operating Temperature	-40°C~+85°C
Maximum Series Fuse Rating	25A
Maximum Static Load Front*	5400Pa(112lb/ft ²)
Maximum Static Load Back*	2400Pa(50lb/ft ²)
NOCT	45±2°C
Safety Class	Class II
Fire Performance	UL Type 1

CHARACTERISTICS

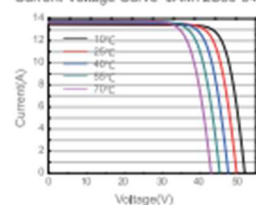
Current-Voltage Curve JAM72S30-540/MR



Power-Voltage Curve JAM72S30-540/MR



Current-Voltage Curve JAM72S30-540/MR



Premium Cells, Premium Modules

Version No. : GJba_EN_20200928A

ANEXO D – Especificação dos inversores.

SUN2000-30/36/40KTL-M3 Smart PV Controller



Smart

8 strings intelligent monitoring



Efficient

Max. efficiency 98.7%



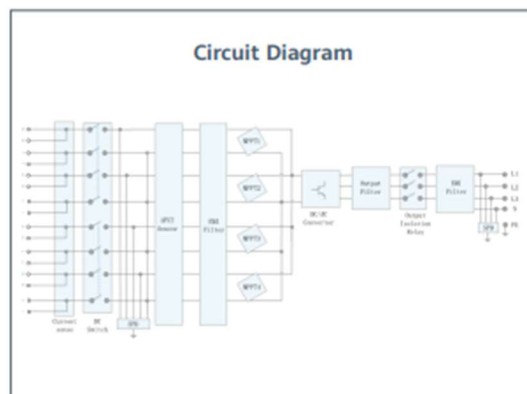
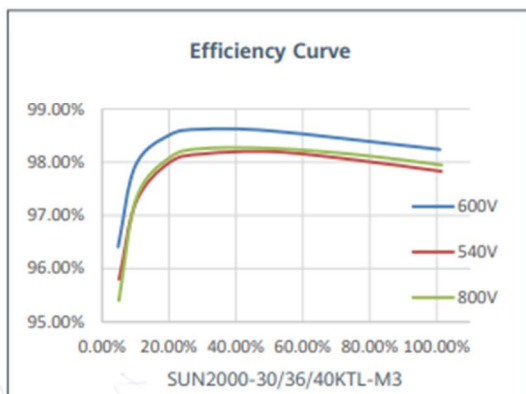
Safe

Fuse free design



Reliable

Type II surge arresters for DC & AC



SUN2000-30/36/40KTL-M3
Technical Specification

Technical Specification	SUN2000-30KTL-M3	SUN2000-36KTL-M3	SUN2000-40KTL-M3
Efficiency			
Max. Efficiency	98.7%		
European Efficiency	98.4%		
Input			
Max. Input Voltage ¹	1,100 V		
Max. Current per MPPT	26 A		
Max. Short Circuit Current per MPPT	40 A		
Start Voltage	200 V		
MPPT Operating Voltage Range ²	200 V ~ 1000 V		
Rated Input Voltage	600 V		
Number of Inputs	8		
Number of MPP Trackers	4		
Output			
Rated AC Active Power	30,000 W	36,000 W	40,000 W
Max. AC Apparent Power	33,000 VA	40,000 VA	44,000 VA
Rated Output Voltage	230 Vac / 400 Vac, 3W/N+PE		
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz		
Rated Output Current	43.3 A	52.0 A	57.8 A
Max. Output Current	47.9 A	58.0 A	63.8 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD		
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%		
Protection			
Input-side Disconnection Device	Yes		
Anti-islanding Protection	Yes		
AC Overcurrent Protection	Yes		
DC Reverse-polarity Protection	Yes		
PV-array String Fault Monitoring	Yes		
DC Surge Arrester	Yes		
AC Surge Arrester	Yes		
DC Insulation Resistance Detection	Yes		
Residual Current Monitoring Unit	Yes		
Arc Fault Protection	Yes		
Ripple Receiver Control	Yes		
Integrated PID Recovery ³	Yes		
Communication			
Display	LED Indicators, Integrated WLAN + FusionSolar APP		
RS485	Yes		
Smart Dongle	WLAN/Ethernet via Smart Dongle-WLAN-FE (Optional) 4G / 3G / 2G via Smart Dongle-4G (Optional)		
Monitoring BUS (MBUS)	Yes (Isolation Transformer required)		
General Data			
Dimensions (W x H x D)	640 x 530 x 270 mm (25.2 x 20.9 x 10.6 inch)		
Weight (with mounting plate)	43 kg (94.8 lb)		
Noise Level	< 46 dB		
Operating Temperature Range	-25 ~ +60 °C (-13 °F ~ 140 °F)		
Cooling Method	Natural Convection		
Max. Operating Altitude	0 - 4,000 m (13,123 ft.)		
Relative Humidity	0% RH ~ 100% RH		
DC Connector	Staubli MC4		
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal		
Protection Degree	IP 66		
Topology	Transformerless		
Nighttime Power Consumption	≤ 5.5W		
Optimizer Compatibility			
DC MBUS Compatible Optimizer	SUN2000-450W-P		
Standard Compliance (more available upon request)			
Safety	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683		
Grid Connection Standards	IEC 61727, VDE-AR-N4105, VDE 0126-1-1, BDEW, GS9/3, UTE C 15-712-1, CEI 0-16, CEI 0-21, RD 661, RD 1699, P.O. 12.3, RD 413, EN-50438-Turkey, EN-50438-Ireland, C10/11, MEA, Resolution No.7, NRS 097-2-1, AS/NZS 4777.2, DEWA		

1. The maximum input voltage is the upper limit of the DC voltage. Any higher input DC voltage would probably damage inverter.

2. Any DC input voltage beyond the operating voltage range may result in inverter improper operating.

3. SUN2000-30-40KTL-M3 raises potential between PV- and ground to above zero through integrated PID recovery function to recover module degradation from PID. Supported module types include: P-type (mono, poly), N-type (nPERT, HJT)

SUN2000-20KTL-M3
Smart String Inverter



Smart

8 strings intelligent monitoring



Efficient

Max. efficiency 97.6%



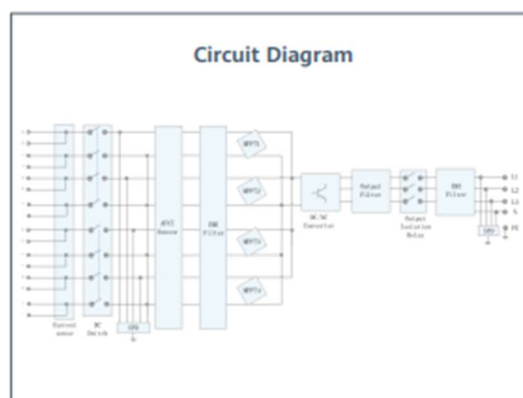
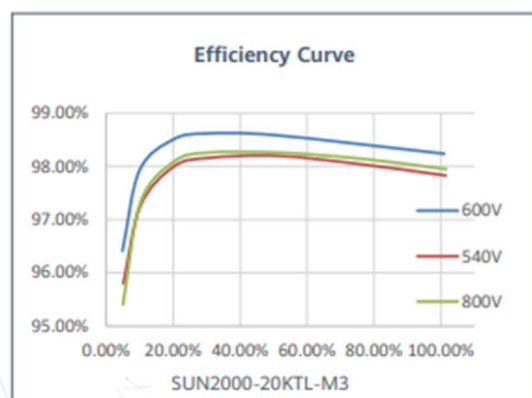
Safe

Fuse free design



Reliable

Type II surge arresters for DC & AC



SUN2000-20KTL-M3
Technical Specification

Technical Specification	SUN2000-20KTL-M3
Efficiency	
Max. Efficiency	97.6%
European Efficiency	97.2%
Input	
Recommended Max. PV Power	30,000 Wp
Max. Input Voltage ¹	750 V
Max. Current per MPPT	26 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	40 A
Start Voltage	200 V
MPPT Operating Voltage Range ²	200 V ~ 750V
Rated Input Voltage	360 V
Number of Inputs	8
Number of MPP Trackers	4
Output	
Rated AC Active Power	20,000 W
Max. AC Apparent Power	22,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	22,000 W
Rated Output Voltage	117 Vac / 202 Vac, 3W/N+PE 127 Vac / 220 Vac, 3W/N+PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60Hz
Rated Output Current	57.2 A / 202 Vac 52.5 A / 220 Vac
Max. Output Current	63.2 A / 202 Vac 58.0 A / 220 Vac
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ~ 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	<3%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Arc Fault Protection	Yes
Ripple Receiver Control	Yes
Integrated PID Recovery ³	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, Integrated WLAN + FusionSolar APP
RS485	Yes
Smart Dongle	WLAN/Ethernet via Smart Dongle-WLAN-FE (Optional) 4G / 3G / 2G via Smart Dongle-4G (Optional)
Monitoring BUS (MBUS)	Yes (Isolation Transformer required)
General Data	
Dimensions (W x H x D)	640 x 530 x 270 mm (25.2 x 20.9 x 10.6 inch)
Weight (with mounting plate)	43 kg (94.8 lb)
Noise Level	< 46 dB
Operating Temperature Range	-25 ~ + 60 °C (Derating above 45 °C @ Rated output power)
Cooling Method	Natural Convection
Max. Operating Altitude	0 - 4,000 m (Derating above 3000 m)
Relative Humidity	0% RH ~ 100% RH
Protection Degree	IP 66
Topology	Transformerless
Nighttime Power Consumption	≤ 5.5W
Optimizer Compatibility	
DC MBUS Compatible Optimizer	SUN2000-450W-P
Standard Compliance (more available upon request)	
Safety	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683
Grid Connection Standards	


1. The maximum input voltage is the upper limit of the DC voltage. Any higher input DC voltage would probably damage inverter.


2. Any DC input voltage beyond the operating voltage range may result in inverter improper operating.

3. SUN2000-30-40KTL-M3 raises potential between PV- and ground to above zero through integrated PID recovery function to recover module degradation from PID. Supported module types include: P-type (mono, poly), N-type (PERT, HIT)

ANEXO E – Especificação dos carregadores.

• Ecrã OLED - detalhes do controlador

Model A		
IEC 61851 - AC 30mA		
Estado LED		LED Luz indicadora
Pronto		Verde
EV conectado		Flash verde
Erro conexão		Vermelho
Carregamento activo		Flash várias cores
Temporizador activado		Azul
Carregamento completo		Carro energia desligada verde
Erro de carregamento		Flash luzes / controlador desligado
		Flash amarelo



• Guia Rápido de Carregamento



• Especificações

Entrada: 110V /230V AC 50Hz/60Hz 6A-40A (Max)

Saída: 110V /230V AC 50Hz/60Hz 6A-40A (Max)

Temperatura de trabalho: —25 °C to +50 °C

IP Class para carcaça EVSE: IP 66

Atenção: Amperes maximos, variam com a tomada/ instalação a que está ligado



eHOME Link T2C32

eHOME Link T2C32, Caixa doméstica de recarga

Código: V25330.

- > Saída: 230 Vac - 32 A - 7,4 kW
- > Corrente entrada: 32 A
- > Tipo conector: Cabo Tipo 2
- > Tipo rede: Monofásico
- > Modo carga: 3
- > N° tomadas: 1
- > Protecção diferencial: 6 mA_{dC}

Especificações

Alimentação em corrente alternada

Corrente de entrada	32A
Frequência	50 / 60 Hz
Tipo de rede	1F + N + PE
Tensão nominal	230 V ~ (± 10 %)

Características elétricas

Cabo: tipo de conector	Cabo Tipo 2
I máx. de saída (A)	32
Modo de carregamento	Modo 3
N° de tomas	1
Polência máx. de saída (kW)	7,4
Tensão	230 V ~ (± 10 %)

Características mecânicas

Tamanho (mm) larg. x alt. x prof.	180 x 315 x 115 (mm)
Envolvente	Plástico ABS-PCVD auto-extinguível
Fixação	Mural, ancoragem de parede de 3 pontos
Peso (kg)	4

Características ambientais

Grau de protecção	IP 54
Humidade relativa (sem condensação)	100%
Temperatura de trabalho	-30°C ... +50°C

Interface do utilizador

LED	Indicador de carga
-----	--------------------

Normas

Normas	IEC 61851-1, IEC 61851-21-2, IEC 62196-1, IEC 62196-2, Directiva 2014/35/UE, LVD; 2014/30/UE, EMC
--------	---

Prestações

Optional	Protection shutter Max. Current controller (CirBEON)
----------	--



eHOME Link T2C32

Caixa básica de carregamento

Código: V25330.

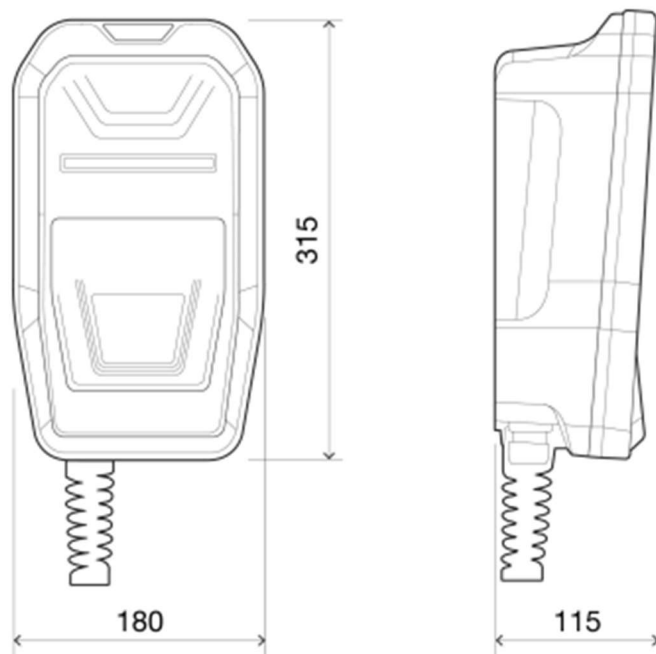
Proteção

Elemento	Detector de fugas de 6 mA CC Detector de sobretensão Protección contra sobrecalentamiento
----------	---

Saída 1

Corrente máxima	32 A
Potência máxima	7,4 kW
Intervalo de tensão	230 Vca
Tipo de conector	Cabo Tipo 2
Tipo de rede	Monofásica (CA)

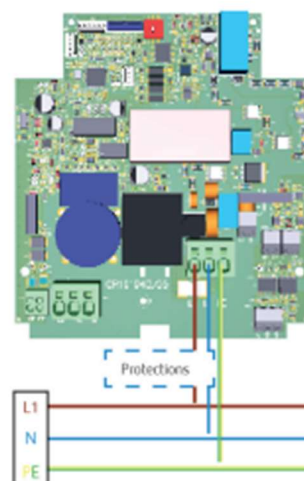
Dimensões



Conexões

Single-Phase Charge Point

Connect to the **230V~**.





eHOME Link T2C16 TRI

eHOME Link T2C16 TRI, Caixa doméstica de recarga

Código: V25390.

- > Saída: 400 Vac - 16 A - 11 kW
- > Corrente entrada: 16 A
- > Tipo conector: Cabo Tipo 2
- > Tipo rede: Trifásico
- > Modo carga: 3
- > N° tomadas: 1
- > Protecção diferencial: 6 mAdc

Descrição

Criada para ser facilmente instalada em estacionamentos privados, tanto interiores, como exteriores e distribuída a fabricantes de veículos elétricos. A gama eHome foi otimizada para oferecer a melhor relação custo/características do mercado. Em resultado disso obtemos um produto de alta qualidade que pode carregar, confortavelmente, todas as marcas de veículos elétricos do mercado em Modo 3 com um conector Tipo 1 ou Tipo 2.

Graças à sua compatibilidade com o dispositivo **CirBEOM**, que gere a potência a fornecer ao veículo em função da potência disponível, o carregador **eHome** é considerado ideal para o setor doméstico.

Aplicativo

A sua aplicação centra-se na utilização doméstica uma vez que é fácil de instalar e tem dimensões reduzidas.



eHOME Link T2C16 TRI

Caixa básica de carregamento

Código: V25390.

Especificações

Alimentação em corrente alternada

Corrente de entrada	16A
Frequência	50 / 60 Hz
Tipo de rede	3F + N + PE
Tensão nominal	400 V – (± 10 %)

Características elétricas

Cabo: tipo de conector	Cabo Tipo 2
I máx. de saída (A)	16
Modo de carregamento	Modo 3
Nº de tomas	1
Potência máx. de saída (kW)	11
Tensão	400 V – (± 10 %)

Características mecânicas

Tamanho (mm) larg. x alt. x prof.	180 x 315 x 115 (mm)
Envolvente	Plástico ABS-PCV0 auto-extinguível
Fixação	Mural, ancoragem de parede de 3 pontos
Peso (kg)	4

Características ambientais

Grau de proteção	IP 54
Humidade relativa (sem condensação)	100%
Temperatura de trabalho	-30°C ... +50°C

Interface do utilizador

LED	Indicador de carga
-----	--------------------

Normas

Normas	IEC 61851-1, IEC 61851-21-2, IEC 62196-1, IEC 62196-2, Directiva 2014/35/UE, LVD; 2014/30/UE, EMC
--------	---

Prestações

Opcional	Protection shutter Max. Current controller (CirBEON)
----------	--

Proteção

Elemento	Detector de fugas de 6 mA CC Detector de sobretensão Protección contra sobrecalentamiento
----------	---



eHOME Link T2C16 TRI

Caixa básica de carregamento

Código: V25390.

Saída 1

Corrente máxima	16 A
Potência máxima	11 kW
Intervalo de tensão	400 Vac
Tipo de conector	Cabo Tipo 2
Tipo de rede	Trifásica (CA)



eHOME Link T2C16 TRI

Caixa básica de carregamento

Código: V25390.

eHOME Link

Caixas de carregamento doméstico com comunicações RS-485

CÓDIGO	MODELO	Saída	Tipo conector	Tipo rede	Protecção diferencial
V25330.	eHOME Link T2C32	230 Vac - 32 A - 7,4 kW	Cabo Tipo 2	Monofásico	6 mAdc
V25370.	eHOME Link T2S32	230 Vac - 32 A - 7,4 kW	Base Tipo 2	Monofásico	6 mAdc
V25380.	eHOME Link T2S16 TRI	400 Vac - 16 A - 11 kW	Base Tipo 2	Trifásico	6 mAdc
V25390.	eHOME Link T2C16 TRI	400 Vac - 16 A - 11 kW	Cabo Tipo 2	Trifásico	6 mAdc

Indicação luminosa de fim de carregamento, compatível com sensor CnBEON, peso: 4 kg, Envolvente de plástico ABS-PCVD autoextinguível - IPIA - IK10, Dimensões 315x180x115 mm. Comprimento de cabo de 5 m e suporte para o cabo incluído (de acordo com o modelo).

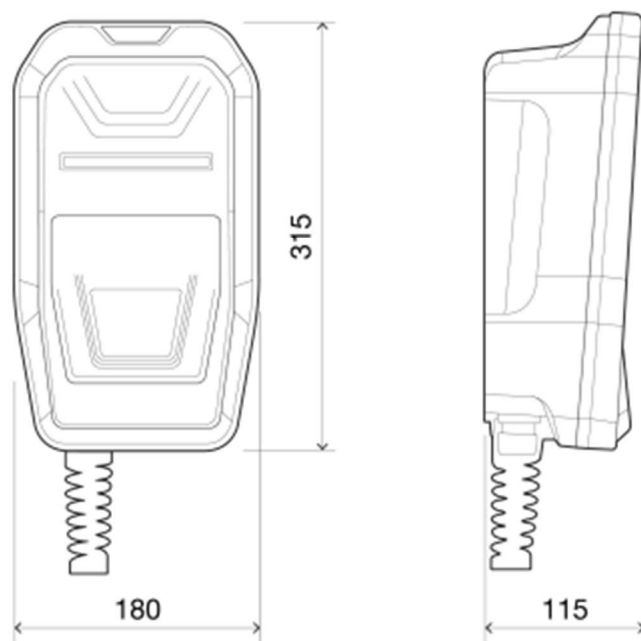


eHOME Link T2C16 TRI

Caixa básica de carregamento

Código: V25390.

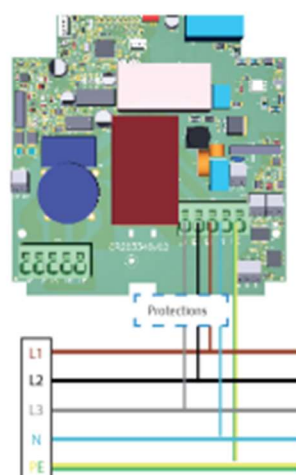
Dimensões



Conexões

Three-phase Charge Point

Connect to the **400V_~**.
(If the Power Supply is Single-Phase, connect L1 and N)





eNEXT T-C2

eNEXT T-C2, Caixa doméstica de recarga

Código: V27060.

- > Comunicações: Sem fio (WPAN)
- > Saída: 400 Vca - 32 A - 22 kW
- > Tipo conector: Cabo Tipo 2
- > Tipo rede: Trifásico
- > Nº tomadas: 1

Descrição

Com um design moderno e minimalista, a nova gama **eNext** como a melhor opção de carregamento para interior. Dispõe de uma APP de utilização intuitiva para monitorização do carregamento, abitação remota do carregamento, programação horária para adaptar o carregamento às tarifas energéticas horárias e diagnóstico e atualização de firmware.

Graças à sua compatibilidade com o dispositivo **CirBEON** que gere a potência a fornecer ao veículo em função da potência disponível, o carregador **eNext** é considerado ideal para o setor doméstico.

Aplicativo

Estes equipamentos foram concebidos especialmente para serem usados em estacionamentos cobertos, suscetíveis de serem destinados ao estacionamento de veículos de qualquer tipo (automóveis, motos, bicicletas, transporte, limpeza, etc.).



eNEXT T-C2

Equipamento de carregamento de veículos elétricos

Código: V27060.

Especificações

Alimentação em corrente alternada

Corrente de entrada	32A
Frequência	50 ... 60 Hz
Tipo de rede	3F + N + PE
Tensão nominal	400 V ~ (± 10 %)

Características elétricas

Cabo: tipo de conector	Cabo Tipo 2
I máx. de saída (A)	32
Modo de carregamento	Modo 3 (conforme IEC 61851-1)
Nº de tomas	1
Potência máx. de saída (kW)	22
Tensão	400 V ~ (± 10 %)

Características mecânicas

Tamanho (mm) larg. x alt. x prof.	335 x 315 x 179,7 (mm)
Envolvente	Self-extinguishing ABS / PC
Fixação	Vertical, 3 pontos para montagem na parede
Peso (kg)	4

Características ambientais

Grau de proteção	IP 54 / IK10
Humidade relativa (sem condensação)	5 ... 95 %
Temperatura de armazenamento	-40 ... +60 °C
Temperatura de trabalho	-5 ... +45 °C

Comunicações

Tipo	Tecnologia sem fio de curto alcance
Tecnologia	Comunicaciones inalámbricas

Interface do utilizador

LED	RGB color charge indicator
-----	----------------------------

Normas

Normas	IEC 61851-1, IEC 62196-1, IEC 62196-2, 2014 / 35 / UE, LVD:2014 / 30 / UE
--------	---

Prestações

Aquecedor climatizador	-30 ... +45 °C (Opcional)
Opcional	Deteção de fugas (é necessário MCB/RCBO com bobina de disparo para abrir o



eNEXT T-C2

Equipamento de carregamento de veículos elétricos

Código: V27060.

circuito) RCBO: RCD Tipo A (S) + MCB (S) - inclui bobina de disparo MCB (Curva C)-
inclui bobina de disparo Protetor de sobretensão transitória IEC 61643-1 (Classe I)

Saída 1

Corrente máxima	32 A
Potência máxima	22 KW
Intervalo de tensão	400 Vca
Tipo de conector	Cabo Tipo 2
Tipo de rede	Trifásica (CA)



eNEXT T-C2

Equipamento de carregamento de veículos elétricos

Código: V27060.

eNEXT

Caixas de carregamento doméstico com APP

CÓDIGO	MODELO	Saída	Tipo conector	Tipo rede
V27010.	eNEXT M-C1	230 Vca - 32 A - 7,4 kW	Cabo Tipo 1	Monofásico
V27030.	eNEXT M-C2	230 Vca - 32 A - 7,4 kW	Cabo Tipo 2	Monofásico
V27070.	eNEXT M-S2	230 Vca - 32 A - 7,4 kW	Base Tipo 2	Monofásico
V27040.	eNEXT T-S2	400 Vca - 32 A - 22 kW	Base Tipo 2	Trifásico
V27060.	eNEXT T-C2	400 Vca - 32 A - 22 kW	Cabo Tipo 2	Trifásico

Indicação luminosa de fim de carregamento, compatível com sensor CdtEDN, Comunicações sem fio, APP para monitorização e configuração do equipamento, peso 4 kg, revestimento de ABS/PC - IP54 - IK10, Dimensões 180 x 135 x 315 mm, Comprimento de cabo de 5 m e suporte para o cabo incluído (de acordo com o modelo)

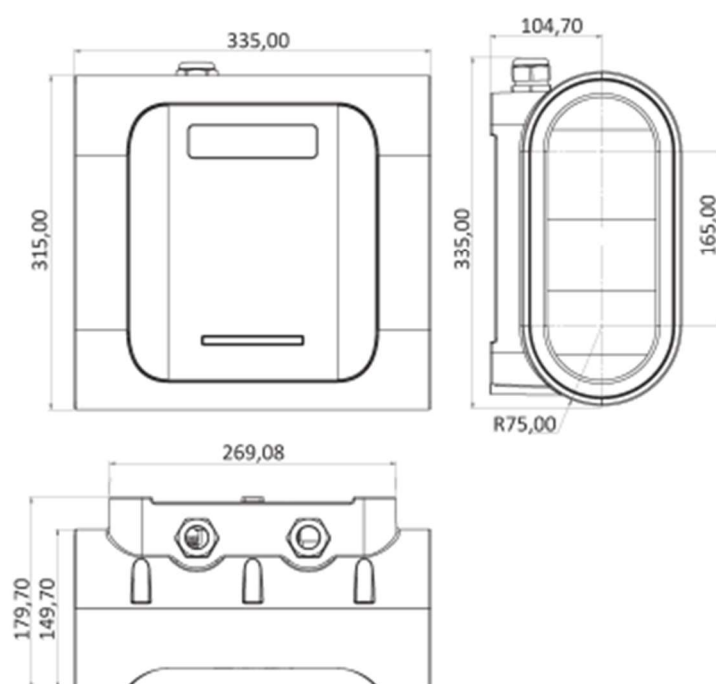


eNEXT T-C2

Equipamento de carregamento de veículos elétricos

Código: V27060.

Dimensões



ANEXO F – Especificação de outros equipamentos

Network Analyzers

UPM209RGW <KIT30, KIT45, KIT70, KIT90>

4 DIN modules multifunction three-phase meter with Rogowski coils

- 4 DIN modules compact version
- Fully bi-directional four quadrants measurements for all energies and powers
- Main electrical parameters measured and displayed for a cost-effective consumption analysis
- 4 available KITs: 30, 45, 70, 90 cm coil length
- 3 selectable current scales
- Possibility to connect by PT
- Up to 8 MB for data recording
- Possibility to record all energy counters
- Up to 24 parameters selectable among real time measurements for MIN/AVG/MAX recording
- MODBUS RTU/ASCII communication by RS485 port or MODBUS TCP communication by Ethernet port
- Possibility to manage the instrument in remote mode by WintoolNET software or by Web interface



» General features

UPM209 is an innovative instrument for measurement and recording of the electrical parameters. It is particularly suitable for consumption analysis and control, with an excellent quality/price ratio.

The connections are very quick and easy, very useful for retrofitting applications on existing switchboards or for energy audit.

UPM209 is the ideal instrument to establish the measurement points on the plant.

The instrument can communicate through the RS485 serial port by MODBUS RTU/ASCII protocol or through Ethernet port by MODBUS TCP protocol.

Furthermore, it is available the WintoolNET software for the instrument remote management. Web interface is also available in case of instrument with Ethernet port: a very useful function that gives the possibility to manage the instrument by any PC connected on the network.

» Benefits

- UPM209 provides fully and accurate information on the load in the measurement point and it allows to calculate the costs of the energy consumption.
- Data read by PC allows to generate consumption profiles, recorded values trend, alarms/events report and costs calculation as well as critical values identification.
- The use of Rogowski coils for current measurement grants a quick installation, particularly on existing plants. In case of changes on the plant, the instrument can be fit for the current consumption without replacing the transducer.
- Available the remote firmware upgrade of the instrument.

» Applications

- Energy audit.
- Monitoring system and energy control.
- Individual machine load monitoring.
- Power peak control.
- Switchboards, gensets, motor control centers, etc.
- Remote metering and cost allocation.

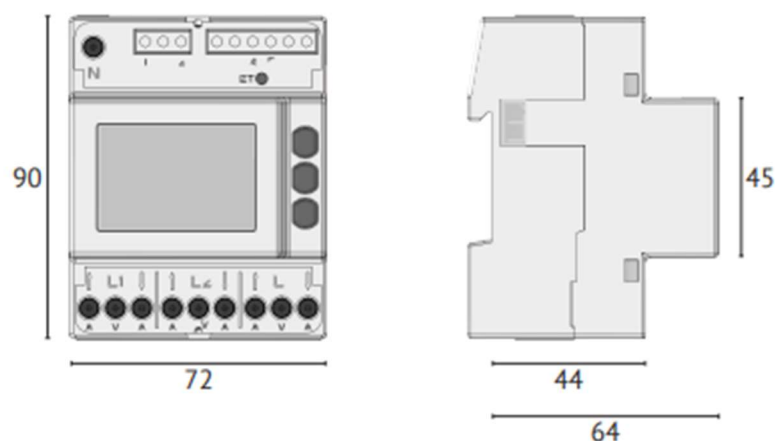
» Related products

- MFC150
- WintoolNET

» Available features

CURRENT INPUTS	Rogowski inputs (3 MFC150 included)	●
AUXILIARY POWER SUPPLY	85...265 VAC	●
COMMUNICATION PORT (make one choice only)	RS485 for MODBUS RTU/ASCII communication	●
	Ethernet for HTTP,MODBUS TCP communication	●
INSTRUMENT REMOTE MANAGEMENT	WintoolNET	●
	Web server (only for instrument with Ethernet port)	●
SIGN REPRESENTATION IN MODBUS PROTOCOL (make one choice only)	Sign bit	●
	2's complement	●
DIGITAL OUTPUT (only for instrument with RS485 port)	For alarm events or pulse emissions	●
DMD VALUE CALCULATION MODE	Fixed or Sliding window	●
MEMORY	8 MB	●
RECORDINGS	Real time params MIN/AVG/MAX values (up to 24 params programmable)	●
	Energy counters	●
WIRING MODES	Three phase, 4 wires, 3 currents (3.4.3)	●
	Three phase, 3 wires, 2 currents (3.3.2)	●
	Single phase (1ph)	●
THD & HARMONICS	Voltage and current THD values	●
	Voltage and current harmonics up to 15 th	●
APPARENT ENERGY COUNTERS (make one choice only)	Total counters	●
	Separated Inductive&Capacitive counters	●

» Technical drawing



» Measurements & recordings

INSTANTANEOUS VALUES		
VOLTAGE	$V_{L1-N} - V_{L2-N} - V_{L3-N} - V_{L1-L2} - V_{L2-L3} - V_{L3-L1} - V_{\Sigma}$ [V]	● MAM
CURRENT (+/-)	$I_{L1} - I_{L2} - I_{L3} - I_N - I_{\Sigma}$ [A]	● MAM
ACTIVE POWER (+/-)	$P_{L1} - P_{L2} - P_{L3} - P_{\Sigma}$ [W]	● MAM
REACTIVE POWER (+/-)	$Q_{L1} - Q_{L2} - Q_{L3} - Q_{\Sigma}$ [var]	● MAM
APPARENT POWER (+/-)	$S_{L1} - S_{L2} - S_{L3} - S_{\Sigma}$ [VA]	● MAM
POWER FACTOR (ind&cap)	$PF_{L1} - PF_{L2} - PF_{L3} - PF_{\Sigma}$	● MAM
DPF (+/-)	$DPF_{L1} - DPF_{L2} - DPF_{L3}$	● MAM
TANGENT Ø (+/-)	$TAN\theta_{L1} - TAN\theta_{L2} - TAN\theta_{L3} - TAN\theta_{\Sigma}$	● MAM
VOLTAGE THD	$THDV_{L1} - THDV_{L2} - THDV_{L3} - THDV_{L1-L2} - THDV_{L2-L3} - THDV_{L3-L1}$ [V]	● MAM
CURRENT THD	$THDA_{L1} - THDA_{L2} - THDA_{L3} - THDA_N$ [A]	● MAM
FREQUENCY	f [Hz]	● MAM
PHASE ORDER	Ph	●
DEMAND VALUES (DMD)		
DMD CURRENT (abs)	$I_{L1DMD} - I_{L2DMD} - I_{L3DMD} - I_{NDMD} - I_{\Sigma DMD}$ [A]	●
DMD ACTIVE POWER (imp&exp)	$P_{L1DMD} - P_{L2DMD} - P_{L3DMD} - P_{\Sigma DMD}$ [W]	●
BALANCE OF DMD SYSTEM ACTIVE POWER (+/-)	$P_{\Sigma DMDBAL}$ [W]	●
DMD REACTIVE POWER (imp&exp)	$Q_{L1DMD} - Q_{L2DMD} - Q_{L3DMD} - Q_{\Sigma DMD}$ [var]	●
BALANCE OF DMD SYSTEM REACTIVE POWER (+/-)	$Q_{\Sigma DMDBAL}$ [var]	●
DMD APPARENT POWER (imp&exp)	$S_{L1DMD} - S_{L2DMD} - S_{L3DMD} - S_{\Sigma DMD}$ [VA]	●
BALANCE OF DMD SYSTEM APPARENT POWER (+/-)	$S_{\Sigma DMDBAL}$ [VA]	●
DMD POWER FACTOR (imp&exp)	$PF_{L1DMD} - PF_{L2DMD} - PF_{L3DMD} - PF_{\Sigma DMD}$	●
MAX VALUES		
MAX VOLTAGE	$V_{L1MAX} - V_{L2MAX} - V_{L3MAX} - V_{L1-L2MAX} - V_{L2-L3MAX} - V_{L3-L1MAX} - V_{\Sigma MAX}$ [V]	●
MAX CURRENT (abs)	$I_{L1MAX} - I_{L2MAX} - I_{L3MAX} - I_{NMAX} - I_{\Sigma MAX}$ [A]	●
MAX ACTIVE POWER (imp&exp)	$P_{L1MAX} - P_{L2MAX} - P_{L3MAX} - P_{\Sigma MAX}$ [W]	●
MAX REACTIVE POWER (imp&exp)	$Q_{L1MAX} - Q_{L2MAX} - Q_{L3MAX} - Q_{\Sigma MAX}$ [var]	●
MAX APPARENT POWER (imp&exp)	$S_{L1MAX} - S_{L2MAX} - S_{L3MAX} - S_{\Sigma MAX}$ [VA]	●
MAX POWER FACTOR (imp&exp)	$PF_{L1MAX} - PF_{L2MAX} - PF_{L3MAX} - PF_{\Sigma MAX}$	●
MAX TANGENT Ø (imp&exp)	$TAN\theta_{L1MAX} - TAN\theta_{L2MAX} - TAN\theta_{L3MAX} - TAN\theta_{\Sigma MAX}$	●
MAX VOLTAGE THD	$THDV_{L1MAX} - THDV_{L2MAX} - THDV_{L3MAX} - THDV_{L1-L2MAX} - THDV_{L2-L3MAX} - THDV_{L3-L1MAX}$ [V]	●
MAX CURRENT THD	$THDA_{L1MAX} - THDA_{L2MAX} - THDA_{L3MAX} - THDA_{NMAX}$ [A]	●
MAX DMD CURRENT	$I_{L1MAXDMD} - I_{L2MAXDMD} - I_{L3MAXDMD} - I_{NMAXDMD} - I_{\Sigma MAXDMD}$ [A]	●
MAX DMD ACTIVE POWER (imp&exp)	$P_{L1MAXDMD} - P_{L2MAXDMD} - P_{L3MAXDMD} - P_{\Sigma MAXDMD}$ [W]	●
MAX DMD REACTIVE POWER (imp&exp)	$Q_{L1MAXDMD} - Q_{L2MAXDMD} - Q_{L3MAXDMD} - Q_{\Sigma MAXDMD}$ [var]	●
MAX DMD APPARENT POWER (imp&exp)	$S_{L1MAXDMD} - S_{L2MAXDMD} - S_{L3MAXDMD} - S_{\Sigma MAXDMD}$ [VA]	●
MIN VALUES		
MIN SYSTEM ACTIVE POWER	$P_{\Sigma MIN}$ [W]	●
MIN SYSTEM REACTIVE POWER	$Q_{\Sigma MIN}$ [var]	●
MIN SYSTEM APPARENT POWER	$S_{\Sigma MIN}$ [VA]	●
COUNTERS		
ACTIVE ENERGY (imp&exp)	$kWh_{L1} - kWh_{L2} - kWh_{L3} - kWh_{\Sigma}$ [Wh]	● EC
BALANCE OF SYSTEM ACTIVE ENERGY	$kWh_{\Sigma BAL}$ [Wh]	● EC
REACTIVE ENERGY (imp&exp) (ind&cap)	$kvarh_{L1} - kvarh_{L2} - kvarh_{L3} - kvarh_{\Sigma}$ [varh]	● EC
BALANCE OF SYSTEM REACTIVE ENERGY (ind&cap)	$kvarh_{\Sigma BAL}$ [varh]	● EC
APPARENT ENERGY (imp&exp) (ind&cap on request)	$kVAh_{L1} - kVAh_{L2} - kVAh_{L3} - kVAh_{\Sigma}$ [VAh]	● EC
BALANCE OF SYSTEM APPARENT ENERGY (ind&cap on request)	$kVAh_{\Sigma BAL}$ [VAh]	● EC
INSTALLATION HOUR COUNTER	HRCNTi [h]	●
MEASUREMENT HOUR COUNTER	HRCNTm [h]	●
HARMONIC ANALYSIS UP TO 15 th		
VOLTAGE HARMONICS	$V_{L1-N} - V_{L2-N} - V_{L3-N} - V_{L1-L2} - V_{L2-L3} - V_{L3-L1}$ [V]	● MAM
CURRENT HARMONICS	$I_{L1} - I_{L2} - I_{L3} - I_N$ [A]	● MAM

LEGEND

● = Standard

MAM = Parameters for MIN/WG/MAX recording (up to 24 params programmable)

EC = Parameters for Energy counter recording (fixed)

+/- = Signed value

imp&exp = Values splitted in imported and exported

abs = Absolute value

ind&cap = Values splitted in inductive and capacitive

DMDBAL = Difference between the positive and negative demand value: [DMD+] - [DMD-]

BAL = Difference between the imported and exported value: [imp] - [exp]

» Specifications

POWER SUPPLY	
Voltage range:	85 ... 265 VAC
Safety:	300 V CAT III
Maximum consumption:	Instrument with RS485 port: 1.6 VA - 1 W Instrument with Ethernet port: 4.5 VA - 1.6 W
Frequency:	50/60 Hz
VOLTAGE INPUTS	
Voltage range:	3x10/17 ... 3x285/495 VAC,
Safety:	300 V CAT III
Minimum voltage for FFT calculation:	20/35 VAC (multiplied by PT ratio in case of PT use) with direct connection
CURRENT INPUTS	
Maximum value:	3 selectable scales, 500/4000/20000A
Starting current (I _{st}):	0.3 A for FSA 500 A, 1 A for FSA 4000 A, 10 A for FSA 20000 A
Minimum current for FFT calculation:	70 A for FSA 500 A, 400 A for FSA 4000 A, 1500 A for FSA 20000 A
TYPICAL ACCURACY	
Voltage:	±0.2% reading in 10% FS...FS range (FS=Full Scale value)
Current:	±0.4% reading in 5% FS...FS range 2% harmonic accuracy ±2 digits
Power:	±0.5% reading ±0.1% FS (PF=1)
Frequency:	±0.1% reading ±1 digit in 45...65 Hz range
Active energy:	Class 1 according to IEC/EN 62053-21
Reactive energy:	Class 2 according to IEC/EN 62053-23
DISPLAY & KEYBOARD	
Display:	Backlighted LCD, 43x29 mm 3 rows, 4 digits + symbols
Keyboard:	3 front buttons + 1 protected button
COMMUNICATION PORT	
Type:	RS485 optoisolated or Ethernet (RJ45)
Protocols:	MODBUS RTU/ASCII in case of RS485 port HTTP, NTP, DHCP, MODBUS TCP in case of Ethernet port
Baud rate:	300 ... 57600 bps in case of RS485 port 10/100 Mbps in case of Ethernet port
DIGITAL OUTPUT (DO)	
Type:	Passive optoisolated
Maximum values (according to IEC/EN 62053-31):	27 VDC - 27 mA
Energy pulse length (only for DO in pulse mode):	50 ±2ms ON time
Maximum output reaction time (only for DO in alarm mode):	1 s
WIRE DIAMETER FOR TERMINALS	
Measuring terminals (A & V):	1.5 ... 6 mm ²
Terminals for digital output, AUX input, RS485 port:	0.14 ... 2.5 mm ²
SIZE & WEIGHT	
LxHxP, W:	72x90x65 mm, max 436 g
ENVIRONMENTAL CONDITIONS	
Operating temperature:	-25°C ... +55°C (3K6)
Storage temperature:	-25°C ... +75°C (2K3)
Max humidity (without condensation):	80%
Sinusoidal vibration amplitude:	50 Hz ±0,075 mm
Protection degree - frontal part:	IP51 (granted only in case of installation in a cabinet with at least IP51 protection degree)
Protection degree - terminals:	IP20
Pollution degree:	2
Installation and use:	Internal
STANDARD COMPLIANCE (for the parts applicable for the instrument)	
Directives:	2006/95/EC, 2004/108/EC
Safety:	EN 61010-1, EN 61010-2-030, EN 61010-2-032
EMC:	EN 61326-1, EN 55011, EN 61000-4-2, EN61000-4-3, EN61000-4-4, EN61000-4-5, EN61000-4-6, EN61000-4-11, EN61000-6-2

ORDER CODE	ROGOWSKI KIT DETAIL		VERSION	POWER SUPPLY	COMMUNICATION PORT with SIGN BIT in Modbus		APPARENT EN. COUNTER (VAh)	I/O	REMOTE MANAGEMENT	
	Length [cm]	Ø [cm]	ENH	Auxiliary	RS485	ETHERNET	SEPARATED Ind&Cap	DO	WintoolNET	Web Server
ROGOWSKI COIL KIT: NO. 3 MFC150 INCLUDED, 3m cable										
1210.0001.0001	30	~10	●	85...265VAC	●		●	●	●	
1210.0002.0001	45	~14	●	85...265VAC	●		●	●	●	
1210.0003.0001	70	~22	●	85...265VAC	●		●	●	●	
1210.0004.0001	90	~29	●	85...265VAC	●		●	●	●	
1210.0005.0001	30	~10	●	85...265VAC		●	●		●	●
1210.0006.0001	45	~14	●	85...265VAC		●	●		●	●
1210.0007.0001	70	~22	●	85...265VAC		●	●		●	●
1210.0008.0001	90	~29	●	85...265VAC		●	●		●	●

OPTIONS AVAILABLE ONLY ON REQUEST (MOQ 30 PCS)

2'S COMPLEMENT for sign representation in Modbus protocol

TOTAL apparent energy counters (Ind+Cap)

CABLE LENGTH different from standard (3m): 5, 7, 10 m

To be indicated together with the selected order code from the list above.

LEGEND
ENH: Extended parameter set and functions - 8MB memory, real time parameters MIN/AVG/MAX recording (up to 24 parameters programmable), energy counter recording.

DO: 1 digital output for alarm or pulse emission.

WintoolNET: Software for instrument remote management, downloadable for free at www.algodue.it, in the Client protected area.

NOTE: Subject to change without notice

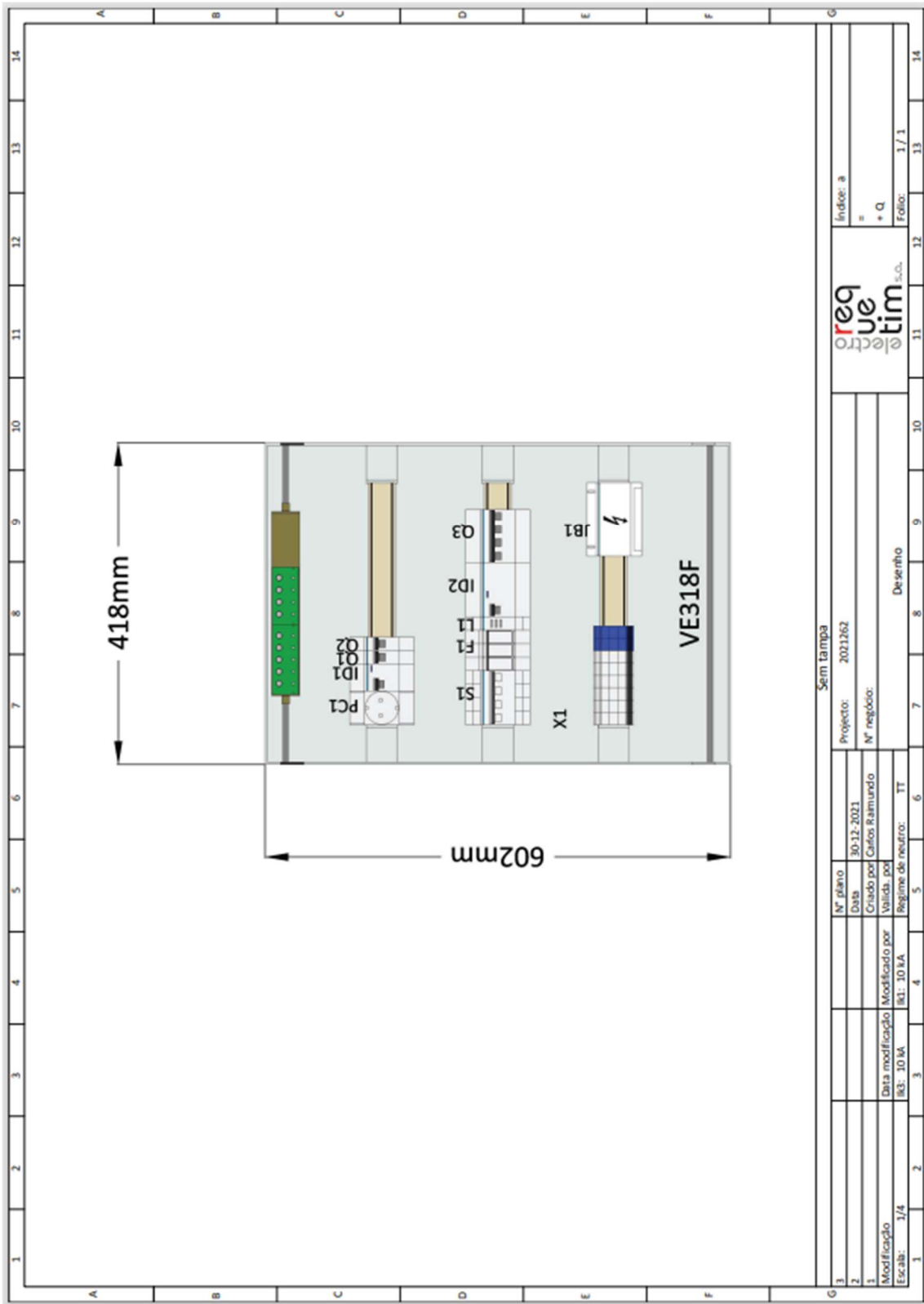


algodue
ELETTRONICA
Innovative Electronic Systems

Via P. Gobetti, 16/F - 28014 Maggiora (NO) - Italy - Tel: +39 0322 89307

sales@algodue.it - www.algodue.com

72PG01_2_201908_2



Sem tampa						Indice: a	
Projecto: 2021262						=	
Data: 30.12.2021						+ Q	
Criado por: Carlos Ramundo						Folho: 1 / 1	
Valido por: TT						14	
Regime de neutro: TT						13	
Data modificação Modificado por:						12	
IK1: 10MA IK3: 10MA						11	
Escala: 1/4						10	
Desenho						9	
Nº registo:						8	
Nº plano						7	
Data						6	
Modificação						5	
Escala: 1/4						4	
Data modificação Modificado por:						3	
IK1: 10MA IK3: 10MA						2	
Escala: 1/4						1	





SL7000

Medidor Multifunção SMART™

O SL7000 incorpora em um único medidor todas as funções de medida e tarifação exigidas para a medição em clientes comerciais como em clientes industriais.

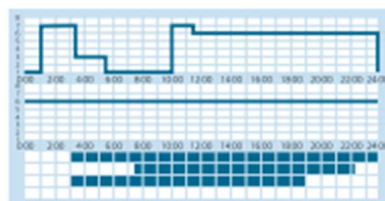
MEDIDOR DE ENERGIA PARA CLIENTES COMERCIAIS E INDUSTRIAIS

As funções do registrador de perfis de carga são programáveis. O equipamento permite a comunicação local ou remota, atingindo por ambos os meios a atualização da programação. O SL7000 se alimenta dos próprios circuitos de medida de tensão ou da entrada de alimentação auxiliar, quando presente. Possui ampla faixa de medição, o que facilita a utilização do mesmo equipamento numa grande diversidade de instalações. A possibilidade de adição de consumos de outros equipamentos e a disposição de entrada de pulsos são funções de grande utilidade que na maioria das aplicações permitem a eliminação dos concentradores externos.

APLICAÇÕES CLÁSSICAS DE MEDIÇÃO: CLIENTES POR TARIFA

A grande capacidade de configuração de SL7000 permite programar todas as estruturas tarifárias contempladas pelas normas vigentes incluindo medição de UFER e DMCR para clientes THS.

- » Clientes livres
- » Clientes Cativos Grupo A
- » Medição de fronteiras, atendendo a CCEE/ONS
- » Atende a resolução 163 Eletrobrás para medição de óleo



- » Tarifação

BENEFÍCIOS

- » Medidor Eletrônico Multifunção
- » Precisão e Linearidade
- » Atende às Normas Nacionais e Internacionais
- » Experiência Comprovada em Diversos Mercados
- » Conexão Através de Transformadores para Aplicações Comerciais e Industriais
- » Entradas e Saídas Digitais
- » Medição UFER/DMCR
- » Múltiplas Portas de Comunicação
- » Saída de Usuário

Novas Necessidades: Clientes Qualificados

Nos últimos anos foram aprovadas diversas normas legais que tornaram possíveis a colocação em marcha do novo sistema elétrico. O SL7000 satisfaz todos os requisitos estabelecidos pelas normas legais e os regulamentos desenvolvidos para a medição em pontos de fronteira entre clientes.

Medidas em Pontos de Fronteira

A precisão e a grande linearidade de medida do medidor asseguram a qualidade dos dados obtidos para aplicações de faturamento. As leituras

de diversas magnitudes elétricas são utilizadas em aplicações para a supervisão da rede. Por outro lado, os canais simultâneos de comunicação permitem compartilhar os dados recolhidos da instalação entre diversos usuários ou departamentos.

Valor Agregado à Medição

Mediante a aplicação das tecnologias de última geração em metrologia e comunicações, os medidores SL7000 da Itron trazem grandes benefícios tanto para as empresas elétricas como para os consumidores, incorporando valor agregado a cada um dos processos de medição.

VANTAGENS PARA AS EMPRESAS DE ELETRICIDADE

Clientes Qualificados



Redução dos Custos do Estoque

O medidor SL7000 possui uma faixa estendida de tensão de alimentação (autorange). Esta característica permite utilizar o mesmo medidor em diferentes padrões de instalação, tanto em clientes comerciais como industriais.

Supervisão da Rede

O medidor SL7000 permite a supervisão das condições da rede, incluindo o registro das anormalidades como acontecimentos simples ou em arquivo. Esta função pode ser utilizada para agir de forma preventiva e/ou corretiva nas condições da rede.

Medidas em Pontos de Fronteira



Redução dos Custos de Leitura

Os ciclos de leitura se reduzem ao mínimo através do armazenamento de todos os dados exigidos para o faturamento e com a capacidade de comunicação que permite o baixo custo da leitura remota do medidor. A adequação dos protocolos disponíveis com as normas mais recentes de comunicação (IEC) facilita a integração do medidor com os sistemas padrões de coleta de dados.

Atualização de Funções

Uma função importante dos medidores SL7000 é a capacidade de atualização de suas funções. O custo da atualização é mínimo permitindo a reutilização do equipamento existente.

O medidor SL7000 é compatível com vários modelos de comunicação remota disponíveis no mercado.

Resistência a Ambientes Adversos

Os medidores são planejados e testados para fazer frente a condições ambientais adversas, como perturbações eletromagnéticas e variações nas condições da rede.

Redução de Perdas Não-Técnicas

O medidor dispõe de diversas funções de segurança diante de problemas técnicos provocados pela intervenção humana ou tentativas de fraude.

VANTAGENS PARA OS CONSUMIDORES

Supervisão do Consumo

A informação facilitada pelo medidor está disponível em tempo real através de uma porta de comunicação exclusiva de tal modo que os consumidores finais podem supervisionar e controlar o seu consumo de energia.

Supervisão do Fornecimento

A supervisão se realiza baseada em parâmetros disponíveis de qualidade do fornecimento. Os dados obtidos

podem ser utilizados como elemento de verificação quando a qualidade do fornecimento seja um elemento contratual.

Controle do Excesso de Consumo

O medidor SL7000 permite supervisionar o consumo em relação a limites programáveis e podem ativar alguns contatos quando o consumo ultrapassar os limites.

CARACTERÍSTICAS PRINCIPAIS

Energia

- » Medição de energia ativa (bidirecional), relativa (quatro quadrantes) e aparente em valores agregados e fase por fase.
- » Medição de UFER/DMCR
- » Estão disponíveis quatro entradas de pulso que permitem uma gestão adicional da medição (Versão de Entrada/Saída intermediária e estendida)

Curvas de Carga

- » Podem ser registrados até dezesseis canais de curva de carga configuráveis entre as várias magnitudes medidas

Multitarifa

- » Faturamento de energia e demanda máxima
- » Medição de até 10 magnitudes elétricas para faturamento
- » Até 32 registros de tarifação de energia e 24 registros de tarifa de demanda máxima
- » A mudança de tarifação é controlada por um relógio interno. Nas versões de Entrada e Saída, intermediária e estendida, as mudanças de tarifação também podem ser controladas externamente

Qualidade da Tensão

- » Os níveis dos limites de tensão são configuráveis, permitindo uma análise detalhada das variações de tensão
- » SAG / Swell e Interrupção
- » THD

Comunicações

- » Até três canais de comunicação dependendo da versão de medidor
- » Dois canais podem ser usados simultaneamente
- » Incorpora portas de leitura local e remota
- » Saída de Usuário
- » Pode ser fornecido um modem PSTN, GSM/GPRS, RF Mesh ou Conversor Ethernet com capacidade de ser alimentado pelo próprio medidor
- » Conforme DLMS-Cosen
- » Antifraude
- » Abertura de tampa (nº, detalhe das 10 últimas ocorrências)
- » Isolamento de tensão (corrente sem tensão)
- » Ajuste (nº, detalhe da última)
- » Opcional: imunidade e detecção de campo eletromagnético 0,5T a 1,2T
- » Página Fiscal: geração do diagrama fasorial



SL7000



Modem Sparklet

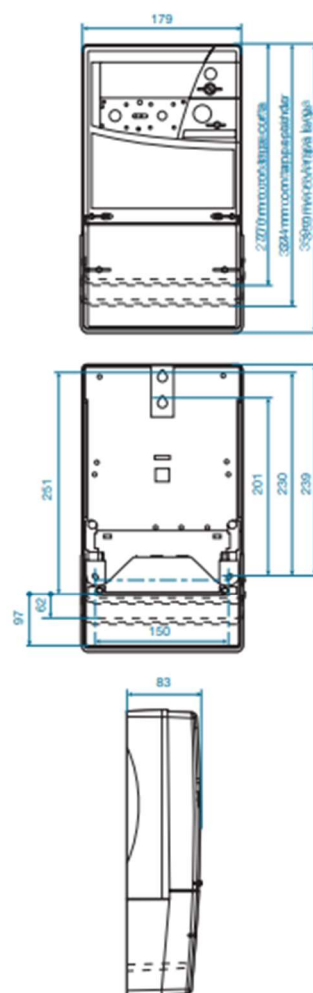
Dados Técnicos

Valores	Tensão:	- 3x57.1/100V até 3x240/415V auto-range - Fonte de alimentação auxiliar (opcional)
	Corrente - Conexão CT:	- In 1A/2,5A/5A, I _{max} 10A
Tipo de Conexão	Conexão em transformadores:	- Disponíveis em 3 e 4 fios
Precisão	Conexão em transformador:	- Classe D, C ou B
	Conexão direta:	- Classe B
Frequência	50Hz/60Hz	
Faixa de Temperatura	-40° até +85°C	
Padrões	Adequação com as normas IEC 61036, IEC 60867 e padrões de marcação CE (metrológicos, elétricos, eletromecânicos, mecânicos, climáticos) INMETRO RTM 431 2007	
Comunicações	Porta ótica (IEC 61107), opcionalmente RS232C e/ou RS485 Protocolo DLMS-COSEN (IEC 62056) Saída de usuário ABNT 14522	
Portaria de Aprovação	INMETRO/DIMEL 299/2007	

Acessórios

Comunicação	- Modem telefônico, GSM/GPRS, conversor Ethernet auto-alimentados e abrigados sob a tampa do bloco de terminais - Compatibilidade com RF Mesh e Remotas - Cabeamento de conexão para equipamentos externo de comunicação - Porta ótica de comunicações para conexão ao PC
Configuração	- Software do usuário para supervisão do consumo - Software de configuração para empresas elétricas
Documentação	- Certificado de Teste - Manual do Usuário - Manual de Instalação
Tampa	- Curta - Padrão - Longa

Dimensões (mm)



A Itron possui sistema de gestão da qualidade certificado e em conformidade com a NBR ISO 9001:2008.

Suporte Técnico

E-mail suportebr.tecnico@itron.com
Fone +55 19 3757 1311



WebdynSun

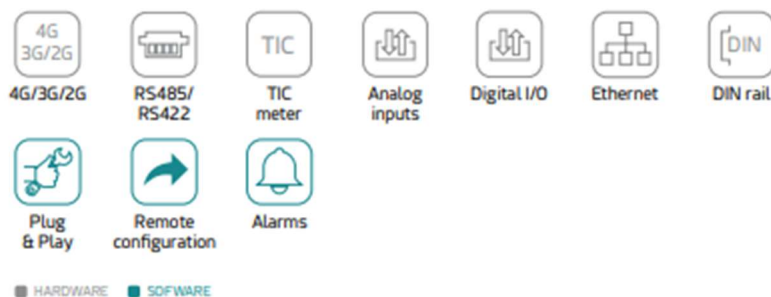
Gateway for solar plants

The WebdynSun gateway is used to monitor and collect data from solar plants. In a single device, this gateway gathers all the indicators of the inverters, the electricity meters and the environmental sensors (intensity of sunlight, temperature, wind speed, etc.).

The device formats the data in CSV and sends it periodically via 2G/3G or Ethernet to a server. Installation is simple and user-friendly using the embedded web server, and it can be done remotely. It allows to operate local actions controlling files from the central server.



Main Features



Strengths & Benefits

- Up to 200 inverters monitored per gateway (depending on models/brands)
- Very low consumption of data on mobile networks
- Aggregation of the parameters at a single point
- Real-time supervision
- Optimization of electricity production efficiency
- Modbus and Sunspec (most known in solar apps.)

Applications

- Real-time monitoring of electricity production
- Preventive and curative remote maintenance of the plant

Specifications

WebdynSun 4G	WebdynSun 3G
4G: LTE-FDD B1/ B3/ B5/ B7/ B8/ B20/ B28; LTE-TDD B38/ B40/ B41; 2G: GSM B2/ B3/ B5/ B8	3G: 2100/900 MHz 2G: 900 MHz
LTE-FDD Data Rate (Mbps): 10 (DL)/ 5 (UL) LTE-TDD Data Rate (Mbps): 7.5 (DL)/ 1 (UL)	
GPRS Data Rate (kbps): 85.6 (DL)/ 85.6 (UL)	
EDGE Data Rate (kbps): 236.8 (DL)/ 236.8 (UL)	

Interfaces

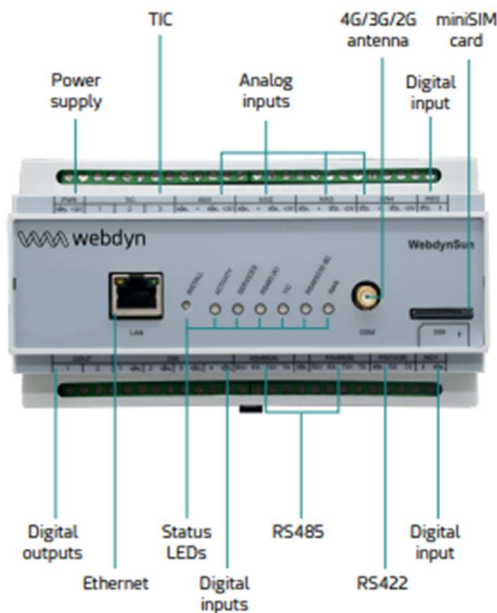
- 4G/3G/2G connectivity
- 1x RS485
- 1x RS485/RS422
- 3x TIC meters
- 4x analog inputs
- 6x digital inputs
- 2x digital outputs
- 1x Ethernet

Connectors

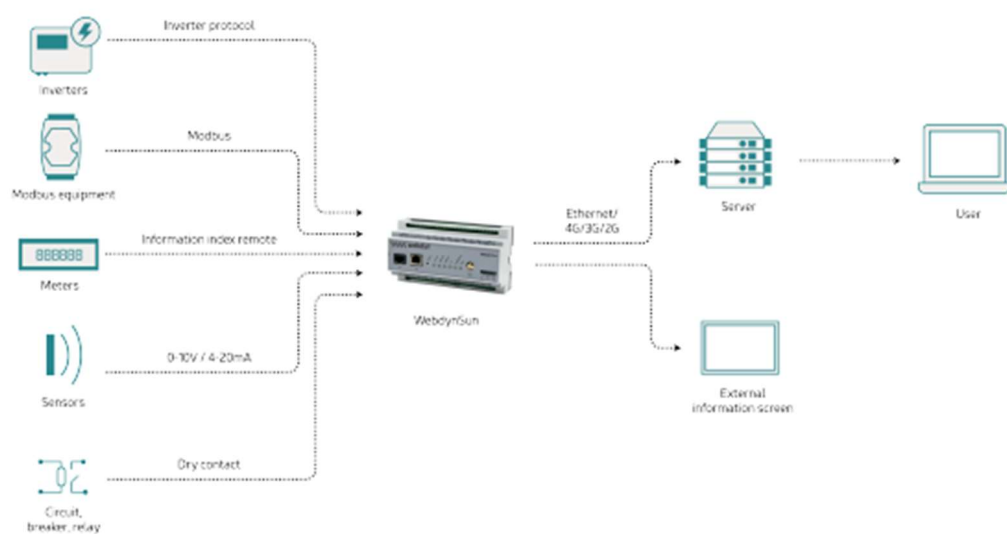
- 1x SMA F connector: GSM
- 1x RJ45: Ethernet
- 2x terminal blocks: power, RS485/422, TIC, analog inputs, digital I/O
- 1x miniSIM card holder

Characteristics

- Status LEDs
- DIN rail
- DC input: +12 to +24 Vdc
- Consumption: 4W max.
- Temperature range: -5 - 50°C
- Storage temperature: -20 - 85°C
- Dimensions: 157x86x59mm
- Weight: 300gr
- Certifications: EMI: EN55022 class B, CE: EN50082



Architecture



Software Features

- Inverters (possible to manage more than 200 inverters depending on models/brands)
- Modbus RTU or TCP slaves supervision
- Environment (sunlight, temperature, etc.)
- Dry contact inputs (circuit breakers, break-in, etc.)

References

PRODUCTS

- WebdynSun Ethernet 2G/3G Europe **WG0508-A05**
- WebdynSun Ethernet 2G/3G World **WG0508-A06**
- WebdynSun 4G **WG0508-A07**

ACCESSORIES

- Antenna GSM5+LTE700/2600 SMA M -IP67- RG58 - 5m **AC0201-11**
- Antenna GSM5+LTE700/2600 SMA M -IP67- RG58 - 10m **AC0201-13**
- Antenna GSM5+LTE700/2600 SMA M -IP67- RG58 - 20m **AC0201-12**

The equipment may vary from the description in this document. Webdyn reserves the right to make changes to the product(s) and or information contained herein without notice.
This document may not be considered as a contract specification.

Kontakt:

Tel.: +49 7423 921 - 0
kabeltec@kabeltec.de

Solar / Solar SOLAR H1Z2Z2-K PV1-F TÜV/CE

Doppelt ummantelte Einzeladern für die Verkabelung von Photovoltaikanlagen
Double sheathed single core for cabling of photovoltaic systems



Verwendung:

Diese Leitung wird speziell in Solaranlagen verwendet. Aufgrund des vernetzten Isolier- und Mantelmaterials der Kabel wird für eine hervorragende Beständigkeit gegen mechanische und klimatische Belastungen gesorgt. Zudem sind die Leitungen kurzschlussfest, halogenfrei und UV-beständig und damit geeignet für die Verlegung in trockenen und feuchten Räumen, unter der Erde und auch im Freien unter direkter Sonneneinstrahlung. Die zu erwartende Lebensdauer beträgt 25 Jahre.

Aufbau:

Technische Daten:

Leiterwerkstoff	Kupfer, blank oder verzinkt
Leiterklasse	Klasse 5
Aderisolationwerkstoff	Vernetztes Polyolefincopolymer nach EN 50618
Aderkennung	
Versellung	
Außenmantelwerkstoff	Vernetztes Polyolefincopolymer EN 50618
Mantelfarbe	Schwarz (RAL 9005), Rot (RAL 3013) oder Blau (RAL 5015)
Nennspannung [V]	AC: U ₀ /U ₁ /1kV, max. 1,2/1,2kV; DC: 1,5kV, max. 1,8/1,8kV
Prüfspannung [V]	AC: 6,5kV DC: 15kV (5min)
Leiterwiderstand	
Isolationswiderstand	> 750 MΩ x km bei 20°C
Strombelastbarkeit	
kleinster Biegeradius fest [xd]	5 x d
kleinster Biegeradius bewegt [xd]	15 x d
Betriebstemp. fest min/max [C]	-40 °C bis +130°C
Betriebstemp. bew. min/mac [C]	-40 °C bis +120 °C
Temperatur am Leiter max.	125 °C
Brandverhalten	CEI EN 60332-1-2
Normen	EN 50618

Application:

Designed especially for application in solar generators. Due to the cross-linked insulating and sheathing materials an excellent resistance against mechanical and environmental stress is guaranteed. In addition, the cables are short-circuit proof, halogen free and resistant against UV radiation and therefore suitable for use in dry and moist rooms, under earth and outdoors under direct solar irradiation. Most favourable cable in photovoltaic systems. Suitable for use in dry and humid rooms. The cable has an expected service life of 25 years.

Construction:

Technical Data:

Conductor Material	Copper, bare or tinned
Conductor class	Class 5
core insulation	Cross linked polyolefin-copolymer acc. to EN 50618
core identification	
stranding	
outer sheath	Cross linked polyolefin-copolymer acc. to EN 50618
sheath colour	Black (RAL 9005), red (RAL 3013) or blue (RAL 5015)
rated voltage [V]	AC: U ₀ /U ₁ /1kV, max. 1,2/1,2kV; DC: 1,5kV, max. 1,8/1,8kV
testing voltage [V]	AC: 6,5kV DC: 15kV (5min)
conductor resistance	
insulation resistance	> 750 MΩ x km at 20°C
current carrying capacity	
min. bending radius fixed [xd]	5 x d
min. bending radius moved [xd]	15 x d
working temp fixed min/max [C]	-40°C up to +130°C
working temp moved min/mac [C]	-40°C up to +120°C
temp at conductor max.	125 °C
burning behaviour	CEI EN 60332-1-2
Approvals	EN 50618

Kabel / Cable

Art.Nr. Part No.	Adern x Querschnitt no. of cores x cross section	Außen Ø ca. mm outer Ø ca. mm	CU Gewicht kg/100m copper weight kg/100m	Gewicht kg/100m weight kg/100m
SOLAR	1 x 2,5	5.10	2.40	4.70
SOLAR	1 x 4	5.40	3.84	6.30
SOLAR	1 x 6	6.50	5.76	8.60
SOLAR	1 x 10	7.90	9.60	13.60
SOLAR	1 x 16	9.00	15.40	19.50
SOLAR	1 x 25	10.90	24.00	29.10
SOLAR	1 x 35	11.90	33.60	38.30
SOLAR	1 x 50	14.10	48.00	55.20
SOLAR	1 x 70	15.90	67.20	71.20
SOLAR	1 x 95	18.00	91.20	92.50
SOLAR	1 x 120	20.30	115.20	118.70
SOLAR	1 x 150	22.80	144.00	147.60
SOLAR	1 x 185	26.00	177.60	181.00
SOLAR	1 x 240	27.20	230.40	235.00

Memória Descritiva
UPAC – Carport SLEM



ELABORADO POR:	Manuel Marques dos Santos
REVISTO POR:	Duarte Barradas Cornacho
APROVADO POR:	Salvador Archer de Carvalho

Confidencialidade: A informação a seguir detalhada pertence à PYE e contém informação Confidencial. A sua distribuição externa foi aprovada pela PYE sendo, no entanto, requerida confidencialidade na utilização deste documento

Fica igualmente interdita a difusão deste documento a outra entidade que não aquela a quem foi endereçado.

ÍNDICE

1. INTRODUÇÃO.....	4
2. INFORMAÇÕES GERAIS	4
2.1. CLIENTE.....	4
2.2. DESCRIÇÃO DA INSTALAÇÃO.....	4
2.3. LOCAL DA INSTALAÇÃO.....	4
3. TRABALHOS A REALIZAR.....	5
3.1. EMPREITADA MECÂNICA.....	5
3.2. EMPREITADA DC.....	5
3.3. EMPREITADA AC.....	5
4. EQUIPAMENTOS	6
4.1. INSTALAÇÃO ELÉTRICA.....	6
4.1.1. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	6
4.1.2. INVERSOR	6
4.1.3. SISTEMA MONITORIZAÇÃO.....	6
4.1.4. CONTADOR DE PRODUÇÃO.....	7
4.1.5. MEDIDOR DE CONSUMO.....	7
4.1.6. CABLAGEM	7
4.1.6.1. CABLAGEM DC.....	7
4.1.6.2. CABLAGEM AC.....	7
4.1.7. QUADRO ELÉTRICO.....	7
4.1.8. CONECTORES.....	7
4.2. INSTALAÇÃO MECÂNICA	8
4.2.1. SISTEMA DE FIXAÇÃO, ESTRUTURA DE SUPORTE, MÓDULOS FOTOVOLTAICOS E INVERSORES	8
4.2.2. CAMINHOS DE CABOS	8
5. IMPLANTAÇÃO.....	8
5.1. IMPLANTAÇÃO DOS MÓDULOS	8
5.2. ÁREA TÉCNICA E PONTO DE INJEÇÃO	9
5.4. CAMINHOS DE CABOS	9
5.5. SEGURANÇA E PROTEÇÃO.....	9
5.5.1. DISPOSITIVOS DE MANOBRA	9
5.5.2. LIGAÇÃO À TERRA E EQUIPOTENCIALIZAÇÃO	10
5.6. CONTAGEM E MONITORIZAÇÃO	10

6. EXECUÇÃO	10
6.1. ESTALEIRO	10
6.2. MEIOS DE ELEVAÇÃO.....	11

1. INTRODUÇÃO

O presente documento tem como objetivo definir de forma concisa a descrição dos trabalhos e equipamentos a ser utilizados no projeto O20211109001 – UPAC Carport SLEM – Palmela.

2. INFORMAÇÕES GERAIS

2.1. CLIENTE

O cliente é a SLEM – Sociedade Luso-Espanhola de Metais, com morada na Estrada Municipal 533, 2950-401, Palmela.



2.2. DESCRIÇÃO DA INSTALAÇÃO

Tipo de Instalação	Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC)
Nº de módulos	85
Potência dos módulos	540 Wp
Potência de pico	45,90 kWp
Potência nominal	40 kWn
Nº de inversores	1
Potência nominal	40 kW
Nº de strings	6
Nº de módulos por string	14 (5) e 15 (1)

A instalação será constituída por módulos fotovoltaicos, estruturas de fixação de módulos, inversores, quadros elétricos e contador.

2.3. LOCAL DA INSTALAÇÃO

Morada	Estrada Municipal 533, 2950-401, Palmela
Localidade	Palmela
Coordenadas	38°34'45.79"N, 8°52'31.24"W

3. TRABALHOS A REALIZAR

3.1. EMPREITADA MECÂNICA

- Instalação dos módulos na estrutura
- Manipulação e distribuição de materiais no local do projeto
- Restantes trabalhos e acessórios de instalação necessários para a correta instalação do sistema

3.2. EMPREITADA DC

- Ligação elétrica dos módulos, passagem dos cabos DC até ao inversor, incluindo instalação dos conectores
- Instalação e ligação dos cabos DC no inversor
- Instalação da rede de terras e equipotencialização de módulos, inversor, estruturas, etc
- Instalação do inversor, incluindo a sua estrutura de suporte
- Instalação de esteiras para passagem de cabos, incluindo acessórios de fixação
- Instalação de abraçadeiras com proteção UV para amarração de cabos e fixação de conectores
- Etiquetagem das strings junto aos inversores
- Comissionamento da instalação
- Restantes trabalhos que se considerem necessários para o bom funcionamento da instalação

3.3. EMPREITADA AC

- Interligação entre o inversor e o QEAC, incluindo a passagem de cabos e todos os acessórios de ligação e fixação
- Instalação do QEAC, incluindo os acessórios necessários à sua fixação (incluindo estrutura se necessário)
- Interligação entre o QEAC e o ponto de injeção, incluindo a passagem de cabos e todos os acessórios de ligação e fixação
- Instalação dos cabos de telecomunicações conforme descrito nas peças escritas e desenhadas, incluindo todas as fichas necessárias à conexão entre os equipamentos
- Instalação da rede de terras, conforme descrita nas peças escritas e equipotencialização de inversores, quadros, estruturas metálicas, etc
- Instalação de botoneira de corte geral, incluindo o fornecimento dos cabos especificados no projeto e sua eletrificação
- Comissionamento e ensaios da instalação AC
- Presença no dia da inspeção (se esta ocorrer) e no dia de entrada ao serviço da UPAC

4. EQUIPAMENTOS

4.1. INSTALAÇÃO ELÉTRICA

4.1.1. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Marca	JA Solar
Modelo	JAM 72S30-540
Potência de Pico (STC*)	540 W
Corrente no Ponto de Máxima Potência (STC)	12,97 A
Tensão no Ponto de Máxima Potência (STC)	41,64 V
Corrente de Curto Circuito (STC)	13,86 A
Tensão de Circuito Aberto (STC)	49,60 V
Rendimento (STC)	20,9 %
Dimensões	2,279 m x 1,134 m x 0,035 m
Peso	28,6 kg

*STC – Condições de Teste Padrão: Irradiância – 1 kW/m²; Temperatura do módulo – 25 °C; Massa de ar – 1,5

No anexo 1 – Datasheet Módulos é possível consultar todas as suas especificações.

4.1.2. INVERSOR

Marca	Huawei
Modelo	SUN2000 – 40KTL – M3
Potência Nominal	40 kW
Rendimento	98,4 %
Nº de MPPTs	4
Nº de entradas	8 (2 strings por MPPT)
Corrente de saída nominal	57,8 A
Corrente de saída máxima	63,8 A
Dimensões	0,640 m x 0,530 m x 0,270 m
Peso	43 kg

No anexo 2 – Datasheet Inversor é possível consultar todas as suas especificações.

4.1.3. SISTEMA MONITORIZAÇÃO

Marca	Webdyn
Modelo	Webdyn Sun
Protocolo de Comunicação	RS485

No anexo 3 – Datasheet Sistema de Monitorização podem ser consultadas as suas características.

4.1.4. CONTADOR DE PRODUÇÃO

Marca	Itron
Modelo	ACE SL7000
Contagem	Direta

O aparelho cumpre com os requisitos do Decreto-Lei 153/2014, artigo 22º, estando homologado pela DGEG.

No anexo 4 – Datasheet Contador de Produção podem ser consultadas as suas características.

4.1.5. MEDIDOR DE CONSUMO

Marca	Hager
Modelo	ECR300C

No anexo 5 – Datasheet Contador de Consumo podem ser consultadas as suas características.

4.1.6. CABLAGEM**4.1.6.1. CABLAGEM DC**

Cabo Solar	Cobre 1 x 6mm ²
-------------------	----------------------------

4.1.6.2. CABLAGEM AC

Inversores – QEAC	Cobre	XV 5G25
QEAC – Ponto de Injeção	Cobre	LXV 3x25+1x16

A escolha de cabos teve em consideração as correntes admissíveis dos mesmos e um valor máximo de queda de tensão de 3% entre o inversor e o QGBT.

4.1.7. QUADRO ELÉTRICO

Tipo	Vector Hager Saliente
Classe de Isolamento	II
IP	65
IK	10
Dimensões	0,418 m x 0,602 m x 0,151 m

4.1.8. CONECTORES

Tipo	MC4
-------------	-----

4.2. INSTALAÇÃO MECÂNICA

4.2.1. SISTEMA DE FIXAÇÃO, ESTRUTURA DE SUPORTE, MÓDULOS FOTOVOLTAICOS E INVERSORES

A fixação e suporte dos módulos será feita numa estrutura do tipo carport, em perfis metálicos, com uma inclinação de 15°.



4.2.2. CAMINHOS DE CABOS

A passagem de cabos na instalação será feita com recurso a esteirs. Quando possível, a passagem será feita por baixo dos módulos, sendo a fixação dos cabos na estrutura de suporte.

Sempre que necessário, deve-se recorrer ao uso de abraçadeiras para a fixação dos cabos.

5. IMPLANTAÇÃO

5.1. IMPLANTAÇÃO DOS MÓDULOS

Os módulos serão dispostos na estrutura do carport, em 5 filas de 17, como se pode observar na seguinte imagem.



Nº de Módulos	85
Inclinação	5°
Azimute	10° Este

5.2. ÁREA TÉCNICA E PONTO DE INJEÇÃO

Denomina-se por área técnica a localização onde se encontram o inversor e o QEAC e por ponto de injeção o ponto em que é feita a ligação entre o sistema fotovoltaico e a instalação existente.

A área técnica vai ser no carport. O inversor e o quadro serão apoiados nas madres da estrutura mais próximas do ponto de injeção, recorrendo-se a perfis metálicos para a sua fixação. O contador de produção será instalado numa caixa própria, posicionada ao lado do QEAC.

O ponto de injeção será numa divisão do edifício principal, assinalada em baixo, a cerca de 50 m da área técnica. A ligação à instalação será feita com recurso a um disjuntor magnetotérmico.

Nas imagens seguintes podem-se observar, numa a posição da área técnica e do ponto de injeção e na outra a zona do ponto de injeção, onde estão assinalados o quadro em que vão ser instalados o disjuntor e o medidor de consumo (verde) e o ponto em que vai ser feita a injeção (azul).



5.4. CAMINHOS DE CABOS

A passagem de cabo DC será feita através da estrutura do carport, sendo a fixação dos cabos feita nos perfis da mesma.

O caminho de caminho de cabo AC já se encontra construído, sendo apenas necessário realizar uma perfuração na parede para a passagem de cabo para o interior.

5.5. SEGURANÇA E PROTEÇÃO

5.5.1. DISPOSITIVOS DE MANOBRA

Função	Equipamento	Características
Proteção do Inversor	Disjuntor Magneto-térmico	4P, 63 A, 10 kA, Tipo C
	Interruptor Diferencial	4P, 63 A, 300 mA, Tipo A
Saída do QEAC	Interruptor Modular	4P, 80 A
Interligação com o QGBT	Disjuntor Magneto-térmico	4P, 80 A, 10 kA, Tipo C

5.5.2. LIGAÇÃO À TERRA E EQUIPOTENCIALIZAÇÃO

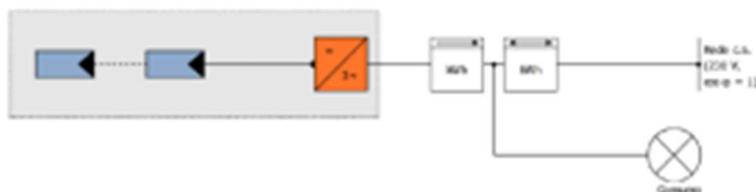
O lado DC da instalação será flutuante, não estando nenhum dos polos, positivo ou negativo, ao potencial da terra.

Todas as estruturas metálicas da instalação (estrutura dos módulos, esteiras, perfis de suporte dos módulos, etc) devem estar ligadas entre si através de condutores de cobre de 6mm² isolados. O esquema está ligado ao terminal de terra do QEAC, ao qual também está ligado o inversor.

Ao lado do carport será enterrado um elétrodo de terra, ao qual será ligado o terminal de terra do QEAC.

5.6. CONTAGEM E MONITORIZAÇÃO

O sistema de monitorização recebe a informação sobre a contagem de produção e de consumo. A informação sobre a produção é comunicada diretamente pelos inversores e a informação sobre o consumo é enviada pelo medidor de consumo, instalado junto do QGBT, que mede o trânsito de energia na alimentação da instalação com recurso a transformadores de intensidade já instalados.



A informação dos diversos equipamentos é transmitida com recurso a um cabo de comunicação de 3 condutores através do protocolo de comunicação RS 485.

6. EXECUÇÃO

6.1. ESTALEIRO

A zona a ser usada como estaleiro está assinalada na imagem seguinte. Deve-se procurar evitar ao máximo a interferência nas atividades realizadas por terceiros.



6.2. MEIOS DE ELEVAÇÃO

Será necessário recorrer a meios de elevação para a realização de trabalhos no topo da estrutura do carport.

ANEXO H – Relatórios das simulações do caso estudo a projetar

Zona 1

Relatório Técnico											
Dados de Projecto Latitude (°) 5 Longitude (°) 40 Angulo optimo(°) 32 Irradiação (Kw/m²) 0,00 Potência Pico (KWh) 0 Potência útil (KWh/ano) 70684 Área da instalação (m²) 218		Análise Gráfica Mensal da Irradiação e Potências									
		Irradiação Média Mensal (KW/m2)			Potência Mensal Disponível (KWh)			Potência Útil Diária (KWh)			
		Equipamentos		Marca	Modelo	Quantidade	Voltagem máx(V)	Eficiência	Potência (W)	Custo unitário (€)	Custo TOTAL (€)
		Painéis fotovoltaicos		JA SOLAR	JAM72S30-540/MR	85	50	20,3%	540	201 €	17 043 €
		Estrutura (módulos)		Constância	Perfil Galva Z275	5	-	-	-	1 060 €	5 300 €
		Inversores		HUAWEI	SUN2000-36KTL-M3	1	1000	98,7%	36000	3 983 €	3 983 €
		Carregadores		EHOME	T2C16 TRI T2	3	400	-	11000	849 €	2 546 €
Outros Equipamentos		Marca	Modelo	Quantidade	Custo unitário (€)		Custo TOTAL (€)				
Analisador de Energia		Algodu	UPM209RGW	1	937 €		937 €				
Sistema de monitorização		Webdyn	WebdynSun 4D	1	599 €		599 €				
Medidor de Energia		Itron	SL7000	1	434 €		434 €				
Cabos (m)		Kabeltec Solar	H1Z2Z2-K PV1-F	170	1 €		170 €				
Quadro eléctrico		HAGER	vários	1	344 €		344 €				
TOTAIS								46 109 €			

Relatório Técnico									
Análise Financeira		CF (ano 0)	VAL	TIR	PRI	Custo Capital (r)	Custo (€/Kwh)	Poupança Anual	
		-46 109 €	7 872 €	17,2%	2	8%	0,2	20946	
Estrutura /Cobertura		Configuração da Estrutura e Dimensões de cada módulo da estrutura							
Área da instalação (m2) 218 Área da estrutura (m2) 200 Comprimento Vão (m) 8 Nº de Pilares 6 Nº Módulos 5 Área módulo (m2) 35									
Array Painéis Fotovoltaicos		Inversor (n) => n = 1,2,3							
		MPPT 1	MPPT 2	MPPT 3	MPPT 4	MPPT 1	MPPT 2	MPPT 3	MPPT 4
		String 1	String 1	String 1	String 1	String 2	String 2	String 2	String 2
		17	17	17	17	17	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!

Zona 2

Relatório Técnico																																																																							
Dados de Projecto Latitude (°) 5 Longitude (°) 22 Angulo optimo(°) 32 Irradiação (Kw/m²) 0,00 Potência Pico (KWh) 0 Potência útil (KWh/ano) 39084 Área da instalação (m²) 120		Análise Gráfica Mensal da Irradiação e Potências																																																																					
		Irradiação Média Mensal (KW/m2)			Potência Mensal Disponível (KWh)		Potência Útil Diária (KWh)																																																																
		<table border="1"> <thead> <tr> <th>Equipamentos</th> <th>Marca</th> <th>Modelo</th> <th>Quantidade</th> <th>Voltagem máx(V)</th> <th>Eficiência</th> <th>Potência (W)</th> <th>Custo unitário (€)</th> <th>Custo TOTAL (€)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">Painéis fotovoltaicos</td> <td>JA SOLAR</td> <td>JAM72530-540/MR</td> <td>47</td> <td>50</td> <td>20,3%</td> <td>540</td> <td>201 €</td> <td>9 424 €</td> </tr> <tr> <td colspan="2">Montagem Painéis</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>27 €</td> <td>1 246 €</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">Estrutura (módulos)</td> <td>Constática</td> <td>Perfil Galva Z275</td> <td>3</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>1 060 €</td> <td>3 180 €</td> </tr> <tr> <td colspan="2">Montagem Estrutura</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>2 500 €</td> <td>7 500 €</td> </tr> <tr> <td>Inversores</td> <td>HUAWEI</td> <td>SUN2000-20KTL-M3</td> <td>1</td> <td>1000</td> <td>98,7%</td> <td>20000</td> <td>3 403 €</td> <td>3 403 €</td> </tr> <tr> <td>Carregadores</td> <td>EHOME</td> <td>T2C32</td> <td>2</td> <td>230</td> <td>-</td> <td>7400</td> <td>783 €</td> <td>1 566 €</td> </tr> </tbody> </table>									Equipamentos	Marca	Modelo	Quantidade	Voltagem máx(V)	Eficiência	Potência (W)	Custo unitário (€)	Custo TOTAL (€)	Painéis fotovoltaicos	JA SOLAR	JAM72530-540/MR	47	50	20,3%	540	201 €	9 424 €	Montagem Painéis						27 €	1 246 €	Estrutura (módulos)	Constática	Perfil Galva Z275	3	-	-	-	1 060 €	3 180 €	Montagem Estrutura						2 500 €	7 500 €	Inversores	HUAWEI	SUN2000-20KTL-M3	1	1000	98,7%	20000	3 403 €	3 403 €	Carregadores	EHOME	T2C32	2	230	-	7400	783 €	1 566 €
		Equipamentos	Marca	Modelo	Quantidade	Voltagem máx(V)	Eficiência	Potência (W)	Custo unitário (€)	Custo TOTAL (€)																																																													
		Painéis fotovoltaicos	JA SOLAR	JAM72530-540/MR	47	50	20,3%	540	201 €	9 424 €																																																													
			Montagem Painéis						27 €	1 246 €																																																													
Estrutura (módulos)	Constática	Perfil Galva Z275	3	-	-	-	1 060 €	3 180 €																																																															
	Montagem Estrutura						2 500 €	7 500 €																																																															
Inversores	HUAWEI	SUN2000-20KTL-M3	1	1000	98,7%	20000	3 403 €	3 403 €																																																															
Carregadores	EHOME	T2C32	2	230	-	7400	783 €	1 566 €																																																															
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Outros Equipamentos</th> <th>Marca</th> <th>Modelo</th> <th>Quantidade</th> <th>Custo unitário (€)</th> <th>Custo TOTAL (€)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Analizador de Energia</td> <td>Algodu</td> <td>UPM209RGW</td> <td>1</td> <td>937 €</td> <td>937 €</td> </tr> <tr> <td>Sistema de monitorização</td> <td>Webdyn</td> <td>WebdynSun 4D</td> <td>1</td> <td>599 €</td> <td>599 €</td> </tr> <tr> <td>Medidor de Energia</td> <td>Itron</td> <td>SL7000</td> <td>1</td> <td>434 €</td> <td>434 €</td> </tr> <tr> <td>Cabos (m)</td> <td>Kabeitec Solar</td> <td>H1Z222-K PV1-F</td> <td>94</td> <td>1 €</td> <td>94 €</td> </tr> <tr> <td>Quadro electrico</td> <td>HAGER</td> <td>vários</td> <td>1</td> <td>344 €</td> <td>344 €</td> </tr> </tbody> </table>									Outros Equipamentos	Marca	Modelo	Quantidade	Custo unitário (€)	Custo TOTAL (€)	Analizador de Energia	Algodu	UPM209RGW	1	937 €	937 €	Sistema de monitorização	Webdyn	WebdynSun 4D	1	599 €	599 €	Medidor de Energia	Itron	SL7000	1	434 €	434 €	Cabos (m)	Kabeitec Solar	H1Z222-K PV1-F	94	1 €	94 €	Quadro electrico	HAGER	vários	1	344 €	344 €																											
Outros Equipamentos	Marca	Modelo	Quantidade	Custo unitário (€)	Custo TOTAL (€)																																																																		
Analizador de Energia	Algodu	UPM209RGW	1	937 €	937 €																																																																		
Sistema de monitorização	Webdyn	WebdynSun 4D	1	599 €	599 €																																																																		
Medidor de Energia	Itron	SL7000	1	434 €	434 €																																																																		
Cabos (m)	Kabeitec Solar	H1Z222-K PV1-F	94	1 €	94 €																																																																		
Quadro electrico	HAGER	vários	1	344 €	344 €																																																																		
							TOTAIS	28 726 €																																																															

Relatório Técnico																							
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Análise Financeira</th> <th>CF (ano 0)</th> <th>VAL</th> <th>TIR</th> <th>PRI</th> <th>Custo Capital (r)</th> <th>Custo (€/Kwh)</th> <th>Poupança Anual</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td></td> <td>-28 726 €</td> <td>3 118 €</td> <td>13,9%</td> <td>2</td> <td>8%</td> <td>0,2</td> <td>12356</td> </tr> </tbody> </table>								Análise Financeira	CF (ano 0)	VAL	TIR	PRI	Custo Capital (r)	Custo (€/Kwh)	Poupança Anual		-28 726 €	3 118 €	13,9%	2	8%	0,2	12356
Análise Financeira	CF (ano 0)	VAL	TIR	PRI	Custo Capital (r)	Custo (€/Kwh)	Poupança Anual																
	-28 726 €	3 118 €	13,9%	2	8%	0,2	12356																
Estrutura /Cobertura		Configuração da Estrutura e Dimensões de cada módulo da estrutura																					
Área da instalação (m2) 119,9 Área da estrutura (m2) 110 Comprimento Vão (m) 8 Nº de Pilares 4 Nº Módulos 3 Área módulo (m2) 35																							
Array Painéis Fotovoltaicos		Inversor (n) => n = 1,2,3																					
		MPPT 1	MPPT 2	MPPT 3	MPPT 4	MPPT 1	MPPT 2	MPPT 3	MPPT 4														
		String 1	String 1	String 1	String 1	String 2	String 2	String 2	String 2														
		15	16	16	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!														

