



# **isec**

## **Engenharia**

ENGENHARIA ELETROTÉCNICA

### **Sistemas Sustentáveis: Projeto e Instalação de Sistema Fotovoltaico – Estágio curricular na SunEnergy**

Autor

**Félix Evandro Vieira da Rocha**

Orientadores

**Prof. Doutor Adelino Jorge Coelho Pereira**

**Prof. Doutora Rita Manuela da Fonseca Monteiro  
Pereira**

Coimbra, abril de 2024



# isec

## Engenharia

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA  
ELETROTÉCNICA

### **Sistemas Sustentáveis: Projeto e Instalação de Sistema Fotovoltaico – Estágio curricular na SunEnergy**

Relatório de Estágio de Natureza Profissional para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Eletrotécnica

Especialização em Automação e Comunicações em Sistemas de Energia

Autor

**Félix Evandro Vieira da Rocha**

Orientadores

**Prof. Doutor Adelino Jorge Coelho Pereira**

**Prof. Doutora Rita Manuela da Fonseca Monteiro Pereira**

Supervisor na empresa SunEnergy

**Engenheiro Paulino Oliveira**

INSTITUTO POLITÉCNICO  
DE COIMBRA

INSTITUTO SUPERIOR  
DE ENGENHARIA  
DE COIMBRA

Coimbra, abril de 2024

## **AGRADECIMENTOS**

Em primeiro lugar gostaria de deixar um agradecimento à direção da empresa Original SunEnergy, Lda, entidade detentora da marca SunEnergy, que acolheu o meu estágio curricular integrando-me na equipa de engenharia onde tive acesso a diversas ferramentas que permitiram o meu desenvolvimento enquanto profissional.

Agradeço ao meu supervisor, Engenheiro Paulino Oliveira, por me acolher na equipa de engenharia, pela disponibilidade, pelos conhecimentos e pelo apoio.

Agradeço a todos na empresa pela forma como fui recebido. Em especial aos colegas com quem tive oportunidade de trabalhar em equipa e que partilharam um pouco da sua sabedoria comigo, sem esquecer os ensinamentos dos restantes colegas de outros departamentos a quem também deixo o reconhecimento e apreço pelo mesmo.

Gostaria de agradecer aos meus orientadores de estágio, Professor Adelino Pereira e Professora Rita Pereira, que me incentivaram, apoiaram e pelos contributos prestados durante todo este processo.

Aos que permitiram que todo o meu percurso académico fosse possível, Pai e Mãe, agradeço muito pela oportunidade e pelo esforço em prol do meu futuro.

À minha namorada, Maria Alice, que me acompanhou, apoiou, motivou e aturou nas mudanças de humor que senti durante a elaboração deste documento e que torce sempre pelas minhas metas.



## RESUMO

O presente relatório de estágio surge no âmbito da Unidade Curricular de Estágio do 2º ano do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica - Área de Especialização em Automação e Comunicações em Sistemas de Energia do Instituto Superior de Engenharia de Coimbra.

Este documento tem como objetivo apresentar as aprendizagens adquiridas durante o estágio realizado no departamento de engenharia na empresa Original SunEnergy, Lda, que iniciou a 13 de setembro de 2022 e terminou a 31 de maio de 2023.

A SunEnergy é uma empresa voltada para o setor da energia, mais especificamente concentrando-se em energias renováveis, nomeadamente solar, climatização e também no setor da mobilidade elétrica.

O relatório foca-se no dimensionamento de sistemas de produção de energia solar fotovoltaica para autoconsumo. A abordagem apresentada neste relatório passa pela apresentação de três tipos de soluções, através de três casos de estudo, que de forma sucinta pretendem refletir de modo geral os projetos realizados. Será apresentado um projeto industrial enquadrado como UPAC, um projeto residencial com acumulação de energia em baterias enquadrado como MCP e um pequeno projeto OFF-Grid.

Em cada um dos dimensionamentos apresentados, o objetivo foi o dimensionamento de uma solução que fosse de encontro às necessidades do cliente e às especificidades de cada local de projeto.

**Palavras-Chave:** Autoconsumo; Energia Renovável; Energia Solar; Painéis Fotovoltaicos; Sustentabilidade.



## ABSTRACT

The present internship report is within the scope of the Internship Curricular Unit of the 2nd year of the Master's in Electrical Engineering - Specialization in Automation and Communications in Energy Systems at the Instituto Superior de Engenharia de Coimbra.

This document aims to present the acquired learnings during the internship conducted in the engineering department at Original SunEnergy, Lda, which commenced on September 13, 2022, and concluded on May 31, 2023.

SunEnergy is a company focused on the energy sector, specifically concentrating on renewable energies, including solar, air conditioning, and also in the electric mobility sector.

The report focuses on the sizing of photovoltaic solar energy production systems for self-consumption. The approach presented in this report involves presenting three types of solutions through three case studies, which succinctly aim to reflect the overall projects undertaken. An industrial project framed as UPAC, a residential project with energy storage in batteries framed as MCP, and a small Off-Grid project will be presented.

In each of the presented sizings, the objective was to design a solution that met the client's needs and the specificities of each project location.

**Keywords:** Photovoltaic Panels; Renewable Energy; Self-Consumption; Solar Energy; Sustainability.



## ÍNDICE

AGRADECIMENTOS .....	i
RESUMO.....	iii
ABSTRACT .....	v
ÍNDICE DE FIGURAS .....	ix
ÍNDICE DE TABELAS .....	xiv
SIMBOLOGIA E ABREVIATURAS.....	xvi
1 INTRODUÇÃO.....	1
1.1 Enquadramento .....	1
1.2 Objetivos.....	11
1.3 Estrutura do Relatório de Estágio .....	12
2 SUNENERGY .....	13
2.1 A Rede .....	14
2.2 Missão.....	15
2.3 Visão.....	16
3 ESTADO DA ARTE.....	17
3.1 Energia Solar .....	17
3.1.1 Radiação Solar .....	18
3.1.2 Dispersão e Aspersão .....	19
3.1.3 Radiação Solar em Planos Inclinados.....	20
4 ENQUADRAMENTO LEGAL.....	23
4.1 Registo de uma UPAC no portal da Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG).....	24
4.1.1 Registos para potências entre 700 W e 30 kW (MCP) .....	25
4.1.2 Registos para potências entre 30 kW e 1 MW (UPAC) .....	28
5 COMPONENTES DO SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	35
5.1 Módulos Fotovoltaicos .....	35
5.1.1 Efeito Fotovoltaico e Efeito Fotoelétrico .....	35
5.1.2 Células Fotovoltaicas .....	36
5.1.3 Características dos módulos fotovoltaicos .....	40
5.1.4 Associação de Módulos Fotovoltaicos.....	46
5.1.5 Consequências do sombreamento sobre os módulos.....	47
5.1.6 Estruturas de Suporte dos Módulos Fotovoltaicos .....	48
5.2 Inversor .....	54

5.2.1	Inversor <i>OFF-Grid</i> .....	54
5.2.2	Inversor <i>ON-Grid</i> .....	56
5.2.3	Inversor Híbrido .....	57
5.2.4	Sobredimensionamento do inversor .....	59
5.3	Sistemas de Armazenamento de Energia - Baterias.....	60
5.3.1	Reguladores de Carga .....	62
6	ESTUDOS DE CASO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS: ABORDAGEM E DIMENSIONAMENTO.....	65
6.1	Sistemas <i>ON-Grid</i> .....	67
6.1.1	Sistemas Híbridos .....	94
6.2	Sistemas <i>OFF-Grid</i> .....	111
7	CONCLUSÃO .....	119
	ANEXOS .....	124
	Anexo 1 - Projeto Elétrico Colorobbia .....	124
	Anexo 2 -Ficha Técnica Risen RSM-40-8-400M.....	147
	Anexo 2 - Ficha Técnica Solax X1 HÍBRIDO .....	148
	Anexo 3 - Ficha Técnica Bateria Solax .....	149
	Anexo 4 - Ficha Técnica Ar-Condicionado.....	150
	Anexo 5 - Ficha Técnica Axpert King.....	151
	Anexo 6 - Ficha Técnica Jinko JKM 425-54HL4 .....	152
	Anexo 7 - Ficha Técnica Bateria Pylontech UP2500.....	153

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 – Emissões globais de metano do setor energético nos anos de 2000 a 2022 (IEA, 2023). .....	3
Figura 1.2 – Aumento da capacidade de eletricidade renovável por tecnologia, no período de 2017-2024 (IEA, 2023). .....	4
Figura 1.3 - Reduções apresentadas pelo Objetivo 55 (Conselho Europeu   Conselho da União Europeia, 2023) .....	5
Figura 1.4- Dados referentes à diminuição de gases poluentes (Electric Summit, 2023). .....	6
Figura 1.5 - Metas a alcançar para o ano de 2030 (Portugal Energia, s.d.). .....	6
Figura 1.6- Consumo de energia primária em 2022 em Portugal (DGEG, 2023). .....	8
Figura 1.7- Consumo de Energia final no ano de 2022 em Portugal (DGEG, 2023)...8	
Figura 1.8- Consumo de energia final em Portugal desde o ano de 2016 até ao ano de 2022 (DGEG, 2023). .....	9
Figura 1.9 - Contributo renovável em Portugal (DGEG, 2023). .....	9
Figura 1.10- Produção bruta de eletricidade (GWh) em Portugal nos anos de 2016 a 2022 (DGEG, 2023). .....	10
Figura 2.1 - Logotipo da empresa Original SunEnergy, Lda. ....	13
Figura 2.2 - Dados sobre a SunEnergy (SunEnergy, 2023). .....	13
Figura 2.3 - Certificados SunEnergy (SunEnergy, 2023). .....	14
Figura 3.1 - Exemplo de sistema passivo e de sistema passivo (Frاندoloso, 2004). .....	17
Figura 3.2 – Entrada da radiação solar na atmosfera terrestre (Generg, 2023). .....	19
Figura 3.3 – Irradiação solar global para diferentes orientações de uma superfície (Castro, 2004). .....	20
Figura 3.4 – Irradiação solar global no semestre relativo ao verão, com diferentes orientações de uma superfície recetora (kWh/m <sup>2</sup> ) (Castro, 2004). .....	21
Figura 3.5 – Irradiação solar global no semestre relativo ao inverno, com diferentes orientações de uma superfície recetora (kWh/m <sup>2</sup> ) (Castro, 2004). .....	22
Figura 4.1 - Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC) (E-Redes, 2023). ....	23
Figura 4.2 - Processo de ligação de autoconsumo individual (E-Redes, 2023). .....	24
Figura 4.3 - Portal DGEG .....	24
Figura 4.4 - Formulário de registo de nova entidade autoconsumidora. ....	25
Figura 4.5- Formulário de registo da MCP. ....	26
Figura 4.6 - Esquema tipo de ligação de uma UPAC (E-Redes, 2023). .....	27
Figura 4.7– Pedido de pré-registo de UPAC. ....	28
Figura 4.8 – Documentos a submeter para a inspeção da UPAC. ....	30
Figura 4.9 – Lista de entidades habilitadas para realizar inspeções a unidades de produção ligadas em BT. ....	30
Figura 4.10 – Certificado de exploração de uma UPAC com injeção na rede. ....	31
Figura 4.11 – Registo de um CPE administrativo. ....	32

Figura 5.1 - Ilustração das camadas isoladas de Silício do tipo N e de Silício do P, resultado da dopagem com Fósforo e Boro, respectivamente (Smets, Jager, René Van Swaaij, & Zeman, 2015).....	37
Figura 5.2 - Ilustração da junção P-N (Smets, Jager, René Van Swaaij, & Zeman, 2015). .....	38
Figura 5.3 - Ilustração do princípio de funcionamento de uma célula fotovoltaica (BlueSol, 2023).....	38
Figura 5.4 - Célula Monocristalina à esquerda e Célula Policristalina à direita. ....	39
Figura 5.5 - Gráfico de comparação da eficiência por tipo de células e a evolução da sua eficiência numa linha temporal de 1976 até ao presente (NREL, 2023).....	40
Figura 5.6 – Principais componentes utilizados no fabrico de um painel fotovoltaico. ....	41
Figura 5.7 – Circuito elétrico equivalente de uma célula fotovoltaica (Gasparin, 2009). ....	42
Figura 5.8 - Curva I-V de um painel genérico (Ferreira, R. (2008)). ....	42
Figura 5.9 - Alteração da Curva I-V com a quantidade de radiação solar incidente (Patente Nº JAM54S30 390-415/MR, 2021).....	43
Figura 5.10 - Alteração da curva I-V com a temperatura (Patente Nº JAM54S30 390-415/MR, 2021).....	44
Figura 5.11 - Curva P-V de um painel fotovoltaico (Ferreira, R. (2008)). ....	45
Figura 5.12 - Alteração da curva P-V com a incidência da radiação solar (Patente Nº JAM54S30 390-415/MR, 2021). ....	45
Figura 5.13 - Associação de um conjunto de células de forma a formar um módulo fotovoltaico (Lutterback, 2020). ....	46
Figura 5.14 - Sombreamento de uma célula do painel e consequente conversão de eletricidade em calor (Santos J. C., 2019). ....	48
Figura 5.15 - Sombreamento de uma célula do painel com desvio de corrente através do díodo de desvio (Santos J. C., 2019).....	48
Figura 5.16 - Estrutura de fixação dos painéis com recurso a varão roscado para placa de betão ou barrote de madeira (Sunfer Energy, 2023). ....	49
Figura 5.17 - Estrutura de fixação com recurso a savatelas em placa de betão, barrote de madeira ou viga de aço (Sunfer Energy, 2023).....	50
Figura 5.18 - Estrutura de fixação com savatella sem furar o barrote ou viga de aço (Sunfer Energy, 2023). ....	50
Figura 5.19 - Estrutura de fixação para telhado inclinado de chapa ou sanduíche com recurso a perfis corridos (Sunfer Energy, 2023).....	51
Figura 5.20 - Estrutura para telhado inclinado de chapa ou sanduíche sem utilização de perfis corridos (Sunfer Energy, 2023).....	52
Figura 5.21 - Estrutura inclinada metálica. À esquerda estrutura com bases de betão e à direita estrutura aplicada em chapa metálica (Sunfer Energy, 2023). ....	52
Figura 5.22 - Estrutura metálica para terraço plano com configuração nascente-poente (Sunfer Energy, 2023). ....	53
Figura 5.23 - Estrutura em betão para superfície plana (Pretensados Durán, 2023). ....	53

Figura 5.24 - Estrutura de fixação para aplicação em estacionamento de veículos. Estrutura simples à esquerda e estrutura para estacionamento duplo à direita (Sunfer Energy, 2023). .....	54
Figura 5.25 - Esquema de um inversor OFF-Grid com uma entrada e uma saída. ....	55
Figura 5.26 - Esquema de funcionamento de um inversor ON-Grid padrão. ....	57
Figura 5.27 - Esquema de funcionamento de um inversor híbrido padrão. ....	58
Figura 5.28 - Efeito de clipping do inversor devido a sobredimensionamento (Souza, 2019). .....	59
Figura 6.1 - Vista de topo das instalações da empresa Colorobbia Portugal. ....	67
Figura 6.2 - Exemplo do diagrama de cargas de março de 2022 (dois mil e vinte e dois) para o CPE associado à Colorobbia. ....	69
Figura 6.3 - Gráfico de Registos de Potência Instantânea obtidos através da compilação da informação dos diagramas de carga. ....	69
Figura 6.4 - Imagem dos campos de seleção das características do sistema fotovoltaico a ser dimensionado no Software PVSOL. ....	70
Figura 6.5 - Upload do Diagrama de Cargas para o software PVSOL. ....	71
Figura 6.6 - Gráfico dos consumos mensais obtido através dos Diagramas de Cargas no PVSOL. ....	72
Figura 6.7 - Edifício criado no PVSOL com a implantação dos módulos na cobertura. ....	72
Figura 6.8 - Teste de Sombreamento realizado no PVSOL. ....	73
Figura 6.9 - Configuração de Strings no PVSOL. ....	77
Figura 6.10 - Definição dos períodos de consumo Tetra-horário no PVSOL. ....	78
Figura 6.11 - Previsão de rendimento do sistema fotovoltaico da Colorobbia. ....	78
Figura 6.12 - Fluxograma de energia gerado no PVSOL para a instalação da Colorobbia. ....	79
Figura 6.13 - Gráfico de produção e utilização da energia fotovoltaica. ....	80
Figura 6.14 - Cobertura dos consumos da instalação fotovoltaica da Colorobbia. ....	81
Figura 6.15 - Modos de instalação, Quadro 52H (Diário da República, 2006). ....	84
Figura 6.16 - Correntes admissíveis para os métodos E, F, G segundo o Quadro 52-C11 (Diário da República, 2006). ....	85
Figura 6.17 - Fatores de Correção por agrupamento de circuitos ou de cabos multicondutores, Quadro 52-E1 (Diário da República, 2006). ....	86
Figura 6.18 – Diagrama de condições para cálculo de canalizações e proteções. ....	88
Figura 6.19 - Esquema do Quadro FV onde se encontram as proteções AC à saída do inversor. ....	91
Figura 6.20 - Esquema unifilar do projeto Colorobbia. ....	93
Figura 6.21 - Sistema de monitorização Huawei Smart Logger 3000A. ....	94
Figura 6.22 - Meter Chint modelo DTSUH666-H. ....	94
Figura 6.23 - Imagem aérea do local de projeto com indicações de zona técnica, passagem de cabos e obstáculos. ....	95
Figura 6.24 - Kits de autoconsumo com armazenamento fotovoltaico (Sunenergy, 2023). ....	96

Figura 6.25 - Resultados da simulação de produção com 16 módulos de 400Wp na ferramenta PVGIS. ....	97
Figura 6.26 - Distribuição do consumo em % pelas 24 horas do dia.....	98
Figura 6.27 - Implementação dos módulos em Solarbloc no terreno com recriação das árvores no local. ....	98
Figura 6.28 - Previsão de rendimento do sistema fotovoltaico. ....	101
Figura 6.29 - Esquema do Quadro FV da instalação. ....	102
Figura 6.30 - Preparação do local da implantação com manta geotêxtil e gravilha. ....	103
Figura 6.31 - Implantação dos módulos no terreno após a devida preparação do terreno.....	103
Figura 6.32 – Fotos da zona técnica. À esquerda os quadros de proteção AC e DC e à direita a instalação do inversor e baterias. ....	104
Figura 6.33 - Quadro de proteções AC, sem máscara. ....	104
Figura 6.34 – Quadro de proteções DC, sem máscara. ....	105
Figura 6.35 - Solax Pocket Wi-Fi.....	105
Figura 6.36 - Meter Chint DDSU666, compatível com sistemas Solax. ....	106
Figura 6.37 - Plataforma Solax Cloud. ....	106
Figura 6.38 - Sites e Sistemas na plataforma Solax Cloud. ....	107
Figura 6.39 - Análise do local da instalação, plataforma Solax Cloud.....	107
Figura 6.40 - Matriz de dispositivos, plataforma Solax Cloud.....	108
Figura 6.41 - Análise do inversor, plataforma Solax Cloud. ....	109
Figura 6.42 - Registo de alarmes do inversor, plataforma Solax Cloud. ....	109
Figura 6.43 - Análise da Bateria, plataforma Solax Cloud.....	110
Figura 6.44 - Análise dos registos de dados do inversor, plataforma Solax Cloud..	110
Figura 6.45 - Tiny house, local para estudo do sistema fotovoltaico OFF-Grid. ....	112
Figura 6.46 - Ar condicionado Eluxe modelo Amber do tipo monosplit com máquina exterior. ....	112
Figura 6.47 - Módulos Fotovoltaicos em Estrutura Solar Bloc no local. ....	116
Figura 6.48 - Localização dos componentes do sistema OFF-Grid na zona técnica. ....	117
Figura 6.49 - Esquema Unifilar do projeto OFF-Grid.....	118



## ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1.1 - Metas a alcanças até 2030 segundo o PNEC (adaptado de (Portugal Energia, s.d.)).....	7
Tabela 2.1 – Lista de lojas e franchisados SunEnergy. ....	15
Tabela 4.1 – Lista de Lista de deficiências em inspeções de UPAC. ....	33
Tabela 6.1 - Detalhes específicos sobre a instalação .....	65
Tabela 6.2 - Informações obtidas através da fatura do cliente .....	68
Tabela 6.3 - Características Elétricas do Painel Fotovoltaico Trina Solar TSM-450-DE17M	74
Tabela 6.4 - Características elétricas do Inversor Huawei SUN2000-60KTL-M0 .....	74
Tabela 6.5 – Tabela resumo de correntes de serviço de disjuntores e respetiva corrente máxima.....	89
Tabela 6.5 - Tabela resumo do dimensionamento das proteções usadas entre o inversor e o quadro QFV.....	92
Tabela 6.6 - Tabela resumo do dimensionamento das proteções usadas entre o QFV e o QE/QG.....	92
Tabela 6.7 – Informações obtidas através da análise das faturas do cliente.....	96
Tabela 6.8 - Características do Painel Risen Energy RSM-40-8-400M. ....	99
Tabela 6.9 - Características do inversor Solax X1-Hybrid-G4-6.0-D. ....	99
Tabela 6.10 - Estimativa de consumos diários para o OFF-Grid.....	113
Tabela 6.11 - Características do inversor Axpert King. ....	114
Tabela 6.12 - Características do Painel Jinko Solar JKM425-54HL4. ....	114



## **SIMBOLOGIA E ABREVIATURAS**

AC – Corrente Alternada

a-Si – Silício amorfo

ATS – Automatic Transfer Switch

BT – Baixa Tensão

BTE – Baixa Tensão Especial

CdTe – Telureto de Cádmio

CIGS – Cobre-Índio-Gálio-Selênio

CPE – Código de Ponto de Entrega

DC – Direct Current

DGEG – Direção Geral de Energia e Geologia

EPS – Emergency Power Source

FF – Fator de Forma

FER – Fontes de Energia Renovável

$I_{max}$  – Corrente máxima

$I_{sc}$  – Corrente de Curto Circuito

I-V – Relação Corrente – Tensão

kVA – kiloVoltAmpere, unidade de potência aparente

kW – quilowatt, unidade de potência

kWh – kiloWattthora, unidade de energia consumida

MCP – Mera Comunicação Prévia

Mono-Si – Silício Monocristalino

MPP – Maximum Power Point

MPPT – Maximum Power Point Tracking

MT – Média Tensão

ORD – Operador de Rede de Distribuição

Poli-Si – Silício Policristalino

P-V – Relação Potência – Tensão

PWM – Pulse Width Modulation

RESP – Rede Elétrica de Serviço Público

RTIEBT – Regras Técnicas de Instalações de Baixa Tensão

UPAC – Unidade de Produção para Autoconsumo

V<sub>max</sub> – Tensão Máxima

V<sub>mpp</sub> – Tensão de Máxima Potência

V<sub>oc</sub> – Tensão de Circuito Aberto

W/m<sup>2</sup> – Unidade de medição da radiação em Watts por metro quadrado

W<sub>p</sub> – Potência instalada, em Watts pico

W<sub>n</sub> – Potência nominal, em Watts nominais



# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 Enquadramento

No âmbito da obtenção do grau de mestre pelo Instituto de Superior de Engenharia do Instituto Politécnico de Coimbra foi realizado um estágio curricular na empresa SunEnergy que teve uma duração de 9 meses, tendo este iniciado a 13 de setembro de 2022 e findado a 31 de maio de 2023.

Ao longo do presente trabalho académico será possível compreender a importância e a evolução das energias renováveis para a nossa subsistência no planeta terra.

Ao longo do estágio foi-me possível compreender que existe uma crescente preocupação no que toca ao bem-estar do nosso planeta, estamos num período de mudança, onde o que antigamente era considerado um bem garantido nos dias de hoje já não corresponde à realidade tornando-se assim imperativo reavaliar as nossas escolhas e torná-las cada vez mais sustentáveis.

As fontes de energia podem ser classificadas em energias renováveis e não renováveis.

Fontes de energia renováveis são recursos naturais que facilmente encontramos na natureza em quantidades abundantes para satisfazer as necessidades energéticas do Homem e que, facilmente, se conseguem renovar na natureza num curto ou médio prazo de tempo. Existem diversos tipos de fontes de energia renovável, por exemplo, a energia hídrica, que é obtida através da água, a energia eólica, obtida através da força dos ventos, a energia solar, que é obtida através da radiação solar, a energia geotérmica, que é obtida através do calor interno da Terra, a energia das ondas e marés, que como o nome indica é obtida através da força das ondas e das marés, e a energia da biomassa (Reis, 2023).

As fontes de energia não renovável, por sua vez, são recursos naturais que encontramos na natureza, mas que não conseguem ser repostas pela natureza no espaço de tempo necessário para que não se esgotem, pelo que apresentam tendência para esgotar as suas reservas naturais. As principais fontes de energia não renovável utilizadas são o carvão, o petróleo, o gás natural, o urânio e a energia

nuclear (Reis, 2023). Além destes aspetos é importante mencionar que estas são uma fonte de energia altamente poluente.

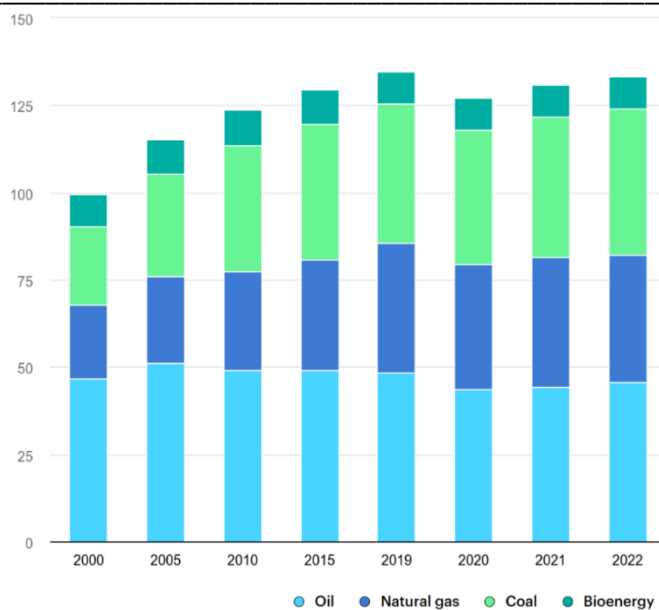
Assim sendo, tornou-se cada vez mais importante repensar nas nossas escolhas de forma a combater as nossas emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE), reduzindo dos nossos atuais 55 mil milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> (dióxido de carbono) por ano para 8,5 mil milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> até ao ano de 2050 (Novozymes, 2023).

Nos dias que correm são cada vez maiores as preocupações com a sustentabilidade e a eficiência energética, uma vez que é necessário atuar no sentido de reduzir a dependência de combustíveis fósseis, que são altamente poluentes, e as respetivas emissões de GEE como forma de combater alterações climáticas e a subida da temperatura do planeta.

O aumento da temperatura provocado pelas emissões de GEE, o efeito nocivo da queima de combustíveis fósseis para o meio ambiente, pessoas, plantas e animais, juntamente com fenómenos climáticos extremos e adversos, tais como secas prolongadas ou inundações e tempestades em regiões onde antes não aconteciam, são fatores que evidenciam a urgência de uma transição energética privilegiando a utilização de energias renováveis em detrimento de combustíveis fósseis (EDP, 2023).

A transição energética passa pela redução da utilização de combustíveis fósseis e pela aposta em energias renováveis como forma de suprimir as necessidades de consumo energético da sociedade (EDP, 2023).

No gráfico apresentado na Figura 1.1 é possível compreender a quantidade de emissões de metano, em toneladas, por ano entre 2000 e 2022, proveniente de fontes de diversas fontes de energia.

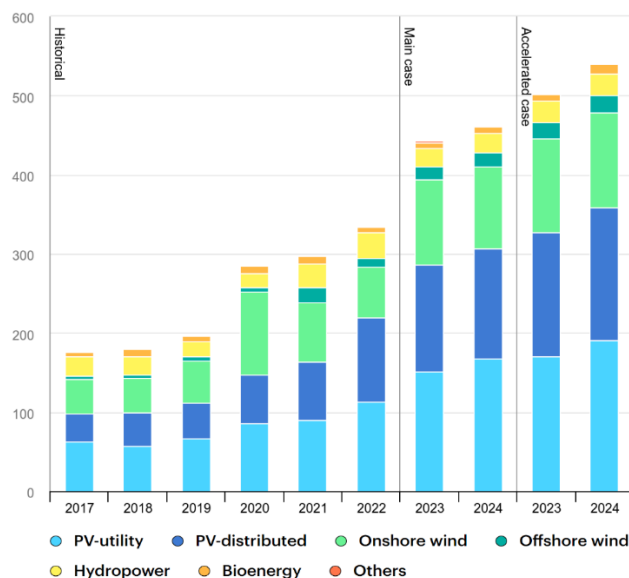


**Figura 1.1** – Emissões globais de metano do setor energético nos anos de 2000 a 2022 (IEA, 2023).

Através da análise do gráfico da Figura 1.1 é possível observar que apesar do panorama de mudança, as fontes de energia não renováveis ainda refletem um papel importante no setor energético o que se traduz em emissões de GEE.

Contudo, a transição energética deve ser realizada de forma gradual para garantir a estabilidade, resiliência e eficiência das redes. Por exemplo, o incremento de formas de produção deste tipo de energia deve ser feito de forma a garantir as condições ideais de utilização. Não é possível, nem ecologicamente vantajoso, modificar as estruturas existentes repentinamente.

A Figura 1.2 é um exemplo disso e apresenta a evolução da capacidade instalada de produção de energia através de diversas fontes de energia renováveis.



**Figura 1.2** – Aumento da capacidade de eletricidade renovável por tecnologia, no período de 2017-2024 (IEA, 2023).

Segundo dados estatísticos é imperativo que até 2030 o setor energético reduza cerca de 30% das suas emissões, comparativamente com o ano de 2019, e que chegando ao ano de 2040 esta redução passa para os 75%, estas metas são estipuladas com o objetivo de que no ano de 2050 estas emissões tenham um valor percentual de 0% (Electric Summit, 2023).

Por outro lado, o Objetivo 55 refere que até 2030 a União Europeia deverá baixar estas emissões em 55% (Conselho Europeu | Conselho da União Europeia, 2023).

A Figura 1.3 ilustra os diferentes âmbitos de atuação do Objetivo 55, de acordo com o que a união europeia propõe como áreas de trabalho para atingir a meta definida até 2030.



**Figura 1.3** - Reduções apresentadas pelo Objetivo 55 (Conselho Europeu | Conselho da União Europeia, 2023)

A Conferência das Nações Unidas sobre Alterações Climáticas (COP26) foi também uma forte aliada no estabelecimento de metas e objetivos, servindo como local de discussão e debate com o propósito de resolver, a nível mundial, questões relacionadas com a crise climática. Tendo em conta que é uma conferência que se realiza anualmente este é um espaço idílico de forma a perceber as mudanças e/ou avanços no mundo (União Europeia, 2022).

De forma a garantir que estas tendências tenham uma redução dos GEE é importante mudar hábitos e criar outros mais sustentáveis, deste modo é totalmente imperativo mudar as estimativas previstas, tendo em conta os dados do passado, por exemplo, desde o ano de 2015 até ao ano de 2020 existiu um aumento de 0,9% (Electric Summit, 2023).

Segundo a BloombergNEF é imprescindível que se verifique uma redução de 57% até 2030 e uma redução de 89% até 2040 a nível do setor da energia. No que toca a emissões provocadas pelos transportes é importante existir um decréscimo de 11% até 2030 e mais 80% até 2040. Para o setor da indústria e edifícios o ideal seria uma diminuição de 16% e 12%, respetivamente, até 2030 e 58% e 55%, respetivamente, até 2040. Estas diminuições estão relacionadas com os valores obtidos em 2019 (Electric Summit, 2023). No gráfico representado na Figura 1.4 encontra-se resumido os objetivos para estes setores para 2030 e 2040.

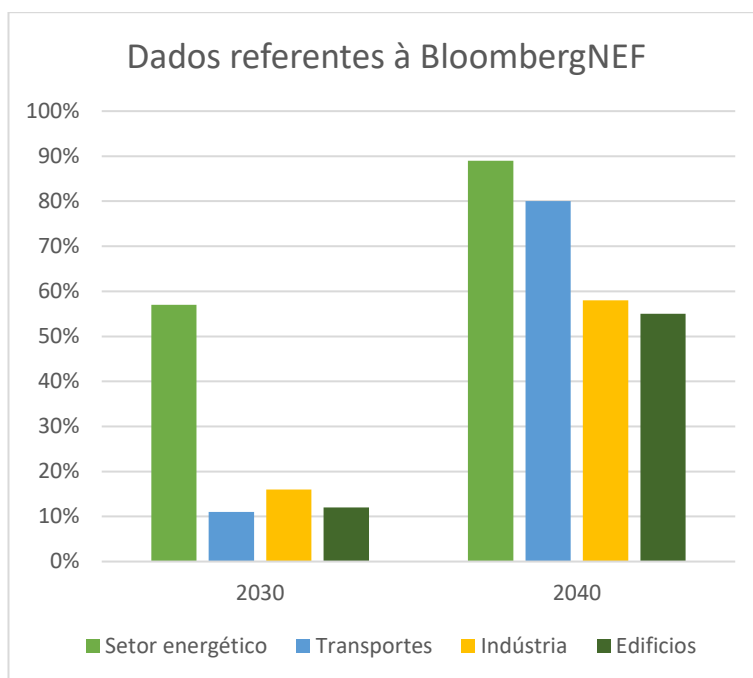


Figura 1.4- Dados referentes à diminuição de gases poluentes (Electric Summit, 2023).

Portugal reconheceu também a importância e inevitabilidade da transição energética no âmbito da situação climática atual e assumiu a necessidade de agir em conformidade com esta. Nesse sentido, Portugal reconhecendo a necessidade de alterar o paradigma económico atual no que toca aos combustíveis fósseis, implementou medidas e definiu metas que visam o compromisso com a transição energética, com o objetivo de reduzir emissões de GEE. Com isto o país marca a sua apresentação o seu empenho em alcançar a neutralidade carbónica em 2050 através de metas definidas pelo Plano Nacional de Energia e Clima 2021-2030, conforme representado na Figura 1.5.



Figura 1.5 - Metas a alcançar para o ano de 2030 (Portugal Energia, s.d.).

É ainda de salutar que para a concretização da transição de energia, não basta abandonar os combustíveis fósseis, pelo que o mais importante é existir uma

eliminação gradual e consciente das mudanças que daí advêm (Electric Summit, 2023).

Em 2015, no seguimento do Acordo de Paris (AP), a Comissão Europeia estipulou diversas estratégias para o combate ao aquecimento global e emissões de GEE, destacando-se o Pacote Energia Clima 2030, o Pacote Mobilidade Limpa e o Pacote Energia Limpa para todos os Europeus (Portugal Energia, s.d.).

Em 2016, a Comissão Europeia apresentou uma proposta de forma a garantir esta transição energética, nunca descurando do crescimento económico, e consequente criação de emprego, surgindo assim o Plano Nacional Integrado de Energia e Clima (PNEC) para o horizonte 2030 como é referido na Tabela 1.1 (Portugal Energia, s.d.).

**Tabela 1.1** - Metas a alcançar até 2030 segundo o PNEC (adaptado de (Portugal Energia, s.d.)).

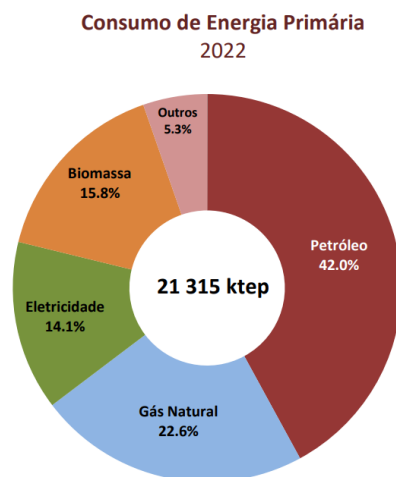
<b>Metas a alcançar em 2030</b>
32% de quota de energia proveniente de fontes renováveis no consumo final bruto
32,5% de redução do consumo de energia
40% de redução das emissões de gases com efeito de estufa relativamente aos níveis de 1990
15% de interligações elétricas.

Embora Portugal tenha tido um bom desempenho, no que toca às metas lançadas para 2020, sendo estas de 31%, é importante definir e estabelecer novas metas de forma a conseguir modificar estas graves alterações climáticas que se têm verificado (Portugal Energia, s.d.).

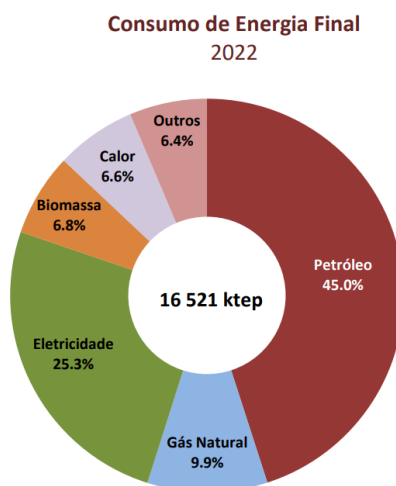
Podemos assim afirmar que o PNEC seguiu como forma de balizar e orientar objetivos e metas a atingir definindo assim as linhas estratégicas de forma a garantir a neutralidade carbónica das gerações vindouras.

Apesar de pequenos os passos que se visam dar é possível afirmar que, dada a urgência e a necessidade desta mudança para o Planeta, Portugal adotou de forma consenciente este compromisso de redução de GEE. Com isso, espera-se que Portugal consiga atingir a neutralidade carbónica em 2050 (Portugal Energia, s.d.).

Ora vejamos estes dados, referentes ao consumo de energia primária e consumo de energia final no nosso país, espelhados nas Figura 1.6 e Figura 1.7, respetivamente.



**Figura 1.6-** Consumo de energia primária em 2022 em Portugal (DGEG, 2023).



**Figura 1.7-** Consumo de Energia final no ano de 2022 em Portugal (DGEG, 2023).

É de notar que apesar dos esforços feitos por Portugal a nossa maior fonte de energia em 2022 continuava a ser o petróleo.

Em 2022, o consumo energético final revelou um aumento relativamente aos valores apresentados em 2021, sendo esse aumento na ordem de 2,3%. Esta informação encontra-se em maior detalhe na Figura 1.8 (DGEG, 2023), que representa os principais consumidores finais de energia e a sua relevância para preponderância consumo de energia final desse mesmo ano sendo também possível comparar com os anos anteriores.

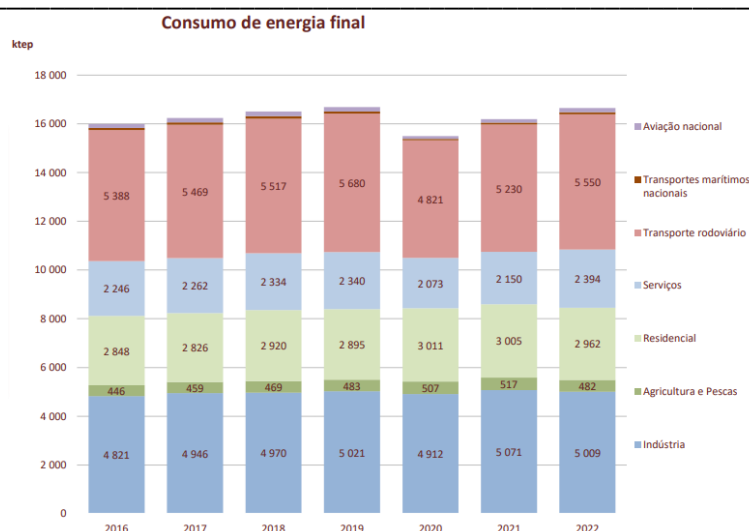


Figura 1.8- Consumo de energia final em Portugal desde o ano de 2016 até ao ano de 2022 (DGEG, 2023).

Analisando a Figura 1.8, verifica-se que o setor onde existiu um maior aumento de consumo de energia em 2022, comparativamente a 2021, é o setor dos serviços.

Na Figura 1.9 é possível avaliar o contributo anual das FER e respetiva evolução 2022. A figura faz ainda referência ao objetivo de contributo das FER estabelecido para 2020, meta já ultrapassada, e a meta a alcançar até 2030.

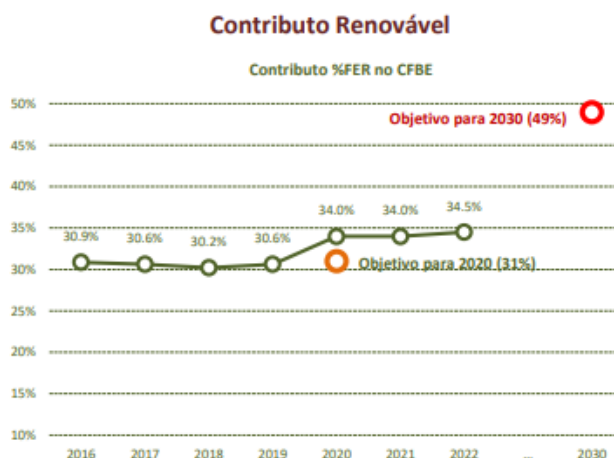


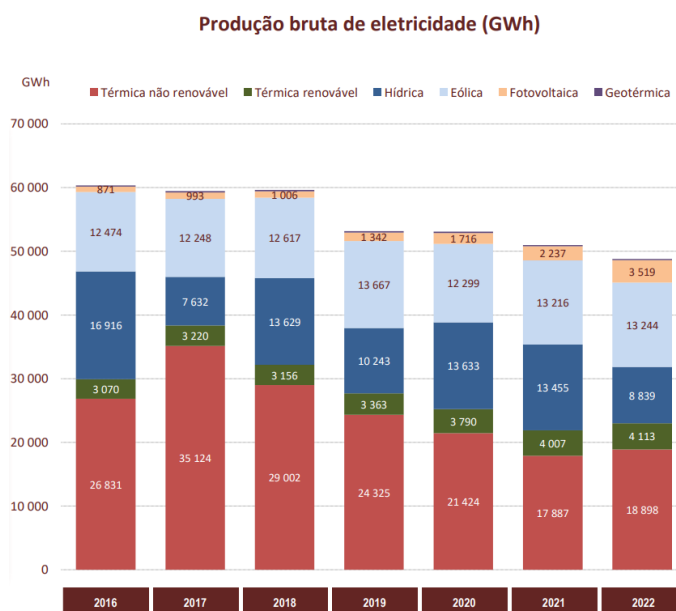
Figura 1.9 - Contributo renovável em Portugal (DGEG, 2023).

É possível compreender que Portugal, em 2020 ultrapassou a meta estipulada, em cerca de 3% além do que era esperado (DGEG, 2023).

Além do nosso papel enquanto agentes da mudança é imprescindível o papel de investidores, empresas e, até, do governo, de forma a proporcionar melhorias constantes no que toca à investigação e conhecimento geral que a climatologia exige, trabalhando diariamente para garantir que as suas instituições sejam, cada vez mais, detentoras de conhecimento (Novozymes, 2023).

No que diz respeito à eletrificação, é possível compreender a importância de realizar mudanças em diversos setores, promovendo a substituição de combustíveis fósseis por fontes renováveis. Este tipo de consciencialização irá promover no futuro uma gestão mais eficiente, virada para o bem-estar geral e acima de tudo o bem-estar do Planeta. Assim, será possível afirmar que eletrificação é um forte aliado na transição energética a partir de estruturas eólicas e fotovoltaicas (Electric Summit, 2023).

Com o passar dos tempos é possível perceber a preocupação crescente no nosso país para aumentar as estruturas elétricas relacionadas com fontes de energia renováveis, conforme se mostra o gráfico com a produção bruta de eletricidade de 2016 a 2022, em GWh. (DGEG, 2023).



**Figura 1.10-** Produção bruta de eletricidade (GWh) em Portugal nos anos de 2016 a 2022 (DGEG, 2023).

## 1.2 Objetivos

O principal objetivo de qualquer estágio é que este seja uma fonte rica de novas oportunidades e aprendizagens, o que se verificou também neste local em específico.

Devido ao ambiente familiar sentido dentro da empresa além das competências chave a nível profissional, foi possível adquirir uma panóplia de competências sociais e de comunicação, enriquecendo o meu currículo profissional e pessoalmente.

Consigo compreender que foi possível aplicar e aprofundar diversas competências adquiridas ao longo destes anos enquanto estudante, acompanhando e criando projetos, investigando e estudando mais sobre casos específicos de forma a dar sempre a melhor resposta possível ao cliente.

Finalizada esta etapa fundamental sinto que todos os objetivos aos quais me propôs, e me propuseram foram atendidos e realizados da melhor forma possível, passo a elencar os objetivos propostos a nível da empresa:

- i. Realizar estudos com base nas variáveis fornecidas;
- ii. Analisar e interpretar toda a informação fornecida pelo cliente;
- iii. Dar resposta a todos os clientes de forma clara e inequívoca;
- iv. Esclarecer toda e qualquer questão do cliente referente aos projetos em questão;
- v. Analisar as condições geográficas, energéticas, tecnológicas e custos associados ao projeto;
- vi. Apresentar ao cliente uma previsão de instalação;
- vii. Operacionalizar softwares como PVSOL Premium, SolaX Design, SMA Sunny Design, Fronius Solar.web, SolarEDGE Design tool e ZWCAD;
- viii. Efetuar estudos de instalação;
- ix. Efetuar cálculos de perda, sombreamento;
- x. Apresentar análises financeiras de forma a esclarecer o cliente;
- xi. Realizar modelagem 3D da instalação;
- xii. Motorizar as instalações e garantir que a produção está de acordo com os parâmetros estabelecidos;

### **1.3 Estrutura do Relatório de Estágio**

No capítulo 1 é abordado o enquadramento geral do estágio, onde se apresenta o panorama do setor das energias renováveis, a importância das mesmas e é mencionado o tema da eficiência energética. A estrutura do relatório de estágio também é apresentada no capítulo 1, delineando a organização e sequência dos tópicos a serem explorados ao longo do documento.

No capítulo 2 é feita a apresentação da empresa onde decorreu o estágio, a Original SunEnergy, Lda. Aqui é apresentada a empresa, a sua missão, visão e as principais áreas de atuação da empresa que marca presença no setor da energia e mobilidade elétrica.

No capítulo 3 é feito um estudo sobre a radiação solar, a orientação e inclinação entre outros conceitos importantes a ter em conta na altura da análise e dimensionamento do projeto sendo o fundamento de todo o processo a ter em conta na projeção destes sistemas.

No capítulo 4 é feito o enquadramento legal incidente no dimensionamento dos projetos. Neste capítulo é apresentado os requisitos que os sistemas fotovoltaicos devem cumprir e o respetivo processo de licenciamento de acordo com a dimensão de projeto.

No capítulo 5 são apresentados os componentes fotovoltaicos, é explicado a função de cada um, o princípio de funcionamento e principais características. São abordados os módulos fotovoltaicos, inversores e baterias.

No capítulo 6 são apresentados os estudos de caso. Neste relatório são propostos três estudos de casos com três tipos de dimensionamentos que requerem análises um pouco diferentes. Um projeto industrial cujo objetivo seria mitigar as necessidades de consumo de energia a partir da rede elétrica, um projeto residencial com sistema de armazenamento em baterias e um sistema OFF-Grid.

No capítulo 7 apresentam-se as conclusões do relatório.

No final do relatório, são apresentadas as referências bibliográficas, assim como os anexos utilizados.

## 2 SUNENERGY

A Original SunEnergy, Lda., sediada na Rua José Augusto Frutuoso, lote 8, nº6, Relvinha, 3025-029 Coimbra, dedica-se, sobretudo, ao projeto e instalação de sistemas de energia solar fotovoltaica, energia solar térmica, climatização e outras soluções de eficiência energética. A SunEnergy oferece os seus produtos e serviços a particulares e empresas.



Figura 2.1 - Logotipo da empresa Original SunEnergy, Lda.

A empresa iniciou atividade a 1 de janeiro de 2010, com a designação NRG – Sistemas de Energias Renováveis, Lda., em Aveiro, sendo que foi transferida para Coimbra em 2014 para as instalações da sua sede atual. Mais tarde, em 2021 a empresa aumentou as suas instalações adquirindo o lote 7 do mesmo edifício.

Com a aquisição da marca SUNENERGY, que já contava com presença de mercado em Espanha, iniciou-se o desenvolvimento do negócio em território nacional num sistema de franchising, garantindo desta forma uma maior proximidade ao cliente.

Através da implementação de sistemas energéticos limpos e eficientes para climatização, produção de água quente e geração de eletricidade, a SUNENERGY contribui assim para um desenvolvimento sustentável, otimizando o consumo de recursos energéticos e melhorando o bem-estar das pessoas.

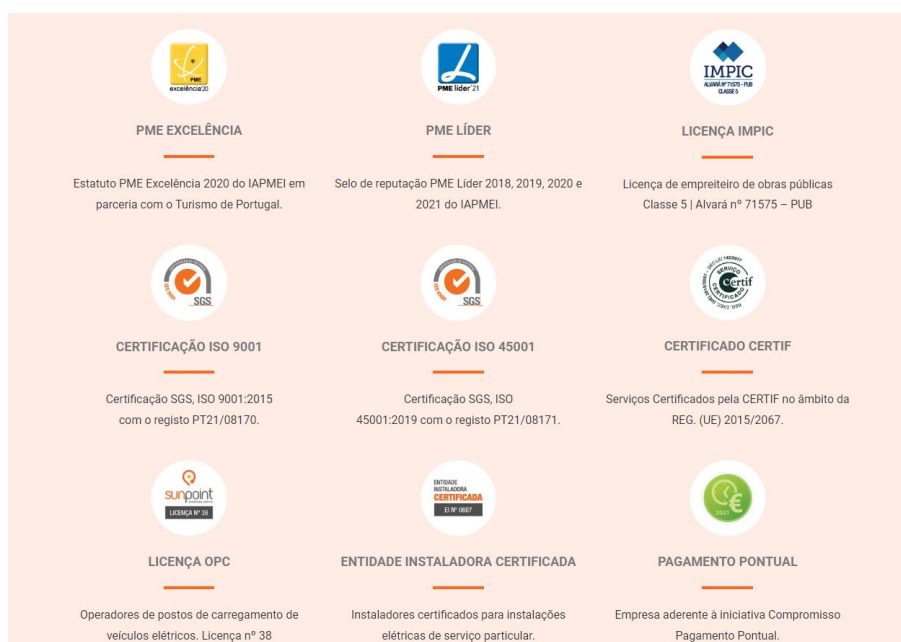
Através da Figura 2.2 encontra-se alguns dados sobre as instalações fotovoltaicas já realizadas pela empresa.



Figura 2.2 - Dados sobre a SunEnergy (SunEnergy, 2023).

Além destes aspetos é de salutar que a SunEnergy é uma empresa certificada, conforme mostra a Figura 2.3, possuindo os seguintes certificados:

- Estatuto PME Excelência 2020 do IAPMEI em parceria com o Turismo de Portugal;
- Selo de reputação PME Líder 2018, 2019, 2020 e 2021 do IAPMEI;
- Licença de empreiteiro de obras públicas Classe 5 | Alvará nº 71575 – PUB;
- Certificação SGS, ISO 9001:2015 com o registo PT21/08170;
- Certificação SGS, ISSO 45001:2019 com o registo PT21/08171;
- Serviços Certificados pela CERTIF no âmbito da REG. (UE) 2015/2067;
- Operadores de postos de carregamento de veículos elétricos. Licença nº 38;
- Instaladores certificados para instalações elétricas de serviço particular;
- Empresa aderente à iniciativa Compromisso Pagamento Pontual.



**Figura 2.3 - Certificados SunEnergy (SunEnergy, 2023).**

## 2.1 A Rede

A equipa é formada por gestores, engenheiros, técnicos instaladores e profissionais, de forma, a garantir o melhor apoio ao cliente, é constituída por uma rede nacional de centros, espalhada por Portugal, especialista em instalações “chave-

na-mão”, que se destaca tanto pela proximidade aos seus clientes, como pela capacidade de responder a qualquer desafio do mais simples, ao mais complexo.

A nossa rede é composta por 29 delegações com representação por todo o território nacional e com presença em Espanha na Galiza, conforme mostra a Tabela 2.1.

**Tabela 2.1** – Lista de lojas e franchisados SunEnergy.

<b>Lojas SunEnergy</b>		
Albufeira	Entroncamento	Odivelas
Açores	Faro	Seixal
Barreiro	Madeira	Sesimbra & Almada
Braga	Mafra	Setúbal & Palmela
Caldas da Rainha	Mangualde	Viana do Castelo
Cascais e Sintra	Marinha Grande	Viseu
Coimbra	Montalegre	Barcelos
Porto	Castelo Branco	Arruda & Vila Franca de Xira
Elvas	Loures	Alcochete
Montijo	Galiza	

## 2.2 Missão

Através do desenvolvimento e comercialização de produtos e serviços de energia baseados nas tecnologias mais avançadas disponíveis no mercado, asseguramos soluções sustentáveis e estabelecemos relações de confiança com os nossos clientes e parceiros de negócio.

A SunEnergy possui soluções de energia solar dentro da gama dos sistemas ativos, nomeadamente sistemas fotovoltaicos e sistemas térmicos. Para efeitos do presente relatório será dado foco apenas aos sistemas fotovoltaicos, uma vez que apenas abordei estes em contexto de estágio.

### **2.3 Visão**

A SunEnergy pretende ser uma referência no setor das energias renováveis, promovendo a utilização de sistemas energéticos limpos e eficientes, contribuindo assim para um desenvolvimento sustentável, otimizando o consumo de recursos energéticos e melhorando o bem-estar das pessoas.

### 3 ESTADO DA ARTE

O conhecimento e domínio de conceitos relacionados energia solar são fundamentais para a concepção de um sistema solar fotovoltaico. Por esse motivo será aqui apresentado alguns conceitos relacionados com a matéria-prima necessária à produção de energia solar, que é a radiação proveniente do Sol.

#### 3.1 Energia Solar

O aproveitamento da energia solar pode ser realizado através de sistemas ativos e sistemas passivos.

Os sistemas ativos consistem no aproveitamento da energia solar para a produção de energia elétrica, através de painéis fotovoltaicos, ou para a produção de energia térmica, através de coletores solares para a produção de calor.

Por sua vez, os sistemas passivos dizem respeito a sistemas que não necessitam propriamente de um equipamento para captar energia solar, estes conseguem aproveitar energia solar através de estratégias arquitetônicas integradas na construção do edifício (solar, 2020).

A Figura 3.1 apresenta o exemplo de um sistema passivo em que é feito o aproveitamento de energia solar através de uma estratégia arquitetônica e um exemplo de sistema passivo que utiliza a radiação solar para converter energia de modo a aproveitamento para aquecimento de piso radiante.

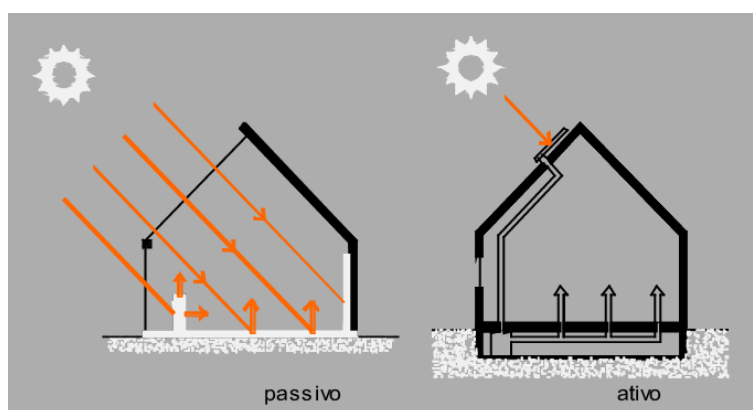


Figura 3.1 - Exemplo de sistema passivo e de sistema passivo (Frandoloso, 2004).

### 3.1.1 Radiação Solar

A Radiação Solar é a energia que o Sol emite, a qual se propaga em todas as direções através de ondas eletromagnéticas. Esta é responsável pela existência de vida na Terra sendo fundamental, por exemplo, para que as plantas realizem a fotossíntese. Além disso, a Radiação Solar pode ser aproveitada para produção de eletricidade de modo sustentável através de sistemas fotovoltaicos utilizando o Sol como recurso cuja fonte é abundante e inesgotável.

A irradiação solar traduz-se na magnitude da potência da radiação solar que nos atinge e caracteriza-se em termos de potência por unidade de área  $W/m^2$ , também é possível encontrar dados de incidência solar, em  $Wh/m^2$ , ou ainda em “horas de sol por ano” que correspondem a  $1 kWh/m^2$  (Castro, 2004).

Apenas uma parte da energia que é emitida pelo Sol atinge a superfície terrestre, sendo que a intensidade da radiação solar fora da atmosfera, depende da distância entre o Sol e a Terra. O movimento de translação da Terra à volta do Sol descreve uma elipse, pelo que a distância entre o sol e a Terra pode variar ao longo do ano entre aproximadamente 147 milhões de quilómetros e 152 milhões de quilómetros, portanto também o valor da irradiância solar também irá variar entre aproximadamente  $1325 W/m^2$  e  $1412 W/m^2$  (Castro, 2004).

O valor médio da irradiância solar é de  $1367 W/m^2$  e é habitualmente denominado por constante solar. O valor médio da irradiância solar pode sofrer ligeiras variações em consequência de parâmetros como a altura do dia, distância entre o sol e a terra, entre outros (Castro, 2004).

#### 3.1.1.1 Influência da Atmosfera Terrestre

O Sol emite energia na forma de radiação de ondas curtas e esta, por sua vez, sofre um processo de enfraquecimento na atmosfera devido à presença das nuvens e de sua absorção por moléculas de gases ou de partículas em suspensão. Depois de passar pela atmosfera, a radiação solar alcança a superfície terrestre oceânica e continental, sendo refletida ou absorvida. Finalmente, a superfície a devolve em direção ao espaço exterior na forma de radiação de onda longa (Castro, 2004).

A Figura 3.2 ilustra os efeitos sobre a radiação solar quando essa entra na atmosfera terrestre.

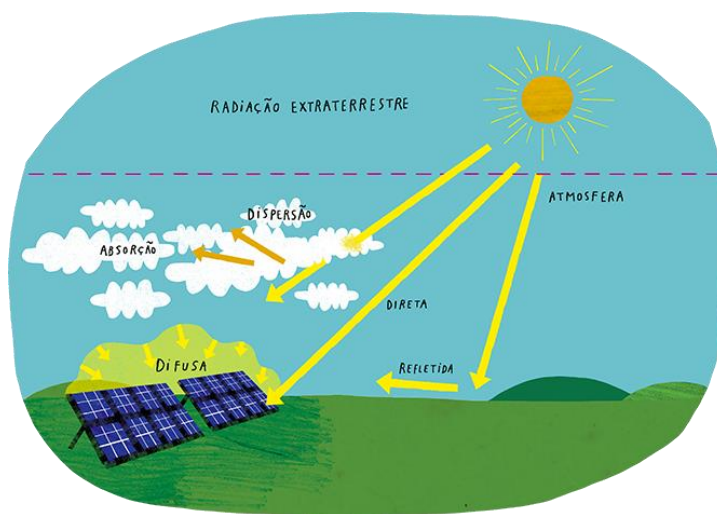


Figura 3.2 – Entrada da radiação solar na atmosfera terrestre (Generg, 2023).

### 3.1.2 Dispersão e Aspersão

A dispersão atmosférica é um fenômeno no qual, devido à interação entre a radiação solar e as moléculas de gases que constituem a atmosfera, dá origem a uma redistribuição da energia em torno das partículas dos gases que compõe a atmosfera, sem que nessa interação ocorra perda efetiva de energia.

A dispersão que ocorre na atmosfera pode ser seletiva ou não seletiva.

No caso da dispersão não seletiva esta ocorre devido às partículas com diâmetros superiores a  $10 \mu\text{m}$ , sendo que todos os comprimentos de onda irão sofrer difusão por essas partículas. A dispersão não seletiva está na origem da cor branca do nevoeiro e das nuvens.

Quanto à dispersão seletiva essa diz respeito às partículas de dimensões menores e é responsável pela cor azul do céu e pelos tons avermelhados do céu durante o pôr do sol.

Relativamente à absorção esta consiste na absorção de energia da radiação solar pelos gases e partículas existentes na atmosfera terrestre, como consequência deste fenômeno existe uma perda de intensidade da energia radiante. O vapor de água, o

dióxido de carbono e o ozono são os gases que mais contribuem para o fenómeno da absorção que se dá na atmosfera (Mordomo, 2018).

### 3.1.3 Radiação Solar em Planos Inclinados

A radiação solar que incide sobre uma área perpendicular aos raios solares é sempre maior do que numa área horizontal com as mesmas dimensões. O ângulo do azimute e inclinação do plano inclinado influenciam significativamente a quantidade de energia em kWh/m<sup>2</sup>, tal como mostra a Figura 3.3 (Castro, 2004).

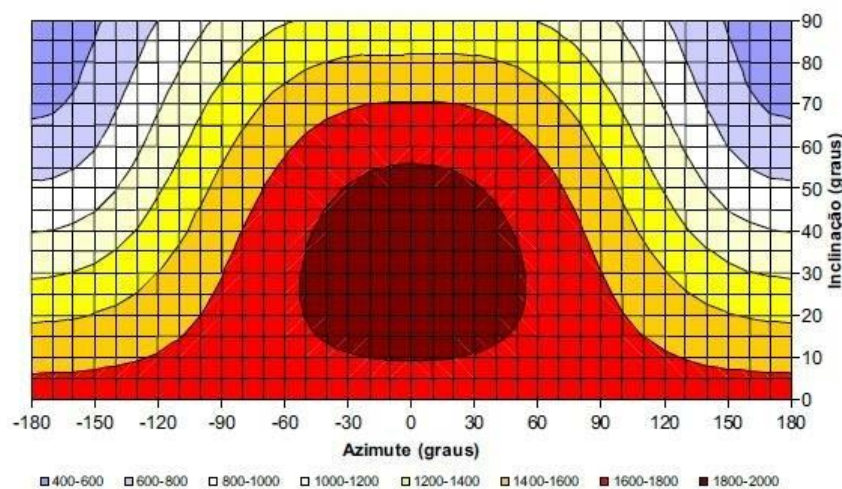


Figura 3.3 – Irradiação solar global para diferentes orientações de uma superfície (Castro, 2004).

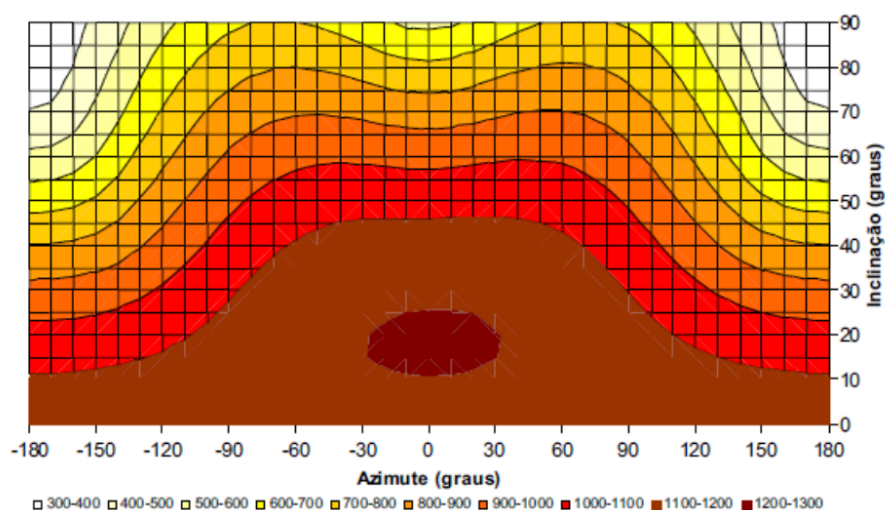
A orientação da instalação solar, tem influência nos níveis de irradiação, no caso de Portugal, a orientação ótima de uma instalação é a direção Sul, com um ângulo de 35° de inclinação. Sendo que neste caso o nível de irradiação é 15% maior do que numa área horizontal (ângulo de inclinação:  $\beta = 0$ ).

A construção de instalações solares em telhados inclinados, com orientações diferentes à da posição ótima, implicam uma produção de energia inferior à que poderia ser produzida devido à redução da radiação incidente em consequência de a orientação do painel ser diferente da definida como ótima. Uma orientação para Sudoeste ou Sudeste dos telhados, ou uma inclinação entre 20° e 50°, implicam uma redução máxima da energia produzida de 10%. Os telhados com uma orientação que varie ainda mais da posição ótima, podem também ser explorados, mas nesta situação a menor irradiação deverá ser analisada.

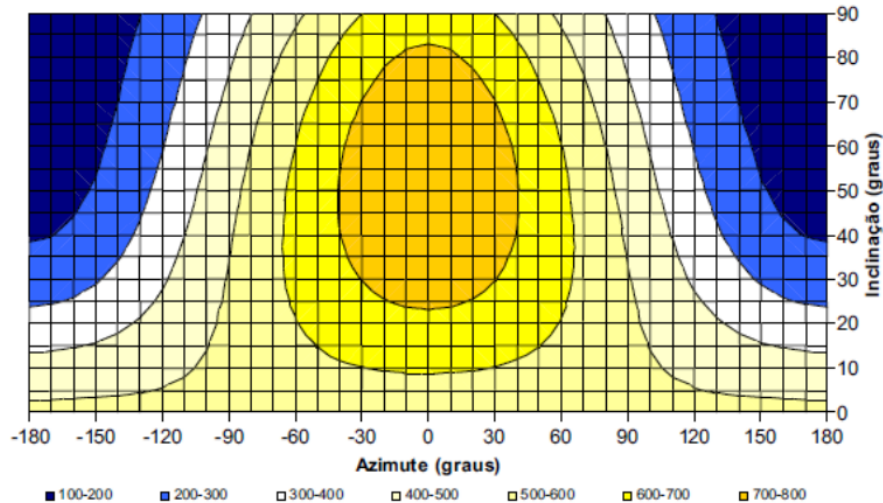
A utilização das fachadas para a integração de tecnologias solares (ângulo de inclinação  $\beta = 90^\circ$ ) implica uma produção de energia menor, devido à redução significativa da irradiação.

Estas fachadas têm o intuito de combinar o aproveitamento de uma fachada com uma boa incidência solar com o aspeto estético da fachada e através de design encontrar uma solução visualmente bem conseguida e que, ao mesmo tempo, procura aproveitar a energia solar incidente na fachada.

Na Figura 3.4, mostra-se um esquema com a irradiação solar global no semestre relativo ao verão, com diferentes orientações de uma superfície recetora ( $\text{kWh/m}^2$ ), tal como na Figura 3.5 se encontra um esquema referindo a irradiação solar global total em Lisboa, no semestre relativo ao inverno, para diferentes orientações de uma superfície recetora ( $\text{kWh/m}^2$ ) (Castro, 2004).



**Figura 3.4** – Irradiação solar global no semestre relativo ao verão, com diferentes orientações de uma superfície recetora ( $\text{kWh/m}^2$ ) (Castro, 2004).



**Figura 3.5** – Irradiação solar global no semestre relativo ao inverno, com diferentes orientações de uma superfície recetora (kWh/m<sup>2</sup>) (Castro, 2004).

Durante o semestre de verão, entre abril e setembro, ocorre o semestre em que há maior incidência da radiação solar e conseqüentemente grande parte do total de irradiação anual global é neste semestre, sendo de aproximadamente 77% e cerca de 1120 kWh/m<sup>2</sup>. Na latitude média europeia de 52° (como por exemplo, Berlim, Londres, Amsterdão), o ângulo ótimo de inclinação em termos da energia produzida é de 27°.

No semestre do inverno, na mesma localização, o ângulo mais favorável de inclinação é de 50° e tem como resultado apenas 260 kWh/m<sup>2</sup>.

Desta forma, um sistema autónomo utilizado apenas no verão, tem um pequeno ângulo de inclinação. Os sistemas fotovoltaicos ajustáveis podem ter em conta ambas as posições solares ideais tanto a posição diária como a posição sazonal (Castro, 2004).

## 4 ENQUADRAMENTO LEGAL

Neste capítulo será abordado os processos legais, de acordo com os decretos-lei em vigor, pelos quais se regem as instalações de autoconsumo.

O processo de licenciamento de uma UPAC está diretamente relacionado com a potência instalada nessa mesma UPAC, sendo que em função da potência da UPAC o registo procede da seguinte forma:

- Potência instalada igual ou inferior a 700 W está isento de controlo prévio, desde que não esteja prevista a injeção de excedente na RESP;
- Potência instalada superior a 700 W e igual ou inferior a 30 kW está sujeita a mera comunicação prévia (MCP);
- Potência instalada superior a 30 kW e igual ou inferior a 1 MW está sujeita a registo prévio, inspeção de uma entidade inspetora de Instalações Elétricas certificada pela DGEG e certificado de exploração;
- Potência instalada superior 1 MW está sujeita a atribuição de licença de produção e de exploração.

A Figura 4.1 resume sucintamente estas condições de acesso em função da potência instalada na UPAC.

**Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC)**  
Condições de acesso e de exercício de atividade

Potência Instalada	Condições de Acesso Com ou sem injeção de excedentes
≤ 700 W	<b>Isenta de Controlo Prévio*</b> (desde que não esteja prevista a injeção de excedente na RESP)
> 700 W ≤ 30 kW	<b>MCP</b> Comunicação Prévia
> 30 kW ≤ 1 MW	<b>UPAC</b> Registo Prévio e Certificado de Exploração
≥ 1 MW	<b>UPAC c/ Licença</b> Licença de Produção e Licença de Exploração

\* Sempre que o seu autoconsumo injeite excedentes na rede, independentemente da Potencia instalada, é necessário efetuar o registo do seu autoconsumo no Portal da DGEG.

Figura 4.1 - Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC) (E-Redes, 2023).

No caso de um autoconsumo individual o processo de ligação divide-se em três etapas principais que correspondem ao registo no portal da DGEG, o cadastro da instalação e por fim a certificação da instalação. A Figura 4.2 resume os passos de cada etapa do processo de ligação de um autoconsumo individual.

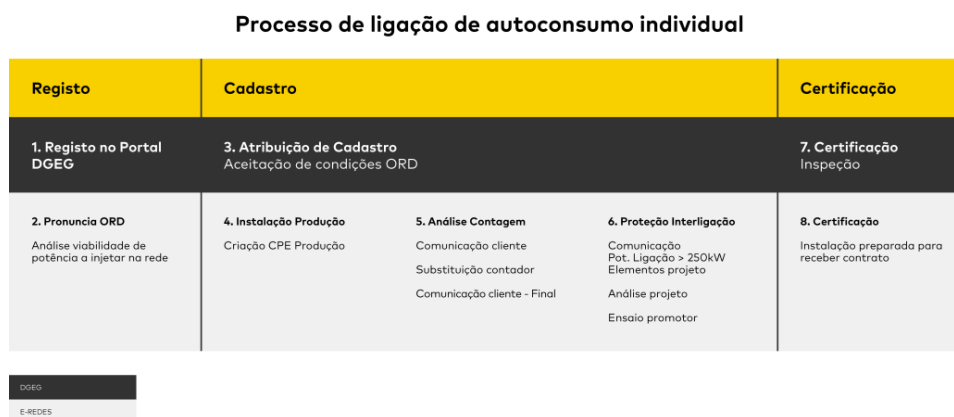


Figura 4.2 - Processo de ligação de autoconsumo individual (E-Redes, 2023).

#### 4.1 REGISTO DE UMA UPAC NO PORTAL DA DIREÇÃO GERAL DE ENERGIA E GEOLOGIA (DGEG)

Para dar início a um processo de autoconsumo, o cliente terá em primeiro lugar de realizar um registo no portal da DGEG, através do respetivo site, conforme mostra a Figura 4.3.



Figura 4.3 - Portal DGEG

Após entrar no portal terá de ser criada uma entidade no âmbito do autoconsumo, conforme exemplo da Figura 4.4.

Registo de nova entidade no âmbito do autoconsumo

País: PT - Portugal NIF: 2

Denominação social: Telemóvel: Email: dgeg@sunenergy.pt

Morada: Código Postal:

A mesma morada para faturação:

Palavra-chave: verificar: A palavra chave que defina, será utilizada para acesso à aplicação.

Verificar a chave com o ORD

CPE: PT NIF: 2 Verificar

Autorizo a DGEg a proceder ao tratamento dos meus dados pessoais, no âmbito e para efeitos do procedimento de registo e análise dos pedidos pelos Operadores de Rede, nos termos e para efeitos do disposto no Dec.-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, e dos procedimentos aplicáveis. ([link para documento](#))

Valida o captcha: captcha Submeter Página Principal

Figura 4.4 - Formulário de registo de nova entidade autoconsumidora.

É necessário preencher os dados pessoais do cliente e ter em atenção que o licenciamento da UPAC terá de ser no nome do titular do contrato de fornecimento de energia elétrica da instalação. A potência instalada nunca poderá ser superior à potência certificada, que é definida pelo ORD e estabelece o valor máximo de potência que um consumidor ou instalação pode contratar e utilizar com base nas regulamentações do sistema elétrico nacional (SEN) sem causar problemas na rede local.

Uma vez efetuado o pré-registo do cliente, o passo seguinte é registar a UPAC.

#### 4.1.1 Registos para potências entre 700 W e 30 kW (MCP)

Neste passo será necessário inserir todos os dados relativos à instalação, nomeadamente o código de ponto de entrega (CPE), dados do cliente, potência instalada, que, segundo o Decreto-Lei n.º 15/2022, é definida como “a potência ativa e aparente, em kW e kVA, dos equipamentos de produção de eletricidade ou de instalação de armazenamento autónomo, considerando-se, no caso de centros eletroprodutores solares ou de armazenamento autónomo com recurso a baterias, a

potência nominal de saída dos inversores em kW e kVA e respetivos inversores”, ou seja, a mesma é definida pela potência nominal do inversor. Também será necessário inserir a quantidade de painéis instalados e a sua potência, que irá definir a potência de pico da instalação. A potência de ligação à rede será definida pelo menor valor entre a potência instalada e a potência de pico.

Na Figura 4.5 pode ver-se a página do portal DGEG onde se registam os dados descritos acima de forma a efetuar a mera comunicação prévia (MCP) da instalação.

The screenshot shows the 'Alteração de MCP' (MCP Modification) form in the DGEG portal. The form is organized into several sections:

- Header:** MCP [Dec. Lei 162/2019] and a checkbox for 'Instalação ligada à rede' (checked).
- Registration Details:**
  - Registo: 247 / IMC
  - Cadastro: [DESCONTINL]
  - Data/Hora registo: 2023-10-27 15:13:12.91
  - Última alteração: 2023-10-27 15:13:12.9
  - Estado: Certificado final
  - CPE de produção: PT0002
- Company Information:**
  - Denominação social: António
  - NIF/NIPC: 172
  - CPE: PT0002
  - Operador de rede: E-REDES - DISTRIBUIÇÃO DE ELETRICIDADE, S.
  - Morada: RUA
  - Código Postal: 8 - -
- Contact and Power Data:**
  - Email entidade:
  - Pessoa contacto: António
  - Telemovel:
  - Potência contratada: 13.80 kW
  - Tensão de alimentação: 400.00 V
  - Tensão de contagem: 400 V
- Power Sources and Potentials:**
  - Tipo de Fontes:** Solar (checked), Hidrica, Eólica, Biomassa, Biogás.
  - Potências:**
    - Potência geradores: 3.64 kW
    - Pot. Inst. (inversores): 4.00 kW
    - Injeta energia rede: (checked)
    - Potência Máxima: 0.0 kW
    - Potência requisitada: 20.70 kW
    - Potência certificada: 20.70 kW
- Inversores (Inverters):**
  - Marca: (Selezione)
  - Modelo: (Selezione)
  - Potência Nominal: kVA/kW
  - Item: Solax X3 Mic 4.0-T-D G2, 4.000
- Painéis (Panels):**
  - Número painéis: 8
  - Potência Unitária: 0.455 kW
  - Tipo célula: (Selezione) Monocristalino
- Installation Details:**
  - Tipo Entidade: Entidade instaladora
  - Entidade instaladora (n.º DGEG):
  - Técnico responsável execução:
  - Termo responsabilidade:
  - Esquema unifilar:
  - Declaração:
- Footer:** Informação - Comunicação Serviços Web, Observações, and buttons for 'Alterar' and 'Fechar'.

Figura 4.5- Formulário de registo da MCP.

Outro elemento numa instalação de autoconsumo são os pontos de medição obrigatória de energia elétrica:

- i) **Contador bidirecional - consumo/produção:** corresponde ao ponto de ligação da instalação do autoconsumidor à rede elétrica de serviço público (RESP), para efeitos de medição do consumo da instalação de utilização e do excedente injetado na rede. Caso o contador não se encontre adequado ao regime de autoconsumo, a E-Redes procede à substituição/adequação do mesmo. Os operadores da rede (ORD) são responsáveis pelos encargos associados à instalação e exploração. A adequação do contador apenas ocorre após o registo no portal da DGEG. Através deste contador o cliente conseguirá ter as informações dos valores de consumo, valores de injeção na rede, saldo do consumo da instalação e saldo da energia injetada na rede pela instalação.
- ii) **Contador totalizador:** corresponde ao ponto de ligação à instalação da UPAC integrada em autoconsumo individual, desde que a potência instalada da UPAC seja superior a 4 kW (maior que 4 kW), para efeitos de medição da injeção da UPAC na instalação de utilização. Este contador é instalado pela entidade instaladora da UPAC.

Na Figura 4.6 podemos ver um esquema representativo das duas situações descritas acima para uma potência menor ou igual que 4 kW e uma potência maior que 4 kW.

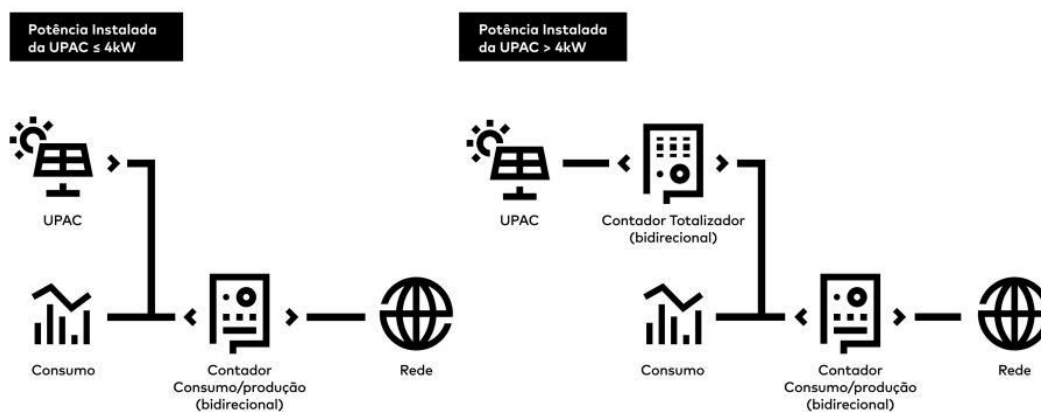


Figura 4.6 - Esquema tipo de ligação de uma UPAC (E-Redes, 2023).

Após a conclusão do registo da MCP, a mesma será avaliada pelo ORD que avaliará as condições de ligação à rede. No caso de o cliente querer realizar a venda de excedente de energia produzida pela UPAC, ou seja, realizar a injeção na rede, o ORD irá emitir um CPE de produção.

Uma vez concluído o registo da UPAC, será emitida a MCP que comprova a certificação da instalação na DGEG. A E-Redes será comunicada e a instalação ficará em condições de operação, iniciando-se a leitura de dados inerentes à atividade do contador.

#### 4.1.2 Registos para potências entre 30 kW e 1 MW (UPAC)

O registo de uma instalação neste intervalo de potências é um processo mais complexo e será sujeito a um maior escrutínio pelas entidades competentes.

Este processo terá de ser sujeito a um pré-registo onde será inserido o CPE, a “potência solar”, que é a potência nominal instalada e a “potência dos geradores”, que é a potência de pico. Para instalações de autoconsumo com potência de ligação superior a 250 kW, será necessário a instalação de uma proteção de interligação/homopolar, que assegure a separação rápida, eficaz e automática das redes de distribuição de eletricidade, assim como prever a função de proteção de máxima tensão homopolar.

Na Figura 4.7 pode observar os dados de um pedido de pré-registo de UPAC.

**Dados do pedido**

Potência geradores (BD)	Potência instalada (BD)	Pot. inj. RESP *	Potência max ORD	Potência certificada (U)
126.00 kW	100.0 kW	0.00 kW	0.00 kW	400.00 kW
Potência geradores *	Potência instalada *			
126.00 kW	100.0 kW			

**Inversores**

Marca *	Modelo *	Potência Nominal *
(Selecione)	(Selecione)	kW
Huawei Technologies	SUN2000-50KTL-M3	50.000
Huawei Technologies	SUN2000-50KTL-M3	50.000

**Painéis**

Número painéis *	Potência Unitária *	Tipo célula *
	kW	(Selecione)
280	0.450	Monocristalino

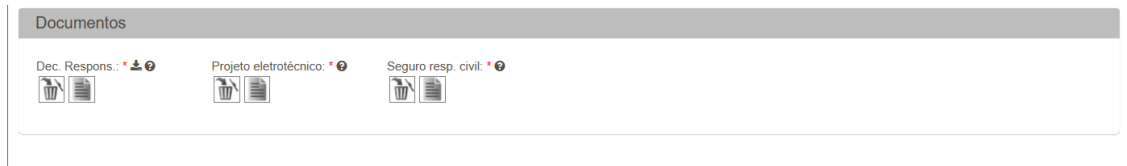
**Figura 4.7– Pedido de pré-registo de UPAC.**

Após o pedido de pré-registo da UPAC, este será analisado pelo ORD que irá avaliar as condições da UPAC e se a mesma representa riscos na ligação à rede.

Seguido da análise e, no caso de o pré-registo ser aprovado, a UPAC terá de ser submetida a uma inspeção. As inspeções devem considerar as condições de aprovação de UPAC para efeitos de entrada em exploração que decorrem do Regulamento de Inspeção e Certificação, às quais se inclui a verificação do correto preenchimento dos documentos solicitados no portal da DGEG:

- Declaração emitida pelo técnico responsável da exploração da instalação elétrica do tipo B para efeitos de inspeção em como concorda com o ponto de ligação, da UPAC na RESP, as características referentes ao tipo de esquema de ligação à terra e a corrente de curto-circuito previsível no ponto de ligação;
- Declaração preenchida e assinada pela entidade instaladora ou pelo técnico responsável pela execução em como a UPAC se encontra instalada, observando os termos do respetivo registo e regulamentação aplicável, que a referida unidade de produção se encontra instalada e em condições de entrar em exploração cumprindo os requisitos de ligação à rede;
- Projeto eletrotécnico nos termos do Decreto-Lei n.º 96/2017, que deverá incluir a ficha de identificação, o termos de responsabilidade pelo projeto, a memória descritiva e justificativa da instalação existente, apresentando para isso os devidos cálculos das canalizações e proteções bem como as peças desenhadas com clara evidência para os esquemas unifilares que devem reproduzir ao máximo a instalação que foi verificada. Deve ainda conter a planta identificando o ponto de ligação à rede interna da instalação de utilização (IU);
- Seguro de responsabilidade civil;
- Declaração da existência de dispositivos de limitação de injeção de potência na RESP, caso aplicável;
- Ensaios de proteção de interligação com o ORD efetuados com sucesso, caso aplicável.

Os documentos devem ser reunidos e inseridos no portal, conforme mostra a Figura 4.8.



**Figura 4.8** – Documentos a submeter para a inspeção da UPAC.

A inspeção será então agendada e realizada por uma entidade inspetora certificada pela DGEG, na Figura 4.9 encontra-se uma lista de entidades habilitadas a efetuar inspeções em UPACs com ligação à média tensão.

N.º ref.º	Nome Entidade	Morada (sede)	Código Postal	Telefone
Ec2.4/1	ISQ - Instituto de Soldadura e Qualidade	Av. prof. Dr. Cavaco Silva n.º 33 (TagusPark)	2780-994 Oeiras	214228100
Ec2.4/2	LIQ - Laboratório Industrial da Qualidade	Zona Industrial Norte, Rua do Portinho n.º 1431	3750-320 Águeda	234612770
Ec2.4/3	IEP - Instituto Eletrotécnico Português	Rua São Gens, 3717	4460-817 Custóias	229570000
Ec2.4/6	AP - Técnicas de Inspeção Unipessoal, Lda.	Rua Ferreira Lemos n.º 319, 3.º dto	4780-468 Santo Tirso	968321705
Ec2.4/7	CERTITEL - Certificações, Unipessoal, Lda.	Av. 5 de Outubro 38 A	8000-076 Faro	289821900
Ec2.4/8	GATECI - Gabinete Técnico de Certificação e Inspeção, Lda.	Av. Do Conde, n.º 5716-D	4465-093 S. Mamede de Infesta	224957173
Ec2.4/9	AnalíticaES, Lda.	Avenida Aliança Povo MFA PTMA, C306	2804-537 Almada	919503653
Ec2.4/11	Coproffis, Engenharia, Consultadoria e Formação Lda	Rua da Amendoeira, n.º 27, loja B	8005-545 Faro	289862386
Ec2.4/12*	LabSIAM - Serviço de Inspeção e Aparelhos de Medição	Rua do Ribeirinho de Baixo, n.º 33C	9050-447 FUNCHAL	291007718

\*Reconhecimento provisório, nos termos do art.º 11.º da Lei n.º 14/2015

**Figura 4.9** – Lista de entidades habilitadas para realizar inspeções a unidades de produção ligadas em BT.

Caso esteja tudo em conformidade, a entidade inspetora submeterá toda a documentação da inspeção no portal da DGEG e será emitido o certificado de exploração da UPAC, a título de exemplo apresenta-se um certificado na Figura 4.10.



**CERTIFICADO DE EXPLORAÇÃO**  
(Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro)  
**UPAC com injeção de energia na RESP**

Produtor	
Nome:	
NIF/NIPC:	501
Localização da Unidade de Produção para Autoconsumo com injeção de energia na RESP	
Morada:	RUA
Código Postal:	
Concelho:	Coimbra
Entidade Instaladora/Técnico responsável pela execução	
Entidade Instaladora:	ORIGINAL SUNENERGY, LDA
N.º DGEG:	
Técnico responsável:	
N.º DGEG:	
Características da Unidade de Produção Registo: /UPAC	
Fonte(s):	Solar
Potência do gerador (kWp):	149.70
Potência Instalada (kVA):	133.0
Potência de injeção na RESP (kVA):	133.00
CPE consumo:	PT0002
CPE produção:	PT0002
Data de autorização de entrada em exploração: 25 de janeiro de	
Certificado de exploração emitido em 27 de abril de 2023 nos termos do disposto do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, e nos termos da declaração de inspeção da UPAC.	
Certificado emitido automaticamente pelo Portal do Autoconsumo, nos termos da alínea c) do número 2 do artigo 15.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro. O presente certificado não tem validade legal, caso não seja acompanhado declaração de inspeção.	

Figura 4.10 – Certificado de exploração de uma UPAC com injeção na rede.

### Registos para instalações *OFF-Grid*:

No caso de o autoconsumidor ter uma instalação fotovoltaica sem qualquer ligação à RESP, ou seja, uma instalação *OFF-Grid*, esta também carece de registo na DGEG, mas terá uma diferença comparativamente à MCP. No caso destas instalações isoladas da rede será necessário criar um CPE administrativo que será atribuído pela

DGEG, uma vez que a instalação não tem um CPE físico. Na Figura 4.11 é apresentado o registo do CPE administrativo no portal da DGEG.

**Figura 4.11** – Registo de um CPE administrativo.

Uma vez gerado o CPE administrativo pela DGEG, o processo de licenciamento será idêntico ao de uma MCP ou UPAC, consoante a potência instalada.

### **Deficiências técnicas numa UPAC**

As deficiências eventualmente detetadas nos atos inspetivos das instalações elétricas são classificadas de acordo com risco associado, quer para o cumprimento das disposições legais e regulamentares aplicáveis às UPAC quer para efeitos de segurança de pessoas, animais e bens, nos termos do Decreto-Lei n.º 162/2019.

As deficiências classificam-se como:

a) Graves (G), quando as não conformidades ou deficiências da unidade de produção integrem alteração substancial, ou constituam perigo grave e imediato para a segurança de pessoas, animais e bens;

b) Não graves (NG), as demais alterações ou deficiências que não impeçam a entrada em exploração da UPAC, mas obrigam à sua correção ou superação no prazo máximo de 90 dias.

Algumas das deficiências mais comuns nas instalações são por exemplo a falta de sinalização no inversor e quadros elétricos, a falta e/ou uso incorreto de proteção diferencial na proteção contra contatos indiretos ou a ausência de ligação equipotencial dos painéis fotovoltaicos.

No quadro da Tabela 4.1 podem encontrar-se a lista de algumas deficiências nas inspeções.

**Tabela 4.1** – Lista de Lista de deficiências em inspeções de UPAC.

<b>Código</b>	<b>Descrição</b>	<b>Deficiência</b>	<b>Tipo de Instalação</b>
DL162/2019-art3(5)	A UPAC tem uma potência instalada superior 1 MW e não tem licença de produção	G	UPAC
DL162/2019-art8(j)	Os equipamentos de produção instalados (inversores) não correspondem aos indicados no Portal para a UPAC	NG	UPAC
DL162/2019-art8(j)	Os equipamentos de produção instalados (máquinas geradoras) não correspondem aos indicados no Portal para a UPAC	NG	UPAC
DL162/2019-art11(1)	A UPAC foi substancialmente alterada, nos termos do disposto no artigo 11.º do Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro	G	UPAC
DL162/2019-art11(1)	A UPAC não está conforme as características registadas no Portal, nem apresenta alterações substanciais	NG	UPAC
DL162/2019-art16(1 e 3)	Não está instalado o equipamento de contagem da energia elétrica total produzida por UPAC ou por unidades de armazenamento, nos casos aplicáveis	G	UPAC
DL162/2019	O equipamento de contagem não possui sistema de comunicação com o ORD	NG	UPAC
DL162/2019	Não está instalado o limitador de injeção de energia na RESP quando no registo da UPAC não se prevê a injeção na RESP	G	UPAC
DL162/2019 e RTQ	O local/acesso aos equipamentos de medição não está conforme o disposto no Regulamento Técnico e de Qualidade	NG	UPAC
DL162/2019	A localização da UPAC não está conforme o registado no Portal	G	UPAC
DL162/2019	O(s) CPE da(s) instalação(ões) de consumo não está(ão) conforme o registado no Portal	G	UPAC
DL 96/2017	As deficiências previstas no n.º 4 do artigo 10 do Decreto-Lei n.º 96/2017, de 10 de agosto, nomeadamente as dispostas no Despacho n.º 4/2018, de 16 de janeiro	-	-



## **5 COMPONENTES DO SISTEMA FOTOVOLTAICO**

Para conseguir usufruir da energia solar é necessário conseguir captar e converter a energia de forma a possibilitar que esta seja utilizada para o autoconsumo, para isso existem diversos componentes que fazem parte de uma instalação fotovoltaica e que aqui serão apresentados.

### **5.1 Módulos Fotovoltaicos**

Um módulo ou painel fotovoltaico, é um equipamento capaz de aproveitar a radiação solar para produção de energia elétrica.

Quanto maior for a sua eficiência, maior a potência por metro quadrado ( $W/m^2$ ) que o painel irá gerar, o que permite concluir também que para produzir a mesma energia, um painel mais eficiente pode ser mais pequeno que um painel menos eficiente e por isso produzirá a mesma energia. Relativamente à sua vida útil, um modulo fotovoltaico, tipicamente, apresenta uma vida útil superior a 25 anos (Pinho & Galdino, 2014).

#### **5.1.1 Efeito Fotovoltaico e Efeito Fotoelétrico**

Em 1839, o físico francês Alexandre Edmond Becquerel descobriu o efeito fotovoltaico. A descoberta deste efeito foi feita durante a observação de uma célula eletrolítica feita com dois elétrodos de platina colocados numa solução eletrolítica condutora. O efeito fotovoltaico consiste na geração de uma diferença de potencial na junção de dois materiais diferentes resultante de uma radiação eletromagnética.

Este efeito encontra-se relacionado com o efeito elétrico no qual há emissão dos eletrões de um material condutor como resultado da absorção de radiação eletromagnética acima de uma determinada frequência, dependendo do tipo de material condutor.

Mais tarde, em 1883, Charles Fritts construía a primeira célula fotovoltaica com base em selénio, no entanto esta possuía uma eficiência muito baixa de cerca de 1% (Smets, Jager, René Van Swaaij, & Zeman, 2015).

Em 1887, foi descoberto o efeito fotoelétrico, ou efeito de Hertz, pelo físico alemão Heinrich Hertz. Enquanto estudava a natureza eletromagnética da luz, Hertz notou que os elétrodos ao serem iluminados pela luz ultravioleta, emitiam “faíscas” com maior facilidade. Este efeito é um fenómeno no qual os eletrões de um material condutor são libertos devido à exposição desse material a uma luz com frequência de radiação eletromagnética suficientemente elevada para alcançar a frequência de excitação dos eletrões do material condutor.

Em 1905, Albert Einstein com base nestas descobertas e nos estudos do físico alemão Max Planck sobre a quantização das ondas eletromagnéticas, interpretou este efeito indicando que a radiação incidente é um conjunto de partículas de energia eletromagnética, os fotões. Com esta descoberta, Einstein conseguiu ganhar o prémio nobel da física em 1921 (Antunes, 2013), (Smets, Jager, René Van Swaaij, & Zeman, 2015).

Estas descobertas deram origem a que, em 1954, um grupo de cientistas num laboratório do Estados Unidos, conseguissem desenvolver a primeira célula fotovoltaica moderna. Essa célula, elaborada com base num processo de dopagem de silício possuía uma eficiência de cerca de 6%. Após esta descoberta a tecnologia evoluiu significativamente, tendo sido criadas vários tipos de células (Smets, Jager, René Van Swaaij, & Zeman, 2015).

### **5.1.2 Células Fotovoltaicas**

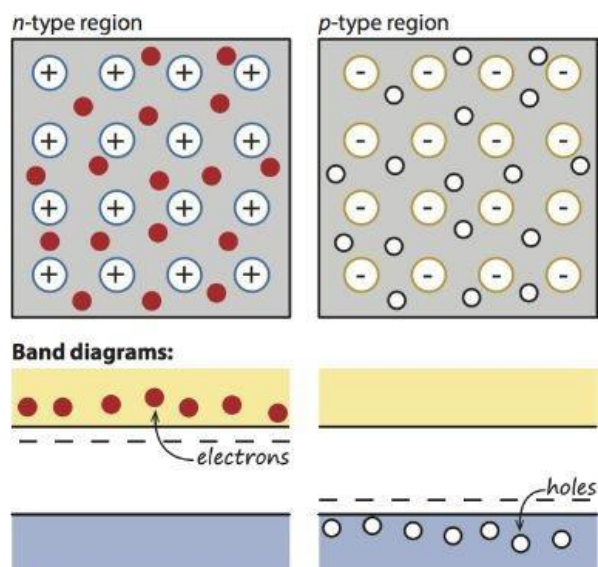
As células fotovoltaicas permitem converter a energia proveniente da radiação solar energia elétrica e podem ser utilizadas na geração de eletricidade ou também como sensores de intensidade luminosa (Enercom, 2019).

Estas células são fabricadas utilizando materiais semicondutores, sendo que os principais tipos de células fotovoltaicas comercializadas recorrem a materiais à base de Silício (Si) (Enercom, 2019).

O Silício, utilizado no fabrico de células fotovoltaicas, na sua forma pura não possui eletrões livres, sendo uma condição necessária para criar eletricidade, tornando-o num mau condutor elétrico. Por isso é necessário que o Silício passe por um processo de dopagem com Fósforo, sendo o resultado deste processo de dopagem um material com eletrões livres que é o silício do tipo N, um material com

carga negativa. De forma idêntica, também é realizado um processo de dopagem com Boro, do qual resulta um material com déficit de elétrons que é o Silício do tipo P, um material com cargas positivas livres (FEUP, 2012).

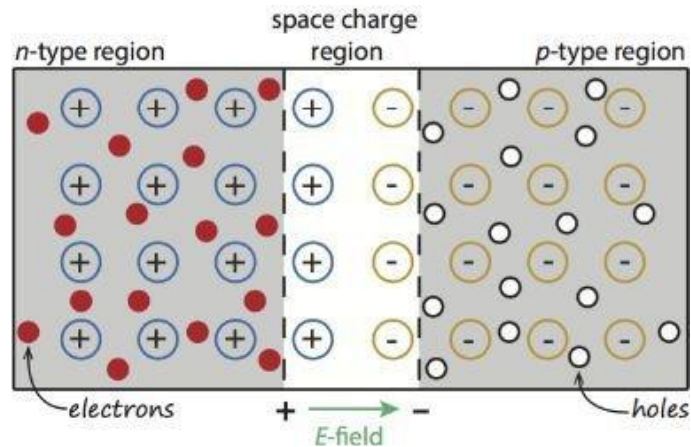
A Figura 5.1 mostra uma ilustração das camadas obtidas após os processos de dopagem de Silício mencionadas.



**Figura 5.1** - Ilustração das camadas isoladas de Silício do tipo N e de Silício do P, resultado da dopagem com Fósforo e Boro, respectivamente (Smets, Jager, René Van Swaaij, & Zeman, 2015).

Cada célula possui uma camada fina de material do tipo N e outra, de maior espessura, de material do tipo P. Quando analisadas em separado, estas duas camadas são eletricamente neutras, no entanto, ao serem unidas, numa junção do tipo P-N, é gerado um campo elétrico devido aos elétrons do silício do tipo N que ocupam as lacunas da estrutura do Silício do tipo P (FEUP, 2012).

A Figura 5.2 ilustra a junção P-N, obtida através da união de uma camada do tipo P e uma camada do tipo N, que dá origem a um campo elétrico com sentido da camada do tipo N para a camada do tipo P.

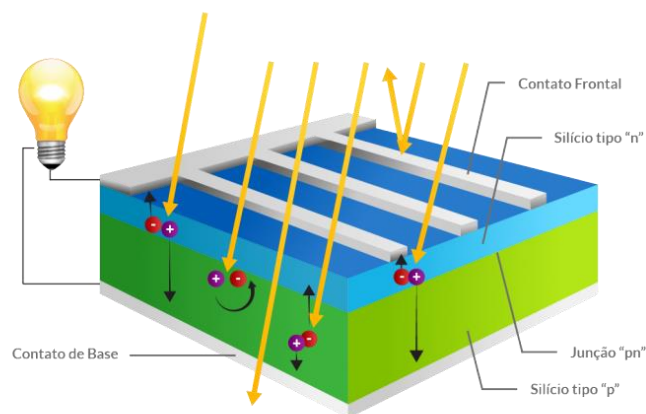


**Figura 5.2** - Ilustração da junção P-N (Smets, Jager, René Van Swaaij, & Zeman, 2015).

Quando a luz solar incide na célula, os fótons que compõe a radiação solar, chocam com os elétrões da estrutura de silício dando-lhes energia e transformando-os em condutores. Devido ao campo elétrico gerado na junção P-N, os elétrões são orientados e fluem da camada P para a camada N.

Deste modo, através de um condutor externo que interliga a camada positiva e a camada negativa irá surgir um fluxo de elétrões e, devido à incidência de radiação solar, será gerada uma corrente elétrica que poderá alimentar uma carga. Essa corrente elétrica irá manter-se enquanto a luz incidir na célula e conforme variar a intensidade da luz incidente irá, conseqüentemente, variar a intensidade da corrente (FEUP, 2012).

A Figura 5.3 apresenta uma ilustração do funcionamento de uma célula fotovoltaico quando lhe incide radiação solar e conseqüentemente, conforme explicado, poderá fornecer energia a uma determinada carga.

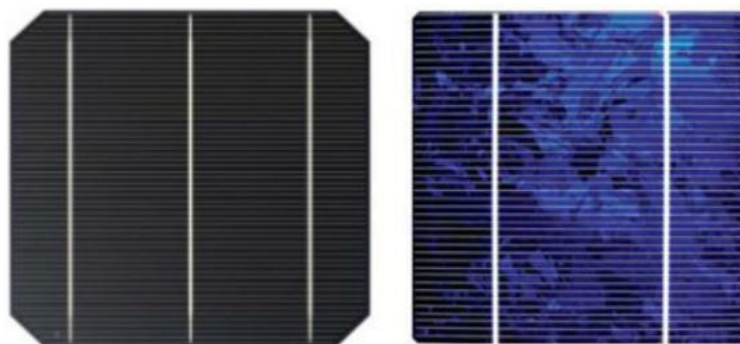


**Figura 5.3** - Ilustração do princípio de funcionamento de uma célula fotovoltaica (BlueSol, 2023).

## Gerações de Células

Dentro das células fotovoltaicas existem diferentes tipos de tecnologias utilizadas no fabrico de células as quais serão agora aqui mencionadas.

A primeira geração de células são as células fabricadas à base de Silício (Si) e dividem-se em dois tipos, as células de Silício Monocristalino (Mono-Si) e as células de Silício Policristalino (Poli-Si). Conforme podemos verificar na Figura 5.4, a célula do tipo Mono-Si apresenta um aspeto mais uniforme e uma coloração mais azul escuro devido ao seu grau de pureza, enquanto que a célula do tipo Poli-Si apresenta uma coloração azul mais claro e apresenta também variações quanto à uniformidade dos cristais aplicados na sua produção (Silva, Pinheiro, Americano, Thomas -, & Oliveira, 2018).



**Figura 5.4** - Célula Monocristalina à esquerda e Célula Policristalina à direita.

Esta primeira geração corresponde à tecnologia mais utilizada, representando cerca de 85% das células presentes no mercado devido à sua maior eficiência, variando entre 15% e 20% de eficiência, e também pelo seu desempenho e estabilidade ao longo da vida útil que estas células apresentam.

A segunda geração de células é conhecida como a tecnologia dos filmes finos, esta utiliza no fabrico das células materiais como Silício Amorfo (a-Si), Disseleneto de Cobre e Índio (CIS), Seleneto de Cobre Índio e Gálio (CIGS) ou Telureto de Cádmio (CdTe).

As células fotovoltaicas de última geração utilizam tecnologias ainda em desenvolvimento, destas as que mais se destacam são as células PERC, células híbridas de heterojunção (HJT/HIT), e as células orgânicas (OPV) (Portal Solar, 2023). Esta geração tem como objetivo alcançar altos níveis ainda mais altos de eficiência,

tentando reunir nesta geração as vantagens apresentadas pelas células das gerações anteriores, além propor a utilização de materiais não tóxicos, abundantes e leves (Silva, Pinheiro, Americano, Thomas -, & Oliveira, 2018).

Através da Figura 5.5 é possível ter uma noção da quantidade de tecnologias de células fotovoltaicas que surgiram desde 1976, bem como a melhoria da sua eficiência com o passar dos anos.

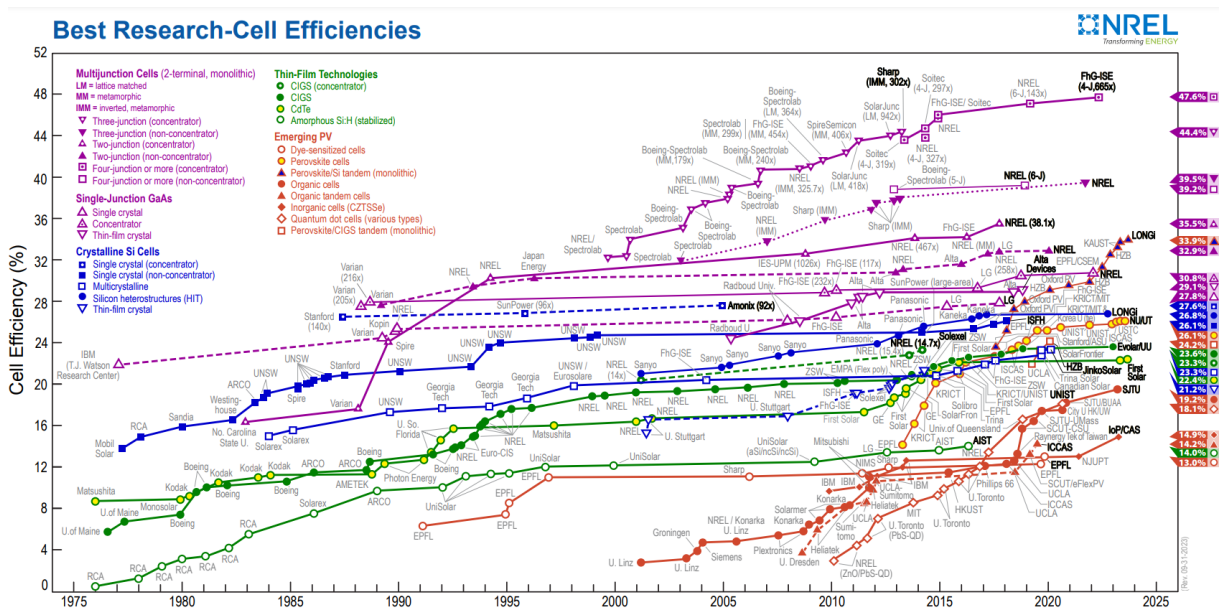


Figura 5.5 - Gráfico de comparação da eficiência por tipo de células e a evolução da sua eficiência numa linha temporal de 1976 até ao presente (NREL, 2023).

### 5.1.3 Características dos módulos fotovoltaicos

#### Características mecânicas

Em termos de características mecânicas, normalmente os módulos possuem um formato retangular e as suas dimensões e peso podem variar consoante a potência do painel e respetivo fabricante. Apesar da aparência rígida, permitem ligeiras deformações de modo a aceitar pequenos esforços mecânicos (Blue Sol, 2016).

Na Figura 5.6 encontra-se ilustrado os principais componentes utilizados no fabrico de painéis fotovoltaicos.



**Figura 5.6** – Principais componentes utilizados no fabrico de um painel fotovoltaico.

Em relação à caixa de junção, localizada na parte traseira do painel, deve possuir o isolamento necessário para a ligação dos cabos do painel que permitem a ligação a outros módulos (Blue Sol, 2016).

Habitualmente os módulos possuem cabos com conectores especiais que permitem a rápida ligação entre módulos, os modelos mais comuns de conectores são os conectores MC4.

### **Características Elétricas**

Em termos de características elétricas, habitualmente um painel é identificado pela sua potência de pico (Wp), no entanto existe um conjunto de características relacionadas com o seu modo de funcionamento que devem ser tidas em conta no momento de seleção do painel fotovoltaico mais adequado.

Essas características encontram-se relacionadas com o modo de funcionamento do painel fotovoltaico e dependem da relação entre a tensão e corrente do mesmo, refletindo assim a capacidade de conversão de energia.

Para determinar essas características do painel fotovoltaico, pode ser adotado um modelo de estudo com recurso a um circuito elétrico equivalente ao das células fotovoltaicas. O modelo de circuito equivalente da célula fotovoltaica encontra-se ilustrado na Figura 5.7.

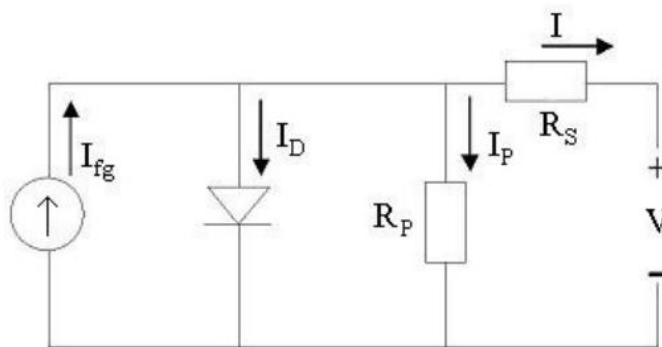


Figura 5.7 – Circuito elétrico equivalente de uma célula fotovoltaica (Gasparin, 2009).

Neste modelo de circuito equivalente é utilizado uma fonte de corrente de modo a simplificar a representação da corrente proveniente da produção fotovoltaica, a junção PN é representada através de um díodo que incorpora os efeitos da corrente de saturação reversa e o fator de idealidade do díodo. O modelo de circuito equivalente inclui uma resistência em série  $R_S$  e uma resistência em paralelo  $R_P$  que reúnem diversos fatores resistivos adjacentes aos painéis fotovoltaicos (Gasparin, 2009).

O principal objetivo deste modelo simplificado para o circuito elétrico equivalente de uma célula é conseguir obter a curva característica de um módulo fotovoltaico através do comportamento das suas células fotovoltaicas.

O comportamento da curva característica de tensão-corrente e o modo de funcionamento de um painel fotovoltaico genérico é descrito por uma curva idêntica à da Figura 5.8.

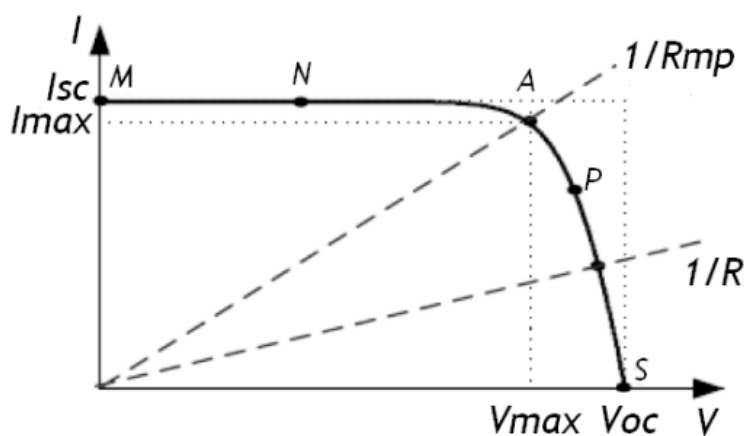
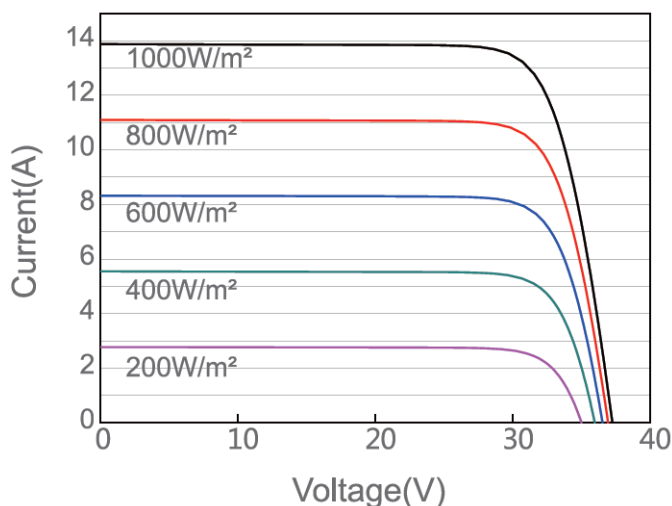


Figura 5.8 - Curva I-V de um painel genérico (Ferreira, R. (2008)).

Através da curva característica tensão-corrente é possível obter informação sobre três pontos fundamentais:

- Tensão de circuito aberto VOC, que corresponde à queda de tensão através da junção PN quando este é percorrida pela totalidade da corrente fotogerada. Neste ponto a corrente do modulo é zero.
- Corrente de curto-circuito ISC, que corresponde à corrente quando os terminais da célula fotovoltaica se encontram em curto-circuito. Neste caso em que há curto-circuito a tensão será zero.
- Ponto de máxima potência, que corresponde ao ponto em que o produto da corrente e tensão é máxima (Gasparin, 2009).

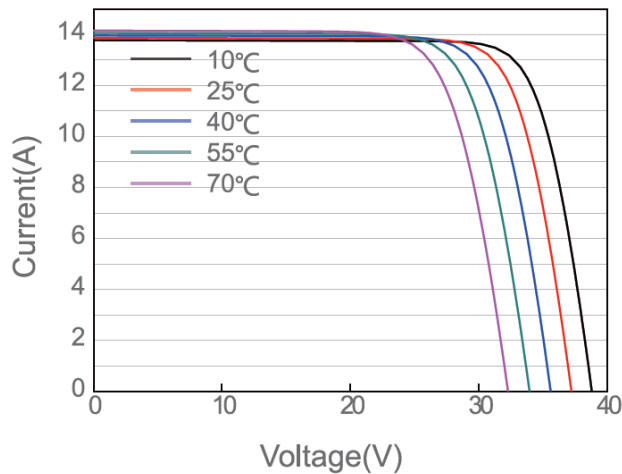
Na Figura 5.9 é possível analisar as características da curva tensão-corrente e a influência da quantidade de radiação incidente sobre um módulo fotovoltaico JA Solar conforme indicado na ficha técnica.



**Figura 5.9** - Alteração da Curva I-V com a quantidade de radiação solar incidente (Patente Nº JAM54S30 390-415/MR, 2021).

Observando as curvas dos gráficos apresentadas na Figura 5.9 entende-se que conforme diminui a radiação que incide sobre o painel fotovoltaico existe uma diminuição na tensão e corrente. Comparando as curvas de 1000 W/m² e 200 W/m², nota-se que a corrente desce significativamente, enquanto a variação da tensão é relativamente menor.

A Figura 5.9 não têm em conta a influência da temperatura das células do painel fotovoltaico, apenas a radiação solar incidente no painel. Pelo que, através da Figura 5.10, evidencia-se as curvas I-V do comportamento de um painel em relação à variação com a temperatura mantendo constante a quantidade de radiação incidente no painel.



**Figura 5.10** - Alteração da curva I-V com a temperatura (Patente Nº JAM54S30 390-415/MR, 2021).

Podemos verificar que a corrente de curto-circuito e a corrente para a máxima potência quase não variam com a temperatura, no entanto, a tensão diminui significativamente com o aumento da temperatura. Essa queda de tensão aumenta uma vez que o aquecimento provoca um aumento da resistência e, consequentemente, existe um aumento nas perdas no painel.

A curva da relação P-V de um painel fotovoltaico permite conhecer o valor da tensão VMPP para o ponto de potência máxima, pelo que quanto mais próximo a tensão estiver de VMPP mais eficiente será o painel fotovoltaico.

Na Figura 5.11, é possível observar a relação P-V de um painel fotovoltaico genérico.

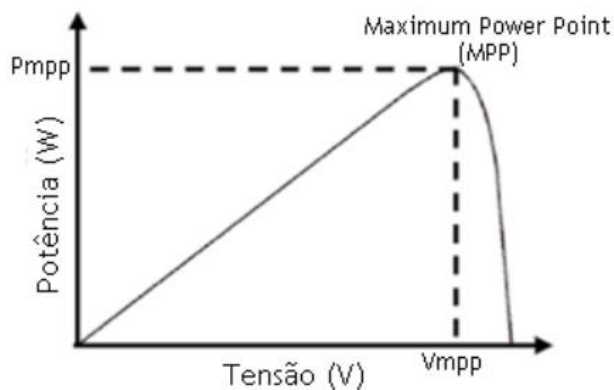


Figura 5.11 - Curva P-V de um painel fotovoltaico (Ferreira, R. (2008)).

Analisando a curva P-V, é possível compreender a necessidade de manter o ponto de funcionamento de potência máxima (MPP) de modo a garantir a máxima eficiência do painel.

A potência também é influenciada através das condições climáticas, conforme se pode analisar através da Figura 5.12 onde se verifica a influência da radiação solar.

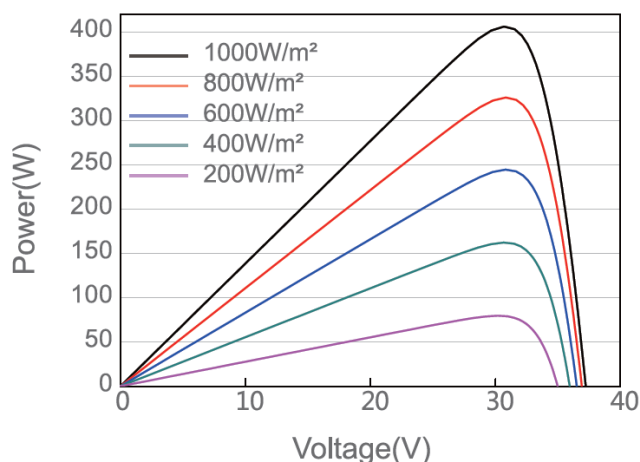


Figura 5.12 - Alteração da curva P-V com a incidência da radiação solar (Patente Nº JAM54S30 390-415/MR, 2021).

As características do módulo obtidas através das curvas de funcionamento do módulo, normalmente fornecidas pelos fabricantes, são, portanto:

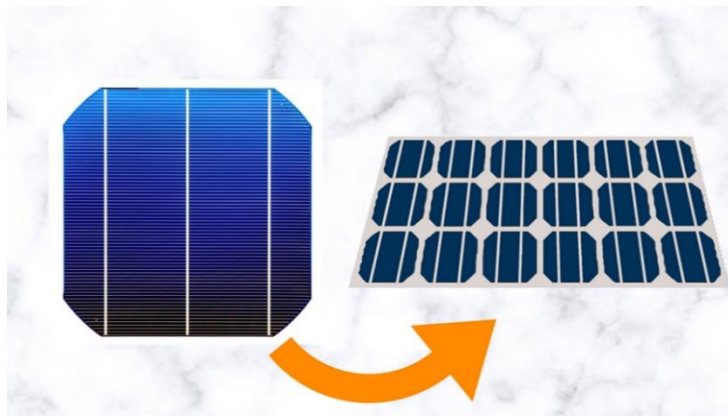
- $V_{oc}$  – Tensão de circuito aberto, representa o valor máximo de tensão quando não está ligada nenhuma carga no arranjo fotovoltaico;
- $I_{sc}$  - Corrente de curto-circuito, representa o valor máximo de corrente fornecida pelo módulo fotovoltaico quando as ligações de saída estão em curto-circuito;

- $V_{mpp}$  – Tensão máxima obtida quando é alcançado o ponto de potência máxima, sob condições de teste padrão (STC);
- $I_{mp}$  – Corrente máxima quando é alcançado o ponto de potência máxima, sob condições de teste padrão (STC);
- Eficiência (%) – Traduz a eficiência de conversão da radiação solar em energia elétrica.
- FF – Fator de forma, avalia a qualidade de uma célula, sendo que quanto maior o FF, menores serão as perdas resistivas. Este valor é calculado através da fórmula (5.1).

$$FF = \frac{V_{mpp} \times I_{mpp}}{V_{oc} \times I_{sc}} \quad (5.1)$$

#### 5.1.4 Associação de Módulos Fotovoltaicos

Uma célula fotovoltaica produz uma pequena quantidade de energia, por isso, de forma a conseguir gerar uma potência elétrica considerável procede-se à associação de várias células fotovoltaicas, o que forma a constituição de um módulo fotovoltaico, tal como sugere a Figura 5.13 (Blue Sol, 2016).



**Figura 5.13** - Associação de um conjunto de células de forma a formar um módulo fotovoltaico (Lutterback, 2020).

Quando os painéis são ligados em série, isto é o terminal positivo de um painel ligado no terminal negativo do painel seguinte, e assim sucessivamente. Para painéis idênticos e submetidos à mesma irradiância ligado entre si em série as tensões são somadas e a corrente elétrica não é afetada, ou seja:

$$V_{Total} = V_1 + V_2 + \dots + V_n \quad (5.2)$$

$$I_{Total} = I_1 = I_2 = \dots = I_n \quad (5.3)$$

Quando os painéis são ligados em paralelo, sendo interligados os positivos dos painéis e interligando os negativos. Para painéis idênticos e submetidos à mesma irradiância ligado entre si em paralelo as correntes são somadas e a tensão mantém-se inalterada, ou seja:

$$V_{\text{Total}} = V_1 = V_2 = \dots = V_n \quad (5.4)$$

$$I_{\text{Total}} = I_1 + I_2 + \dots + I_n \quad (5.5)$$

### 5.1.5 Consequências do sombreamento sobre os módulos

A existência de objetos, como chaminés, árvores, platibandas ou edifícios vizinhos podem provocar sombra sobre os módulos fotovoltaicos comprometendo não só a eficiência, mas também a segurança dos mesmos pois no caso de sombreamento de uma célula ela poderá converter eletricidade em calor, funcionando como uma resistência que é percorrida pela corrente produzida pelas restantes células e, portanto, sujeita a uma tensão elevada. Caso a corrente que percorre a célula sombreada seja suficientemente alta, poderá surgir um ponto quente (*hot-spot*), podendo danificar a célula e comprometer o sistema (Santos J. C., 2019).

Com o objetivo de impedir estas correntes de passagem em sentido inverso, mantendo a produção, embora reduzida, são utilizados díodos de desvio (*bypass*) que evitam a formação dos pontos quentes.

Na Figura 5.14 está ilustrada a situação em que uma folha provoca um sombreamento numa determinada célula com conseqüente conversão da eletricidade em calor, enquanto na Figura 5.15 ocorre uma situação semelhante, mas existe desvio da corrente reversa pelos díodos de *bypass*.

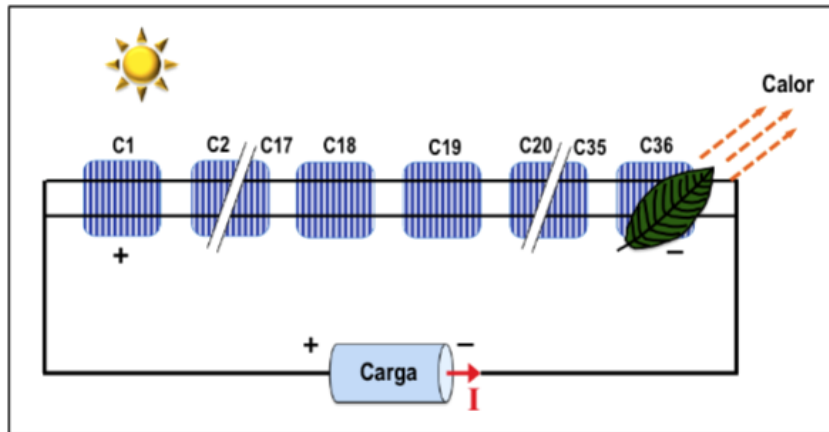


Figura 5.14 - Sombreamento de uma célula do painel e consequente conversão de eletricidade em calor (Santos J. C., 2019).

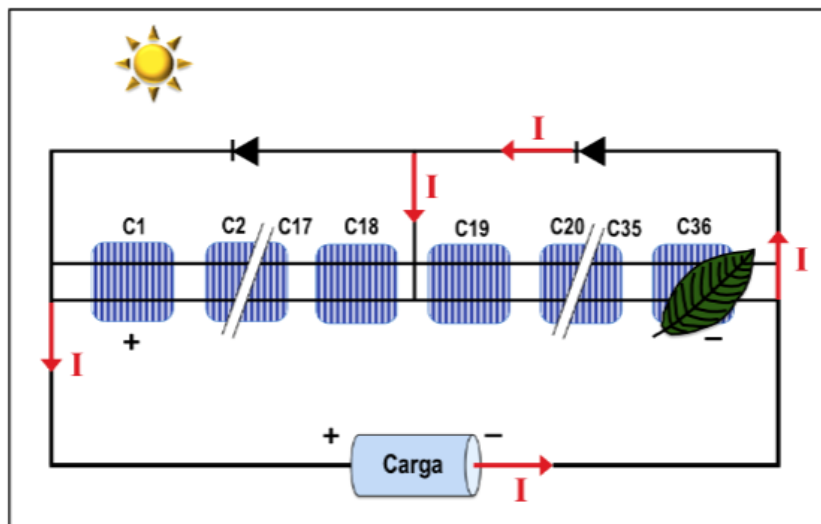


Figura 5.15 - Sombreamento de uma célula do painel com desvio de corrente através do diodo de desvio (Santos J. C., 2019).

### 5.1.6 Estruturas de Suporte dos Módulos Fotovoltaicos

A estrutura utilizada para fixação dos módulos varia em função das características do local deve ser adotada a solução mais adequada para fixação dos módulos. A estrutura adotada além cumprir a função de servir de suporte aos painéis fotovoltaicos pode também ser utilizada para corrigir a inclinação e orientação destes, de forma a otimizar a produção.

Os tipos de estrutura mais utilizados nos projetos dimensionados no decorrer do estágio foram estruturas adequadas a telhados inclinados, espaços planos e estruturas para cobertura de estacionamento automóvel.

## Estrutura para telhado Inclinado

No caso de um telhado inclinado normalmente é utilizada uma estrutura de fixação dos painéis coplanares ao telhado, fazendo aproveitamento da inclinação que o telhado já possui.

Se o telhado inclinado for de telha e por baixo da telha se encontrar uma placa de betão ou madeira, poderá ser adotada uma solução com varão roscado ou com savatelhas.

Em caso de fixação com varão roscado, é furado diretamente sobre a telha e vai até à placa de betão ou ao barrote, o varão roscado possui ainda uma vedação para que não entre água pelo orifício criado pelo varão roscado, conforme mostra a Figura 5.16.



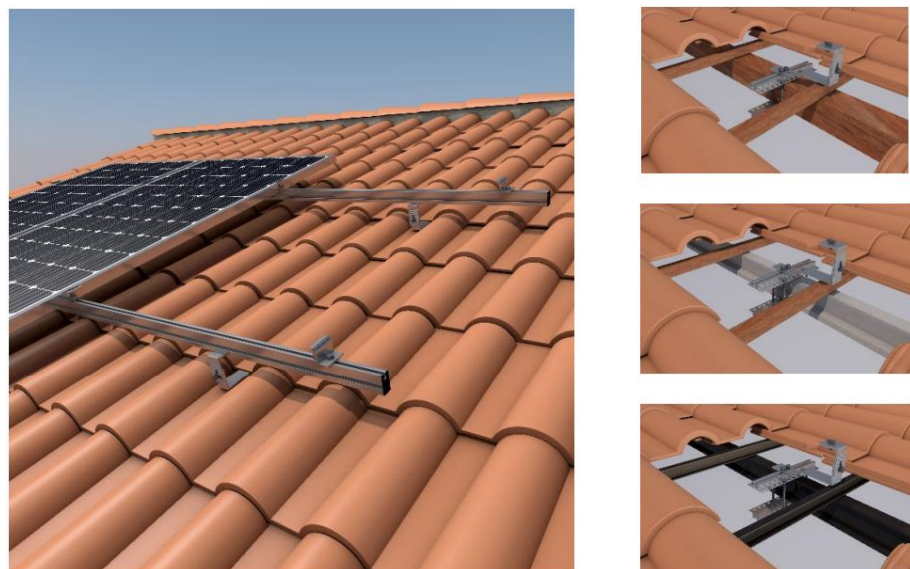
**Figura 5.16** - Estrutura de fixação dos painéis com recurso a varão roscado para placa de betão ou barrote de madeira (Sunfer Energy, 2023).

No caso de ser adotada uma solução de fixação através de savatelhas, que evita a furação da telha, a sua aplicação deverá ser removendo a telha e aparafusando diretamente na placa de betão ou barrote de madeira. Devido ao seu formato a savatella permite colocar novamente a telha por cima desta fixação uma vez que contorna o formato da telha, conforme se pode ver na Figura 5.17.



**Figura 5.17** - Estrutura de fixação com recurso a savatelhas em placa de betão, barrote de madeira ou viga de aço (Sunfer Energy, 2023).

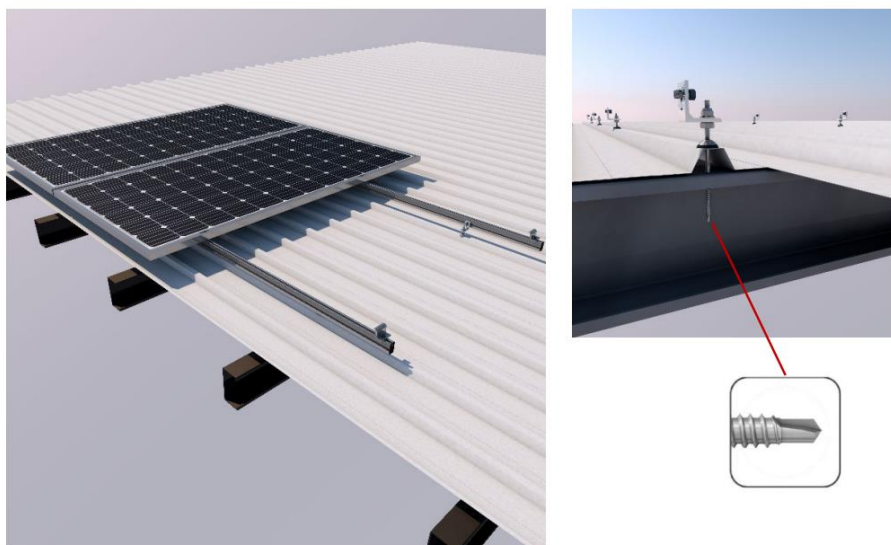
Se a estrutura por baixo da telha for em barrote de madeira ou viga de aço, poderá também ser adotada uma solução de savatella que abraça o barrote evitando a furação da viga ou barrote abraçando essa estrutura. Esta solução encontra-se ilustrada na Figura 5.18.



**Figura 5.18** - Estrutura de fixação com savatella sem furar o barrote ou viga de aço (Sunfer Energy, 2023).

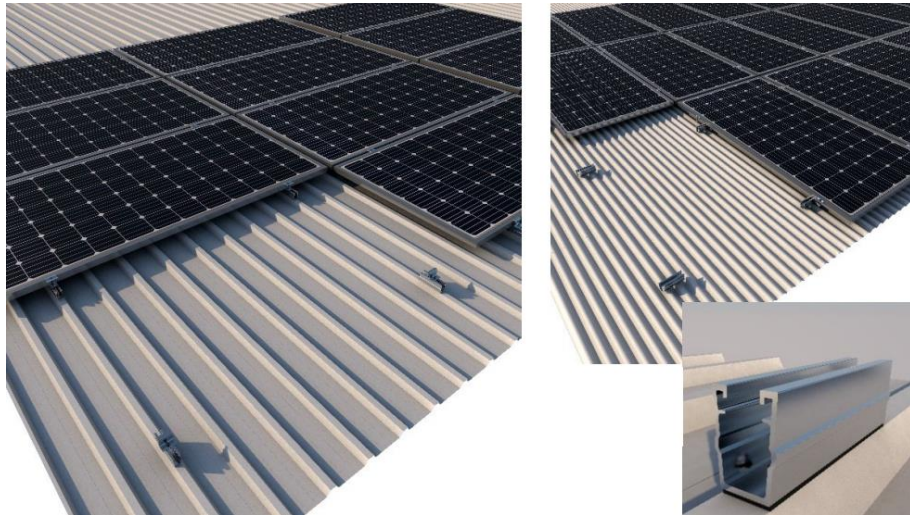
Caso o telhado inclinado seja de sanduíche ou chapa metálica a solução adotada será em função do formato da chapa utilizada, por norma esta estrutura fica mais em conta pela facilidade e maior rapidez de montagem.

Na Figura 5.19 apresenta-se uma solução para telhado inclinado metálico com recurso a perfis corridos sobre a cobertura, os quais são fixos através de parafusos auto-roscentes na chapa da cobertura que a atravessa e até à viga de sustentação.



**Figura 5.19** - Estrutura de fixação para telhado inclinado de chapa ou sanduíche com recurso a perfis corridos (Sunfer Energy, 2023).

Na Figura 5.20, apresenta-se uma alternativa à solução que recorre a perfis corridos, esta solução utiliza perfis de dimensões reduzidas aparafusados na parte alta da chapa ou sanduíche e deve ser colocado na zona da extremidade dos módulos.

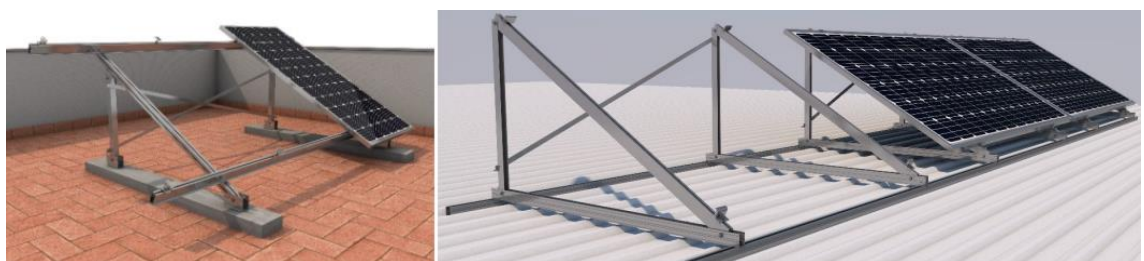


**Figura 5.20** - Estrutura para telhado inclinado de chapa ou sanduíche sem utilização de perfis corridos (Sunfer Energy, 2023).

### Estruturas para terreno ou terraço plano

As estruturas utilizadas em terrenos ou terraços planos mais utilizadas são ou estruturas metálicas ou estruturas em betão e permitem dotar os painéis de inclinação de forma a otimizar a produção.

Na Figura 5.21 encontra-se o exemplo de estrutura inclinada metálica, é possível encontrar diversas versões no mercado para soluções idênticas às apresentadas nessa figura, de forma a adaptar-se da melhor forma às características do local onde será aplicada. Esta estrutura por vezes permite alguma flexibilidade na escolha da inclinação no momento da instalação, por vezes pode também ser utilizada com bases de betão evitando aparafusar.



**Figura 5.21** - Estrutura inclinada metálica. À esquerda estrutura com bases de betão e à direita estrutura aplicada em chapa metálica (Sunfer Energy, 2023).

Outra solução são as estruturas metálicas que permitem alocar painéis com uma configuração nascente-poente, normalmente utilizada em terraços planos conforme se pode verificar na Figura 5.22. Estas estruturas podem ser encontradas

com diversas adaptações, por exemplo, utilizando blocos de lastro para evitar furação ou aplicando acessórios de corte de vento nas extremidades.



**Figura 5.22** - Estrutura metálica para terraço plano com configuração nascente-poente (Sunfer Energy, 2023).

Ainda sobre as estruturas para superfícies planas, em alternativa às estruturas de alumínio, existe a solução em blocos de betão que podem ser encontrados com diversas inclinações e formatos. Na Figura 5.23 encontra-se um exemplo da utilização de um bloco de betão da Solarbloc em terraço plano.



**Figura 5.23** - Estrutura em betão para superfície plana (Pretensados Durán, 2023).

## Estrutura para estacionamento automóvel

Os parques de estacionamento pode ser alvo de aproveitamento para produção de energia solar fotovoltaica recorrendo a uma estrutura que serve simultaneamente de cobertura para veículos e de método de fixação para os painéis aproveitando melhor o espaço destinado a estacionamento. Esta solução encontra-se representada na Figura 5.24 através de um exemplo de estrutura de estacionamento simples, que permite cobrir uma fila de estacionamentos, e um exemplo de estrutura dupla, para cobrir duas filas de estacionamento.



**Figura 5.24** - Estrutura de fixação para aplicação em estacionamento de veículos. Estrutura simples à esquerda e estrutura para estacionamento duplo à direita (Sunfer Energy, 2023).

## 5.2 Inversor

O inversor é o componente do sistema fotovoltaico responsável por converter a energia em corrente contínua para corrente alternada (ABB, 2020).

Os inversores utilizados em sistemas fotovoltaicos podem dividir-se em duas categorias: os inversores que podem operar sem ligação à rede elétrica e os inversores que operam com ligação à rede.

### 5.2.1 Inversor *OFF-Grid*

Normalmente num sistema *OFF-Grid* a energia produzida pelos painéis fotovoltaicos é armazenada em bancos de bateria, sendo o inversor responsável por converter a energia armazenada nas baterias consoante a necessidade de energia. Os inversores *OFF-Grid* são utilizados em zonas remotas, onde não existe a possibilidade de ligação à rede elétrica (ABB, 2020).

Na Figura 5.25 apresenta-se um inversor *OFF-Grid* padrão que possui apenas uma entrada DC através da qual recebe energia de um banco de baterias (ou outra fonte de alimentação DC) e fornece energia AC na sua saída que irá alimentar as cargas da instalação (Villalva, 2022).

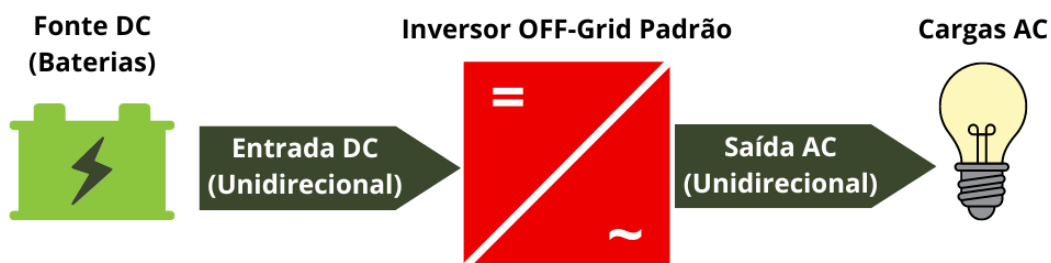


Figura 5.25 - Esquema de um inversor *OFF-Grid* com uma entrada e uma saída.

Ao selecionar um inversor para um sistema fotovoltaico autônomo existem várias características que devem ser consideradas para garantir o bom funcionamento e desempenho do sistema fotovoltaico.

É recomendado que esse inversor possua uma boa eficiência de conversão elétrica, nomeadamente acima de 80%, e um baixo consumo em *standby*, assim como detecção automática de cargas, de modo a melhorar a eficiência energética do sistema.

A capacidade de sobrecarga também é importante, de forma que o inversor esteja preparado para fornecer uma potência instantânea bastante superior à sua potência nominal para permitir o arranque de equipamentos como, por exemplo, motores elétricos que necessitam de correntes elevadas para arranque.

A tensão das baterias oscila durante os processos de carga e descarga das baterias, sendo importante que o inversor possua uma tolerância para essas flutuações de tensão para impedir que se danifiquem equipamentos mais sensíveis a essas oscilações.

Possuir proteção contra curto-circuitos na saída AC, proteção contra sobretensões e baixa distorção harmônica na forma de onda de saída de corrente AC são requisitos adicionais que contribuem para assegurar a segurança e a qualidade do sistema (Blue Sol, 2016).

### Tipos de Inversores *OFF-Grid*

Os inversores *OFF-Grid* podem ser classificados de acordo com o formato da onda de saída:

- **Inversores de onda quadrada:** São inversores de menor custo cuja onda de saída tem uma grande quantidade de harmónicos indesejados, que podem interferir com o funcionamento de equipamentos mais sensíveis, e apresentam grandes perdas de potência. A distorção harmónica pode atingir até 40% e o rendimento destes inversores ronda os 60%. Estes inversores não são adequados para alimentar motores.
- **Inversores de onda senoidal modificada:** São inversores que apresentam a melhor relação custo benefício. O formato da onda de saída destes inversores não é uma senoide pura, mas é bastante próxima. Estes inversores podem alimentar quase todo o tipo de equipamentos, contudo não são recomendados para equipamentos delicados. A distorção harmónica pode ser de até 20% e rendimento anda em torno dos 90%.
- **Inversores de onda senoidal pura:** São inversores de custo mais elevado e possuem a capacidade de apresentar um formato de onda de saída igual à rede elétrica. Permitem alimentar equipamentos eletrónicos mais sensíveis e atualmente são o tipo de inversor *OFF-Grid* mais utilizado (Blue Sol, 2016).

#### 5.2.2 Inversor *ON-Grid*

No caso de um inversor *ON-Grid*, isto é, com ligação à rede elétrica, a energia convertida pelo inversor de DC para AC, é utilizada para assegurar as necessidades de energia da instalação onde se insere e o excedente poderá ser injetado na rede. Em caso de não haver produção solar, ou quando esta seja insuficiente para o consumo de energia, existe a possibilidade de assegurar as necessidades de energia através da rede elétrica (ABB, 2020).

Na Figura 5.26 exemplifica-se o esquema simplificado de um inversor *ON-Grid* parão, com uma entrada DC unidirecional para ligação dos módulos fotovoltaicos e uma saída AC unidirecional.

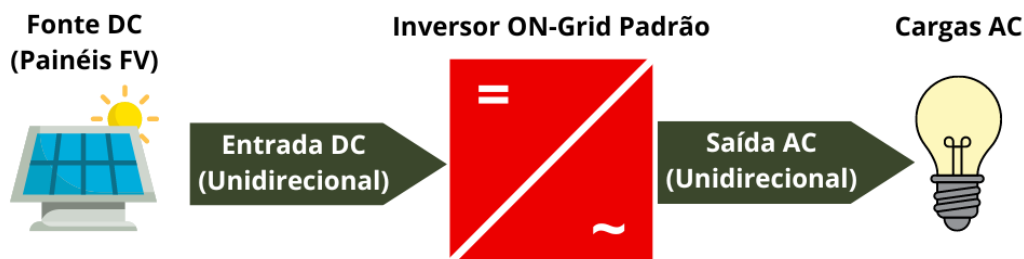


Figura 5.26 - Esquema de funcionamento de um inversor ON-Grid padrão.

Estes inversores apresentam como principais funções a conversão da corrente DC em corrente AC, de acordo com o funcionamento da rede de distribuição elétrica, ajustar a produção ao ponto de máxima potência (MPP) do arranjo fotovoltaico de modo a aumentar o rendimento e monitorizar os dados de diversos parâmetros de produção disponibilizando-os, por exemplo, numa plataforma de monitorização. Devem inclusivamente, possuir dispositivos de proteção em DC e AC, tais como: proteção contra curto-circuitos (DC e AC), proteção contra inversão de polaridade, proteção contra sobrecargas e sobretensões (Villalva, 2022).

Devem também possuir função de *anti-islanding*, que é a capacidade de desligar rapidamente quando o inversor detetar que existe interrupção da energia da rede que pode ocorrer, por exemplo, devido ao corte de energia para trabalhos na rede distribuição e evitando que o inversor envie energia para a rede ou que seja danificado no restabelecimento da energia da rede (Blue Sol, 2016).

### 5.2.3 Inversor Híbrido

Os inversores híbridos, são inversores com ligação à rede que permitem a utilização de um banco de baterias.

Um inversor híbrido típico possui pelo menos duas portas de entrada: unidirecional (para a conexão dos painéis solares) e bidirecional (para a conexão das baterias). Na saída encontramos uma porta CA bidirecional (para o modo *grid-tie*) e uma porta CA unidirecional (para o modo *OFF-Grid*), conforme ilustra a Figura 5.27.

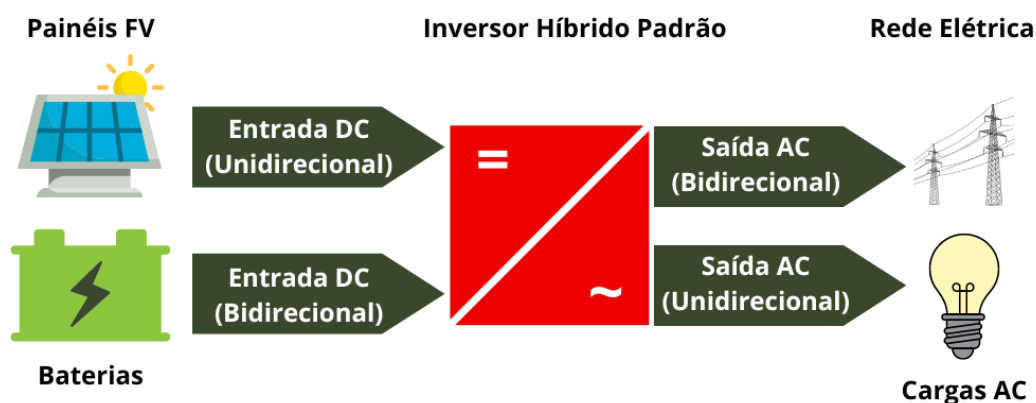


Figura 5.27 - Esquema de funcionamento de um inversor híbrido padrão.

Um inversor híbrido pode ser utilizado como forma de otimizar a utilização da energia produzida pelo sistema fotovoltaico, podendo ter diversos objetivos:

Autoconsumo totalmente local, através do armazenamento de todo o excedente de energia produzido pelo sistema fotovoltaico evitando a injeção de energia na rede elétrica.

*Time Shift* ou descolamento no tempo, este modo de funcionamento permite armazenar energia nas baterias no período em que a energia é mais barata, de acordo com o tipo de tarifário do cliente, para depois utilizar em períodos em que as tarifas de consumo da rede são mais elevadas.

*Peak shaving* (corte do pico), este modo de operação é semelhante ao anterior, no entanto, neste caso o objetivo é utilizar a energia armazenada nas baterias para suprimir os picos de maior consumo. Deste modo é possível evitar um pedido de aumento de potência contratada em instalações que apresentam picos de consumo em determinados horários.

*Back-up*, alguns inversores permitem funcionar como *OFF-Grid* possibilitando assegurar o fornecimento de energia através da energia armazenada nas baterias, durante o período de interrupção no fornecimento de energia da rede enquanto existir energia nas baterias. Esta funcionalidade pode ser assegurada através de um componente adicional de modo a permitir o funcionamento em modo Back-up, através de um *ATS – Automatic Transfer Switch* (Villalva, 2022).

## 5.2.4 Sobredimensionamento do inversor

Para sistemas fotovoltaicos o sobredimensionamento do inversor é o aumento da potência instalada acima da potência nominal do inversor.

Apesar de a maioria dos inversores possibilitar o sobredimensionamento é necessário ter em conta alguns limites importantes como é o caso da tensão de saída das strings do arranjo fotovoltaico, que não deve exceder a tensão máxima permitida na entrada do inversor. Além disso, a corrente máxima de curto-circuito do arranjo fotovoltaico não deveria exceder a corrente máxima de entrada do inversor (Souza, 2019).

Como consequência do sobredimensionamento da potência produzida pelo inversor ficará limitada à potência máxima do inversor e a curva de potência-tempo (na saída do inversor) fica limitada. Esse efeito de limitação de potência, também conhecido por *clipping*, nos inversores ocorre com maior probabilidade e durante períodos mais longos quanto maior o *oversizing*, conforme mostra a Figura 5.28.

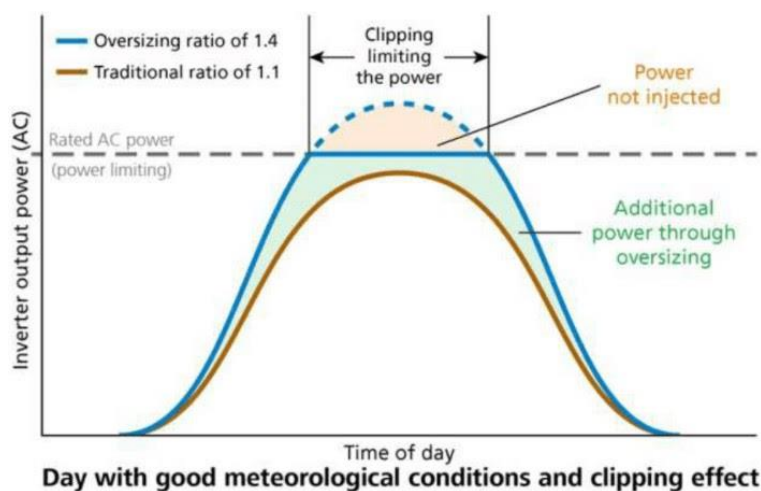


Figura 5.28 - Efeito de *clipping* do inversor devido a sobredimensionamento (Souza, 2019).

Poderá existir um sobreaquecimento do inversor, dentro de condições normais, durante o período de *clipping*, no entanto, isto deve-se somente pelo fato de o inversor trabalhar por mais tempo à sua potência máxima, mas não por processamento excessivo de energia (Souza, 2019).

A principal razão para sobredimensionar um inversor, é levá-lo à sua capacidade total com mais frequência, forçando a funcionar durante mais tempo à sua potência nominal à qual o inversor apresenta a eficiência máxima. Outra vantagem é que em dias de menor incidência de radiação solar a probabilidade de o inversor chegar próximo da potência nominal é maior. Uma vez que sejam respeitados os limites do inversor o sobredimensionamento não irá reduzir a vida útil do equipamento (Souza, 2019).

### 5.3 Sistemas de Armazenamento de Energia - Baterias

Em sistemas fotovoltaicos sem ligação à rede a utilização de dispositivos de armazenamento de energia além de uma necessidade é também um dos componentes importantes do sistema fotovoltaico permitindo dar resposta às necessidades de consumo em momentos em que a geração de energia através dos painéis é nula ou insuficiente para responder ao consumo (Pinho & Galdino, 2014).

Também nos sistemas fotovoltaicos com ligação à rede podem fazer a diferença, uma vez que os sistemas híbridos recorrem a inversores com ligação à rede e com possibilidade de ligação de sistema de armazenamento com baterias. Todavia, neste caso as baterias acabam por funcionar como uma forma de aproveitar o excedente de produção fotovoltaica que é armazenado em vez de ser injetado na rede, ou alternativamente, como forma de apoio em modo *Back-up* ou para *Peak Shaving*, conforme indicado anteriormente.

Existem diversas formas de armazenamento de energia, no entanto, a bateria eletroquímica ainda é a solução mais utilizada em sistemas fotovoltaicos por ser uma forma conveniente e eficiente de armazenamento de energia elétrica (Pinho & Galdino, 2014).

Em sistemas isolados, as baterias têm as seguintes funções:

- **Autonomia** – Esta é a função mais importante, que é armazenar energia para momentos em que a produção dos painéis é nula ou insuficiente para as necessidades de consumo da instalação. A autonomia deve ser calculada para o pior cenário, isto é para alturas em que a produção é baixa;

- **Estabilizar a tensão** – A produção dos módulos fotovoltaicos tem uma grande variação de tensão que varia de acordo com a irradiação solar, além disso a ligação de cargas de consumo diretamente aos módulos também pode expô-los a tensões muito elevadas ou muito baixas para o seu funcionamento. Através das baterias é possível garantir que uma menor variação da tensão, uma vez que as baterias possuem uma faixa de tensões mais estreita que os módulos fotovoltaicos, contribuindo assim para uma faixa de tensões mais uniforme para as cargas;
- **Fornecer correntes elevadas** – A bateria pode operar com um *buffer*, amplificando e fornecendo correntes de arranque elevadas. Poderá ser útil, por exemplo, para o arranque de motores que requerem correntes elevadas (corrente de arranque de 4 a 9 vezes a corrente nominal), estabilizando pouco tempo após o arranque. As baterias fornecem essa energia e depois carregam durante o dia através da produção fotovoltaica (Pinho & Galdino, 2014).

Quanto aos tipos de baterias, estas podem ser fabricadas através de diferentes materiais que lhes conferem características diferentes. De seguida apresentam-se algumas características dos principais tipos de baterias utilizadas em sistemas fotovoltaicos:

- **Baterias de chumbo-ácido** – São as baterias utilizadas tradicionalmente e o seu custo é bastante acessível. Em contrapartida estas baterias têm uma vida útil mais curta e requerem manutenção regular. Apesar de menos eficientes, em aplicações *OFF-Grid* de pequena dimensão em que o custo é um fator importante podem ser uma opção viável;
- **Baterias de níquel-cádmio** – São reconhecidas pela sua durabilidade, apresentam capacidade de resistir a temperaturas extremas e uma alta eficiência de carga e descarga. No entanto, são soluções caras e contêm materiais tóxicos;
- **Baterias de íões de lítio** – São baterias bastante utilizadas em equipamentos eletrónicos recarregáveis e em veículos elétricos, são leves, são de baixa manutenção e possuem uma alta densidade de energia. As baterias de óxido de cobalto de manganês e lítio (NMC) e as baterias de fosfato de ferro e lítio (LFP) são as baterias deste tipo mais populares em sistemas de

armazenamento de energia fotovoltaica. Quanto às baterias NMC são relativamente mais leves e apresentam uma maior densidade de energia, enquanto as baterias LFP fornecem quase cinco vezes mais ciclos de energia que as baterias NMC e apresentam um menor risco de incêndio (Coelho, 2023).

### 5.3.1 Reguladores de Carga

Quando um equipamento é ligado à bateria a quantidade de energia elétrica armazenada nela vai diminuindo à medida que o tempo passa, para evitar que a bateria descarregue completamente durante períodos prolongados sem produção solar ou em alturas de grande consumo é conveniente instalar um controlador de carga de forma a prevenir uma descarga profunda da bateria.

Através do controlador de carga é feita a monitorização da bateria e respetiva capacidade de carga, evitando assim que a bateria descarregue completamente e com isso aumenta-se a vida útil da bateria.

Por outro lado, em períodos em que haja uma produção solar significativa e o consumo seja reduzido a bateria teria tendência a carregar em excesso, elevando a sua tensão e a vida útil também diminuiria. O controlador de carga também permite evitar este cenário desligando os módulos fotovoltaicos para evitar a sobrecarga da bateria.

Os reguladores de carga podem ser distinguidos quanto à forma como desligam a bateria dos módulos fotovoltaicos, podendo ser do tipo paralelo (*shunt*) ou série, dependendo da forma como desligam os módulos fotovoltaicos das baterias.

No caso dos reguladores de carga do tipo paralelo, quando as baterias atingem a capacidade máxima o controlador provoca um curto-circuito na saída dos módulos fotovoltaicos e, conseqüentemente, a tensão chega a um valor muito próximo de zero, fazendo com que a tensão das baterias seja maior do que a tensão dos módulos e assim deixa de ser enviada energia para as baterias. Estes tipos de regulador de carga são muito comuns em sistemas de correntes baixas, na ordem de até 10A. Estes reguladores de carga possuem também um diodo em série que evita o envio de corrente da bateria para o curto-circuito, impossibilitando também o envio de corrente para os módulos durante a noite. A aplicação deste diodo em série possui o inconveniente de provocar uma queda de tensão, o que representa uma perda de energia no sistema, pelo que em alguns tipos de controladores que são projetados

para baixas tensões (12V ou menos) não utilizam díodos de bloqueio pois seriam originadas perdas que poderiam ser superiores que as perdas eventualmente causadas devido a correntes inversas.

Relativamente aos reguladores de carga do tipo série, estes são utilizados normalmente em sistemas com corrente mais elevada e são caracterizados por desligar os módulos das baterias interrompendo o circuito entre estes dois componentes.

Quanto à estratégia de controlo do regulador de carga podemos encontrar reguladores:

- **PWM** que funcionam como interruptor através da emissão de pulsos de tensão em alta frequência.
- **MPPT** que são mais sofisticados e eficientes. O modo de funcionamento destes é através do ajuste dinâmico da tensão de entrada de modo a obter o máximo de potência dos módulos fotovoltaicos e depois é ajustada para o nível de tensão da bateria (Victron Energy, 2020).

Os reguladores PWM são mais utilizados devido ao seu custo menor, no entanto, os reguladores MPPT apresentam um melhor desempenho e eficiência (Victron Energy, 2020).



## 6 ESTUDOS DE CASO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS: ABORDAGEM E DIMENSIONAMENTO

Uma das partes fundamentais para o dimensionamento é a abordagem ao cliente, uma vez que é a partir das informações obtidas nesta abordagem que se consegue entender as necessidades e perfil de consumo energético, característica da instalação (edifício, equipamentos, entre outras possíveis particularidades) e os objetivos que o cliente idealiza para o sistema que pretende adquirir.

É importante entender alguns detalhes específicos sobre a instalação, tal como resume a Tabela 6.1.

**Tabela 6.1** - *Detalhes específicos sobre a instalação*

<b>Localização</b>	Identificar o local pretendido para a instalação, nomeadamente se é um telhado, um condomínio, um terreno, um terraço, ou outro.
<b>Estrutura</b>	Perceber qual o do tipo de estrutura onde serão fixos os painéis (seja telha, chapa/sanduíche, tela PVC, autoportante ou outra), de modo a definir a solução mais adequada.
<b>Orientação e inclinação dos módulos</b>	Perceber a orientação que o cliente pretende para os módulos, por exemplo, se pretende uma instalação com configuração nascente-poente ou orientada a sul. No caso da inclinação poderá ser utilizada a inclinação do local de fixação dos painéis ou utilizada uma estrutura que permita corrigir a inclinação para um ângulo mais vantajoso para a produção fotovoltaica.
<b>Distâncias no local</b>	Conhecer as distâncias entre painéis e inversores de forma a conseguir uma maior precisão no dimensionamento dos cabos.
<b>Características específicas do local</b>	Entender a influência de ventos, sombras ou outras condicionantes à produção ou que possam colocar em causa a instalação.
<b>Características da instalação do Cliente</b>	Saber qual a potência contratada, tipo de tarifa e número de fases da instalação. As primeiras são facilmente identificadas na fatura de eletricidade do cliente, no entanto, normalmente, não há indicação sobre o número de fases na fatura.
<b>Perfil de consumo do cliente</b>	Compreender o perfil do consumidor, tendo acesso aos Diagramas de Carga extraídos do portal da E-Redes ou, caso isto não seja possível, faturas de um ano completo. Além destas informações compreender se existem alterações previstas nos hábitos de consumo, por exemplo, aquisição de novos equipamentos de consumo relevante, de veículos elétricos, entre outros devem ser tidas em conta na previsão de consumos feita para o estudo do sistema fotovoltaico.
<b>Faturas</b>	Realizar o estudo financeiro, de forma a ficar perceptível o retorno do investimento, entre outros indicadores sobre a poupança e viabilidade económica do investimento. Idealmente sempre uma fatura recente com a tarifa atual.

<b>Outros auxiliares</b>	Identificar plantas do local, zona técnica, medições feitas no local, fotografias dos espaços ou coberturas e dos quadros elétricos são importantes e podem ser uma mais-valia.
<b>Objetivos</b>	Identificar claramente o que o cliente pretende receber como proposta. O projeto pode ser dimensionado tendo em conta os consumos médios do cliente e respetivo perfil de consumo, realização do projeto para o máximo permitido pela DGEG para a instalação do cliente ou de acordo com indicação do cliente de que pretende uma determinada potência instalada, e ainda a identificação se pretende propostas com ou sem baterias. Por vezes o cliente poderá prever também a ampliação da instalação podendo ser pedido também um orçamento com um inversor que permita a aquisição de baterias no futuro ou, por exemplo, o aumento da potência de pico, implicando assim um subdimensionamento do inversor para prever essa ampliação futura.
<b>Excedente</b>	Perceber se o cliente pretende a venda de excedente ou não pode influenciar no dimensionamento do projeto, pois a venda de excedente pode implicar tempo de retorno do investimento.

O conhecimento de todas as condicionantes, características e demais informações podem fazer a diferença, sendo que cada sistema pode ter diferenças que o tornam um sistema único e adequado às necessidades de cada cliente. Sendo conhecidas todas as informações logo na etapa inicial da fase de projeto, pode significar uma poupança a nível de tempo e recursos, evitando assim revisões de projeto ou mesmo alterações no momento de execução da obra que poderiam ser evitadas caso fossem conhecidas todas as informações. As indicações acima descritas influenciam diferentes etapas do projeto, desde o dimensionamento à escolha de cada componente, por vezes a falta de um pequeno detalhe pode implicar parar o projeto a meio ou ter de alterar no futuro.

## 6.1 Sistemas *ON-Grid*

De seguida apresenta-se um caso de um dimensionamento de um sistema fotovoltaico com ligação à rede.

A Colorobbia Portugal é uma empresa com instalações em Anadia, no coração da maior concentração de indústrias cerâmicas em Portugal. O caso de Estudo que aqui se apresenta é resultado da análise das necessidades de consumo energético desta empresa, estudo esse que foi aprovado e a proposta para implementação de uma UPAC com 343 painéis fotovoltaicos monocristalinos de 450W, o que corresponde a uma potência total de 154,35 kWp.

O local da implantação deste projeto fotovoltaico foi a cobertura das instalações rentabilizando assim este espaço não utilizado, tendo, no entanto, o cuidado de não cobrir as translúcidas presentes no telhado das instalações que permitem a entrada de iluminação natural nas instalações. As instalações da empresa são apresentadas na Figura 6.1.

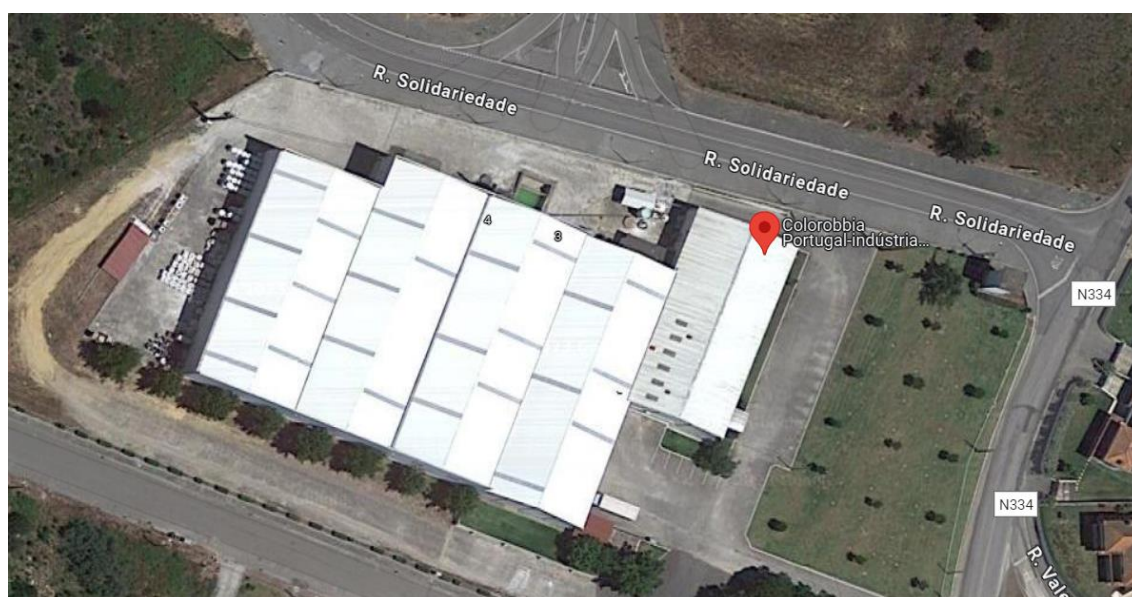


Figura 6.1 - Vista de topo das instalações da empresa Colorobbia Portugal.

### Análise de Consumos

No caso deste projeto para efetuar a análise de consumos foram utilizados os diagramas de cargas dos últimos 12 meses e uma fatura de modo a analisar algumas informações sobre a instalação como, por exemplo, o Código do Ponto de Entrega (CPE), tipo de tarifa, nível de tensão, potência contratada e os custos referentes à

compra de energia através da comercializadora com a qual o cliente celebrou o contrato de fornecimento.

Na Tabela 6.2, encontra-se o resumo das principais informações da tarifa que foram analisadas.

**Tabela 6.2** - *Informações obtidas através da fatura do cliente*

<b>Informações obtidas através da fatura do cliente</b>	
<b>CPE</b>	PT XXXX XXXX XXXX XXXX XX
<b>Nível de tensão</b>	MT
<b>Tipo de tarifa</b>	Tetra-horária
<b>Potência contratada</b>	161,88 kVA

Tendo em conta que a fatura do cliente permite conhecer os custos associados a cada período (Super Vazio, Vazio Normal, Pontas e Cheias), bem como o custo de acesso às redes de energia e tarifa de consumo aplicada ao consumo de potência em horas de ponta, o que será importante para fazer uma estimativa de qual será a poupança anual estimada que será obtida através desta UPAC, assim como o respetivo retorno do investimento e autonomia da rede que poderá ser obtida, indicadores estes que são obtidos através do *software* PVSOL.

Para uma correta análise do perfil de consumo o cliente colaborou com a partilha dos diagramas de cargas retiradas a partir do portal da E-REDES, com esses diagramas conseguimos ter os registos das leituras de potência instantânea que são efetuadas de 15 em 15 minutos, conforme exemplo do diagrama extraído deste portal apresentado na Figura 6.2.

	A	B	C	D	E
1	Dados Globais				
2					
3	CPE	PTO [REDACTED]			
4	Funções	Potência Ativa kW			
5		Potência Reativa Indutiva kVAr			
6		Potência Reativa Capacitiva kVAr			
7	Mês/Ano	março 2022			
8	Intervalo:	15 min			
9					
10	Data	Hora	Potência Ativa kW	Potência Reativa Indutiva kVAr	Potência Reativa Capacitiva kVAr
11	2022/03/000:15		24	1	2
12	2022/03/000:30		28	0	1
13	2022/03/000:45		24	0	3
14	2022/03/001:00		24	1	2
15	2022/03/001:15		18	0	4
16	2022/03/001:30		20	0	3
17	2022/03/001:45		19	0	2
18	2022/03/002:00		20	0	3
19	2022/03/002:15		19	0	3
20	2022/03/002:30		18	1	4
21	2022/03/002:45		18	0	3
22	2022/03/003:00		16	0	4
23	2022/03/003:15		15	0	6
24	2022/03/003:30		15	0	7
25	2022/03/003:45		14	0	6
26	2022/03/004:00		16	0	5
27	2022/03/004:15		14	0	6
28	2022/03/004:30		15	0	7

Figura 6.2 - Exemplo do diagrama de cargas de março de 2022 (dois mil e vinte e dois) para o CPE associado à Colorobbia.

Compilando os registos de todos os meses do ano é possível criar um gráfico, conforme mostrado na Figura 6.3. O gráfico obtido é composto por 35040 registos, que por serem registados de 15 em 15 minutos, permitem observar as necessidades de energia desta instalação.

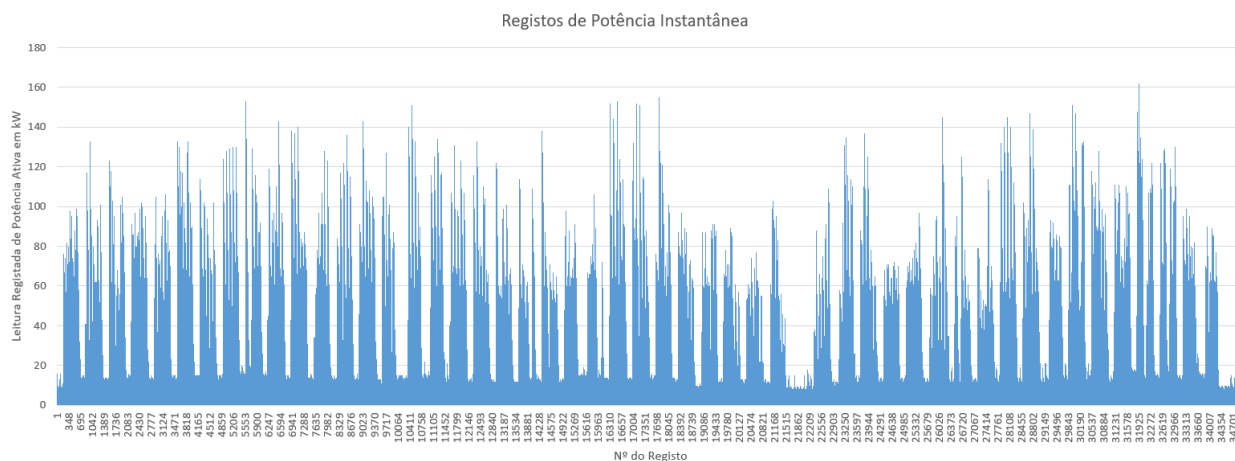


Figura 6.3 - Gráfico de Registos de Potência Instantânea obtidos através da compilação da informação dos diagramas de carga.

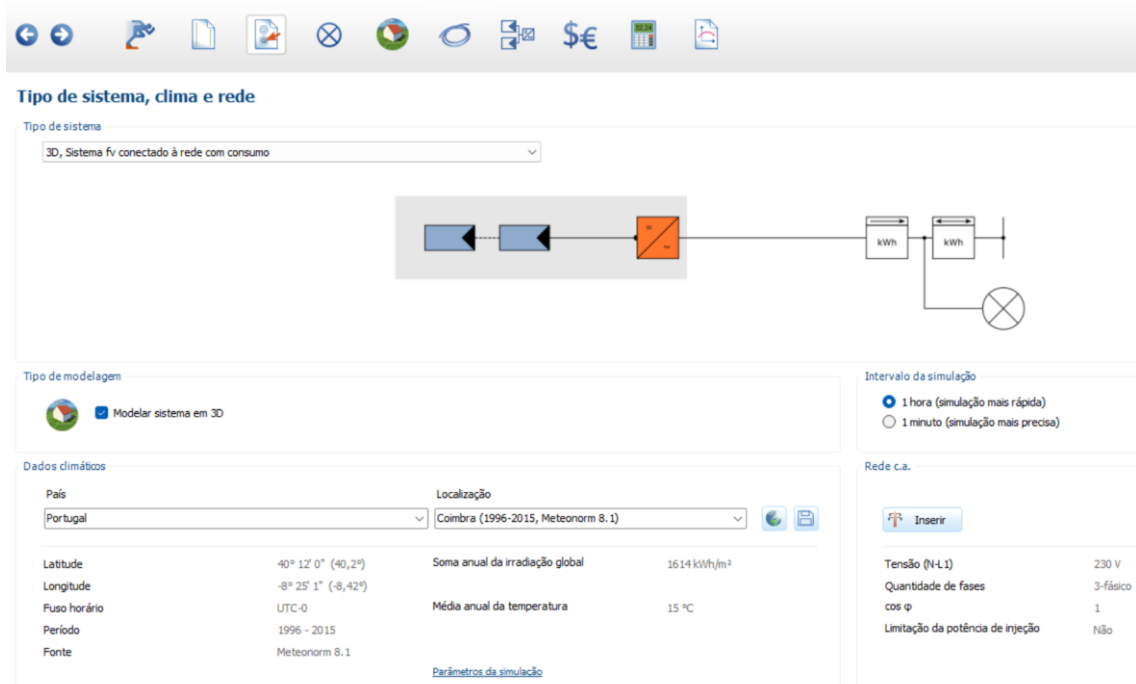
Através da interpretação do gráfico da Figura 6.3, podemos observar os valores mais frequentemente registados, no caso a maioria dos registos instantâneos de Potência Ativa anda em torno dos 80kW, apresentado ainda alguns picos que vão

além dos 120kW. Neste caso, tendo em conta que o cliente pretende injetar e vender o excedente de produção fotovoltaica, optou-se por instalar um sistema com Potência Nominal de 120kW permitindo mitigar a maioria dos consumos do cliente, sendo que quando a produção se encontrar acima das necessidades energéticas da instalação o cliente poderá injetar na rede e vender o excedente.

## Dimensionamento e Simulação em PVSOL

Tendo em conta os pressupostos já analisados do projeto recorreu-se ao *software* PVSol com o objetivo de fazer a simulação do projeto.

Primeiramente são introduzidos os dados do cliente, dados, nome e descrição do projeto. De seguida é necessário indicar o tipo de sistema que iremos dimensionar, bem como preencher os campos relacionados com os dados climáticos do local do projeto e também da rede elétrica considerada.



**Figura 6.4** - Imagem dos campos de seleção das características do sistema fotovoltaico a ser dimensionado no *Software* PVSOL.

Relativamente aos dados climáticos através do local do projeto o *software* recorre às informações da base de dados para obter as informações climáticas do respetivo país e local onde o projeto é realizado, recolhendo também informações sobre o a irradiação global anual nesse local.

De seguida, é necessário introduzir as informações referentes aos consumos da instalação. Neste caso serão utilizados os dados dos diagramas de cargas obtidos através do site da E-Redes que o cliente nos forneceu. De forma a conseguir introduzir os dados do diagrama de cargas no PVSOL recorre-se ao Excel para criar um ficheiro “.CSV” com uma única coluna na qual se encontrem todos os valores registados pelo diagrama de cargas. Para fazer o *upload* desse ficheiro com os valores dos diagramas de cargas é necessário indicar o intervalo de tempo entre os valores registados, número de dias do ano, data do primeiro valor medido e unidade em que se encontram os valores registados. Neste caso, uma vez que o período correspondia a um ano comum, ou seja, com 365 dias, e os diagramas de cargas apresentam valores medidos em kW, com uma periodicidade de 15 em 15 minutos, então o ficheiro com os valores deverá possuir exatamente 35040 registos.

Cumprindo os requisitos acima fez-se o *upload* do ficheiro com os diagramas de cargas para o *software* PVSOL, conforme mostra a Figura 6.5.

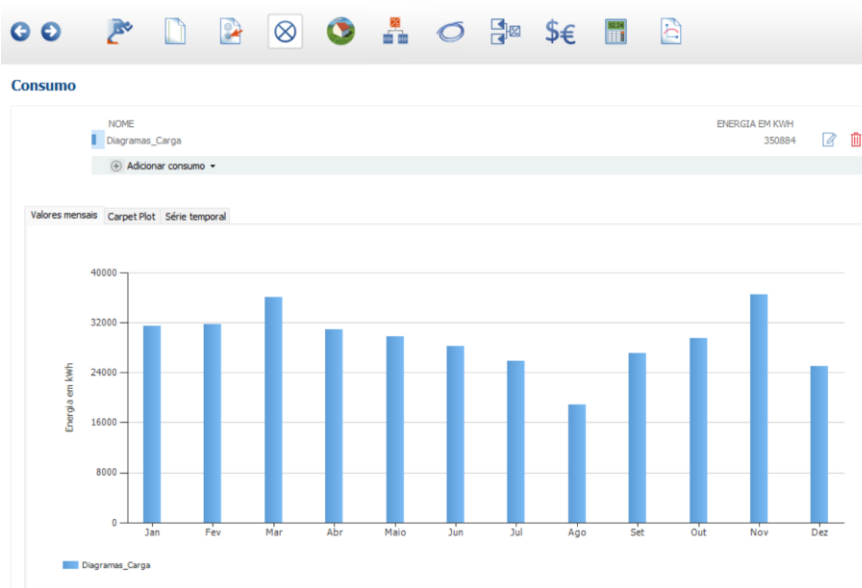
The image shows a software dialog box titled "Carregar e importar curva de carga". It contains the following fields and values:

- Nome: Diagramas\_Carga
- Comentário: (empty text area)
- Intervalo de tempo: 15 Min
- Quantidade de dias: 365
- Data inicial da curva de carga: 01/10/2021
- Quantidade de valores: 35040
- Unidade dos valores: kW
- Formato numérico arquivo: ####,##
- Formato da tabela no arquivo: Um valor por linha
- Arquivo: Diagramas\_Carga.csv

At the bottom of the dialog are buttons for help (question mark), OK, and Fechar (Close).

Figura 6.5 - Upload do Diagrama de Cargas para o software PVSOL.

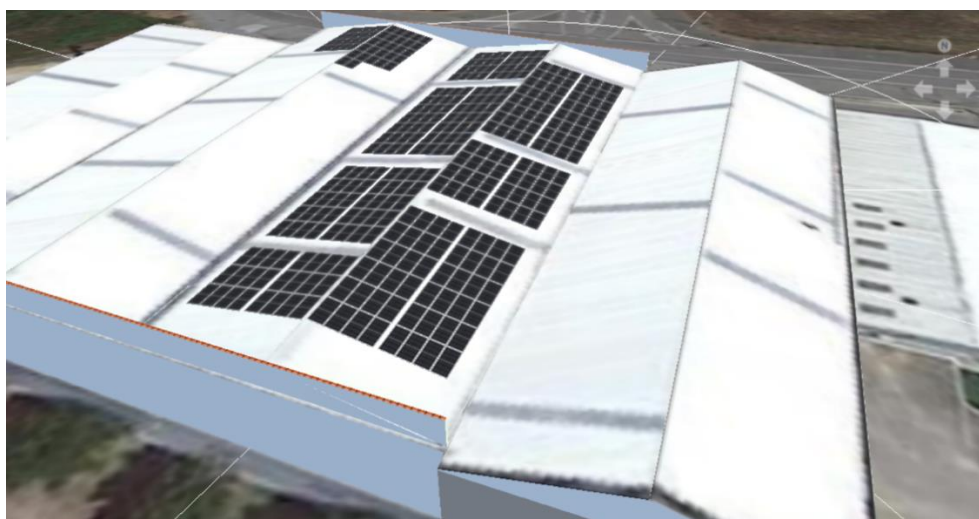
Após ser realizado o diagrama de cargas o *software* reconhece-os e mostra um gráfico dos valores de energia consumida em kWh em cada mês do ano, assim como o valor de consumo anual, conforme mostra a Figura 6.6.



**Figura 6.6** - Gráfico dos consumos mensais obtido através dos Diagramas de Cargas no PVSOL.

Tendo assim o perfil de consumos traçado, procede-se ao passo seguinte que corresponde à implantação dos painéis na cobertura. Primeiramente indica-se o local do projeto e faz-se o recorte do mapa com a imagem aérea obtida através de satélite.

A partir desta imagem satélite é construído o edifício em 3D com as ferramentas de modelação do PVSOL com o objetivo de recriar as características reais do local onde serão implantados os painéis fotovoltaicos, que neste caso é na cobertura das instalações. Após a criação do modelo 3D, coloca-se os painéis fotovoltaicos na cobertura, no caso tendo o cuidado de não sobrepor as translúcidas existentes na cobertura, conforme mostra a Figura 6.7 para este caso.



**Figura 6.7** - Edifício criado no PVSOL com a implantação dos módulos na cobertura.

Após finalizar a implantação é realizado o teste de frequência de sombreamento dos módulos, este teste permite verificar qual o fator de sombreamento sobre cada um dos módulos no caso de existência de objetos que possam fazer sombra próximos aos painéis.

O fator de sombreamento de cada painel é indicado em porcentagem e refere as quebras de produção anual de cada um, caso os valores de sombreamento ultrapassem os valores tolerados, poderá optar-se por realocar os painéis cujo sombreamento seja superior noutra local ou por removê-los para não prejudicar a produção dos restantes painéis que iriam compor a *string* de painéis.

No caso desta cobertura a maior preocupação são as muretas, que se encontram do lado sul e norte do edifício que escondem o telhado da vista a quem passa na estrada, o teste de sombreamento encontra-se representado na Figura 6.8.

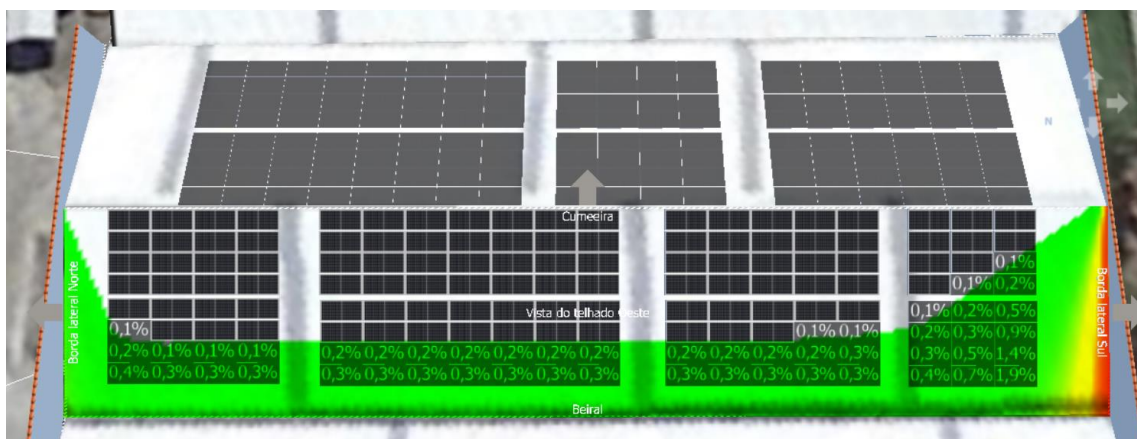


Figura 6.8 - Teste de Sombreamento realizado no PVSOL.

Para este projeto foi selecionado o painel fotovoltaico da marca Trina Solar e modelo TSM-450-DE17M de 450Wp que se encontrava disponível em *stock* no armazém da SunEnergy. Este módulo já se encontra na base de dados do *software* PVSOL, assim como muitos outros módulos de diversos fabricantes, assim como todas as características elétricas e mecânicas referentes a este módulo. As características elétricas deste módulo encontram-se resumidas na Tabela 6.3, e as informações completas encontram-se disponíveis no *datasheet* disponível no Anexo 1 - Projeto Elétrico Colorobbia.

**Tabela 6.3 - Características Elétricas do Painel Fotovoltaico Trina Solar TSM-450-DE17M**

<b>Características Elétricas do Painel Fotovoltaico Trina Solar TSM-450-DE17M</b>	
<b>P<sub>máx</sub></b>	450 W
<b>V<sub>mp</sub></b>	41 V
<b>I<sub>mpp</sub></b>	10,98 A
<b>V<sub>oc</sub></b>	49,6 V
<b>I<sub>sc</sub></b>	11,53 A
<b>Eficiência</b>	20,6 %

Tendo a implantação final dos painéis segue-se a seleção dos inversores, onde se indicam as marcas e modelos de inversores pretendidos, assim como a quantidade de inversores necessária. Para este projeto tendo em conta que se pretendia colocar uma potência nominal de 120kW, selecionou-se 2 inversores da marca Huawei Technologies e modelo SUN2000-60KTL-M0. As características deste inversor encontram-se resumidas na Tabela 6.4, e as informações completas no Anexo 1 - Projeto Elétrico Colorobbia.

**Tabela 6.4 - Características elétricas do Inversor Huawei SUN2000-60KTL-M0**

<b>Características elétricas do inversor Huawei SUN2000-60KTL-M0</b>	
<b>Tensão máxima de entrada</b>	1100 V
<b>Corrente máxima por MPPT</b>	22 A
<b>Corrente máxima de curto-circuito por MPPT</b>	30 A
<b>Faixa de tensão de operação do MPPT</b>	200 V – 1000 V
<b>Nº de MPPT's   Nº de entradas</b>	6   2
<b>Potência máxima de saída</b>	60 000 W

Posteriormente a essa seleção, deve ser feita a divisão dos módulos em várias *strings* que serão alocadas a diferentes entradas dos inversores, para isso devemos saber qual o número máximo e mínimo de módulos por *string*.

O número mínimo de módulos fotovoltaicos por *string* pode ser calculado através da equação 6.1.

$$N^{\circ} \text{ M\u00ednimo M\u00f3dulos por String} = \left( \frac{V_{min \text{ mppt}}}{V_{mpp} (T_{m\u00e1x} \text{ }^{\circ}\text{C})} \right) \quad (6.1)$$

Para determinar o número mínimo de módulos por string deve ser definida em função da tensão mínima de arranque do MPPT de cada inversor e da tensão mínima de funcionamento dos módulos que ocorre quando o módulo está sujeito à temperatura máxima.

No caso do inversor selecionado para este projeto a tensão mínima é de 200V.

No caso dos módulos utilizados neste projeto a faixa de temperaturas de funcionamento é entre os -40°C e os 85°C e o coeficiente de temperatura de -0,26%/°C para  $V_{oc}$ .

No verão, altura em que há um nível de radiação solar mais elevado, a temperatura dos módulos pode atingir valor de temperatura bastante elevados. Como os valores apresentados na ficha técnica do módulo são obtidos através de Condições Standard de Teste (STC) que são realizados a uma temperatura de 25°C é, portanto, necessário fazer a correção de 25° para 85°C. Para isso recorreu-se à equação 6.2.

$$Vmpp(Tmax \text{ } ^\circ C) = \left( 1 + \frac{\Delta T^\circ C \times \Delta (\% / ^\circ C)}{100} \right) \times Vmpp \quad (6.2)$$

Assim:

$$Vmpp(85^\circ C) = \left( 1 + \frac{(85-25) \times (-0,26)}{100} \right) \times 41 \cong 34,6 \text{ V} \quad (6.3)$$

Aplicando então na equação 6.1, tem-se que o número mínimo de módulos por *string* é:

$$N^\circ \text{ M\u00ednimo M\u00f3dulos por String} = \left( \frac{200}{34,6} \right) \approx 6 \text{ m\u00f3dulos} \quad (6.4)$$

Por outro lado, para verificar a quantidade máxima de módulos por *string* recorre-se à equação 6.5:

$$N^\circ \text{ M\u00e1ximo M\u00f3dulos por String} = \left( \frac{Vmax \text{ inversor}}{Voc (Tmin \text{ } ^\circ C)} \right) \quad (6.5)$$

No caso do inversor através da ficha técnica verifica-se que a tensão máxima são 1000V.

Por outro lado, para se obter o número máximo de módulos por *string*, deve ser tido em conta a tensão de circuito aberto à temperatura mínima. A temperatura mínima deve ser a menor entre a temperatura mais baixa registada no local do projeto e a tensão mínima de funcionamento do módulo fotovoltaico. No caso a temperatura mínima no local do projeto será considerada como  $-10^{\circ}\text{C}$  e será essa a que teremos em conta no cálculo, recorrendo à equação 6.6.

$$V_{oc}(T_{min} \text{ }^{\circ}\text{C}) = \left( 1 + \frac{\Delta T^{\circ}\text{C} \times \Delta (\%/\text{ }^{\circ}\text{C})}{100} \right) \times V_{oc} \quad (6.6)$$

Assim:

$$V_{oc}(-10 \text{ }^{\circ}\text{C}) = \left( 1 + \frac{(-10-25) \times (-0,26)}{100} \right) \times 49,6 \cong 54,11 \text{ V} \quad (6.7)$$

Aplicando então na equação 6.5, tem-se que o número máximo de módulos por *string* é:

$$N^{\circ} \text{ Máximo Módulos por String} = \left( \frac{1100}{54,11} \right) \approx 20 \text{ módulos} \quad (6.8)$$

Sabendo que as *strings* devem ser compostas por um número mínimo de 6 módulos e um número máximo de 20 módulos, deve-se verificar então qual o número de *strings* em paralelo é possível colocar por cada entrada MPPT em cada inversor.

Para determinar o número máximo de *strings* por entrada, deve verificar-se o valor máximo de corrente de entrada DC por cada MPPT ( $I_{\text{máx mppt}}$ ) que o inversor permite, assim como a corrente máxima de cada *string*, sendo esta definida pela corrente máxima do módulo utilizado ( $I_{\text{mpp}}$ ). O número máximo de *strings* pode ser obtido através da equação 6.9.

$$N^{\circ} \text{ Máximo de Strings} = \left( \frac{I_{\text{máx mppt}}}{I_{\text{mpp}}} \right) \quad (6.9)$$

No caso deste inversor a corrente máxima de entrada DC por MPPT é de 22 A, enquanto a corrente máxima do módulo utilizado é de 10,98 A.

Assim:

$$N^{\circ} \text{ Máximo de Strings} = \left( \frac{22}{10,98} \right) \approx 2 \text{ strings} \quad (6.10)$$

Tendo em conta estes valores, as *strings* projetadas encontram-se representadas na Figura 6.9.

The image shows two screenshots of the PVSOL software interface for configuring strings. The top screenshot is for 'INVERSOR 1' and the bottom for 'INVERSOR 2'. Both sections show a list of PMPs (PMP 1 to PMP 6) with their respective string counts, number of modules in series, and building names.

Inversor	PMP	String	Módulos em série	Edifício
INVERSOR 1	PMP 1	2 Strings x 18	Edifício 04-Água Leste	
	PMP 2	2 Strings x 18	Edifício 04-Água Leste	
	PMP 3	2 Strings x 19	Edifício 04-Água Oeste	
	PMP 4	2 Strings x 19	Edifício 04-Água Oeste	
	PMP 5	1 String x 14	Edifício 05-Água Leste	
	PMP 6	1 String x 13	Edifício 05-Água Leste	
INVERSOR 2	PMP 1	2 Strings x 18	Edifício 04-Água Leste	
	PMP 2	2 Strings x 18	Edifício 04-Água Leste	
	PMP 3	2 Strings x 19	Edifício 04-Água Oeste	
	PMP 4	2 Strings x 19	Edifício 04-Água Oeste	
	PMP 5	1 String x 20	Edifício 05-Água Oeste	
	PMP 6	0 Strings x 0	Edifício 04-Água Leste	

**Figura 6.9** - Configuração de Strings no PVSOL.

Depois de configurados os inversores, indica-se o valor associado às perdas nos cabos que, por norma, considera-se que no pior caso sejam de 3% para efeitos de simulação.

De seguida deve introduzir-se as tarifas de compra de energia e tarifa de venda de excedente de forma que o PVSOL tenha informação para calcular a análise financeira do projeto. Para isso foi considerado um valor de referência de 0,10 €/kWh para a tarifa de injeção na rede, enquanto na tarifa de compra se definiu os períodos Super Vazio, Vazio Normal, Pontas e Cheias e respetivos custos em €/kWh de acordo com a tarifa apresentada na fatura fornecida pelo cliente.

Na Figura 6.10 encontra-se representado a forma de definir os períodos da tarifa de consumo tetra-horária de acordo com a fatura de energia do cliente.

Quantidade de diferentes períodos de tarifas: 8

Super vazio (1) Vazio Normal (2) Cheias (3) Pontas (4) Super vazio (5) Vazio Normal (6) Cheias (7) Pontas (8)

A partir de (energia em kWh/ano)	Tarifa de energia em €/kWh
0,00	0,07339

Com uma tarifa da energia dependente do consumo  Tarifa em cascata  Tarifa por faixa

Quantidade de diferentes definições para períodos de tarifas: 3

Atribuição de períodos de tarifas

	Dom	Seg	Ter	Qua	Qui	Sex	Sab
Definição de períodos de tarifas	c	a	a	a	a	a	b

Definição de períodos de tarifas a

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Jan	2	1	1	1	1	2	3	3	4	4	4	3	3	3	3	3	3	4	4	4	3	3	3	3
Fev	2	1	1	1	1	2	3	3	4	4	4	3	3	3	3	3	3	4	4	4	3	3	3	3
Mar	2	1	1	1	1	2	3	3	4	4	4	3	3	3	3	3	3	4	4	4	3	3	3	3
Abr	6	6	5	5	5	6	7	7	8	8	8	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Mai	6	6	5	5	5	6	7	7	8	8	8	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Jun	6	6	5	5	5	6	7	7	8	8	8	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Jul	6	6	5	5	5	6	7	7	8	8	8	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Ago	6	6	5	5	5	6	7	7	8	8	8	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Set	6	6	5	5	5	6	7	7	8	8	8	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Out	2	1	1	1	1	2	3	3	4	4	4	3	3	3	3	3	3	4	4	4	3	3	3	3
Nov	2	1	1	1	1	2	3	3	4	4	4	3	3	3	3	3	3	4	4	4	3	3	3	3
Dez	2	1	1	1	1	2	3	3	4	4	4	3	3	3	3	3	3	4	4	4	3	3	3	3

Figura 6.10 - Definição dos períodos de consumo Tetra-horário no PVSOL.

Por fim, através da simulação realizada pelo PVSOL obteve-se uma estimativa de autoconsumo anual de 207 362 kWh/Ano, dos quais 108 374 kWh/Ano correspondem à estimativa de consumo direto da produção fotovoltaica sendo o restante injetado na rede elétrica. Isto permitirá à Colorobbia um autoconsumo a rondar os 52,3% e o nível de autonomia de cerca de 30,9%. Estes valores foram obtidos através da secção de previsão de rendimento do relatório do PVSOL para esta simulação, tal como mostra a Figura 6.11.

## Previsão de rendimento

### Previsão de rendimento

Potência do gerador fotovoltaico	154,35 kWp
Rendimento anual específico	1 343,31 kWh/kWp
Desempenho do sistema (PR)	85,72 %
Diminuição do rendimento por sombreamento	1,3 %
Energia do gerador fotovoltaico (rede c.a.)	207 362 kWh/Ano
Autoconsumo	108 374 kWh/Ano
Limitação no ponto de injeção	0 kWh/Ano
Injeção na rede	98 988 kWh/Ano
Autoconsumo	52,3 %
Emissões de CO <sub>2</sub> evitadas	97 450 kg/ano
Nível de autonomia	30,9 %

Figura 6.11 - Previsão de rendimento do sistema fotovoltaico da Colorobbia.

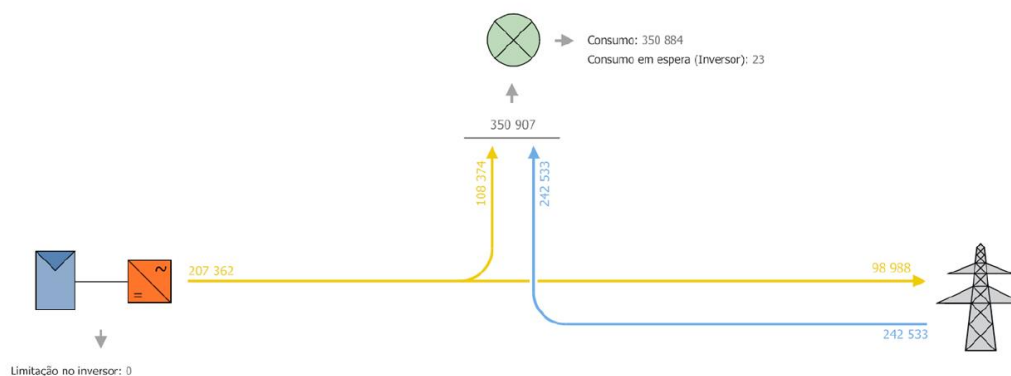
O autoconsumo reflete a percentagem da energia que é produzida pelo sistema fotovoltaico que é consumida pelo cliente, enquanto a autonomia diz respeito à independência em relação à rede elétrica, ou seja, a percentagem de energia que será consumida através da produção fotovoltaica e que de outra forma seria consumida a partir da rede elétrica.

Se aumentarmos a potência instalada desta instalação esse aumento iria refletir-se no sentido de diminuir a energia autoconsumida e aumentar a autonomia da rede. Se pelo contrário, diminuirmos a potência instalada, o autoconsumo iria aumentar e a autonomia da rede diminuiria.

Também o indicador da redução de emissões de CO<sub>2</sub> poderá ser um indicador interessante principalmente para empresas que sejam grandes consumidoras de energia. No caso do investimento neste sistema fotovoltaico a Colorobbia conseguirá reduzir as suas emissões de CO<sub>2</sub> em cerca de 97 450 kg/ano reduzindo assim a sua pegada ambiental.

Por norma através do custo da proposta e dos valores das tarifas de compra e de venda de energia é apresentada uma análise financeira elaborada pelo PVSOL que inclui a taxa interna de retorno, tempo de amortização do investimento e custos de geração de energia em €/kWh. Contudo aqui não será feita esta análise uma vez que não se pretende divulgar os custos de projeto para o cliente salvaguardando assim a sua privacidade.

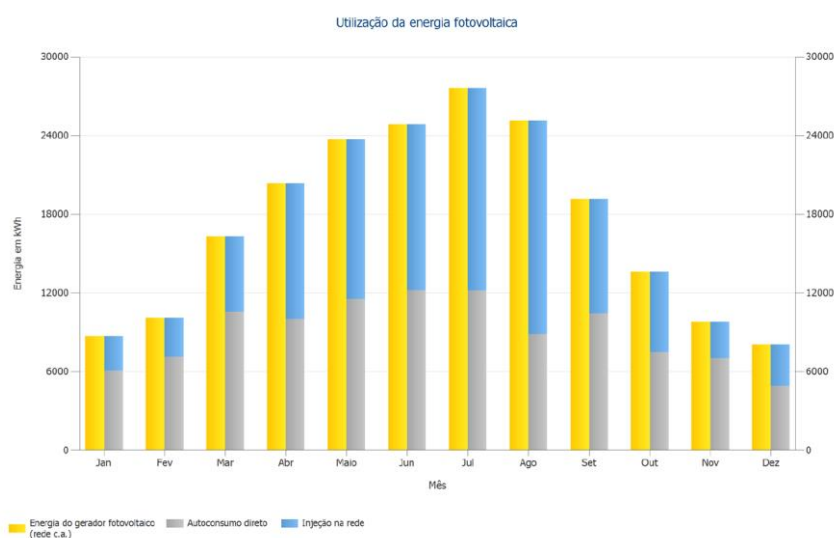
Através do relatório do PVSOL também é possível encontrar um fluxograma de energia tal como mostra a Figura 6.12.



**Figura 6.12** - Fluxograma de energia gerado no PVSOL para a instalação da Colorobbia.

O fluxograma de energia permite ilustrar a quantidade de energia produzida pelo inversor que se divide em energia consumida e em energia injetada na rede de acordo com a simulação realizada com base nos diagramas de cargas fornecidos. De forma idêntica é possível ver o fluxo de energia que é importado da rede para satisfazer as restantes necessidades de consumo.

A informação da energia no fluxograma da energia é realizada com base na estimativa global de produção anual, por sua vez o PVSOL permite gerar um outro gráfico com as estimativas de produção em cada um dos meses do ano conforme mostra Figura 6.13.



**Figura 6.13 - Gráfico de produção e utilização da energia fotovoltaica.**

Analisando o gráfico da Figura 6.13 é possível ter uma estimativa mensal da energia produzida por este sistema fotovoltaico e a respetiva energia que será diretamente aproveitada para suprimir as necessidades da rede e ter ainda uma noção da quantidade de energia produzida em excesso que será injetada na rede elétrica.

Por outro lado, existe um outro gráfico gerado também pelo PVSOL que permite analisar a cobertura dos consumos mensais pela produção fotovoltaica e a cobertura da energia da rede conforme mostra a Figura 6.14.

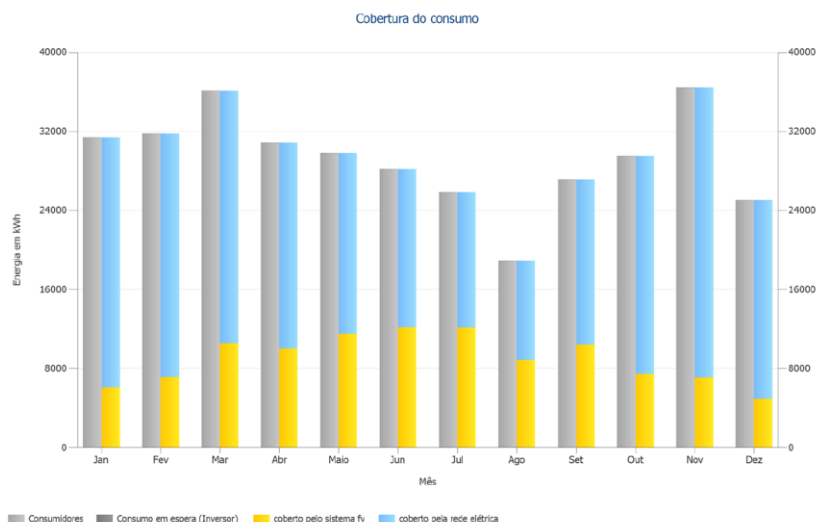


Figura 6.14 - Cobertura dos consumos da instalação fotovoltaica da Colorobbia.

## Cabos e Proteções

No que diz respeito aos cabos e proteções será necessário dimensionar as secções dos cabos DC, que interligam os módulos fotovoltaicos aos inversores, e também para os cabos AC, que interligam o inversor com a instalação elétrica do edifício. Além das secções de cabo a utilizar é também necessário dimensionar a aparelhagem de corte adequada para cada um dos quadros, quadro DC e quadro AC.

Para dimensionamento da secção de cabo DC a utilizar neste caso recorre-se à equação (6.11).

$$S = \frac{2 \times L \times I}{\gamma \times \Delta U} \quad (6.11)$$

Onde:

S – Secção do cabo (mm<sup>2</sup>);

L – Comprimento do cabo (m);

I – Corrente máxima que percorre o cabo (A);

$\gamma$  – Condutividade do condutor (m/Ωmm<sup>2</sup>);

$\Delta U$  – Queda de tensão admissível (V).

A corrente máxima que o cabo deve suportar será definida através da corrente de curto-circuito do módulo em condições STC com um sobredimensionamento de 25%, conforme mostra a equação (6.12).

$$I_{max} = 1,25 \times I_{cc} \quad (6.12)$$

Aplicando a equação (6.12), obtém-se que a corrente máxima que o cabo deverá suportar é:

$$I_{max} = 1,25 \times 11,53 = 14,41 \text{ A} \quad (6.13)$$

De seguida apresenta-se o cálculo do valor máximo de tensão da string com maior número de módulos, conforme a equação (6.14), e a respetiva queda máxima de tensão, definindo que o valor máximo de queda de tensão não deve ser superior a 1%, conforme a equação (6.15).

$$V_{m\acute{a}x} = N^{\circ} \text{ de M\acute{o}dulos} \times V_{mpp} \quad (6.14)$$

$$\Delta U = 1\% \times V_{m\acute{a}x} \quad (6.15)$$

Analisando as características do painel escolhido para este projeto será tido em conta uma tensão de 41V que é a tensão máxima do painel para o ponto de potência máxima em condições STC, assim conseguimos determinar o valor máximo de tensão da maior string e o respetivo valor para a queda tensão máxima.

Recorrendo à equação (6.14) temos que a tensão máxima na string de 20 módulos é:

$$V_{m\acute{a}x} = 20 \times 41 = 820 \text{ V} \quad (6.16)$$

E, portanto, a queda de tensão máxima, em V, será:

$$\Delta U = 1\% \times 820 = 8,2 \text{ V} \quad (6.17)$$

Para a distância de cabos, utilizou-se para o cálculo a distância máxima entre painéis e inversor que é cerca de 75 metros.

Aplicando então na equação 6.11, tem se que a secção de cabo DC a utilizar é:

$$S = \frac{2 \times 75 \times 14,41}{45,5 \times 8,2} \cong 5,79 \text{ mm}^2 \quad (6.18)$$

Conclui-se, portanto, que a seção normalizada mais indicada de cabo solar a utilizar nas strings deste projeto será de  $6\text{mm}^2$ .

Avançando para o dimensionamento do lado AC, será agora apresentado o dimensionamento da cablagem que liga o inversor ao quadro fotovoltaico e respectivas proteções individuais de cada inversor. O dimensionamento da seção de cabo a utilizar deve verificar o critério de aquecimento e o critério da queda de tensão, assim como verificar a coordenação dos aparelhos de corte contra sobrecargas para as correntes estipuladas e correntes admissíveis pelas cablagens.

Como se pretende calcular a seção do cabo entre cada inversor e o quadro AC fotovoltaico, então a corrente de serviço corresponderá à corrente de saída máxima do inversor, logo a corrente de serviço deste cabo será de  $95,3\text{A}$ .

A distância do inversor ao quadro é de cerca de 5 metros e o método de instalação a considerar será a instalação de cabos multicondutores em caminhos de cabos perfurados, referente ao modo de instalação com a referência 13 do quadro 52-H das RTIEBT, conforme mostra a Figura 6.15.

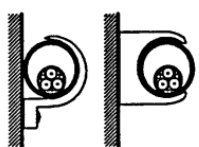
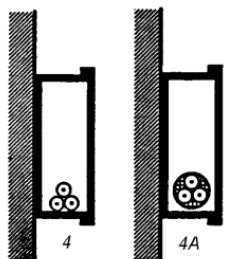

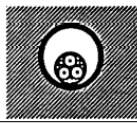
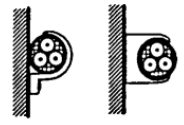

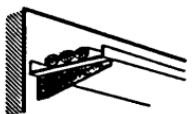
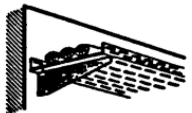
Exemplo	Designação	Ref <sup>o</sup>	Método de ref <sup>(1)</sup>
1	2	3	4
	Cabos mono ou multicondutores em condutas circulares (tubos) montadas à vista	3A	(em estudo)
	Condutores isolados em condutas não circulares montadas à vista  Cabos mono ou multicondutores em condutas não circulares montadas à vista	4  4A	B2  (em estudo)
	Condutores isolados em condutas circulares (tubos) embebidas nos elementos da construção, em alvenaria	5	B
	Cabos mono ou multicondutores em condutas circulares (tubos) embebidas nos elementos da construção, em alvenaria	5A	(em estudo)
	Cabos mono ou multicondutores (com ou sem armadura) fixados às paredes	11	C
	Cabos mono ou multicondutores (com ou sem armadura) fixados aos tectos	11A	C [3]
	Cabos mono ou multicondutores (com ou sem armadura) em caminhos de cabos não perfurados	12	C [2] <sup>(3)</sup>
	Cabos mono ou multicondutores (com ou sem armadura) em caminhos de cabos perfurados	13	E ou F [4] <sup>(3)</sup>

Figura 6.15 - Modos de instalação, Quadro 52H (Diário da República, 2006).

Conforme se pode verificar na Figura 6.15, para o modo de instalação utilizado podemos considerar método de referência E. Consultando a tabela da Figura 6.16 consegue-se o valor de  $I_z$  e respetiva secção de cabo necessário selecionando a primeira secção que satisfaça a condição  $I_z > I_b$ .

QUADRO 52-C11

Correntes admissíveis, em amperes, para os métodos de referência E, F e G

(de acordo com o quadro 52H)

Condutores isolados a polietileno reticulado (XLPE) ou etileno-propileno (EPR), para:

- Cobre
- Temperatura da alma condutora: 90°C
- Temperatura ambiente: 30°C

Secção nominal dos condutores (mm <sup>2</sup> )	Cabos multicondutores		Cabos monocondutores				
	Dois condutores carregados <sup>(1)</sup>	Três condutores carregados <sup>(1)</sup>	Dois condutores carregados	Três condutores carregados em triângulo	Três condutores carregados em esteira		
					Sem afastamento <sup>(2)</sup>	Com afastamento <sup>(2)</sup>	
Mét. ref. ⇒	E	E	F	F	F	G	G
Coluna. ⇒	1	2	3	4	5	6	7
1,5	26	23	-	-	-	-	-
2,5	36	32	-	-	-	-	-
4	49	42	-	-	-	-	-
6	63	54	-	-	-	-	-
10	86	75	-	-	-	-	-
16	115	100	-	-	-	-	-
25	149	127	161	135	141	182	161
35	185	158	200	169	176	226	201
50	225	192	242	207	216	275	246
70	289	246	310	268	279	353	318
95	352	298	377	328	342	430	389
120	410	346	437	383	400	500	454
150	473	399	504	444	464	577	527
185	542	456	575	510	533	661	605
240	641	538	679	607	634	781	719
300	741	621	783	703	736	902	833
400	-	-	940	823	868	1 085	1 008
500	-	-	1 083	946	998	1 253	1 169
630	-	-	1 254	1 088	1 151	1 454	1 362

(1) - Para S ≤ 16 mm<sup>2</sup>, admittis-se que os condutores eram de secção circular e para S > 16 mm<sup>2</sup>, de secção sectorial (aplicáv el também a condutores de secção circular).

(2) - Afastamento não inferior ao diâmetro exterior do cabo monocondutor (De).

Figura 6.16 - Correntes admissíveis para os métodos E, F, G segundo o Quadro 52-C11 (Diário da República, 2006).

Tendo em conta um cabo multicondutor de cobre, com revestimento em XLPE, com três condutores carregados, a primeira secção a considerar é de 16 mm<sup>2</sup> correspondendo a uma corrente admissível de 100 A.

Relativamente aos fatores de correção para determinar a correção da corrente admissível na canalização os fatores de correção por agrupamento de circuitos ou cabos multicondutores encontra-se na Figura 6.17.

QUADRO 52-E1

**Factores de correcção para agrupamento de cabos de diversos circuitos ou de vários cabos multicondutores, instalados ao ar, lado a lado, em camada simples**

(a aplicar aos valores dos quadros 52-C1 a 52-C14)

Ref <sup>a</sup>	Disposição dos cabos	Factor de correcção												Quadros e métodos de referência
		N.º de circuitos ou de cabos multicondutores												
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16	20	
1	Encastrados ou embebidos em elementos da construção	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	52-C1 a 52-C14 A a F
2	Sobre as paredes ou pisos ou sobre caminhos de cabos não perfurados	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70	O factor de correcção não diminui a partir de 9 cabos	52-C1 a 52-C6 C		
3	Nos tectos	0,95	0,81	0,72	0,68	0,66	0,64	0,63	0,62	0,61				
4	Em canalizações sobre caminhos de cabos, horizontais perfurados ou verticais	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72		52-C7 a 52-C12 E, F		
5	Sobre escadas (para cabos), consola, etc.	1,00	0,87	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78				

**Figura 6.17 - Fatores de Correção por agrupamento de circuitos ou de cabos multicondutores, Quadro 52-E1 (Diário da República, 2006).**

Conforme mostra a Figura 6.17 para esta instalação o fator de correção a adotar será de acordo com a referência 4 do Quadro 52-E1, que corresponde a um fator de correção de 0,88 por agrupamento da cablagem dos dois inversores na mesma canalização.

Reunindo a informação necessária, procede-se à seleção da secção de cabo de modo que se verifique que a corrente admissível após aplicar o fator de correção seja superior à corrente de serviço. Caso a primeira secção selecionada através do quadro 52-C11, da Figura 6.16, não garanta a condição  $I_z \text{ corrigido} > I_b$  repete-se o processo para até que se valide essa condição.

$$1^{\text{a}} \text{ Secção: } 16 \text{ mm}^2 \quad I_z = 100 \text{ A} \quad I_z \text{ corrigido} = 100 \times 0,88 = 88 \text{ A}$$

$$2^{\text{a}} \text{ Secção: } 25 \text{ mm}^2 \quad I_z = 127 \text{ A} \quad I_z \text{ corrigido} = 127 \times 0,88 = 111,76 \text{ A}$$

Assim, verifica-se que é cumprido o critério de aquecimento com a secção de 25 mm<sup>2</sup> para um  $I_z$  corrigido de 111,76 A, conforme mostra a condição da equação (6.19).

$$I_b = 95,3 \text{ A} \leq I_z \text{ corrigido} = 111,76 \text{ A} \quad (6.19)$$

Conclui-se que a interligação de cada inversor ao quadro AC fotovoltaico poderá ser feita utilizando um cabo RV-K 5G25 mm<sup>2</sup>, que é um cabo de cobre flexível com 5 condutores com secção de 25mm<sup>2</sup>.

Após verificar o dimensionamento do cabo a utilizar pelo critério de aquecimento procede-se à verificação do critério de queda de tensão através do critério de queda de tensão, através da equação 6.20 e da equação 6.21 que permite verificar a queda de tensão percentual máxima para comparar com o valor proposto de queda de tensão de 1%.

$$V = b \times \left[ \frac{\rho \times L \times \cos \varphi}{s} + \lambda \times L \times \sin \varphi \right] \times I_b \quad (6.20)$$

$$\Delta U = \frac{100 \times V}{V_{fase-neutro}} \quad (6.21)$$

Onde:

V é a queda de tensão (V);

$\Delta U$  é a queda de tensão (%);

$V_{fase-neutro}$  é a tensão entre fase e neutro (V);

P resistividade dos condutores à temperatura de serviço normal (Cobre - 0,0225  $\Omega\text{mm}^2/\text{m}$ ; Alumínio - 0,0225  $\Omega\text{mm}^2/\text{m}$ );

$\lambda$  Reatância linear dos condutores (0,00008  $\Omega/\text{m}$ );

$\cos \varphi$  é o fator de potência;

L é o comprimento do cabo (m);

$I_b$  é a corrente de serviço do circuito (A);

b é um coeficiente de valor 1 para circuitos trifásicos e valor 2 para circuitos monofásicos.

Aplicando o critério através das equações 6.20 e 6.21, considerando o fator de potência de 1, tem-se que:

$$V = 1 \times \left[ \frac{0,0225 \times 5 \times 1}{25} + 0,00008 \times 5 \times 0 \right] \times 95,3 \cong 0,43 \text{ V} \quad (6.22)$$

$$\Delta U = \frac{100 \times 0,43}{230} \approx 0,17\% \quad (6.23)$$

A secção de 25 mm<sup>2</sup> verifica também o critério de queda de tensão máxima que havia sido definido para 1%.

De seguida é feita a verificação da coordenação entre condutores e dispositivos de proteção, para isso é possível interligar o critério de aquecimento com as proteções contra sobrecargas, conforme mostrado na Figura 6.18.

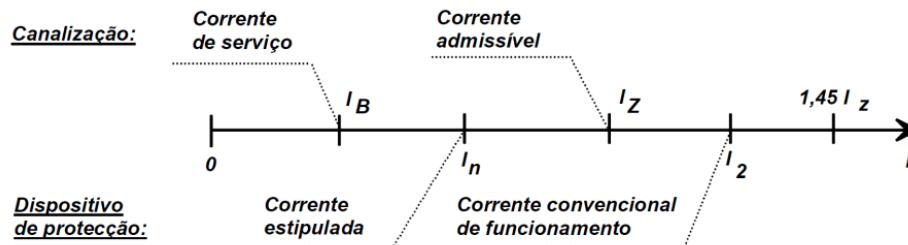


Figura 6.18 – Diagrama de condições para cálculo de canalizações e proteções.

Assim, a verificação da coordenação entre condutores e dispositivos de proteção é realizada partir das condições apresentadas nas equações 6.24 e 6.25.

$$I_b \leq I_n \leq I_z \text{ corrigido} \quad (6.24)$$

$$I_2 \leq 1,45 \times I_z \text{ corrigido} \quad (6.25)$$

Onde:

$I_b$  é a corrente de serviço na canalização (A);

$I_n$  é a corrente nominal do dispositivo (A);

$I_z$  é a corrente máxima admissível na canalização (A);

$I_2$  é a corrente máxima convencional de funcionamento do aparelho de proteção (A).

Através da Tabela 6.5 é possível encontrar alguns valores padrão de correntes de disjuntores que se encontram no mercado.

**Tabela 6.5** – Tabela resumo de correntes de serviço de disjuntores e respetiva corrente máxima.

Disjuntores		
In	Inf	I2
10	1,45	15
16	1,45	23
20	1,45	29
25	1,45	36
32	1,45	46
40	1,45	58
50	1,45	73
63	1,45	91
80	1,45	116
100	1,45	145
125	1,45	181
160	1,3	208
200	1,3	260
250	1,3	325
315	1,3	410
400	1,3	520
500	1,3	650
630	1,3	819
800	1,3	1040
1000	1,3	1300
1250	1,3	1625
1600	1,3	2080
2000	1,3	2600

Neste caso, tem-se que:

$$I_b = 95,3A \leq I_n = 100A \leq I_z \text{ corrigido} = 111,76A \quad (6.24)$$

$$I_2 \leq 162,05A \quad (6.25)$$

Conforme verificado o disjuntor de 100A valida o critério de aquecimento em coordenação com a seletividade de dispositivos de proteção, sendo este o disjuntor a aplicar a cada um dos inversores propostos.

Com o dimensionamento dos cabos que interligam cada um dos inversores ao Quadro AC Fotovoltaico e respetivas proteções, avançamos para o dimensionamento do cabo que liga o Quadro AC Fotovoltaico ao quadro AC do cliente.

A corrente que percorrerá este cabo será a soma das correntes máximas dos inversores, pelo que a corrente de serviço deste cabo será de 190,6 A.

Uma vez que o quadro do cliente se encontrava próximo ao Quadro AC Fotovoltaico a distância máxima de cabo necessária foi 10 metros, neste caso também foram utilizados cabos multicondutores em caminhos de cabos perfurados, referente ao modo de instalação com a referência 13 do quadro 52-H das RTIEBT.

Recorrendo ao Quadro 52-C11 das RTIEBT, a primeira secção considerada foi de 50 mm<sup>2</sup> que possui uma corrente admissível de 192A, no entanto como essa corrente admissível é muito próxima da corrente de serviço optou-se por subir a secção para 70mm<sup>2</sup> que possui uma corrente admissível  $I_z=246A$ . Neste troço não foi considerado nenhum fator de correção.

Como a corrente admissível é superior à corrente de serviço então fica validado o critério de aquecimento, seguindo-se então a verificação do critério da queda de tensão estabelecendo que a queda máxima de tensão seja inferior a 1%, para essa verificação recorreu-se novamente à equação (6.20) e (6.21), apresentada anteriormente.

$$V = 1 \times \left[ \frac{0,0225 \times 10 \times 1}{70} + 0,00008 \times 10 \times 0 \right] \times 190,6 \cong 0,86 V \quad (6.26)$$

$$\Delta U = \frac{100 \times 0,86}{230} \approx 0,38\% \quad (6.27)$$

Conforme mostra o cálculo apresentado na equação (6.27), o critério de queda de tensão também se encontra validado, prosseguindo-se assim para a seleção do disjuntor de proteção adequado. Para este caso:

$$I_b = 190,6A \leq I_n = 200A \leq I_z \text{ corrigido} = 246A \quad (6.28)$$

$$I_2 \leq 356,7A \quad (6.29)$$

Verifica-se também que o disjuntor de 200A valida o critério de aquecimento em coordenação com a seletividade de dispositivos de proteção, sendo este o disjuntor a aplicar.

Como forma de resumo o dimensionamento deste projeto irá implicar, no que diz respeito ao cabo de ligação DC, entre painéis e inversor, um cabo de 6mm<sup>2</sup>.

O quadro de proteção DC utiliza fusíveis DC com uma tensão nominal de 1000 V<sub>DC</sub>.

O quadro de proteção AC, à saída dos inversores, cujo esquema se encontra representado na Figura 6.19, é composto por:

- 1x Descarregador de sobretensões trifásico;
- 2x Interruptores Diferencial de 4P, Tipo A, 100A, 300mA;
- 2x Disjuntores 4P, 100A, Curva C;
- 1x Quadro Classe II, IP44.

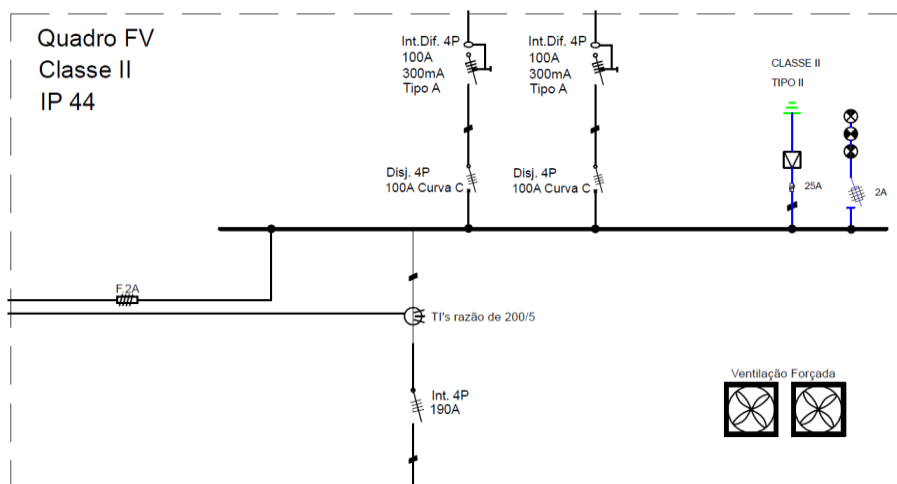


Figura 6.19 - Esquema do Quadro FV onde se encontram as proteções AC à saída do inversor.

Na Tabela 6.6 encontra-se resumido o resultado do dimensionamento dos componentes do quadro da Figura 6.19.

**Tabela 6.6** - Tabela resumo do dimensionamento das proteções usadas entre o inversor e o quadro QFV.

Tipo de corrente	Tensão	Carga	Fator de potência	Comprimento da linha	Método de ref.	Temperatura ambiente	Alma do condutor	Isolamento
Trifásico	400 V	60 kVA	1	5 metros	13	30°C	Cobre	XLPE (RVK)
Circuitos	Secção de fase	Secção de neutro	Secção de terra	Corrente de serviço	IZ máx	Queda de tensão	Tensão em carga	Disjuntor
1	35mm	35 mm	16 mm	95,3A	111,76A	0,43V	399.57V	100

Para ligação do quadro FV ao quadro elétrico onde será feita a injeção da energia produzida pelo sistema fotovoltaico, será alocado um interruptor no quadro FV e um disjuntor no quadro de injeção de acordo com o dimensionamento apresentado na Tabela 6.7.

**Tabela 6.7** - Tabela resumo do dimensionamento das proteções usadas entre o QFV e o QE/QG.

Tipo de corrente	Tensão	Carga	Fator de potência	Comprimento da linha	Método de ref.	Temperatura ambiente	Alma do condutor	Isolamento
Trifásico	400 V	120 kVA	1	10 metros	13	30°C	Cobre	XLPE (RVK)
Circuitos	Secção de fase	Secção de neutro	Secção de terra	Corrente de serviço	IZ máx	Queda de tensão	Tensão em carga	Disjuntor
1	70mm	70 mm	35 mm	190,6A	246A	0,86V	399,14V	200

Na Figura 6.20 encontra-se representado o esquema unifilar de todo este sistema fotovoltaico.

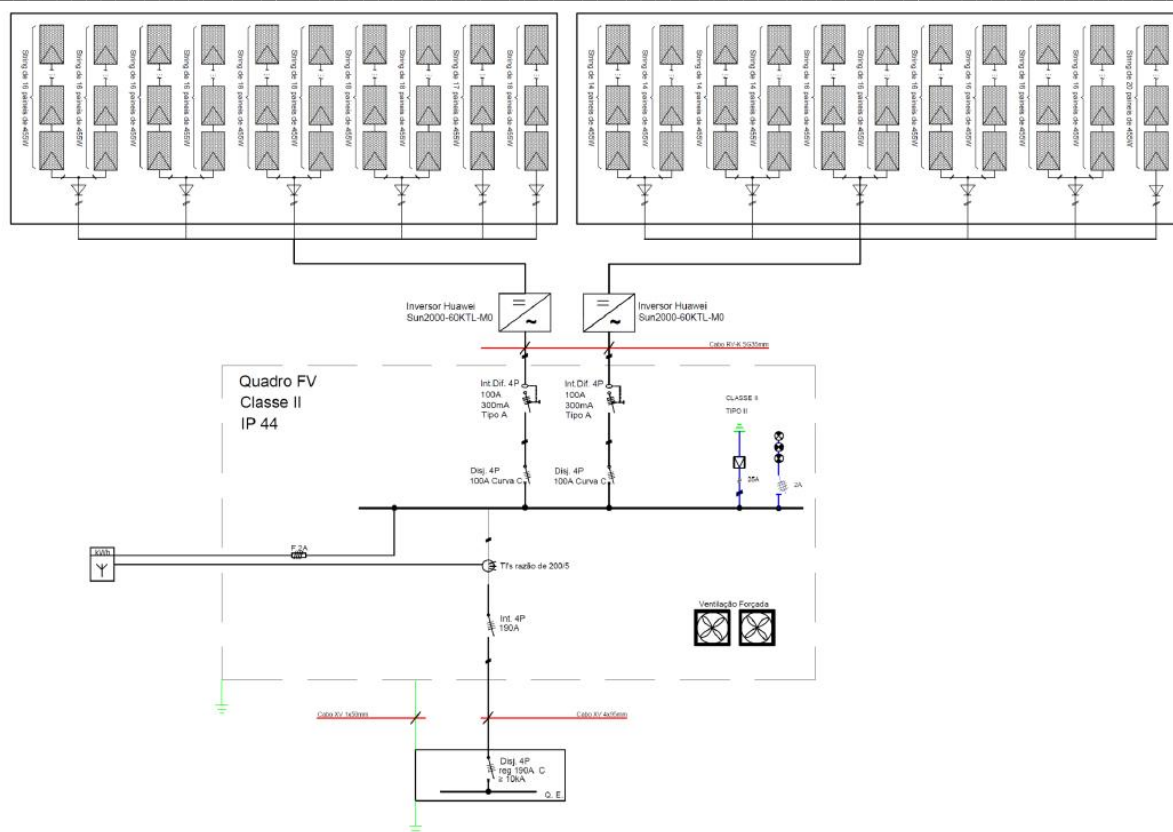
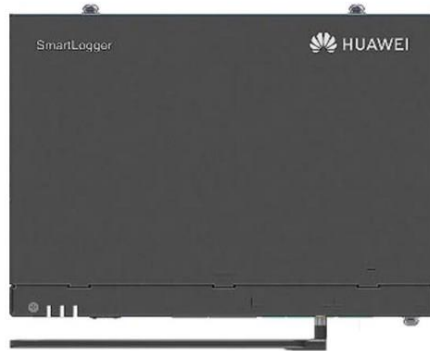


Figura 6.20 - Esquema unifilar do projeto Colorobbia.

### Sistema de Monitorização

O sistema de monitorização desta instalação fotovoltaica é composto por um Huawei Smart Logger 3000A e um *Meter* Trifásico da Chint.

O Smart Logger 3000A, representado na Figura 6.21 , é um equipamento que serve para fazer a monitorização do sistema fotovoltaico e enviar informações sobre a produção fotovoltaica para o site FusionSolar, que é a plataforma de monitorização da Huawei. Este deve ser obrigatoriamente utilizado quando se pretendem fazer a gestão de mais de 10 inversores, para casos em que o ramal de ligação possui uma secção superior a 150mm<sup>2</sup>, quando se pretende utilizar sensores ambientais ou quando se pretende gerir a injeção zero em instalações com mais do que um inversor.



**Figura 6.21** - Sistema de monitorização Huawei Smart Logger 3000A.

De modo a permitir a visualização dos consumos da empresa e a quantidade de energia consumida da rede é utilizado um *meter*, que é um medidor de energia. Neste caso foi utilizado o medidor compatível com os inversores Huawei, no caso o Smart Power Sensor que é um *meter* da Chint modelo DTSUH666-H conforme se mostra na Figura 6.22.



**Figura 6.22** - Meter Chint modelo DTSUH666-H.

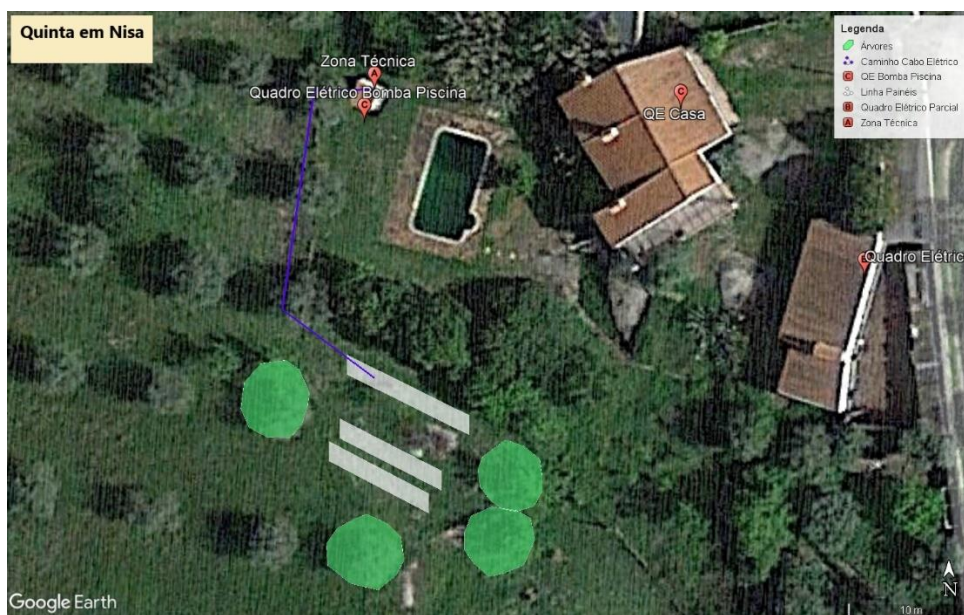
### 6.1.1 Sistemas Híbridos

O caso aqui apresentado trata-se de um dimensionamento de um sistema fotovoltaico com ligação à rede e com armazenamento de energia em baterias.

Este projeto foi implementado numa quinta de um cliente particular, localizada em Nisa, no distrito de Portalegre.

Após o contacto do cliente, foi realizada uma visita técnica ao local para conhecer as características do local do projeto, assim como o pretendido pelo cliente.

Na Figura 6.23 encontram-se algumas notas recolhidas sobre o local durante a visita técnica, entre essas informações encontra-se definido o local para zona técnica, que é uma pequena casa que aloja a bomba da piscina e que já possui um quadro elétrico parcial, assim como a zona proposta para passagem de cabos até ao local no terreno definido para a colocação dos módulos.



**Figura 6.23** - Imagem aérea do local de projeto com indicações de zona técnica, passagem de cabos e obstáculos.

O local escolhido para a implantação deste projeto fotovoltaico foi um espaço no terreno que, por ser uma zona com algumas rochas, não seria viável para cultivo rentabilizando assim este espaço não utilizado. A estrutura utilizada neste projeto foi o Solarbloc, tendo o cliente preparado o terreno aplicando uma manta geotêxtil que impede a germinação de ervas e coberto com gravilha de forma a nivelar a zona do terreno destinada aos painéis.

O estudo foi feito com base em duas faturas cedidas pelo cliente, sendo conhecidos os consumos entre março e abril. Com base nessas faturas multiplicou-se o valor médio das faturas por 12 meses de forma a obter uma estimativa do consumo anual do cliente. A Tabela 6.8 resume as principais informações obtidas através das faturas disponibilizadas.

**Tabela 6.8 – Informações obtidas através da análise das faturas do cliente.**

Informações obtidas através da fatura do cliente	
<b>CPE</b>	PT XXXX XXXX XXXX XXXX XX
<b>Nível de tensão</b>	BTE
<b>Tipo de tarifa</b>	Simplex
<b>Potência contratada</b>	6,9 kVA
<b>Consumo mês de março</b>	819 kWh
<b>Consumo mês de abril</b>	560 kWh

Tendo em conta os consumos do mês de março e abril obtém-se um consumo médio de 689,5 kWh, sendo que anualmente obtemos uma estimativa de consumo de 8274 kWh.

Sendo esta uma instalação monofásica a SunEnergy dispõe já de alguns *kits* de autoconsumo com armazenamento a pensar em instalações monofásicas. Neste caso o cliente já havia demonstrado interesse no *kit* de 16 painéis com armazenamento com o objetivo de diminuir a sua dependência da rede elétrica. Na Figura 6.24 encontram-se as principais características dos kits de autoconsumo com armazenamento para instalações monofásicas disponíveis no site da SunEnergy.



**Figura 6.24 - Kits de autoconsumo com armazenamento fotovoltaico (Sunenergy, 2023).**

Habitualmente para escolher o Kit que mais se adequa às necessidades de cada cliente é utilizada uma ferramenta online que é o PVGIS, através da qual é possível obter uma estimativa de produção ao indicarmos as coordenadas do local, potência instalada do projeto, inclinação e orientação dos módulos e as perdas associadas ao sistema. Neste caso, como o cliente solicitou um *kit* de 16 painéis com

armazenamento, sendo este um kit personalizado de acordo com o interesse do cliente. Foi realizada a simulação no PVGIS a fim de verificar se este kit seria o mais adequado para as necessidades energéticas desta instalação, o estudo de produção realizado no PVGIS é apresentado na Figura 6.25.

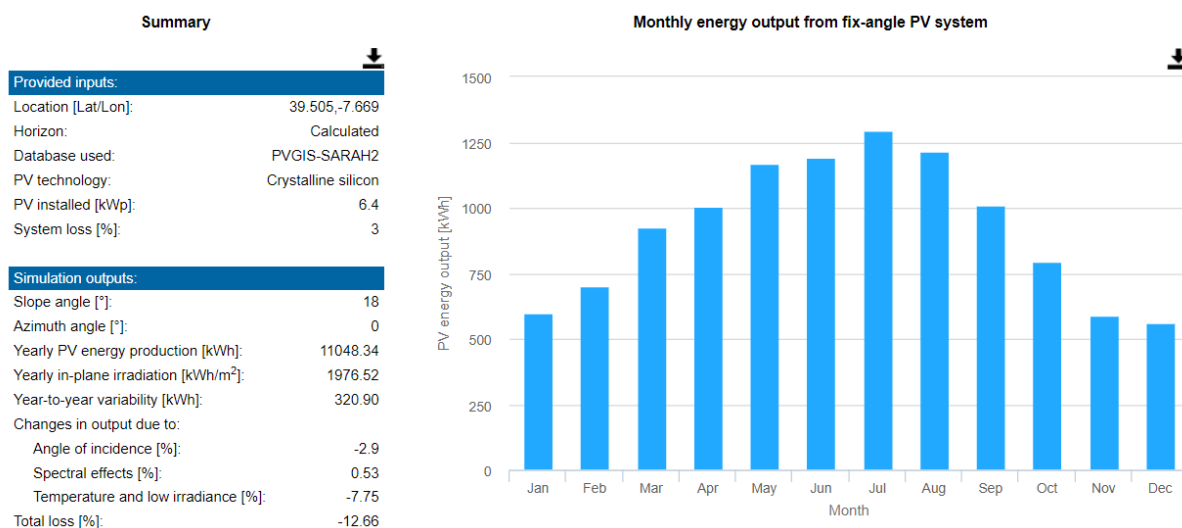
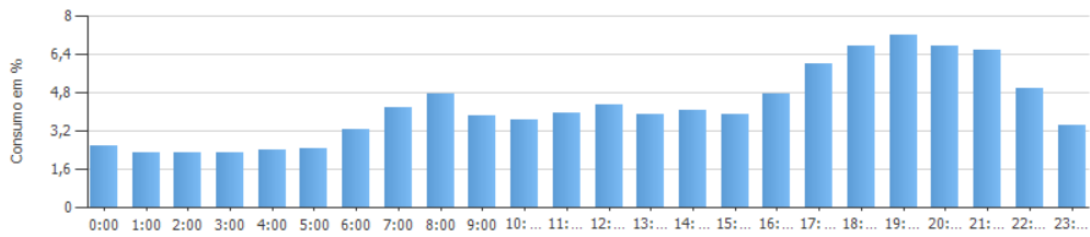


Figura 6.25 - Resultados da simulação de produção com 16 módulos de 400Wp na ferramenta PVGIS.

Segundo a simulação feita no PVGIS, o kit de 16 módulos de 400Wp, que perfaz uma potência instalada de 6,4 kWp, teria uma produção anual estimada de cerca de 11048 kWh. Analisando os consumos das faturas disponibilizadas e comparando os consumos com as estimativas mensais de produção em março e abril verifica-se que o sistema iria produzir mais do que o consumo apresentado nas faturas. No entanto, devido à presença de árvores no terreno que iriam diminuir um pouco a produção devido ao sombreamento em determinadas alturas do dia foi utilizado o software PVSOL para analisar a influencia dessas árvores na produção fotovoltaica.

No software PVSOL foram introduzidos os dados do cliente, a localização do projeto e o tipo de projeto “sistema de autoconsumo ligado à rede com baterias”, e de seguida selecionou-se uma curva de consumos diária que se assemelha ao consumo típico de uma moradia dos exemplos do PVSOL e indicou-se o consumo anual estimado para este cliente. A curva de consumo diária por hora selecionada encontra-se na Figura 6.26.



**Figura 6.26** - Distribuição do consumo em % pelas 24 horas do dia.

Através do PVSOL criou-se a implantação do sistema, representando algumas árvores de forma a recriar o local no terreno onde seriam implementados os módulos fotovoltaicos, conforme mostra a Figura 6.27.



**Figura 6.27** - Implementação dos módulos em Solarbloc no terreno com recriação das árvores no local.

Para este projeto foram selecionados os módulos Risen Energy modelo RSM-40-8-400M, que são módulos com uma potência de 400Wp. As características deste módulo encontram-se resumidas na Tabela 6.9 e com mais detalhe no Anexo 2 -Ficha Técnica Risen RSM-40-8-400M.

**Tabela 6.9 - Características do Painel Risen Energy RSM-40-8-400M.**

<b>Características Elétricas do Painel Fotovoltaico Risen Energy RSM-40-8-400M</b>	
<b>P<sub>máx</sub></b>	400 W
<b>V<sub>mp</sub></b>	34,39 V
<b>I<sub>mpp</sub></b>	11,64 A
<b>V<sub>oc</sub></b>	41,30 V
<b>I<sub>sc</sub></b>	12,34 A
<b>Eficiência</b>	20,8 %

Tendo a implantação final dos painéis segue-se a seleção dos inversores, onde se indicam as marcas e modelos de inversores pretendidos, assim como a quantidade de inversores necessária. Para este projeto, tendo em conta que se trata de um kit de 16 painéis colocou-se um inversor híbrido trifásico com uma potência de 6kWn da marca Solax Power e modelo X1-Hybrid-G4-6.0-D. As características deste inversor encontram-se resumidas na Tabela 6.10, e as informações completas no Anexo 2 - Ficha Técnica Solax X1 .

**Tabela 6.10 - Características do inversor Solax X1-Hybrid-G4-6.0-D.**

<b>Características elétricas do inversor Solax X1-Hybrid-G4-6.0-D</b>	
<b>Tensão máxima de entrada</b>	1000 V
<b>Corrente máxima por MPPT</b>	16 A
<b>Corrente máxima de curto-circuito por MPPT</b>	20 A
<b>Faixa de tensão de operação do MPPT</b>	70 V – 550 V
<b>Nº de MPPT's   Nº de entradas</b>	2   2
<b>Potência máxima de saída</b>	6000 W
<b>Eficiência</b>	97,6%

Conforme visto anteriormente, o número mínimo de módulos fotovoltaicos por string pode ser calculado através da equação (6.1).

No caso do inversor selecionado para este projeto a tensão mínima de arranque é de 90V.

No caso dos módulos utilizados neste projeto a faixa de temperaturas de funcionamento é entre os -40°C e os 85°C e o coeficiente de temperatura de -0,25%/°C para V<sub>oc</sub>.

Fazendo então a correção de 25° para 85°C, obtém-se que:

$$V_{mpp}(85^{\circ}C) = \left(1 + \frac{(85-25) \times (-0,25)}{100}\right) \times 41,3 \cong 35,11 V \quad (6.12)$$

Aplicando então a equação (6.1), tem-se que o número mínimo de módulos por *string* é:

$$N^{\circ} \text{ M\u00ednimo M\u00f3dulos por String} = \left(\frac{90}{35,11}\right) \approx 3 \text{ m\u00f3dulos} \quad (6.13)$$

Conforme analisado anteriormente, para verificar a quantidade máxima de módulos por *string* recorre-se à equação (6.5).

No caso do inversor através da ficha técnica verifica-se que a tensão máxima é de 1000V.

No caso a temperatura mínima no local do projeto será considerada como -10 °C e será essa a que teremos em conta no cálculo, recorrendo à equação (6.6).

Assim:

$$V_{oc}(-10^{\circ}C) = \left(1 + \frac{(-10-25) \times (-0,25)}{100}\right) \times 41,3 \cong 44,91 V \quad (6.14)$$

Aplicando então na fórmula 6.5, tem-se que o número máximo de módulos por *string* é:

$$N^{\circ} \text{ M\u00e1ximo M\u00f3dulos por String} = \left(\frac{950}{44,91}\right) \approx 21 \text{ m\u00f3dulos} \quad (6.15)$$

Sabendo que as *strings* devem ser compostas por no mínimo 3 módulos e no máximo 21 módulos, deve-se verificar então qual o número de *strings* em paralelo que é possível colocar por cada entrada MPPT em cada inversor.

Para determinar o número máximo de *strings* por entrada, deve verificar-se o valor máximo de corrente de entrada DC por cada MPPT ( $I_{m\u00e1x \text{ mppt}}$ ) que o inversor permite, assim como a corrente máxima de cada *string*, sendo esta definida pela corrente máxima do módulo utilizado ( $I_{mpp}$ ). O número máximo de *strings* pode ser obtido através da fórmula (6.5).

$$N^{\circ} \text{ M\u00e1ximo de Strings} = \left(\frac{I_{m\u00e1x \text{ mppt}}}{I_{mpp}}\right) \quad (6.16)$$

No caso deste inversor a corrente máxima de entrada DC por MPPT é de 16 A, enquanto a corrente máxima do módulo utilizado é de 11,64 A.

Assim:

$$N^{\circ} \text{ M\acute{a}ximo de Strings} = \left( \frac{16}{11,64} \right) \approx 1 \text{ strings} \quad (6.17)$$

Tendo em conta as considerações obtidas por cálculos, optou-se por criar 2 *strings* de 8 módulos, cada uma delas ligada a um MPPT do inversor.

Após configurar os inversores, é indicado o fabricante das baterias, a quantidade de baterias e o modelo da bateria. Neste caso, optou-se por 2 baterias Solax Tripple Power T-BAT H5.8, cuja ficha técnica se encontra no Anexo 3 - Ficha Técnica Bateria Solax, com uma capacidade de 5,8kWh cada.

Indica-se o valor associado às perdas nos cabos que, por norma, considera-se que no pior caso sejam de 3% para efeitos de simulação. Segue-se a definição dos valores da tarifa de compra de energia, que para este cliente se trata de uma tarifa simples, e da tarifa de venda do excedente de energia, o qual se considerou um valor de referência de 0,10 €/kWh.

Por fim, através da simulação realizada pelo PVSOL obteve-se uma estimativa de autoconsumo anual de 10 076 kWh/Ano, dos quais 6 401 kWh/Ano correspondem à estimativa de consumo direto da produção fotovoltaica sendo o restante injetado na rede elétrica. Isto permitirá ao cliente um autoconsumo a rondar os 63,5% e um nível de autonomia da rede elétrica de cerca de 77,2%. Estes valores foram obtidos através da secção de Previsão de rendimento do relatório do PVSOL para esta simulação, tal como mostra a Figura 6.28.

### Previsão de rendimento

Previsão de rendimento	
Potência do gerador fotovoltaico	6,40 kWp
Rendimento anual específico	1 610,98 kWh/kWp
Desempenho do sistema (PR)	84,43 %
Diminuição do rendimento por sombreamento	5,5 %
Energia do gerador fotovoltaico (rede c.a.) com bateria	10 076 kWh/Ano
Autoconsumo direto	6 401 kWh/Ano
Limitação no ponto de injeção	0 kWh/Ano
Injeção na rede	3 675 kWh/Ano
Autoconsumo	63,5 %
Emissões de CO <sub>2</sub> evitadas	4 604 kg/ano
Nível de autonomia	77,2 %

**Figura 6.28** - Previsão de rendimento do sistema fotovoltaico.

Em geral o projeto pedido pelo cliente irá permitir-lhe uma grande independência da rede elétrica, cumprindo os objetivos do cliente.

### Cabos e Proteções

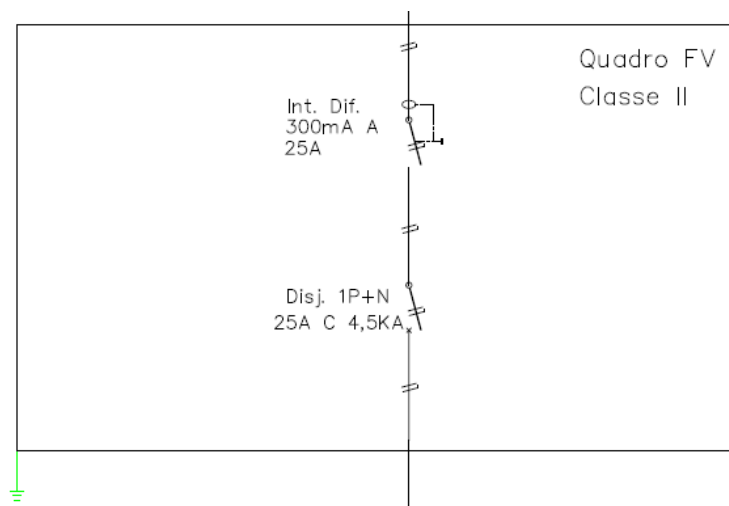
O dimensionamento dos cabos e proteções indicados de seguida cumpre com as indicações das RTIEBT e foi executado pelo mesmo processo que caso anterior. Para simplificar o exposto aqui no documento apresenta-se de forma resumida o resultado desse dimensionamento dos quadros e proteções.

No que diz respeito ao cabo de ligação DC entre painéis e inversor foi utilizado cabo de 6mm<sup>2</sup>.

O quadro de proteção DC utiliza fusíveis DC com uma tensão nominal de 1000V<sub>DC</sub>.

O quadro de proteção AC, à saída dos inversores, representado na Figura 6.29, é composto por:

- 1x Interruptor Diferencial, Tipo A, 25A, 300mA;
- 1x Disjuntor 1P+N, 25A, Curva C, 4,5kA;
- 1x Quadro Classe II.



**Figura 6.29** - Esquema do Quadro FV da instalação.

Para ligação do quadro FV ao quadro elétrico onde será feita a injeção da energia produzida pelo sistema fotovoltaico, será alocado um disjuntor 2P de 25A.

Após apresentação da proposta e respetivo estudo, que o cliente aprovou, deu-se início aos trabalhos. Conforme havia sido mencionado o cliente procedeu à preparação do terreno conforme mostra a Figura 6.30, tendo sido posteriormente aplicado os módulos fotovoltaicos com estrutura em Solarbloc, conforme mostra a Figura 6.31.



**Figura 6.30** - Preparação do local da implantação com manta geotêxtil e gravilha.



**Figura 6.31** - Implantação dos módulos no terreno após a devida preparação do terreno.

Os cabos das *strings* percorreram o terreno dentro de valas até chegar à zona técnica indicada inicialmente na visita técnica, a zona técnica encontra-se representada na Figura 6.32.



**Figura 6.32** – Fotos da zona técnica. À esquerda os quadros de proteção AC e DC e à direita a instalação do inversor e baterias.

A implementação dos quadros conforme descrito anteriormente pode ser vista com maior detalhe, na Figura 6.33 encontra-se o quadro AC e na Figura 6.34 encontra-se o quadro DC.



**Figura 6.33** - Quadro de proteções AC, sem máscara.

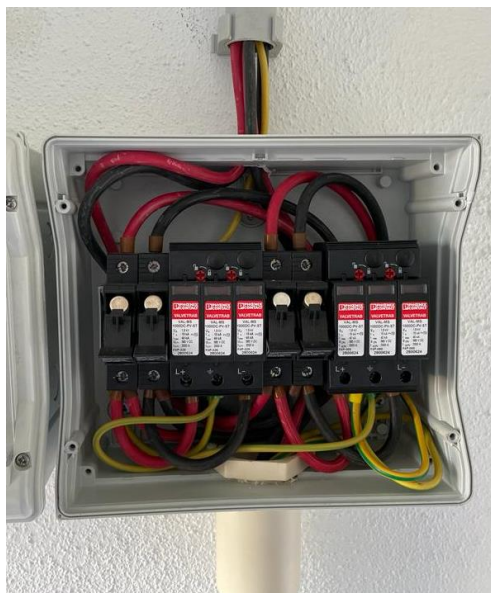


Figura 6.34 – Quadro de proteções DC, sem máscara.

### Sistema de Monitorização

O sistema de monitorização utilizado neste projeto é composto por uma pen Pocket Wi-Fi da Solax, idêntica à da Figura 6.35, que permite encaminhar as informações de produção do inversor para a plataforma de monitorização da Solax, a Solax cloud.



Figura 6.35 - Solax Pocket Wi-Fi.

Uma vez que este cliente pretendia ver os consumos da sua moradia, foi instalado também um meter da Chint compatível com os inversores Solax, idêntico ao da Figura 6.36, o qual foi instalado no quadro principal do cliente, junto à entrada do

quadro, de modo a registar a quantidade de energia que é consumida através da rede ou que é injetada na rede.



**Figura 6.36** - Meter Chint DDSU666, compatível com sistemas Solax.

Com estes equipamentos instalados e configurados é possível aceder à monitorização desta instalação através da plataforma online “Solax Cloud” ou da respetiva aplicação móvel, através dos dados de acesso do cliente. Na Figura 6.37 apresenta-se a zona de acesso à monitorização através do browser.



**Figura 6.37** - Plataforma Solax Cloud.

Clicando na aba "sistemas e sites" e seleciona-se o local do projeto que se pretende analisar, conforme mostra a Figura 6.38.

## Sistemas Sustentáveis: Projeto e Instalação de Sistema Fotovoltaico – Estágio curricular na SunEnergy

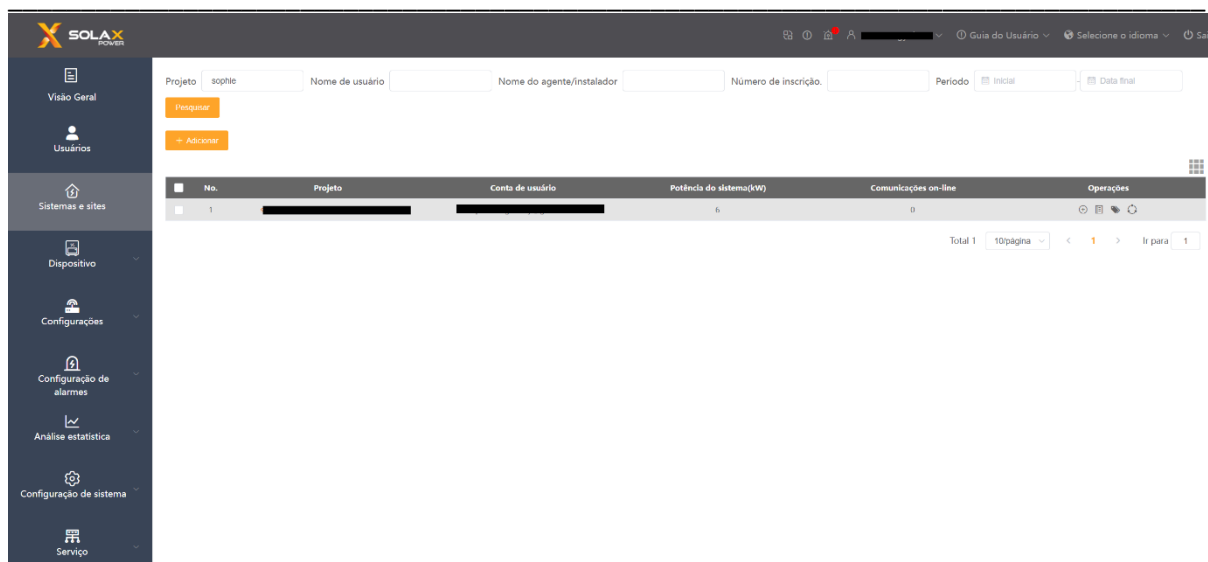


Figura 6.38 - Sites e Sistemas na plataforma Solax Cloud.

Após clicar no projeto que se pretende analisar, é apresentada uma janela com o resumo das informações do sistema fotovoltaico, como mostra a Figura 6.39.



Figura 6.39 - Análise do local da instalação, plataforma Solax Cloud.

Analisando a Figura 6.39 é possível verificar as seguintes informações:

- Informações sobre o local da instalação, onde se pode observar a indicação da hora a que o sol nasce e hora a que o sol se põe, bem como outras informações referentes às condições climáticas;
- Tamanho do sistema e produção atual;

- Informação do estado do inversor, onde se pode verificar se de momento se encontra ativo, inativo, em falha (caso exista códigos de alarme) ou off-line;
- Informação sobre a Produção diária, mensal, anual e total, bem como o rendimento e poupança do sistema fotovoltaico (para aparecer aqui valores é necessário introduzir informação referente à fatura de energia de forma que apareça o valor da poupança que o cliente obteve com a energia consumida) e ainda a quantidade de CO<sub>2</sub> evitada com o sistema fotovoltaico (o coeficiente de emissões de CO<sub>2</sub> também pode ser ajustado);
- Fluxograma de energia com a energia produzida pelos módulos fotovoltaicos, energia convertida de DC para AC pelo inversor, trocas de energia com a bateria e respetiva percentagem de carga, consumos da instalação e energia enviada para a rede ou consumida a partir da rede. Este fluxograma é atualizado de 5 em 5 min.
- Gráfico de potência onde é possível analisar a curva de produção fotovoltaica, potência AC (convertida pelo inversor), consumos da instalação, energia consumida em modo *OFF-Grid* (EPS).
- Diagrama de Energia onde se pode analisar a energia consumida e a quantidade de energia injetada na rede elétrica (para isto é necessário que a instalação possua meter).

Ao clicar na opção "matriz de dispositivo" encontra-se os números de série dos equipamentos associados nesta instalação, conforme mostra a Figura 6.40, podendo ser selecionado o inversor de modo a verificar mais detalhes relacionados com esse equipamento.

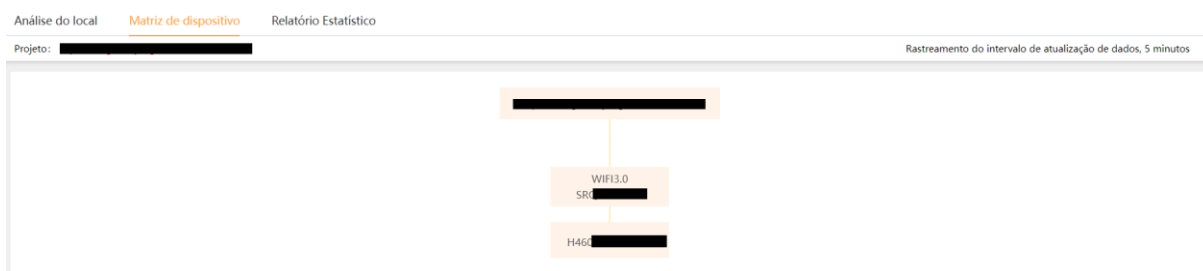


Figura 6.40 - Matriz de dispositivos, plataforma Solax Cloud.

Selecionando o número de série do inversor, conseguimos ter acesso a informações mais detalhadas sobre o inversor e equipamentos a ele associados (tais como módulos e baterias) junto com um fluxograma, conforme mostra a Figura 6.41.

## Sistemas Sustentáveis: Projeto e Instalação de Sistema Fotovoltaico – Estágio curricular na SunEnergy



Figura 6.41 - Análise do inversor, plataforma Solax Cloud.

Através da aba “análise do inversor” é possível observar o comportamento de tensão, corrente e potência de cada *string* do sistema fotovoltaico. No caso da bateria, temos a informação do BMS do conjunto de baterias ligado a este inversor, nomeadamente a tensão das baterias, corrente, energia armazenada e respetiva percentagem de carga do conjunto de baterias. Em relação ao inversor, é possível ver a potência convertida de DC para AC, assim como, a respetiva tensão e corrente. Em relação à rede, também conseguimos ver as características de tensão, corrente além de ser possível ver a potência injetada na rede ou consumida da rede.

Existe também uma aba exclusivamente para análise de alarmes que possam surgir no inversor, conforme mostra a Figura 6.42.

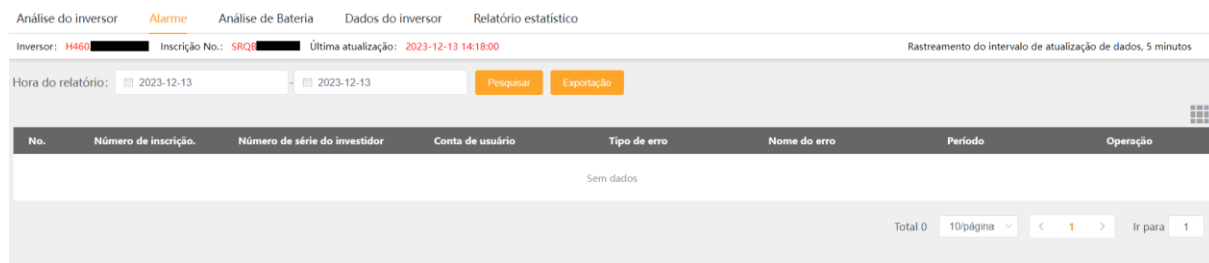


Figura 6.42 - Registo de alarmes do inversor, plataforma Solax Cloud.

Uma vez que se trata de um inversor híbrido, conseguimos ver também uma aba especificamente para análise das informações da bateria onde é possível ter informações em relação à energia armazenada, um gráfico com o histórico de tensão,

corrente, potência e percentagem da bateria de modo a analisar o funcionamento ao longo do dia. A Figura 6.43 mostra as informações da bateria tal como se encontra na plataforma.



Figura 6.43 - Análise da Bateria, plataforma Solax Cloud.

Em relação à aba "dados do inversor" conseguimos selecionar um espaço temporal onde é gerado um gráfico em que é possível analisar todos os parâmetros que são apresentados no fluxograma do inversor com registos de 5 em 5 minutos. Na Figura 6.44 encontra-se representada a potência convertida pelo inversor, respetiva tensão e corrente AC.

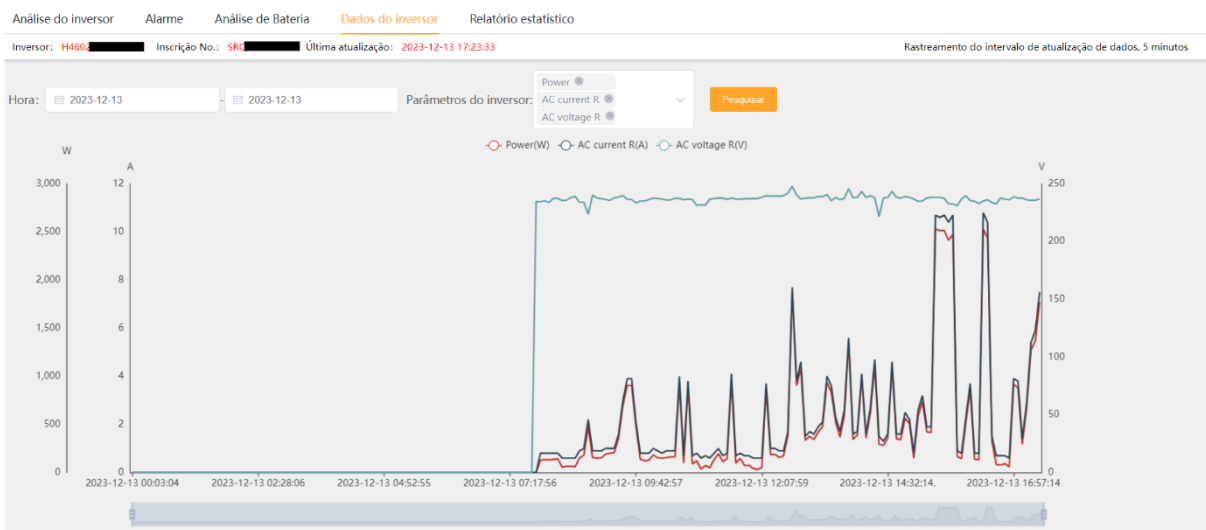


Figura 6.44 - Análise dos registos de dados do inversor, plataforma Solax Cloud.

## 6.2 Sistemas *OFF-Grid*

Um sistema *OFF-Grid* é um sistema autónomo que não contempla ligação à rede elétrica, tal como se pode compreender através da tradução literal, *OFF-Grid* que significa “fora da rede”. Esta é uma solução normalmente procurada por quem necessita de energia num local remoto, privado ou distante de acessos à rede pública de eletricidade ou, por outro lado, de forma intencional, quando um indivíduo pretende ter um sistema de energia privado e autónomo (Santos J. A., 2019).

Comparativamente a um sistema com ligação à rede, um sistema *OFF-Grid* necessita de uma potência instalada cerca de duas a três vezes superior de modo a conseguir produzir energia suficiente para satisfazer o consumo total anual. Um sistema autónomo deve ser dimensionado tendo em conta os meses de inverno, meses em que existe menor intensidade de radiação solar, consequentemente no verão muita da energia produzida é dissipada pois a produção pode ser bastante superior às necessidades e à capacidade de armazenamento em baterias. Tendo em conta estes aspetos, é fácil de compreender que os custos de um sistema autónomo podem, no mínimo, duplicar os custos de um sistema fotovoltaico com ligação à rede (FFSOLAR, 2023).

Uma rede autónoma pode ser dimensionada recorrendo a várias fontes de energia, recorrendo a fontes de energia renováveis, como a energia Solar Fotovoltaica, ou fontes de energia não renováveis, tais como geradores a diesel. Por vezes encontram-se também sistemas autónomos híbridos, que fazem uso de energia proveniente de fontes renováveis complementando essa produção através de um gerador, sendo esta solução uma opção frequente tendo em conta a imprevisibilidade das fontes renováveis (Santos J. A., 2019).

No caso do projeto *OFF-Grid* que será apresentado de seguida não foi considerado o dimensionamento de um gerador para complementar a produção fotovoltaica, pois além de não ser o objetivo de estudo aqui apresentado também não fazia parte do pedido no projeto.

Tendo em conta as noções apresentadas sobre um sistema sem ligação à rede pública de eletricidade é imperativo que se tenha uma maior atenção e cuidado redobrados com os sistemas deste tipo.

De seguida apresenta-se o dimensionamento de um sistema fotovoltaico que foi dimensionado com a finalidade de assegurar as necessidades de uma *Tiny House*.

De acordo com o transmitido pelo cliente o objetivo deste projeto é ser uma experiência para avaliar a viabilidade do sistema fotovoltaico conseguir alimentar uma *Tiny House* com cerca de 18m<sup>2</sup> destinada a aluguer, pelo que para já deve ter a capacidade básica e não se pretende um investimento muito avultado. A Figura 6.45 faz referência à *Tiny House* que foi o objeto de estudo para este caso.



**Figura 6.45** - Tiny house, local para estudo do sistema fotovoltaico *OFF-Grid*.

Como necessidades de consumo o cliente informou que na casa se encontrariam um fogão e um forno a gás, pelo que os equipamentos a considerar para os consumos de energia elétrica seriam um frigorífico, uma bomba de água com potência de 1 CV, iluminação, computador e telemóvel, assim como a climatização assegurada pelo ar condicionado composto por uma unidade exterior e uma unidade interior da marca ELUXE com 12000 BTU, o equipamento encontra-se ilustrado na Figura 6.46.



**Figura 6.46** - Ar condicionado Eluxe modelo Amber do tipo monosplit com máquina exterior.

A ficha técnica do ar condicionado, no Anexo 4 - Ficha Técnica Ar-Condicionado.

Tendo em conta esta informação, foi elaborada a Tabela 6.11 de forma a ter uma noção das necessidades de energia deste empreendimento tendo por base os equipamentos identificados pelo cliente.

**Tabela 6.11 - Estimativa de consumos diários para o OFF-Grid.**

<b>Equipamento</b>	<b>Potência</b>	<b>Tempo de uso (aproximado)</b>	<b>Consumo médio diário</b>
<b>Iluminação LED</b>	10 x 6 W	10 h	0,6 kWh
<b>Bomba de Água 1 CV</b>	736 W	1,5 h	1,104 kWh
<b>Ar Condicionado</b>	1213 W	3 h	3,639 kWh
<b>Frigorífico</b>	150 W	4 h	0,6 kWh
<b>Computador</b>	300 W	2 h	0,6 kWh
<b>Outros</b>	300 W	5 h	1,5 kWh
<b>Total</b>	2759 W	-	8,043 kWh

As potências de equipamentos como frigorífico, computador e iluminação foram feitas com base em presunções, uma vez que não havia informações sobre os mesmos.

Em relação à bomba de água, não tendo a ficha técnica foi dada indicação para considerar uma bomba com uma potência de 1 CV, o que equivale a aproximadamente 736W.

Em relação aos consumos do ar condicionado, considerou-se o valor de consumo de 1213W que é o consumo em modo de aquecimento, contudo o consumo poderá variar entre 130W e 1580W. O consumo real depende de várias condicionantes, tais como o isolamento térmico da casa, a temperatura do espaço e o tipo de uso por parte do utilizador.

Analisando a Tabela 6.11, que resume as potências e consumos médios diários para cada equipamento chegou-se ao consumo médio diário de cerca de 8 kWh diários. Este é considerado como o pior cenário, no entanto, isso também poderá variar consoante a utilização.

Com base nas informações reunidas procedeu-se à escolha dos equipamentos, no caso foi selecionado um inversor *OFF-Grid* da Axpert modelo King com uma potência de 3kWn, as características deste inversor encontram-se resumidas na Tabela 6.12 e em detalhe no Anexo 5 - Ficha Técnica Axpert King.

**Tabela 6.12 - Características do inversor Axpert King.**

<b>Características elétricas do inversor Axpert King 3K 24V</b>	
<b>Potência Máxima</b>	3000 W
<b>Tensão da Bateria</b>	24 V
<b>Nº de MPPT's   Nº de Entradas</b>	1   1
<b>Faixa de tensão de operação do MPPT</b>	30 V – 115 V
<b>Corrente Máxima de Carga Solar</b>	60 A
<b>Corrente Máxima na Saída AC</b>	60 A
<b>Eficiência</b>	93%

Para este projeto foram selecionados os módulos Jinko Solar modelo JKM425-54HL4, que são módulos com uma potência de 425Wp. As características deste modulo encontram-se resumidas na Tabela 6.9 e com mais detalhe no Anexo 6 - Ficha Técnica Jinko JKM 425-54HL4.

**Tabela 6.13 - Características do Painel Jinko Solar JKM425-54HL4.**

<b>Características Elétricas do Painel Fotovoltaico Jinko Solar JKM425-54HL4</b>	
<b>P<sub>máx</sub></b>	425 W
<b>V<sub>mp</sub></b>	31,70 V
<b>I<sub>mpp</sub></b>	13,41 A
<b>V<sub>oc</sub></b>	38,30 V
<b>I<sub>sc</sub></b>	14,15 A
<b>Eficiência</b>	21,76 %

Conforme visto anteriormente o número mínimo de módulos fotovoltaicos por *string* pode ser calculado através da equação (6.1).

No caso do inversor selecionado para este projeto a tensão mínima de arranque é de 30V.

No caso dos módulos utilizados neste projeto a faixa de temperaturas de funcionamento é entre os -40°C e os 85°C e o coeficiente de temperatura de -0,25 %/°C para  $V_{oc}$ .

Fazendo então a correção de 25° para 85°C, obtém-se que:

$$V_{mpp}(85^{\circ}C) = \left(1 + \frac{(85-25) \times (-0,25)}{100}\right) \times 31,7 \cong 26,95 V \quad (6.18)$$

Aplicando então na equação 6.1, tem-se que o número mínimo de módulos por *string* é:

$$N^{\circ} \text{ M\u00ednimo M\u00f3dulos por String} = \left(\frac{30}{26,95}\right) \approx 2 \text{ m\u00f3dulos} \quad (6.19)$$

Conforme analisado anteriormente, para verificar a quantidade m\u00e1xima de m\u00f3dulos por *string* recorre-se \u00e0 equa\u00e7\u00e3o (6.5).

No caso do inversor atrav\u00e9s da ficha t\u00e9cnica verifica-se que a tens\u00e3o m\u00e1xima \u00e9 de 115V.

No caso a temperatura m\u00ednima no local do projeto ser\u00e1 considerada como -10 \u00b0C e ser\u00e1 essa a que teremos em conta no c\u00e1lculo, atrav\u00e9s da equa\u00e7\u00e3o (6.6).

Assim:

$$V_{oc}(-10^{\circ}C) = \left(1 + \frac{(-10-25) \times (-0,25)}{100}\right) \times 38,3 \cong 41,65 V \quad (6.20)$$

Aplicando ent\u00e3o a equa\u00e7\u00e3o (6.5), tem-se que o n\u00famero m\u00e1ximo de m\u00f3dulos por *string* \u00e9:

$$N^{\circ} \text{ M\u00e1ximo M\u00f3dulos por String} = \left(\frac{115}{41,65}\right) \approx 3 \text{ m\u00f3dulos} \quad (6.21)$$

Sabendo que as *strings* devem ser compostas por no m\u00ednimo 2 m\u00f3dulos e no m\u00e1ximo 3 m\u00f3dulos, deve-se verificar ent\u00e3o qual o n\u00famero de *strings* em paralelo que \u00e9 poss\u00edvel colocar por cada entrada MPPT em cada inversor.

Para determinar o n\u00famero m\u00e1ximo de *strings* por entrada, deve verificar-se o valor m\u00e1ximo de corrente de entrada DC por cada MPPT ( $I_{m\u00e1x\ mppt}$ ) que o inversor permite, assim como a corrente m\u00e1xima de cada *string*, sendo esta definida pela corrente m\u00e1xima do m\u00f3dulo utilizado ( $I_{mpp}$ ). O n\u00famero m\u00e1ximo de *strings* pode ser obtido atrav\u00e9s da equa\u00e7\u00e3o (6.5).

No caso deste inversor a corrente m\u00e1xima de entrada DC por MPPT \u00e9 de 60 A, enquanto a corrente m\u00e1xima do m\u00f3dulo utilizado \u00e9 de 14,15 A.

Assim:

$$N^{\circ} \text{ M\u00e1ximo de Strings} = \left( \frac{60}{14,15} \right) \approx 4 \text{ strings} \quad (6.22)$$

Tendo em conta as considerações obtidas por cálculos, optou-se por criar 2 *strings* de 3 módulos ligadas no único MPPT do inversor.

Tendo em conta que a tendência de aluguer da *Tiny house* será influenciada por diversos fatores, de entre os quais a sazonalidade na procura de locais de pernoita e/ou com a finalidade de lazer e férias. Ponderou-se que existirá uma frequência de utilização superior no verão. Com isso, foi pedido que não fosse dimensionado um sistema de armazenamento em baterias com uma capacidade muito elevada, pois no inverno é esperada uma menor afluência e, conseqüentemente, apesar de a produção fotovoltaica diminuir nos meses de inverno não seria necessário encarecer demasiado o sistema fotovoltaico.

Através do estudo de necessidades de consumo, optou-se por colocar 5 baterias Pylontech UP2500, cujas características se encontram no Anexo 7 - Ficha Técnica Bateria Pylontech UP2500.

A implementação do projeto no terreno próxima da *Tiny house*, numa disposição de duas filas de três painéis em Solarbloc diretamente no terreno, conforme mostra Figura 6.47.



**Figura 6.47** - Módulos Fotovoltaicos em Estrutura Solar Bloc no local.

Na Figura 6.48 é possível identificar os componentes do sistema *OFF-Grid* na zona técnica do projeto.



**Figura 6.48** - Localização dos componentes do sistema OFF-Grid na zona técnica.

### **Cabos e Proteções**

O dimensionamento dos cabos e proteções indicados de seguida cumpre com as indicações das RTIEBT. Para simplificar o exposto aqui no documento apresenta-se de forma resumida o resultado desse dimensionamento dos quadros e proteções.

No que diz respeito ao cabo de ligação DC entre painéis e inversor foi utilizado cabo de 6mm<sup>2</sup>.

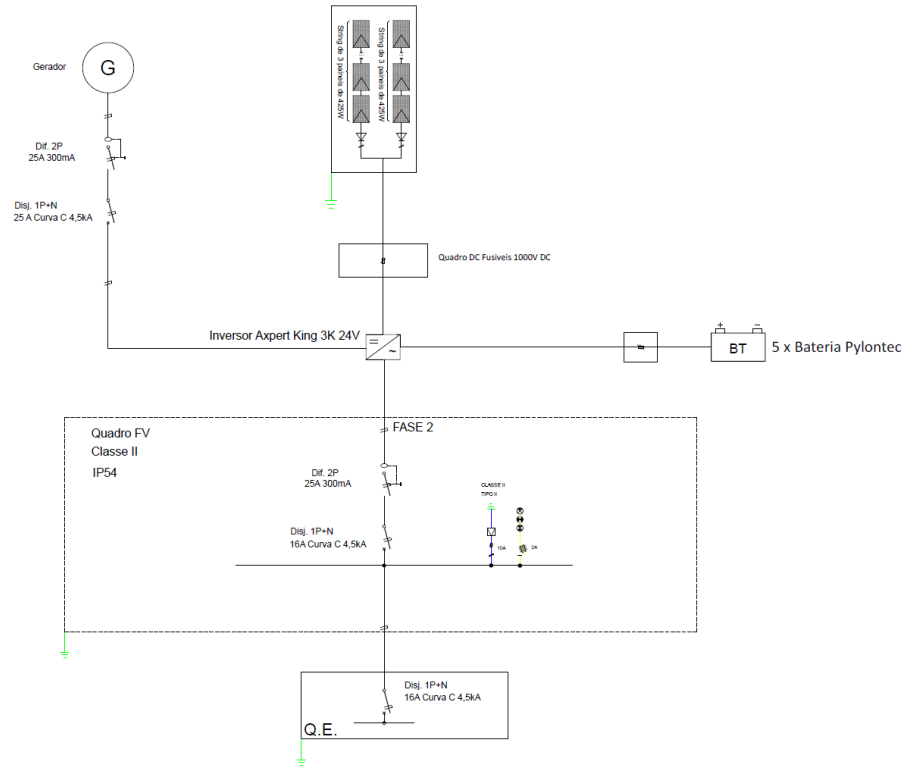
O quadro de proteção DC utiliza fusíveis DC com uma tensão nominal de 1000V<sub>DC</sub>.

O quadro de proteção AC, à saída dos inversores, é composto por:

- 1x Diferencial de 2P, Tipo A, 25A, 300mA;
- 1x Disjuntor 1P+N, 16A, Curva C, 4,5kA;
- 1x Quadro Classe II.

A proteção da ligação entre o quadro FV e o Quadro de Entrada da instalação do cliente é assegurada por um Disjuntor 1P+N, 16A, Curva C, 4,5kA;

O esquema unifilar associado a este projeto encontra-se representado na Figura 6.49.



**Figura 6.49 - Esquema Unifilar do projeto OFF-Grid.**

O esquema unifilar da Figura 6.49, inclui a ligação a um gerador, no entanto o cliente optou por não implementar a ligação ao possível gerador.

## **7 CONCLUSÃO**

Ao longo do período de estágio, consegui adquirir vários conhecimentos técnicos em relação à energia solar fotovoltaica de forma a aplicar nos projetos dimensionados. O trabalho em equipa foi também um dos pontos chave ao longo do estágio, pois o estágio decorreu num ambiente de entreajuda e companheirismo que levou à partilha de conhecimentos que contribuíram de forma positiva para a consolidação dos conhecimentos necessários à boa execução dos trabalhos propostos.

Por vezes, foi necessário analisar de forma mais detalhada os componentes do sistema fotovoltaico, entre painéis fotovoltaicos, inversores, sistemas de armazenamento de energia, entre outros, de forma a garantir o cumprimento dos requisitos do projeto e assegurar as expectativas do cliente, assim como o bom funcionamento de todo o sistema.

Os estudos de caso apresentados refletem casos práticos sobre a implementação de projetos fotovoltaicos com características diferentes, sendo que a abordagem e dimensionamento foram resultado de uma análise cuidada de forma a obter um resultado final que cumprisse os requisitos de energia dos clientes.

A utilização de ferramentas avançadas, como PVSOL Premium, ZWCAD, PVGIS e Excel, ilustra o compromisso com a eficiência e qualidade na execução de projetos. A interação com essas ferramentas auxiliou na organização e interpretação de dados e possibilitou a simulação de projetos, demonstrando uma abordagem prática e tecnologicamente avançada.

Em resumo, o estágio permitiu a aplicação de conhecimentos teóricos num ambiente propício para o crescimento profissional e a integração de competências técnicas.



## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABB. (março de 2020). *ABB*. Obtido de Technical Application Paper - Centrais Fotovoltaicas: <https://library.e.abb.com/public/97ae120e31014fb7a8b510d85062341b/Technical%20Application%20Paper%20-%20Centrais%20Fotovoltaicas.pdf>
- Antunes, R. (2013). O efeito fotoelétrico. *Horizon - Revista do Departamento de Física da Faculdade Ciências da Universidade de Lisboa*, 2-3.
- Blue Sol. (2016). *Os Sistemas de Energia Solar Fotovoltaica*. Ribeirão Preto: Blue Sol Energia Solar.
- BlueSol. (Agosto de 2023). *Blue Sol Energia Solar*. Obtido de Efeito Fotoelétrico e Efeito Fotovoltaico: Entenda Qual É Geração de Energia Elétrica: <https://blog.bluesol.com.br/efeito-fotoeletrico-fotovoltaico/>
- Castro, R. (2004). *Energia Fotovoltaica - Manual sobre tecnologias, projeto e instalação*. Lisboa.
- Coelho, M. I. (Julho de 2023). *Como escolher a bateria certa para o seu sistema solar*. Obtido de PPLWARE: <https://pplware.sapo.pt/motores/como-escolher-a-bateria-certa-para-o-seu-sistema-solar/>
- Conselho Europeu | Conselho da União Europeia. (08 de dezembro de 2023). *Objetivo 55*. Obtido de Conselho Europeu | Conselho da União Europeia: <https://www.consilium.europa.eu/pt/policies/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/>
- DGEG. (31 de outubro de 2023). *Balancos Energéticos*. Obtido de DGEG: <https://www.dgeg.gov.pt/pt/estatistica/energia/balancos-energeticos/balancos-energeticos-nacionais/>
- Diário da República, 1. s.—N. (11 de Setembro de 2006). RTIEBT- Regras Técnicas das Instalações Elétricas de Baixa Tensão. *MINISTÉRIO DA ECONOMIA E DA INOVAÇÃO, Portaria n.º 949-A/2006*.
- EDP. (2023). *O que é a transição energética?* Obtido de EDP: <https://www.edp.pt/particulares/planeta-zero/artigos-dicas-de-sustentabilidade/reduzir-co2/o-que-e-a-transicao-energetica/>
- Electric Summit. (10 de outubro de 2023). *Das fontes fósseis às energias renováveis*. Obtido de Electric Summit: <https://electricsummit.negocios.pt/transicao-energetica/das-fontes-fosseis-as-energias-renovaveis/>
- Enercom. (2019). *Principais tipos de Células fotovoltaicas constituintes de Paineis Solares*. Obtido de Enercom: <https://www.enercom.pt/noticias/energias-renovaveis/2538-principais-tipos-de-c3%A9lulas-fotovoltaicas-constituintes-de-paineis-solares.html>
- E-Redes. (2023). *Produtores - Autoconsumo Individual*. Obtido de E-Redes: <https://www.e-redes.pt/pt-pt/transicao-energetica/redes-do-futuro/autoconsumo>
- FEUP. (2012). *Apresentação de Sistema de Alimentação a Energia Solar*. Obtido de FEUP: <https://paginas.fe.up.pt/~ee97234/Apresentacao.htm>
- FFSOLAR. (2023). *Sistemas Autónomos*. Obtido de FFSOLAR - Energias Renováveis: <https://www.ffiolar.com/index.php?lang=PT&page=sistemas-autonomos>

- Frاندولoso, M. A. (janeiro de 2004). *Boas Práticas de Construção Sustentável: Escolas Solares Passivas. Controle ambiental solar passivo e ativo.*
- Gasparin, F. P. (2009). *Desenvolvimento de um Traçador de Curvas Características de Módulos Fotovoltaicos, Dissertação de Mestrado.* Porto Alegre: Ministério da Educação, Universidade Federal do Rio Grande do Sul.
- Generg. (2023). *Radiação Solar.* Obtido de Generg - Energia natural: <https://www.generg.pt/pt/area-educativa/area-educativa-solar/>
- IEA. (21 de fevereiro de 2023). *Redução de Metano.* Obtido de IEA: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-methane-emissions-from-the-energy-sector-2000-2022>
- IEA. (junho de 2023). *Renováveis.* Obtido de IEA: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/net-renewable-electricity-capacity-additions-by-technology-2017-2024>
- Lutterback, R. (13 de 11 de 2020). *Quais são os tipos de células fotovoltaicas? Parte 1: As mais comuns.* Obtido de EVOSOLAR: <https://www.evosolar.com.br/post/quais-sao-os-tipos-de-celulas-fotovoltaicas-parte-1>
- Mordomo, C. F. (2018). *Potencial PV no espaço público urbano, Tese de mestrado integrado em Engenharia da Energia e do Ambiente.* Lisboa: Universidade de Lisboa - Faculdade de Ciências.
- Novozymes. (2023). *Net-Zero Emissions | Leading the way to net-zero.* Obtido de Novozymes: [https://www.novozymes.com/en/sustainability/impact/accelerate?utm\\_source=google&utm\\_medium=cpc&utm\\_campaign=cor\\_gl\\_cop28\\_2023&utm\\_content=ge&gad\\_source=1&gclid=Cj0KQCQiA4NWRbHD-ARIsAFCKwWumgFNyeu-DGtMb6CLJI3oC0m2PbFQTZJ6kly2Ax4PdOpe8d08\\_GBoaApwoEALw\\_wcB](https://www.novozymes.com/en/sustainability/impact/accelerate?utm_source=google&utm_medium=cpc&utm_campaign=cor_gl_cop28_2023&utm_content=ge&gad_source=1&gclid=Cj0KQCQiA4NWRbHD-ARIsAFCKwWumgFNyeu-DGtMb6CLJI3oC0m2PbFQTZJ6kly2Ax4PdOpe8d08_GBoaApwoEALw_wcB)
- NREL. (31 de setembro de 2023). *Best Research-Cell Efficiency Chart.* Obtido de NREL - Transforming Energy: <https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html>
- Pinho, J. T., & Galdino, M. A. (2014). *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos.* Rio de Janeiro: CEPEL - CRESESB.
- Portal Solar. (2023). *Célula fotovoltaica: tudo o que você precisa saber.* Obtido de Portal Solar: <https://www.portalsolar.com.br/celula-fotovoltaica.html#ancora11>
- Portugal Energia. (s.d.). *PLANO NACIONAL ENERGIA E CLIMA 2021-2030.* Obtido de Portugal Energia: <https://www.portugalenergia.pt/setor-energetico/bloco-3/>
- Pretensados Durán. (2023). *Coberturas e Superfícies Planas.* Obtido de Solarbloc: <https://solarbloc.es/pt/coberturas-e-superficies-planas/>
- Reis, P. (janeiro de 2023). *Fontes de energia – Tudo sobre energias renováveis.* Obtido de Portal Energia - Energias Renováveis: <https://www.portal-energia.com/fontes-de-energia/>
- Santos, J. A. (2019). *Introdução de painéis fotovoltaicos em sistemas off-grid.* Porto: FEUP.
- Santos, J. C. (2019). *Dimensionamento e Avaliação da Eficiência Energética de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede no Instituto Politécnico de Bragança, Dissertação para obtenção do grau de Mestre.* Bragança: Instituto Politécnico de Bragança.

- Silva, I. B., Pinheiro, R., Americano, I., Thomas -, H. Y., & Oliveira, K. C. (2018). MATERIAIS APLICADOS À GERAÇÃO DE ENERGIA SOLAR EM EDIFICAÇÕES. *VII Congresso Brasileiro de Energia Solar*. Gramado: Universidade Federal da Paraíba- UFPB.
- Smets, A., Jager, K., René Van Swaaij, O. I., & Zeman, M. (2015). *Solar Energy: The physics and engineering of photovoltaic conversion, technologies and systems*. Cambridge: UIT Cambridge.
- Solar, J. (2021). *Patente Nº JAM54S30 390-415/MR*.
- solar, P. (setembro de 2020). El Libro de las Energias Renovables. *La Energía Solar*.
- Souza, J. (junho de 2019). *Canal Solar*. Obtido de Oversizing e Clipping nos Sistemas Fotovoltaicos: <https://canalsolar.com.br/oversizing-e-clipping-nos-sistemas-fotovoltaicos/>
- Sunenergy. (2023). *Kits de Autoconsumo + Bateria Solar*. Obtido de Sunenergy: <https://www.sunenergy.pt/particulares/autoconsumo/baterias/>
- SunEnergy. (2023). *SunEnergy - Sobre nós*. Obtido de SunEnergy: <https://www.sunenergy.pt/empresa-de-energias-renovaveis/>
- Sunfer Energy. (2023). *Nuestro Catálogo*. Obtido de Sunfer: <https://media.sunferenergy.com/productos/catalogo-general/espanol-catalogos-y-tarifas/1-catalogo/catalogo-sunfer-2023-es.pdf>
- União Europeia. (21 de janeiro de 2022). *Cimeira sobre as alterações climáticas (COP26)*. Obtido de Conselho Europeu | Conselho da União Europeia: <https://www.consilium.europa.eu/pt/policias/climate-change/paris-agreement/cop26/>
- Victron Energy. (janeiro de 2020). *Victron Energy*. Obtido de Technical Information - Which solar charge controller PWM or MPPT: <https://www.victronenergy.com/upload/documents/Technical-Information-Which-solar-charge-controller-PWM-or-MPPT.pdf>
- Villalva, M. (Março de 2022). *O que é um inversor solar híbrido?* Obtido de CanalSolar: <https://canalsolar.com.br/o-que-e-um-inversor-solar-hibrido/>

## ANEXOS

### ANEXO 1 - PROJETO ELÉTRICO COLOROBIA



# SISTEMA DE AUTOCONSUMO SOLAR FOTOVOLTAICO

Projeto Eletrotécnico



#### PROPOSTO A

**NOME** | Colorobbia Portugal Indústria  
Cerâmica

**MORADA** | Pereiro Alfeolas, 3780-290  
Aveiro

**DATA** | 31/01/2023

#### PROPOSTO POR

Original Sunenergy Coimbra

info@sunenergy.pt

+351 239 700 740

IMP/152.00





<b>1. ENQUADRAMENTO .....</b>	<b>5</b>
<b>2. DESCRIÇÃO GERAL DO SISTEMA .....</b>	<b>6</b>
<b>3. DISTRIBUIÇÃO DAS STRINGS.....</b>	<b>7</b>
<b>4. QUADRO FV.....</b>	<b>8</b>
<b>5. PROTEÇÕES .....</b>	<b>9</b>
<b>6. CARACTERIZAÇÃO SUMARIA .....</b>	<b>10</b>
<b>7. DADOS TÉCNICOS .....</b>	<b>11</b>
Anexo 1 – Módulos Fotovoltaicos .....	11
Anexo 2 – Inversores.....	13
Anexo 3 – Monitorização.....	15
Anexo 4 – Contador de Energia.....	16
Anexo 5 – Telas Finais - Esquema unifilar da instalação .....	20
Anexo 6– Telas Finais - Esquema unifilar das strings.....	21
Anexo 7– Telas Finais – Zona Técnica .....	22
Anexo 8 – Telas Finais – Implantação.....	23







## 1. ENQUADRAMENTO

A unidade de produção para Autoconsumo **Colorobbia Portugal Industria Ceramic**, que sita em **Pereiro Alfeolas, 3780-290 Aveiro**, foi executada pela empresa Original Sunenergy, Lda com sede na Rua José Augusto Frutuoso, Lote 8, n.º6, 3025-029 COIMBRA, detentora de alvará n.º 71575 emitido pelo InCI, I.P., com habilitação para o exercício de atividade devidamente enquadrado no regime jurídico aplicável à construção (Lei n.º 41/2015) de instalações de produção de energia elétrica, de acordo com o Decreto de Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, Decreto de lei n.º 96/2017 e Portaria n.º949- A/2006 que criou os regimes jurídicos aplicáveis à produção de eletricidade destinada ao autoconsumo, inscrita na DGEG como entidade instaladora com o n.º 607 sob a responsabilidade do técnico Paulino Oliveira, inscrito na OE como membro efetivo com o n.º 70874 e técnico responsável da DGEG com o n.º 55870.

Os esquemas elétricos desta unidade de produção são baseados na Norma internacional EN 60364-7-712 desenvolvidos no âmbito da CTE 64.

Todos os inversores instalados cumprem com todos os requisitos técnicos, de segurança e qualidade exigidos para este tipo de equipamentos.

A instalação está concebida para **existir injeção de corrente elétrica** na RESP (Rede Elétrica de Serviço Público).



## 2. DESCRIÇÃO GERAL DO SISTEMA

O sistema de Autoconsumo fotovoltaico instalado com o N° de registo **23553/UPAC** consiste num conjunto de **343** módulos **Trina Solar** modelo **TSM-455-DE17M (II)** de **455W** colocados na cobertura do edifício em que o somatório das potências individuais destes módulos perfaz uma potência de **156,065 kWp**.

Este sistema é constituído por **2 inversores** da marca **Huawei**, modelo **Technologies SUN2000-60KTL-M0 (I)**, que transforma a corrente contínua (DC) do gerador fotovoltaico em corrente alternada (AC), com as mesmas características da rede pública (fase e amplitude).

Apresenta-se na figura seguinte um esquema de princípio simplificado da instalação do sistema de Autoconsumo fotovoltaico.

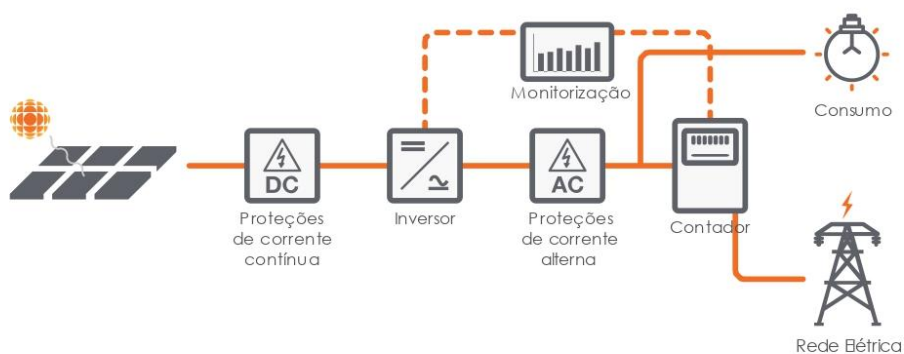


Figura 1 Esquema tipo da instalação fotovoltaica



### 3. DISTRIBUIÇÃO DAS STRINGS

INVERSOR	kWp	STRINGS	N.º DE PAINÉIS/STRINGS	Nº DE MPPT'S
<b>1 Huawei Technologies SUN2000-60KTL-M0</b>	78.26	S1	14	1
		S2	14	
		S3	14	2
		S4	14	
		S5	16	3
		S6	16	
		S7	16	4
		S8	16	
		S9	16	5
		S10	16	
		S11	20	6
<b>Total de Painéis</b>			<b>172</b>	

Tabela 2 Distribuição de strings no inversor 1

INVERSOR	kWp	STRINGS	N.º DE PAINÉIS/STRINGS	Nº DE MPPT'S
<b>1 Huawei Technologies SUN2000-60KTL-M0</b>	77.805	S1	16	1
		S2	16	
		S3	16	2
		S4	16	
		S5	18	3
		S6	18	
		S7	18	4
		S8	18	
		S9	17	5
		S10	18	6
<b>Total de Painéis</b>			<b>171*</b>	

Tabela 3 Distribuição de strings no inversor 2



#### 4. QUADRO FV

A Figura 2 representa o Quadro FV e todas as proteções nele instaladas.

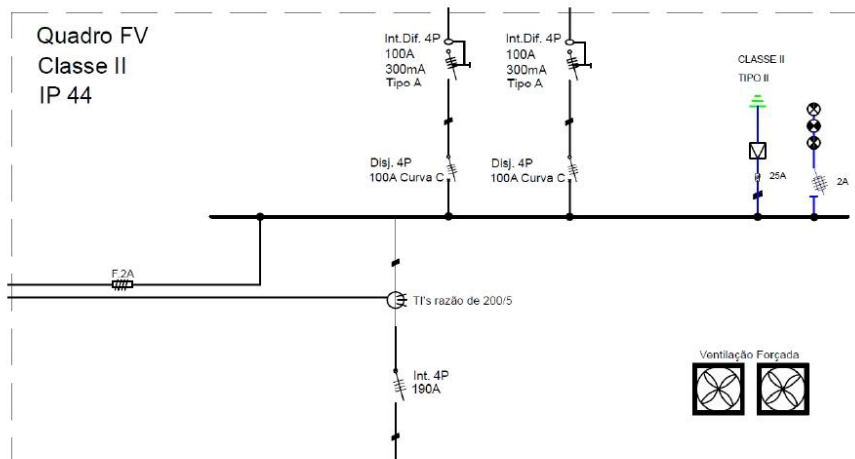


Figura 2 Quadro FV

Do lado AC, saída do inversor, foi instalado um quadro de proteção AC em zona técnica, com os seguintes equipamentos:

- 1 x Descarregado de Sobretensões Trifásico;
- 2 x Interruptor Diferencial 4P, Tipo A, 100A, 300mA;
- 2 x Disjuntor 4P, 100A, Curva C;
- 1 x Interruptor 4P, 190A;
- 1 x Quadro Classe II, IP44



## 5. PROTEÇÕES

A utilização da energia elétrica exige muito cuidado, uma vez que esta fonte de energia poderá provocar danos irreversíveis. De modo que tal não aconteça foi colocada proteções contra contactos diretos e indiretos

**Contacto Direto:** Acontece quando um indivíduo entra em contacto com uma parte ativa de um circuito que está sob tensão. Todos os condutores foram colocados a uma altura fora do alcance de pessoas e animais e a zona técnica é restrita a pessoas autorizadas. Foi instalado um quadro FV com uma fechadura que impossibilita o acesso a qualquer pessoa. Os cabos que fazem a ligação dentro deste mesmo quadro possuem isolação com ponteiros nos seus terminais.

**Contacto Indireto:** Acontece quando um indivíduo entra em contacto com partes metálicas acidentalmente sob tensão. Deste modo instalamos dois interruptores diferenciais 4P, Tipo A, 100A, 300mA e um disjuntor 4P, reg 190A, Curva C, estando estes instalados á saída dos inversores no quadro FV, e outro instalado no Quadro Geral de Baixa Tensão.

O dimensionamento das proteções contra sobrecargas e contra curto-circuitos encontram-se descritas na secção a seguir, onde está discriminado todos os parâmetros a ter em consideração desta instalação.



## 6. CARACTERIZAÇÃO SUMARIA

Tipo de corrente	Tensão	Carga	Fator de potência	Comprimento da linha	Método de ref.	Temperatura ambiente	Alma do condutor	Isolamento
Trifásico	400 V	60 kVA	1	5 metros	13	30º	Cobre	XLPE (RVK)
Circuitos	Secção de fase	Secção de neutro	Secção de terra	Corrente de serviço	IZ máx	Queda de tensão	Tensão em carga	Disjuntor
1	35 mm	35 mm	16 mm	95,3 A	111,76 A	0,43V	399,57	100

Figura 3 Dimensionamento das proteções usadas entre o Inversor e o QFV.

Tipo de corrente	Tensão	Carga	Fator de potência	Comprimento da linha	Método de ref.	Temperatura ambiente	Alma do condutor	Isolamento
Trifásico	400 V	120 kVA	1	10 metros	13	30º	Cobre	XLPE (RVK)
Circuitos	Secção de fase	Secção de neutro	Secção de terra	Corrente de serviço	IZ máx	Queda de tensão	Tensão em carga	Disjuntor
1	70 mm	70 mm	35 mm	190,6 A	246 A	0,86V	399,14	200

Figura 4 Dimensionamento das proteções usadas entre o QFV e o QE/JGG.



## 7. DADOS TÉCNICOS

Anexo 1 – Módulos Fotovoltaicos

### Trina Solar modelo TSM-455-DE17M (II)

Mono   Multi   Solutions

# THE TALLMAX<sup>M</sup>

FRAMED 144 LAYOUT MODULE

**144 LAYOUT**  
MONOCRYSTALLINE MODULE

**435-455W**  
POWER OUTPUT RANGE

**20.8%**  
MAXIMUM EFFICIENCY

**0~+5W**  
POSITIVE POWER TOLERANCE

Founded in 1997, Trina Solar is the world's leading total solution provider for solar energy. With local presence around the globe, Trina Solar is able to provide exceptional services to each customer in each market and deliver our innovative, reliable products with the backing of Trina as a strong, bankable brand. Trina Solar now distributes its PV products to over 100 countries all over the world. We are committed to building strategic, mutually beneficial collaborations with installers, developers, distributors and other partners in driving smart energy together.

**Comprehensive Products and System Certificates**  
IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716  
ISO 9001: Quality Management System  
ISO 14001: Environmental Management System  
ISO 14064: Greenhouse Gases Emissions Verification  
ISO 45001: Occupational Health and Safety Management System

**Trinasolar**

PRODUCTS	POWER RANGE
TSM-DE17M(II)	435-455W

**High power**

- Up to 455W front power and 20.8% module efficiency with half-cut and MBB (Multi Busbar) technology bringing more BOS savings
- Lower resistance of half-cut and good reflection effect of MBB ensure high power

---

**High reliability**

- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Resistant to salt, acid and ammonia
- Mechanical performance: Up to 5400 Pa positive load and 2400 Pa negative load

**High energy generation**

- Excellent IAM and low light performance validated by 3rd party with cell process and module material optimization
- Lower temp coefficient (-0.36%) and NMOT bring more energy leading to lower LCOE
- Better anti-shading performance and lower operating temperature

**PERFORMANCE WARRANTY**

Years	Guaranteed Power (%)
0	99.0%
25	84.8%

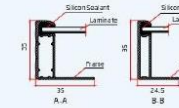
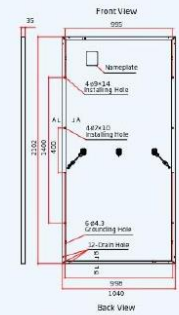
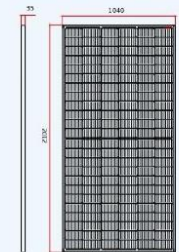




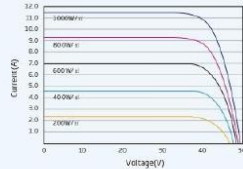
TALLMAX™

144 LAYOUT MODULE

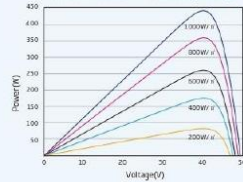
DIMENSIONS OF PV MODULE (mm)



I-V CURVES OF PV MODULE (445W)



P-V CURVES OF PV MODULE (445W)



ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts- $P_{max}$ (Wp)*	435	440	445	450	455
Power Tolerance- $P_{max}$ (W)	0 ~ +5				
Maximum Power Voltage- $V_{mp}$ (V)	40.5	40.7	40.8	41.0	41.2
Maximum Power Current- $I_{mp}$ (A)	10.74	10.82	10.90	10.98	11.06
Open Circuit Voltage- $V_{oc}$ (V)	49.0	49.2	49.4	49.6	49.8
Short Circuit Current- $I_{sc}$ (A)	11.31	11.39	11.46	11.53	11.61
Module Efficiency $\eta_m$ (%)	19.9	20.1	20.4	20.6	20.8

STC: Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>, Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5.  
\*Measuring tolerance: ±3%

ELECTRICAL DATA (NMOT)

Maximum Power- $P_{max}$ (Wp)	329	333	336	340	344
Maximum Power Voltage- $V_{mp}$ (V)	38.2	38.4	38.5	38.7	38.9
Maximum Power Current- $I_{mp}$ (A)	8.61	8.68	8.73	8.80	8.86
Open Circuit Voltage- $V_{oc}$ (V)	46.3	46.4	46.6	46.8	47.0
Short Circuit Current- $I_{sc}$ (A)	9.11	9.17	9.23	9.28	9.35

NMOT: Irradiance at 800W/m<sup>2</sup>, Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
Cell Orientation	144 cells (6 × 24)
Module Dimensions	2102 × 1040 × 35 mm (82.76 × 40.94 × 1.38 inches)
Weight	24.0 kg (52.9 lb)
Glass	3.2 mm (0.13 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant Material	EVA
Backsheet	White
Frame	35 mm (1.38 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm <sup>2</sup> (0.006 inches <sup>2</sup> ). Portrait: N 280mm/P 280mm (11.02/11.02 inches) Landscape: N 1400mm/P 1400mm (55.12/55.12 inches)
Connector	MC4 EVO2/TS4*

\*Please refer to regional datasheet for specified connector.

TEMPERATURE RATINGS

NMOT (Nominal Module Operating Temperature)	41°C (±3°C)
Temperature Coefficient of $P_{max}$	-0.36%/°C
Temperature Coefficient of $V_{oc}$	-0.26%/°C
Temperature Coefficient of $I_{sc}$	0.04%/°C

(Do not connect Fuse in Combiner Box with two or more strings in parallel connection)

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40 ~ +85 °C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
Max Series Fuse Rating	20A

WARRANTY

- 12 year Product Workmanship Warranty
  - 25 year Power Warranty
  - 2% first year degradation
  - 0.55% Annual Power Attenuation
- (Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

- Modules per box: 30 pieces
- Modules per 40' container: 660 pieces



CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.  
© 2020 Trina Solar Limited. All rights reserved. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.  
Version number: TSM\_EN\_2020\_C [www.trinasolar.com](http://www.trinasolar.com)





Anexo 2 – Inversores

**Huawei Technologies** modelo **SUN2000-60KTL-M0**

SUN2000-60KTL-M0  
**Smart PV Controller**



**Smart**

12 strings intelligent monitoring



**Efficient**

Max. efficiency 98.7%



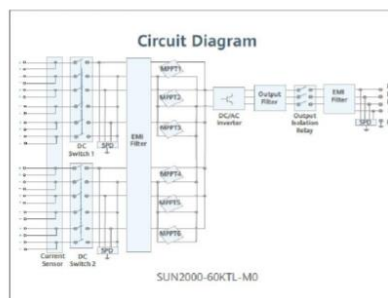
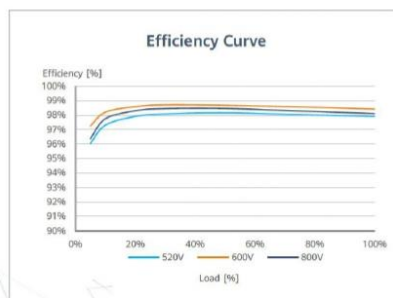
**Safe**

Fuse free design



**Reliable**

Type II surge arresters for DC & AC



SOLAR.HUAWEI.COM/EU/





SUN2000-60KTL-M0  
**Technical Specification**

Technical Specification	SUN2000-60KTL-M0
<b>Efficiency</b>	
Max. efficiency	98.9% @480 V; 98.7% @380 V / 400 V
European efficiency	98.7% @480 V; 98.5% @380 V / 400 V
<b>Input</b>	
Max. Input Voltage <sup>1</sup>	1,100 V
Max. Current per MPPT	22 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	30 A
Start Voltage	200 V
MPPT Operating Voltage Range <sup>2</sup>	200 V ~ 1,000 V
Rated Input Voltage	600 V @380 Vac / 400 Vac; 720 V @480 Vac
Number of MPP trackers	6
Max. input number per MPP tracker	2
<b>Output</b>	
Rated AC Active Power	60,000 W
Max. AC Apparent Power	66,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	66,000 W
Rated Output Voltage	220 V / 380 V, 230 V / 400 V, default 3W + N + PE; 3W + PE optional in settings; 277 V / 480 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Rated Output Current	91.2 A @380 V, 86.7 A @400 V, 72.2 A @480 V
Max. Output Current	100 A @380 V, 95.3 A @400 V, 79.4 A @480 V
Adjustable Power Factor Range	0.8 leading... 0.8 lagging
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
<b>Protection</b>	
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
<b>Communication</b>	
Display	LED indicators; WLAN adaptor + FusionSolar APP
RS485	Yes
USB	Yes
Monitoring BUS (MBUS)	Yes (isolation transformer required)
Smart Dongle-4G	4G / 3G / 2G via Smart Dongle – 4G (Optional)
<b>General Data</b>	
Dimensions (W x H x D)	1,075 x 555 x 300 mm (42.3 x 21.9 x 11.8 inch)
Weight (with mounting plate)	74 kg (163.1 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Natural Convection
Max. Operating Altitude	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Amphenol Helios H4
AC Connector	Waterproof PG Terminal + Terminal Clamp
Protection Degree	IP65
Topology	Transformerless
Nighttime Power Consumption	< 2 W
<b>Standard Compliance (more available upon request)</b>	
Certificate	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, VDE 4120, 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

<sup>1</sup> The maximum input voltage is the upper limit of the DC voltage. Any higher input DC voltage would probably damage inverter.  
<sup>2</sup> Any DC input voltage beyond the operating voltage range may result in inverter improper operating.

Version No.:04-(20201006)

SOLAR.HUAWEI.COM/EU/





Anexo 3 – Monitorização  
**Huawei Smart Logger**

**SmartLogger3000A**



**Smart**

Smart zero export control design



**Simple**

Easy to install on site



**Reliable**

Safety by lightning protection module

Technical Specification	SmartLogger3000A03EU	SmartLogger3000A01EU
<b>Device Management</b>		
Max. Number of Connected Devices	80	
<b>Communication Interface</b>		
WAN	WAN x 1, 10 / 100 / 1000 Mbps	
LAN	LAN x 1, 10 / 100 / 1000 Mbps	
RS485	COM x 3, 1200 / 2400 / 4800 / 9600 / 19200 / 115200 bps, 1000 m	
MBUS	MBUS x 1, 115.2 kbps, Compatible with PLC	No MBUS Communication Interface
2G / 3G / 4G <sup>1</sup>	LTE(FDD) : B1, B2, B3, B4, B5, B7, B8, B20 DC-HSPA+/HSPA/HSPAUMTS : 850/900/1900/2100 MHz GSM/GPRS/EDGE: 850/900/1800/1900 MHz <sup>2</sup>	
Digital / Analog Input / Output	DI x 4, DO x 2, AI x 4	
Active DO	12V, 100mA (connection with relay, sensor)	
<b>Communication Protocol</b>		
Ethernet	Modbus-TCP, IEC 60870-5-104	
RS485	Modbus-RTU, IEC 60870-5-103 (standard), DL / T645	
<b>Interaction</b>		
LED	LED Indicator x 3 - RUN, ALM, 4G	
WEB	Embedded Web	
USB	USB 2.0 x 1	
APP	Communication by WLAN for Commissioning	
<b>Environment</b>		
Operating Temperature Range	-40°C ~ 60°C (-40°F ~ 140°F)	
Storage Temperature	-40°C ~ 70°C (-40°F ~ 158°F)	
Relative Humidity (Non-condensing)	5% ~ 95%	
Max. Operating Altitude	4,000 m (13,123 ft.)	
<b>Electrical</b>		
AC Power Supply	100 V ~ 240 V, 50 Hz / 60 Hz	
DC Power Supply	12 V / 24 V	
Power Consumption	Typical 8 W, Max. 15 W	
<b>Mechanical</b>		
Dimensions (W x H x D)	225 x 160 x 44 mm (8.9 x 6.3 x 1.7 inch, without mounting ears and antenna)	
Weight	2 kg (4.4 lb.)	
Protection Degree	IP20	
Installation Options	Wall Mounting, DIN Rail Mounting, Tabletop Mounting	

<sup>1)</sup> When putting inside metal box, extended antenna will be needed.  
<sup>2)</sup> For recommended carriers list and details on supported frequencies, please contact local distributors.

Version No.04-(20201006)

SOLAR.HUAWEI.COM/EU/





Anexo 4 – Contador de Energia

Itron modelo SL7000



# 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.

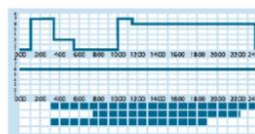
### MEDIDOR DE ENERGIA PARA CLIENTES COMERCIAIS E INDUSTRIAIS

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.

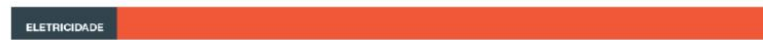
### APLICAÇÕES CLÁSSICAS DE MEDIÇÃO: CLIENTES POR TARIFA

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 Eletrónico 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 anomalias 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



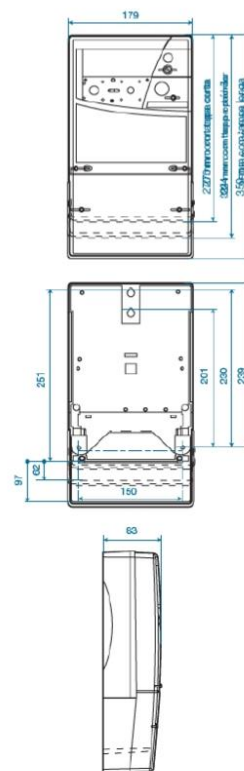
**Dados Técnicos**

Valores	Tensão:	- 3x57,1/100V até 3x240/415V auto-range - Fonte de alimentação auxiliar (opcional)
Tipo de Conexão	Corrente - Conexão CT:	- In 1A/2,5A/5A, I <sub>max</sub> 10A
	Conexão em transformadores:	- Diporíveis 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 60667 e padrões de marcação CE (metrologicos, 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 209/2007	

**Acessórios**

Comunicação	- Modem telefónico, GSM/GPRS, conversor Ethernet auto-alimentados e abrigados sob a tampa do bloco de terminais - Compatibilidade com RF Mesh e Remotas - Cabearmento 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



Nossa empresa é líder mundial em soluções inteligentes de medição, coleta de dados e sistemas de gestão de dados, mais de 8.000 concessionárias em todo o mundo contam com nossa tecnologia para otimizar a entrega e o uso de energia e água.

Para tornar seu futuro mais inteligente, comece aqui: [www.itron.com](http://www.itron.com)

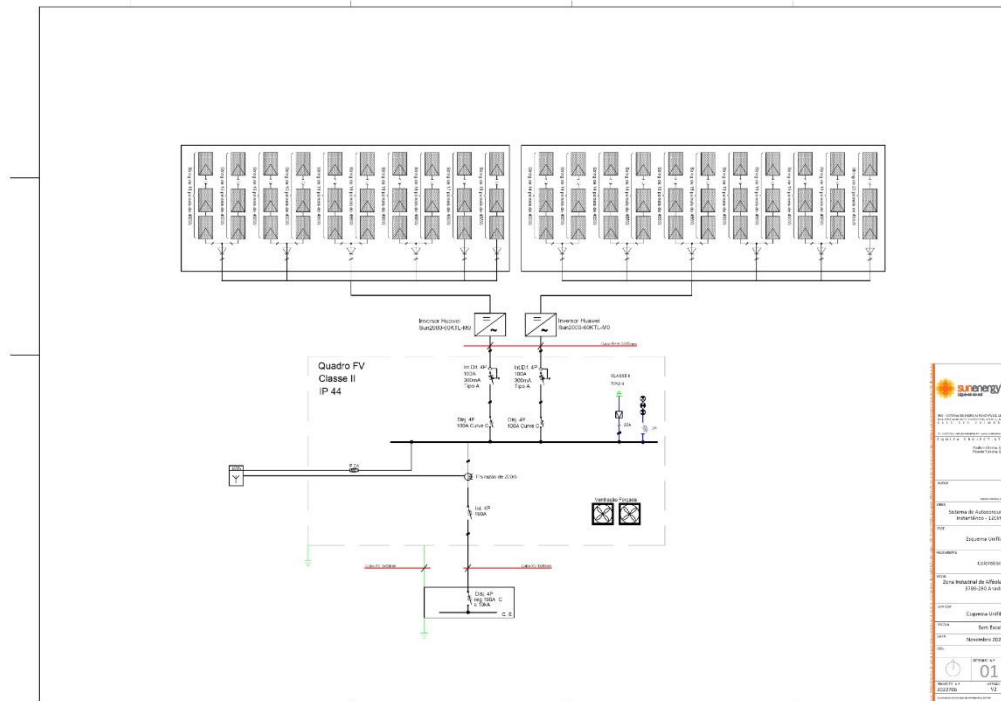
Para mais informações por favor contacte:

**ITRON SOLUÇÕES PARA ENERGIA E ÁGUA LTDA.**  
Av. Joaquim Boer, 792  
Americana/SP  
CEP: 13477-360  
**Tel:** +55 (19) 3471.8400  
**Fax:** +55 (19) 3471.8410





Anexo 5 – Telas Finais - Esquema unifilar da instalação

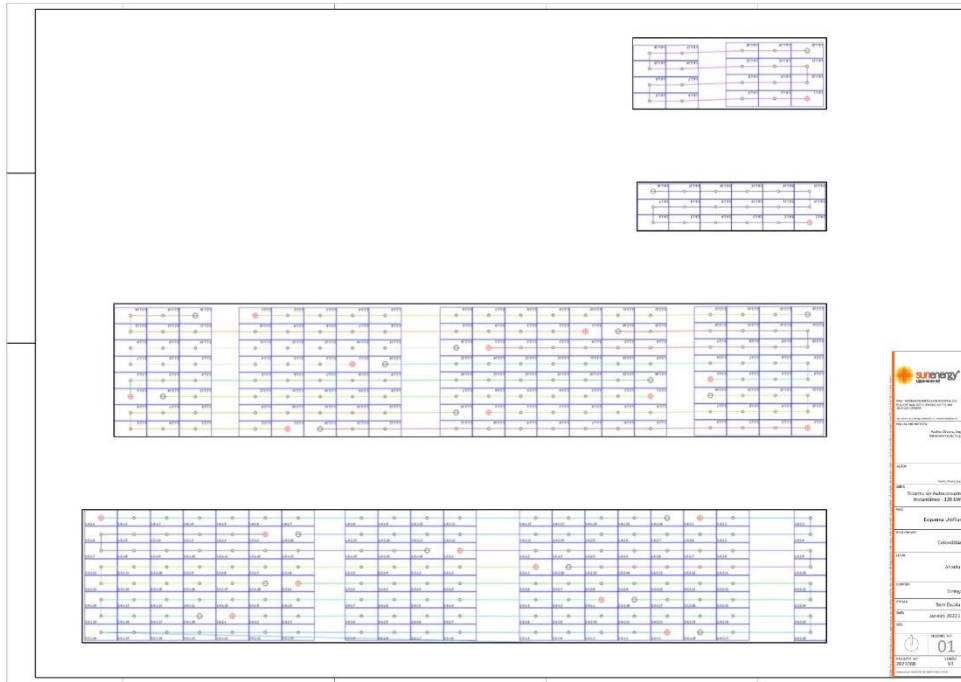


Rua: [Address]	
[City] - [State] - [Country]	
[Phone Number]	
[Email Address]	
[Website]	
[Project Name]	
[Client Name]	
[Contract Number]	
[Date]	
[Time] 01	
[Scale]	
[Sheet Number]	

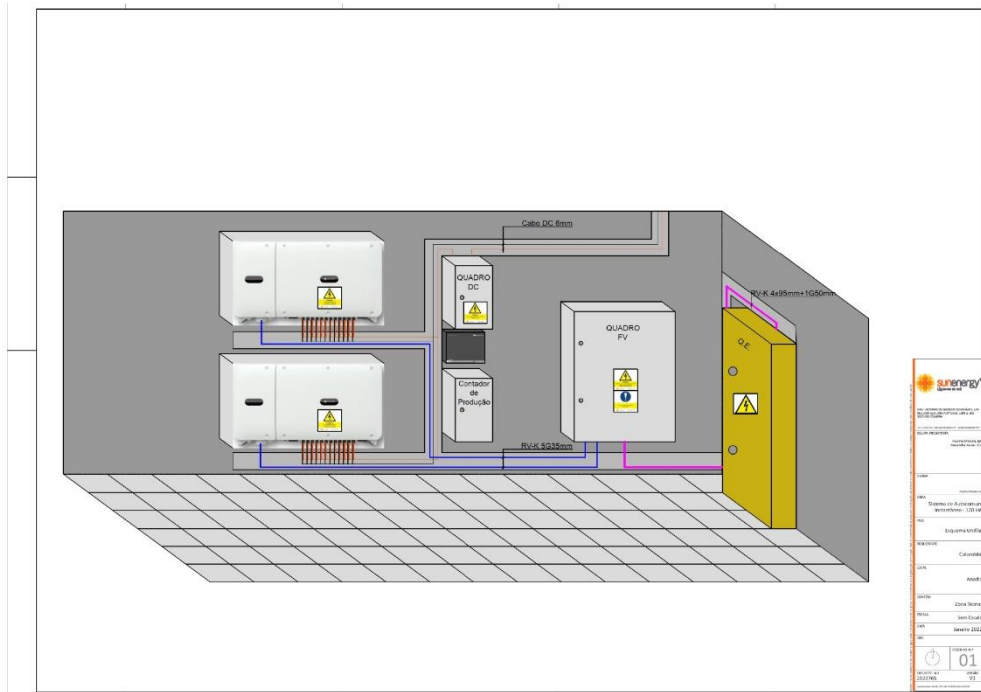




Anexo 6- Telas Finais - Esquema unifilar das strings



Anexo 7- Telas Finais - Zona Técnica







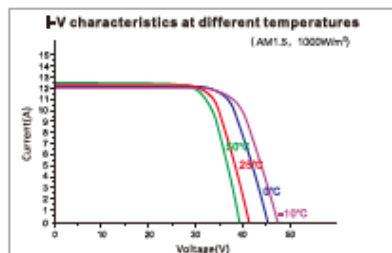
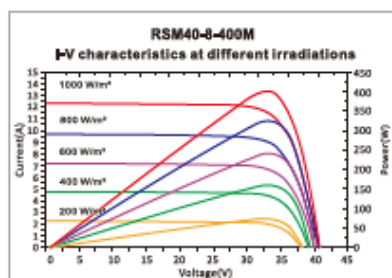
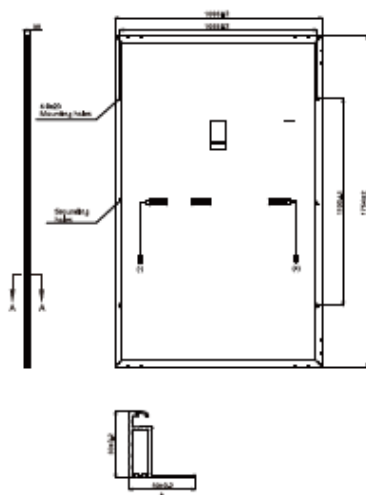
Rua José Augusto Frutuoso, nº 6 Relvinha,  
3025-029 Coimbra  
+351 239 700 750  
info@sunenergy.pt  
sunenergy.pt

IMP/152.00

## ANEXO 2 -FICHA TÉCNICA RISEN RSM-40-8-400M



Dimensions of PV Module (mm)



Our Partners:

RSM40-8-400M-EN-13-1-2021

### ELECTRICAL DATA (STC)

Model Number	RSM40-8-390M	RSM40-8-395M	RSM40-8-400M	RSM40-8-405M	RSM40-8-410M
Rated Power in Watts-Pmax(Wp)	390	395	400	405	410
Open Circuit Voltage-Voc(V)	40,69	41,00	41,30	41,60	41,90
Short Circuit Current-Isc(A)	12,21	12,27	12,34	12,40	12,47
Maximum Power Voltage-Vmpp(V)	33,88	34,14	34,39	34,64	34,89
Maximum Power Current-Imp(A)	11,52	11,58	11,64	11,70	11,76
Module Efficiency (%) *	20,3	20,5	20,8	21,1	21,3

STC: Irradiance 1000 W/m<sup>2</sup>, Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5 according to EN 60904-3.  
\* Module Efficiency (%): Round-off to the nearest number

### ELECTRICAL DATA (NMOT)

Model Number	RSM40-8-390M	RSM40-8-395M	RSM40-8-400M	RSM40-8-405M	RSM40-8-410M
Maximum Power-Pmax (Wp)	295,6	299,4	303,1	306,9	310,7
Open Circuit Voltage-Voc (V)	37,84	38,13	38,41	38,69	38,97
Short Circuit Current-Isc (A)	10,01	10,07	10,12	10,17	10,22
Maximum Power Voltage-Vmpp (V)	31,44	31,68	31,91	32,15	32,38
Maximum Power Current-Imp (A)	9,40	9,45	9,50	9,55	9,60

NMOT: Irradiance at 800 W/m<sup>2</sup>, Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s.

### MECHANICAL DATA

Solar cells	Monocrystalline
Cell configuration	120 cells (5×12+5×12)
Module dimensions	1754×1096×30mm
Weight	21kg
Superstrate	High Transmission, Low Iron, Tempered ARC Glass
Substrate	White Back-sheet
Frame	Anodized Aluminium Alloy type 6005-T6, Silver Color
J-Box	Potted, IP68, 1500VDC, 3 Schottky bypass diodes
Cables	4,0mm <sup>2</sup> (12AWG), Positive(+)-350mm, Negative(-)-350mm (Connector Included)
Connector	Risen Twinseal PV-SY02, IP68

### TEMPERATURE & MAXIMUM RATINGS

Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	44°C±2°C
Temperature Coefficient of Voc	-0,25%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0,04%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0,34%/°C
Operational Temperature	-40°C→+85°C
Maximum System Voltage	1500VDC
Max Series Fuse Rating	20A
Limiting Reverse Current	20A

### PACKAGING CONFIGURATION

	40ft(HQ)	20ft
Number of modules per container	936	180
Number of modules per pallet	36	36
Number of pallets per container	26	5
Box gross weight[kg]	805	805

CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.  
©2021 Risen Energy. All rights reserved. Contents included in this datasheet are subject to change without notice.  
No special undertaking or warranty for the suitability of special purpose or being installed in extraordinary surroundings is granted unless as otherwise specifically committed by manufacturer in contract document.

THE POWER OF RISING VALUE

## ANEXO 2 - FICHA TÉCNICA SOLAX X1 HÍBRIDO



## X1-HYBRID G4 (SINGLE-PHASE)

X1-HYBRID-3.0-D	X1-HYBRID-3.7-D	X1-HYBRID-4.6-D	X1-HYBRID-5.0-D	X1-HYBRID-6.0-D	X1-HYBRID-7.5-D
X1-HYBRID-3.0-M	X1-HYBRID-3.7-M	X1-HYBRID-4.6-M	X1-HYBRID-5.0-M	X1-HYBRID-6.0-M	X1-HYBRID-7.5-M

DC INPUT						
Max. PV array power [Wp]	6000	7400	9200	10000	12000	15000
Max. PV input power <sup>①</sup> (PV1+PV2) [Wp]	4500	5500	6900	7500	9000	10000
Max. PV input voltage [V]	600	600	600	600	600	600
Start output voltage [V]	90	90	90	90	90	90
Nominal input voltage [V]	360	360	360	360	360	360
MPPT voltage range [V]	70 ~ 550	70 ~ 550	70 ~ 550	70 ~ 550	70 ~ 550	70 ~ 550
No. of MPPT trackers / Strings per MPP tracker	2 (1/1)	2 (1/1)	2 (1/1)	2 (1/1)	2 (1/1)	2 (1/1)
Max. input current (input PV1 / input PV2) [A]	16 / 16	16 / 16	16 / 16	16 / 16	16 / 16	16 / 16
Max. short circuit current (input PV1 / input PV2) [A]	20 / 20	20 / 20	20 / 20	20 / 20	20 / 20	20 / 20
AC INPUT & OUTPUT						
Nominal AC output power [W]	3000	3680	4600	5000 <small>(Germany 4600, AU 4999)</small>	6000	7500
Max. AC output apparent power [VA]	3300	3680	4999 <small>(Germany 4600)</small>	5500 (4600 for VDE4105, 4999 for AS4777)	6600	7500
Max. AC output current [A]	14.4	16	21.7 <small>(Germany 20)</small>	23.9 <small>(Germany 20, AU 21.7)</small>	28.6	32.6
Max. AC input apparent power [VA]	6300	7360	9200	9200	9200	9200
Max. AC input current [A]	27.4	32	40	40	40	40
Nominal AC voltage [V]	230 / 240					
Nominal grid frequency [Hz]	50 / 60					
Displacement power factor	0.8 leading ~ 0.8 lagging					
THDi (rated power) [%]	< 2					
BATTERY DATA						
Battery type	Lithium-ion battery / Lead-acid Battery					
Battery voltage range [V]	80 ~ 480					
Max. continuous charge / discharge current [A]	30					
EPS (OFF-GRID OR BACK-UP) OUTPUT (WITH BATTERY)						
Nominal output power [W]	3000	3680	4600	5000	6000	7500
Peak apparent power [VA]	6000, 10s	6000, 10s	6900, 10s	7500, 10s	9000, 10s	11250, 10s
Max. continuous current [A]	13	16	21.7	21.7	26.1	32.6
Nominal voltage [V]; Frequency [Hz]	230; 50 / 60					
Switch time [ms]	< 10					
Parallel operation	YES					
SYSTEM DATA						
Max. efficiency [%]	97.6					
Euro. efficiency [%]	97.0					
Battery charge / discharge efficiency [%] <sup>②</sup>	97.0 / 97.0					
Degree of protection	IP65					
Operating temperature range [°C]	-35 ~ +60 (Derating above +45)					
Max. operation altitude [m]	< 3000					
Relative humidity [%]	0 ~ 100					
Typical noise emission [dB]	< 30					
Storage temperature [°C]	-40 ~ +65					
Dimensions (WxHxD) [mm]	482 x 417 x 181					
Net weight [kg]	24					
Cooling concept	Nature cooling					
Communication interfaces	CT / Meter (optional), External control RS485, Pocket WiFi (Optional: Pocket Lan / 4G), DRM, USB Upgrade, NTC (optional)					
POWER CONSUMPTION						
Internal consumption (night) [W]	< 17W for standby, < 2.7W for idle					
STANDARD						
Safety	EN/IEC62109-1 / -2					
EMC	EN61000-6-1 / 2 / 3 / 4; EN61000-3-2 / 3 / 11 / 12					
Certification	VDE4105, G99, G98, AS4777, EN50549, CEI 0-21, IEC61727, RD1699, NRS 097-2-1, PEA / MEA, VFR2019, C10 / 11					

①: Indicates that all model single PV1 & PV2 input power upper limit is 5000 W. ("Max. PV input power<sup>①</sup> (PV1+PV2)" restriction takes precedence).

②: PV to BAT Max. efficiency 97.0%, BAT to AC Max. efficiency 97.0%.

V2.6. Information may be subject to modify without notice.

650.00009.00

## ANEXO 3 - FICHA TÉCNICA BATERIA SOLAX



### T-BAT SYS-HV Configuration List

	T-BAT H 5.8 T-BAT H 5.8 V2	T-BAT H 11.5 T-BAT H 11.5 V2	T-BAT H 17.3 T-BAT H 17.3 V2	T-BAT H 23 T-BAT H 23 V2
Nominal Voltage [V]	115.2	230.4	345.6	460.8
Operating Voltage [V]	100-131	200-262	300-393	400-524
Battery Type	Li-ion (LFP)	Li-ion (LFP)	Li-ion (LFP)	Li-ion (LFP)
Total Capacity [kWh]	5.8	11.5	17.3	23.0
Usable Capacity <sup>[1]</sup> [kWh]	5.1	10.4	15.5	20.7
Faradic Charge Efficiency [%]	99	99	99	99
Battery Roundtrip Efficiency [%]	95	95	95	95
Standard Power [kW]	2.8	5.7	8.6	11.5
Max Power [kW]	4.0	8.0	12.0	16.1
Recommend Charge/Discharge Current [A]	25	25	25	25
Max Charge/Discharge Current [A]	35	35	35	35
Short Circuit Current[A]	760	760	760	760
Cycle Life	>6000 Cycles	>6000 Cycles	>6000 Cycles	>6000 Cycles
Warranty [Year]	10	10	10	10
Available Operating Temperature Range [°C]	0 to 55			
Full-load Operating Temperature Range [°C]	5 to 48			
Relative Humidity [%]	4 to 100 (condensing)			
Altitude [m]	Below 2000			
Protection	IP65			
System to Inverter	CAN2.0			
Battery to Battery/BMS	RS485			
Data Collection Port /FW UPDATE	CAN2.0			
Master Control Working Mode Indicator	1 LED			
Master Control Capacity Indicator	4LED (25%, 50%, 75%, 100%)			
Battery Module LED	2 LED			
Reset	Button			
Switch ON/OFF	Buttonx1 + breakerx1			
Safety	CE, RCM, IEC62619, UL1973, ROHS, REACH			
UN Number	UN3480			
Hazardous Materials Classification	Class 9			
Transport Testing Requirement	UN38.3			
Dimensions(LxWxH) [mm]	474x193x708	474x193x708+474x193x647	474x193x708+(474x193x647)x2	474x193x708+(474x193x647)x3
Weight [kg]	72.2	72.2+68.5	72.2+68.5x2	72.2+68.5x3

[1] Test conditions:90% DOD, 0.2C charger & discharger @+25°C

\* X3 Hybrid inverter can connect 2-4pcs of T58 batteries(1pc of T58 master, and rest 1-3pcs of T58 slave).

\* X1 Hybrid inverter can connect 1-3pcs of T58 batteries(1pc of T58 master, without T58 slave, or with 1-2pcs of T58 slave).

\* With BMS Parallel Box-II, the maximum battery quantity connected on each inverter varies, please kindly check datasheet of BMS Parallel Box-II.

\* Maximum Charge/Discharge Current may be variant with different inverter models

V2.4\*Information may be subject to change without notice. 650.0002.00

## ANEXO 4 - FICHA TÉCNICA AR-CONDICIONADO



**GAMA HOME**




OPCIONAL



Ficha técnica

**MURAL SPLIT 1X1  
AMBER SERIES**













		ELS026AMBR32	ELS035AMBR32	ELS052AMBR32	ELS071AMBR32	
<b>MODELO</b>	INT.	ELS026AMBR32-INT	ELS035AMBR32-INT	ELS052AMBR32-INT	ELS071AMBR32-INT	
	EXT.	ELS026AMBR32-EXT	ELS035AMBR32-EXT	ELS052AMBR32-EXT	ELS071AMBR32-EXT	
Alimentação eléctrica	V,F,HZ	220-240V (1 Fase~ 50Hz)				
<b>RENDIMENTO</b>						
Capacidade de refrigeração	Capacidade	kW	2,6	3,5	5,3	7,0
		Btu/h	9.000 (3.100-11.600)	12.000 (3.800-14.200)	18.000 (6.200-20.900)	24.000 (7.100-27.120)
	Consumo	W	732 (100~1.240)	1.213 (130~1.580)	1539 (140~2360)	2345 (160~2960)
	SEER / Classificação Energética	-	6,3 / A++	6,1 / A++	7,1 / A++	6,1 / A++
Capacidade calefação	Capacidade	kW	2,91	3,8	5,57	7,31
		Btu/h	10.000 (2.800-11.500)	13.000 (3.700-14.400)	19.000 (4.700-23.000)	25.000 (5.500-30.000)
	Consumo	W	733 (120~1.200)	1.088 (100~1.680)	1480 (200~2410)	2035 (260~3140)
	*SCOP / Classificação Energética	-	4/A+	4/A+	4/A+	4/A+
<b>CARACTERÍSTICAS</b>						
Unidade interna	Potência sonora (H)	dB(A)	54	55	55	59
	Pressão sonora (H/M/L)	dB(A)	38,5/32/25/21	40,5/34,5/25/22	42,5/36/26/25	45/40,5/36/28
	Fluxo de ar	m <sup>3</sup> /h	466/360/325	540/430/314	840/680/540	980/817/662
	Faixa de temperatura selecionável	°C	16~31			
Unidade externa	Potência sonora	dB(A)	62	65	61	67
	Pressão sonora	dB(A)	55,5	56	56	59
	Fluxo de ar	m <sup>3</sup> /h	1.750	1.800	2.500	3.000
	Temperatura de operação	°C	-15~50   -15~30			
Refrigerante	Tipo / Carga	- / Kg	R32/0,55	R32/0,55	R32/1	R32/1,6
	Carga adicional >5	g/m	12	12	12	24
<b>DIMENSÕES E PESO</b>						
Unidade interna	Dimensões líquidas (LxAxP)	mm	805x285x194	805x285x194	957x302x213	1.040x327x220
	Dimensões brutas (LxAxP)	mm	870x365x270	870x365x270	1035x380x295	1120x405x315
	Peso líquido / bruto	Kg	7,6/9,7	7,6/9,7	10/13	12,3/15,8
Unidade externa	Dimensões líquidas (LxAxP)	mm	720x495x270	720x495x270	800x554x333	845x702x363
	Dimensões brutas (LxAxP)	mm	835x540x300	835x540x300	920x615x390	965x765x395
	Peso líquido / bruto	Kg	23,2/25	23,2/25	32,7/35,4	51/55
<b>LIGAÇÕES</b>						
Tubo de refrigeração	Líquido - Gás	Pulg.	1/4" - 3/8"	1/4" - 3/8"	1/4" - 1/2"	3/8" - 5/8"
	Comprimento máx.	m	25	25	30	50
	Inclinação máx.	m	10	10	20	25
Conexões eléctricas	Alimentação	mm	2x2,5 + T			
	Interconexão	mm	4x2,5 + T			
<b>CÓDIGO EAN</b>	Conjunto		8435483815254	8435483815247	8435483815230	8435483815223
	Módulo WIFI Opcional		8435483801844	8435483801844	8435483801844	8435483801844

ELUXE se reserva todos os direitos de modificar modelos e dados técnicos sem aviso prévio. Informação válida, exceto erro tipográfico ou de impressão.

04/02/2020

## ANEXO 5 - FICHA TÉCNICA AXPERT KING

Off-Grid Inverter

# Axpert King Off-Grid Inverter



- Zero transfer time to protect mission-critical loads such as servers and ATM.
- Detachable LCD control module with multiple communications
- Built-in Bluetooth for mobile monitoring (Android App is available)
- Supports USB On-the-Go function
- Reserved communication port for BMS (RS485, CAN-BUS or RS232)
- Parallel operation up to 9 units

OFF-GRID INVERTER

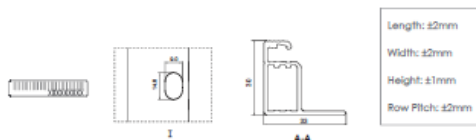
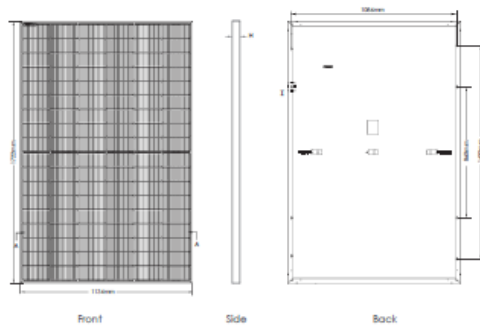
### Axpert King Off-Grid Inverter Selection Guide

MODEL	Axpert King 3K	Axpert King 5K
Rated Power	3000VA/3000W	5000VA/5000W
Parallel Capability	Up to 9 units	Up to 9 units
<b>INPUT</b>		
Voltage	230 VAC	
Voltage Range	110-280 VAC	
Frequency Range	50 Hz/60 Hz (Auto sensing)	
<b>OUTPUT</b>		
AC Voltage Regulation	230 VAC $\pm$ 5%	
Output THDv	$\leq$ 3% for linear load, $\leq$ 8% for non-linear load	
Surge Power	8000VA for 5 sec	10000VA for 5 sec
Efficiency (Peak)	93 % at Line Mode, 90% at Battery Mode	
Transfer Time	0 ms	
Waveform	Pure sine wave	
<b>BATTERY</b>		
Battery Voltage	24 VDC	48 VDC
Floating Charge Voltage	27 VDC	54 VDC
Overcharge Protection	34 VDC	66 VDC
<b>SOLAR CHARGER &amp; AC CHARGER</b>		
Solar Charger Type	MPPT	MPPT
Maximum PV Array Open Circuit Voltage	145 VDC	
Maximum PV Array Power	1500 W	4000 W
MPP Range @ Operating Voltage	30 ~ 115 VDC	60~115VDC
Maximum Solar Charge Current	60 A	80 A
Maximum AC Charge Current	60 A	60 A
Maximum Charge Current	120 A	140 A
<b>PHYSICAL</b>		
Dimension, D x W x H (mm)	140 x 303 x 525	
Net Weight (kgs)	13.0	13.5
Communication Interface	USB/RS232/RS485/Bluetooth/Dry-contact	
<b>ENVIRONMENT</b>		
Humidity	5% to 95% Relative Humidity (Non-condensing)	
Operating Temperature	0°C to 55°C	
Storage Temperature	-15°C to 60°C	

Product specifications are subject to change without further notice.

## ANEXO 6 - FICHA TÉCNICA JINKO JKM 425-54HL4

### Engineering Drawings

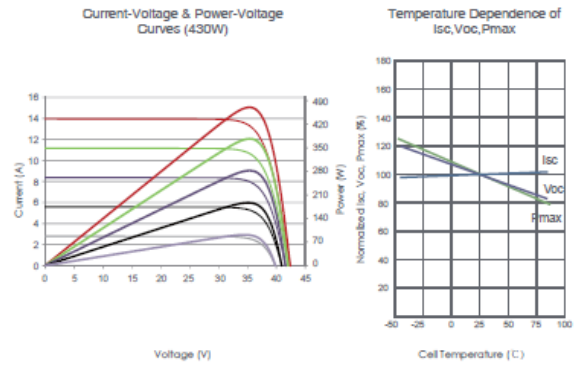


### Packaging Configuration

( Two pallets = One stack )

36pcs/pallets, 72pcs/stack, 936pcs/ 40HQ Container

### Electrical Performance & Temperature Dependence



### Mechanical Characteristics

Cell Type	N type Mono-crystalline
No. of cells	108 (6×18)
Dimensions	1722×1134×30mm (67.79×44.65×1.18 inch)
Weight	22 kg (48.50 lbs)
Front Glass	3.2mm Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm <sup>2</sup> (+): 400mm, (-): 200mm or Customized Length

### SPECIFICATIONS

Module Type	JKM410N-54HL4		JKM415N-54HL4		JKM420N-54HL4		JKM425N-54HL4		JKM430N-54HL4	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	410Wp	308Wp	415Wp	312Wp	420Wp	316Wp	425Wp	320Wp	480Wp	323Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	31.13V	29.06V	31.32V	29.21V	31.51V	29.34V	31.70V	29.50V	31.88V	29.63V
Maximum Power Current (Imp)	13.17A	10.61A	13.25A	10.68A	13.33A	10.76A	13.41A	10.83A	13.49A	10.91A
Open-circuit Voltage (Voc)	37.73V	35.84V	37.92V	36.02V	38.11V	36.20V	38.30V	36.38V	38.49V	36.56V
Short-circuit Current (Isc)	13.91A	11.23A	13.99A	11.29A	14.07A	11.36A	14.15A	11.42A	14.23A	11.49A
Module Efficiency STC (%)	21.00%		21.25%		21.51%		21.76%		22.02%	
Operating Temperature (°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1000/1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	25A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.30%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.25%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.046%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

\*STC: ☀ Irradiance 1000W/m<sup>2</sup> 📱 Cell Temperature 25°C ☁ AM=1.5  
 NOCT: ☀ Irradiance 800W/m<sup>2</sup> 📱 Ambient Temperature 20°C ☁ AM=1.5 🌀 Wind Speed 1m/s

## ANEXO 7 - FICHA TÉCNICA BATERIA PYLONTECH UP2500

### Características



Basic Parameters	UP2500	US2000B Plus	US3000
Nominal Voltage (V)	24	48	48
Nominal Capacity (Wh)	2840	2400	3552
Usable Capacity (Wh)	2550	2200	3200
Dimension (mm)	442*420*119	442*410*89	442*420*132
Weight (Kg)	27,5	24	32
Discharge Voltage (V)	23~28.8	45 ~ 53.5	45~53.5
Charge Voltage (V)	28.2~28.8	52.5~53.5	52.5~53.5
Charge / Discharge Current (A)	56 (continuous)	25 (Recommended)	37 (Recommended)
	111 (Peak@15s)	50 (Max) 100 (Peak@15s)	74 (Max) 100 (Peak@15s)
Communication Port	RS485	RS232, RS485, CAN	RS232, RS485, CAN
Single string quantity(pcs)		8	12
Working Temperature/°C	0~50	0~50	0~50
Shelf Temperature/°C	-20~60	-20~60	-20~60
Humidity	5%~90%	5%~85%	5%~85%
Altitude (m)	<2000	<2000	<2000
Design life	10+ Years (25°C/77°F)	10+ Years (25°C/77°F)	10+ Years (25°C/77°F)
Cycle Life	>6000, 25°C	>6000, 25°C	>6000, 25°C
Authentication Level	IEC62619/RoHS/UN38.3	TÜV / CE / UN38.3	TÜV / CE / UN38.3