



isec

Engenharia

MESTRADO EM ENGENHARIA
ELETROTÉCNICA

Dimensionamento de Sistemas de Energia Solar - Estágio na SunEnergy

Autor

André Carlos Madeira Duarte

Orientador

Prof. Doutor Adelino Jorge Coelho Pereira

Prof. Doutora Rita Manuela da Fonseca Monteiro Pereira

Coimbra, abril, 2023



isec

Engenharia

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELETROTÉCNICA

Dimensionamento de Sistemas de Energia Solar - Estágio na SunEnergy.

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

Especialização em Automação e Comunicações em Sistemas de Energia

Autor

André Carlos Madeira Duarte

Orientador

Prof. Doutor Adelino Jorge Coelho Pereira

Prof. Doutora Rita Manuela da Fonseca Monteiro Pereira

Supervisor na empresa NRG - SISTEMAS DE ENERGIAS
RENOVÁVEIS, LDA

Engenheiro Paulino Gonçalves Oliveira

Coimbra, abril, 2023

AGRADECIMENTOS

Em primeiro, lugar quero agradecer aos três sócios, Raul Santos, Carlos Morais e Rui Oliveira, pela oportunidade da realização do estágio na NRG, Lda. detentora da marca SunEnergy, possibilitando a integração numa equipa trabalho a um recém-licenciado sem experiência nas áreas de energias renováveis/eficiência energética. Quero agradecer também, pelo voto de confiança que foi depositado nas tarefas atribuídas.

Ao meu supervisor Engenheiro Paulino Oliveira, fica um enorme agradecimento por toda disponibilidade, enorme apoio e conhecimento transmitido.

Deixo também um agradecimento com carinho a todos os que pertencem à família SunEnergy, com quem construí uma forte amizade.

Deixo uma palavra de enorme reconhecimento e gratidão aos meus orientadores de estágio, Professor Adelino Pereira e Professora Rita Pereira, pelo apoio, disponibilidade, sugestões, motivação e preocupação, que desmontaram ao longo de todo o percurso.

Do fundo do coração, agradeço aos dois pilares da minha vida, que são os meus pais, por todos os valores que me transmitiram como pessoa, assim como o apoio incondicional em todo o sucesso da minha formação académica.

Agradeço a todos pessoas que estiveram presentes no decorrer deste período, o meu mais sincero e humilde obrigado.

RESUMO

O presente relatório, advém da unidade curricular “Estágio” do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica do Instituto Superior de Engenharia de Coimbra, com a finalidade de descrever o percurso realizado ao longo do estágio na empresa SunEnergy.

A NRG – Sistemas de Energias Renováveis, Lda. dona da marca SunEnergy, é especialista em ofertas de soluções baseadas em energias renováveis, sobretudo em soluções de sistemas fotovoltaicos, para o setor doméstico e industrial.

A empresa foca-se na implementação de sistemas energéticos limpos e eficientes para geração de eletricidade, climatização, solar térmico e operação de postos de carregamento de veículos elétricos. Nos dias de hoje, a empresa, tem se afirmado como um dos líderes do mercado, contribuindo para o desenvolvimento sustentável em Portugal.

O relatório consiste em abordar a situação presente sobre as energias renováveis e as vantagens que oferecem para o desenvolvimento sustentável, com grande foco na energia solar e as suas principais vertentes: Energia Solar Térmica e Energia Solar Fotovoltaica.

Ambas as técnicas são abordadas em capítulos diferentes, onde são apresentadas algumas das soluções possíveis no mercado, identificando e exemplificando as tecnologias e técnicas que foram aplicadas ou analisadas durante o decorrer do estágio, assim como a legislação pela qual se regem.

Durante a realização do estágio foi possível colaborar num conjunto de projetos, em ambos os departamentos de projeto, fotovoltaico e térmico. Serão apresentados alguns casos de estudo como forma representativa do processo de elaboração de projetos, desde a recolha de informações da instalação do cliente, métodos de cálculo, seleção dos equipamentos a implementar e aplicação de softwares.

Existe um capítulo em que se aborda de forma superficial o processo de obtenção da licença de operadores de postos de carregadores de veículos elétricos. Este processo esteve à responsabilidade do autor.

Palavras-Chave: Autoconsumo; Desenvolvimento sustentável; Eficiência energética; Energia solar; Energias renováveis; Energia solar fotovoltaica; Energia solar térmica; Mobilidade elétrica.

ABSTRACT

This report comes from the curricular unit "Internship" of the Master's Degree in Electrotechnical Engineering at the Polytechnic of Coimbra — School of Engineering (ISEC), in order to describe the path during the internship at the company SunEnergy.

NRG – Sistemas de Energias Renováveis, Lda. owner of the SunEnergy brand, it specializes in offering solutions based on renewable energies, especially in photovoltaic system solutions, for the domestic and industrial sector.

The company focuses on the implementation of clean and efficient energy systems for electricity generation, air conditioning and solar thermal and operation of electric vehicle charging stations. Nowadays, the company has established itself as one of the market leaders, contributing to sustainable development in Portugal.

The report consists of addressing the current situation regarding renewable energies and the advantages they offer for sustainable development, with a strong focus on solar energy and main aspects: Solar Thermal Energy and Solar Photovoltaic Energy.

Both techniques are addressed in different chapters, where some of the possible solutions on the market are presented, identifying and exemplifying the technologies and techniques that were applied or analyzed during the internship, as well as the legislation by which they are governed.

During the internship, it was possible to collaborate on a set of projects, in both the photovoltaic and thermal design departments. Some case studies will be presented as a representative way of the project elaboration process, from the collection of information from the customer's installation, calculation methods, selection of equipment to implement and use of software.

There is a small chapter where is explained the process of obtaining a license for operators of charging stations for electric vehicles. This process is the responsibility of the author.

Keywords: Energy efficiency; Electric Mobility; Photovoltaic solar Energy; Thermal solar energy; Renewable energies; Self-consumption; Solar energy; Sustainable development;

Índice

AGRADECIMENTOS	I
RESUMO	III
ABSTRACT	V
ÍNDICE	XI
ÍNDICE DE TABELAS	XXI
ABREVIATURAS	XXIII
1. INTRODUÇÃO	1
1.1 - Enquadramento	1
1.2 - Objetivos	9
1.3 -Estrutura do relatório	10
2. EMPRESA NRG – SISTEMAS DE ENERGIAS RENOVÁVEIS, LDA	11
2.1 Descrição Genérica da Empresa	11
2.2 Estrutura Organizacional	14
3. ENERGIA SOLAR	17
3.1 Energia Solar Ativa e Passiva	17
3.2 Radiação Solar	18
3.3 Geometria Terra - Sol	22
3.4 Radiação Solar em Portugal	31
4. ENERGIA SOLAR TÉRMICA	35
4.1 Enquadramento	35
4.2 Fração Solar	37
4.3 Classificação dos Sistemas Solares Térmicos	39
4.4 Componentes dos Sistemas Solares Térmicos	43
4.4.1 Coletor Solar.....	43
4.4.2 Permutadores de Calor	47
4.4.3 Depósito de Acumulação.....	48
4.4.4 Tubagens e Isolamento Térmico.....	49
4.4.5 Fluido de Transferência Térmica.....	50
4.4.6 Vaso de Expansão.....	50
4.4.7 Bomba de Circulação	52
4.4.8 Válvulas Principais do Sistema AQS	53
4.4.9 Sistema de Controlo	54
4.4.10 Circuito Solar	55
4.5 Manutenção Sistemas Solares Térmicos	56
4.6 Legislação Nacional dos Sistemas Solares Térmicos	58
4.7 Projetos/Casos de Estudo de Energia Solar Térmica	61
4.7.1 Projeto Solar Térmico Forçado.....	62
5. ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	69
5.1 Enquadramento	69
5.2 Estrutura de Suporte	70
5.3 Células Fotovoltaicas	72
5.3.1 Características elétricas das células fotovoltaicas	74
5.3.2 Gerações das Células Fotovoltaicas e outras Tecnologias.....	77
5.4 Módulo Fotovoltaico	83

5.4.1 Apresentação da Ficha Técnica do Módulo Fotovoltaico.....	86
5.4.2 Efeitos LID e PID.....	88
5.4.3 Associação de Módulos Fotovoltaicos Série/Paralelo	91
5.5 Inversor	92
5.5.1 Apresentação da Ficha Técnica do Inversor	94
5.5.2 Microinversor	97
5.6 Sistema de Armazenamento.....	98
5.6.1 Sistema de Gestão (BMS).....	99
5.6.2 Reguladores de carga.....	99
5.6.3 Apresentação da Ficha Técnica da Bateria.....	100
5.7 Sistemas de Monitorização.....	102
5.7.1 Monitorização de Consumo.....	103
5.7.2 Monitorização da Produção Fotovoltaica	104
5.7.1 Monitorização Meteorológica.....	106
5.8 Sistemas de Proteção Elétrica	108
5.9 Manutenção de Sistemas Solares Fotovoltaicos	111
5.10 Legislação Nacional para os Sistemas Solares Fotovoltaicos	112
5.10.1 Sistema de Registo de Instalações Elétricas de Serviço Particular (SRIESP)	115
5.11 Projetos/Casos de Estudo de Energia Solar Fotovoltaica.....	117
5.11.1 Caso de Estudo 1: “Fumeiros Profírios”	118
5.11.2 Caso de Estudo 2: “Solzaima”	146
6. PROCESSO PARA OBTENÇÃO DA LICENÇA COMO OPERADOR DE POSTOS DE CARREGAMENTO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS	163
6.1 Enquadramento	163
6.2 Processo de Licenciamento	164
7. CONCLUSÕES	167
REFERÊNCIAS	169
ANEXOS	179
Anexo 1 – Ficha Técnica Coletor Solar Plano Top: FKT-2	179
Anexo 2 – Proposta Comercial de Sistema de Circulação Forçada para AQS.....	184
Anexo 3 – Ficha Técnica do Kit de Circulação Forçada para AQS, Coletor Solar OFASUN2512, Controlador Diferencial Helios Midi e Grupo Hidráulico OFA SRD-M.....	193
Anexo 4 – Ficha Técnica do Termoacumulador Compacto de 150L	198
Anexo 5 – Coeficiente de Inclinação Mês (k), para uma latitude de 40°	199
Anexo 6 – Ficha Técnica do Módulo Longi LR5-72HPH 525-545M	200
Anexo 7 – Ficha Técnica do Módulo JA SOLAR JAM72S30 525-550/MR.....	202
Anexo 8 – Ficha Técnica do Inversor Huawei SUN2000-100 KTL-M1	204
Anexo 9 – Ficha Técnica da Bateria Solax TRIPLE POWER.....	206
Anexo 10 – Termo de Responsabilidade pela Instalação Elétrica	208
Anexo 11 – Proposta Comercial Sistema de Autoconsumo Solar Fotovoltaico “Fumeiros Profírios”.....	209
Anexo 12 – Ficha Técnica do Módulo Canadian Solar KuPower CS3K-295 300 305 310P (1000V / 1500V).....	222
Anexo 13 – Ficha Técnica do Inversor Fronius ECO	224
Anexo 14 – Implantação de Módulos Cobertura Fumeiros Profírios	226
Anexo 15 – Ficha Técnica de Suporte Complanar Mircrorail 06H, Sunfer	227

Anexo 16 – Configuração string’s Fumeiros Profírios	228
Anexo 17 – Esquema Elétrico Unifilar Fumeiros Profírios.....	229
Anexo 18 – Esquema de Monitorização de Consumo Fronius Smart Meter 50kA-3 e Comunicação entre Inversores Fornius.....	230
Anexo 19 – Esquema de Ligação Contador de Produção Contagem Indireta Itron ACE SL-7000231	
Anexo 20 – Ficha Técnica Itron ACE SL-7000	232
Anexo 21 – Ficha Técnica Transformadores Abriveis MORTPAN058	236
Anexo 22 – Ficha Técnica Analisar Fronius Smart Meter 50kA-3	237
Anexo 23 – Ficha Técnica do Módulo Canadian Solar HiKu CS3L-350 355 360 365 370 375MS239	
Anexo 24 – Ficha Técnica do Inversor Huawei SUN2000-60KTL-M0	241
Anexo 25 – Ficha Técnica do cabo RZ1-K (AS).....	243
Anexo 26 – Ficha Técnica do cabo RZ1-K (AL)	244
Anexo 27 – Esquema Elétrico Unifilar da UPAC Solzaima	246
Anexo 28 – Esquema de Monitorização de Consumos mais Comunicação Huawei	247
Anexo 29 – Ficha Técnica do Janitza UMG 104	248
Anexo 30 – Ficha Técnica do SmartLogger 3000A.....	254
Anexo 31 – Projeto Descritivo Geral.....	255
Anexo 32 – Memória Descritiva e Meios Técnicos.....	266

Índice

Figura 1.1 - Fontes de Energias não Renováveis e Renováveis, (adaptado de (edp, 2022)).	1
Figura 1.2 - Evolução das emissões totais de CO2 (Mton CO2).	3
Figura 1.3 - Evolução do consumo de Energia Primária - meta EE (Mtep).	3
Figura 1.4 - Evolução do contributo das renováveis no consumo final de energia.	3
Figura 1.5 - Evolução do contributo das renováveis na eletricidade.	3
Figura 1.6 - Evolução do contributo das renováveis nos transportes.	3
Figura 1.7 - Evolução da capacidade de interligação PT-ES.	3
Figura 1.8 - Objetivos nacionais para o horizonte 2030, (PNEC 2030, 2019).	4
Figura 1.9 - Capacidade instalada do Parque Electroprodutor Português e metas para 2030, (APREN, 2020).	4
Figura 1.10 - Peso das diferentes fontes na produção de eletricidade em Portugal no ano 2018, (APREN, 2019).	5
Figura 1.11 - Peso das diferentes fontes na produção de eletricidade em Portugal no ano 2021, (APREN, 2022).	5
Figura 1.12 - Evolução da Potência Instalada em Portugal, (APREN, 2022).	5
Figura 1.13 - Evolução da Produção Elétrica em Portugal Continental, (APREN, 2022).	6
Figura 1.14 - Rácio de emprego direto e indireto por MW instalado das FER entre 2014 e 2018, (adaptado de (Deloitte, 2019)).	7
Figura 1.15 - Custo nivelado de eletricidade das tecnologias de produção de energia elétrica mundial, (adaptado de (IRENA, 2020)).	7
Figura 1.16 - Custo de produção das tecnologias dos módulos fotovoltaicos, (adaptado de (Reuters Events, 2020)).	8
Figura 1.17 - Decomposição dos preços de eletricidade consumidores domésticos em 2020, (ERSE, 2020).	9
Figura 1.18 - Decomposição dos preços de eletricidade não consumidores domésticos em 2020, (ERSE, 2020).	9
Figura 2.1 - Vista aérea da empresa, (Sunenergy, 2020).	11
Figura 2.2 - Mapa de delegações SunEnergy, (adaptado de (Sunenergy, 2020)).	11
Figura 2.3 - Logotipo da empresa.	13
Figura 2.4 - Certificado PME líder 2018.	13
Figura 2.5 - Certificado PME líder 2019.	13
Figura 2.6 - Certificado PME líder 2020.	13
Figura 2.7 - Certificado TÜV RHEINLAND.	13
Figura 2.8 - Certificado PME excelência 2020.	13
Figura 2.9 - Certificado CERTIF.	13
Figura 2.10 - Certificado licenciamento OPC.	13
Figura 2.11 - Certificada licença IMPIC.	13
Figura 2.12 - Certificado de pagamento pontual, 2021.	13
Figura 2.13 - Potência instalada em sistemas fotovoltaicos pela SunEnergy.	14
Figura 2.14 - Estrutura Organizacional da Empresa, (Sunenergy, 2019).	14

Figura 3.1 - Exemplo de aproveitamento de energia solar ativa, (Franceloso, 2001).	17
Figura 3.2 - Exemplo de aproveitamento de energia solar passiva, (Franceloso, 2001).	17
Figura 3.3 - Componentes da radiação solar, (Magarreiro, Freitas, & Brito, 2018).	18
Figura 3.4 - Constante radiação solar, (Portal Energia, 2004).	19
Figura 3.5 - Balanço energético solar, (Castro, Catarina, 2017).	19
Figura 3.6 - Irradiação global direta, (adaptado de (SOLARGIS, 2021)).	20
Figura 3.7 - Irradiação solar global ao longo do ano.	20
Figura 3.8 - Piranómetro termoelétrico, (CRESESB, CEPEL, 2014).	21
Figura 3.9 - Piranómetro fotovoltaico, (CRESESB, CEPEL, 2014).	21
Figura 3.10 - Equinócios e Solstícios do planeta terra, (Saraiva, Oliveira, & Muller, 2012).	22
Figura 3.11 - Solstício de 21 de junho, (Ciências, 2014).	22
Figura 3.12 - Solstício de 21 de dezembro, (Ciências, 2014).	22
Figura 3.13 - Equinócio de 23 de março, (Ciências, 2014).	22
Figura 3.14 - Equinócio de 23 de setembro, (Ciências, 2014).	22
Figura 3.15 - Variação da posição do plano da trajetória do Sol no céu ao longo do ano para um observador do hemisfério norte, (adaptado de (Costa & Maroja, 2017)).	23
Figura 3.16 - Representação das estações do ano e altitude do sol, (Ciências, 2014).	23
Figura 3.17 - Inclinação de raios solares sobre a superfície terrestre, (Ciências, 2014).	23
Figura 3.18 - Representação da linha do Equador e meridiano de Greenwich, (adaptado de (Macaé, 2021)).	24
Figura 3.19 - Variação do ângulo de declinação solar, calculada através da equação 3.1.	25
Figura 3.20 - Ângulo solar horário ao longo de um dia, (adaptado de (Costa R. J., 2011)).	25
Figura 3.21 - Ângulos Zénite Solar (Θ_z), Altitude Solar (α_s) e Azimute Solar (Y_s), (Costa R. J., 2011).	26
Figura 3.22 - Ângulo da altitude solar, (Costa R. J., 2011).	26
Figura 3.23 - Ângulo do azimute solar, (adaptado de (Costa R. J., 2011)).	27
Figura 3.24 - Radiação solar Incidente em uma superfície horizontal, (Costa R. J., 2011).	27
Figura 3.25 - Conjunto de ângulos solares em plano inclinado, (adaptado de (Costa R. J., 2011)).	28
Figura 3.26 - Irradiação global horizontal, Europa 1994-2016, (adaptado de (SOLARGIS, 2021)).	31
Figura 3.27 - Estações da rede de medição do IPMA. Pontos a preto – estações principais, Pontos a vermelho – estações secundárias, (Cavaco, et al., 2016).	32
Figura 3.28 - Mapa de distribuição potencial fotovoltaico, em Portugal, 1994-2018, (adaptado de (SOLARGIS, 2021)).	32
Figura 3.29 - Inserir condições no software PVGIS.	33
Figura 3.30 - Resultados da simulação PVGIS.	33
Figura 4.1 - Princípio básico de funcionamento de um sistema solar térmico, (enat, 2021).	36
Figura 4.2 - Exemplo de central de concentração térmica solar, (Fernandes, 2019).	36
Figura 4.3 - Fração solar mensal em Lisboa, (adaptado de (Portal da Energia, 2004)).	37
Figura 4.4 - Fração solar e eficiência do sistema, (adaptado de (Portal da Energia, 2004)).	38

Figura 4.5 - Sistema termossifão do tipo indireto, (Ribeiro, 2014).	40
Figura 4.6 - Sistema termossifão do tipo direto, (Ribeiro, 2014).	40
Figura 4.7 - Circuito primário e secundário de um sistema solar térmico, (adaptado de (Ribeiro, 2014)).	40
Figura 4.8 - Exemplo de sistema solar térmico termossifão, (adaptado de (Jorge Silva, 2015)).	41
Figura 4.9 - Sistema de circulação termossifão com transferência indireta, da marca Openplus.	42
Figura 4.10 - Sistema de circulação forçada com transferência indireta, (Ribeiro, 2014).	42
Figura 4.11 - Sistema de circulação forçada, (Energy, 2021).	42
Figura 4.12 - Coletor solar do tipo plano, Junkers FKT-2, (Junkers, 2014).	43
Figura 4.13 - Tipos de coletores solares, (Portal da Energia, 2004).	45
Figura 4.14 - Ligação em série, (Ribeiro, 2014).	45
Figura 4.15 - Ligação em paralelo, (Ribeiro, 2014).	46
Figura 4.16 - Ligação em série vs paralelo, (Ribeiro, 2014).	46
Figura 4.17 - Permutador de calor interno, em forma de serpentina, (Ribeiro, 2014).	47
Figura 4.18 - Permutador de calor externo, em forma de placa, (Ribeiro, 2014).	47
Figura 4.19 - Esquema de depósito com duplo permutador de calor, (Ribeiro, 2014).	47
Figura 4.20 - Termoacumulador vertical com 2 permutadores, (AQUAFER, 2018).	48
Figura 4.21 - Termoacumulador horizontal com 2 permutadores, (AQUAFER, 2018).	49
Figura 4.22 - Tubagem em cobre e isolamento térmico, (Zantia, 2021).	49
Figura 4.23 - Exemplo vaso de expansão, (Ribeiro, 2014).	51
Figura 4.24 - Bomba de circulação, DAB, (Hidraulicart, 2021).	52
Figura 4.25 - Orientação do eixo do motor e sentido do fluido, da bomba de circulação, (Ribeiro, 2014).	52
Figura 4.26 - Válvula de corte, (sanitop, 2021)	53
Figura 4.27 - Válvula três vias, (sanitop, 2021)	53
Figura 4.28 - Válvula misturadora termostática, (sanitop, 2021).	53
Figura 4.29 - Válvula de retenção, (sanitop, 2021)	53
Figura 4.30 - Válvula de segurança, (sanitop, 2021)	54
Figura 4.31 - Purgador de ar automático, mais válvula de corte, (sanitop, 2021).	54
Figura 4.32 - Esquema de funcionamento de purgador, (Callefi, 2021).	54
Figura 4.33 - Esquema de sistema de energia solar, (Ribeiro, 2014).	55
Figura 4.34 - Esquema de funcionamento hidráulico e elétrico de sistema solar de circulação forçada para AQS, (Jorge Silva, 2012).	55
Figura 4.35 – Substituição de ânodos de magnésio.	57
Figura 4.36 - Informação do cliente e ID da proposta, (SunEnergy, 2020).	62
Figura 4.37 - Dimensionamento dos equipamentos, (SunEnergy, 2020).	63
Figura 4.38 – Elementos complementares à instalação, (SunEnergy, 2020).	66
Figura 4.39 - Custos associados à instalação para a proposta respetiva, (SunEnergy, 2020).	67
Figura 4.40 - Tabela de dimensionamento do sistema, de forma manual, (SunEnergy, 2020).	67

Figura 4.41 - Zona técnica da instalação.	68
Figura 4.42 - Coletor solar da instalação.	68
Figura 5.1 - Representação dos eventos principais na evolução das células fotovoltaicas, (CRESESB, CEPEL, 2014).....	69
Figura 5.2 - Exemplo de sistema fotovoltaico flutuante, (Pinheiro C. , 2021).	70
Figura 5.3 - Exemplo de seguidor de 1 eixo, (DGIT, 2018).	70
Figura 5.4 - Exemplo de seguidor de 2 eixos, (Pedro Reis, 2020).	70
Figura 5.5 - Fixador lateral, extremos do conjunto de módulos	70
Figura 5.6 - Fixador central, entre módulos.	70
Figura 5.7 - Chapa de equipotencialização à terra, aplicada com o fixador central.....	70
Figura 5.8 - Fixação com varão roscado em placa de betão.	71
Figura 5.9 - Fixação por savatelhas, em placa betão ou viga madeira.....	71
Figura 5.10 - Sistema de abraçamento da viga de madeira e betão.	71
Figura 5.11 - Perfil corrido, sustentação dos módulos.	71
Figura 5.12 - Estrutura com varão roscado e perfil corrido, cobertura de telha lusa.	71
Figura 5.13 - Varão autoperfurante com suporte em L, para perfil corrido, cobertura metálica.	71
Figura 5.14 - Suporte em L, para perfil corrido, cobertura metálica.	71
Figura 5.15 - Suporte com fixação lateral, para perfil corrido, cobertura metálica.	71
Figura 5.16 - MicroRail para módulos em fixação vertical.	71
Figura 5.17 - MicroRail para módulos em fixação horizontal.	71
Figura 5.18 - MicroRail para módulos em fixação horizontal, por colagem.	71
Figura 5.19 - Estrutura inclinada para coberturas.	72
Figura 5.20 - Estrutura inclinada para solo.....	72
Figura 5.21 - Estrutura inclinada lastrada para coberturas planas.	72
Figura 5.22 - Estrutura inclinada de betão, para solo ou coberturas planas, (Solarbloc, 2020).	72
Figura 5.23 - Estrutura Carport.....	72
Figura 5.24 - Tipos de elementos e as suas bandas elétricas, (adaptado de (BlueSol , 2021)).	72
Figura 5.25 - Constituição de uma célula fotovoltaica de silício, (Moraes, Caio, 2020).....	73
Figura 5.26 - Junção P-N de uma célula fotovoltaica de silício em equilíbrio, (Moraes, Caio, 2020).	73
Figura 5.27 - Princípio básico de funcionamento de uma célula fotovoltaica, (Moraes, Caio, 2020).	74
Figura 5.28 - Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica, (CRESESB, CEPEL, 2014).	74
Figura 5.29 - Curvas características de um módulo fotovoltaico, Curva I-V (a), Curva P-V (b), (Moraes, Caio, 2020).....	76
Figura 5.30 - Identificação dos 5 parâmetros de caracterizam uma célula fotovoltaica, (Isc, Voc, Imp, Vmp, Pmp), (adaptado de (CRESESB, CEPEL, 2014)).	77
Figura 5.31 - Evolução da eficiência das várias tecnologias fotovoltaicas, (NREL, 2021).....	78
Figura 5.32 - Resumo das tecnologias de células fotovoltaicas e suas eficiências, (adaptado de (ISQ, 2021)). ...	78

Figura 5.33 - Comparação entre células de silício monocristalinas e policristalinas, (adaptado de (Moraes, Caio, 2020).....	79
Figura 5.34 - Exemplo de célula do filme fino, (SOLARVIEW, 2020).....	79
Figura 5.35 - Exemplo de célula fotovoltaica de Perovskita, (CRESESB, CEPEL, 2014)	80
Figura 5.36 -. Representação da composição de uma célula com tecnologia PERC, (Raniere Patriota, 2022).....	81
Figura 5.37 - Representação da composição de uma célula padrão de silício, (Raniere Patriota, 2022).....	81
Figura 5.38 – Representação de funcionamento de célula bifacial, (Marmé, 2021).....	81
Figura 5.39 - Conjunto de 60 células ligadas em série, (Brakels, 2018).	82
Figura 5.40 - Conjunto de 60 células, com 3 díodos bypass, (Brakels, 2018).....	82
Figura 5.41 - Conjunto de 120 células com 3 díodos bypass, (Brakels, 2018).....	82
Figura 5.42 - Constituição de um módulo fotovoltaico padrão, (Portal Solar, 2020).....	83
Figura 5.43 - Número de <i>Busbar's</i> numa célula fotovoltaica, (DS New Energy, 2019).....	84
Figura 5.44 - Caixa de junção de 3 díodos "bypass" e conexões, (CRESESB, CEPEL, 2014).....	84
Figura 5.45 - Constituição de conector MC4, negativo, (adaptado de, (Sunergia, 2019)).....	84
Figura 5.46 - Sequência de cravação dos conectores DC, (Technologies, 2020).	85
Figura 5.47 - Apresentação do módulo fotovoltaico e gráfico de garantia de produção.	86
Figura 5.48 - Certificação do módulo fotovoltaico e características complementares.	86
Figura 5.49 - Características mecânicas e parâmetros de operação.	87
Figura 5.50 - Características elétricas sobre os testes STC e NOCT.....	87
Figura 5.51 - Coeficiente de temperatura (I_{sc} , V_{oc} , P_{max}) e as cargas mecânicas.....	88
Figura 5.52 - Curva I-V para várias temperaturas das células.	88
Figura 5.53 - Curva I-V, para várias radiações incidentes.....	88
Figura 5.54 - Curva P-V, para várias irradicações incidentes.....	88
Figura 5.55 - Garantia de produção e degradação do módulo ao longo de 25 anos.	89
Figura 5.56 - Distribuição de células afetadas pelo efeito PID, numa string de módulos em série, (Vinturini, 2019).	89
Figura 5.57 - Fluxo de cargas positivas e negativas entre os componentes e moldura do módulo durante o efeito PID, (Vinturini, 2019).....	90
Figura 5.58 - Eletroluminescência de um módulo submetido a um teste acelerado de PID, (Vinturini, 2019).....	90
Figura 5.59 - Curva de degradação do módulo, submetido a um teste acelerado de PID, (Vinturini, 2019).....	90
Figura 5.60 - Ligação de módulos em série com as mesmas tensões e correntes, (adaptado de (Alternative Energy, 2021)).	91
Figura 5.61 - Ligação de módulos em paralelo, (adaptado de (Alternative Energy, 2021)).....	91
Figura 5.62 - Representação de os 3 tipos de sistemas fotovoltaicos, (adaptado de (Sunenergy, 2020)).	92
Figura 5.63 - Inversor Huawei modelo sun2000 - 100ktl, (LEFE, 2021).....	93
Figura 5.64 - Inversor Fronius modelo ECO 25 kW, (SECONDSOL, 2020).	93
Figura 5.65 - Inversor Solax modelo X3-10kW, (SolaX Power, 2021).....	93

Figura 5.66 - Representação de conexões elétricas e comunicação de um inversor Huawei Sun2000-100ktl, (adaptado de (Canal Solar, 2019)).	93
Figura 5.67 - Inversor com 1 MPPT, (Canal Solar, 2019).	94
Figura 5.68 - Inversor com 4 MPPT's, (Canal Solar, 2019)	94
Figura 5.69 - Apresentação do modelo do inversor e características complementares.	94
Figura 5.70 - Curva de eficiência, em vários níveis de tensão Dc.	95
Figura 5.71 - Esquema elétrico do inversor.	95
Figura 5.72 - Características elétricas de entrada do inversor.	95
Figura 5.73 - Características elétricas de saída do inversor.	96
Figura 5.74 - Sistema de proteções integradas no inversor.	96
Figura 5.75 - Comunicações suportadas pelo inversor.	96
Figura 5.76 - Características mecânicas/gerais e normas.	97
Figura 5.77 - Representação de ligação de um microinversor a um módulo, (Efectoled, 2021)	97
Figura 5.78 - Conexão AC do microinversor, (Efectoled, 2021).	97
Figura 5.79 - Esquema elétrico geral de um BMS, (Lithium Power Inc, 2021).	99
Figura 5.80 - Exemplo de regulador de carga solar, da marca Victron, (Victron energy BLUE POWER, 2020).	100
Figura 5.81 - Apresentação da bateria Solax TriplePower 5.8kWh.	101
Figura 5.82 - Interface com o utilizador e protocolos de comunicação.	101
Figura 5.83 - Características elétricas da bateria e complementares.	102
Figura 5.84 - Características mecânicas e processo de certificação.	102
Figura 5.85 -Exemplo de diagrama de cargas, plataforma da E-Redes.	103
Figura 5.86 - Contadores de energia aparente, (edp, 2021).	103
Figura 5.87 - Medidor de energia efergy, (efergy, 2021).	104
Figura 5.88 - Janitza UMG104, (Janitza, 2021).	104
Figura 5.89 - Gráfico de consumo de energia elétrica, adaptado de plataforma online, FusionSolar	104
Figura 5.90 - SmartLogger 3000A, (Technologies, 2020).	105
Figura 5.91 - Gráfico de Consumo vs Produção Fotovoltaica com controlo de injeção, através da plataforma FusionSolar.	105
Figura 5.92 - Gráfico de Consumo vs Produção Fotovoltaica sem controlo de injeção, através da plataforma FusionSolar.	106
Figura 5.93 - Contador de energia, Itron ACE 6000, (Itron, 2021).	106
Figura 5.94 - Exemplo de estação meteorológica, (GMBH, 2021).	107
Figura 5.95 - Dados de produção fotovoltaica e autoconsumo, consumo da rede e irradiação, (FusionSolar).	107
Figura 5.96 - Dados de produção fotovoltaica e irradiação, através da plataforma online (FusionSolar).	107
Figura 5.97 - DST para corrente AC trifásica, da marca (OBO BETTERMANN, 2022).	108
Figura 5.98 - Esquema de funcionamento de DST, (EPFM Engenharia, 2021)	108

Figura 5.99 - DST para corrente DC, da marca, (PHOENIX CONTACT, 2022)	108
Figura 5.100 - Esquema elétrico de um inversor, com DST incorporado, (adaptado de Anexo 8).	108
Figura 5.101 – Corta-circuitos porta fusíveis 10x38 3P+N, (hager, 2021).....	109
Figura 5.102 - Curva de disparo tipo B, (Takafashi, 2018).	109
Figura 5.103 - Curva de disparo tipo C, (Takafashi, 2018).	109
Figura 5.104 - Curva de disparo tipo D, (Takafashi, 2018).	109
Figura 5.105 - Constituição de um disjuntor magneto térmico, (Engenharia, Exclusiva, 2021).	110
Figura 5.106 - Conceito de atuação do interruptor diferencial, para proteção de pessoas, (alemetec elétrica, 2019).	110
Figura 5.107 - Características elétricas de um interruptor diferencial, (Adelino Borges Molinari, 2017).	110
Figura 5.108 - Evolução do setor fotovoltaico em Portugal, (APESF, 2013).....	112
Figura 5.109 - Registo de nova entidade, SRIESP.	116
Figura 5.110 - Registo no MCP, SRIESP.....	116
Figura 5.111 - Vista geral da empresa, Fumeiros Profírios, (Google Earth).	118
Figura 5.112 - Componentes principais apresentados na proposta, Anexo 11, proposta (SunEnergy).	119
Figura 5.113 - Levantamento da cobertura para implantação dos módulos fotovoltaicos.....	119
Figura 5.114 - Corte geral do quadro AC do cliente.	120
Figura 5.115 - Características elétricas do quadro AC do cliente.....	120
Figura 5.116 - Croqui geral, realizado pelo levantamento técnico ao local da instalação.	120
Figura 5.117 - Criação do projeto em PvSol, Fumeiros Profírios, (PvSol).	121
Figura 5.118 - Tipo de sistema fotovoltaico e dados climáticos, (PvSol).	121
Figura 5.119 - Upload dos diagramas de carga do cliente, (PvSol).....	122
Figura 5.120 - Gráfico de consumos da empresa, Fumeiros Profírios, (PvSol).....	122
Figura 5.121 - Tarifas de consumo, cheias, pontas, vazio e super-vazio, época de verão e inverno, (PvSol).	123
Figura 5.122 - Início à modelagem 3D do sistema fotovoltaico, (PvSol).....	123
Figura 5.123 - Recorte da vista aérea do local para instalação do sistema, (PvSol).	124
Figura 5.124 - Modelo do edifício em 3D, definição da altura e inclinação da cobertura, (PvSol).	124
Figura 5.125 - Elementos adicionais, (objetos, platibandas, restrições de áreas, etc), (PvSol).	125
Figura 5.126 - Escolha da marca e modelo do módulo fotovoltaico, (PvSol).	125
Figura 5.127 - Restrições da instalação dos módulos, (espaçamento entre eles e tipo de ventilação), (PvSol)...	126
Figura 5.128 - Apresentação final da implantação, (PvSol).	126
Figura 5.129 - Cálculo de frequência de sombreamento, (PvSol).	127
Figura 5.130 - Dimensionamento de Inversores, (PvSol).....	127
Figura 5.131 - Configuração de inversores e string's, (PvSol).	128
Figura 5.132 - Sobredimensionamento e Sub-dimensionamento de um inversor, (Souza, 2019).	129
Figura 5.133 - Distribuição das string's para cada inversor, (PvSol).	132
Figura 5.134 - Legenda das string's de cada inversor, (PvSol).	132

Figura 5.135 - Representação dos principais pontos de proteção de um sistema fotovoltaico, (Sunenergy, 2019).	135
Figura 5.136 - Procedimento para validação do critério de aquecimento.....	135
Figura 5.137 - Modos de instalação, Quadro 52H, (RTIEBT, 2000).	136
Figura 5.138 - Correntes admissíveis, para os métodos E,F e G, Quadro 52-C11, (RTIEBT, 2000).	136
Figura 5.139 - Fatores de correção em função da temperatura ambiente, para canalização instaladas ao ar, Quadro 52-D1, (RTIEBT, 2000).	136
Figura 5.140 - Fator de correção para agrupamento de cabos ou circuitos, Quadro 52-E1, (RTIEBT, 2000). ...	136
Figura 5.141 - Validação da coordenação entre condutores e dispositivos de proteção, (RTIEBT, 2000).	139
Figura 5.142 - Validação da coordenação entre correntes, secções e dispositivos de corte, entre cada inversor e quadro AC fotovoltaico, (adaptado de (RTIEBT, 2000)).	140
Figura 5.143 - Validação da coordenação entre correntes, secções e dispositivos de corte, entre o quadro AC fotovoltaico e o quadro AC do cliente, (adaptado de (RTIEBT, 2000)).	141
Figura 5.144 - Rendimento do sistema fotovoltaico, Fumeiros Profírios, (PvSol).....	142
Figura 5.145 - Diagrama de cargas com a instalação fotovoltaica, Fumeiros Profírios, (PvSol).	143
Figura 5.146 - Análise financeira do projeto, Fumeiro Profírios.....	143
Figura 5.147 - Fluxo de caixa sobre o investimento para o projeto, (PvSol).....	143
Figura 5.148 - Representação das dimensões do módulo fotovoltaico, Anexo 12.	144
Figura 5.149 - Cobertura com a estrutura mini rail 06H, Fumeiros Profírios.....	144
Figura 5.150 - Fixador central com chapa de equipotencialização à terra.....	145
Figura 5.151 - Implantação final dos módulos, Fumeiros Profírios.	145
Figura 5.152 - Caminho de cabos não perfurados, em calha PVC 110x50mm.	145
Figura 5.153 – Caminho de cabos perfurados, em esteira perfurada 35x200mm.....	145
Figura 5.154 - Zona Técnica, Fumeiros Profírios.....	146
Figura 5.155 - Contador de produção Itron ACE SL-7000, mais kit telecontagem.....	146
Figura 5.156 - Vista aérea da empresa, Solzaima, (Google Earth).....	147
Figura 5.157 - Componentes principais da UPAC, Solzaima.....	147
Figura 5.158 - Croqui geral da empresa Solzaima.....	148
Figura 5.159 - Gráfico de consumo da empresa Solzaima, (PvSol)	148
Figura 5.160 - Validação do critério de aquecimento e proteções entre os inversores 100kW e o quadro AC fotovoltaico, (adaptado de (RTIEBT, 2000))......	154
Figura 5.161 - Secções admissíveis aos terminais de saída AC, do inversor de 100kW, (Huawei "User Manual", 2021).....	154
Figura 5.162 - Validação do critério de aquecimento e proteções entre os inversores de 60kW e o quadro AC fotovoltaico, (adaptado de (RTIEBT, 2000))......	155
Figura 5.163 – Correntes admissíveis para os métodos E,F e G, para o Quadro 52-C12, (RTIEBT, 2000).....	156
Figura 5.164 - Validação do critério de aquecimento e proteções entre o quadro AC fotovoltaico e o quadro AC do cliente, (adaptado de (RTIEBT, 2000)).	158

Figura 5.165 - Dados económicos, Solzaima (PvSol).	159
Figura 5.166 - Fluxo de caixa, ao longo de 20 anos, (PvSol).	159
Figura 5.167 - Aplicação de novos TT's e TI's, nas celas de MT.	161
Figura 5.168 - Quadro de Proteção de Interligação, com Relé da marca GE Multilin F650.	161
Figura 6.1 - Lista de alguns OPC's, da rede MOBI.E, (adaptado de (MOBI.E, 2022)).	164

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1.1 - Evolução dos principais indicadores energia e clima em Portugal, (adaptado de (DGEG A. O., 2021)).	2
Tabela 2.1 - Soluções energéticas prestadas pela SunEnergy.....	12
Tabela 3.1 - Valores de irradiação solar global, mensal [kWh/m ²], (PVGIS, 2021).....	20
Tabela 4.1 - Exemplo da relação entre o número de coletores, fração solar e rendimento sistema.....	39
Tabela 4.2 - Vantagens e desvantagens dos sistemas de circulação, (adaptado de (Ribeiro, 2014)).	40
Tabela 4.3 - Tipos de instalação e temperaturas de utilização, (Ribeiro, 2014).	44
Tabela 4.4 - Espessura mínima do isolamento consoante o diâmetro da tubagem (mm), (Pinheiro, 2021).	49
Tabela 4.5 - Concentração de glicol consoante a temperatura de congelação, (Ribeiro, 2014).....	50
Tabela 4.6 - Plano de manutenção preventiva, para sistemas solares térmicos compactos, (Sunenergy, 2021)....	56
Tabela 4.7 - Plano de manutenção preventiva, para sistemas solares térmicos forçados, (Sunenergy, 2021).	57
Tabela 4.8 - Requisitos mínimos de espessura, para depósito de acumulação (mm), (Pinheiro, 2021)	59
Tabela 4.9 - Classe de eficiência mínima das caldeiras para AQS, (Pinheiro, 2021).	59
Tabela 4.10 - Classe de eficiência mínima em função do rendimento nominal para caldeiras e esquentadores, (Pinheiro, 2021).	60
Tabela 4.11 - Dados geográficos da instalação, (SunEnergy).	62
Tabela 4.12 - Dados do coletor solar selecionado, (SunEnergy, 2020).	63
Tabela 4.13 - Dados necessários para o cálculo das necessidades de AQS, (SunEnergy, 2020).	63
Tabela 4.14 - Tabela de cálculo para dimensionamento do sistema de AQS, (SunEnergy, 2020).	64
Tabela 5.1 - Designação de elementos característicos de uma célula fotovoltaica.	75
Tabela 5.2 - Características elétricas de 2 módulos, submetidos aos dois testes.	85
Tabela 5.3 - Características principais das tecnologias de baterias eletroquímicas, (Ferraz, 2018).	98
Tabela 5.4 - Plano de manutenção preventiva, para sistemas fotovoltaicos, (Sunenergy, 2019).....	111
Tabela 5.5 -Legislação aplicada aos sistemas de produção fotovoltaica.	112
Tabela 5.6 - Condições de exercício, DL n° 162/2019.	114
Tabela 5.7 - Valores de registo UPAC, Portaria n°16/2020.	115
Tabela 5.8 - Características elétricas dos módulos fotovoltaicos, Anexo 12 e inversores Anexo 13.	128
Tabela 5.9 - Configuração do sistema fotovoltaico, Fumeiros Proffrios.	132
Tabela 5.10 - Corrente estipulada e convencional para disjuntores, (Diana Macedo, 2018).	139
Tabela 5.11 - Características elétricas dos módulos fotovoltaicos Anexo 23 e inversores Anexo 8 e Anexo 24, respetivamente.	149
Tabela 5.12 -Distribuição de string's, Upac Solzaima.	151

ABREVIATURAS

A	-	Ampére [A];
AC	-	Corrente Alternada;
Ah	-	Ampére Hora;
AQS	-	Águas Quentes Sanitárias;
BT	-	Baixa Tensão;
β	-	Ângulo entre a superfície de incidência e o plano horizontal;
C	-	Conteúdo total de água da instalação;
CAPEX	-	Capital Expenditure;
CAV	-	Contribuição Audiovisual;
CdTE	-	Células de Telureto de Cádmio;
CEN	-	Comité Europeu De Normalização;
CER	-	Comunidade de Energia Renovável;
CIEG	-	Custos de Interesse Económico Geral;
CIGS	-	Células de Cobre, Índio, Gálio e Selénio;
CIS	-	Células de Índio e Selénio;
CO₂	-	Dióxido de Carbono;
CPE	-	Código de Ponto de Entrega;
CQNUAC	-	Convenção Quadro das Nações Unidas para Alterações Climáticas;
CTS	-	Concentração Térmica Solar;
CUR	-	Comercializador de Último Recurso;
DC	-	Corrente Contínua;
ddp	-	Diferença de Potencial;
DE_{mês}	-	Necessidade Energética Mensal;
DGEG	-	Direção Geral de Energia e Geologia;
DSSC	-	Células sensibilizadas por corantes;
DST	-	Descarregador de Sobretensão;
e	-	Coefficiente de expansão da água, valor convencional 0,035;
EA_{mês}	-	Energia Absorvida Mensalmente;
EP_{mês}	-	Energia não Aproveitada Mensalmente;
EU	-	União Europeia;
EU_{mês}	-	Contribuição Solar Mensal;
eV	-	Eletrão-Volt;
F	-	Fração Solar;
F'R/FR	-	Fator de Correção entre o conjunto Coletor-Permutador;
F_R ($\tau\alpha$)	-	Fator de Eficiência Ótica do Coletor;
F_R UL	-	Coefficiente de Perdas Térmicas;
F'_R UL	-	Coefficiente Global de Perdas do Coletor;
FER	-	Fontes de Energia Renovável;
FF	-	Fator de Forma;
F'R ($\tau\alpha$)	-	Fator Adimensional Fornecido pelo Fabricante;
G₀	-	Radiação Solar Incidente num Plano Horizontal;
G_{cs}	-	Constante Solar;
GaAS	-	Células de Arsénio de Gálio;
GEE	-	Gases Efeito de Estufa;

H₀ -	Radiação Extraterrestre Diária Plano Horizontal;
H_b -	Irradiação Direta;
H_{cd} -	Altura entre topo do Coletor e a base do Depósito;
H_d -	Irradiação Diária Difusa;
H_{dc} -	Distância entre Depósito e Coletor;
H_g -	Irradiação Global Diária;
HT_{mês} -	Radiação Inclinada Mensal;
Hz -	Frequência Elétrica;
I -	Corrente [A]
I₀ -	Radiação Extraterrestre Horária;
I_{D0} -	Corrente Reversa do Díodo;
I_{mp} -	Corrente de Máxima Potência;
I_{ph} -	Corrente Gerada pelo Efeito Fotoelétrico;
I_{sc} -	Corrente de Curto Circuito;
IΔn -	Sensibilidade do Interruptor Diferencial;
I₂ -	Corrente Convencional de Funcionamento do Dispositivo de Corte;
IAMPEI -	Instituto de Apoio às Pequenas e Médias Empresas e à Inovação;
I_b -	Corrente de Serviço;
IEC -	Imposto Especial de Consumo de Eletricidade;
IMPIC -	Instituto dos Mercados Públicos do Imobiliário e Construção;
I_n -	Corrente Nominal;
IPMA -	Instituto Português Mar e Atmosfera;
IU -	Instalação Elétrica de Utilização;
IVA -	Imposto sobre o Valor Acrescentado;
I_z -	Corrente da Canalização;
K -	Coefficiente de Inclinação Mês;
k_B -	Constante de Boltzman;
k₁ -	Fator de Correção por Armazenamento;
k₂ -	Fator de Correção para o Sistema de Aquecimento Solar;
K_T -	Índice de Atenuação;
K_{tep} -	Kilo Tonelada Equivalente de Petróleo;
kWh -	Kilo Watt Hora;
kWp -	Kilo Watt Pico;
L -	Comprimento;
LCOE -	Levelized Cost of Energy;
LECS -	Laboratório de Ensaios de Coletores Solares;
m² -	Metro Quadrado;
MCP -	Mera Comunicação Prévia;
Mobi.e -	Rede de Mobilidade Elétrica;
m-Si -	Silício Monocristalino;
MT -	Média Tensão;
M_{tep} -	Mega Tonelada Equivalente de Petróleo;
Mton CO_{2e} -	Mega Tonelada Dióxido de Carbono Equivalente;
MW -	Mega Watt;
mW -	miliWatt;

MWh -	Mega Watt Hora;
MWp -	Mega Watt Pico;
N -	Número de Dias;
NOCT -	Nomial Operating Cell Temperature;
O -	Células Orgânicas ou Poliméricas;
θ_n -	Ângulo entre a normal da superfície inclinada ao plano e a linha Sol-Terra;
θ_z -	Ângulo Zénite Solar;
OPC -	Operadores de Postos de Carregamento;
OPEX -	Operational Expenditure;
ORD -	Operador de Rede de Distribuição;
P_f -	Pressão Absoluta Final;
P_{hid} -	Pressão Hidrostática;
P_i -	Pressão Absoluta Inicial;
P_{max} -	Potência Máxima;
P_{mp} -	Ponto de Potência Máxima;
P_{seg} -	Pressão de Regulação da Válvula de Segurança;
PME -	Pequena Média Empresa;
PNEC -	Plano Nacional Energia e Clima;
p-Si -	Silício Policristalino
q -	Carga de um Eletrão;
Q_{Dia} -	Necessidade de AQS Diário;
R_b -	Coefficiente de Conversão da Irradiação Direta Plano Horizontal Superfície Inclinada;
R_p -	Resistência em Paralelo;
RCCTE -	Regulamento das Características de Comportamento Térmico dos Edifícios;
RECS -	Regulamento de Desempenho Energético dos Edifícios de Comércio e Serviços;
REH -	Regulamento de Desempenho Energético dos Edifícios de Habitação;
RESP -	Rede Elétrica de Serviço Público;
RNC -	Roteiro para a Neutralidade Carbónica;
R_s -	Resistência em Série;
RSECE	Regulamento das Características de Comportamento Térmico dos Edifícios;
S -	Secção do Cabo (mm^2);
S_c -	Área da Superfície Coletora;
SCE -	Sistema Nacional de Certificação Energética Qualidade do Ar Interior nos Edifícios
ST -	Sistema Solar Térmico;
STC -	Standart Test Conditions;
T -	Temperatura Absoluta;
T_{af} -	Temperatura Média de Água da Rede;
T_{amb} -	Temperatura Média Ambiente;
T_{AQS} -	Temperatura de Referências de AQS;
T_{stg} -	Temperatura de Estagnação;
TWh -	Tera Watt Hora;
UPAC -	Unidades Produção para Autoconsumo;
UPP -	Unidades de Pequena Produção;
V -	Tensão [V];
V_0 -	Tensão Simples (fase e neutro);
$V_{expansão}$ -	Volume do Vaso Expansão;

V_{mp} -	Tensão Máxima Potência;
V_{oc} -	Tensão em Circuito Aberto;
W	Watt;
W/m^2 -	Watt por Metro Quadrado;
Wh -	Watt hora;
Wh/kg -	Watt hora por kilograma;
Wh/m^2 -	Watt Hora por Metro Quadrado;
Wp -	Watt Pico;
Y_n -	Ângulo Azimute da superfície em relação ao eixo Sul [°];
Y_s -	Ângulo Azimute Solar;
α_s -	Ângulo da Altitude Solar;
δ_s -	Ângulo Declinação Solar;
ΔP -	Perda de Carga;
Λ -	Longitude;
P -	Coeficiente de refletividade do tipo de solo;
$\tau\alpha/(\tau\alpha)_n$ -	Modificador de Ângulo de Incidência;
Φ -	Latitude;
ω_s	Ângulo Solar Horário;
η -	Eficiência do Sistema [%];
σ -	Condutividade do condutor [$m/\Omega mm^2$];
ΔT -	Número de Horas Mensais;
ΔV -	Queda de Tensão Máxima Admissível [V];

1. Introdução

1.1 - Enquadramento

Com este relatório, pretende-se expor como as energias renováveis podem contribuir para um desenvolvimento sustentável do país. No decorrer do estágio, os vários projetos realizados incidiram sobre a energia solar ativa, (fotovoltaica e térmica), com grande foco no setor fotovoltaico.

Nos dias de hoje, existe um mercado com várias soluções para aproveitamento da energia solar ativa. Estes sistemas de produção de energia, dispõem de inúmeras vantagens para o consumidor, pois quando as condições atmosféricas são favoráveis, em simultâneo com uma boa gestão de recursos, consegue-se obter um elevado rendimento dos sistemas e em certos casos, o consumidor pode tornar-se autónomo, tanto em energia elétrica como energia térmica.

Na atualidade, a população está totalmente dependente da energia elétrica, visto que é um dos bens mais essenciais para o dia a dia do ser humano. Esta é um dos fatores mais importantes para o desenvolvimento económico e social de um país. A eletricidade, praticamente está presente na totalidade de equipamentos que utilizamos tanto no setor doméstico, industrial assim como no setor dos transportes.

Através da Figura 1.1, identifica-se que de forma geral, é possível obter energia elétrica a partir de dois tipos de fontes. Fontes de energia não renovável, que são aquelas em que as reservas são limitadas, ou seja, que se esgotam à medida que são consumidas, temos como exemplos os combustíveis fósseis, (carvão, gás natural, petróleo e urânio). E por Fontes de Energia Renovável (FER), que são naturalmente reabastecidas recorrendo aos principais elementos naturais que o planeta tem à sua disposição, como por exemplo (solar, hídrica, eólica, biomassa, ondas do mar e geotérmica).

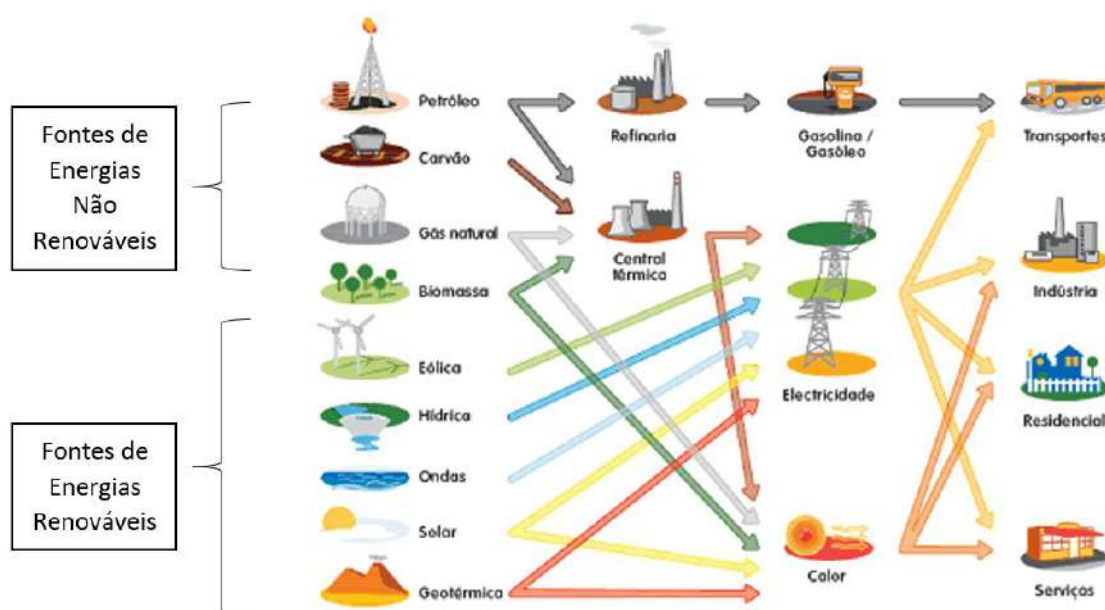


Figura 1.1 - Fontes de Energias não Renováveis e Renováveis, (adaptado de (edp, 2022)).

Desde os antepassados da humanidade, até aos dias de hoje, o ser humano tem vindo a utilizar e a demonstrar cada vez mais interesse no potencial energético das energias renováveis.

As ações antrópicas têm gerado sérias consequências ao equilíbrio do planeta, pois devido ao consumo de forma não eficiente dos combustíveis fósseis, a extinção de espécies e aquecimento global, têm vindo aumentar gradualmente, assim como agravamento na saúde da população, entre outras. Por isso, um dos aspetos mais essenciais a ser considerado na escolha das fontes energéticas, que devem compor a matriz energética de um país, é todo o impacto produzido pelo uso da mesma, e é nesta questão que grande parte das tecnologias utilizadas por FER têm um papel fundamental para colmatar estes problemas. Contudo, apesar de estas se apresentarem como energias limpas, existe sempre algum impacto residual que se deve ter em consideração, seja ele: ambiental, visual, sonoro, entre outros.

Mesmo com os tratados, por exemplo, Protocolo de Quioto e Acordo de Paris, não tem sido tarefa fácil atingir as metas estabelecidas pelos mesmos, pois os desafios que se impõem à sociedade exigem que haja uma ação coordenada entre políticas da energia e do clima, só assim seremos capazes de seguir o rumo certo a uma economia e sociedade neutra em carbono, que em simultâneo, impulse um crescimento económico e uma melhoria da qualidade de vida.

Em 2016, na Conferência das Partes da Convenção Quadro das Nações Unidas para as Alterações Climáticas (CQNUAC), Portugal compromete-se a cumprir o Roteiro para a Neutralidade Carbónica até 2050 (RNC 2050), onde estabeleceu a visão e as trajetórias para as políticas e medidas a concretizar neste intervalo de tempo, (PNEC 2030, 2019).

Portugal é um dos países que se continua a afirmar com destaque internacionalmente, nos últimos anos tem demonstrado resultados muito positivos em relação à redução de emissões de GEE (Gases Efeito Estufa), e implementação de FER.

Observa-se, pela Tabela 1.1, que Portugal tem vindo a consolidar uma trajetória de descarbonização, verificando-se que de 2005 a 2020 há grande variação em alguns indicadores. O aumento da produção através de energia renovável, tem permitido reduzir as emissões do sector electroprodutor, que em conjunto com o encerramento das centrais a carvão (Sines e Pego), proporcionou que o valor das emissões reduzisse consideravelmente relativamente no início do século.

Tabela 1.1 - Evolução dos principais indicadores energia e clima em Portugal, (adaptado de (DGEG A. O., 2021)).

Indicador	Unidade	2005	2010	2015	2020
Dependência Energética	%	88%	76%	76%	65%
Emissões Totais	Mton CO2e	82,1	76,7	63,9	63,6
Saldo Importador	ktep	24797	18595	18592	14471
Intensidade energética em Energia Primária	tep/M€ 2016	146	121	124	111
Fontes de Energias Renováveis na Eletricidade	%	28%	41%	53%	58%
Consumo Total de Energia Renovável	ktep	3392	5417	5517	6224

Portugal apresenta fortes argumentos para estar na vanguarda da transição energética e ter como propósito uma economia neutra em carbono.

Neste sentido, o Plano Nacional Energia e Clima (PNEC), que é uma peça política fundamental para assegurar as metas estratégicas da neutralidade carbónica em matéria de energia e clima, está orientado para o futuro e para os objetivos a longo prazo.

A ambição de Portugal para o horizonte 2030, passa por reduzir as emissões de (CO₂), reduzir o consumo de energia primária, aumentar o contributo das energias renováveis no consumo de energia final de eletricidade e nos transportes e ainda melhorar a capacidade de interligação no setor elétrico entre Portugal e Espanha.

Na Figura 1.2 até à Figura 1.7, apresentam-se as metas nacionais, definidas para o horizonte 2030, (PNEC 2030, 2019).

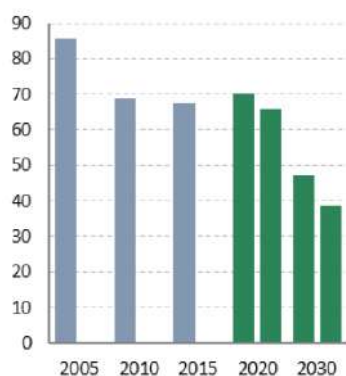


Figura 1.2 - Evolução das emissões totais de CO2 (Mton CO2).

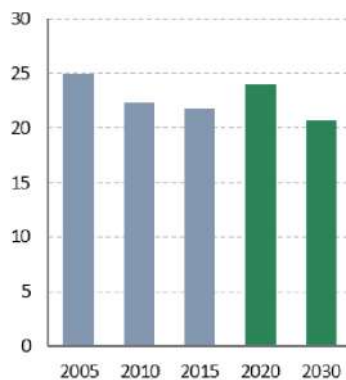


Figura 1.3 - Evolução do consumo de Energia Primária - meta EE (Mtep).

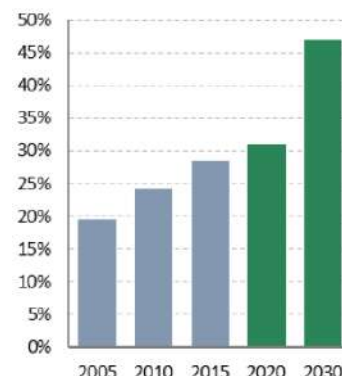


Figura 1.4 - Evolução do contributo das renováveis no consumo final de energia.

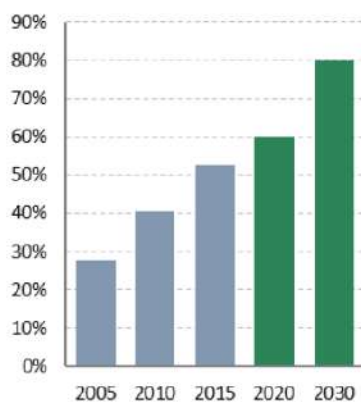


Figura 1.5 - Evolução do contributo das renováveis na eletricidade.

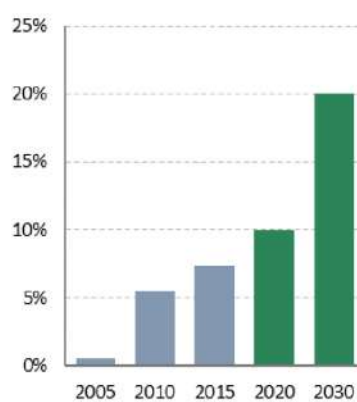


Figura 1.6 - Evolução do contributo das renováveis nos transportes.

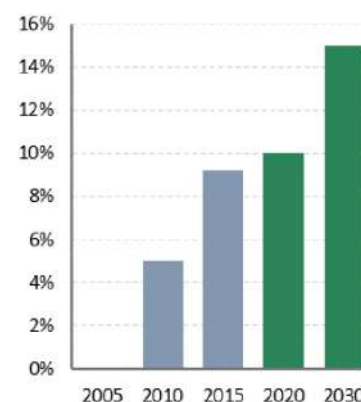


Figura 1.7 - Evolução da capacidade de interligação PT-ES.

Gradualmente, tem se verificado uma maior consciencialização da sociedade sobre os temas da energia limpa. Contudo, para dar corpo ao cenário estratégico de Portugal e garantir o cumprimento das metas e objetivos definidos para o horizonte 2030, foram definidos oito objetivos nacionais com grande foco na energia e clima, que são apresentados na Figura 1.8. Só desta forma é que a neutralidade carbónica se tornará uma realidade.

Um fator decisivo para a redução da balança de importação de combustíveis fósseis e para a diminuição da dependência energética passa pela eletricidade renovável.



Figura 1.8 - Objetivos nacionais para o horizonte 2030, (PNEC 2030, 2019).

Estima-se, que em 2030 as FER serão responsáveis por mais de 28 GW instalados. A energia solar será responsável pela maior contribuição, seguida da eólica e da hídrica, conforme se verifica pela Figura 1.9, (Deloitte, 2019).

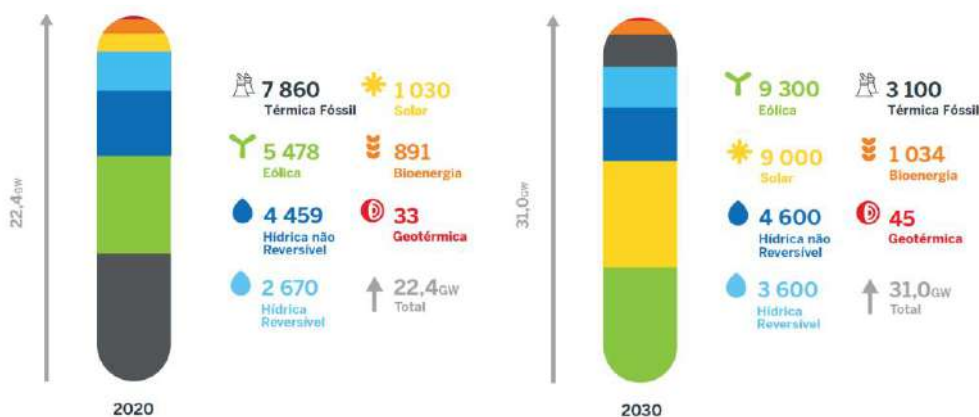


Figura 1.9 - Capacidade instalada do Parque Electroprodutor Português e metas para 2030, (APREN, 2020).

A partir das Figura 1.10 e Figura 1.11, observa-se o balanço da produção de eletricidade entre o ano 2018 e 2020 em território nacional. Verifica-se que no ano 2021, cerca de 62,2% da energia elétrica produzida foi através de energia renovável.

Testemunhando assim, que Portugal tem sido um país cada vez mais ativo, em criar um paradigma energético limpo, com a incorporação das energias renováveis.

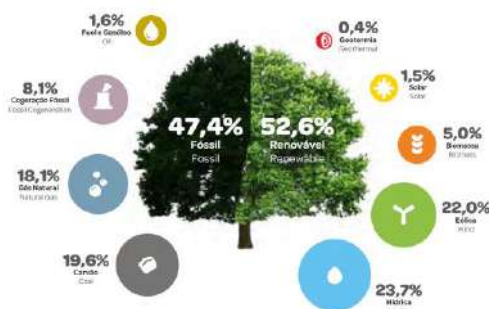


Figura 1.10 - Peso das diferentes fontes na produção de eletricidade em Portugal no ano 2018, (APREN, 2019).

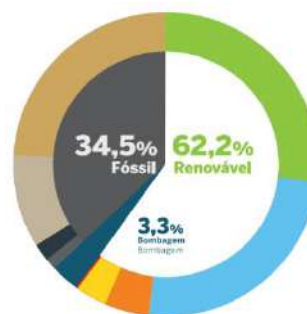


Figura 1.11 - Peso das diferentes fontes na produção de eletricidade em Portugal no ano 2021, (APREN, 2022).

Pela Figura 1.12, observa-se que as tecnologias renováveis com mais potência instalada nas últimas décadas foram a hídrica e a eólica, contudo podemos notar que a solar fotovoltaica começa cada vez mais a implementar-se na matriz energética do país. A energia fotovoltaica em termos relativos foi a que cresceu mais, tendo evoluído de uma potência instalada residual para 1,8 GW.

Em 2021 foram instalados 853 MW em fontes renováveis, um grande aumento em comparação aos 139 MW instalados em 2020, este aumento deve-se aos grande investimentos nas FER, mas sobretudo nos atrasos de projetos devido à pandemia Covid19, (APREN, 2022).

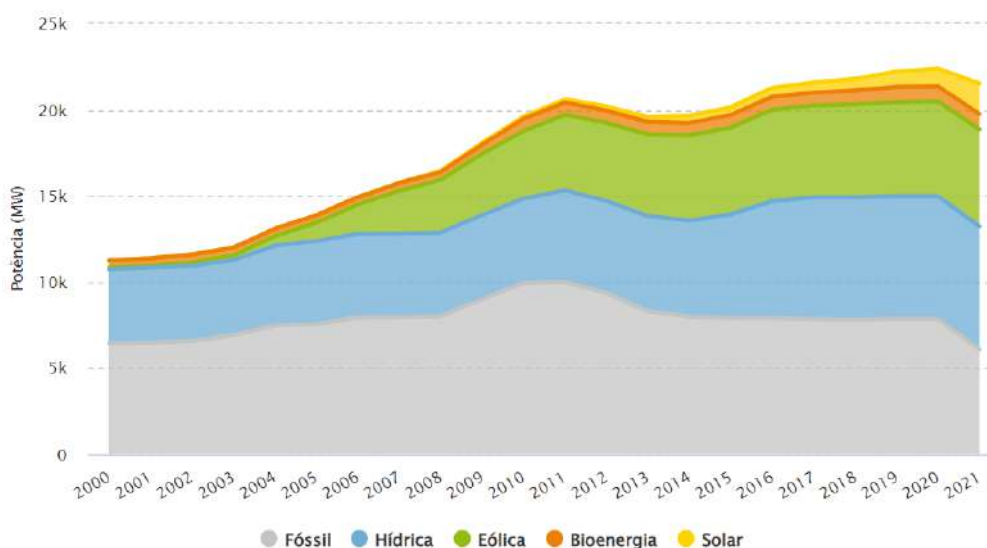


Figura 1.12 - Evolução da Potência Instalada em Portugal, (APREN, 2022).

Através da Figura 1.13, percebe-se que no início do século XXI, as fontes de energias renováveis, começaram a ter um papel importante no sistema electroprodutor do país. Verifica-se também que a produção não consegue cobrir o consumo, o que significa que temos de importar energia.

Contudo, em maio de 2016, um ano de recordes, Portugal teve um consumo de eletricidade assegurado por energia renovável durante 107 horas consecutivas, registou-se também, que mais de um mês e meio a produção de energia por fontes renováveis foi suficiente para abastecer o consumo nacional, foi assim possível obter um saldo exportador recorde entre Portugal e Espanha, (ZERO, 2022).

Portugal é e será um país com grande aposta e rentabilização nas energias renováveis, reforçando assim o compromisso de neutralidade carbónica, sobretudo no aproveitamento da energia solar.

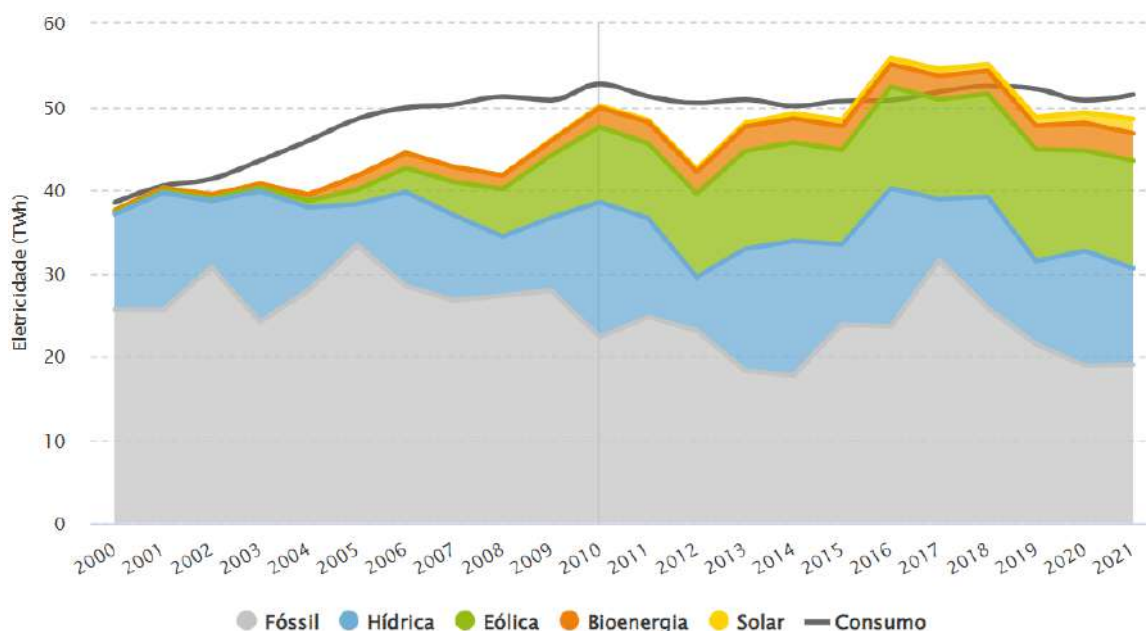


Figura 1.13 - Evolução da Produção Elétrica em Portugal Continental, (APREN, 2022).

Existe uma longa lista de vantagens associadas às energias renováveis, desde a não contribuição para o efeito de estufa, não necessitarem de ser importadas, reduzem as perdas nas redes de transporte e distribuição, movimentam a economia e geram empregos.

Pois a fonte solar entre 2014 e 2018 foi a que gerou mais emprego por capacidade instalada, verificando-se em média cerca de 10 colaboradores por MW instalado, valor 5 vezes superior ao da fonte hídrica, verificando-se que a tecnologia geotérmica, também é uma das que mais emprega pessoas por MW, como se verifica pela Figura 1.14, (Deloitte, 2019).

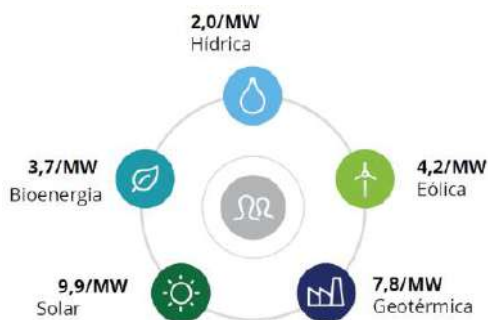


Figura 1.14 - Rácio de emprego direto e indireto por MW instalado das FER entre 2014 e 2018, (adaptado de (Deloitte, 2019)).

Quando se pretende instalar uma central de produção de energia, independentemente da sua fonte, deve-se ter em conta um dos principais indicadores.

O indicador usado na comparação das várias tecnologias de produção de energia é o *Levelized Cost of Energy* (LCOE). Através deste, é possível perceber o custo total associado à produção de energia consoante a sua tipologia.

De uma forma geral, para se obter este indicador são calculados: os custos de investimento, *Capital Expenditure* ou Investimentos em Bens de Capital (CAPEX), os custos de manutenção e operação *Operational Expenditure* ou Custos Operacionais (OPEX), e uma estimativa da produção que o sistema será capaz de gerar durante o seu ciclo de vida.

A Figura 1.15 apresenta o LCOE a nível mundial para diferentes tecnologias de produção de energia renovável, através dos quais é comparado o custo por kWh. É possível constatar, pela observação das últimas duas décadas, que o custo do MWh, produzido através da tecnologia solar fotovoltaica, sofreu uma enorme redução, apresentando os valores mais elevados em 2010, aproximadamente 300 €/MWh, reduzindo para 60 €/MWh em 2020.

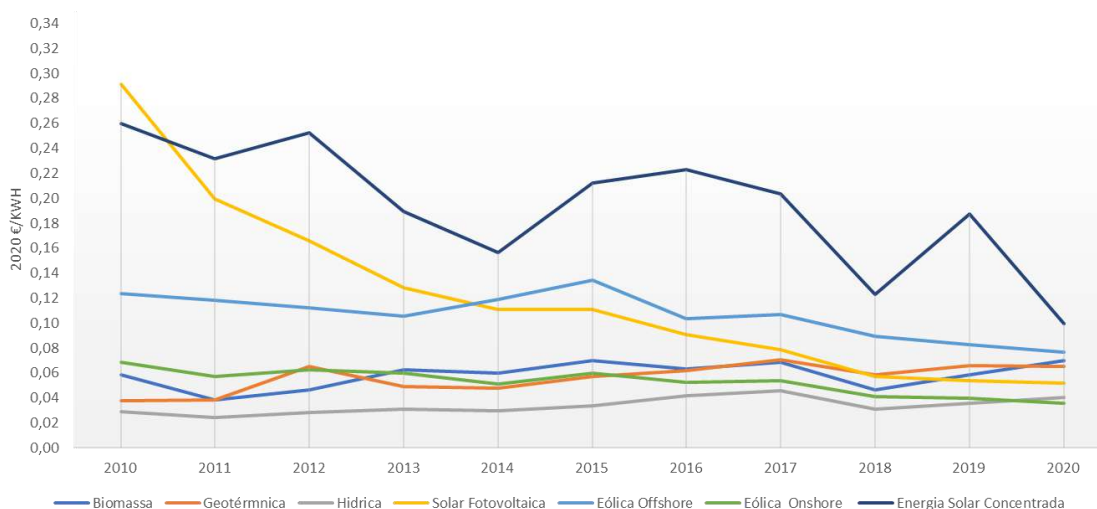


Figura 1.15 - Custo nivelado de eletricidade das tecnologias de produção de energia elétrica mundial, (adaptado de (IRENA, 2020)).

Pela Figura 1.16, observa-se que na última década, existe uma queda drástica do custo de fabrico dos módulos fotovoltaicos, sendo este o fator que mais contribui para a redução dos custos de investimento inicial.

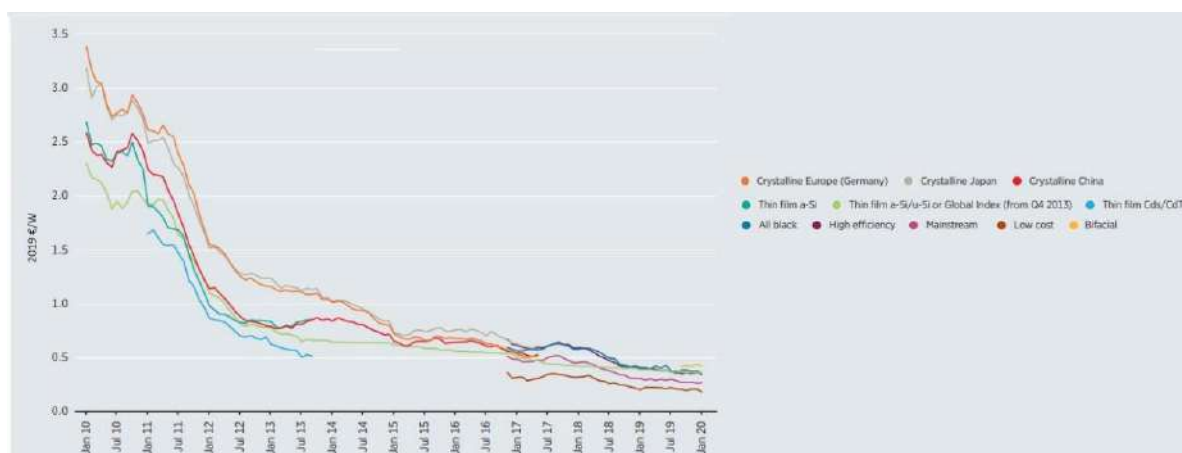


Figura 1.16 - Custo de produção das tecnologias dos módulos fotovoltaicos, (adaptado de (Reuters Events, 2020)).

Não só a pensar no clima e na poluição, devido à produção de energia elétrica, mas também um dos fatores com grande influência na decisão de implementação de sistemas de autoconsumo a partir de FER, propriamente sistemas fotovoltaicos, é o facto de que Portugal é um dos países da Europa que apresenta uma fatura de energia elétrica com valores substancialmente elevados aos consumidores finais.

Portugal é o 7º país da União Europeia com os preços de energia elétrica mais elevados, (ERSE, 2020).

Com base nas Figura 1.17 e Figura 1.18, observa-se a posição de Portugal relativamente aos outros países da Europa para o setor doméstico e não doméstico.

Constata-se que para o valor da componente de energia e redes mantém-se próxima da média da União Europeia, correspondendo a 54% do valor final para o setor doméstico e 70% para o setor industrial, contudo a componente das taxas e impostos é a das mais elevadas da União Europeia, fundamentalmente devido aos designados Custos de Interesse Económico Geral (CIEG).

As taxas e impostos que refletem o elevado custo de kWh elétrico em Portugal, são: o IVA de eletricidade, a Taxa de Exploração da Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG), que é uma taxa de utilização e exploração das instalações elétricas, o Imposto Especial de Consumo de Eletricidade (IEC) com uma taxa fixa para Portugal continental em 0,001 kWh, a Contribuição para o Audiovisual (CAV) destinada a financiar o serviço público de radiodifusão e televisão e os CIEG's que são os custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral associados à produção de energia elétrica e aos custos de sustentabilidade de mercado.

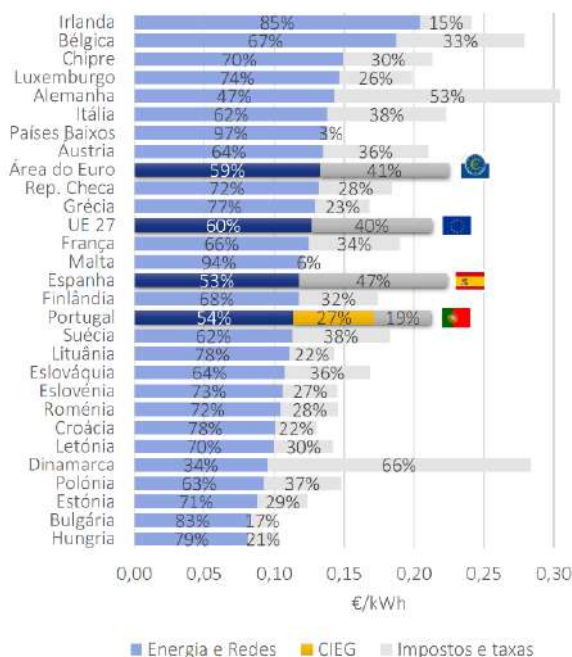


Figura 1.17 - Decomposição dos preços de eletricidade consumidores domésticos em 2020, (ERSE, 2020)

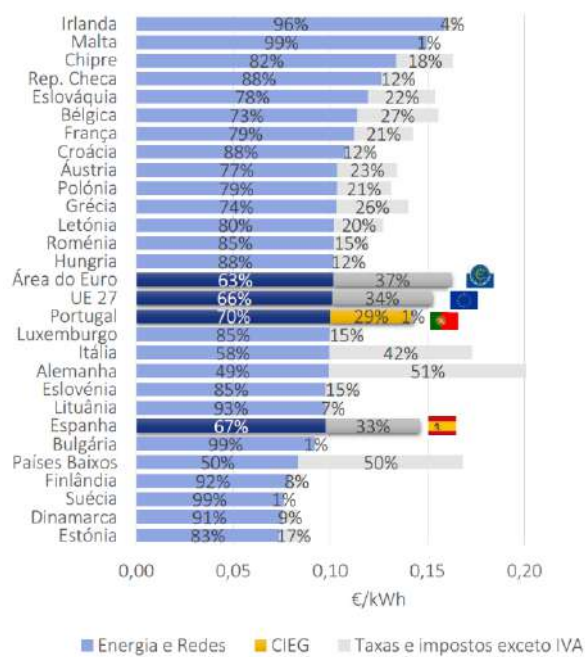


Figura 1.18 - Decomposição dos preços de eletricidade não consumidores domésticos em 2020, (ERSE, 2020)

1.2 - Objetivos

O principal objetivo de estágio numa empresa é promover a oportunidade de lidar com o mundo empresarial e com casos reais, acompanhado por equipas especializadas, aplicando todo o conhecimento adquirido ao longo da formação académica.

Acompanhamento técnico/comercial de projetos de produção de energia solar fotovoltaica e térmica, onde é necessário realizar uma proposta comercial, efetuando estudos prévios com base em todas as componentes relevantes, apresentando ao cliente a melhor solução a implementar. As componentes tidas em conta são: as condições geográficas, consumos energéticos, tecnologia a instalar e por fim os custos associados a todo processo.

Permitir a utilização de ferramentas de dimensionamento, desde folhas de cálculo criadas pela empresa, e softwares especializados, que são: *Sketchup*, onde se pode criar um *rendering* em 3D de forma apresentar ao cliente uma previsão da instalação, *AutoCad*, um *software* bastante utilizado na representação de implantações dos módulos em 2D, esquemas unifilares, distribuição das *string's*, e o *PVSol*, que é a ferramenta principal para dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos, podendo efetuar os vários estudos da instalação, desde a produção fotovoltaica necessária para cobrir os consumos, efetuar cálculos de perdas, sombreamentos possíveis causados aos módulos fotovoltaicos, análises financeiras e também apresentar uma modelagem 3D da instalação, etc.

1.3 -Estrutura do relatório

Este relatório está estruturado da seguinte forma:

Capítulo 1 - Introdução ao relatório e contextualização do panorama energético de Portugal, objetivos e respetiva estrutura do relatório.

Capítulo 2 – Apresentação geral da entidade onde foi realizado o estágio.

Capítulo 3 – Enquadramento da energia solar ativa, conceitos teóricos da radiação solar.

Capítulo 4 – Apresentação e enquadramento da energia solar térmica, descrição das principais tecnologias utilizadas, conceitos teóricos, manutenção e legislação aplicada e casos de estudo.

Capítulo 5 – Apresentação e enquadramento da energia solar fotovoltaica, descrição das principais tecnologias utilizadas, conceitos teóricos, manutenção e legislação aplicada e casos de estudo.

Capítulo 6 – Breve descrição do processo de licenciamento de operadores de postos de carregadores de veículos elétricos

Capítulo 7 – Apresentação das principais conclusões do trabalho desenvolvido.

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

2. Empresa NRG – Sistemas de Energias Renováveis, Lda

2.1 Descrição Genérica da Empresa

A NRG – Sistemas de Energias Renováveis, Lda., sediada em Coimbra, na Rua José Augusto Frutuoso, nº 6 Relvinha, com aquisição da marca SunEnergy, já atuava no mercado espanhol. Iniciou a sua atividade a 1 de janeiro de 2010 em território nacional num sistema de franchising, garantindo desta forma uma maior proximidade ao cliente.



Figura 2.1 - Vista aérea da empresa, (Sunenergy, 2020)

A SunEnergy, tem o direito de explorar os seus produtos e serviços, bem como os seus métodos de gestão. Assim, a NRG com o método de franchising consegue expandir a sua marca para todo o país, criando uma relação muito mais próxima com o cliente.

Através da rede de franchisados estrategicamente localizados, a SunEnergy tem a capacidade de dar respostas rápidas a qualquer desafio. Equipas de profissionais com experiência, fazem parte dos franchisados da SunEnergy, que já conta com 8 delegações: Braga, Santarém, Mafra, Cascais, Almada/Sesimbra, Setúbal, Faro e Albufeira, como se pode observar na Figura 2.2.

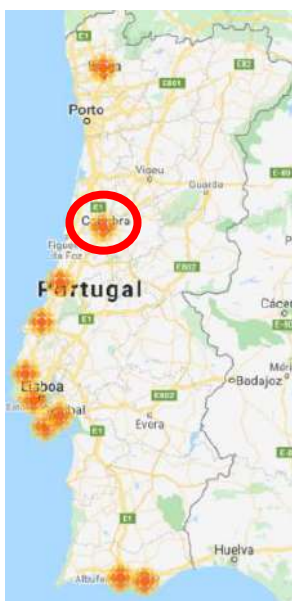


Figura 2.2 - Mapa de delegações SunEnergy, (adaptado de (Sunenergy, 2020)).

A SunEnergy, Através da comercialização e implementação, de serviços e sistemas de energia, baseados nas tecnologias sustentáveis mais avançadas e eficientes, disponíveis no mercado, sobretudo sistemas de energia solar fotovoltaica e energia térmica, assegura soluções sustentáveis e estabelece relações de confiança com os clientes e parceiros de negócio, tanto no setor doméstico como setor industrial.

Acompanhando os clientes desde o projeto, instalação, manutenção e o registo na DGEG, dos projetos executados. Esta afirma-se 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.

A SunEnergy, oferece aos seus clientes uma vasta gama de soluções energéticas, a nível particular e empresarial. Através da Tabela 2.1, observa-se, as várias soluções para cada setor e o tipo de fonte de energia.

Tabela 2.1 - Soluções energéticas prestadas pela SunEnergy.

Setor	Tipologia	Fonte de energia
Doméstico	<ul style="list-style-type: none"> • UPAC – Unidades Produção para Autoconsumo • UPP – Unidades de Pequena Produção • Sistemas elétricos autónomos • AQS – Águas Quentes Sanitárias • Aquecimento de piscinas • Aquecimento central • Postos de carregamento de veículos elétricos 	<ul style="list-style-type: none"> • Solar • Biomassa • Elétrica • Gás
Indústria	<ul style="list-style-type: none"> • UPAC – Unidades Produção para Autoconsumo • UPP – Unidades de Pequena Produção • Sistemas elétricos autónomos • Iluminação industrial • AQS – Águas Quentes Sanitárias • Aquecimento de piscinas • Aquecimento central • Postos de carregamento de veículos elétricos 	

Com o mérito de desempenho superior, a SunEnergy, é uma das empresas reconhecidas pelo Instituto de Apoio às Pequenas e Médias Empresas e à Inovação (IAMPEI) como Pequena Média Empresa (PME) Líder, desde 2018 até à data.

Em 2020, reunindo as condições necessárias, foi distinguida como PME Excelência 2020, reconhecida pela TUV Rheinland, com um sistema de gestão da qualidade, com certificação ISO 9001:2015.

Tem em sua posse licenças como: empreiteiro de obras públicas de classe 5, emitida pelo Instituto dos Mercados Públicos do Imobiliário e Construção (IMPIC), de operadores de postos de carregamento de veículos elétricos, pela DGEG. Certificada pela CERTIF, no âmbito da regulamentação (UE) 2015/2067, que confere a certificação para atividades assistência técnica

de equipamentos fixos de refrigeração, ar condicionado e bombas de calor que contenham gases fluorados com efeito de estufa, no conjunto de figuras seguintes, observam-se os certificados atribuídos.



Figura 2.3 - Logotipo da empresa.



Figura 2.4 - Certificado PME líder 2018.



Figura 2.5 - Certificado PME líder 2019.



Figura 2.6 - Certificado PME líder 2020.



Figura 2.7 - Certificado TÜV RHEINLAND.



Figura 2.8 - Certificado PME excelência 2020.



Figura 2.9 - Certificado CERTIF.



Figura 2.10 - Certificado licenciamento OPC.



Figura 2.11 - Certificada licença IMPIC.



Figura 2.12 - Certificado de pagamento pontual, 2021.

Pelo gráfico representado na Figura 2.13, observa-se a evolução da capacidade fotovoltaica instalada ao longo dos anos.

Observa-se que até 2015, a empresa teve um crescimento residual e que a partir do ano 2016 houve um grande incremento nas instalações fotovoltaicas, criando um grande impacto, na potência instalada daí em diante, atingindo mais de 6 MWp (potência dos módulos fotovoltaicos), instalados em 2020.

Verifica-se que no ano 2016 foi instalada praticamente a mesma potência que tinham instalado até à data.

Quanto aos sistemas solares térmicos não há grandes registos da atividade, contando com cerca de 40 instalações durante o ano 2020.

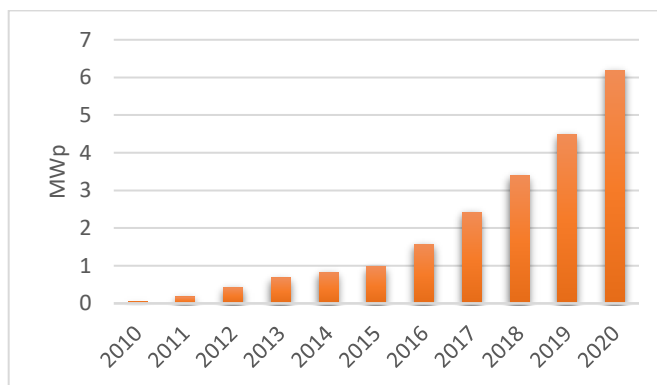


Figura 2.13 - Potência instalada em sistemas fotovoltaicos pela SunEnergy.

2.2 Estrutura Organizacional

Em termos de estrutura organizacional, pode-se visualizar através do organigrama representado na Figura 2.14, a constituição da empresa.

As áreas de atuação durante o estágio, foram nos departamentos de engenharia solar térmico e mais de 90% no departamento de engenharia fotovoltaico.

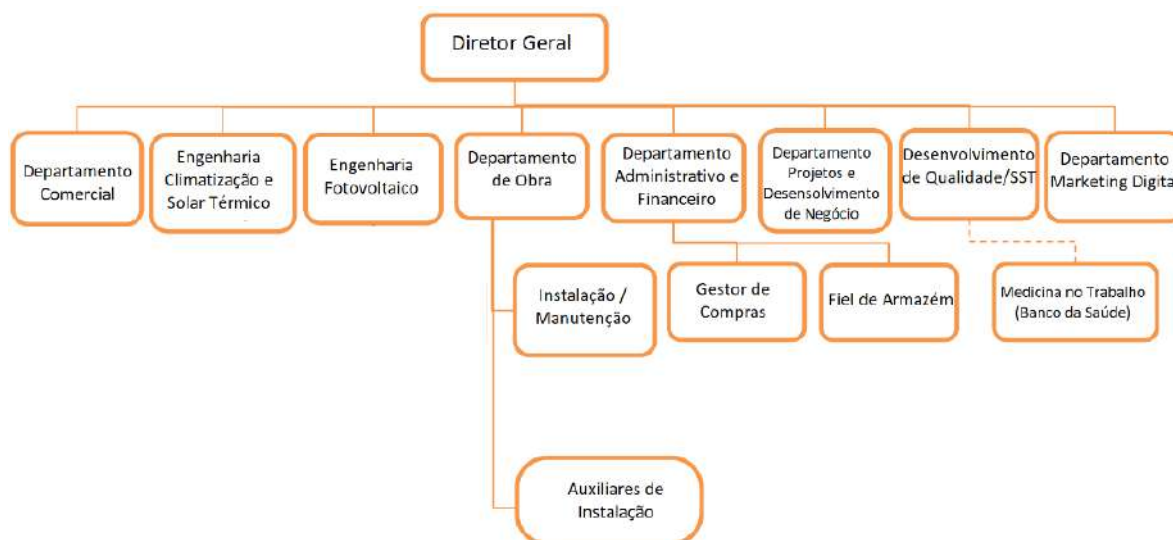


Figura 2.14 - Estrutura Organizacional da Empresa, (Sunenergy, 2019).

A organização do dia a dia, na empresa, passa pelos seguintes pontos:

Iniciando pelo departamento da qualidade e segurança no trabalho, que tem toda a responsabilidade de implementar, sensibilizar e verificar diariamente as normas de qualidade e segurança no trabalho.

Existe o departamento comercial, onde começa todo o processo de um projeto. Com a principal função, de angariar clientes e ao mesmo tempo recolher grande parte dos dados

necessários para se iniciar o processo, passando essa informação ao departamento de engenharia.

O departamento de engenharia, (climatização, solar térmico e fotovoltaico), ao receber os dados recolhidos pelo departamento comercial, começa a dimensionar os equipamentos e materiais, para se elaborar o orçamento e proposta comercial para enviar ao cliente.

Depois de terminadas as negociações com o cliente e a proposta ser adjudicada, entra o departamento de obra, que com base nos projetos, orçamentos e propostas comerciais, define um planeamento e uma equipa para a execução dos projetos ou manutenções. Em conciliação com o gestor de compras e armazém preparam os materiais necessários para a execução. No decorrer da instalação vai informando o departamento administrativo e financeiro, para aplicarem a faturação associada a cada projeto.

O departamento administrativo e financeiro, é responsável pela parte contabilística e fiscal da documentação da empresa.

Existe também o departamento de projetos e desenvolvimento de negócio, que tem como principal atividade lidar com todas as tarefas envolvidas em projetos de carácter público. Para além disso procura no mercado novas tecnologias e novas oportunidades de negócios.

Por fim, o departamento de marketing que tem como principal atividade a divulgação da marca e gestão das redes sociais e website da empresa.

3. Energia Solar

3.1 Energia Solar Ativa e Passiva

De uma maneira geral, existem dois tipos de aproveitamento de energia solar, que se denominam de energia solar ativa e energia solar passiva.

A energia solar ativa, como se observa na Figura 3.1, existe um processo de transformação de energia através de certas tecnologias, como por exemplo a utilização de painéis fotovoltaicos onde ocorre a conversão de energia solar em energia elétrica, ou através de painéis solares, em que a energia solar se transforma em energia térmica. Para fins de engenharia pode-se falar de energia solar fotovoltaica e energia solar térmica que serão as técnicas abordadas no presente relatório.

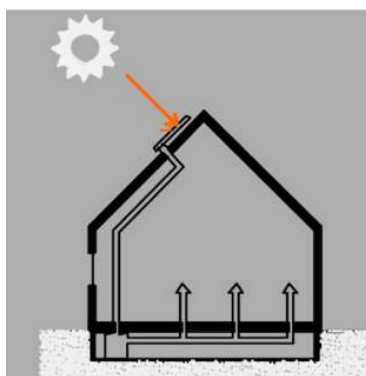


Figura 3.1 - Exemplo de aproveitamento de energia solar ativa, (Frاندoloso, 2001).

Quanto à energia solar passiva, representada na Figura 3.2, tem como foco implementar técnicas e usar materiais, por forma a ter o máximo de aproveitamento direto da energia solar, sem que ocorra um processo de transformação. Cada vez mais os edifícios são projetados com base nesta energia, desde a posição do edifício, posição e tipo de janelas, paredes, pisos e sombreamento para receber e distribuir a energia solar na forma de calor durante o inverno e rejeitar o calor no verão. As leis da termodinâmica desempenham um papel fundamental neste aspeto, uma vez que as transferências de calor e temperatura são a base da energia solar passiva.

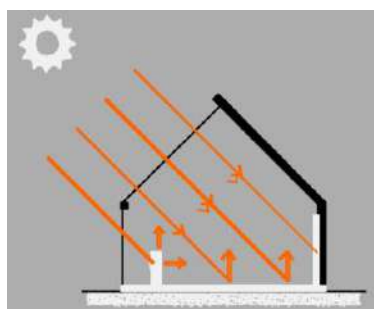


Figura 3.2 - Exemplo de aproveitamento de energia solar passiva, (Frاندoloso, 2001).

Para avaliarmos o potencial da energia solar ativa e passiva numa determinada região, é necessário perceber a radiação solar que abrange a localização definida, a cada instante.

3.2 Radiação Solar

Quando se fala da energia solar, devemos considerar que é a maior fonte de energia e a mais amiga para o meio ambiente. Devido a processos químicos e biológicos, através da absorção de energia solar pela água e o solo, é o bastante para gerar circulações atmosféricas e marítimas, essenciais para a vitalidade da biosfera.

Diretamente ou indiretamente quase toda a luz que ilumina o nosso planeta vem ou veio da estrela solar. Desde a luz natural do dia, que é uma radiação eletromagnética na região visível vinda do Sol, assim como a iluminação artificial, que é alimentada por energia elétrica que por sua vez está a ser alimentada eletricamente, onde para se produzir essa eletricidade existe a necessidade de usar combustíveis fósseis, que sem o Sol, não existiriam, (Magarreiro, Freitas, & Brito, 2018).

Ter em atenção que toda a radiação solar recebida no topo da atmosfera, apenas uma parte chega à superfície terrestre, pois a própria atmosfera e o estado do céu são os fatores mais decisivos na disponibilidade de radiação solar. Por isso devemos ter em consideração vários processos que ocorrem, nomeadamente a absorção e dispersão da luz nos gases e partículas atmosféricas, afetando os diferentes comprimentos de onda da radiação solar incidente na terra.

Verifica-se pela Figura 3.3, que a radiação solar chega à superfície terrestre de três formas: radiação solar direta, é aquela que projeta sombras e atinge a terra sem qualquer mudança de direção, a radiação difusa que incide indiretamente na superfície da terra, esta inclui também a radiação refletida pela superfície terrestre. A soma da radiação direta e difusa equivale à radiação solar global para uma superfície horizontal.

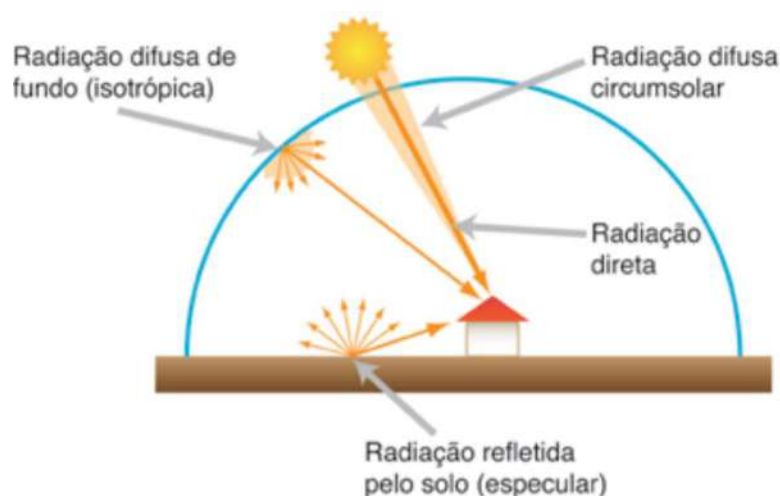


Figura 3.3 - Componentes da radiação solar, (Magarreiro, Freitas, & Brito, 2018).

O efeito radiação solar é a energia emitida pelo Sol que chega à Terra em forma de ondas eletromagnéticas que se podem propagar livremente no ar, água, vidro e ou outros materiais transparentes. A unidade padrão associada à radiação é o Watt [W], contudo a intensidade com que a radiação solar atinge a terra denomina-se de irradiação e as unidades são o watt por metro quadrado [W/m^2]. A irradiação global anual é obtida pela radiação solar que incide na superfície terrestre durante um ano, e é medida em watt-hora por metro quadrado [Wh/m^2].

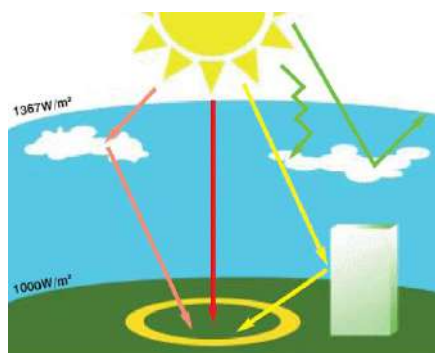


Figura 3.4 - Constante radiação solar, (Portal Energia, 2004).

Ao longo de um ano a disposição entre o Sol e Terra varia, por consequência também a irradiação varia entre $1325 W/m^2$ e $1412 W/m^2$, sendo o valor médio designado por constante solar $G_{cs}=1367 W/m^2$.

No entanto, apenas uma parte da quantidade total da radiação solar atinge a superfície terrestre pois como se observa pela Figura 3.4 e Figura 3.5 a própria atmosfera é responsável pela absorção e reflexão, atingindo num total aproximado de $1000 W/m^2$ ao meio-dia, em boas condições climáticas, independentemente da localização, (Portal Energia, 2004).

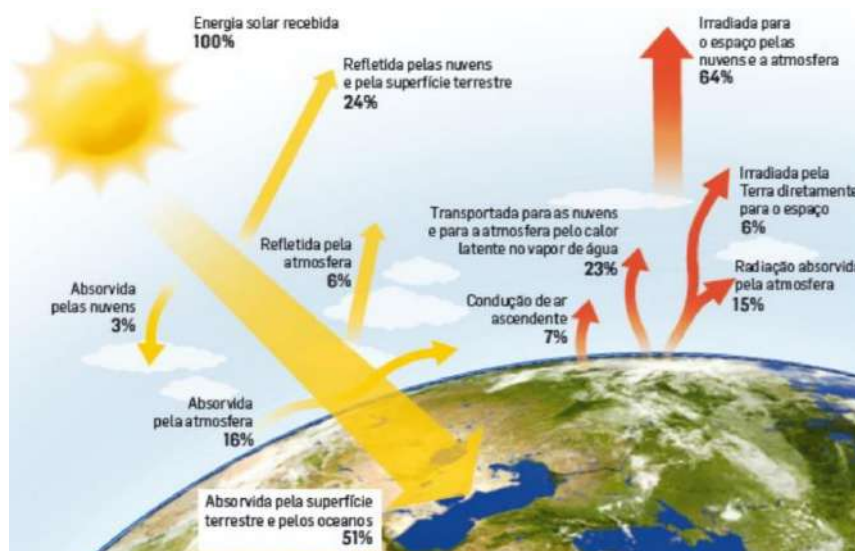


Figura 3.5 - Balanço energético solar, (Castro, Catarina, 2017).

Na Figura 3.6, que através de um esquema de cores representa os níveis de irradiação solar direta, e na Tabela 3.1 em complemento à Figura 3.7, com valores retirados do software PVGIS-Solar, consegue-se perceber que a irradiação solar varia consoante as regiões.

Pois a irradiação solar, em regiões situadas perto do Equador, podem exceder os 2300 kWh/m² por ano, enquanto no sul da Europa não deverá exceder os 1900 kWh/m². Em Portugal, este valor poderá situar-se entre os 1300 kWh/m² e os 1800 kWh/m², (Portal Energia, 2004).

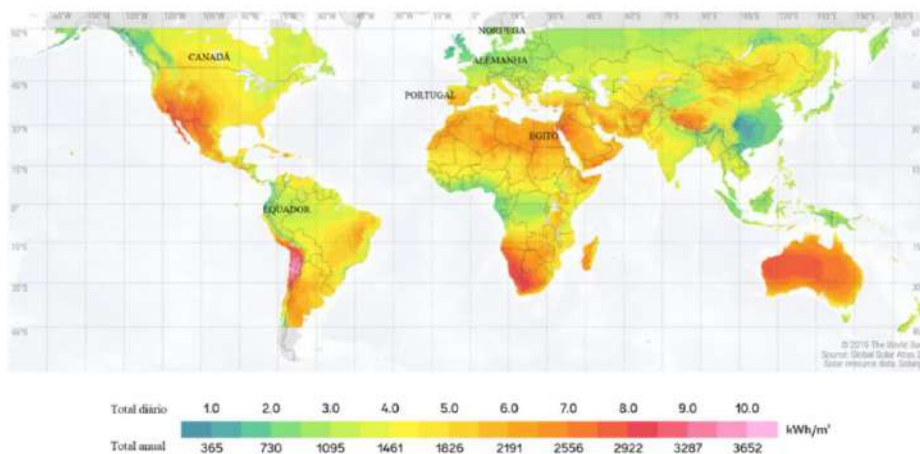


Figura 3.6 - Irradiação global direta, (adaptado de (SOLARGIS, 2021)).

Tabela 3.1 - Valores de irradiação solar global, mensal [kWh/m²], (PVGIS, 2021).

Irradiação Global	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maió	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro	Média
Portugal	83	107,38	131	165	211	230	231	214	165	98,4	71,17	63	147,5
Egipto	157	165,89	222	235	254	246	254	242	212	197	163,4	148	208
Canadá	20	37,76	83	130	173	156	187	140	105	61,7	25,78	17,1	94,63
Noruega	2	8,53	50	96,9	117	143	144	112	67,1	36,1	6,57	1,42	65,45
Alemanha	19	30,25	75	144	153	168	159	126	111	74,9	24,95	16	91,6

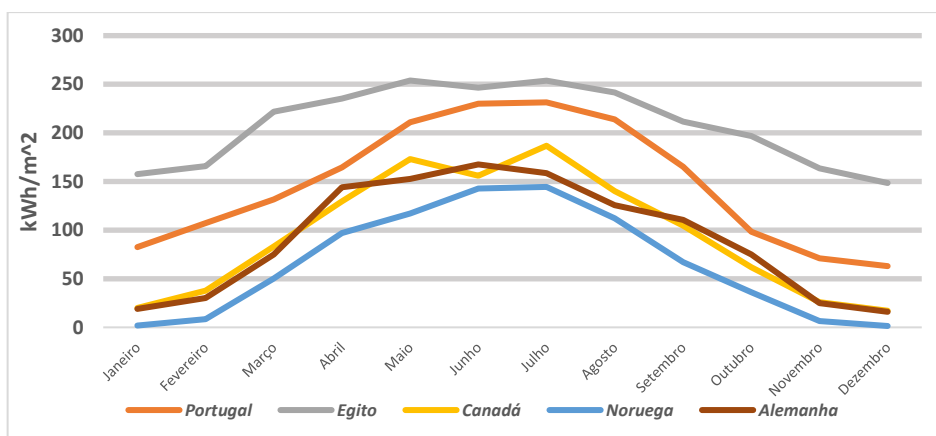


Figura 3.7 - Irradiação solar global ao longo do ano.

A medição precisa, da radiação solar global ou suas componentes direta e difusa sobre uma região, são essenciais para o estudo das influências climáticas e atmosféricas assim como para determinar o potencial de geração da energia solar ativa.

Através de uma base de dados dessas medidas nas determinadas regiões pode-se viabilizar a instalação de tecnologias para aproveitamento de energia solar térmica e fotovoltaica. Para tal são usados vários tipos de equipamentos, contudo os mais usuais são os piranômetros para medições de irradiação global e pireliômetro para medições de irradiação direta.

O piranômetro termoeletrico, apresentado na Figura 3.8 é utilizado para medir a irradiação solar global (direta + difusa), normalmente num plano horizontal, o seu campo sensorial é constituído por uma termopilha colocada no interior de duas semiesferas de vidro concêntricas. A termopilha é constituída por múltiplos termopares em série, com a junção quente escurecida faceando o sol e a junção fria na parte inferior.

O piranômetro fotovoltaico, Figura 3.9, usa como sensor uma célula fotovoltaica de dimensões reduzidas que traz como vantagens em relação ao piranômetro termoeletrico o tempo de resposta ser praticamente instantâneo e linear com a irradiação, custos mais baixos, contudo tem a desvantagem de apresentar valores com menor precisão, (Portal Energia, 2004).



Figura 3.8 - Piranômetro termoeletrico, (CRESESB, CEPEL, 2014).



Figura 3.9 - Piranômetro fotovoltaico, (CRESESB, CEPEL, 2014).

A quantidade de energia, que atinge a superfície da Terra proveniente do Sol, corresponde a cerca de dez mil vezes o consumo mundial, desta forma se fosse possível aproveitar toda essa energia, apenas 0,01 % seria suficiente para satisfazer a procura energética total da humanidade, (Portal Energia, 2004).

Com a evolução das tecnologias utilizadas para o aproveitamento da energia solar, esta será certamente uma das alternativas energéticas mais promissoras para se atingir o desenvolvimento sustentável, (CRESESB, CEPEL, 2014).

Através dos resultados apresentados na Figura 3.6, é possível estimar a irradiação global ao longo do ano para cada região, conhecendo a irradiação, deve-se determinar a inclinação e orientações que otimizam a exposição solar.

3.3 Geometria Terra - Sol

Como já referido, para que se consiga o melhor proveito da energia solar, é necessário saber qual a posição mais vantajosa para a colocação dos equipamentos para aproveitamento de energia, o que implica conhecer o conjunto de ângulos solares relativamente à localização pretendida, pois para uma localização pré-estabelecida esta variação depende do dia ao longo do ano e da sua latitude geográfica.

Observa-se que ao longo do ano a Terra em seu movimento anual ao torno do Sol, descreve uma trajetória eclíptica, que define o plano orbital, entre o seu eixo de rotação e plano orbital define-se um ângulo que varia ao longo do ano (declinação solar), obtendo valores máximos positivos e negativos nos solstícios e valores nulos nos equinócios, marcando assim as 4 estações do ano.

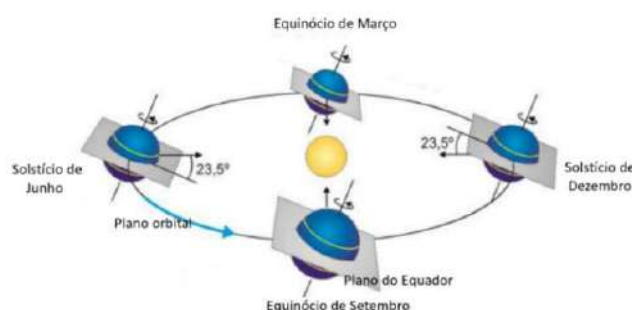


Figura 3.10 - Equinócios e Solstícios do planeta terra, (Saraiva, Oliveira, & Muller, 2012).

Verifica-se pela Figura 3.11 e Figura 3.12, que devido à declinação solar nos solstícios de junho e dezembro, a quantidade e inclinação de raios solares, que os hemisférios Norte e Sul recebem, são diferentes. Contudo nos equinócios de março e setembro, Figura 3.13 e Figura 3.14, existe uma equivalência na quantidade e inclinação dos raios solares, (Ciências, 2014).

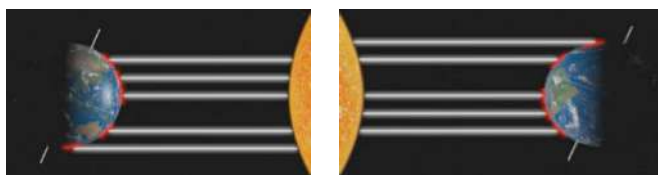


Figura 3.11 - Solstício de 21 de junho, (Ciências, 2014).

Figura 3.12 - Solstício de 21 de dezembro, (Ciências, 2014).

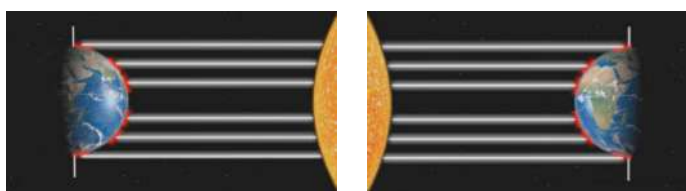


Figura 3.13 - Equinócio de 23 de março, (Ciências, 2014).

Figura 3.14 - Equinócio de 23 de setembro, (Ciências, 2014).

Como se observa, na Figura 3.15 e Figura 3.16, a altitude do Sol para o mesmo local durante as 4 estações do ano, é diferente, apresentando-se com maior inclinação ao plano horizontal no solstício de verão e menor no solstício de inverno.

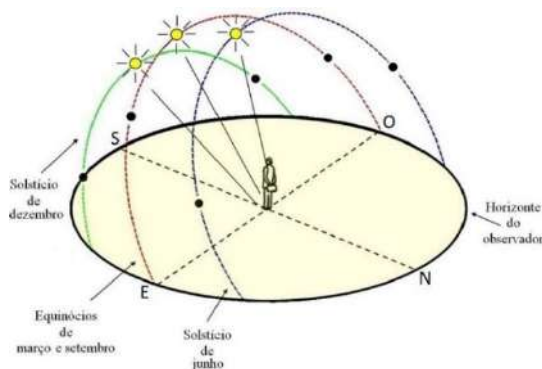


Figura 3.15 - Variação da posição do plano da trajetória do Sol no céu ao longo do ano para um observador do hemisfério norte, (adaptado de (Costa & Maroja, 2017)).



Figura 3.16 - Representação das estações do ano e altitude do sol, (Ciências, 2014).

Na estação mais quente, o sol apresenta-se com maior altitude, quanto mais próximo da vertical for a direção dos raios solares que incidem numa superfície, menor é a área, produzindo um maior aquecimento e quanto menor for a altitude do sol, estação mais fria, os raios solares que incidem na superfície com maior inclinação, abrangido uma maior área resultando como menor aquecimento produzido, Figura 3.17, (Ciências, 2014).

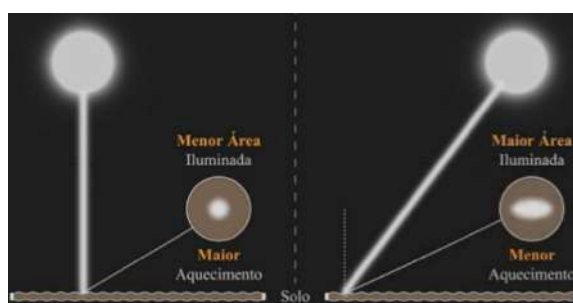


Figura 3.17 - Inclinação de raios solares sobre a superfície terrestre, (Ciências, 2014).

Para se efetuar uma relação geométrica, entre a radiação que incide num determinado ponto da superfície terrestre, é necessário descrever vários eixos de referência.

Um ponto geográfico é identificado pelo sistema de coordenadas geográficas sendo o método destinado a referenciar posições sobre a superfície da Terra, cruzando os valores de latitude e longitude usando como referência mundial a linha do Equador e o meridiano de Greenwich.

Chama-se latitude, (ϕ), à distância medida em graus, entre o Equador e a localização pretendida, medida ao longo do meridiano de Greenwich. A latitude pode variar entre 0° e 90° , com sinal positivo a Norte e negativo a Sul, toma valores nulos no equador.

Quanto à longitude, (λ), é a distância também medida em graus da localização pretendida até ao meridiano de referência, esta pode variar entre 0° e 180° , com sinal positivo a Este do meridiano e negativo a Oeste, (Costa R. J., 2011).

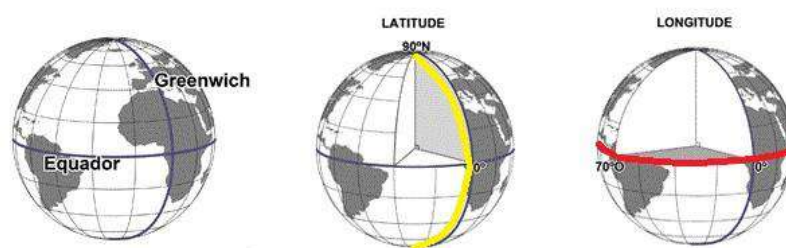


Figura 3.18 - Representação da linha do Equador e meridiano de Greenwich, (adaptado de (Macaé, 2021)).

Através do conhecimento de alguns ângulos solares e fatores de correção, que serão descritos nos pontos seguintes, é possível obter o conhecimento exato da localização do Sol em cada altura do ano, conseguindo assim estimar os valores de radiação e também a energia produzida pelas instalações de energia solar ativa.

- **Declinação Solar (δ_s)**

A declinação solar (δ_s), é o ângulo formado entre o eixo de rotação da Terra e o plano da elíptica, representado na Figura 3.10. Esta assume valores nulos nos equinócios e valores máximos de $(+23,5^\circ)$ no solstício de verão, e $(-23,5^\circ)$ no solstício de inverno, para o hemisfério Norte.

Na Figura 3.19, está representada a variação deste ângulo ao longo do ano, que aproximadamente para os dias 78 e 262 quando ocorrem os equinócios, a declinação solar atravessa o eixo nulo e nos solstícios de verão dia 171 e inverno dia 354, atinge valores máximos.

O valor da declinação solar pode ser calculado pela equação 3.1, em que (n) representa o número do dia juliano.

$$\delta_S = 23,45^\circ \times \sin\left(2\pi \times \frac{284 + n}{365}\right) \quad (3.1)$$



Figura 3.19 - Variação do ângulo de declinação solar, calculada através da equação 3.1.

- **Ângulo Solar Horário (ω_S)**

A Figura 3.20, exemplifica o ângulo horário (ω_S), este traduz o ângulo que o Sol faz com o meridiano de Greenwich, a uma hora qualquer do dia.

Este ângulo diminui continuamente desde o nascer do Sol até ao meio-dia, onde é zero, e depois começa a aumentar até atingir o valor máximo no pôr do Sol, tudo efetuado a uma velocidade de 15° de longitude por hora, pois se dividirmos o círculo trigonométrico por 24h (um dia), cada hora equivale a 15° .

A expressão geral para o cálculo de (ω_S) é apresentada na equação 3.2, em que (TL_0) é a hora do dia em que se pretende obter o ângulo solar, (Costa R. J., 2011).

$$\omega_S = 15 \times (TL_0 - 12) \quad (3.2)$$

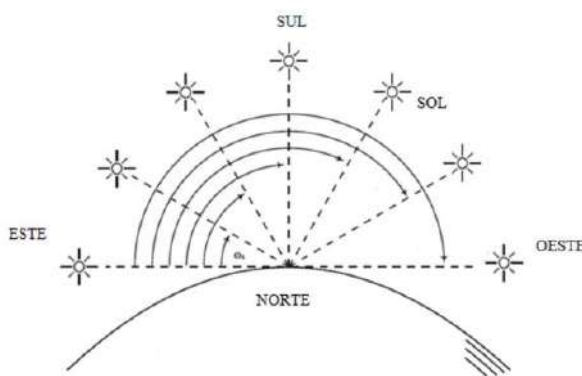


Figura 3.20 - Ângulo solar horário ao longo de um dia, (adaptado de (Costa R. J., 2011)).

- **Ângulo do Zênite Solar (Θ_z)**

Na Figura 3.21, é possível observar o ângulo zênite solar (Θ_z), que é o ângulo formado entre a normal (vertical) da localização e os raios solares.

O complemento do ângulo do zênite solar é o ângulo da altitude solar (α_s), [$\Theta_z + \alpha_s = 90^\circ$].

Através da equação 3.3 pode-se calcular o ângulo zênite solar. (Costa R. J., 2011).

$$\Theta_z = \cos^{-1}(\sin \phi \times \sin \delta + \cos \phi \times \cos \delta \times \cos \omega_s) \quad (3.3)$$

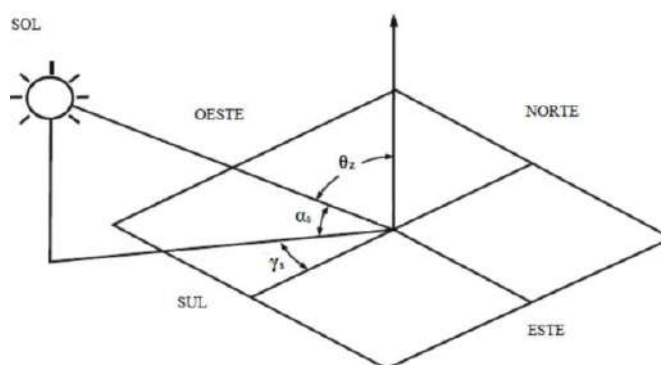


Figura 3.21 - Ângulos Zênite Solar (Θ_z), Altitude Solar (α_s) e Azimute Solar (γ_s), (Costa R. J., 2011).

- **Altitude Solar (α_s)**

O ângulo formado entre os raios solares e o plano horizontal é designado por altitude solar (α_s). A altitude solar varia ao longo do dia com o movimento do Sol, pois quando o Sol nasce ou se põe, a altitude solar é zero e quando está diretamente sobre a cabeça de um dado observador, em certas situações o ângulo da altitude solar chega perto dos 90° .

De acordo com a expressão 3.4, pode-se calcular o ângulo da altitude solar, (Costa R. J., 2011).

$$\alpha_s = \sin^{-1}(\sin \phi \times \sin \delta + \cos \phi \times \cos \delta \times \cos \omega_s) \quad (3.4)$$

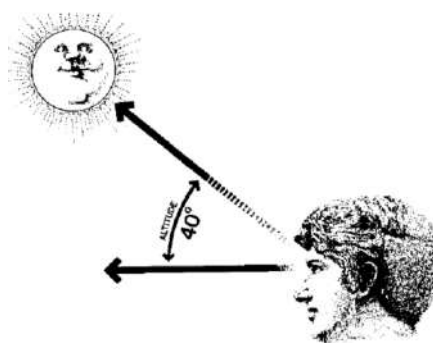


Figura 3.22 - Ângulo da altitude solar, (Costa R. J., 2011).

- **Azimute Solar (Y_s)**

Como se observa pela Figura 3.23 , o ângulo do azimute solar (Y_s), é o ângulo formado entre os raios solares provenientes do Sol e o meridiano da localização, por outras palavras é o desvio que o Sol apresenta em relação ao eixo Norte-Sul.

No hemisfério Norte, o azimute solar toma como referência o eixo do Sul, e é definido como positivo para Oeste e negativo para Este.

Por definição, a meio do dia, o Sol está exatamente no meridiano que contém a linha Norte-Sul e conseqüentemente o azimute solar é 0° , este pode ser calculado de através da equação 3.5, (Costa R. J., 2011).

$$Y_s = \cos^{-1}\left(\frac{\sin \alpha_s \times \sin \phi - \sin \delta}{\cos \alpha_s \times \cos \phi}\right) \quad (3.5)$$

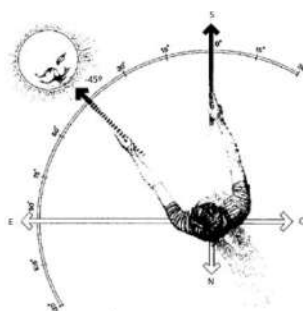


Figura 3.23 - Ângulo do azimute solar, (adaptado de (Costa R. J., 2011)).

- **Radiação Extraterrestre em Superfícies Horizontais**

O valor de radiação que atinge a superfície terrestre incidindo num plano horizontal (G_0), é obtida em função do dia do ano, da latitude a que se encontra o local, do ângulo da declinação solar e da hora do dia.

Para determinar o valor (G_0), existe a expressão 3.6, (Costa R. J., 2011).

$$G_0 = G_{CS}\left(1 + 0,033 \times \cos\left(360 \times \frac{n}{365}\right)\right) \times (\sin\delta \times \sin\phi + \cos\delta \times \cos\phi \times \cos\omega) \quad (3.6)$$

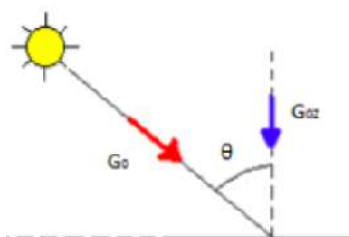


Figura 3.24 - Radiação solar Incidente em uma superfície horizontal, (Costa R. J., 2011).

Geralmente, é necessário o cálculo da radiação extraterrestre diária (H_0), e horária (I_0), numa superfície horizontal.

Para tal integra-se a equação 3.6, para o período entre nascer e o pôr-do-sol no caso da radiação extraterrestre diária equação 3.7, e no caso da radiação extraterrestre horária a equação 3.8 o período correspondente aos ângulos das horas (ω_1 e ω_2) (sendo ω_2 o maior), os limites (ω_1 e ω_2) podem definir um período de tempo diferente de 1 hora, (Costa R. J., 2011).

$$H_0 = \frac{24 \times 3600}{\pi} G_{cs} \times \left(1 + 0.033 \times \cos\left(\frac{360 \times \pi}{365}\right)\right) \times \left(\cos \phi \times \cos \delta \times \cos \omega_s + \frac{\pi \times \omega_s}{180} \sin \phi \times \sin \delta\right) \quad (3.7)$$

$$I_0 = \frac{12 \times 3600}{\pi} G_{cs} \times \left(1 + 0.033 \times \cos\left(\frac{360 \times \pi}{365}\right)\right) \times \left(\cos \phi \times \cos \delta \times (\sin \omega_2 - \sin \omega_1) + \frac{\pi(\omega_2 - \omega_1)}{180} \sin \phi \times \sin \delta\right) \quad (3.8)$$

• Radiação Global em Superfícies Inclinadas

Para uma melhoria da eficiência dos sistemas de energia solar ativa, admite-se um certo ângulo de inclinação (β) da superfície de incidência relativamente ao plano horizontal, definindo assim um novo ângulo de incidência (Θ_n).

Verifica-se pela Figura 3.25, que quanto menor for (Θ_n), a normal da superfície inclinada (n) acompanha com menor desfasamento a altura solar, definindo assim ângulo ótimo de inclinação para todo ano. Sabe-se que a altura solar varia durante o ano, para isso deve-se definir (β) de forma que a superfície (módulos fotovoltaicos e coletores solares) consigam obter o máximo aproveitamento.

Para isso deve-se ter em atenção as alturas solares para os solstícios e equinócios, sabe-se que no verão altitude solar (α_s) obtém valores maiores, assim sendo (β) será o mínimo possível. Já no inverno, acontece precisamente o contrário, onde (α_s) é menor e então (β) será o maior possível. A equação 3.9, define o valor de (Θ_n), (Costa R. J., 2011).

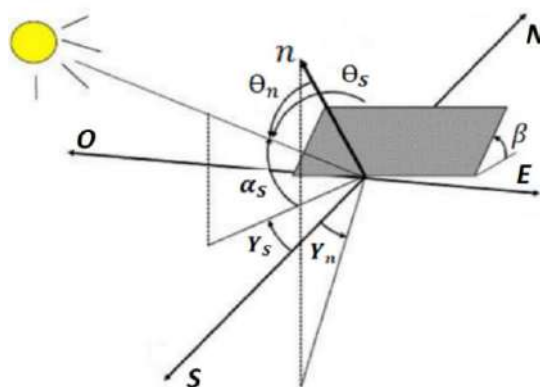


Figura 3.25 - Conjunto de ângulos solares em plano inclinado, (adaptado de (Costa R. J., 2011)).

$$\theta_n = \arcsos(\sin\delta \times \sin\phi \times \cos\beta - \sin\delta \times \cos\phi \times \sin\beta \times \cos Y_n + \cos\delta \times \cos\phi \times \cos\beta \times \cos\omega_s + \cos\delta \times \sin\phi \times \sin\beta \times \cos Y_n \times \cos\omega_s + \cos\delta \times \sin Y_n \times \sin\omega_s \times \sin\beta) \quad (3.9)$$

Onde:

- Y_S – Ângulo Azimute solar (°);
 Y_n – Ângulo Azimute da superfície em relação ao eixo Sul (°);
 α_S – Ângulo Altitude Solar (°);
 θ_n – Ângulo entre a normal da superfície inclinada ao plano e a linha Sol-Terra (°);
 θ_S – Ângulo Zênite Solar (°);
 β – Ângulo de inclinação da superfície de incidência relativamente ao plano horizontal (°);
 ϕ – Latitude geográfica da superfície (°);
 δ – Declinação solar (°);
 ω_s – Ângulo solar horário (°);
 n – Normal da superfície inclinada;

O cálculo da irradiação extraterrestre diária, incidente no plano inclinado é mais complexo, uma vez que exige o cálculo prévio da irradiação diária incidente no plano horizontal, já determinado anteriormente (H_0).

Através de uma estação meteorológica próxima da localização pretendida ou a partir de base de dados é possível determinar o valor da irradiação diária.

Contudo, com a fórmula 3.10, é possível estimar esse valor com base no índice de insolação.

$$H_g = H_0 \times \left(a + b \times \frac{n}{N} \right) \quad (3.10)$$

Onde:

- H_g – Irradiação global diária (Wh/m^2);
 H_0 – Irradiação extraterrestre diária calculada para o plano horizontal (Wh/m^2);
 a e b – Parâmetros típicos para cada região. Em Portugal, $a = 0,18$ e $b = 0,62$;
 n – Número de horas de insolação por dia em que a irradiância é superior a $1000 W/m$;
 N – Número de horas desde que o Sol nasce até que se põe (durante o “dia”);
 $\frac{n}{N}$ – Índice de insolação

Porém nem toda a radiação incide diretamente sobre o plano inclinado, uma vez que esta sofre efeitos de reflexão e difusão, diminuindo a sua intensidade. Considerando esse facto, existe o índice de atenuação (K_T), representando a atenuação da atmosfera terrestre. Este índice é obtido para o plano horizontal a partir da expressão 3.11, (Costa R. J., 2011).

$$K_T = \frac{H_g}{H_0} \quad (3.11)$$

O valor da irradiação diária difusa para plano horizontal (H_d) pode ser obtido através de modelos de regressão diários ou mensais, contudo com base no índice de irradiação global (H_g) e do índice de atenuação (K_T) define-se as equações 3.12 e 3.13, (Costa R. J., 2011).

- Se $K_T < 0$:

$$H_d = H_g \times 0.99 \quad (3.12)$$

- Se $K_T \geq 0.17$:

$$H_d = H_g \times (1.88 - 2.272 \times K_T + 9.473 \times K_T^2 - 21.856 \times K_T^3 + 14.648 \times K_T^4) \quad (3.13)$$

Sabe-se que a irradiação global (H_g) tem como componentes a irradiação direta (H_b), mais a irradiação difusa (H_d). Assim através da expressão 3.14, é possível determinar a irradiação difusa para planos horizontal, (Diana Macedo, 2018).

$$H_b = H_g - H_d \quad (3.14)$$

Para uma correta aplicação dos dados existentes, é necessário que os mesmos sejam trabalhados e transformados, para isso os dados de radiação solar em superfícies horizontais têm de ser necessariamente convertidos em dados de radiação solar em superfícies inclinadas.

Existe um coeficiente que converte a irradiação direta que incide no plano horizontal na irradiação que atingirá a superfície inclinada (R_b), isto para quando o valor da inclinação (β) é fixo e o plano se encontra orientado para Sul, tem-se a expressão 3.15.

$$R_b = \frac{\cos(\phi - \beta) \times \cos\delta \times \cos\omega_s + \sin(\phi - \beta) \times \sin\delta}{\cos\phi \times \cos\delta \times \cos\omega_s + \sin\phi \times \sin\delta} \quad (3.15)$$

Através do modelo isotrópico de Duffie e Beckman e com o coeficiente de refletividade do solo (ρ) da localização respetiva definido, é possível determinar o valor da irradiação total

diária que incide sobre uma superfície inclinada, aplicando a equação 3.16, por forma assim se determinar o melhor (β) para a superfície inclinada.

$$H_T = H_b \times R_b + H_d \times \left(\frac{1 + \cos\beta}{2}\right) + H_g \times \rho \times \left(\frac{1 - \cos\beta}{2}\right) \quad (3.16)$$

3.4 Radiação Solar em Portugal

Portugal é um dos países da Europa com melhores condições para aproveitamento solar, um desses factos, é em termos do número médio anual de horas de Sol.

Portugal tem um potencial de radiação solar disponível bastante considerável, dispondo de um número médio anual de horas de Sol, variável entre 1800 e 3100 horas, continental, comparando por exemplo com a Alemanha que varia entre 1200 e 1700 horas, (SOLARGIS, 2021).

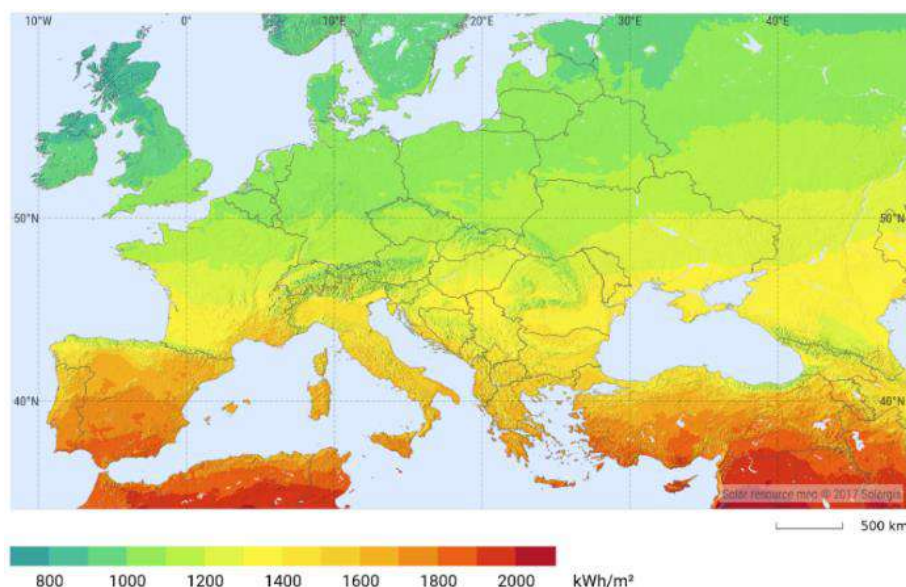


Figura 3.26 - Irradiação global horizontal, Europa 1994-2016, (adaptado de (SOLARGIS, 2021)).

Como é de conhecimento geral, a radiação solar global incidente numa superfície horizontal tem maior predominância na linha do equador. Através da Figura 3.26 e Figura 3.28, verifica-se facilmente que é no Sul de País que existem os maiores valores de radiação solar, pois em termos de latitude, é o Sul do país que está mais perto da linha do Equador, verificando-se também uma diminuição gradual da radiação global de Sul para Norte.

Na Figura 3.27, estão localizadas geograficamente as estações do Instituto Português do Mar e Atmosfera (IPMA), que são usadas para mapeamento da variabilidade e disponibilidade anual de radiação solar global em Portugal continental.

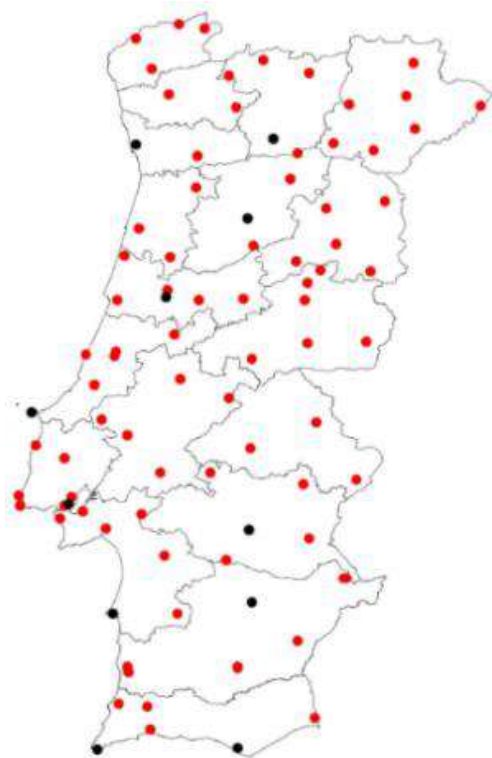


Figura 3.27 - Estações da rede de medição do IPMA.
Pontos a preto – estações principais, Pontos a vermelho – estações secundárias, (Cavaco, et al., 2016).



Figura 3.28 - Mapa de distribuição potencial fotovoltaico, em Portugal, 1994-2018, (adaptado de (SOLARGIS, 2021)).

O mapa da Figura 3.28, disponibiliza um apanhado estimado de todo o potencial de geração fotovoltaica para Portugal.

Representando os totais médios diários e anuais de produção elétrica a partir de central fotovoltaica, com potência pico de 1 kW_p , calculado para um período de 25 anos (1994-2018). O cálculo tem em consideração a irradiação solar, a temperatura do ar e do terreno e um total de perdas (poeiras, sombreamento, eficiência dos equipamentos) em cerca de 10%, (SOLARGIS, 2021).

No caso de Portugal, pode ser assumida uma produtividade média anual de 1500 kWh/kW_p para sistemas fixos, que terá tendência a aumentar com a evolução das tecnologias. Esta produtividade não é, no entanto, constante ao longo do tempo de vida útil das instalações, devido principalmente à taxa de degradação dos módulos fotovoltaicos.

Desta forma, de uma maneira muito grosseira, através de uma regra três simples, podemos estimar a produção para uma dada potência pico, ou vice-versa, estimar a potência pico para uma produção necessária, para fazer face ao consumo de energia.

Por exemplo, considerando que necessitamos de 18000 kWh/ano , conseguimos estimar o número de módulos fotovoltaicos necessários para satisfazer essa necessidade, calculando os (kW_p) necessários, através da equação 3.17.

$$\frac{1 \text{ kWp} \text{---} 1500 \text{ kWh}_{\text{ano}}}{x \text{ kWp} \text{---} 18000 \text{ kWh}_{\text{ano}}} = 12 \text{ kWp} \quad (3.17)$$

Considerando um módulo de 250 Wp, seria necessário instalar 48 módulos com esta potência, para poder produzir 18000 kWh/ano.

Através da Figura 3.29 e Figura 3.30 , que apresenta uma simulação simples através do *software PVGIS Tool*, para a zona de Coimbra, utilizando como referência, módulos fotovoltaicos padrão com células de silício cristalino, aplicado numa posição fixa e uma inclinação de 35°, considerando que todo o sistema tenha 14 % de perdas, conseguimos validar a equação 3.17.

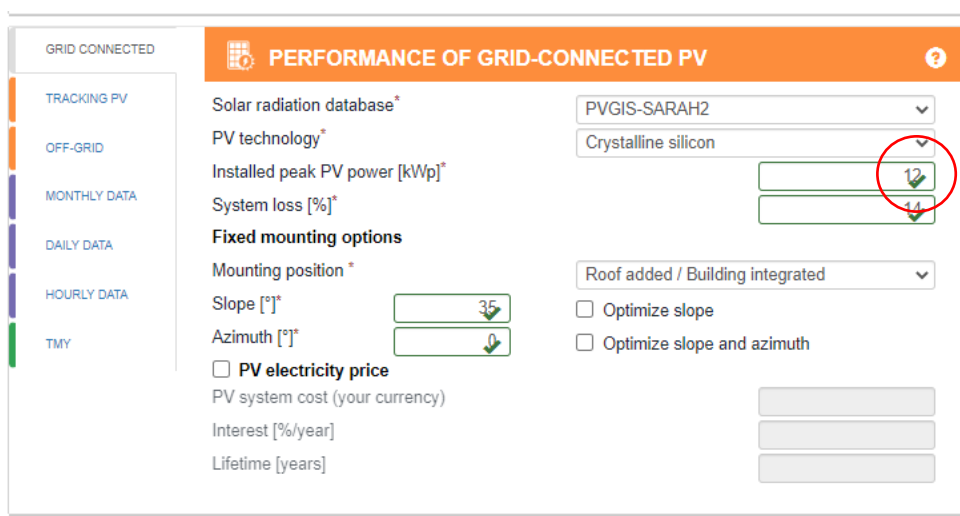


Figura 3.29 - Inserir condições no software PVGIS.

Simulation outputs:	
Slope angle [°]:	35
Azimuth angle [°]:	0
Yearly PV energy production [kWh]:	17974.88
Yearly in-plane irradiation [kWh/m ²]:	2025.78
Year-to-year variability [kWh]:	595.94
Changes in output due to:	
Angle of incidence [%]:	-2.7
Spectral effects [%]:	0.65
Temperature and low irradiance [%]:	-12.21
Total loss [%]:	-26.06

Figura 3.30 - Resultados da simulação PVGIS.

4. Energia Solar Térmica

4.1 Enquadramento

A energia solar térmica, está presente no nosso dia a dia, destinada ao aquecimento de edifícios, piscinas, fornecer água quente sanitária, serviços, indústria e agricultura.

Nos dias de hoje cerca de 46% do consumo energético da Europa, principalmente a nível urbano é só para aquecimento das habitações. Países como a Alemanha, Itália, Áustria e Dinamarca já desenvolveram redes de aquecimento urbano recorrendo à energia solar, (Gil & Cabrita, 2017).

Desde o ano de 1970 que esta tecnologia surgiu na Europa, sendo que, até hoje, a área total instalada ultrapassa os 53 milhões de m². No ano 2019, o mercado solar térmico na Europa, voltou a registar números positivos, com as vendas anuais a crescerem 3,4 % que equivale sensivelmente a 2,27 milhões de m² de coletores solares. No mesmo ano, o mercado solar de aquecimento e arrefecimento, alcançou um volume de negócios na ordem dos 1,9 mil milhões de euros, contribuído com 20 000 novos empregos. As estatísticas divulgadas pela *Solar Heat Europe*, associação europeia do setor, constata que Portugal, em 2019, cresceu 8,8 % face a 2018, instalando perto de 60 000 m². A *Solar Heat Europe*, estima que graças à energia solar térmica, que gera anualmente 26 TWh, a Europa consegue evitar o equivalente à emissão de 7 MtCO₂, (Cardoso, 2020).

Os sistemas Solares Térmicos (ST), são utilizados para fornecer água quente sanitária (AQS) e aquecimento ambiente. Nos edifícios, geralmente são utilizados dois tipos de sistemas, conhecidos no mercado como termossifão e circulação forçada.

A Figura 4.1, representa de uma forma geral as etapas do princípio de funcionamento do sistema de AQS. O processo é iniciado com a entrada de um fluido no coletor solar, que é dotado com a capacidade de converter a radiação solar, em calor, por meio da absorção dos raios solares que nele incidem. No interior do coletor solar, está incorporado um sistema de tubos que contém o fluido de transferência térmica, que por sua vez flui para o depósito de armazenamento de água quente, através de um sistema de condutas, que interliga o depósito de água para consumo, com o coletor. O fluido de transferência, ao arrefecer, escoia através de uma segunda conduta de volta ao coletor, enquanto a água potável entretanto aquecida sobe no depósito de armazenamento, através da estratificação térmica, na qual a água aquecida está no topo (onde está localizada o consumo de água quente) enquanto a água fria se encontra no fundo (onde está localizado o abastecimento de água para aquecimento). A maioria dos sistemas solares, que são comercializados e instalados funcionam com um fluido de transferência térmica que é composto por uma mistura de água com anticongelante para proteger os coletores do perigo de congelamento. Este líquido é composto por uma mistura de água e glicol, que circula num circuito fechado podendo ser utilizado em sistemas de transferência indireta de calor através de um permutador.

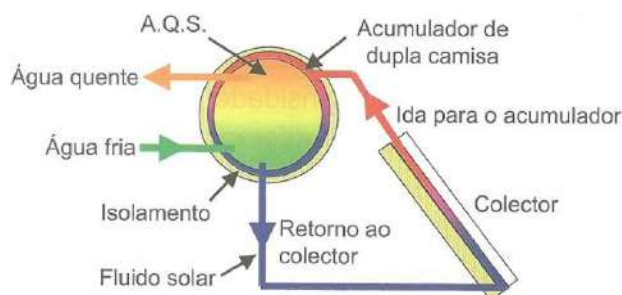


Figura 4.1 - Princípio básico de funcionamento de um sistema solar térmico, (enat, 2021).

Nos edifícios domésticos o consumo de água quente sanitária tem como referência os 60 °C para os 40 l/pessoa. O sistema solar térmico é normalmente dimensionado para proporcionar uma cobertura anual de cerca de 50 % a 80 % das necessidades de água quente das instalações. Nos restantes meses as necessidades de energia são cobertas por um sistema auxiliar que entra em funcionamento quando o recurso solar não satisfaz as necessidades de água quente sanitária. Este sistema de apoio baseia-se geralmente numa resistência no interior do depósito, alimentada através de energia elétrica, ou por um sistema a gás que se ativa automaticamente. Os sistemas auxiliares podem ter duas configurações, instantâneo ou de acumulação, (Ribeiro, 2014).

O aproveitamento da energia solar para aquecer água constitui uma forma de reduzir significativamente a fatura energética. Corretamente dimensionado permite poupar em média durante um ano, cerca de 75 % da energia que se gasta habitualmente para aquecer a água sanitária (Junkers, 2014).

Quando se fala em energia solar térmica, rapidamente é associado o termo aquecimento, com o grande potencial no setor de águas quentes sanitárias. Contudo os vários sistemas de aproveitamento de energia solar, não são apenas direcionados para climatização e aquecimento de águas.

Recorrendo a tecnologias adequadas, esta energia pode ser associada à produção de eletricidade, como é o caso da tecnologia Concentração Térmica Solar (CST). A tecnologia CST tem por princípio concentrar os raios solares através de refletores para forçar a radiação solar num recetor térmico que contém um fluido que possa armazenar o máximo de energia térmica, aumentando assim drasticamente a sua temperatura, para uso posterior através de vapor de água num ciclo termodinâmico para produção de eletricidade, através de turbinas e geradores elétricos.



Figura 4.2 - Exemplo de central de concentração térmica solar, (Fernandes, 2019).

4.2 Fração Solar

Regra geral, o projeto de sistema de energia solar para aquecimento de água sanitária para habitações, tem o objetivo de fornecer a energia necessária para aquecimento de água sanitária a 100% durante os meses de maio a setembro, através do sistema de energia solar.

A escolha do sistema solar térmico adequado, depende sobretudo da fração solar (F), em (%), representando assim a percentagem de energia que o sistema solar fornece, de forma gratuita, para o aquecimento de água. É um valor médio anual, que podemos afirmar que se a fração solar de uma determinada região, for por exemplo de 70 %, significa que em média durante o ano, 70 % da água quente sanitária consumida provém do sistema solar, (Portal da Energia, 2004).

Através da equação 4.1 é possível determinar a fração solar, para uma determinada localização, tendo em conta os seguintes parâmetros:

$$F = \sum_{12}^1 \frac{EU_{\text{mês}}}{DE_{\text{mês}}} \times 100 \% \quad (4.1)$$

Onde:

- F – Fração solar %
- $EU_{\text{mês}}$ – Contribuição Solar Mensal (kWh)
- $DE_{\text{mês}}$ – Necessidade Energética Mensal (kWh)

Geralmente dimensiona-se as instalações solares de maneira que a fração solar anual esteja compreendida entre 60 % a 80 %, tendo em atenção que se deve minimizar os excedentes de energia no verão, evitando potenciais situações de sobreaquecimento.

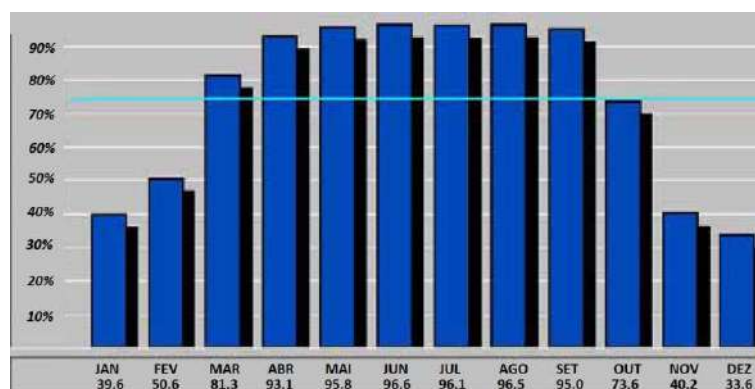


Figura 4.3 - Fração solar mensal em Lisboa, (adaptado de (Portal da Energia, 2004)).

- **Desempenho dos sistemas**

Através da eficiência do sistema, equação 4.2, obtém-se a taxa da produção de calor solar, para a irradiação solar global na superfície do coletor solar, relativamente a uma localização e a um dado período, por exemplo, um ano.

$$\eta = \frac{EU_{\text{mês}}}{H_{T \text{ mês}} \times S_c} \times 100\% \quad (4.2)$$

Onde:

- η – Eficiência do sistema (%)
- $EU_{\text{mês}}$ – Contribuição Solar Mensal (kWh)
- $H_{T \text{ mês}}$ – Irradiação Solar Inclinada Mensal (kWh/m^2)
- S_c – Área da superfície coletora (m^2)

A Figura 4.4, descreve o rendimento do sistema, ou seja, se a área da superfície do coletor, a irradiação e a produção de calor solar, forem dados conhecidos, então a eficiência do sistema pode ser determinada. Observa-se também que se a fração solar for aumentada, pelo aumento da área da superfície do coletor, a eficiência do sistema é reduzida e todos os (kWh) que forem ganhos serão mais caros. Com isso, podemos afirmar que maior número de coletores é diferente de maior rendimento.

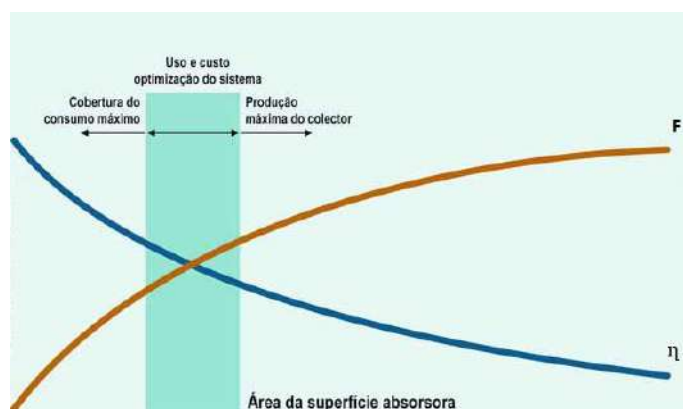


Figura 4.4 - Fração solar e eficiência do sistema, (adaptado de (Portal da Energia, 2004)).

Através da Tabela 4.1, mais uma vez, observa-se que se a fração solar for aumentada pelo número de coletores, ou seja, área de absorção, cada (kW) ganho será mais caro, reduzindo substancialmente a eficiência do sistema. Significando que há um ponto ótimo de equilíbrio para cada sistema, conforme o gráfico na Figura 4.4.

Tabela 4.1 - Exemplo da relação entre o número de coletores, fração solar e rendimento sistema.

Volume [L]	Nr de Coletores	Fração Solar [%]	Rendimento do Sistema [%]
150	1	79,8%	26,55%
200	1	79,8%	26,55%
300	2	95%	18,77%
500	4	100%	9,85%

4.3 Classificação dos Sistemas Solares Térmicos

Os tipos de sistemas solares térmicos para AQS, têm diferentes formas de associar todos os componentes do sistema, proporcionando vários tipos de classificações.

Estes podem ser classificados segundo o tipo de circulação, termossifão, ou circulação forçada no caso de existir um meio mecânico para efetuar a circulação do fluido. São distinguidos também consoante o sistema de transferência de calor, do tipo direto ou indireto, dependendo do circuito do fluido seja aberto ou fechado.

- **Classificação segundo o sistema de transferência de calor, (direto ou indireto)**

Os sistemas podem ser classificados como diretos ou indiretos, consoante o seu o tipo de transferência térmica entre o coletor e a água sanitária de consumo.

- **Transferência indireta**

Este tipo de transferência caracteriza-se pela distinção entre o fluido do coletor e a água sanitária de consumo contida no depósito. Sempre que o tipo de transferência é indireto, Figura 4.5, deve-se ter em mente que existem dois circuitos principais que dividem o sistema, circuito primário que contém o fluido de transferência térmica entre a ligação do coletor com depósito, e o circuito secundário que é a água de consumo fria e quente.

Por vezes existe ainda outro circuito denominado de circuito auxiliar, Figura 4.7. Devido razões higiénicas, este tipo é a mais favorecida, pois o fluido que percorre o coletor pode conter agentes anticongelantes e antioxidantes, que são necessários para o bom funcionamento do sistema.

- **Transferência direta**

Pela Figura 4.6, sistema de circulação direta, percebe-se que fluido que percorre os painéis e a água quente destinada ao consumo são o mesmo, ocorrendo uma circulação direta entre o coletor e depósito acumulador.

Esta técnica cada vez mais está em desuso, devido às incrustações provocadas pela água, pois não existe permutador de calor entre o coletor e o depósito, portanto, o fluido em circulação não pode conter agentes antioxidantes para a proteção dos tubos nem agentes anticongelantes, não sendo uma boa alternativa para as regiões com temperaturas negativas.

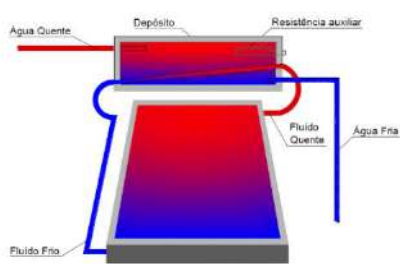


Figura 4.5 - Sistema termossifão do tipo indireto, (Ribeiro, 2014).

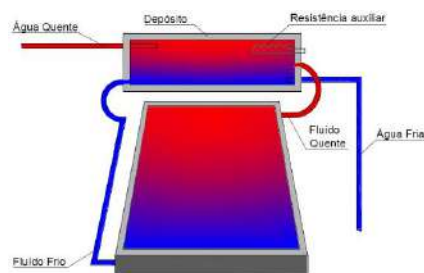


Figura 4.6 - Sistema termossifão do tipo direto, (Ribeiro, 2014).

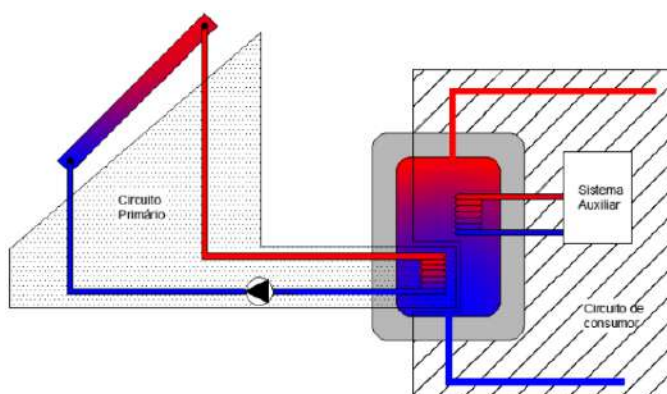


Figura 4.7 - Circuito primário e secundário de um sistema solar térmico, (adaptado de (Ribeiro, 2014)).

- **Classificação segundo o tipo de circulação, (termossifão ou forçado)**

Na Tabela 4.2 são apresentadas as vantagens e desvantagens de ambos os sistemas.

Tabela 4.2 - Vantagens e desvantagens dos sistemas de circulação, (adaptado de (Ribeiro, 2014)).

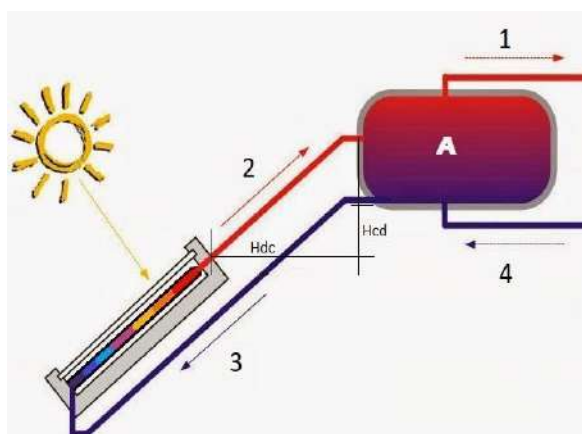
	Vantagens	Desvantagens
Circulação por Termossifão	<ul style="list-style-type: none"> • Não necessita de energia elétrica • Sistema simples e baixo custo • Não tem componentes mecânicos 	<ul style="list-style-type: none"> • Dificuldades de circulação em sistemas de média dimensão • Posicionamento do depósito de acumulação • Não permite a regulação da temperatura do depósito
Circulação Forçada	<ul style="list-style-type: none"> • Utilização do depósito de acumulação na vertical aproveitando o efeito de estratificação • Permite o controlo de temperatura na o depósito 	<ul style="list-style-type: none"> • Necessidade de energia elétrica • Sistema mais complexo e de maior custo

- **Sistema solar térmico de circulação termossifão**

O sistema solar térmico com circulação por termossifão utiliza-se quando é possível aplicar o depósito a um nível superior dos coletores solares, tendo em atenção que toda a tubagem que interliga o depósito e coletor deve estar inclinada no sentido descendente.

Este sistema tem como princípio de funcionamento a estratificação de um fluido que a temperaturas diferentes, tem densidades diferentes, aumentando a sua densidade consoante a diminuição da sua temperatura, tendo assim em conta que a parte do fluido com maior temperatura escoar para a parte superior devido a menor densidade, entrando no depósito de acumulação, ocorrendo a permuta de calor dentro do depósito. O fluido ao arrefecer vai voltar ao coletor solar para voltar a ser aquecido, processando-se assim o ciclo de funcionamento por convecção natural.

Neste tipo de sistema existem duas distâncias de enorme importância a respeitar pelas regras do fabricante. Contudo através da Figura 4.8, onde se observa (H_{cd}), que é a diferença de altura entre o topo do coletor e a parte inferior do depósito, e (H_{dc}), que é a distância entre o coletor e o depósito.



Legenda:

- 1 – Saída de água quente para consumo
- 2 – Saída de água quente do coletor
- 3 – Entrada de água fria no coletor
- 4 – Entrada de água fria da rede

H_{dc} – Distância entre depósito e coletor

H_{cd} – Altura entre topo do coletor e a base do depósito

Figura 4.8 - Exemplo de sistema solar térmico termossifão, (adaptado de (Jorge Silva, 2015)).

Este sistema é mais direcionado para o setor doméstico, com consumo reduzidos de águas quentes sanitárias, chegando a atingir boas frações solares, tendo em conta que na maioria das vezes o depósito de acumulação encontra-se no exterior em que nos períodos mais frios, as perdas térmicas serão maiores, também durante a noite pode ocorrer a inversão do sentido de circulação do fluido, contudo esse problema é facilmente resolvido recorrendo ao uso de válvulas anti-retorno. Em termos de custos de instalação é das mais reduzidas e não está sujeita a avarias mecânicas.

Na Figura 4.9, apresenta-se uma kit de sistema solar térmico por termossifão, instalado pela empresa.



Figura 4.9 - Sistema de circulação termossifão com transferência indireta, da marca Openplus.

- **Sistema solar térmico com circulação forçada**

O sistema de circulação forçada, Figura 4.10, é utilizado nas situações em que não é viável a colocação de depósitos acima da parte superior dos coletores e também para grandes sistemas onde o termossifão não é suficiente. Neste tipo de sistema é necessário utilizar bombas que façam a circulação dos fluidos para movimentar o fluido térmico.

A bomba poderá ser comandada por um sistema de controlo automático, denominado de (Controlo Diferencial), que serve para ativar a bomba de circulação do circuito solar, quando o diferencial de temperatura entre o coletor e o depósito de armazenamento atinge um valor pré-estabelecido. Quando este valor é atingido a bomba de circulação é ativada e o fluido de transferência térmica no coletor, que foi aquecido pelo sol, circula para o depósito, onde o calor é transferido para a água a ser consumida através do permutador de calor do sistema solar, localizado abaixo do sistema de apoio.

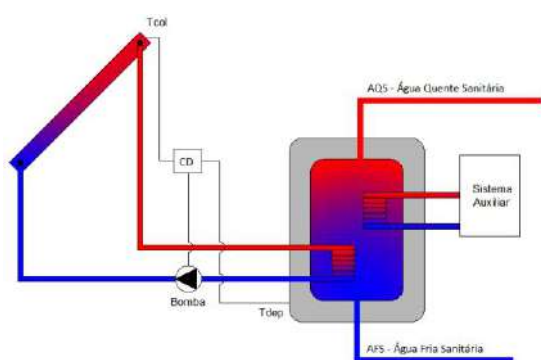


Figura 4.10 - Sistema de circulação forçada com transferência indireta, (Ribeiro, 2014).

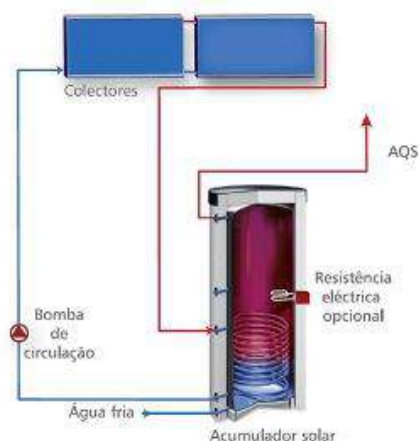


Figura 4.11 - Sistema de circulação forçada, (Energy, 2021).

Este tipo de sistema é muito mais estético e mais eficiente, pois o acumulador é instalado separadamente dos coletores num local protegido, logo as perdas térmicas do depósito diminuem significativamente. Além disso, este sistema possui outras vantagens, como por

exemplo, o acumulador é colocado verticalmente, que resulta numa melhor estratificação dos níveis de temperatura, levando a um aproveitamento mais elevado da energia solar. Contudo, estes sistemas apresentam um rendimento superior, mas também são mais caros e no que respeita aos componentes do sistema são mais complexos.

Quando se dimensiona um sistema de circulação forçada devem-se utilizar coletores com grande rendimento e um depósito de acumulação vertical, que promove a estratificação da água, aumentando a eficiência do sistema.

4.4 Componentes dos Sistemas Solares Térmicos

Como já foi referido, os sistemas solares térmicos têm como objetivo o fornecimento de uma parte substancial das necessidades energéticas de águas quentes sanitárias (AQS) em todas as frações da habitação, através da radiação solar. É necessário conhecer estes sistemas quer ao nível das combinações possíveis, assim como os seus equipamentos e acessórios que os constituem.

4.4.1 Coletor Solar

O coletor solar, é o equipamento que absorve e converte a radiação solar disponível em calor e a transfere com o mínimo de perdas para o resto do sistema. O calor é gerado pela absorção da radiação solar por uma placa metálica, com uma tonalidade escura para otimizar a capacidade de absorver a radiação. O calor armazenado é por sua vez absorvido por um fluido térmico que circula pelo coletor solar em tubos de metal.

Existem diversos tipos de coletores, sendo os mais utilizados para a produção de AQS os coletores solares planos, por geralmente apresentarem a melhor relação custo desempenho, conforme, Figura 4.12.

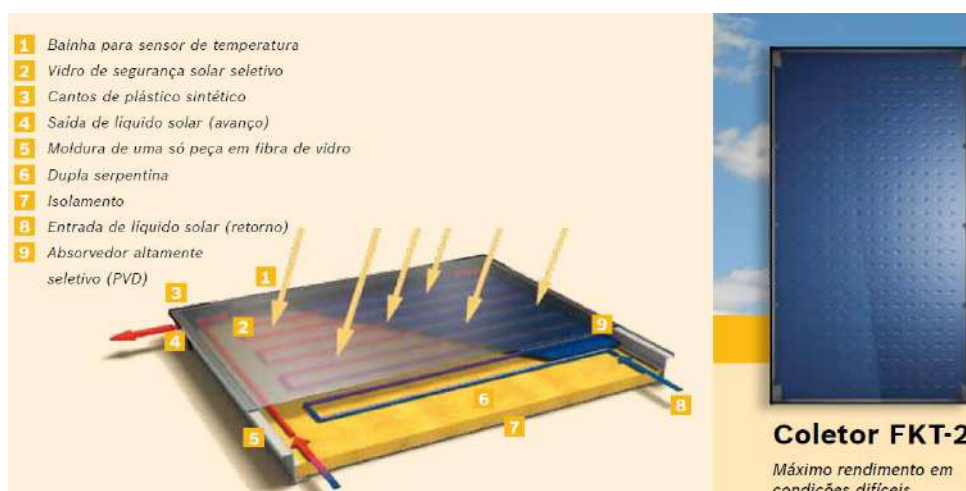


Figura 4.12 - Coletor solar do tipo plano, Junkers FKT-2, (Junkers, 2014).

Na escolha de um coletor deve-se ter em conta alguns aspetos, o conhecimento destes torna-se importante quando se pretende comparar diferentes soluções existentes no mercado.

Para além das suas dimensões, os seguintes fatores, são os mais importantes:

- **Eficiência do coletor (η):** percentagem de energia térmica utilizada para o total de radiação solar incidente no coletor.
- **Fator de perda de calor ($F'_R UL$):** percentagem das perdas de calor, devido ao desenho e ao isolamento térmico do coletor. Depende da diferença de temperatura entre a placa absorvedora e o meio ambiente.
- **Temperatura de estagnação (T_{stg}):** temperatura máxima que a placa absorvedora pode atingir.
- **Eficiência ótica do coletor ($F_R(\tau\alpha)$):** percentagem de radiação incidente no coletor que realmente pode ser convertida em calor e é dada pelo produto da transmissividade da cobertura com a absorção da placa absorvedora. Corresponde à situação em que o fluido no painel se encontra à temperatura ambiente, ou seja, quando as perdas por condução-convecção são nulas.

As normas definidas para obtenção dos valores de desempenho dos coletores, permitindo desta maneira a comparação correta entre diversos coletores, de diferentes fornecedores, são regulamentadas através de várias identidades certificadas. No Anexo 1, podemos observar essas características, dados que estão disponíveis em sites partilhados, para consulta pelos profissionais da área.

No mercado, existem diversos tipos e *designs* de coletores para diferentes aplicações com custos e desempenhos específicos, contudo não existe uma concordância dos mesmos universalmente.

Através da Tabela 4.3 e Figura 4.13, observam-se alguns tipos de coletores e as suas aplicações.

Tabela 4.3 - Tipos de instalação e temperaturas de utilização, (Ribeiro, 2014).

Tipo de instalação	Temperatura de utilização	Tipo de coletor
Piscinas/Estufas	< 30 °C	<ul style="list-style-type: none"> • Plano sem cobertura • Plano (preto baço) • Plano (seletivo)
Águas Sanitárias e Pré-aquecimento Industrial	< 60 °C	<ul style="list-style-type: none"> • Plano (preto baço) • Plano (seletivo) • Coletor Parabólico (baixa concentração)
Pré-aquecimento Industrial	> 60 °C	<ul style="list-style-type: none"> • Coletor Parabólico (baixa concentração) • Coletor Parabólico (alta concentração) • Tubo de vácuo • Outros concentradores

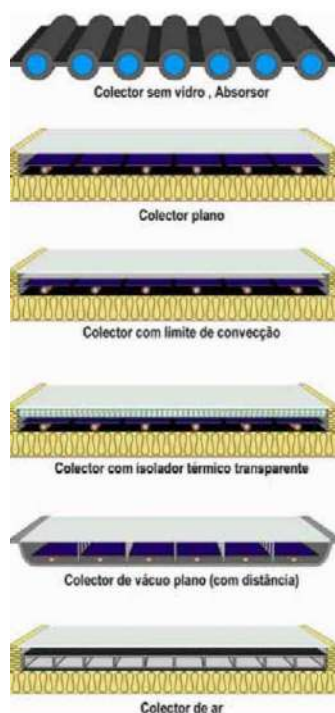


Figura 4.13 - Tipos de coletores solares, (Portal da Energia, 2004).

- **Associação de coletores**

Em muitos dos casos uma instalação solar térmica implica o uso de dois ou mais coletores solares, sendo necessário uma interligação entre eles, formando assim uma superfície contínua.

O princípio de ligação deve ser feito com o objetivo de encontrar uma taxa de fluxo uniforme por todo o conjunto. Uma taxa de fluxo não uniforme causa diferentes temperaturas no conjunto dos coletores, com efeitos negativos no controlo do comportamento e produção.

- **Ligação em Série**

Como o próprio nome indica, nas ligações em série, os coletores são ligados em linha, assegurando um fluxo uniforme através dos mesmos. O caudal é o mesmo à entrada de cada coletor, por esse motivo conseguem-se temperaturas maiores à saída de cada coletor. À medida que se vai aumentando a conexão de coletores em série, o rendimento de cada coletor adicionado vai diminuir, devido à temperatura de saída do coletor anterior ser cada vez maior. O número de coletores em linha está limitado, devido a aumentos significativos da potência da bomba, assim como tendem atingir a temperatura de estagnação, que é um fator a ter em conta nos projetos, Figura 4.14.

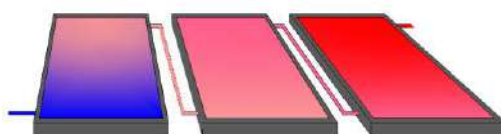


Figura 4.14 - Ligação em série, (Ribeiro, 2014).

- **Ligação em Paralelo**

Na ligação em paralelo, Figura 4.15, observa-se, que todos os coletores estão instalados entre dois tubos principais, um distribui e outro recolhe. Todos os coletores recebem o fluido à temperatura mais baixa do circuito primário, pois cada um trabalha de forma independente, sendo o caudal total o somatório de todos os caudais individuais que circulam por cada um dos coletores. Quando grupos de coletores são ligados em paralelo, os coletores possuem o mesmo gradiente de temperatura e o mesmo rendimento.

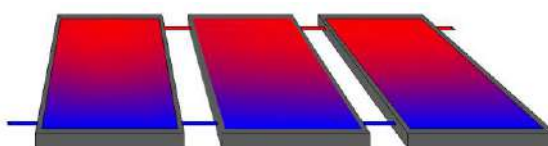


Figura 4.15 - Ligação em paralelo, (Ribeiro, 2014).

As combinações em série e paralelo, são geralmente utilizadas quando a instalação é de média ou grande dimensão, corretamente calculadas para que a distribuição interna do fluido seja o mais uniforme possível.

Observando a potência da ligação em série e paralelo, pela Figura 4.16, torna-se evidente a vantagem de se utilizar a conexão em paralelo, pois na ligação dos coletores em série, tende a que os coletores atinjam a temperatura de estagnação.

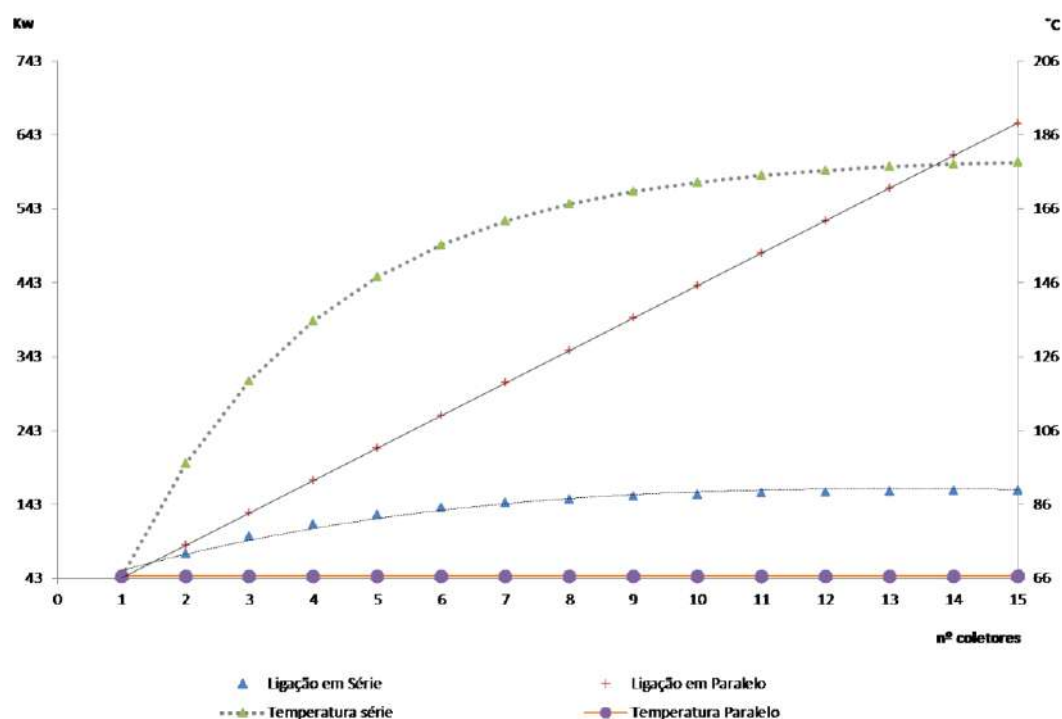


Figura 4.16 - Ligação em série vs paralelo, (Ribeiro, 2014).

4.4.2 Permutadores de Calor

O permutador de calor, é o componente do sistema solar térmico onde ocorre a transferência de calor, do fluido que circula no circuito primário ou auxiliar para o fluido do circuito secundário (circuito de consumo). Ou seja, são utilizados sempre que o fluido de transferência térmica é diferente do fluido de consumo, dá-se o caso dos sistemas de transferência indireta.

Os parâmetros que caracterizam um permutador de calor são o rendimento e a sua eficácia de permuta. A relação entre a energia obtida e a energia fornecida define o rendimento, sendo que a diferença percentual entre estas, não deve ser superior a 5 %. Já a eficácia é a relação entre a energia calorífica permutada e a máxima que teoricamente deveria permutar. Esta depende da área de superfície de permuta, da forma e da geometria da mesma e do material utilizado. Quanto menor for a eficácia, maior será a temperatura com que o fluido térmico volta aos coletores diminuindo o rendimento destes e da instalação (Novais, 2014).

Os permutadores de calor podem ser internos ou externos. Os internos, são integrados no depósito de água quente como se observa na Figura 4.17. Neste caso através de uma serpentina, com rendimentos de 55 %. Ou externos, Figura 4.18, permutador de placas, justificável para instalações de maior dimensão, pois apresentam um maior rendimento, cerca de 75 %, devido a uma maior superfície de contacto.

O permutador de calor do circuito solar, deve estar o mais baixo possível no depósito, e a existência de um ou mais permutadores auxiliares, nas partes superiores do depósito, garantindo assim um aquecimento rápido pelos sistemas auxiliares quando necessário, como se observa pela Figura 4.19 e aproveitando ao máximo a energia fornecida pelo circuito solar. O início do aquecimento, ocorre na base do depósito onde a temperatura será menor, (Novais, 2014).



Figura 4.17 - Permutador de calor interno, em forma de serpentina, (Ribeiro, 2014).



Figura 4.18 - Permutador de calor externo, em forma de placa, (Ribeiro, 2014).

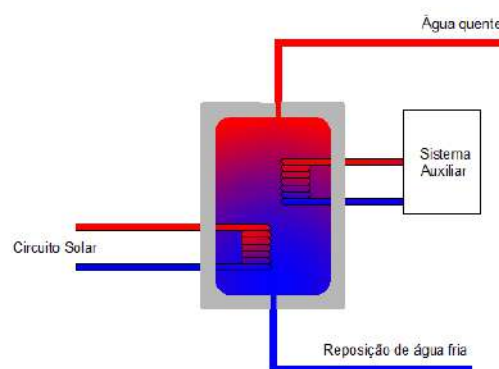


Figura 4.19 - Esquema de depósito com duplo permutador de calor, (Ribeiro, 2014).

4.4.3 Depósito de Acumulação

A energia absorvida pelos coletores solares, raramente coincide com as necessidades de calor durante o dia, quer seja para AQS ou para aquecimento ambiente. Portanto, é necessário armazenar o calor captado para ser utilizado quando as necessidades surgem. Para isso existem depósitos de inércia e termoacumuladores, que são os mais usais em sistemas de AQS. Para além da função de armazenamento, como se verificou na secção acima, quando o permutador é interno, no interior do depósito é onde ocorre a permuta de calor.

Os depósitos de acumulação, devem ter certas características, a saber: resistência mecânica e à corrosão, durabilidade, isolamento térmico para que tenha o mínimo possível de perdas térmicas, volume adequado, uma temperatura de utilização adequada, rápida resposta ao consumo, boa integração no edifício e segurança.

Os depósitos de acumulação podem ser constituídos por diferentes matérias, os mais usuais no mercado são: aço inoxidável, aço vitrificado, aço revestido a plástico ou esmaltados. Os depósitos de aço inoxidável manifestam ser mais leves e com menores necessidades de manutenção, contudo mais caros e mais sensíveis a águas com muito cloro. Já o depósito vitrificado ou esmaltado deve-se ter em atenção o ânodo de magnésio, que é um elemento crucial em que se sacrifica pelo depósito contra a corrosão exercida pela água. Os depósitos revestidos a plásticos são mais baratos, mas com sensibilidade a temperaturas elevadas e problemas de fiabilidade.

Os depósitos possuem duas geometrias: vertical ou horizontal, para favorecer a estratificação da água no seu interior, o depósito deve ser preferencialmente em posição vertical.

Na Figura 4.20 e Figura 4.21, apresenta-se respetivamente, um termoacumulador vertical e horizontal da marca Aquafer, ambos constituídos com dois permutadores de calor e com sistema de apoio elétrico, através de uma resistência elétrica. Quando nenhum dos permutadores é capaz de satisfazer as necessidades, esta resistência é ativada, também se observa pelas figuras e legendas, todas as conexões inerentes ao depósito.

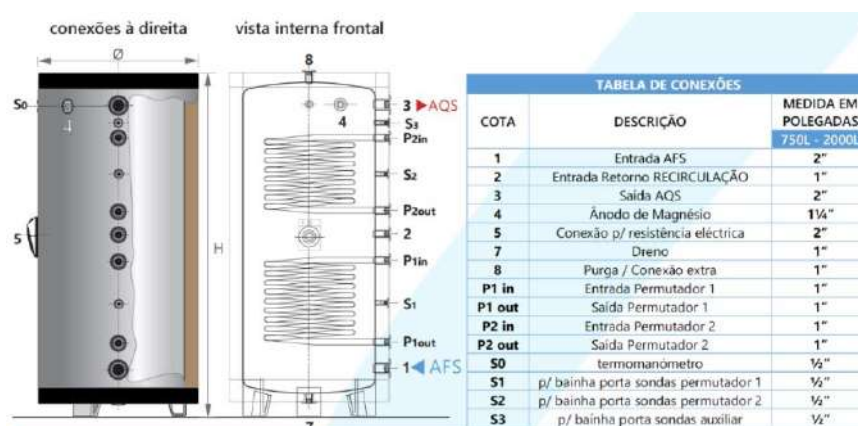


Figura 4.20 - Termoacumulador vertical com 2 permutadores, (AQUAFER, 2018).



Figura 4.21 - Termoacumulador horizontal com 2 permutadores, (AQUAFER, 2018).

4.4.4 Tubagens e Isolamento Térmico

Para que seja possível o escoamento dos fluidos por todo o sistema, é necessário que haja um sistema de tubagens, com o correto dimensionamento, para o normal funcionamento de toda a instalação. Características como o material utilizado, o diâmetro da tubagem e o seu isolamento térmico tem uma influência direta no aproveitamento energético da instalação. Estas podem ser de vários materiais, os mais utilizados são: aço inox, cobre, aço galvanizado, aço negro e os materiais plásticos, sendo o cobre o mais utilizado, devido à sua competitividade económica no mercado, resistência à corrosão, maleável e ductilidade.

Quanto ao isolamento térmico aplicado nas tubagens, é de extrema importância, de forma a reduzir as perdas térmicas e evitar possíveis queimaduras durante operações de manutenção ou reparação. Na Tabela 4.4, apresenta-se a espessura mínima do isolamento a aplicar nas instalações consoante o diâmetro das tubagens. Quando as tubagens se encontram no exterior, é necessário ter especial atenção, devido às intempéries, corrosões e raios UV, para tal podem ser aplicadas dentro de calhas.

Tabela 4.4 - Espessura mínima do isolamento consoante o diâmetro da tubagem (mm), (Pinheiro, 2021).

Diâmetro (mm)	Fluido interior quente				Fluido interior frio			
	Temperatura do fluido (°C)				Temperatura do fluido (°C)			
	40 a 65 (1)	66 a 100	101 a 150	151 a 200	-20 a -10	-9,9 a 0	0,1 a 10	> 10
D ≤ 35	20	20	30	40	40	30	20	20
35 < D ≤ 60	20	30	40	40	50	40	30	20
60 < D ≤ 90	30	30	40	50	50	40	30	30
90 < D ≤ 140	30	40	50	50	60	50	40	30
D > 140	30	40	50	60	60	50	40	30



Figura 4.22 - Tubagem em cobre e isolamento térmico, (Zantia, 2021)

4.4.5 Fluido de Transferência Térmica

O fluido de transferência térmica, tem a função de transportar o calor absorvido pelos coletores solares até ao permutador de calor. Deve-se ter em atenção, no momento de seleccionar um fluido os seguintes critérios: coeficiente de expansão, viscosidade, capacidade térmica, temperatura de congelamento, temperatura de ebulição e temperatura de inflamação. Por exemplo, num clima frio, os líquidos devem ter uma baixa temperatura de congelamento, já num clima quente, devem ter um ponto de ebulição elevado. A viscosidade e a capacidade térmica influenciam o rendimento da bomba de circulação.

Existem alguns tipos de fluidos de transferência térmica, a água é um dos fluidos mais indicados para a função. Não é tóxica, é barata, tem uma viscosidade baixa, facilitando o bombeamento. Contudo tem as suas contrapartidas, apresentando um ponto de ebulição relativamente baixo e um ponto de congelamento alto, também pode ser corrosiva se o pH não for mantido num nível neutro, e pode causar depósitos de minerais nas tubagens do sistema, se tiver alto teor de minerais.

Geralmente é utilizado etileno glicol (anticongelante), este com características anticorrosivas que protegem os componentes metálicos e com boas propriedades térmicas, baixo calor específico, melhoram as propriedades fluido no circuito solar. A concentração de glicol com água deve ser de acordo com a temperatura de congelamento pretendida, geralmente entre 25 % e 60 %, nunca mais do que isso, (Ribeiro, 2014).

Na Tabela 4.5, está representada a percentagem de glicol que se deve aplicar no circuito consoante as temperaturas do local da instalação.

Tabela 4.5 - Concentração de glicol consoante a temperatura de congelação, (Ribeiro, 2014).

% Concentração de Glicol	25%	30%	35%	40%	45%	50%	55%	60%
Temp. Congelação	-10	-13	-18	-21	-25	-32	-42	-50
Temp. Ebulição 2 atm	127	128	129	130	131	132	132	133
Temp. Ebulição 6 atm	175	176	177	178	179	181	181	182

4.4.6 Vaso de Expansão

O vaso de expansão, um dos componentes mais importantes para garantir a segurança do sistema, tem como função absorver as expansões de volume e pressão que ocorrem no sistema, devido às elevadas temperaturas que os fluidos podem atingir.

Estes devem ser instalados tanto no circuito primário da instalação, como no circuito secundário de AQS. Existem vasos de expansão com membrana e sem membrana e de vários tamanhos, este deve ser dimensionado consoante a pressão do sistema. Através da equação 4.3, pode se calcular o valor para o vaso de expansão em litros, (IPL, 2019).

Como se verifica pela Figura 4.23, este é um depósito, geralmente dividido no seu interior, com uma membrana elástica resistente ao fluido de circulação, que irá expandir ou retrair consoante a variação da temperatura do sistema.

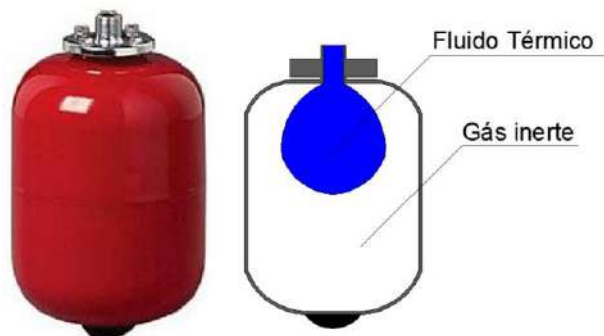


Figura 4.23 - Exemplo vaso de expansão, (Ribeiro, 2014).

$$V_{\text{expansão}} = \frac{e \times C}{1 - \left(\frac{P_i}{P_f}\right)} \quad (4.3)$$

$$P_i = P_{\text{hid}} + 0,3 + P_{\text{atm}} \quad (4.4)$$

$$P_f = P_{\text{seg}} + P_{\text{atm}} \quad (4.5)$$

Onde:

$V_{\text{expansão}}$ – Volume do Vaso (l)

e – Coeficiente de expansão da água, valor convencional 0,035

C – Conteúdo total de água da instalação (l)

P_i – Pressão absoluta inicial (bar), à cota do vaso de expansão, representada pela pressão hidrostática + 0,3 bar + pressão atmosférica 1 bar. Na prática considera-se que é a pressão de pré-carga do vaso aumentada em 1 bar.

P_f – Pressão absoluta final (bar), representada pela pressão máxima da instalação + pressão atmosférica 1 bar). Na prática, considera-se que é a regulação da válvula de segurança aumentada de 1 bar.

P_{hid} – Pressão hidrostática no local da instalação

P_{seg} – Pressão de regulação da válvula de segurança

4.4.7 Bomba de Circulação

A bomba de circulação, é o componente responsável pelo impulso do fluido térmico a percorrer o circuito, fornecendo-lhe energia suficiente para vencer todas as perdas de carga associadas ao sistema. Todas as bombas existentes no mercado possuem uma curva característica de perda de carga (ΔP).

O ponto de funcionamento da bomba necessária para um determinado projeto, deve sempre corresponder à curva característica da bomba, consoante o caudal nominal e a altura manométrica do projeto. Com a evolução da tecnologia, atualmente é possível adquirir bombas com possibilidade de seleção de velocidade, conseguindo assim variar a curva característica da bomba, (Pinheiro, 2021).

Para o correto funcionamento da bomba de circulação, existem as seguintes regras que devem ser respeitadas, (Ribeiro, 2014).

- **Posição de Funcionamento**

Para que ocorra uma boa lubrificação da bomba, o eixo do motor deve ser sempre instalado na horizontal quer a bomba seja instalada na vertical ou na horizontal, evitando desníveis como se verifica pela Figura 4.25.

- **Sentido do fluido**

Respeitar sempre o sentido de fluxo do fluido, normalmente representado com uma seta, fazendo coincidir o sentido da circulação da bomba com o sentido da circulação do circuito, conforme a Figura 4.25.



Figura 4.24 - Bomba de circulação, DAB, (Hidraulicart, 2021)

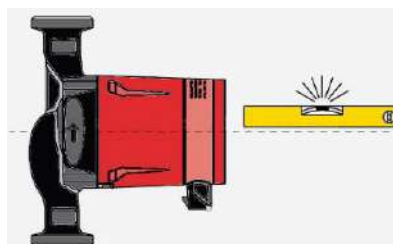


Figura 4.25 - Orientação do eixo do motor e sentido do fluido, da bomba de circulação, (Ribeiro, 2014).

- **Ligações elétricas**

Deve-se ter em atenção quando a bomba é instalada na horizontal, a caixa das ligações elétricas, nunca pode ficar na parte de baixo, no caso de existirem fugas de fluido, pode ocorrer infiltrações na caixa elétrica, provocando um curto-circuito e danificar a mesma.

- **Implementação no circuito.**

Sempre que possível, instala-se na parte mais baixa do circuito hidráulico e com a caixa das ligações elétricas acessível. Para o acesso à caixa de ligações elétricas, não deve ser necessário retirar a bomba do circuito.

4.4.8 Válvulas Principais do Sistema AQS



Figura 4.26 - Válvula de corte, (sanitop, 2021)

As válvulas de corte, permitem interromper totalmente ou parcialmente a passagem do fluido pelas tubagens. Possibilitando assim, a intervenção no sistema, ou originar uma perda de carga adicional, equilibrando o sistema, Figura 4.26.



Figura 4.27 - Válvula três vias, (sanitop, 2021)

As válvulas de 3 vias, têm a capacidade de criar caminhos alternativos para a circulação do fluido. No caso de existirem sistemas com múltiplas aplicações, como por exemplo: climatização, piscinas, AQS. Nos sistemas solares, estas válvulas, são acionadas através de um comando diferencial, Figura 4.27.



Figura 4.28 - Válvula misturadora termostática, (sanitop, 2021).

As válvulas misturadoras termostáticas, como o seu próprio nome indica, têm a capacidade de misturar a água fria da rede com a água quente que sai do depósito. Regulando assim a água de consumo, para uma temperatura pré-estabelecida, Figura 4.28.



Figura 4.29 - Válvula de retenção, (sanitop, 2021)

As válvulas de retenção ou anti-retorno, têm a capacidade de evitar que o fluido circule no sentido contrário, o que poderia acontecer durante a noite quando a temperatura do acumulador é superior à temperatura dos coletores, Figura 4.29.



Figura 4.30 - Válvula de segurança, (sanitop, 2021)

As válvulas de segurança, são utilizadas para limitar a pressão dos fluidos nos circuitos. Regulam-se, para um valor predefinido, de forma a expulsarem o fluido para o exterior quando o valor é ultrapassado, protegendo assim a instalação. Estas, são obrigatórias em todos os circuitos que sejam sujeitos a variações de pressão e temperatura, Figura 4.30.

Os purgadores de ar, desempenham a função de evacuar os gases, normalmente ar, que se acumulam no interior das tubagens. Evitando-se o surgimento de fenómenos negativos que possam prejudicar a durabilidade e o rendimento da instalação, tais como: processos corrosivos devido ao oxigénio e fenómenos de cavitação. Estes devem ser instalados nos pontos mais altos do sistema onde se pode acumular ar. Estes acessórios podem ser do tipo manual ou automático.

Na Figura 4.32, está representado o princípio de funcionamento de um purgador. Com início ao seu funcionamento, pelo ponto (1), que ocorre a entrada no corpo da válvula, o ar que se separa do fluido, fazendo com que a boia interna, ponto (2), se movimente para a parte inferior da câmara. Graças a ação de uma haste, ponto (3), faz abrir o obturador, ponto (4), via de descarga, expulsando assim o ar no interior da instalação. Após ter sido extraído, o fluido enche novamente a câmara e faz com que a boia suba, permitindo o fecho do obturador, por ação de uma mola.



Figura 4.31 - Purgador de ar automático, mais válvula de corte, (sanitop, 2021).

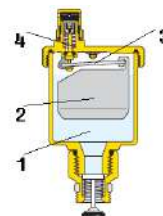


Figura 4.32 - Esquema de funcionamento de purgador, (Callefi, 2021).

4.4.9 Sistema de Controlo

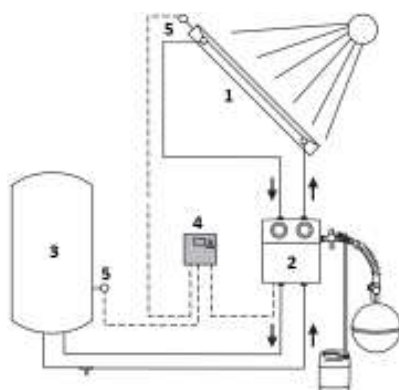
O sistema de controlo, é constituído por vários componentes que tem como função potencializar a gestão de energia do respetivo sistema, este é indispensável em sistemas de circulação forçada, representado no (ponto 4) da Figura 4.33

Este é constituído por: controlador (dispositivo eletrónico), sensores de temperatura e de pressão, bombas e válvulas de três vias.

O controlador, conhecido como o cérebro da instalação, tem como função principal saber se existe energia disponível nos coletores, através do controlo diferencial e sensores de

temperatura, este compara as temperaturas à saída dos coletores e no interior do depósito. Estes são os locais em que são colocadas cada uma das sondas de temperatura, de modo que quando exista uma diferença de temperatura pré-estabelecida, a bomba de circulação entre em funcionamento, iniciando-se o processo de acumulação de energia.

As bombas de circulação só devem funcionar quando os coletores podem contribuir com energia térmica para o depósito, e parar quando a temperatura à saída coletor for inferior à do depósito.



Legenda:

- 1 – Coletor solar
- 2 – Grupo hidráulico
- 3 – Depósito
- 4 – Controlador diferencial
- 5 – Sensores de temperatura

Figura 4.33 - Esquema de sistema de energia solar, (Ribeiro, 2014).

4.4.10 Circuito Solar

Na Figura 4.34, está apresentado um esquema tipo de um sistema solar térmico para AQS de coletores de tubo de vácuo, assim como todos os componentes constituintes para o funcionamento do sistema.



Legenda:

- 1 – Válvula de esfera
- 2 – Purgador de ar
- 3 – Válvula de retenção
- 4 – Filtro e água em Y
- 5 – Válvula de enchimento com manómetro
- 6 – Válvula misturadora termostática
- 7 – Vaso de expansão de águas sanitárias
- 8 – Vaso de expansão do sistema solar
- 9 – Válvula de segurança térmica e de pressão
- 10 – Permutador externo de placas
- 11 – Grupo hidráulico
- 12 – Bomba de circulação
- 13 – Deposito de água
- 14 – Esquentador ou sistema auxiliar
- 15 – Coletor solar
- 16 – Torneira de saída de água quente

Figura 4.34 - Esquema de funcionamento hidráulico e elétrico de sistema solar de circulação forçada para AQS, (Jorge Silva, 2012).

4.5 Manutenção Sistemas Solares Térmicos

A manutenção dos sistemas solares térmicos, tem uma necessidade muito reduzida, bastando apenas verificações regulares.

O nível de satisfação dos utilizadores deve-se avaliar no decorrer da manutenção, no caso de o sistema estar bem dimensionado para as necessidades do utilizador, consegue-se perceber se o sistema está em perfeito funcionamento.

Nas Tabela 4.6 e Tabela 4.7, são apresentados os planos de manutenção preventivos dos dois sistemas solares térmicos, compacto e forçado, respetivamente, utilizados pela SunEnergy.

Tabela 4.6 - Plano de manutenção preventiva, para sistemas solares térmicos compactos, (Sunenergy, 2021).

Plano de Manutenção Preventiva				
Circuito	Componente	Frequência (Meses)	Verificação / Intervenção	
CIRCUITO PRIMÁRIO	COLETORES SOLARES	Estrutura	12	Verificar e corrigir uniões, aperto dos parafusos e indícios de corrosão.
		Cobertura (vidro)	12	Limpeza com água (realizar esta operação em horas de baixa insolação). Inspeção visual (em caso de anomalia propor correção adequada). Verificar a existência de condensações acentuadas.
		Juntas	12	Inspeção visual (aderência, deformações e degradação).
		Absorvedor	12	Inspeção visual para deteção de alterações no tratamento seletivo (coletor seletivo) ou pintura negra (coletor não seletivo) comparativamente ao seu aspeto original (em caso de anomalia propor correção adequada).
		Tubagem	12	Inspeção visual para a deteção de fugas.
		Caixa	12	Inspeção visual para a deteção de deformações e/ou degradação.
	CIRCUITO HIDRÁULICO	Tubagem	12	Inspeção visual para deteção de fugas e sinais de corrosão. Comprovar estanquicidade verificando a pressão indicada pelo
		Isolamento	12	Inspeção visual para verificar estado de conservação e ausência de humidade.
		Fluido de Circulação	12	Verificar se a temperatura de congelamento da solução se adequa ao local, sistema ou indicação do fabricante do produto. Verificar o pH, indicando o seu estado de degradação (pH<7 poderá implicar substituição).
		Purgadores	12	Limpar e confirmar o correto funcionamento dos purgadores automáticos. Efetuar a purga de ar da instalação.
		Permutador	12	Verificar a eficácia. Limpar caso se verifique a existência de obstrução significativa. (normalmente em cada 60 meses)
		Válvula de Segurança	12	Accionar para evitar incrustação ou calcificação. Verificar pressão (no mínimo em cada 60 meses).
	CIRCUITO SECUNDÁRIO	Acumulador	12	Verificar o estado de conservação do ânodo de sacrifício. Verificar o estado de conservação do isolamento. Verificar a existência de lodos no interior do depósito e limpar. (cada 60 meses)
		Válvula de Segurança	12	Accionar para evitar incrustação ou calcificação. Verificar pressão (no mínimo em cada 60 meses).
Válvula Misturadora		12	Verificar o correcto funcionamento. (Quando existente)	
Válvula de Corte		12	Lubrificar e apertar.	
Tubagem		12	Inspeção visual para a deteção de fugas e sinais de degradação.	
Isolamento		12	Inspeção visual para verificar estado de conservação e ausência de humidade.	
	Resistência Elétrica (quando existente)	12	Verificação do estado das ligações eléctricas. Controlo de funcionamento e regulação, por forma a manter a prioridade ao Sol. Registo do programa de funcionamento estabelecido.	
	Interruptores	12	Limpeza e aperto dos bornes.	

Tabela 4.7 - Plano de manutenção preventiva, para sistemas solares térmicos forçados, (Sunenergy, 2021).

Plano de Manutenção Preventiva					
Circuito	Componente	Frequência (Meses)	Verificação / Intervenção		
CIRCUITO PRIMÁRIO	COLECTORES SOLARES	Estrutura	12	Verificar e corrigir uniões, aperto dos parafusos e indícios de corrosão.	
		Cobertura (vidro)	12	Limpeza com água (realizar esta operação em horas de baixa insolação). Inspeção visual (em caso de anomalia propor correcção adequada). Verificar a existência de condensações acentuadas.	
		Juntas	12	Inspeção visual (aderência, deformações e degradação).	
		Absorvedor	12	Inspeção visual para detecção de alterações no tratamento selectivo (colector selectivo) ou pintura negra (colector não selectivo) comparativamente ao seu aspecto original (em caso de anomalia propor correcção adequada).	
		Tubagem	12	Inspeção visual para a detecção de fugas.	
		Caixa	12	Inspeção visual para a detecção de deformações e/ou degradação.	
	CIRCUITO HIDRÁULICO	Tubagem	12	Inspeção visual para detecção de fugas e sinais de corrosão. Comprovar estanquidade verificando a pressão indicada pelo manómetro.	
		Isolamento	12	Inspeção visual para verificar estado de conservação e ausência de humidade.	
		Fluido de Circulação	12	Verificar se a temperatura de congelamento da solução se adequa ao local, sistema ou indicação do fabricante do produto. Verificar o pH, indicando o seu estado de degradação (pH<7 poderá implicar substituição).	
		Purgadores	12	Limpar e confirmar o correcto funcionamento dos purgadores automáticos. Efectuar a purga de ar da instalação.	
		Bomba de	12	Verificar a estanquidade e a ausência de Ruídos.	
		Permutador	12	Verificar a eficácia. Limpar caso se verifique a existência de obstrução significativa. (normalmente em cada 60 meses)	
		Válvula de Segurança	12	Accionar para evitar incrustação ou calcificação. Verificar pressão (no mínimo em cada 60 meses).	
		Vaso de Expansão	12	Verificar a pressão. Registo do valor medido. Inspeção visual para detecção de pontos de corrosão.	
		Caudalímetro	12	Verificar valor do caudal. Registar o valor de ajuste.	
		Sondas de Temperatura	12	Verificar correcta colocação. Verificar e confirmar as leituras das sondas.	
		CIRCUITO SECUNDÁRIO	Acumulador	12	Verificar o estado de conservação do ânodo de sacrifício. Verificar o estado de conservação do isolamento. Verificar a existência de lodos no interior do depósito e limpar. (cada 60 meses)
			Válvula de Segurança	12	Accionar para evitar incrustação ou calcificação. Verificar pressão (no mínimo em cada 60 meses).
			Vaso de Expansão	12	Verificar a pressão. Registo do valor medido. Inspeção visual para detecção de pontos de corrosão.
Válvula	12		Verificar o correcto funcionamento. (Quando existente)		
Válvula de Corte	12		Lubrificar e apertar.		
Tubagem	12		Inspeção visual para a detecção de fugas e sinais de degradação.		
Isolamento	12		Inspeção visual para verificar estado de conservação e ausência de humidade.		
CONTROLO E COMPONENTES ELÉCTRICOS	Controlador Diferencial	12	Verificação do estado das ligações eléctricas. Controlo de funcionamento e regulação, Registo do programa de funcionamento estabelecido.		
	Resistência Eléctrica (quando existente)	12	Verificação do estado das ligações eléctricas. Controlo de funcionamento e regulação, por forma a manter a prioridade ao Sol. Registo do programa de funcionamento estabelecido.		
	Interruptores	12	Limpeza e aperto dos bornes.		

Como já foi referido, os ânodos de magnésio servem para protecção, sacrificando-se pelo reservatório. O seu desgaste depende das características da água, utilizada em cada instalação. Normalmente, este ânodo tem uma duração mínima de 2 anos, contudo deve ser verificado anualmente no âmbito da manutenção. Na Figura 4.35, está representado a substituição do ânodo de magnésio, durante uma manutenção.



Figura 4.35 – Substituição de ânodos de magnésio.

4.6 Legislação Nacional dos Sistemas Solares Térmicos

A certificação de um produto, dá uma garantia tanto ao fornecedor como ao utilizador final, visto que apresenta características de qualidade comprovadas. As normas emitidas pelo Comité Europeu de Normalização (CEN), constituídas pelas EN 12976-1, EN 12976-2, EN 12975-1 e EN 12975-2, desde 2003 estão na base do esquema português de certificação de coletores solares e sistema de fabrico. O esquema de certificação português é similar ao esquema europeu *Solar Keymark*, desenvolvido com a participação do Laboratório de Ensaios de Coletores Solares (LECS), (CERTIF, 2021).

Em Portugal, até 1990 não existia qualquer tipo de legislação relacionada com a sustentabilidade energética de edifícios. Foi então necessária uma mudança, capaz de atualizar a legislação e regulamentação aplicada aos edifícios, de modo a estabelecer restrições e imposições, impedindo assim a prática de medidas incorretas.

Desta forma, foram implementados em Portugal os primeiros requisitos térmicos para edifícios de habitação, através do Decreto-Lei n.º 40/1990 de 6 de fevereiro, com o objetivo de estabelecer um conjunto de ações direcionadas a projetos de construção ou renovação de edifícios, sob a designação de Regulamento das Características de Comportamento Térmico dos Edifícios (RCCTE), tendo entrado em vigor em janeiro de 1991, (Pinheiro, 2021).

Os Decretos-Lei, n.º 78/2006, Sistema Nacional de Certificação Energética e da Qualidade do Ar Interior nos Edifícios (SCE), n.º 79/2006 Regulamento dos Sistemas Energéticos e de Climatização dos Edifícios (RSECE) e n.º 80/2006 Regulamento das Características de Comportamento Térmico dos Edifícios (RCCTE), ambos de 4 de abril, estabeleciam como objetivos principais, a capacidade de informar os utilizadores, sobre os consumos energéticos dos edifícios e garantir que cumpram a legislação, nos edifícios que fossem alvo de construção, arrendamento ou compra.

Contudo, devido às várias implicações que se apresentavam quanto à execução de renovação de edifícios, que não se encontravam descritas nos diplomas acima citados, a 20 de agosto realizou-se a transposição pelo Decreto-Lei n.º 118/2013, que transpõe as novas regras sobre o desempenho energético de edifícios, possibilitando assim sempre que se verificassem incompatibilidades, fosse possível flexibilizar o cumprimento várias exigências. Englobando assim num único diploma, SCE, REH, RSECE, facilitando assim a interpretação destes documentos. Definindo as necessidades de AQS, como, consumo médio diário de 40 litros de AQS por ocupante convencional, para preparação de AQS é necessário obter um diferencial de temperatura, com valor de referência de 35°C, durante um número de dias de consumo AQS de 365 dias, (Adene, 2020).

O Decreto/Lei, n.º 118/2013, aprova o Sistema de Certificação Energética dos Edifícios, o Regulamento de Desempenho Energético dos Edifícios de Habitação e o Regulamento de Desempenho Energético dos Edifícios de Comércio e Serviços (RECS), e transpõe a Diretiva n.º 2010/31/UE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 19 de maio de 2010, relativa ao desempenho energético dos edifícios.

Através do seu artigo 27.º do presente DL, é feita referência à obrigatoriedade de cumprir os requisitos de eficiência ou outros estabelecidos em portaria do membro do Governo responsável pela área da energia.

De acordo com o Decreto-Lei nº 118/2013, para os novos edifícios ou parte da intervenção estivesse ligada à produção de AQS, com boa exposição solar, as regras a cumprir, são:

“A energia fornecida pelo sistema solar térmico a instalar tem de ser igual ou superior à obtida com um sistema solar constituído por coletores padrão, com as características que constam em portaria do membro do Governo responsável pela área da energia e calculado para o número de ocupantes convencional definido pela entidade fiscalizadora responsável do SCE, na razão de um coletor padrão por habitante convencional.”

“O valor da área total de coletores pode, mediante justificação fundamentada, ser reduzido de forma a não ultrapassar 50% da área de cobertura com exposição solar adequada.”

“No caso de o sistema solar térmico se destinar adicionalmente à climatização do ambiente interior, deve salvaguardar-se que a contribuição deste sistema seja prioritariamente na preparação de água quente sanitária.”

Na Portaria n.º 349-B/2013, são apresentados os requisitos gerais dos sistemas técnicos a aplicar nos edifícios de Habitação, fazendo referência às redes de transporte e distribuição de fluidos térmicos e espessura mínima de isolamento térmico a cumprir, referenciados na Tabela 4.4.

Relativamente ao circuito secundário, deve-se ter em consideração um valor não inferior a 10 mm. Na Tabela 4.8, encontram-se as espessuras mínimas de isolamento para os depósitos de AQS.

Tabela 4.8 - Requisitos mínimos de espessura, para depósito de acumulação (mm), (Pinheiro, 2021)

	Equipamentos e depósitos de acumulação ou de inércia dos sistemas de climatização e AQS	
	Superfície $\leq 2 \text{ m}^2$	Superfície $> 2 \text{ m}^2$
Espessura (mm)	50	80

Na Tabela 4.9, apresentam-se as classes mínimas das caldeiras para aquecimento de AQS.

Tabela 4.9 - Classe de eficiência mínima das caldeiras para AQS, (Pinheiro, 2021).

Tipo de equipamento	Classe de eficiência mínima após...	
	entrada em vigor	31 dez 2015
Caldeira	B	A

Através da Tabela 4.10, encontram-se estipulados os valores de requisitos mínimos, para caldeiras e esquentadores.

Tabela 4.10 - Classe de eficiência mínima em função do rendimento nominal para caldeiras e esquentadores, (Pinheiro, 2021).

	Classe de eficiência energética	Rendimento nominal (η)
	Caldeiras	A++ (1)
A+ (2)		$96\% \geq \eta > 92\%$
A		$92\% \geq \eta > 89\%$
B		$89\% \geq \eta > 86\%$
C		$86\% \geq \eta > 83\%$
D		$83\% \geq \eta > 80\%$
E		$80\% \geq \eta > 77\%$
F		$\eta \leq 77\%$
Esquentadores	Potência (kW)	Rendimento
	$\leq 10\text{kW}$	$\geq 0,82$
	$> 10\text{ kW}$	$\geq 0,84$

A Portaria n.º 349-B/2013, faz referência aos requisitos de eficiência das fontes de energia renováveis, onde indica que os sistemas de coletores solares térmicos, devem proporcionar uma contribuição de energia renovável igual ou superior à calculada, baseado em coletores solares padrão com as características descritas abaixo:

- Orientação a Sul e com inclinação de 35°;
- Apresentação dos parâmetros:
 - Planos com área de cobertura de 0,65 m², por ocupante convencional;
 - Rendimento ótico de 73 %
 - Coeficientes de perdas térmicas
 - $U_{L1} = 4,12 \text{ W/m}^2 \cdot \text{K}$
 - $U_{L2} = 0,014 \text{ W/m}^2 \cdot \text{K}$
- Modificador de ângulo para incidência de 50° igual a 091.

O Despacho n.º 10346/2018, procede à alteração do Despacho n.º 15793-H/2013. Em que este indica o programa de cálculo de determinação da energia produzida pelos sistemas solares térmicos e fotovoltaico no âmbito SCE, contudo contempla a viabilidade de se utilizar outra ferramenta que utilize a metodologia de cálculo equivalente. O *software* ou programa de cálculo, mencionado pela DGEG é o SCE.ER, (DGEG, 2016).

4.7 Projetos/Casos de Estudo de Energia Solar Térmica

Após uma breve abordagem às normas e regulamentos a cumprir, às possíveis configurações de sistemas solares térmicos, assim como os seus componentes e equipamentos mais utilizados, segue-se a apresentação de um caso de estudo AQS de uma habitação familiar.

Este capítulo destina-se a apresentar o método de criação da proposta comercial com a solução pretendida ideal para o cliente, utilizando as folhas de cálculo usadas pela empresa.

Para se iniciar a elaboração da proposta, é necessário realizar um levantamento técnico, e registar as condições da localização, assim como recolher informações dos consumos da habitação. Todas as questões que devem ser avaliadas na preparação de uma proposta são as seguintes:

- Definir o local de instalação dos coletores, depósito de acumulação, caminhos de tubagem e interligação com a rede do cliente;
- Identificação do tipo de instalação de coletores possível/desejável na cobertura;
- Identificação do tipo de estrutura da cobertura;
- Identificar características de resistência da cobertura;
- Determinar possíveis efeitos de sombra nos coletores, devido a várias variantes, como por exemplo: o próprio ou outros edifícios, as chaminés, árvores, etc;
- Avaliar o efeito da sombra no sensor de temperatura do coletor;
- Garantir a melhor inclinação e orientação da superfície do coletor;
- Identificar dificuldades de acesso aos variados equipamentos para manutenção.
- O acesso à chaminé deve ser sempre garantido;
- Sempre que possível, não instalar coletores debaixo de antenas ou outros equipamentos similares por causa dos dejetos de pássaros;
- Definir o menor trajeto possível entre os coletores e o tanque de armazenamento;
- Avaliação de necessidade de meios de elevação;
- Avaliação de necessidade de medidas de segurança;
- Ter em conta a presença de chaminé (nomeadamente a sua localização no telhado e a sua rede no edifício);
- Averiguar a existência de outros sistemas de AQS ou sistema de apoio;
- Estabelecer a forma de instalação elétrica, para funcionamento do sistema;
- Deve ser tido em conta uma possível ampliação do sistema, ou instalação de outros sistemas, como por exemplo sistemas fotovoltaicos.

Optou-se por descrever apenas um caso de estudo, focando o sistema solar térmico forçado, pois é o que tem mais procura no mercado e maior rendimento. Os cálculos são muito idênticos em ambas as soluções, com a particularidade de as perdas serem um pouco mais notórias no sistema solar térmico por termosifão, contudo grande parte das perdas foram desconsideradas, visto serem valores residuais.

4.7.1 Projeto Solar Térmico Forçado

Para dimensionamento/orçamentação e elaboração da proposta, foi utilizada uma folha de cálculo em formato Excel criada pela empresa, que no fim gera uma breve memória descritiva do projeto. Serão demonstrados todos os passos e fórmulas usadas pela respetiva folha de cálculo.

Basicamente esta folha de cálculo está dividida em 3 partes, que são: em primeiro lugar introdução de dados, em segundo os cálculos e por fim apresentação da memória descritiva. A memória descritiva está apresentada no Anexo 2 – .

- **Seleção dos equipamentos para sistema circulação forçada**

No início da proposta, começa-se por identificar o técnico responsável pela elaboração da proposta e os dados de referência do cliente, Figura 4.36. Automaticamente numa folha a parte são limitados os dados geográficos da instalação, Tabela 4.11.

SELECÇÃO DOS EQUIPAMENTOS PARA SISTEMA CIRCULAÇÃO FORÇADA	
Delegação	Coimbra
Data	19/mai/20
Técnico responsável	André Duarte
Nº da Proposta	01
Nº da Revisão	00
Referência	CBR_STF_2020_01_REV00
Nome do projeto/cliente	António José
Localidade	Coimbra
Distrito	Coimbra

Figura 4.36 - Informação do cliente e ID da proposta, (SunEnergy, 2020).

Tabela 4.11 - Dados geográficos da instalação, (SunEnergy).

DADOS GEOGRÁFICOS	
Localização:	Coimbra
Latitude (°):	40,3
Altitude (m)	264

- **Dimensionamento do Sistema**

No ponto 2, é escolhida a tipologia da habitação, que identifica o número de habitantes, que neste caso é um T2 com duas pessoas em permanência. Estes dados são necessários para a determinação dos equipamentos principais, (coletores e volume do depósito).

Apesar de haver uma enorme panóplia de equipamentos no mercado, muitas vezes as empresas apresentam soluções com marcas ou kits com que costumam trabalhar ou têm em *stock*.

Sabe-se que as necessidades de AQS estipuladas, são de 40 litros de água por pessoa a uma temperatura de 45 °C, contudo geralmente em termos de cálculos são considerados 50 litros/pessoa a 45 °C, obtendo assim uma folga.

Conforme já se referiu, por vezes há limitação quanto à seleção de equipamentos, neste caso foi selecionando um kit da marca OFA, com estrutura inclinada para um coletor Ofasun2512 e um depósito de 150 litros com uma serpentina, um controlador diferencial Helios Midi e o grupo de circulação Ofa SRD-M. As fichas técnicas dos equipamentos selecionados, são apresentadas no Anexo 3 para o coletor solar, sistema de controlo e grupo de circulação, e o Anexo 4 para apresentação das características do depósito de acumulação.

DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA (APLICÁVEL APENAS A PROPOSTA COM MEMÓRIA DESCRITIVA)

Tipologia do edifício: T2 (unifamiliar) Tipo de Habitação

Nº de habitantes convencional: 2

Nº de habitantes real: 2

Temperatura das AQS: 45 (Valores recomendados entre 45°C e 50°C (RCCTE))

Quantidade de AQS's por pessoa: 50 (Valores recomendados entre 40 litros e 50 litros (RCCTE))

Inserir Kit Manualmente?

1. Tipo de estrutura: 45° (Selecione os equipamentos segundo a ordem indicada)

2. Marca KIT: OFA (Os modelos com a designação 2s são constituídos por depósitos de dupla serpentina)

3. Modelo KIT: OFA 150/1/inclinado

Qt. de Colectores: 1

Capacidade do acumulador (L): 150

Nº de obras: 1 (Indicar o número de obras a realizar caso sejam mais do que uma)

Orientação dos colectores (°): 0 (Valor recomendado: 0°)

Inclinação dos colectores (°): 45 (Anual (Lat - 5°)/Verão (Lat - 10°)/Inverno (Lat + 15°))

Descrição do sistema: Sistema de circulação forçada da marca OFA, modelo OFA 150/1/inclinado, composto por 1 captador/es selectivo Ofasun 2512, com acabamento em Alumínio; e 1 acumulador 150L litros, com acabamento em Vitificado.

* Em zonas costeiras (distância ao mar < 3 km) é aconselhado a utilização de colectores com acabamento em alumínio anodizado

O cliente já possui acumulador?

Capacidade do acumulador do cliente: [] de dupla serpentina / marca

Desconto caso o cliente tenha acumulador: []

Necessidade de AQS a 45°C: 100,0

Fracção solar: 79,8%

Figura 4.37 - Dimensionamento dos equipamentos, (SunEnergy, 2020).

Na Tabela 4.12, são apresentados os dados do coletor solar selecionado, onde se identifica a marca, modelo, eficiência ótica, perdas térmicas, e superfície de captação. Na Tabela 4.13, estão representados os dados dos equipamentos selecionados, que são necessários para o cálculo das necessidades de AQS, que são obtidas através da equação 4.7.

Tabela 4.12 - Dados do coletor solar selecionado, (SunEnergy, 2020).

COLETOR SOLAR		
	Marca do Coletor Solar:	OFA
	Modelo do Coletor Solar:	Ofasun 2512
$F_R (\tau \alpha)$	Fator de Eficiência Ótica do Coletor(%)	79%
$F_R (\tau \alpha)$	Fator Adimensional	0,72
$F_R U_L$	Coefficiente de Perdas Térmicas W/(m ² .k)	3,722
$F_R U_L$	Coefficiente Global de Perdas do Coletor W/(m ² .k)	0,0035
A	Superfície Unitária Captação (m ²)	2,230

Tabela 4.13 - Dados necessários para o cálculo das necessidades de AQS, (SunEnergy, 2020).

CÁLCULO DE NECESSIDADES AQS/DIÁRIO		
	Numero Total de Pessoas Real	2,0
Q_{Dia}	Necessidas de AQS total a 45°C (litros/dia)	100,0
Q_{Dia}	Necessidade Total de AQS [l/dia]	100,0
	Nº de Colectores	1
A	Superfície Unitária de Captação (m ²)	2,230
S_c	Superfície Total de Captação (m ²)	2,230
V	Capacidade do Deposito (l)	150
	Relação V/A (l/m ²)	67,26
T_{AQS}	Temperatura de Referência de AQS (°C)	45
	Inclinação (°)	45
	Orientação (°)	0

Para a habitação e número de habitantes em questão, serão necessários 100 litros no total a 45 °C, conforme a equação 4.7.

$$Q_{\text{Dia}} = 2 \times 50 = 100 \text{ litros} \quad (4.7)$$

Verifica-se pela Figura 4.37 e Tabela 4.14, que a fração solar anual obtida com esta solução é de 79,8 %, apresentando-se dentro dos valores recomendados de dimensionamento, entre 60 % e 80 %. A equação utilizada para efetuar o cálculo da fração solar anual, está identificada como equação 4.1, em que utiliza o somatório mensal da contribuição solar sobre as necessidades energéticas.

$$F = \sum_{12}^1 \frac{984,3}{1233} \times 100 \% = 79,8\%$$

Através da Tabela 4.14, é possível concluir que, o sistema selecionado, consegue em grande parte satisfazer as necessidades de AQS, desde fevereiro até novembro, apresentando uma fração solar superior a 60 %. Contudo deve-se notar também, que a contribuição solar mensal, ($EU_{\text{mês}}$), apenas a partir do mês de maio até outubro, consegue acompanhar ou superar a necessidade energética mensal ($DE_{\text{mês}}$). Nos casos em que as necessidades energéticas são superiores à contribuição solar, é aconselhável utilizar uma fonte de energia auxiliar.

Tabela 4.14 - Tabela de cálculo para dimensionamento do sistema de AQS, (SunEnergy, 2020).

		JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	TOTAL
N	Nº de Dias	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	365
T_{r}	Temperatura Média Água da Rede (°C)	8	9	10	10	16	22	22	22	22	22	18	10	16
T_{amb}	Temperatura Média Ambiente (°C)	9,2	9,8	10,8	13,1	15,7	18,6	21,1	21,1	19,6	16,3	11,8	9,3	15
$DE_{\text{mês}}$	Necessidade Energética Mensal (kWh)	133,4	117,2	126,2	122,1	104,6	80,2	82,9	82,9	80,2	82,9	94,2	126,2	1 233
	Coefficiente Inclinação Mês (k)	1,4	1,3	1,2	1,0	0,9	0,9	0,9	1,0	1,2	1,4	1,5	1,5	
H_0	Radiação Horizontal Diária (kWh/m².dia)	1,8	2,6	3,5	4,9	5,9	6,4	6,8	6,2	4,5	3,3	2,2	1,7	
$H_{0\text{mês}}$	Radiação Horizontal Mensal (kWh/m²)	55,8	72,8	108,5	147,0	182,9	192,0	210,8	192,2	135,0	102,3	66,0	52,7	
H_r	Radiação Inclinada Diária (kWh/m²)	2,52	3,35	4,03	4,95	5,37	5,63	6,26	6,39	5,40	4,59	3,34	2,55	
$H_{r\text{mês}}$	Radiação Inclinada Mensal (kWh/m²)	78,1	93,9	124,8	148,5	166,4	169,0	193,9	198,0	162,0	142,2	100,3	79,1	1656,1
$EA_{\text{mês}}$	Energia Absorvida Mensal (kWh)	124,7	149,9	199,2	237,0	265,7	269,7	309,6	316,1	258,6	227,0	160,2	126,2	2 644,0
	Parâmetro D_1	0,93	1,28	1,58	1,94	2,54	3,36	3,73	3,81	3,22	2,74	1,70	1,00	
ΔT	Número de Horas	744	672	744	720	744	720	744	744	720	744	720	744	8760
k1	Factor de Correção por Armazenamento	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	
k2	Factor de Correção para o Sistema de Aquecimento Solar	0,82	0,85	0,88	0,84	1,07	1,31	1,28	1,28	1,30	1,34	1,21	0,90	
$EP_{\text{mês}}$	Energia Não Aproveitada Mensal (kWh)	447,5	417,6	471,7	425,3	542,8	621,1	606,9	606,9	607,6	674,0	623,1	492,7	6 537,1
	Parâmetro D_2	6,00	6,09	6,18	6,12	6,76	7,49	7,42	7,42	7,46	7,56	7,13	6,22	
F_{real}	Fração Solar Real (%)	44%	63%	76%	90%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	77%	47%	79,8%
$EU_{\text{mês}}$	Contribuição Solar Mensal (kWh)	58,6	73,8	96,3	109,7	104,6	80,2	82,9	82,9	80,2	82,9	72,8	59,3	984,3
	Contribuição Solar Unitário (kWh/m²)	26,3	33,1	43,2	49,2	46,9	36,0	37,2	37,2	36,0	37,2	32,6	26,6	441,4
η	Rendimento da Instalação (%)	33,6%	35,2%	34,6%	33,1%	28,2%	21,3%	19,2%	18,8%	22,2%	26,2%	32,5%	33,6%	26,65%

O coeficiente de inclinação mês (k), que é um fator de correção, para superfícies inclinadas, que representa o cociente entre a energia diária incidente numa superfície orientada para a linha do equador com um certo ângulo de inclinação, para cada respetivo valor de latitude. Definindo-se assim valores de (k) para uma latitude de 40°, referente a região de Coimbra, valores obtidos através do Anexo 5, (Cleanenergysolar, 2019).

Para o cálculo da fração solar anual e rendimento do sistema, é necessário efetuar uma série de cálculos que serão apresentados de seguida.

Inicia-se o dimensionamento das necessidades energéticas mensais, através da equação 4.8, onde temos as necessidades de AQS por dia, representadas por (Q_{Dia}), o número de dias do

mês respectivo (N), temperatura de referência de AQS (T_{AQS}), temperatura média de água da rede (T_{af}).

$$DE_{mês} = Q_{Dia} \times N \times (T_{AQS} - T_{af}) \times 0.00116 = [kWh] \quad (4.8)$$

Através da equação 4.9, calcula-se a energia absorvida mensalmente ($EA_{mês}$), que é representada pela relação entre a radiação inclinada mensal ($HT_{mês}$), com a superfície total de captação (S_c) e o fator adimensional fornecido pelo fabricante ($F'R(\tau\alpha)$).

Quando este fator adimensional não é fornecido, aplica-se a equação 4.10., onde: $FR(\tau\alpha)$, é o fator de eficiência ótica do coletor em percentagem, modificador de ângulo de incidência ($\tau\alpha/(\tau\alpha)_n$), em ausência deste valor, considera-se 0,96 e por fim, o fator de correção entre o conjunto coletor-permutador ($F'R/FR$), se não houver informação utiliza-se o valor 0,95.

$$EA_{mês} = HT_{mês} \times S_c \times (F'R(\tau\alpha)) = kWh \quad (4.9)$$

$$F'R(\tau\alpha) = (FR(\tau\alpha)) \times \left(\frac{\tau\alpha}{(\tau\alpha)_n}\right) \times \left(\frac{F'R}{FR}\right) \quad (4.10)$$

Pela equação 4.11, é possível determinar a energia não aproveitada mensalmente ($EP_{mês}$), que é representada pela relação entre a superfície total de captação (S_c), com o coeficiente global de perdas do coletor (F'_RUL), número de horas mensais (ΔT), fator de correção por armazenamento (k1), fator de correção para o sistema de aquecimento solar (k2) e ainda a temperatura média ambiente (T_{amb}).

O aumento da capacidade do depósito levaria a uma redução da energia não aproveitada, contudo se ela não fosse “consumida”, seria desperdício na mesma.

$$k1 = \left[\frac{V}{75 \times S_c}\right]^{-0.25} \quad (4.11)$$

$$k2 = \frac{11,6 \times 11,8T_{AC} + 3,88T_{af} - 2,32T_{amb}}{100 - T_{amb}} \quad (4.12)$$

$$F'_RUL = F_RUL \times \left(\frac{F'_R}{F_R}\right) \times 10^{-3} = W/m^2.K \quad (4.13)$$

$$EP_{mês} = S_c \times F'_RUL \times (100 - T_{amb}) \times \Delta T \times k1 \times k2 = kWh \quad (4.14)$$

Através dos parâmetros adimensionais D1 e D2, é possível calcular uma fração solar teórica, conforme a equação 4.17, tendo assim termo de comparação com a fração solar real, que está representada na equação 4.1.

$$D1 = \frac{EA_{\text{mês}}}{DE_{\text{mês}}} \quad (4.15)$$

$$D2 = \frac{EP_{\text{mês}}}{DE_{\text{mês}}} \quad (4.16)$$

$$F_{\text{teorica}} = 1,029D1 - 0,065D2 - 0,245D1^2 + 0,0018D2^2 + 0,0215D1^3 = \% \quad (4.17)$$

Para o cálculo da energia absorvida pelo sistema de aquecimento ($EU_{\text{mês}}$), define-se a equação 4.14. relacionado a fração solar mensal com as necessidades energéticas mensais

$$EU_{\text{mês}} = F_{\text{realmês}} \times DE_{\text{mês}} = \text{kWh} \quad (4.18)$$

- **Elementos a Incluir na Memória Descritiva**

Nesta parte da proposta, são adicionados alguns serviços adicionais à instalação, como por exemplo, necessidade de meios de elevação, construção civil, se o cliente já dispõe de sistema auxiliar, entre outros, conforme Figura 4.38.

ELEMENTOS A INCLUIR NA MEMÓRIA DESCRITIVA (APLICÁVEL APENAS A PROPOSTA COM MEMÓRIA DESCRITIVA)

Validade da proposta (dias)

Estudar proposta sem instalação
 Realizar proposta citando número
 Já foi feita visita ao local

Produtos/serviços NÃO incluídos na Proposta:

Sistema de tubagem correspondente ao circuito interior do edifício
 Instalação elétrica
 Obras de construção civil
 Meios de elevação e/ou deslocação na obra
 Manutenção
 Sistema de apoio
 Outra

Qual?

Existe um prazo para efectuar a instalação em obra? Qual? Nº de dias após emissão da proposta

Deseja anexar as fichas técnicas dos equipamentos?

Qual?

SISTEMA DE APOIO (APLICÁVEL APENAS A PROPOSTA COM MEMÓRIA DESCRITIVA) (preencher apenas se for requisito da proposta)

Designação	Custo
Total:	0,00 €

Figura 4.38 – Elementos complementares à instalação, (SunEnergy, 2020).

Através da Figura 4.41 e Figura 4.42, observa-se as fotos da instalação respectiva e devidamente legendada.



Figura 4.41 - Zona técnica da instalação.

Legenda:

- 1 – Entrada de água da rede
- 2 – Vaso de expansão AQS
- 3 – Válvula de corte / Válvula de segurança / Válvula de retenção
- 4 – Entrada de água no depósito para AQS e picagem para o vaso de expansão
- 5 – Retorno do fluido térmico para o coletor
- 6 – Entrada do fluido térmico aquecido pelo coletor
- 7 – Sonda de temperatura inferior do depósito
- 8 – Sonda de temperatura superior do depósito
- 9 – Ânodo de magnésio
- 10 – Válvula misturadora termostática
- 11 – Válvula de corte
- 12 – Ligação de AQS com a rede de águas quentes do cliente
- 13 – Resistência elétrica de apoio
- 14 – Grupo hidráulico
- 15 – Vaso de expansão solar
- 16 – Controle diferencial



Figura 4.42 - Coletor solar da instalação.

Legenda:

- 17 – Entrada do fluido térmico no coletor
- 18 – Saída do fluido térmico do coletor
- 19 – Sonda de temperatura, à saída do coletor
- 20 – Válvula de corte (em funcionamento normal, esta deve permanecer fechada)
- 21 – Purgador solar

5. Energia Solar Fotovoltaica

5.1 Enquadramento

A energia solar fotovoltaica, é a geração de energia elétrica através da conversão direta da radiação solar. Esta tecnologia renovável, desde sempre foi um desafio tecnológico, até ao ano 1839, quando Edmond Becquerel observou uma diferença de potencial nos terminais de uma célula eletroquímica, causada pela absorção de luz, denominando-se por efeito fotovoltaico. Apenas em 1950, passado mais de um século, desde a descoberta de Edmond Becquerel, sofrendo evoluções tecnológicas pelo caminho, na área dos dispositivos semicondutores, começaram a ser fabricadas em laboratórios as primeiras células fotovoltaicas com eficiências de 6 % e potências de 5 mW, com uma área de 2 cm².

Com a possibilidade de esgotamento das reservas petrolíferas, “A crise petrolífera de 1973”, proporcionou enorme interesse em sistemas terrestres fotovoltaicos. Até ao momento grande parte da sua aplicação era no ramo aeroespacial, devido ao menor custo, peso e segurança para fornecer a quantidade de energia necessária para longos períodos de alimentação aos equipamentos. Basicamente, para que sistemas fotovoltaicos terrestres se tornassem economicamente viáveis, era necessário reduzir até 100 vezes o custo de produção das células fotovoltaicas em relação ao custo das usadas no espaço.

Para tal, começaram a ser testados novos materiais e novas tecnologias de produção. Em particular as células fabricadas a partir de silício cristalino (monocristalino ou policristalino), que até a data dominam maioritariamente o mercado.

A Figura 5.1, traduz os eventos principais que assinalam a história das células fotovoltaicas, (CRESESB, CEPEL, 2014).

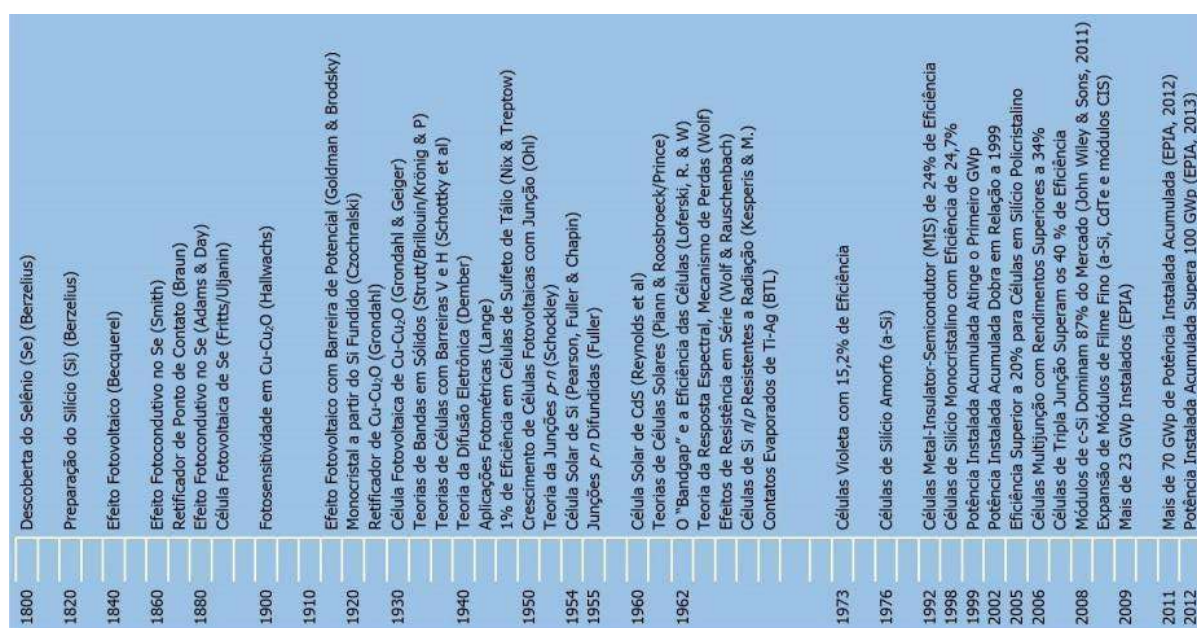


Figura 5.1 - Representação dos eventos principais na evolução das células fotovoltaicas, (CRESESB, CEPEL, 2014).

5.2 Estrutura de Suporte

A estrutura, geralmente é a primeira peça a ser montada no sistema fotovoltaico, e como o próprio nome indica, a sua função principal, é a de suportar os módulos.

Nos dias de hoje, existem imensas marcas com uma panóplia de soluções, que se adaptam ao local e tipo da instalação. Contudo todas se regem pela mesma técnica de implementação, integrando a estrutura de suporte com a estrutura base e fixação dos módulos à estrutura de suporte. Podendo variar a sua tipologia, as estruturas de suporte podem ser do tipo fixo ou móvel, desempenhando um papel fundamental, possibilitando corrigir a incidência solar a cada instante, de forma a otimizar a produção. Dois pontos cruciais na escolha da estrutura de suporte, são; estrutura de base a que se vai fixar, colar, acoplar, integrar a estrutura de suporte dos módulos, assim como a sua garantia, que é influenciada pelos materiais e tratamentos usados.

Através da Figura 5.2, é possível observar um sistema fotovoltaico flutuante, estes tipos de sistemas cada vez mais têm interesse devido a vantagens que não se conseguem em coberturas, pois é possível reaproveitar espaços em rios ou oceanos, que não têm outro uso e ao mesmo tempo é possível manter a temperatura das células a um nível reduzido, melhorando significativamente a eficiência de todo o sistema. Observa-se também na Figura 5.3 e Figura 5.4, sistemas seguidores de um eixo e dois eixos, respetivamente, apesar de estes apresentarem um maior aproveitamento dos raios solares, devido a seguirem o sol durante o dia, tem uma grande desvantagem que é a de manutenção na parte de motorização.



Figura 5.2 - Exemplo de sistema fotovoltaico flutuante, (Pinheiro C. , 2021).



Figura 5.3 - Exemplo de seguidor de 1 eixo, (DGIT, 2018).



Figura 5.4 - Exemplo de seguidor de 2 eixos, (Pedro Reis, 2020).

Desde a Figura 5.5 até à Figura 5.23, é possível observar elementos inerentes à estrutura e fixação dos módulos, assim como os tipos de estruturas mais utilizadas, (Sunfer, 2020).



Figura 5.5 - Fixador lateral, extremos do conjunto de módulos



Figura 5.6 - Fixador central, entre módulos.



Figura 5.7 - Chapa de equipotencialização à terra, aplicada com o fixador central.



Figura 5.8 - Fixação com varão roscado em placa de betão.



Figura 5.9 - Fixação por savatelas, em placa betão ou viga madeira.

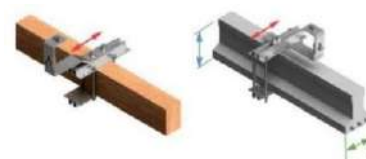


Figura 5.10 - Sistema de abraçamento da viga de madeira e betão.



Figura 5.11 - Perfil corrido, sustentação dos módulos.



Figura 5.12 - Estrutura com varão roscado e perfil corrido, cobertura de telha lusa.

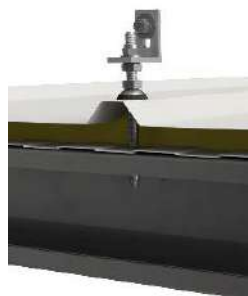


Figura 5.13 - Varão autoperfurante com suporte em L, para perfil corrido, cobertura metálica.

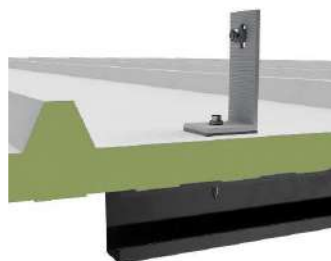


Figura 5.14 - Suporte em L, para perfil corrido, cobertura metálica.

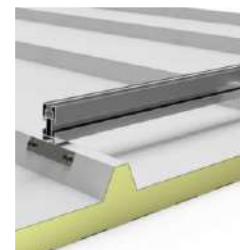


Figura 5.15 - Suporte com fixação lateral, para perfil corrido, cobertura metálica.



Figura 5.16 - MicroRail para módulos em fixação vertical.



Figura 5.17 - MicroRail para módulos em fixação horizontal.

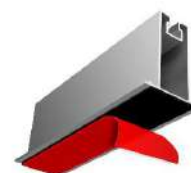


Figura 5.18 - MicroRail para módulos em fixação horizontal, por colagem.



Figura 5.19 - Estrutura inclinada para coberturas.



Figura 5.20 - Estrutura inclinada para solo.



Figura 5.21 - Estrutura inclinada lastrada para coberturas planas.



Figura 5.22 - Estrutura inclinada de betão, para solo ou coberturas planas, (Solarbloc, 2020).



Figura 5.23 - Estrutura Carport.

5.3 Células Fotovoltaicas

Uma célula fotovoltaica, é um elemento que converte diretamente a radiação solar em energia elétrica, através do efeito fotoelétrico. Estas são compostas por uma classe de elementos denominados de semicondutores.

Os semicondutores são elementos que têm a sua banda de valência completamente cheia e a banda de condução vazia, separadas pela banda proibida (Band Gap). Uma característica destes elementos é que a banda proibida é facilmente ultrapassada, geralmente 1 eV (elétron-Volt). Isto faz com que os semicondutores ao mesmo tempo se comportem como elementos isolantes, e ao serem excitados, por exemplo, por radiação solar, consigam ultrapassar a banda proibida, e passem assim a ser um elemento condutor.

Através da Figura 5.24, representa-se a constituição das bandas elétricas, de três tipos de elementos, onde temos os elementos condutores, semicondutores e isolantes.

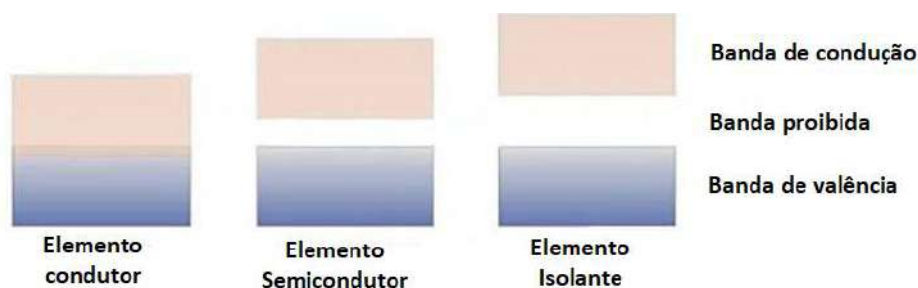


Figura 5.24 - Tipos de elementos e as suas bandas elétricas, (adaptado de (BlueSol , 2021)).

De modo geral as células fotovoltaicas tradicionais são formadas por silício, contudo o silício no seu estado puro, não têm elétrons livres, logo tem baixa condutividade elétrica. A técnica de dopagem ou injeção de impurezas na rede cristalina, é utilizada para aumentar a condutividade elétrica dos semicondutores.

Pela Figura 5.25, é possível observar a constituição de uma célula fotovoltaica genérica de silício.

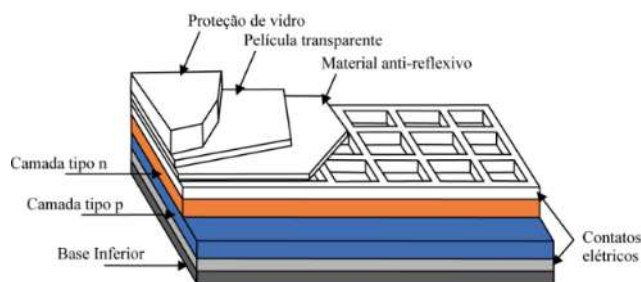


Figura 5.25 - Constituição de uma célula fotovoltaica de silício, (Moraes, Caio, 2020).

Por exemplo para melhorar a condutividade do silício puro, podemos injetar numa parte da rede cristalina, um átomo de fósforo, dopagem do tipo N, deixando elétrons livres, e na outra parte, injetarmos um átomo de boro, dopagem do tipo P, gerando lacunas na rede cristalina do silício, formando assim uma junção P-N.

Mesmo no meio da junção P-N, os elétrons livres do lado N, naturalmente migram para as lacunas do lado P, criando a barreira de depleção. Nessa região, o lado P fica com uma carga ligeiramente positiva e o lado N fica com uma carga ligeiramente negativa, criando uma barreira de potencial, impossibilitando a troca de elétrons, entre o lado N para o lado P, estando no estado isolante, conforme se observa na Figura 5.26.

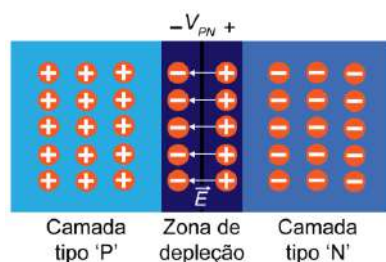


Figura 5.26 - Junção P-N de uma célula fotovoltaica de silício em equilíbrio, (Moraes, Caio, 2020).

Através da Figura 5.27, é possível perceber o efeito que ocorre quando a célula é atingida pelos fótons da radiação solar, conhecido como o efeito fotovoltaico. Mais precisamente, quando a junção P-N é atingida por radiação solar, gera elétrons livres que automaticamente são puxados para a zona N, ficando negativamente carregada, desta forma serão geradas lacunas, que também são puxadas para a zona P, ficando positivamente carregada, gerando

assim uma diferença de potencial aos seus terminais, podendo fazer a analogia de uma pilha elétrica espontaneamente carregada.

Portanto, através de uma ligação por meio de um material condutor, entre as duas camadas e com a excitação dos elétrons através dos fótons, irá ocorrer deslocação destes mesmos elétrons, que por consequência irá gerar um fluxo de corrente elétrica alimentando assim as cargas, Figura 5.27.

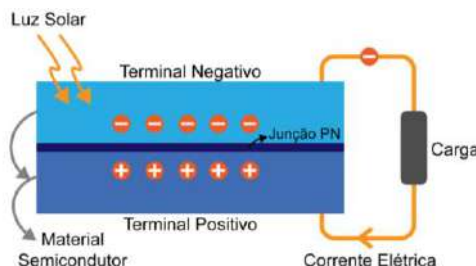


Figura 5.27 - Princípio básico de funcionamento de uma célula fotovoltaica, (Moraes, Caio, 2020).

5.3.1 Características elétricas das células fotovoltaicas

O modelo elétrico de uma célula fotovoltaica pode ser analisado na Figura 5.28, que apresenta o esquema equivalente de uma célula fotovoltaica. Representado a corrente gerada pelo efeito fotoelétrico, através de (I_{ph}) como fonte de corrente, em paralelo com um diodo (I_D) que representa a junção P-N. Considera-se a resistência em paralelo (R_p) como perdas de fuga e ainda a resistência em série (R_s), como perdas internas devido à resistência dos condutores metálicos e impurezas dos elementos. Numa célula ideal, $R_p = \infty \Omega$, impossibilitando correntes de fuga, e $R_s = 0 \Omega$, sem perdas internas.

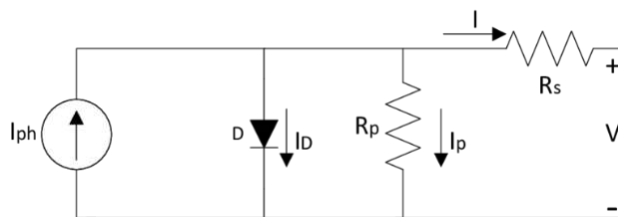


Figura 5.28 - Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica, (CRESESB, CEPEL, 2014).

Fazendo uma simples análise aos “nós” do circuito equivalente, desenvolve-se, a expressão 5.1.

$$I = I_{ph} - I_D - I_p \quad (5.1)$$

A corrente que passa pelo diodo é obtida pela Equação de Shockley, do diodo ideal, conforme equação 5.2.

$$I_D = I_{D0} \times \left[\exp\left(\frac{q \times V}{n \times k_B \times T}\right) - 1 \right] \quad (5.2)$$

A corrente de fuga que passa pela resistência em paralelo, é definida pela equação 5.3.

$$I_p = \frac{V + I \times R_s}{R_p} \quad (5.3)$$

Desta forma, consegue-se obter a expressão característica de uma célula fotovoltaica, que relaciona a corrente e a tensão gerada, equação 5.4.

$$I = I_{ph} - I_{D0} \times \left[\exp \left(\frac{q \times V}{n \times k_B \times T} \right) - 1 \right] - \frac{V + I \times R_s}{R_p} \quad (5.4)$$

Onde:

- I_{ph} – Corrente foto gerada, (A)
- I_{D0} – Corrente de saturação reversa do díodo, (A)
- n – Fator de idealidade do díodo
- q – Carga de um eletrão ($1,6 \times 10^{-19}$), (Coulomb)
- k_B – Constante de Boltzman ($1,38 \times 10^{-23}$), ($\frac{J}{K}$)
- T – Temperatura Absoluta (K)

A célula fotovoltaica, geralmente é caracterizada pela sua potência elétrica de pico (Wp), contudo um conjunto de características deve ser levado em conta. A Tabela 5.1 apresenta as abreviaturas e suas designações dos parâmetros a ter em conta para traçar as curvas características de uma célula

Tabela 5.1 - Designação de elementos característicos de uma célula fotovoltaica.

Abreviatura	Designação
I_{sc}	A corrente que um amperímetro apresenta aos terminais de módulo, é corrente de curto-circuito.
I_{mp}	Corrente de máxima potência, quando a célula atinge o ponto de máxima potência.
V_{mp}	Tensão de máxima potência, quando a célula atinge o ponto de máxima potência.
V_{oc}	A tensão observada aos terminais de um módulo desconectado através de um voltímetro, é a tensão de circuito aberto, (equação 5.5).
P_{max} ou P_{mp}	Potência Máxima ou Ponto de Máxima Potência.
FF	Fator de Forma, (equação 5.6), parâmetro que avalia o desempenho da célula, através da relação da área cinzento ($I_{sc}; V_{oc}$) com a área amarela ($I_{mp}; V_{mp}$), conforme a Figura 5.30.

Na Figura 5.29, pode-se observar as curvas das características elétricas, associadas a um módulo fotovoltaico.

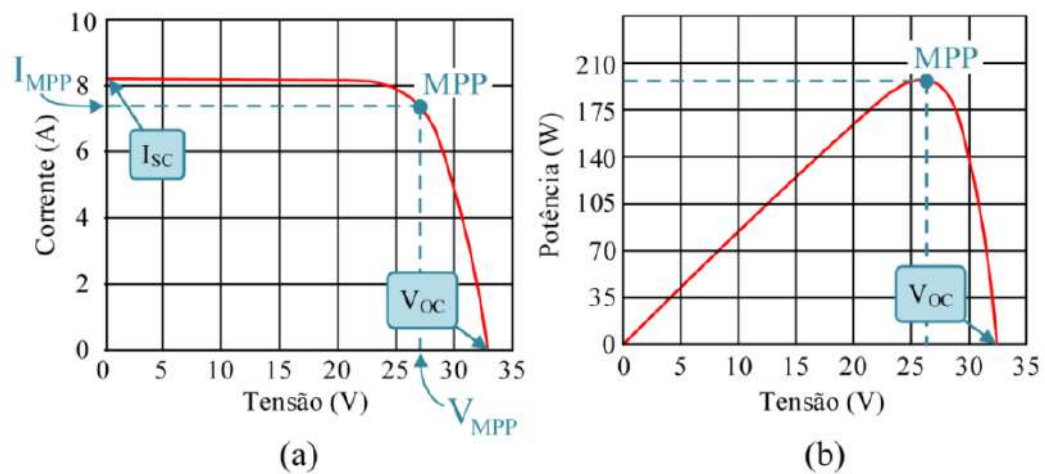


Figura 5.29 - Curvas características de um módulo fotovoltaico, Curva I-V (a), Curva P-V (b), (Moraes, Caio, 2020).

A tensão de circuito aberto, (V_{oc}), tensão máxima, quando não há circulação de corrente, depende da temperatura, da corrente de saturação e da corrente foto gerada. A tensão de circuito aberto, é obtida pela equação 5.5.

$$V_{oc} = \frac{k_B \times T}{q} \times \ln \left(\left(\frac{I_{ph}}{I_{D0}} \right) + 1 \right) \quad (5.5)$$

O Fator de Forma (FF), representado pela equação 5.6 é uma grandeza, que através dos 5 parâmetros que caracterizam uma célula fotovoltaica a determinadas condições, quantifica a qualidade das células, Tabela 5.1.

Pois, quanto maior for, ($FF \leq 1$), menores serão as perdas resistivas da célula. Uma curva ideal de uma célula fotovoltaica, seria traçar uma curva I-V (corrente-tensão) perfeitamente retangular, que coincidiria com o ponto de potência máxima (P_{mp}), como se observa na Figura 5.30, pelo retângulo amarelo, (Moraes, Caio, 2020).

$$FF = \frac{V_{mp} \times I_{mp}}{V_{oc} \times I_{sc}} \quad (5.6)$$

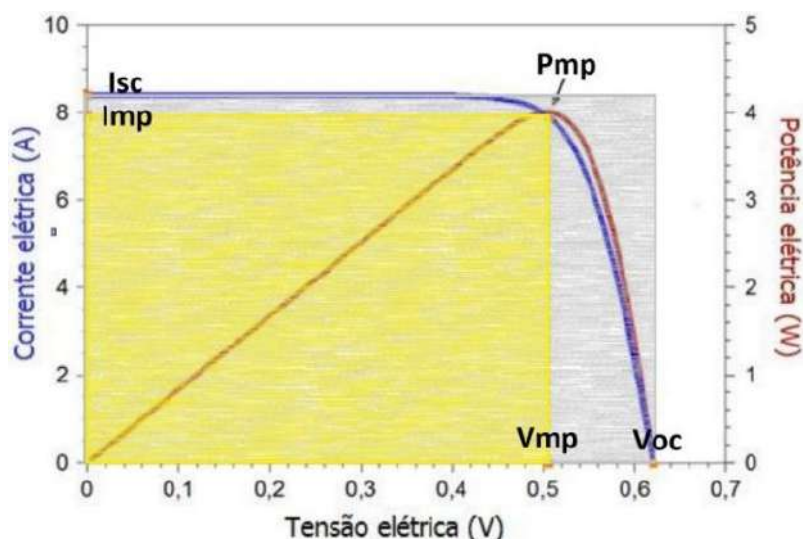


Figura 5.30 - Identificação dos 5 parâmetros de caracterizam uma célula fotovoltaica, (I_{sc} , V_{oc} , I_{mp} , V_{mp} , P_{mp}), (adaptado de (CRESESB, CEPTEL, 2014)).

A eficiência de uma célula (η) dada em porcentagem, representa a relação entre a potência elétrica gerada e potência da energia solar incidente. Através da equação 5.7, demonstra-se quanto efetiva é a conversão solar em energia elétrica. Onde, (A) é a área total da célula em (m^2), e (G) em (W/m^2) a radiação solar incidente, (Moraes, Caio, 2020)

$$\eta = \frac{P_{mp}}{A \times G} \times 100\% = \frac{FF \times I_{sc} \times V_{oc}}{A \times G} \times 100\% \quad (5.7)$$

5.3.2 Gerações das Células Fotovoltaicas e outras Tecnologias

Através da Figura 5.31, pode-se observar um resumo da evolução da eficiência de quatro famílias tecnológicas. Verificando-se que ao longo de 40 anos, a eficiência máxima, é atingida pelas células de multijunção (linhas roxas), que aumentou cerca de 30%, estas até ao momento são as células com mais eficiência, contudo ainda apresentam um custo muito elevado. As (linhas azuis), são as células a partir de silício cristalino, líderes do mercado, devido à matéria-prima ser não tóxica e muito abundante, assim como o método de fabrico ser o que está mais desenvolvido. Existem tecnologias conhecidas por “Thin film” ou filme fino, que podem incluir outros semicondutores, (linhas verdes). Por último temos as (linhas vermelhas) que são as tecnologias do futuro, embora não tenham alcançado um lugar no mercado, são muito promissoras.

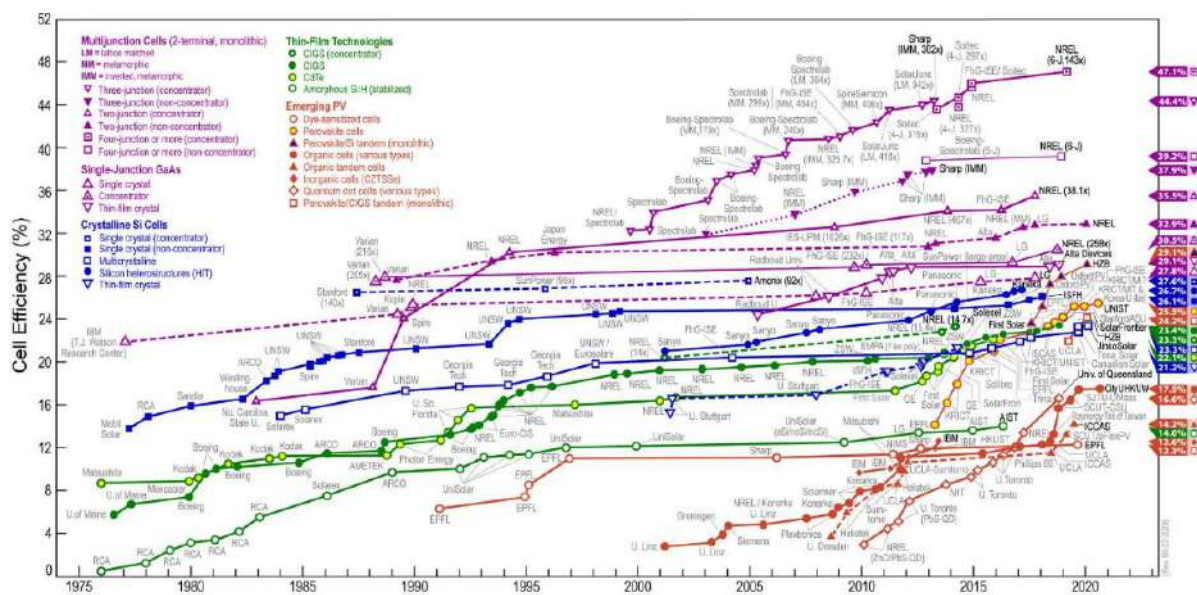


Figura 5.31 - Evolução da eficiência das várias tecnologias fotovoltaicas, (NREL, 2021).

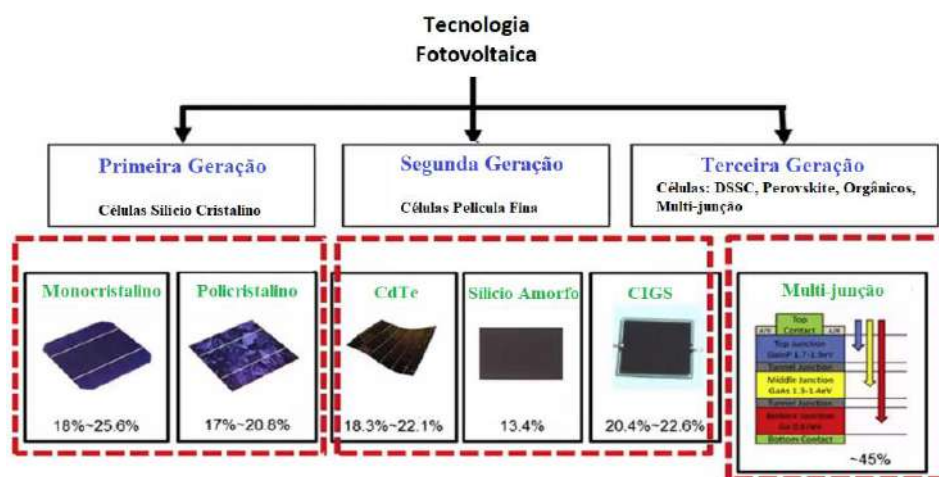


Figura 5.32 - Resumo das tecnologias de células fotovoltaicas e suas eficiências, (adaptado de (ISQ, 2021)).

A Figura 5.32, representa um resumo das gerações das células fotovoltaicas, que serão abordadas nos pontos a seguir, assim como algumas tecnologias associadas as células fotovoltaicas:

- **Primeira Geração**

A primeira geração de células, são compostas por silício cristalino como seu elemento principal, estando dividida em 2 processos de fabricação, o silício monocristalino e policristalino, com tecnologias de fabricação altamente desenvolvidas e confiáveis, conseguindo assim apresentar os melhores valores de eficiências comercialmente disponíveis, representando cerca de 84 % do mercado, (Moraes, Caio, 2020).

A estrutura da célula de silício monocristalino (m-Si), é uniforme por se tratar apenas de um único cristal. A quantidade de energia envolvida no processo de fabricação, a quantidade de material necessário e os custos elevados, ainda são obstáculos que têm de ser ultrapassados.

Quanto à célula de silício policristalino (p-Si), diferencia-se pelo seu processo de fabricação, que é muito mais económico e menos minucioso. Uma das vantagens deste tipo de é que toda energia gasta no processo de fabricação ser de modo significativo menor em comparação ao silício monocristalino, (Veiga, 2019).

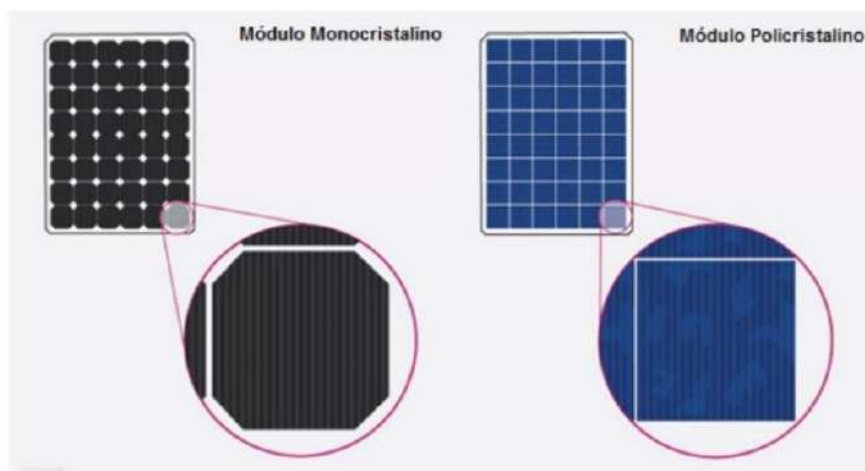


Figura 5.33 - Comparação entre células de silício monocristalinas e policristalinas, (adaptado de (Moraes, Caio, 2020).

- **Segunda Geração**

A segunda geração de células fotovoltaicas baseia-se em películas de filmes finos, surgiu no início da década e 90 com o propósito de reduzir os custos e os desperdícios associados à produção de “Waffers” cristalinos. Podendo ser de silício, onde se se insere o silício amorfo, e de compostos inorgânicos, particularmente de cobre, índio e selénio (CIS), cobre, índio, gálio e selénio, (CIGS), telureto de cádmio (CdTE), e arsénio de gálio (GaAs). Uma das vantagens destas células é a menor energia gasta na produção, assim como a menor utilização em materiais, por necessitarem apenas de uma fina camada de material, nota-se grande avanço na inclusão dessas células em projetos arquitetónicos visto que apresentam uma melhor apresentação exterior e em equipamentos portáteis, como calculadores, relógios, smartphones, entre outras, (Veiga, 2019), (Moraes, Caio, 2020).

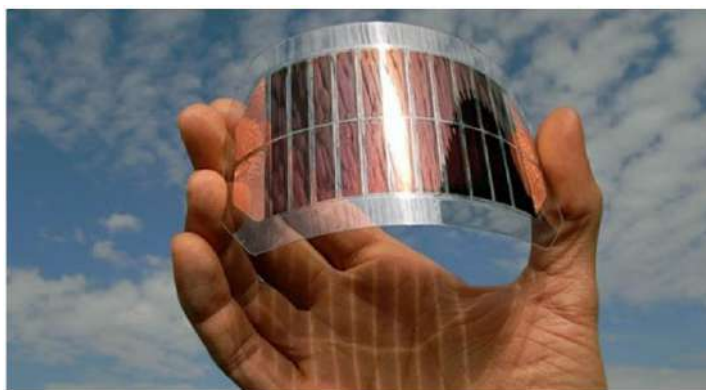


Figura 5.34 - Exemplo de célula do filme fino, (SOLARVIEW, 2020).

- **Terceira Geração**

As células de terceira geração, são as mais recente, estas têm como objetivo de atingir altos níveis de eficiência, cerca de 45 %, com menor custo de produção, e aplica-se às células que apresentam potencial para ultrapassar o limite de *Shockley-Queisser*, que define que a eficiência termodinâmica de uma célula solar de única junção é cerca de 33%, assumindo a temperatura ambiente seja (300K), e um espectro de (AM1,5), incidindo numa célula. Estas baseiam-se num grande leque de possíveis abordagens: células de multijunção, associando várias junções de semicondutores com bandas gap de energias diferentes, permitindo assim que se aproveite uma maior parcela do espectro solar, células fotovoltaicas para concentração (CPV), células sensibilizadas por corante (DSSC) e células orgânicas ou poliméricas (OPV), (Moraes, Caio, 2020).

Uma, entre as várias tecnologias, que tem merecido especial atenção, são as células fotovoltaicas de Perovskita, apresentada na Figura 5.35, que apesar de ainda serem apenas fabricadas em laboratório, estão entre as tecnologias com maior potencial. Devido à enorme capacidade de absorção de uma ampla faixa de frequências luminosas e relativa facilidade de fabricação, apresentam elevada eficiência com custos reduzidos. Contudo ainda têm alguns desafios a superar, entre eles: reduzida vida útil devido à degradação pelo contato com humidade e o ataque químico aos contatos de metal, assim como a toxicidade dos materiais atualmente utilizados na sua fabricação.

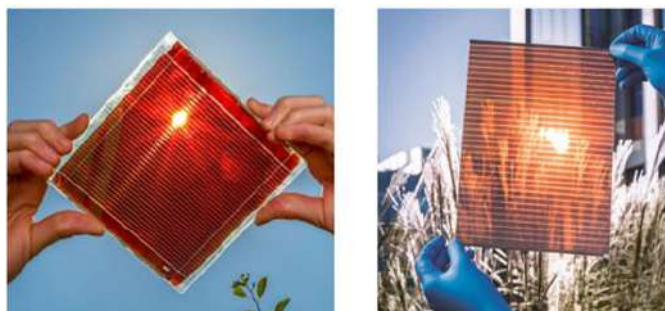


Figura 5.35 - Exemplo de célula fotovoltaica de Perovskita, (CRESESB, CEPTEL, 2014)

- **Tecnologia PERC**

A tecnologia *Passivated Emitter and Rear Cell* (PERC), foi proposta há mais de 30 anos, contudo só nos dias de hoje é que foi possível financeiramente a sua entrada no mercado em larga escala.

Através da Figura 5.36, é possível observar o comportamento da tecnologia PERC, que consiste na integração de uma fina camada passiva na parte traseira da célula, com a capacidade de aumentar a reflexão de luz no interior da célula, promovendo novas oportunidades de absorção.

Portanto, a luz que era absorvida na camada metálica traseira, conforme a Figura 5.37, célula convencional, com a tecnologia PERC, traz as vantagens de diminuir a temperatura da célula e ao mesmo tempo melhorar seu desempenho em altas temperaturas.

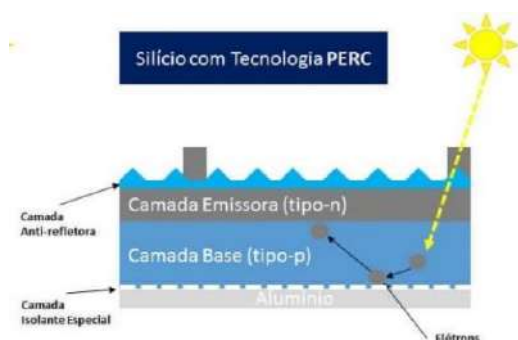


Figura 5.36 - Representação da composição de uma célula com tecnologia PERC, (Raniere Patriota, 2022)

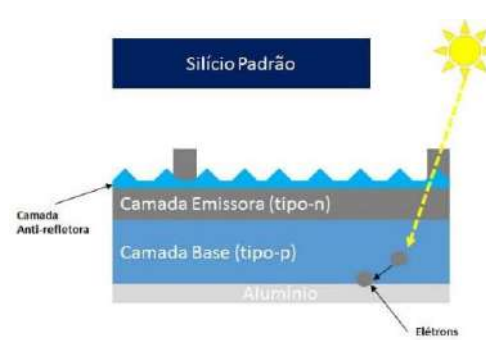


Figura 5.37 - Representação da composição de uma célula padrão de silício, (Raniere Patriota, 2022).

- **Tecnologia Bifacial**

As células bifaciais são capazes de gerar energia não apenas com a luz direta e difusa, mas também da luz refletida do solo, chamada de albedo, conforme se observa através da Figura 5.38. Isto é possível porque células bifaciais possuem duas fases ativas: a lâmina metálica traseira é substituída por uma nova camada de silício dopado N-P.

Ou seja, a célula se comporta como duas células convencionais opostas uma à outra, e apenas utiliza a mesma quantidade de material da célula comum. A segunda superfície ativa proporciona um ganho de potência de 30% dependendo da inclinação dos módulos e da refletividade do solo, (Marmé, 2021).

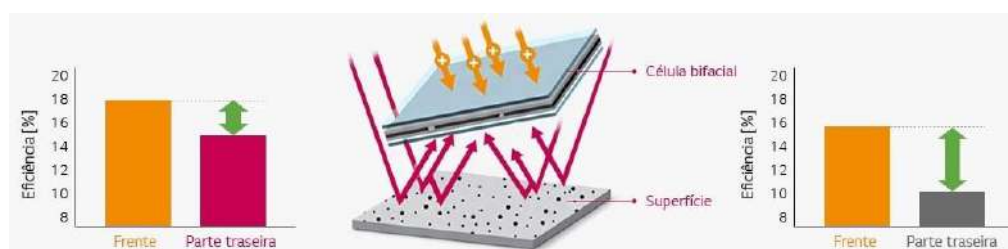


Figura 5.38 – Representação de funcionamento de célula bifacial, (Marmé, 2021).

- **Tecnologia Half-Cut**

A tecnologia Half Cut Cell, tem como princípio a divisão das células ao meio, reduzindo assim para metade a corrente que passa nas células, automaticamente diminuindo as perdas por efeito joule consideravelmente. Este processo de redução de perdas pode aumentar a produção do painel até cerca de 3 %, diminuindo assim a temperatura operacional do painel, melhorando consequentemente, o seu rendimento. Basicamente o que esta tecnologia pretende, é “dividir” o módulo em várias partes, obtendo assim a vantagem em caso de interrupção em um dos seus circuitos, não interrompendo totalmente a produção.

Considerando um conjunto de 60 células ligadas em série, com uma tensão aos seus terminais de 0.5 V cada, perfaz no seu total uma tensão de 30 V. Através da Figura 5.39, percebe-se que devido a uma interrupção no circuito série, faz com que o conjunto deixe de funcionar, ficando com uma tensão aos terminais do conjunto de 0 V.

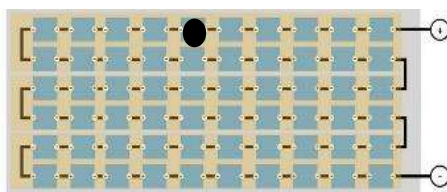


Figura 5.39 - Conjunto de 60 células ligadas em série, (Brakels, 2018).

A Figura 5.40, apresenta um conjunto de 60 células com 3 díodos bypass. A introdução de 3 díodos no circuito, faz com que haja mais possibilidades, no caso de ocorrer alguma interrupção como no caso acima. Contudo imaginamos que ocorre uma interrupção no ponto (3), ao mesmo tempo irá ser ativo o diodo 3, e o circuito (1) e (2) continuam a realizar um circuito série, obtendo uma tensão de 20 V, reduzindo assim a potência do conjunto para 2/3.

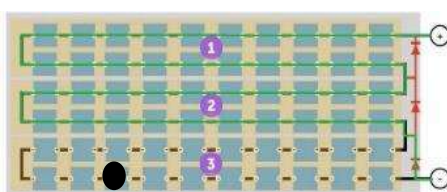


Figura 5.40 - Conjunto de 60 células, com 3 díodos bypass, (Brakels, 2018).

Na Figura 5.41, está representado 2 conjuntas série de 60 células. Conectando os dois circuitos em paralelo, perfaz-se um conjunto de 120 células e uma tensão aos seus terminais de 30 V. Imaginando que ocorre uma interrupção no circuito no ponto (6), o conjunto esquerdo continua funcionando normalmente e do lado direito apenas 2/3, como os conjuntos estão ligados em paralelo, a tensão total aos terminais é de 30V, contudo a potência do conjunto reduziu para 5/6.

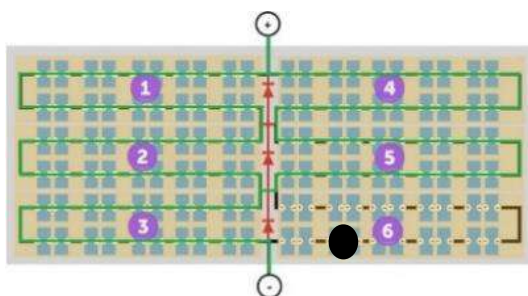


Figura 5.41 - Conjunto de 120 células com 3 díodos bypass, (Brakels, 2018).

5.4 Módulo Fotovoltaico

Conforme representado na Figura 5.42, o módulo fotovoltaico, é constituído por 7 componentes. Contudo, este é um conjunto de células fotovoltaicas associadas entre si através de *busbars* (contatos metálicos) e díodos, envolvidas em várias camadas protetoras, mecânicas, térmicas e impermeáveis. Nos pontos seguintes, serão abordados estes componentes de uma forma geral.

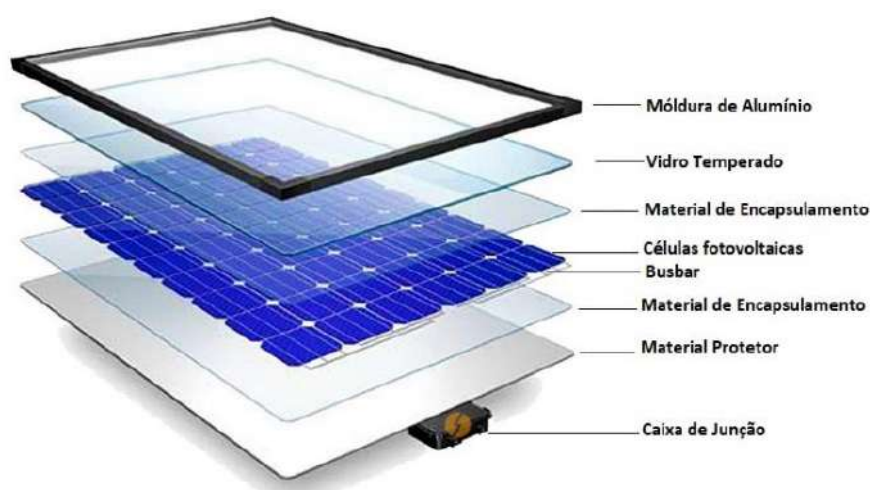


Figura 5.42 - Constituição de um módulo fotovoltaico padrão, (Portal Solar, 2020).

- **Moldura ou *Frame***

A moldura é estrutura que contém todos os constituintes do módulo, oferecendo uma estrutura sólida ao módulo. Esta é feita de alumínio, que oferece a vantagem de ser leve, e ao mesmo tempo com robustez de forma a suportar cargas mecânicas e elevada resistência à oxidação. Este representa cerca de 8 % do custo do módulo.

- **Vidro Temperado**

Este vidro frontal, que protege as células fotovoltaicas de impactos, com um tratamento especial, garantida assim alta resistência mecânica, e com uma substância anti reflexiva, pois é desenvolvido para que tenha uma reduzida capacidade de reflexão e deixe passar o máximo de radiação solar.

Este deve garantir o teste *Hailstone*, este teste, submete o módulo, mais propriamente o vidro frontal, a um impacto de bolas de granizo de 25 mm a uma velocidade de 23 m/s. Este componente representa aproximadamente 10 % do custo do módulo.

- **Material de Encapsulamento**

O filme de encapsulamento, tradicionalmente conhecido como Acetato-Vinílico de etileno (EVA), é um material altamente transparente que é usada para acolher e proteger as células. Este material tem a característica de ter uma durabilidade extensa, de ser resistente a humidades e a altas temperaturas, representando 8% do custo.

- **Células fotovoltaicas**

Como já referido as células são as responsáveis pela conversão da radiação solar em energia elétrica. A eficiência do módulo é ditada pela eficiência da célula e pelas características do silício usado, com a maior fatia de custos no conjunto do módulo fotovoltaico, representado cerca de 60% do valor total.

- **Busbar**

É por meio das *busbars*, que se interligam as células de um módulo, em série e paralelo. De notar que quanto maior for o número de *busbars*, maior será o desempenho da célula, devido à diminuição de resistência interna, e consequentemente uma maior eficiência do módulo fotovoltaico, os custos destas, estão incluídos nas células fotovoltaicas.

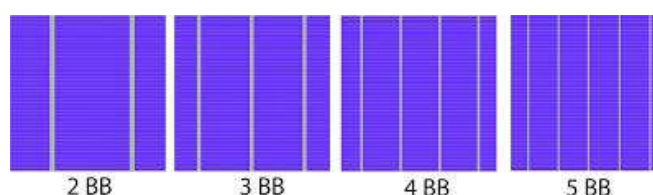


Figura 5.43 - Número de *Busbar's* numa célula fotovoltaica, (DS New Energy, 2019).

- **Material de Proteção ou Blacksheets**

A camada de material branca, que se apresenta na parte de trás do módulo, tem como função proteger as células, atuando como isolante elétrico. Composta por 3 camadas, representa cerca de 8 % do custo total do módulo.

- **Caixa de Junção**

Na parte traseira do módulo, existe a caixa de junção, Figura 5.44. Esta é constituída pelos contactos elétricos dos conjuntos de células e os díodos bypass, que como já foi descrito, tem a capacidade de possibilitar um desvio para a corrente, no caso de alguma parte do módulo esteja à sombra ou interrupção nos contactos metálicos. É a partir da caixa de junção, com IP68 (proteção contra sólidos, grau 6 e grau 8 contra líquidos), que saem as conexões DC, para utilização no sistema fotovoltaico. Com um custo de 6 % no valor total do módulo.



Figura 5.44 - Caixa de junção de 3 díodos "bypass" e conexões, (CRESESB, CEPTEL, 2014).



Figura 5.45 - Constituição de conector MC4, negativo, (adaptado de, (Sunergia, 2019)).

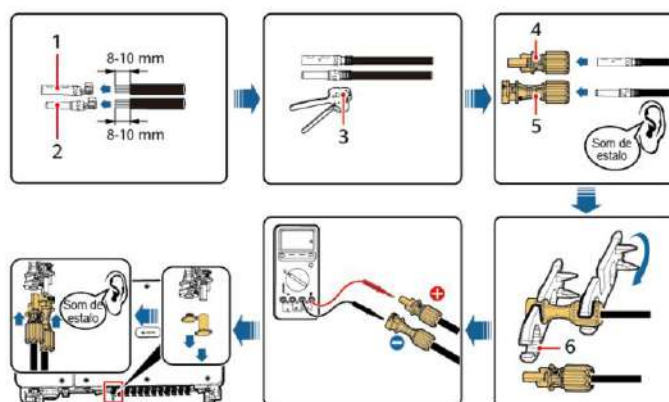


Figura 5.46 - Sequência de cravação dos conectores DC, (Technologies, 2020).

Para que um determinado módulo fotovoltaico seja inserido no mercado, é necessário que seja certificado. Dos testes e certificações a que os módulos são submetidos, existem dois testes de extrema importância, de forma a validar as suas características elétricas, que são cruciais para os dimensionamentos dos sistemas fotovoltaicos.

Condições de teste padrão, que origina do termo *Standart Test Conditions* (STC), define-se a Potência de Pico (Wp), para que haja um termo de comparação entre os módulos. Este teste é realizado com as seguintes considerações: a radiação solar $G = 1000 \text{ W/m}^2$, temperatura das células seja de $25 \text{ }^\circ\text{C}$, e com coeficiente de massa de ar padrão $AM = 1,5$.

Temperatura nominal de operação da célula, que deriva do termo *Nominal Operating Cell Temperature* (NOCT), é o teste aos módulos, em que são submetidos a condições mais próximas do ambiente real, que são: $G = 800 \text{ W/m}^2$, temperatura ambiente de $20 \text{ }^\circ\text{C}$, $AM = 1,5$ e velocidade do vento 1 m/s .

Como é possível observar, pela Tabela 5.2, para a mesma potência de pico, em condições reais, as potências diferem um pouco. Esta diferença, apenas num painel é pouco, contudo num sistema fotovoltaico de grande escala, pode fazer uma grande diferença. As fichas técnicas dos módulos serão apresentadas respetivamente pelos, Anexo 6 e Anexo 7.

Tabela 5.2 - Características elétricas de 2 módulos, submetidos aos dois testes.

Modelo	ANEXO 6		ANEXO 7	
	LR5-72HPH-540W		JAM72S30-540/MR	
Condições de teste	STC	NOCT	NOCT	STC
P_{max} [W]	540	403,3	408	540
V_{oc} [V]	49,5	46,41	46,43	49,6
I_{sc} [A]	13,85	11,2	11,09	13,86
V_{mp} [V]	41,65	38,78	38,99	41,64
I_{mp} [A]	12,97	10,4	10,47	12,97
η [%]	21,1		20,9	
STC	$G=1000 \text{ W/m}^2$, $T_{\text{célula}}=25\text{ }^\circ\text{C}$, $AM=1,5$			
NOCT	$G=800 \text{ W/m}^2$, $T_{\text{ambiente}}=20\text{ }^\circ\text{C}$, $AM=1,5$, $V_{\text{vento}}=1\text{ m/s}$			

5.4.1 Apresentação da Ficha Técnica do Módulo Fotovoltaico

No decorrer deste ponto é apresentado uma ficha técnica, de um módulo fotovoltaico, da marca Longi modelo LR5-72HPH, Anexo 6.

Na Figura 5.47, identifica-se o modelo e as tecnologias das células que o constituem, pode-se identificar também a garantia do equipamento, que é de 12 anos, assim como a garantia de produção durante 25 anos, apresentando o valor de degradação anual da produção de -0,55 %.

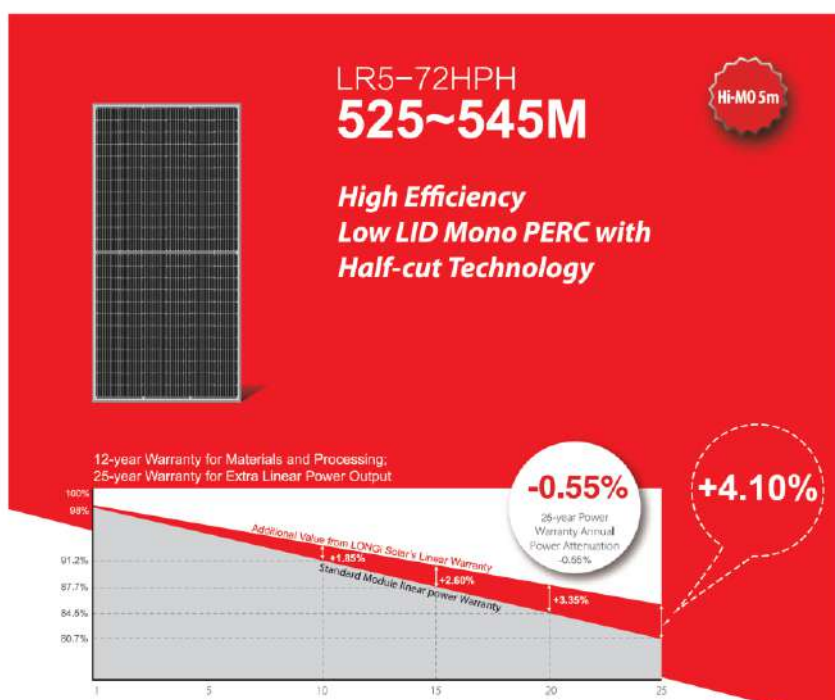


Figura 5.47 - Apresentação do módulo fotovoltaico e gráfico de garantia de produção.

A Figura 5.48, apresenta o processo de certificação e características complementares, como por exemplo: tolerância da potência de saída, baixa corrente e temperatura de operação, “Solid Pid Resistance”, proteção ao efeito PID, entre outras.

<p>Complete System and Product Certifications IEC 61215, IEC 61730, UL 61730 ISO 9001:2008: ISO Quality Management System ISO 14001: 2004: ISO Environment Management System TS62941: Guideline for module design qualification and type approval OHSAS 18001: 2007 Occupational Health and Safety</p> <p>    </p> <p><small>* Specifications subject to technical changes and tests, LONGi Solar reserves the right of interpretation.</small></p>	<p>Positive power tolerance (0 ~ +5W) guaranteed</p> <p>High module conversion efficiency (up to 21.3%)</p> <p>Slower power degradation enabled by Low LID Mono PERC technology: first year <2%, 0.55% year 2-25</p> <p>Solid PID resistance ensured by solar cell process optimization and careful module BOM selection</p> <p>Reduced resistive loss with lower operating current</p> <p>Higher energy yield with lower operating temperature</p> <p>Reduced hot spot risk with optimized electrical design and lower operating current</p>
--	---

Figura 5.48 - Certificação do módulo fotovoltaico e características complementares.

Através da Figura 5.49, pode-se observar as características mecânicas e os parâmetros de operação do módulo, que são: dimensões, número de células, índice de proteção contra sólidos e líquidos da caixa de junção, número de díodos, secção e dimensão dos cabos, propriedades do vidro, moldura e o peso, temperatura de operação, tolerâncias da potência de saída da tensão de circuito aberto e corrente de curto circuito, tensão máxima DC de uma string (conjunto de módulos conectados entre si), temperatura nominal das células, classe de proteção e classificação de incêndio.

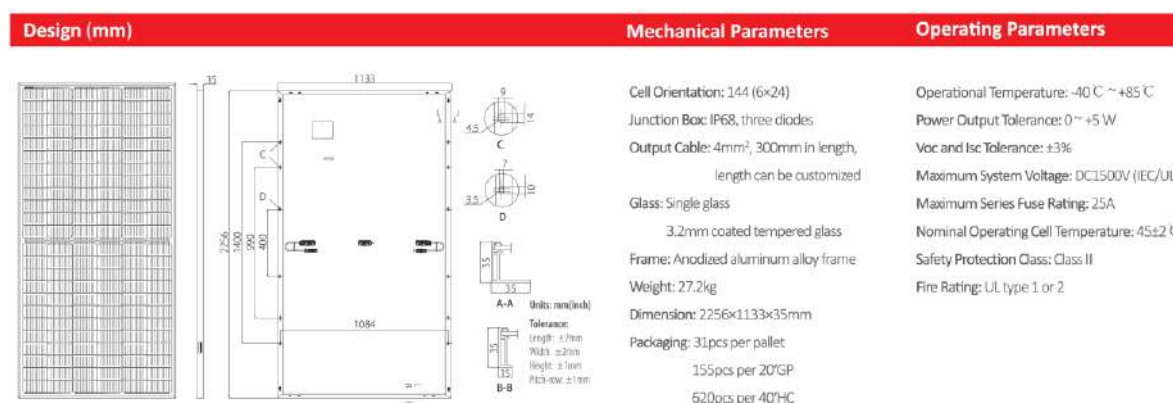


Figura 5.49 - Características mecânicas e parâmetros de operação.

A Figura 5.50, apresenta as várias características elétricas submetidas aos testes em condições padrão e condições próximas do real, para as várias potências de pico do modelo geral do módulo fotovoltaico, que vai desde 525 W até 545W.

Electrical Characteristics		Test uncertainty for Pmax: ±3%									
Model Number	LR5-72HPH-525M		LR5-72HPH-530M		LR5-72HPH-535M		LR5-72HPH-540M		LR5-72HPH-545M		
Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	
Maximum Power (Pmax/W)	525	392.1	530	395.8	535	399.5	540	403.3	545	407.0	
Open Circuit Voltage (Voc/V)	49.05	45.98	49.20	46.12	49.35	46.26	49.50	46.41	49.65	46.55	
Short Circuit Current (Isc/A)	13.65	11.04	13.71	11.09	13.78	11.15	13.85	11.20	13.92	11.25	
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	41.20	38.36	41.35	38.50	41.50	38.64	41.65	38.78	41.80	38.92	
Current at Maximum Power (Imp/A)	12.75	10.23	12.82	10.28	12.90	10.34	12.97	10.40	13.04	10.46	
Module Efficiency(%)	20.5		20.7		20.9		21.1		21.3		

STC (Standard Testing Conditions): Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Spectra at AM1.5
 NOCT (Nominal Operating Cell Temperature): Irradiance 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Spectra at AM1.5, Wind at 1m/S

Figura 5.50 - Características elétricas sobre os testes STC e NOCT.

Pela Figura 5.51, podemos verificar os coeficientes de temperatura, que em consequência da variação da temperatura, afeta a corrente de curto-circuito, tensão de circuito aberto e potência de pico, utilizados em certos cálculos. Observando também as cargas mecânicas que o módulo suporta e a verificação do teste *Hailstone*.

Temperature Ratings (STC)		Mechanical Loading	
Temperature Coefficient of I_{sc}	+0.048%/°C	Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Temperature Coefficient of V_{oc}	-0.270%/°C	Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Temperature Coefficient of P_{max}	-0.350%/°C	Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

Figura 5.51 - Coeficiente de temperatura (I_{sc} , V_{oc} , P_{max}) e as cargas mecânicas.

Por fim, as curvas características de corrente-tensão (I-V) e potência-tensão (P-V), podem ser observadas nas figuras Figura 5.52, Figura 5.53, Figura 5.54.

A análise das curvas características das células fotovoltaicas, são extremamente importantes para correto dimensionamento. As três curvas características de um módulo fotovoltaico, representam a capacidade de conversão de energia consoante as condições a que estão sujeitas, maioritariamente com a variação da radiação solar incidente e a temperatura.

Nas curvas I-V, representadas na Figura 5.52, observa-se que para vários níveis de temperatura da célula, a tensão vai diminuindo conforme o aumento da temperatura e na Figura 5.53, para vários níveis de radiações incidentes, a corrente diminui conforme a diminuição da radiação incidente.

Na Figura 5.54, é apresentada a curva P-V com vários níveis de radiação solar, que é dada pela multiplicação da tensão pela corrente. Para cada valor de tensão existe um único valor de corrente e consequentemente um único valor de potência. Estas variações de temperatura e radiação ocorrem normalmente durante o dia/ano, devido à rotação e translação ao redor do sol.

No conjunto das Figura 5.52 à Figura 5.54 a seguir, observa-se as curvas características do módulo fotovoltaico Longi de silício monocristalino com tecnologias Perc e Half Cut, modelo (LR5-72HPH 525~545M), Anexo 6.

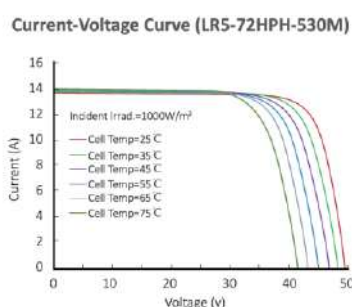


Figura 5.52 - Curva I-V para várias temperaturas das células.

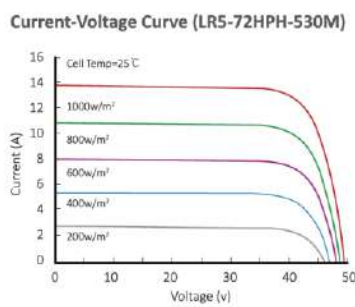


Figura 5.53 - Curva I-V, para várias radiações incidentes.

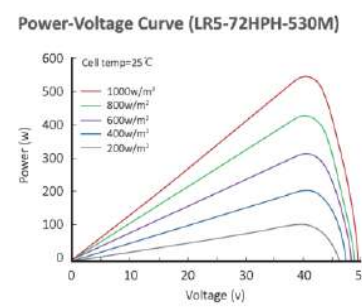


Figura 5.54 - Curva P-V, para várias irradiações incidentes.

5.4.2 Efeitos LID e PID

Através da Figura 5.55, é possível verificar a garantia de produção e degradação do módulo ao longo de 25 anos. Isto implica que ao longo de 25 anos, a produção do módulo seja

superior a 80 %, parâmetro que se deve ter em consideração na escolha de um módulo fotovoltaico, diferindo entre marcas e modelos, assim como estes dois efeitos, que podem ocorrer e afetar a eficiência e integridade do módulo, durante o seu tempo de vida útil.



Figura 5.55 - Garantia de produção e degradação do módulo ao longo de 25 anos.

- **Efeito *Lighting Induction Degradation* (LID)**

Começando pelo efeito da degradação por exposição solar, é um fenómeno de curta duração que ocorre de modo natural às células fotovoltaicas nas primeiras horas de exposição solar. Este efeito, refere-se às perdas de energia e perdas de desempenho de células solares podendo variar entre 1-3 % (Villalva, 2021).

Observa-se na Figura 5.55, que o módulo inicia a sua garantia de produção com 98 %, isto deve-se substancialmente ao efeito LID.

- **Efeito *Power Induction Degradation* (PID)**

Este efeito, refere-se à degradação induzida por elevados valores, não só de temperatura e humidade, mas sobretudo de tensões no sistema. A acumulação de sujidade no vidro e a sua própria degradação, podem catalisar este efeito.

A representação da distribuição das células afetadas pelo efeito PID, pode ser observada pela Figura 5.56, que é mais predominante do lado negativo, quando ocorre tensão negativa entre a célula e a equipotencialização à terra.

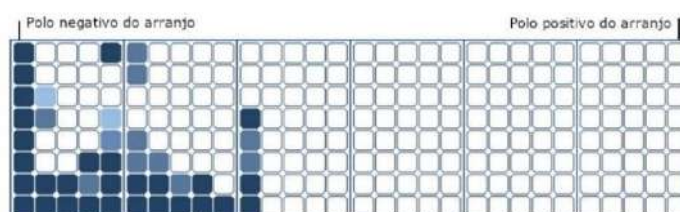


Figura 5.56 - Distribuição de células afetadas pelo efeito PID, numa string de módulos em série, (Vinturini, 2019).

Devido à diferença de potencial negativa entre o polo negativo da *string* e a equipotencialização à terra, originam correntes de fuga entre as células e os outros elementos

do módulo fotovoltaico, essas fugas são prejudiciais à geração de energia, diminuindo a eficiência do módulo, perturbando o equilíbrio das cargas nos semicondutores das células, pode ocorrer também corrosão interna dos componentes.

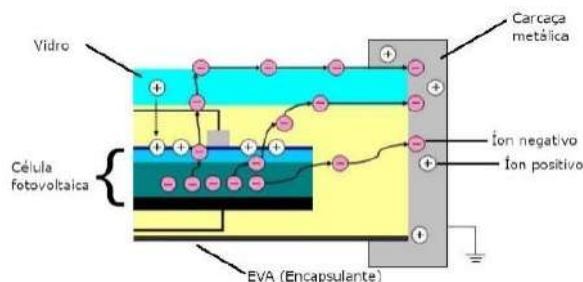


Figura 5.57 - Fluxo de cargas positivas e negativas entre os componentes e moldura do módulo durante o efeito PID, (Vinturini, 2019).

Através da Figura 5.58, observa-se a técnica de eletroluminescência a um módulo fotovoltaico, as células mais escuras, representam as mais afetadas pelo PID.

Já na Figura 5.59, observa-se a degradação desse módulo, após 15 h de teste, verifica-se que o módulo só é capaz de produzir cerca 55 % da potência nominal, (Vinturini, 2019).

O padrão IEC 62804 foi criado para avaliar a capacidade dos módulos fotovoltaicos de suportar uma polarização CC de 1000 V a uma temperatura de 25 °C, e uma humidade relativa do ar de 85 % rH, por um período de 96 horas, (Raycatch, 2013).

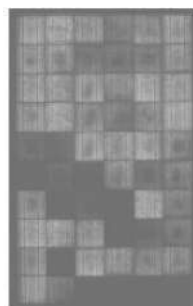


Figura 5.58 - Eletroluminescência de um módulo submetido a um teste acelerado de PID, (Vinturini, 2019).

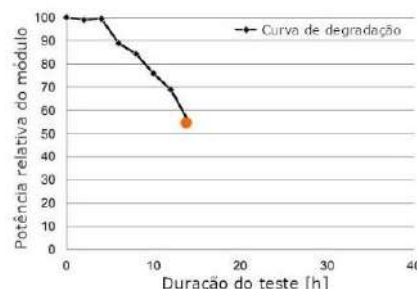


Figura 5.59 - Curva de degradação do módulo, submetido a um teste acelerado de PID, (Vinturini, 2019).

Existe uma relação direta entre os inversores e este efeito. Nos inversores com transformador interno ou galvanicamente separados, é possível conectar o polo negativo das *string's* com a equipotencialização à terra, diminuindo assim a tensão que influencia o aparecimento deste efeito. Contudo nos inversores sem transformador interno, que são os mais comuns no mercado, não é possível realizar a conexão de qualquer polo à equipotencialização à terra, estes automaticamente se desligam, para evitar danos.

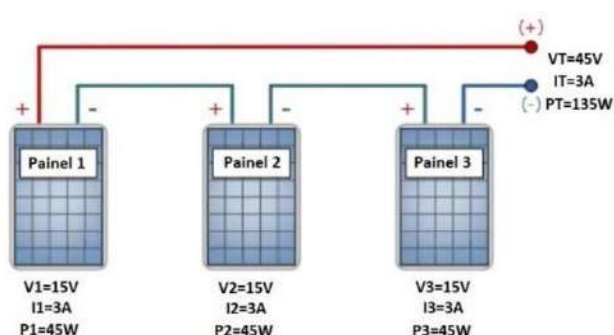
A única forma de atenuar este efeito, é escolher módulos de qualidade, nos quais os fabricantes usem materiais que diminuam este efeito para próximo de zero, aumentando a resistência elétrica entre a moldura e a célula.

5.4.3 Associação de Módulos Fotovoltaicos Série/Paralelo

Assim como as baterias, os módulos fotovoltaicos, também se podem associar em série, em paralelo, ou de forma mista, de forma a obter as características elétricas ideais para o sistema. Para que um sistema esteja bem dimensionado e funcione corretamente, deve-se utilizar módulos fotovoltaicos com as mesmas características elétricas. Contudo, pode acontecer que na substituição de um módulo, numa instalação antiga, o módulo em questão esteja descontinuado, ao aplicar-se um novo com características elétricas diferentes, dos instalados, deve-se ter noção do que irá ocorrer ao sistema.

- **Associação em Série**

Na Figura 5.60, observa-se uma ligação série entre os três módulos, com as mesmas tensões e correntes, a ligação em série é utilizada de forma a aumentar a tensão do circuito DC, mantendo a corrente em série.



$$I_T = I_1 = I_2 = I_3 = I_n \text{ [A]} \quad (5.8)$$

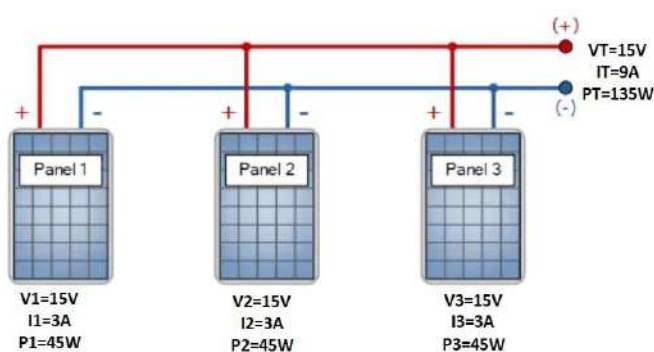
$$V_T = V_1 + V_2 + V_3 + V_n \text{ [V]} \quad (5.9)$$

$$P_T = V_T \times I_T \text{ [W]} \quad (5.10)$$

Figura 5.60 - Ligação de módulos em série com as mesmas tensões e correntes, (adaptado de (Alternative Energy, 2021)).

- **Associação em Paralelo**

Na Figura 5.61, está representada uma ligação paralelo entre os três módulos, com as mesmas tensões e correntes, a ligação em paralelo é utilizada de forma a aumentar a corrente do circuito DC, mantendo a tensão.



$$I_T = I_1 + I_2 + I_3 + I_n \text{ [A]} \quad (5.11)$$

$$V_T = V_1 = V_2 = V_3 = V_n \text{ [V]} \quad (5.12)$$

$$P_T = V_T \times I_T \text{ [W]} \quad (5.13)$$

Figura 5.61 - Ligação de módulos em paralelo, (adaptado de (Alternative Energy, 2021)).

5.5 Inversor

Independentemente das tipologias de inversores, os vários tipos operam pelo mesmo princípio e com a mesma finalidade, converter a energia elétrica DC dos módulos em energia elétrica AC, para ser consumida pelas cargas. Exteriormente são praticamente iguais, contudo o que os diferencia são as características do sistema elétrico interno.

Os mais usuais são os inversores *on-grid* ou *grid-tie*, ou seja, é comutado consoante as características elétricas da instalação onde está inserido, que pode ser, 230 V ou 400 V e com frequência de 50 Hz.

Estes têm a particularidade no caso de haver falha da rede elétrica fornecida pelo Operador de Rede Distribuição (ORD), automaticamente param de funcionar, visto necessitarem de um ponto de referência das características elétricas, para poderem sincronizar com a rede da instalação. Esta particularidade é vista como um sistema de segurança, garantindo que não há riscos no caso de falha da rede. Por outro lado, existem os inversores *off-grid*, ou autocomutados, ou seja, desligados da RESP, com a particularidade de conseguirem criar o seu próprio ponto de referência elétrico, utilizando sistemas de armazenamento. Existem também os inversores híbridos que são um misto dos inversores, *on-grid* com *off-grid*.

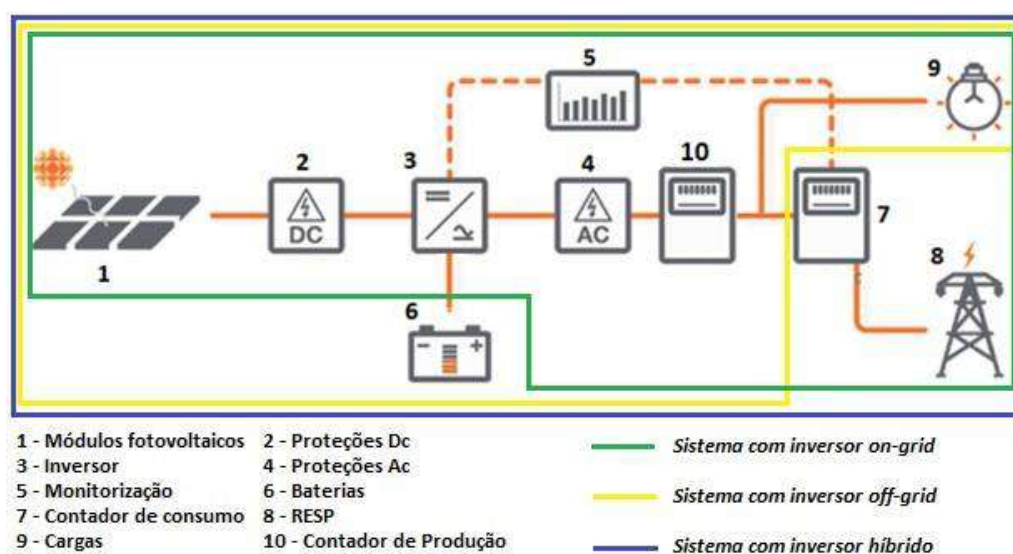


Figura 5.62 - Representação de os 3 tipos de sistemas fotovoltaicos, (adaptado de (Sunenergy, 2020)).

A instalação do inversor assim como qualquer outro equipamento, deve respeitar as indicações do fabricante. Por tanto existem cuidados a ter na instalação de um inversor, que vai desde a inclinação e nivelção, assim como distâncias a ter em conta, entre outros objetos, devido à refrigeração, métodos de manobra do mesmo, assim como comprimentos e curvas da cablagem.

Através da Figura 5.63 até à Figura 5.65, são apresentadas 3 marcas de inversores *on-grid* trifásicos mais usados pela empresa.



Figura 5.63 - Inversor Huawei modelo sun2000 - 100ktl, (LEFE, 2021).



Figura 5.64 - Inversor Fronius modelo ECO 25 kW, (SECONDSOL, 2020).



Figura 5.65 - Inversor Solax modelo X3-10kW, (SolaX Power, 2021).

Na Figura 5.66, apresentam-se as conexões típicas de um inversor, que passa pela chegada das *string's*, aos *Maximum Power Point Tracking's* (MPPT's) do inversor, identifica-se também os interruptores DC que ativam e desativam o lado DC do inversor, portas de comunicação e saída de energia elétrica AC na caixa de terminais AC.

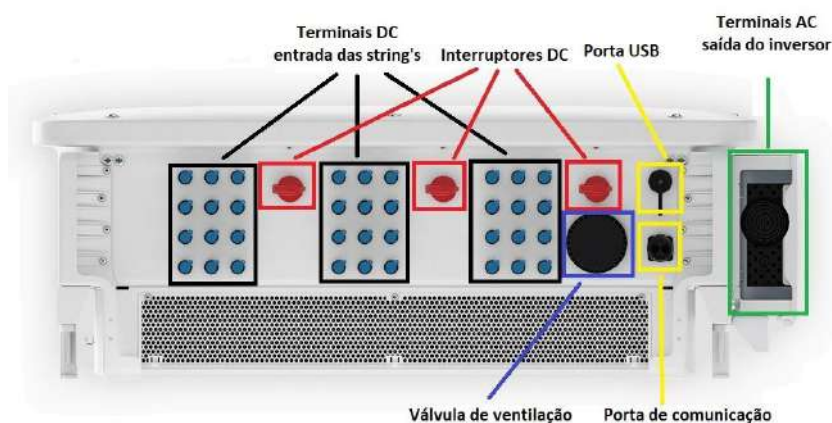


Figura 5.66 - Representação de conexões elétricas e comunicação de um inversor Huawei Sun2000-100ktl, (adaptado de (Canal Solar, 2019)).

- **Tecnologia MPPT**

O controlo MPPT ou seguidor de ponto máximo de potência, é um controlo que está constantemente a analisar as características elétricas, curvas I-V das *string's* a ele associadas. A produção fotovoltaica pode oscilar bastante durante o dia e por vezes de forma repentina, devido a sombreamentos causados pelas nuvens e outros fatores. Desta forma é importante procurar constantemente o ponto onde a potência é máxima, de modo a maximizar o rendimento do sistema.

Uma outra vantagem do número de MPPT que o inversor tem, é a possibilidade de se poder ligar no mesmo inversor, *string's* com direções e inclinações diferentes umas das outras, desde que sejam ligadas em MPPTS diferentes. Com a utilização desta tecnologia, existem aumentos de produção de cerca de 30 %, (Victtronenergy, 2020).



Figura 5.67 - Inversor com 1 MPPT, (Canal Solar, 2019).



Figura 5.68 - Inversor com 4 MPPT's, (Canal Solar, 2019)

5.5.1 Apresentação da Ficha Técnica do Inversor

No decorrer deste ponto é apresentada uma ficha técnica de um inversor Huawei sun2000 – 100ktl M1, em Anexo 8.

A Figura 5.69, apresenta o modelo do inversor assim como as suas características complementares. Pode-se observar que este é constituído por 10 MPPT's, ou seja podem-se ligar pelo menos 10 *string*'s com condições diferentes sem que se afetem umas as outras. Identifica-se a eficiência do inversor que é dotado de sistemas de monitorização das *string*'s e curvas características. Pode-se visualizar também as características do modo de comunicação, e o índice de proteção IP66.

SUN2000-100KTL-M1
Smart String Inverter



Figura 5.69 - Apresentação do modelo do inversor e características complementares.

Através da Figura 5.70, é possível observar a curva de eficiência do inversor com vários níveis de tensão DC de entrada. A Figura 5.71 representa o circuito elétrico interno do inversor, começando pelas 20 entradas, duas por MPPT, seccionadas por três interruptores DC, seguidos de dispositivos de proteção contra sobretensões DC, circuito com algoritmos do MPPT e conjunto de semicondutores que fazem a conversão da energia DC para AC. Antes de caixa final de terminais AC, existem filtros de forma a tornar a onda sinusoidal o mais pura possível, assim como um seccionador AC e proteção contra sobretensões AC.

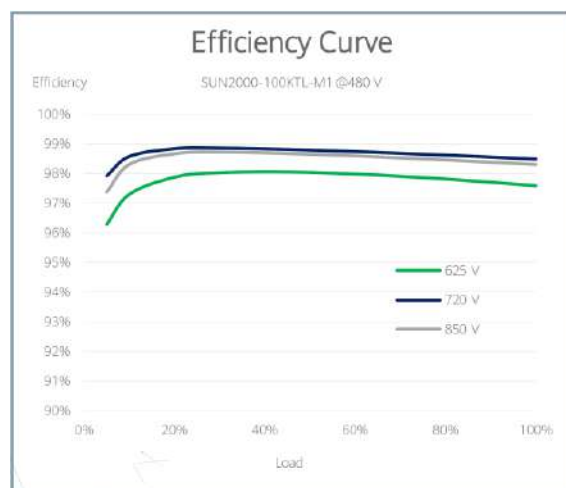


Figura 5.70 - Curva de eficiência, em vários níveis de tensão Dc.

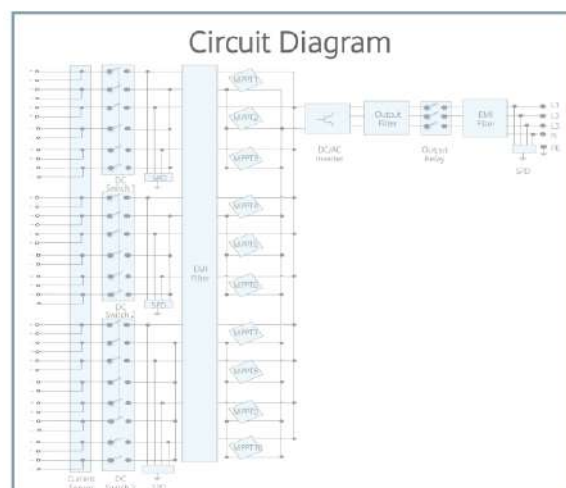


Figura 5.71 - Esquema elétrico do inversor.

Verifica-se pela Figura 5.72 uma vez mais a eficiência do inversor. Pode-se observar ainda as características elétricas de entrada que estabelecem o funcionamento do mesmo, estas são características muito importantes por forma a dimensionar corretamente as *string*'s associar ao inversor. Estas são, corrente e tensão máxima de entrada em cada MPPT, assim como a tensão de arranque mínima para que o inversor entre em funcionamento, e a identificação do número de MPPT's e entradas.

Efficiency	
Max. Efficiency	98.8% @480 V, 98.6% @380 V / 400 V
European Efficiency	98.6% @480 V, 98.4% @380 V / 400 V
Input	
Max. Input Voltage	1,100 V
Max. Current per MPPT	26 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	40 A
Start Voltage	200 V
MPPT Operating Voltage Range	200 V – 1,000 V
Nominal Input Voltage	720 V @480 Vac, 600 V @400 Vac, 570 V @380 Vac
Number of Inputs	20
Number of MPP Trackers	10

Figura 5.72 - Características elétricas de entrada do inversor.

Na Figura 5.73, pode-se verificar a potência de saída do inversor, assim como a corrente total de saída, estes valores são tidos em conta no dimensionamento das proteções AC. Neste

caso, é possível verificar que para uma tensão de 400 V, a corrente nominal AC de saída, é de 144,4 A, contudo em condições perfeitas de radiação e implantação dos módulos, a corrente máxima AC de saída pode chegar aos 160,4 A, esta é a corrente que se deve ter em consideração nos dimensionamentos de cablagem e proteções, garantindo assim o dimensionamento para a corrente nominal.

Output	
Nominal AC Active Power	100,000 W
Max. AC Apparent Power	110,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	110,000 W
Nominal Output Voltage	480 V/ 400 V/ 380 V, 3W+(N)+PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	120.3 A @480 V, 144.4 A @400 V, 152.0 A @380 V
Max. Output Current	133.7 A @480 V, 160.4 A @400 V, 168.8 A @380 V
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%

Figura 5.73 - Características elétricas de saída do inversor.

O conjunto de proteções incorporadas no inversor, são apresentadas pela Figura 5.74, servem para protegerem o inversor e a instalação fotovoltaica, assim como podem fazer a monitorização de alguma falha nas *string* 's, e correntes residuais. O inversor é incorporado com proteção contra sobretensão DC e AC, proteção contra polaridade DC inversa, proteção contra sistema de “ilha” por parte do inversor, ou seja, garante que automaticamente o inversor irá parar de funcionar no caso de não haver energia elétrica por parte da RESP.

Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Protection ¹	Yes
AC Surge Protection ¹	Yes
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Arc Fault Protection	Optional

Figura 5.74 - Sistema de proteções integradas no inversor.

Através da Figura 5.75, é possível ver as comunicações suportadas pelo inversor e as interfaces com o operador.

Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes (isolation transformer required)
RS485	Yes

Figura 5.75 - Comunicações suportadas pelo inversor.

No final da ficha técnica, Figura 5.76, são apresentadas as características mecânicas do inversor assim como o processo de certificação. Onde se pode consultar: dimensões, peso, temperaturas de funcionamento, sistema de refrigeração, tipo de conectores DC, tipologia do inversor, índice de proteção, entre outras.

General	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm (40.7 x 27.6 x 14.4 inch)
Weight (with mounting plate)	90 kg (198.4 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Staubli MC4
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless
Standard Compliance (more available upon request)	
Certificates	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 61727, IEC 60068, IEC 61683

Figura 5.76 - Características mecânicas/gerais e normas.

5.5.2 Microinversor

Existem também os microinversores, que são instalados geralmente nas costas de cada módulo, conforme a Figura 5.77, estes automaticamente convertem a energia DC em AC, assim como permitem a monitorização individual dos próprios módulos. Os microinversores são usados sobretudo em projetos de pequena dimensão, devido ao custo benefício, uma das vantagens em relação aos inversores centrais, é no caso de haver uma avaria num dos microinversores, temos os restantes módulos/microinversores em funcionamento normal.

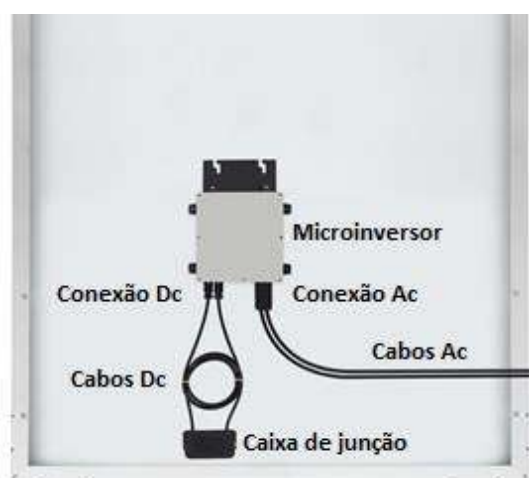


Figura 5.77 - Representação de ligação de um microinversor a um módulo, (Efectoled, 2021)



Figura 5.78 - Conexão AC do microinversor, (Efectoled, 2021)

5.6 Sistema de Armazenamento

As baterias, desde sempre foram um assunto merecedor de destaque. De todas as formas de armazenamento de energia, a bateria eletroquímica é a mais usual. A sua capacidade de armazenar e fornecer energia elétrica de forma controlada, está presente em inúmeras situações no nosso dia a dia.

Uma bateria, é constituída por um conjunto de células ou vasos eletroquímicos, ligados em série e/ou paralelo, por forma a obter as características elétricas, tensão e corrente, que melhor se adaptam às exigências necessárias para os sistemas que operarem.

A capacidade de uma bateria normalmente está definida em amperes-hora (Ah) esta também pode ser expressa em termos de energia (Wh). Uma bateria com capacidade nominal de 500 Ah, teoricamente pode fornecer corrente de 500 A durante uma hora, ou 25 A durante 20 horas, ou ainda 1 A por 500 h, tudo depende da sua taxa de carga e descarga da respetiva, equação 5.14.

$$\frac{\text{Capacidade Nominal}}{\text{Intervalo de Carga ou Descarga}} = \frac{500 \text{ Ah}}{20\text{h}} = 25\text{A} = \text{taxa de C/20} \quad (5.14)$$

Existem várias tecnologias utilizadas nas baterias eletroquímicas, estas podem ser classificadas consoante o tipo de células: primárias ou não recarregáveis e as secundárias ou as recarregáveis, também podem ser do tipo estacionárias ou de arranque.

As que mais tem interesse no sistema fotovoltaico são as carregáveis e estacionárias, com a função de armazenar energia e fornecer em períodos em que a produção fotovoltaica não é capaz de fornecer o necessário para o consumo.

Tabela 5.3 - Características principais das tecnologias de baterias eletroquímicas, (Ferraz, 2018).

	Chumbo - ácido	NiCad	LiCoO4	LiMnO4	LifePO4
Densidade de Energia [Wh/kg]	24 – 40	40 – 60	135 – 150	100 – 140	85 – 130
Eficiência % (por ciclo)	60 – 70	75	90	90	95
Auto descarga % (mensal)	2 – 5	5 – 20	3	5	< 1
Nº de ciclos (profundidade de descarga a 80%)	500 – 800	> 2000	300 – 500	300 – 500	2000 – 10000
Segurança	Média	Boa	Média	Média	Muito boa
Efeito de memória	Não	Sim	Não	Não	Não
Produto ecológico	Não	Não	Sim	Sim	Sim

As baterias de íons de lítio, presentemente no mercado, são a tecnologia com mais empregabilidade, onde estão presentes: Fosfato de Ferro-lítio (LiFePO₄), Óxido de Cobalto-lítio (LiCoO₂) e Óxido de Manganês-lítio (LiMn₂O₄).

Conforme se pode observar pela Tabela 5.3, as mais valias desta tecnologia devem-se, especialmente ao facto de as baterias deste tipo serem as mais eficientes e fiáveis do mercado, com taxas de autodescarga praticamente nulas e ausência do efeito de memória (presente nas baterias de Níquel).

A principal desvantagem desta tecnologia ainda passa pelo investimento inicial. No entanto, paralelamente existe constante evolução na redução de custos de produção e melhorias das suas características, (Ferraz, 2018).

5.6.1 Sistema de Gestão (BMS)

Quando o tema é baterias, o *Battery Management System* (BMS), é o elemento principal do sistema, com a importante missão de monitorização constantemente da tensão, corrente e temperaturas das células que constituem as baterias. Atuando no balanceamento das células das baterias, evitando sobrecargas e sobretensões, impedindo cargas ou descargas excessivas e descontroladas das baterias, sendo capaz de comunicar o estado da bateria e temperatura da bateria para uma unidade central. Na Figura 5.79 é possível observar os constituintes que compõem um sistema de baterias com gestão.

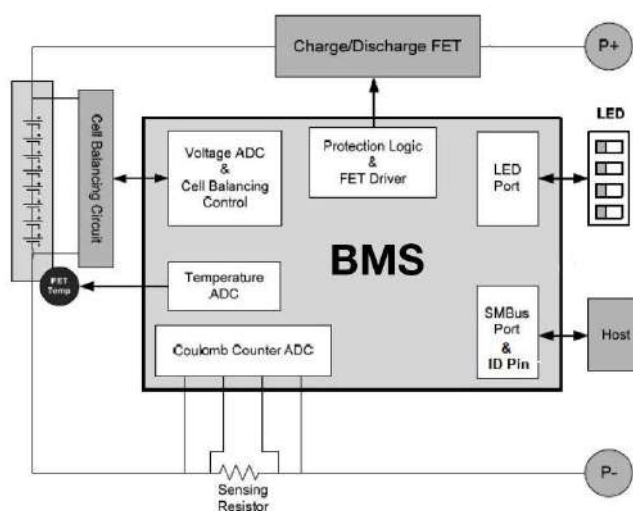


Figura 5.79 - Esquema elétrico geral de um BMS, (Lithium Power Inc, 2021).

5.6.2 Reguladores de carga

Para sistemas com armazenamento de energia, quando o inversor não tem a capacidade para controlar o estado das baterias, é obrigatório instalar reguladores de carga. Esses

analisadores/controladores mostram as características da bateria, tais como: tensão, corrente e o estado da carga.

Um dos parâmetros a ter em consideração na escolha do regulador de carga, é a tensão de funcionamento que deverá ser compatível com a tensão das baterias, mas também deve ser dimensionado para lidar com as condições de pico do sistema fotovoltaico ou das cargas elétricas que podem ser conectadas ao regulador.

Os controladores de carga avançados usam a técnica, *Pulse-Width Modulation* (PWM). A modulação de potência por pulso, é um processo que garante um carregamento eficiente e ao mesmo tempo prolonga a vida útil da bateria.

No entanto, os controladores mais sofisticados usam a tecnologia MPPT, em que esta tecnologia maximiza os reguladores e reduz a tensão de saída, permitindo que haja uma fácil adaptação às diferentes combinações de ligação das baterias como 12 V, 24 V, 48 V, (Victronenergy, 2020).



Figura 5.80 - Exemplo de regulador de carga solar, da marca Victron, (Victron energy BLUE POWER, 2020).

5.6.3 Apresentação da Ficha Técnica da Bateria

Apresenta-se a ficha técnica de uma bateria da marca Solax, modelo Triple Power com capacidade nominal de 5.8 kWh, (Anexo 9).

A ficha técnica da bateria, começa por apresentar características complementares, como a tecnologia utilizada nas células, que são de fosfato de íões-lítio, a capacidade do *Deep Of Discharge* (DOD) em percentagem, que significa que a bateria pode ser totalmente descarregada, contudo muitas das vezes, a bateria é configurada para apenas fornecer cerca de 80% da sua capacidade, números de ciclos (quantidade de energia armazenada equivalente à capacidade da bateria), tipos de montagem, que pode ser mural ou de chão, uma autodescarga reduzida, etc.



Figura 5.81 - Apresentação da bateria Solax TriplePower 5.8kWh.

Na Figura 5.82 são apresentados os tipos de interface com o utilizador assim como os protocolos de comunicação utilizados pelas baterias com o sistema de gestão de baterias.

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	Button*1 + breaker*1

Figura 5.82 - Interface com o utilizador e protocolos de comunicação.

A Figura 5.83, apresenta as principais características elétricas que constituem a bateria, e possíveis opções de escalação da bateria, que pode ser escalada por 4 módulos de capacidade 5.8 kWh, que perfaz um total de 23 kWh.

Um ponto importante a ter em consideração na escolha da bateria e inversor que irão constituir o sistema, são as tensões de operação de bateria.

Verifica-se também o número de ciclos que traduz o uso e a recarga de 100 % de uma bateria, e ainda a eficiência Faradaica de carga, que traduz a facilidade de reações químicas das células.

Entre outras observa-se ainda a taxa de carga/descarga máxima C/35 e a recomendada de C/25, assim como a corrente de curto-circuito e ainda as potências máximas e recomendadas de utilização da bateria.

	T-BAT H 5.8	T-BAT H 11.5	T-BAT H 17.3	T-BAT H 23
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 ^[1] [kWh]	5.2	10.4	15.6	20.7
Faradic Charge Efficiency [%]	99	99	99	99
Battery Roundtrip Efficiency [%]	95	95	95	95
Standard Power [kW]	2.9	5.8	8.7	11.6
Max Power [kW]	4.0	8.0	12.0	16.0
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

Figura 5.83 - Características elétricas da bateria e complementares.

Na parte final da ficha técnica Figura 5.84, para além de informações do fornecedor relativas aos módulos de baterias, é apresentado o processo de certificação das baterias e as características mecânicas, dimensões e peso.

Safety	CE, RCM, TUV(IEC62619) UL1973,ROHS,REACH		
UN Number	UN3840		
Hazardous Materials Classification	Class 9		
Transport Testing Requirement	UN38.3		
Dimensions(LxWxH) [mm]	474*193*708	474*193*708+474*193*647	474*193*708+(474*193*647)*2 474*193*708+(474*193*647)*3
Weight [kg]	72.2	72.2+68.5	72.2+68.5*2 72.2+68.5*3

[1] Test conditions:100% DOD, 0.5C charger & discharger @+25°C

* The Triple Power battery could be scalable up to 4 modules, for a total of 23.0kWh.

* Indoor installation only

* System Usable Energy may be variant with different inverter models

Figura 5.84 - Características mecânicas e processo de certificação.

5.7 Sistemas de Monitorização

Os sistemas de monitorização são elementos importantes tanto no início do dimensionamento, como para acompanhamento em tempo real nos pós instalação, quando esta já se encontra em produção de energia.

Em termos gerais, existem 3 grupos de monitorização, que são: monitorização do consumo da energia que vem da RESP, monitorização da produção fotovoltaica e monitorização meteorológica. Através de equipamentos capazes de obter e registar estas monitorizações e também com funções de gerar base de dados, gráficos, relatórios e avisos, possibilitam assim ter toda a instalação sobre constante vigia.

Estes registros, são uma ferramenta vital para todo o ciclo de vida do projeto, sendo crucial para o departamento de projeto analisar os valores de consumo, assim como para o departamento de manutenção supervisionar todas as centrais fotovoltaicas.

5.7.1 Monitorização de Consumo

Com a monitorização dos consumos, é possível ter acesso ao perfil de cargas de uma instalação elétrica, como por exemplo o diagrama de cargas fornecido pela E-Redes, conforme a Figura 5.85. Um dos pontos importantes para um ótimo dimensionamento do sistema de produção fotovoltaico é ter conhecimento e acesso a este diagrama.

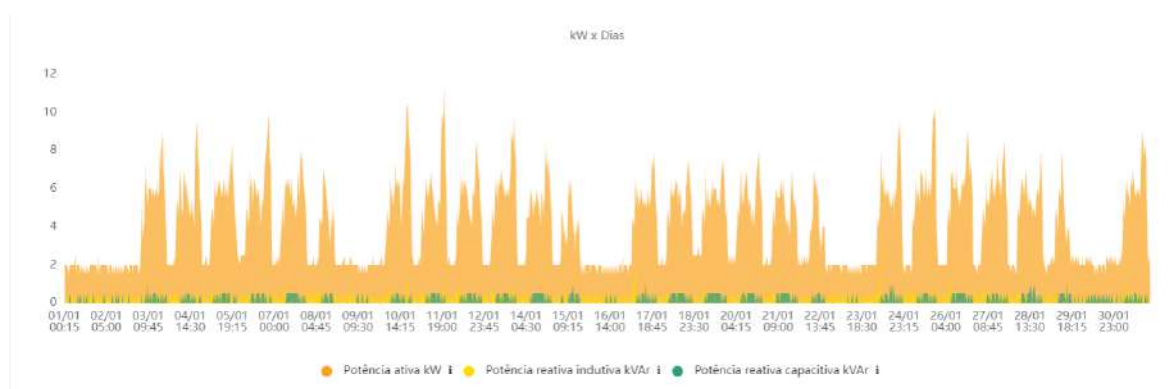


Figura 5.85 -Exemplo de diagrama de cargas, plataforma da E-Redes.

Um equipamento que toda a instalação elétrica conectada com a RESP, é obrigada a ter, são os contadores de energia de consumo, ou de forma tradicional os contadores da E-Redes, Figura 5.86. Instalados a montante de toda instalação elétrica, gerando uma base de dados sobre o perfil de cargas de cada instalação. Esta base de dados pode e deve ser fornecida ao departamento de projeto, para dimensionamento da potencia fotovoltaica a instalar.



Figura 5.86 - Contadores de energia aparente, (edp, 2021).

Contudo, quando este contador não existe ou não tem a capacidade de armazenar/enviar dados de forma automática, é possível instalar-se medidores de energia, criando assim uma base dados dos consumos do cliente, Figura 5.87 e Figura 5.88.



Figura 5.87 - Medidor de energia efergy, (efergy, 2021).



Figura 5.88 - Janitza UMG104, (Janitza, 2021).

Instalando estes analisadores de energia a montante da instalação elétrica do cliente, que observam o consumo vindo da RESP em tempo real, analisando a tensão elétrica, corrente elétrica e frequência, enviando os dados para os *datalogger*'s, que por sua vez, também enviam essa informação para a plataforma online.

Um ponto a ter em atenção na escolha dos analisadores de rede, é a compatibilidade e comunicações entre estes equipamentos.

Através da Figura 5.89, observa-se o diagrama de cargas diário, de uma instalação elétrica, verificando-se um consumo médio de 100 kW/h.

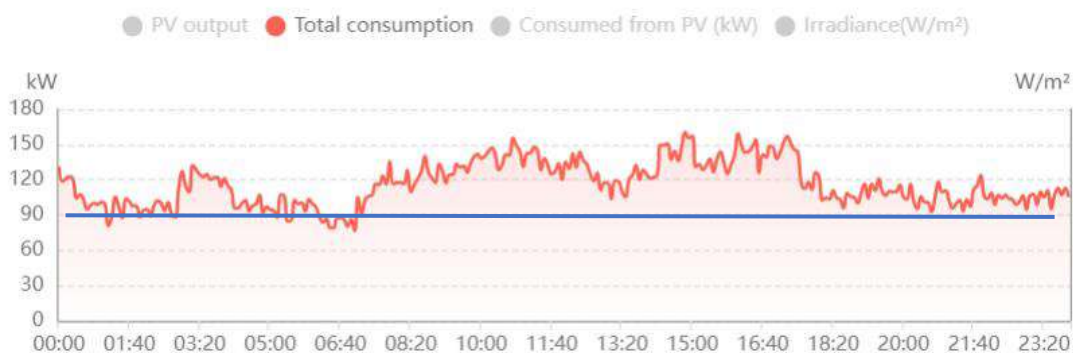


Figura 5.89 - Gráfico de consumo de energia elétrica, adaptado de plataforma online, FusionSolar.

5.7.2 Monitorização da Produção Fotovoltaica

A constante monitorização da produção do sistema fotovoltaico em tempo real, é um elemento importante para as equipas de supervisão, que ajuda a perceber o estado do sistema, ou eventuais falhas/avarias que possam ocorrer nos equipamentos.

A monitorização da produção fotovoltaica é realizada pelos *datalogger*'s respetivos a cada marca. Através da Figura 5.90, observa-se um modelo de *datalogger*, da marca Huawei.



Figura 5.90 - SmartLogger 3000A, (Technologies, 2020).

Este equipamento é interligado com todos os inversores Huawei da instalação e automaticamente envia os dados recolhidos para a plataforma online, neste caso da marca Huawei que usa a plataforma FusionSolar,

Através da plataforma online, é possível ter o acesso a todos os equipamentos interligados ao *datalogger*, e em alguns casos, com controlos à distância. É possível também comandar e monitorizar equipamentos individualmente.

Os *datalogger's*, para além de enviarem dados para as plataformas, também têm a capacidade de controlarem os inversores automaticamente. Por exemplo, no caso da instalação fotovoltaica, estar impedida de injetar energia na rede pública, ou seja, nos momentos que a produção fotovoltaica (análise pelo *datalogger*), seja superior ao consumo de energia (análise feita pelo analisador de energia), automaticamente o *datalogger* irá modular a potência AC de saída de cada inversor, conseguindo assim ajustar a produção face ao consumo de energia, evitando assim injeção na rede.

Observa-se através da Figura 5.91, que o consumo da empresa (gráfico vermelho), durante a hora de almoço, reduziu drasticamente, e que há um acompanhamento direto da potência de saída de UPAC (gráfico azul). Assim como também verificamos que no final do dia, devido à redução do consumo, o sistema fotovoltaico não teve o seu máximo aproveitamento.



Figura 5.91 - Gráfico de Consumo vs Produção Fotovoltaica com controlo de injeção, através da plataforma FusionSolar.

A Figura 5.92, apresenta os gráficos de consumo, produção e autoconsumo, de uma instalação com injeção na rede, observa-se que a UPAC, ao meio-dia, não acompanhou a redução de consumo, podendo vender esta energia excedente.

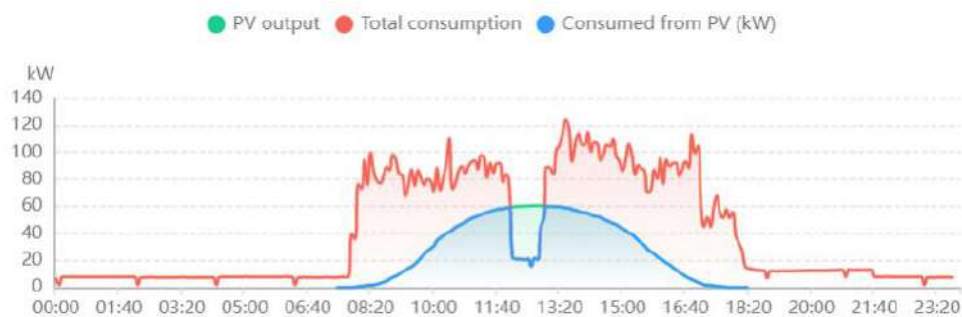


Figura 5.92 - Gráfico de Consumo vs Produção Fotovoltaica sem controlo de injeção, através da plataforma FusionSolar.

Para além da monitorização em tempo real, através destas plataformas é possível gerar um histórico da produção do sistema fotovoltaico.

O artigo 16º, do Decreto-lei nº 162/2019, obriga que no caso de um autoconsumo coletivo exista contagem de produção, assim como no caso de autoconsumo individual com ligação à RESP e com potência instalada acima de 4 kWp. Esta contagem é feita por telecontagem, em que o contador deve estar habilitado para contabilizar nos dois sentidos.



Figura 5.93 - Contador de energia, Itron ACE 6000, (Itron, 2021).

5.7.1 Monitorização Meteorológica

A monitorização meteorológica, muitas vezes instaladas em conjunto com o sistema fotovoltaico permitem recolher vários dados, desde a radiação solar incidente, direção e velocidade do vento, temperatura ambiente e temperatura dos módulos fotovoltaicos, Figura 5.94. Geralmente as estações meteorológicas também são conectadas aos *datalogger's*, que irão enviar toda essa informação para a plataforma.

A implementação de uma estação meteorológica num sistema fotovoltaico, permite ter uma salvaguarda para comparar com o Performance Ratio (PR), definido em projeto para o sistema fotovoltaico.

O PR expresso em percentagem, é um dos coeficientes mais importantes que permite avaliar o desempenho de uma instalação de produção fotovoltaica, através da relação entre a produção real e a teórica ou espectável. Quanto mais o valor PR determinado para uma

instalação fotovoltaica se aproximar de 100%, mais eficiente será o sistema. Contudo, muito devido às perdas, não existe nenhum sistema perfeito que consiga atingir estes valores, um sistema que apresente valores acima de 80%, é considerado um sistema de alto desempenho.



Figura 5.94 - Exemplo de estação meteorológica, (GMBH, 2021).

Na Figura 5.95 pode-se observar os seguintes gráficos: autoconsumo (linha azul), que neste caso é de 100%, pois o consumo de energia da rede (linha vermelha), é muito superior à produção fotovoltaica (linha verde) que está sobreposta pela (linha azul) e irradiação solar incidente na estação meteorológica.

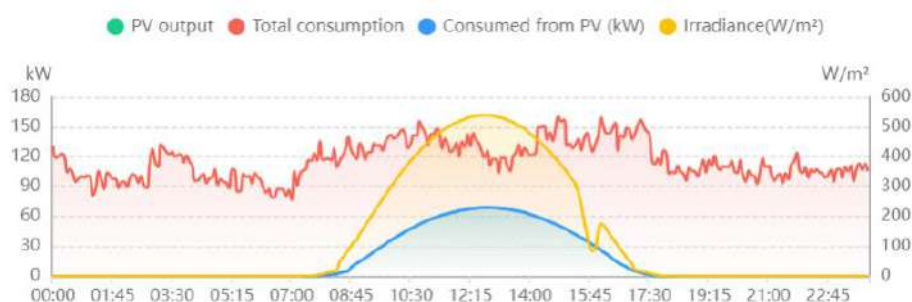


Figura 5.95 - Dados de produção fotovoltaica e autoconsumo, consumo da rede e irradiação, (FusionSolar).

O local a implementar a estação meteorológica, deve ser escolhido estrategicamente para não acontecer o que se observa na Figura 5.96. Onde consegue-se perceber que a instalação fotovoltaica produziu mais do que a radiação incidente na célula da estação. Também observamos que durante um período ao final da tarde, a irradiação incidente na estação, teve uma queda, enquanto a produção fotovoltaica permaneceu normal, o que dá a entender que a estação está aplicada num local, em que sofre sombreamento.

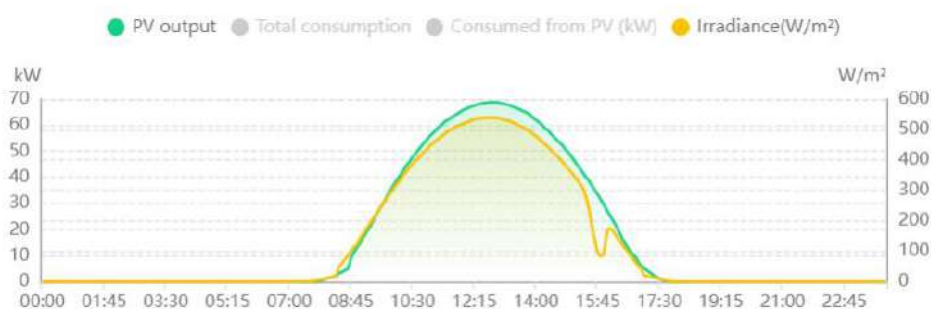


Figura 5.96 - Dados de produção fotovoltaica e irradiação, através da plataforma online (FusionSolar).

5.8 Sistemas de Proteção Elétrica

Os equipamentos de proteção ou a dita, aparelhagem de proteção, é um conjunto de equipamentos que devidamente instalados, são necessários para o correto funcionamento e integridade dos equipamentos e pessoas, associadas ao sistema fotovoltaico e instalação elétrica. Com a capacidade de proteger, desde as descargas atmosféricas através dos descarregadores de sobretensão, contra sobrecargas e curto-circuito na instalação atuando os disjuntores e proteção de pessoas contra contactos diretos e indiretos por meio dos interruptores diferenciais.

- **Descarregadores de sobretensão (DST)**

Para além da proteção contra efeitos de descarga atmosférica, a aplicação de descarregadores de sobretensões permite também proteger os equipamentos mais sensíveis, por exemplo o inversor, contra sobretensões transitórias, que geralmente são provocados no arranque ou manobras de vários equipamentos, tais como, (motores elétricos, entrada de serviço de transformadores, operação de disjuntores, etc. Conduzindo a sobretensão de forma mais direta e segura à terra, conforme a Figura 5.98. Em um sistema fotovoltaico deve-se aplicar descarregadores de sobretensão, tanto do lado AC, Figura 5.97, como do lado DC, Figura 5.99. Atualmente, muitos inversores já trazem integrado ou tem a opção de colocar descarregadores de sobretensão, conforme a Figura 5.100.



Figura 5.97 - DST para corrente AC trifásica, da marca (OBO BETTERMANN, 2022).

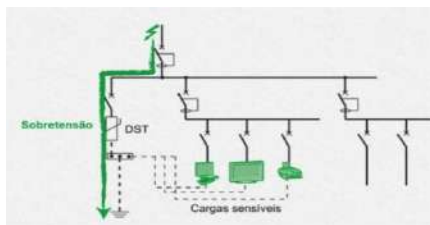


Figura 5.98 - Esquema de funcionamento de DST, (EPFM Engenharia, 2021)



Figura 5.99 - DST para corrente DC, da marca, (PHOENIX CONTACT, 2022)

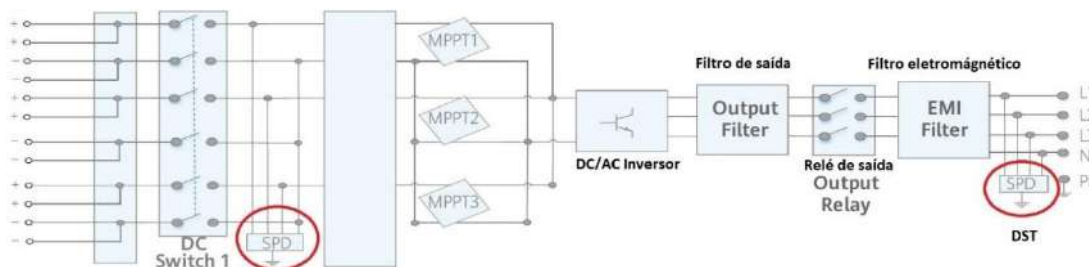


Figura 5.100 - Esquema elétrico de um inversor, com DST incorporado, (adaptado de Anexo 8).

- **Fusíveis**

Projetado para suportar até um limite de corrente nominal, em que, se esta é ultrapassada num determinado tempo o fusível interrompe completamente a passagem de corrente elétrica, queimando o filamento no seu interior. Estes têm como desvantagem serem descartáveis, podem ser do tipo AC ou DC. Para implementação dos fusíveis no circuito são utilizados porta-fusíveis, representado pela Figura 5.101.



Figura 5.101 – Corta-circuitos porta fusíveis 10x38 3P+N, (hager, 2021)

- **Disjuntor**

Um dos principais aparelhos que protege toda a instalação elétrica, é o disjuntor. Este pode atuar por meio eletromagnético, térmico, ou ambos, designados como disparadores magnéticos térmicos e ainda existem os disjuntores diferenciais.

Os disjuntores têm a capacidade de desligar a instalação elétrica quando detetam uma sobreintensidade provocada por sobrecargas ou curto-circuitos, permitem ainda abrir ou fechar voluntariamente o circuito, garantindo uma distância de isolamento. Existem 3 tipos de disjuntores que são classificados consoante as suas curvas de disparo (B, C e D), que estão relacionadas com o tempo de disparo em função da corrente. Os mais aplicados nos sistemas fotovoltaicos são os disjuntores do tipo C, que conseguem suportar entre 5 a 10 vezes a corrente nominal durante um determinado período.

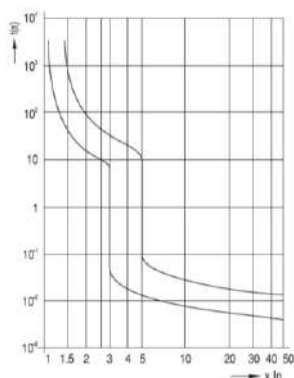


Figura 5.102 - Curva de disparo tipo B, (Takafashi, 2018).

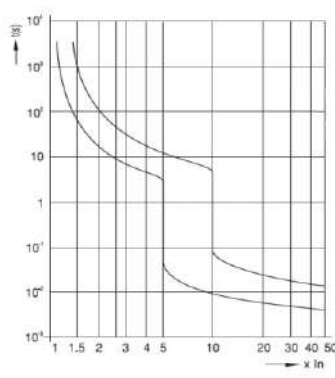


Figura 5.103 - Curva de disparo tipo C, (Takafashi, 2018).

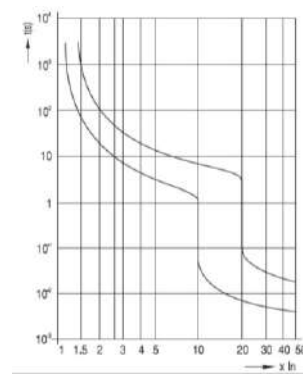


Figura 5.104 - Curva de disparo tipo D, (Takafashi, 2018).

Através da Figura 5.105 é possível observar o interior de um disjuntor magneto térmico e seus constituintes.

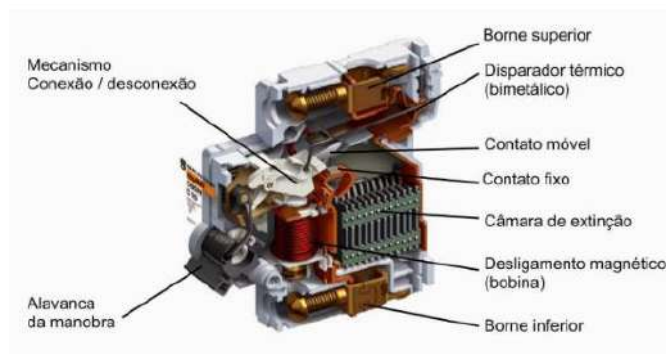


Figura 5.105 - Constituição de um disjuntor magneto térmico, (Engenharia, Exclusiva, 2021).

• **Interruptor Diferencial**

O interruptor diferencial é o dispositivo mais eficaz para proteger as pessoas de contatos elétricos. São o único meio ativo de proteção contra contatos diretos e contatos indiretos, Figura 5.106.

O seu exterior e interior é muito idêntico a um disjuntor, contudo este tem a função de detetar as correntes de fuga para a terra, atuando o corte automático. São construídos para suportarem uma corrente nominal (I_n), e aturarem quando o valor de sensibilidade (ΔI_n), é ultrapassado, Figura 5.107.

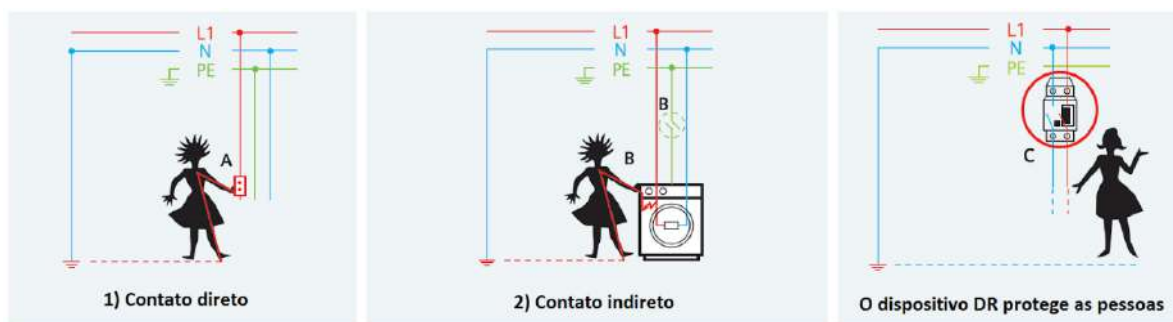


Figura 5.106 - Conceito de atuação do interruptor diferencial, para proteção de pessoas, (alemtec elétrica, 2019).



Figura 5.107 - Características elétricas de um interruptor diferencial, (Adelino Borges Molinari, 2017).

5.9 Manutenção de Sistemas Solares Fotovoltaicos

Todo o tipo e frequência da manutenção, está dependente de uma correta instalação, desde a cobertura, até ao ponto de utilização.

Desde o início do projeto deve-se ter considerado o local de instalação, evitando locais com muita poeira ou existência nas proximidades de árvores, que com a queda de galhos e folhas em cima dos módulos fotovoltaicos que provocam os pontos quentes, reduzindo significativamente a produção e podem danificar o módulo.

Outros dois pontos a ter em conta no projeto são: a inclinação dos módulos, que devem privilegiar o escoamento da água da chuva, permitindo a limpeza dos mesmos naturalmente e os corredores de manutenção ou passagem entre módulos. Contudo, por vezes é impossível evitar estas condicionantes.

Na Tabela 5.4, apresenta-se um plano de manutenção preventiva, utilizada pela empresa. Apesar de não estar especificado na tabela, um dos testes que se costuma realizar para perceber o estado de toda a instalação é um teste termográfico, que permite identificar possíveis pontos de rotura, tanto em partes mecânicas (parafusos de aperto de terminais elétricos), assim como, módulos fotovoltaicos, cablagem e equipamentos elétricos.

Tabela 5.4 - Plano de manutenção preventiva, para sistemas fotovoltaicos, (Sunenergy, 2019).

Plano de Manutenção Preventiva			
Componentes	Período (Meses)	Verificação/Intervenção	
Módulos Fotovoltaico	Aspecto Físicos	12	Verificar que não existem danos no vidro de cobertura
		12	Verificar que as células não apresentam deformações e degradação
		12	Verificar que a armação está fixa e sem pontos de oxidação
		12	Verificar limpeza dos módulos
	Aspectos Elétricos	12	Verificar estado de degradação das ligações eléctricas
		12	Verificar estado de degradação e de rotura da cablagem
		12	Medir a corrente
Estrutura	Fixa	12	Verificar estado de degradação e indícios de corrosão
		12	Verificar/apertar parafusos
	Seguidor	12	Verificar estado degradação e indícios de corrosão
		12	Verificar/apertar parafusos nos sistemas mecânicos
		12	Lubrificação das partes móveis
		12	Verificar estado de degradação e indícios de corrosão
Inversor	Aspectos Físicos	12	Verificar que não apresenta deformações e degradação
		12	Verificar/limpar as zonas quentes do inversor
	Aspectos Elétricos	12	Verificar as diversas ligações e entradas de cabos
		12	Desligar e ligar o inversor para verificação de um arranque correcto
		12	Registar os valores indicados no inversor
Caixas	Aspectos Físicos	12	Elementos de fixação e estado de conservação
		12	Degradação e roturas da cablagem em geral
		12	Degradação e roturas das protecções
		12	Verificação dos vedantes das diversas tampas das caixas e as entradas de cabos
Cabos de Ligação	Aspectos Físicos	12	Verificar estado degradação e roturas dos cabos
		12	Substituição de eventuais cabos danificados
		12	Eliminar sujidades dos condutores exteriores
		12	Estado de conservação do isolamento
		12	Fixação das calhas de protecção
		12	Verificação das ligações à terra

5.10 Legislação Nacional para os Sistemas Solares Fotovoltaicos

No conjunto da legislação, normas e regras técnicas, aplicadas aos sistemas elétricos de produção fotovoltaica, existem alguns decretos que marcaram os pontos de viragem na história legislativa das unidades de produção. Na Tabela 5.5, são apresentados os Decretos-Lei e o seu ano em que entraram em vigor, que vêm regendo os sistemas fotovoltaicos até à data.

Tabela 5.5 -Legislação aplicada aos sistemas de produção fotovoltaica.

Decreto Lei	Ano
Programa E4 – Eficiência Energética e Energias Renováveis	2001
DL 68/2002	2002
DL 363/2007	2007
DL 34/2011	2011
DL 153/2014	2014
DL 76/2019	2020
DL 162/2019	2020

Por forma a potencializar o aproveitamento de recursos endógenos, melhoria da eficiência energética e modernizar tecnologicamente o sistema energético nacional, foi criado o Programa E4 - Eficiência Energética e Energias Renováveis, que foi aprovado, a 19 de outubro de 2001, pela Resolução do Conselho de Ministros n° 154/2001.

No ano seguinte, o Decreto-Lei n° 68/2002, de 25 de março, que regulamentava que os sistemas de produção de energia elétrica em Baixa Tensão (BT), destinados predominantemente ao autoconsumo, contudo com a possibilidade de o excedente ser entregue a terceiros, ou à rede pública com a imposição de estarem limitados a uma potência de 150 kW.



Figura 5.108 - Evolução do setor fotovoltaico em Portugal, (APESF, 2013).

Como se pode verificar, através da Figura 5.108, o setor fotovoltaico apenas alcançou um desenvolvimento significativo no ano de 2007, com a publicação do Decreto-Lei nº 363/2007, de 2 de novembro, que tutela o primeiro regime de produção descentralizada focado no solar fotovoltaico, por intermédio de instalações de pequena potência, designadas por unidades de microprodução.

O Decreto-Lei nº 363/2007, permitiu a instalação de sistemas de produção de energia elétrica de venda total à rede com sistema de remuneração baseado numa *Feed in Tariff* (FIT), que se dividia em dois regimes:

Regime geral, onde a tarifa de venda de eletricidade é igual ao custo da tarifa aplicável pelo Comercializador de Último Recurso (CUR) à instalação de consumo.

Regime bonificado, que remunerava o produtor a 650 €/MWh, que devido ao preço dos módulos fotovoltaicos (Wp) que em 2007 rondavam os 2,8 €/Wp, o produtor conseguia amortizar o sistema em cerca de 8 anos, (Renováveis Magazine, 2017).

Em 2011 foi publicado o Decreto-Lei nº 34/2011, de 8 de março, que estabeleceu o regime jurídico aplicável a produção de eletricidade, a partir de recursos renováveis, por intermédio de unidades de Miniprodução, cuja potência máxima para ligação à rede era de 250 kW.

Este decreto estabeleceu que a potência de ligação da unidade de Miniprodução não podia exceder 50% da potência contratada na IU, não podendo injetar na RESP mais de 50% da potência contratada pela instalação de consumo.

Foram adotados 3 escalões mediante a potência de ligação à rede:

- Escalão I – referente as unidades cuja potência de ligação não seja superior a 20 kW;
- Escalão II – referentes as unidades cuja potência de ligação seja superior a 20 kW ou igual ou inferior a 100 kW;
- Escalão III - referentes as unidades de Miniprodução cuja potência de ligação seja superior a 100 kW ou igual ou inferior a 250 kW.

Este DL também contempla os dois regimes de remuneração:

- Regime geral, onde o produtor vende a energia segundo as regras estabelecidas para a comercialização de eletricidade ao abrigo do regime ordinário de produção de eletricidade, ou seja, em condições de mercado.
- Regime bonificado, em que a tarifa de referência é fixada em 250 €/MWh, com um decréscimo de 7 % anualmente.

Em 20 de outubro de 2014, foi publicado o Decreto-Lei nº 153/2014, que vem revogar o Decreto-Lei nº 363/2007 e o Decreto-Lei nº 34/2011, renunciando às tarifas subsidiadas e dando origem ao conceito PROSUMER, isto é, produtor/consumidor. Em que se estabeleceu o regime jurídico aplicável aos sistemas de Unidades de Produção para Autoconsumo, vulgarmente conhecidas por UPAC, e pelas Unidades de Pequena Produção, as UPP. Todos os sistemas fotovoltaicos de Unidade de Produção para Autoconsumo e Unidade de Pequena Produção ficaram integrados numa só legislação.

Em 2020, entrou em vigor o Decreto-Lei nº162/2019 de 25 de outubro, que vem orientar exclusivamente o autoconsumo, apenas por meio de fontes de energias renováveis ou UPAC. Assim como o Decreto-Lei nº76/2019, de 3 de junho, que regula o regime jurídico aplicável às UPP, para venda na totalidade de energia produzida.

O Decreto-Lei nº162/2019, veio também adotar o conceito de autoconsumo coletivo, que passa por permitir aos consumidores organizados por exemplo: (condomínios, indústrias localizadas na mesma zona), investirem numa instalação fotovoltaica e usufruir da energia produzida.

Outro conceito que este decreto veio reger é o de Comunidades de Energia Renovável (CER), transpondo parcialmente a Diretiva (UE) 2018/2001 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, que permitiu aos consumidores/produtores, para além de produzir e consumir, podem também armazenar, partilhar e vender eletricidade sem serem confrontados com encargos exagerados, em forma de comunidade, (Decreto-Lei n.º 162/2019, 2019).

As UPAC encontram-se divididas em 4 escalões, sendo diferente o processo de licenciamento para cada um deles como se pode observar pela Tabela 5.6.

Tabela 5.6 - Condições de exercício, DL nº 162/2019.

Potência instalada na UPAC	Procedimento
$UPAC \leq 350 W$	Não está sujeita a controlo prévio
$350 W < UPAC \leq 30 kW$	Mera comunicação prévia
$30 kW < UPAC \leq 1MW$	Registo prévio e certificado de exploração
$1 MW < UPAC$	Licença de produção e exploração

Conforme as tabelas 5.6 e 5.7, uma UPAC com potência instalada (Wp) entre os 350 W e os 30 kW, apenas necessita de uma Mera Comunicação Prévia (MCP) da instalação, estando isenta ao pagamento de qualquer taxa de registo.

Quando a potência instalada é entre os 30 kW e 1 MW estão sujeitas a registo prévio e obtenção do respetivo certificado de exploração e a taxas de registo respetivas.

As UPAC com potência instalada superior a 1 MW estão sujeitas a atribuição de licença de produção e de exploração e taxas de registo.

Para UPAC's com potência inferior a 1 MW, deverão ser feitas inspeções a cada 10 anos, e 8 anos para instalações com mais de 1 MW.

Deve-se salientar que para potências instaladas superiores a 30 kW, é necessário a realização de um seguro de responsabilidade civil para a reparação de danos causados a terceiros.

Como já foi referido, pelo artigo 16º, do Decreto-Lei nº 162/2019, em instalações com potências instaladas acima de 4 kWp é necessário que haja a instalação de um contador de produção para a telecontagem de energia elétrica produzida.

Pelo despacho DGEG 05/2017 do Decreto-Lei 153/2014, uma UPAC acima de 250 kWn com licenciamento para injeção na rede, existe a obrigatoriedade de o sistema estar dotado com proteção da componente homopolar. Quando esta não tem injeção na rede, basta que o sistema tenha com controlo de potência ativa que impeça a injeção na rede.

A Tabela 5.7, apresenta os valores de registo da UPAC, que podem ser consultados na Portaria nº16/2020.

Tabela 5.7 - Valores de registo UPAC, Portaria nº16/2020.

Procedimento administrativo	Potência (kW)	Registo de UPAC com injeção na RESP	Registo de UPAC sem injeção na RESP
Apreciação do pedido de registo	≤30 kW	Isento	Isento
	>30 kW e ≤100 kW	200 €	140 €
	>100 kW e ≤250 kW	400 €	240 €
	>250 kW e ≤1000 kW	600 €	400 €
Apreciação do pedido de certificado de exploração sem inspeção DGEG	>30 kW e ≤250 kW	80 €	80 €
	>250 kW e ≤1000 kW	120 €	120 €
Apreciação do pedido de certificado de exploração com inspeção DGEG	>30 kW e ≤250 kW	240 €	240€
	>250 kW e ≤1000 kW	360 €	360 €
Pedido de averbamento de alterações que não careçam de novo certificado de exploração		50 €	50 €
Pedido de averbamento de alterações que careçam de novo certificado de exploração		70 €	70 €
Pedido de inspeção periódica		40 €	40 €

5.10.1 Sistema de Registo de Instalações Elétricas de Serviço Particular (SRIESP)

O processo de certificação de uma instalação, passa por um registo no portal da plataforma SRIESP, Figura 5.109.

Através das credencias de acesso do técnico responsável pela instalação no site da SRIESP, dá-se início ao processo registo de uma nova entidade, com os dados da empresa onde será implementada a instalação fotovoltaica, inserindo o Código Ponto de Entrega (CPE), Número de Identificação Fiscal (NIF), Código de Certidão Permanente e o Código de Atividades Económicas (CAE), o resto será preenchido automaticamente.

Posto isto será enviado um e-mail para o responsável com *user* e *pass*, para confirmação das credenciais de acesso que irão ser atribuídas à nova MCP/UPAC.

Figura 5.109 - Registo de nova entidade, SRIESP.

Após a validação das credenciais, é realizado o registo da instalação, preenchendo o formulário com quantidades, nº de série dos equipamentos, tipo de tecnologias e o CPE, como se pode verificar pelo exemplo da Figura 5.110.

É necessário anexar o termo de responsabilidade (Anexo 10), assinado pelo técnico responsável e pela entidade responsável pela instalação (gerência), esquema unifilar da instalação.

Figura 5.110 - Registo no MCP, SRIESP.

Após a DGEG dar o seu parecer, a entidade instaladora pode realizar o pedido de inspeção, é neste momento que são solicitados todos os equipamentos e os respetivos nº de séries. Nestas instalações é exigido, para além do esquema unifilar e do termo de responsabilidade, um projeto eletrotécnico e um seguro de responsabilidade civil. O projeto eletrotécnico deverá conter informação detalhada acerca de todos os equipamentos instalados, assim como as *string*'s e a cablagem. Após a submissão da documentação o pedido de inspeção está oficializado.

5.11 Projetos/Casos de Estudo de Energia Solar Fotovoltaica

Nos pontos anteriores, foram abordados os vários equipamentos que compõem um sistema fotovoltaico e as suas principais características e estrutura de funcionamento, assim como a legislação pela qual se regem.

No decorrer do estágio foram realizados vários estudos/projetos de sistemas fotovoltaicos, uns com maior dimensão outros com menor, alguns com mais complexidade de que outros.

No presente relatório, estão expostos 2 casos de estudo, todo o seu processo de dimensionamento e instalação, assim como apresentação da proposta final para o cliente.

Para todos os projetos foi definido um processo a seguir, que são definidos pelos seguintes pontos:

- Enquadramento da instalação – Apresentação da empresa, potência contratada e consumos energéticos, e a solução generalizada da proposta.
- Levantamento técnico – Para desenvolver a proposta e orçamentação é realizada uma visita técnica por forma a recolher/avaliar e a validar toda a informação necessária para se iniciar o projeto. O objetivo da visita passa por avaliar os seguintes pontos: tipo de cobertura, inclinação e possíveis sombreamentos por parte de equipamentos (chaminés, desenfumadores, etc.), altura das platibandas e do edifício, definição de caminho de cabos DC e AC, espaço requerido para zona técnica onde irão estar os equipamentos (inversores, quadro elétricos DC/AC, caixas que albergam os equipamentos de monitorização), levantamento do quadro elétrico do cliente (ponto de injeção), distâncias entre o quadro AC fotovoltaico e o quadro AC do cliente, distâncias entre um ponto de internet e sistema de monitorização, postos de transformação, local para estaleiro durante a obra, realizando um croqui geral da instalação.
- Análise energética– neste ponto são trabalhados os dados dos consumos da instalação, para depois se poder escolher a solução que mais se adequa ao digrama de cargas do cliente. Selecionando a potência de pico e a potência nominal.
- Configurações dos módulos fotovoltaicos e módulos inversores – São realizadas as possíveis configurações cálculos do número e potência de módulos em concordância com os inversores, determinando as marcas e modelos dos mesmos. O *software, PVsol*, é uma ferramenta chave para o desenvolvimento deste ponto, realizando várias

simulações, por forma a escolher a melhor solução, conforme as taxas de autoconsumo e rendimento de todo o sistema.

- Elementos de projeto – Neste ponto, depois da solução mais adequada estar definida, são gerados os elementos necessários, para a realização de obra. Estes elementos são descritos como: Esquema unifilar com os cálculos de secção da cablagem DC e AC, e aparelhagem de proteção, configuração da implantação, configuração de *string's*, caminho de cabos e restantes tipo de materiais a utilizar. Deve-se realizar um mapa de quantidades de material necessário, de forma a ser preparado e ser expedido para a obra.
- Análise Financeira e Rendimento do Sistema – No fim do projeto dimensionado e todos os custos contabilizados é possível realizar uma análise financeira e uma análise ao rendimento do sistema.
- Execução da instalação – Por fim dá-se início ao processo de instalação e ao mesmo tempo realiza-se o relatório de obra, comunicando com o cliente o ponto de situação e com o departamento financeiro, para se irem aplicando as tranches de pagamento, no caso de ser aplicável.

5.11.1 Caso de Estudo 1: “Fumeiros Profírios”

- **Enquadramento da Instalação**

O caso de estudo presente, refere-se à instalação de uma Unidade de Produção de Autoconsumo, destinada a servir a empresa Fumeiros Profírios, Lda. sito Lugar da Praça 5100-550 Lalim, Lamego, que atua no setor de confeção de enchidos.



Figura 5.111 - Vista geral da empresa, Fumeiros Profírios, (Google Earth).

Através das faturas e diagramas de cargas, fornecidas pelo cliente, é possível observar a potência contratada, 160 kW assim como a energia consumida no ano antecedente, cerca de 512 868 kWh/ano.

O sistema de Autoconsumo fotovoltaico instalado consiste num conjunto de 460 módulos da marca Canadian Solar modelo Kupower_CS3K 305P, colocados nas coberturas do edifício, em que o somatório das potências individuais destes módulos perfaz uma potência de 140,3 kWp. O conjunto de inversores conta com uma potência nominal de 135 kW, constituído por 5 inversores da marca Fronius modelo ECO 27.0-3-S.

Na Figura 5.112, é apresentado uma pequena lista dos principais equipamentos associados à instalação, esta lista faz parte da proposta apresentada ao cliente, Anexo 11.

SISTEMA DE PRODUÇÃO SUNENERGY		
ELEMENTOS	Qt.	DESCRIÇÃO
MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	460	Canadian Solar KuPower_CS3K-305P - 305W
INVERSOR (ES)	5	Fronius ECO 27.0-3-S
ESTRUTURA	1	em alumínio para telhado Inclinado - K2
CONTAGEM	1	Contador, modem e antena
CAIXAS E PROTEÇÕES	-	Portinhola, tubos de proteção mecânica, caixa de corte AC com disjuntor bipolar, caixa de contagem.
CABOS E ACESSÓRIOS	-	Cabo AC, cabo DC, fio de terra e ligadores diversos (machos e fêmeas)
DIVERSOS	-	Sinalética para a instalação, parafusos, buchas, etc.
SISTEMA DE MONITORIZAÇÃO	1	Fronius DataManager 2.0 Wlan

Figura 5.112 - Componentes principais apresentados na proposta, Anexo 11, proposta (SunEnergy).

- **Levantamento Técnico**

Através da Figura 5.113, reúnem-se algumas informações necessárias para o dimensionamento do projeto, desde a inclinação da cobertura, objetos que se encontram na cobertura que provocam restrições na implantação dos módulos fotovoltaicos, dimensões da cobertura e altura das platibandas que deve ter em consideração devido aos sombreamentos que podem causar aos módulos fotovoltaicos.

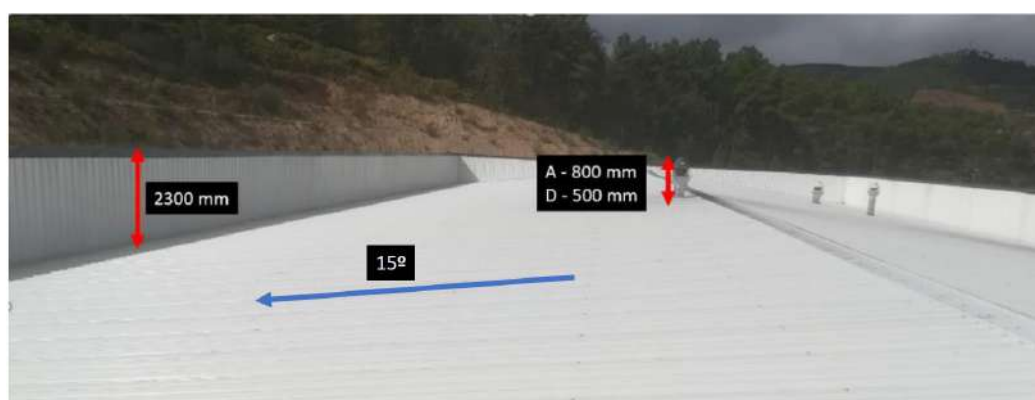


Figura 5.113 - Levantamento da cobertura para implantação dos módulos fotovoltaicos.

Através da Figura 5.114, verifica-se o corte geral da instalação com uma corrente nominal de 250 A e marca do disjuntor hager, este valor é importante saber, sobretudo para se escolher a relação dos transformadores de corrente, para analisar o consumo total da instalação do cliente. Também na Figura 5.115, observamos outras características importantes, principalmente para a escolha futura do invólucro do quadro fotovoltaico AC.



Figura 5.114 - Corte geral do quadro AC do cliente.



Figura 5.115 - Características elétricas do quadro AC do cliente.

Na Figura 5.116, observamos um croqui geral da instalação, realizado por um levantamento técnico prévio, onde estão representadas: área possível para implantação dos módulos fotovoltaicos, localização das zonas técnicas, caminhos de cabos possíveis, zona de estaleiro, assim como zonas possíveis para a elevação de cargas para a cobertura.



Figura 5.116 - Croqui geral, realizado pelo levantamento técnico ao local da instalação.

- **Análise Energética**

Para se realizar a análise energética, iniciou-se o estudo com utilização do software PvSol, visto que apesar do cliente dispor das faturas elétricas, também forneceu os diagramas de carga por quartos-horários extraídos da plataforma da E-redes, que podem ser carregados no sistema e automaticamente gerar o gráfico de consumos conforme Figura 5.120.

Figura 5.117 - Criação do projeto em PvSol, Fumeiros Profírios, (PvSol).

Na simulação com o *software* PvSol, escolhemos o tipo de sistema fotovoltaico a instalar, que vai desde sistemas conectados à rede com ou sem venda de excedente, sistemas *offgrid*, sistemas com carregamento de veículos elétricos, etc. Neste campo também são inseridos os dados climáticos da região da instalação fotovoltaica, Figura 5.118.

Figura 5.118 - Tipo de sistema fotovoltaico e dados climáticos, (PvSol).

Figura 5.119, neste ponto do processo realiza-se o upload do diagrama de cargas do cliente, através de uma coluna de valores, em formato *csv*. Esta coluna de valores, é previamente trabalhada de forma que a coluna apresente exatamente 35040 valores num ano comum, e no caso de ano bissexto 35136.

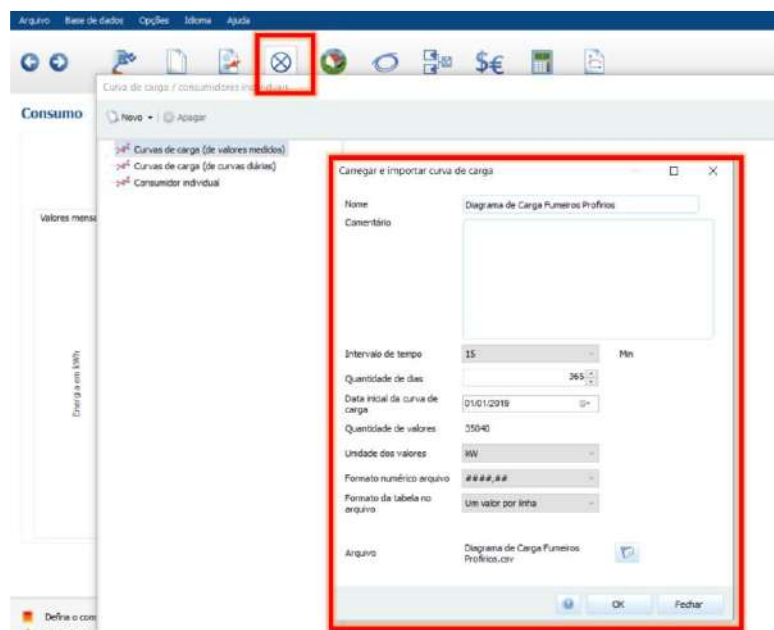


Figura 5.119 - Upload dos diagramas de carga do cliente, (PvSol).

O diagrama de consumos, é o dado crucial para determinar a potência a instalar, ao ser gerado pelo software, este automaticamente recomenda uma potência de pico (carga máxima = 176,2 kW), a instalar, contudo, pode ocorrer a situação de estarmos limitados devido às dimensões do local, Figura 5.120.

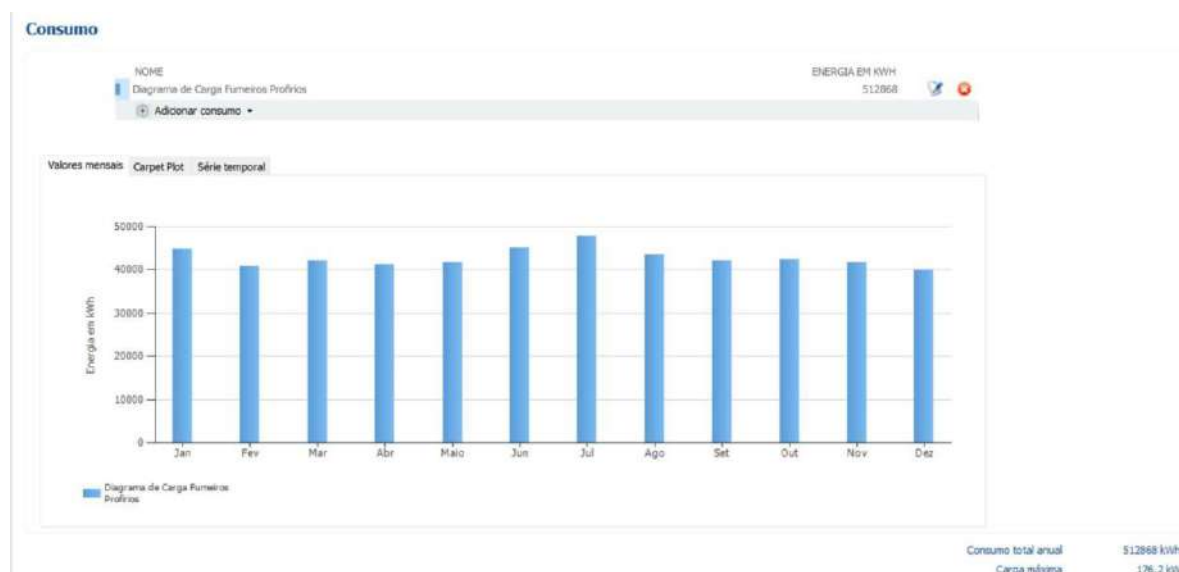


Figura 5.120 - Gráfico de consumos da empresa, Fumeiros Profirios, (PvSol).

No caso de o cliente querer celebrar um contrato de venda de excedente da energia gerada, ao escolher o tipo de sistema fotovoltaico, conforme o ponto representado pela Figura 5.118, teremos de preencher o campo das tarifas de consumo para os vários ciclos horários. Os valores das tarifas de venda, são baseados na média de tarifas de compra pela parte das entidades respetivas, Figura 5.121.

The screenshot shows a software window for configuring electricity tariffs. At the top, there's a dropdown for 'Cheias - Inverno (1)', 'Pontas - Inverno (2)', 'Vazio - Inverno (3)', 'SuperVazio - Inverno (4)', and 'Cheias'. Below this, there are two input fields: 'A partir de (energia em kWh/ano)' with the value '0,00' and 'Tarifa de energia em €/kWh' with the value '0,19000'. There are radio buttons for 'Com uma tarifa da energia dependente do consumo', 'Tarifa em cascata', and 'Tarifa por faixa'. Below that, there's a section for 'Definição de períodos de tarifas' with a calendar grid showing months from Jan to Dez and hours from 0 to 23. The calendar grid is color-coded to represent different tariff periods.

Figura 5.121 - Tarifas de consumo, cheias, pontas, vazio e super-vazio, época de verão e inverno, (PvSol).

- **Configuração dos Módulos Fotovoltaicos e Inversores**

Neste ponto, apresentado na Figura 5.122, dá-se início ao modelo 3D da instalação, começando pela criação do edifício, com todos os dados obtidos anteriormente (dimensões exatas do edifício e cobertura, assim como meios que o rodeiam),

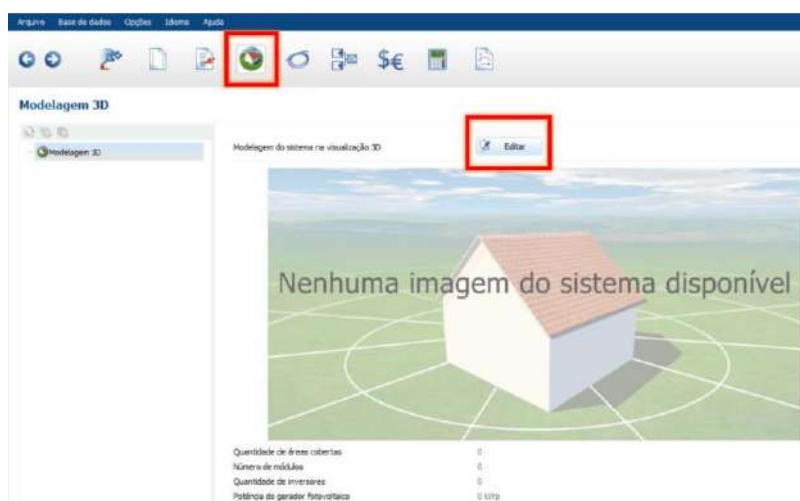


Figura 5.122 - Início à modelagem 3D do sistema fotovoltaico, (PvSol).

Neste ponto, podemos inserir uma imagem aérea do local em questão, ou fazer um recorte do mapa, conforme Figura 5.123.

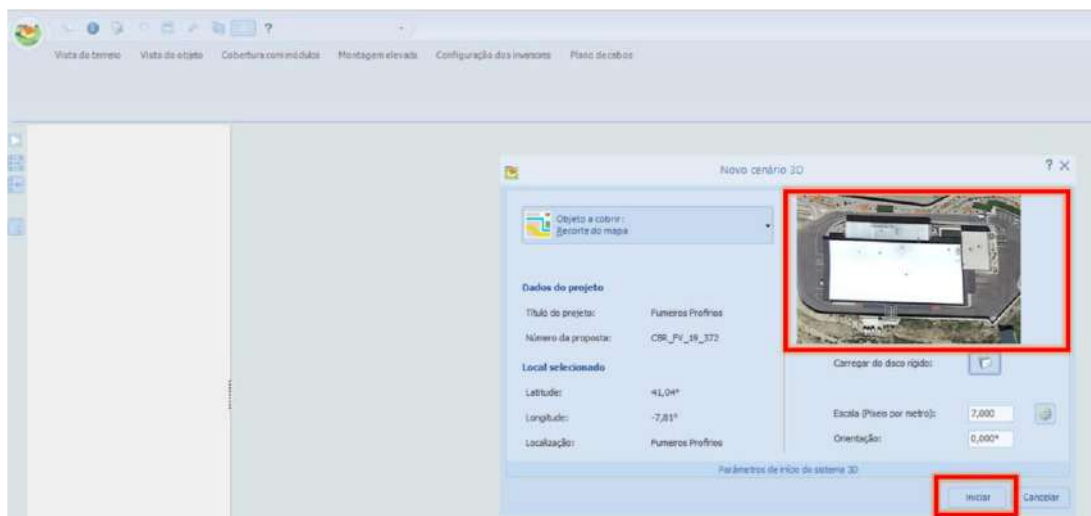


Figura 5.123 - Recorte da vista aérea do local para instalação do sistema, (PvSol).

No ponto referente à Figura 5.124, insere-se a tipologia do edifício consoante o seu número e disposição de coberturas, assim como a sua altura e inclinação das coberturas.

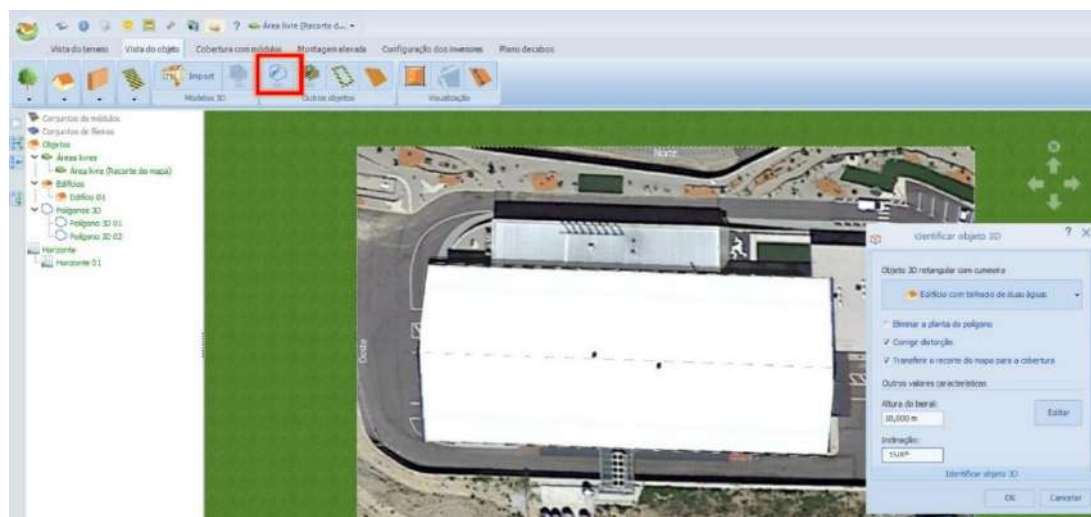


Figura 5.124 - Modelo do edifício em 3D, definição da altura e inclinação da cobertura, (PvSol).

Através da Figura 5.125, observa-se que o *software* permite adicionar vários elementos adicionais à cobertura, que vão desde translúcidas, claraboias, chaminés, platibandas, etc.

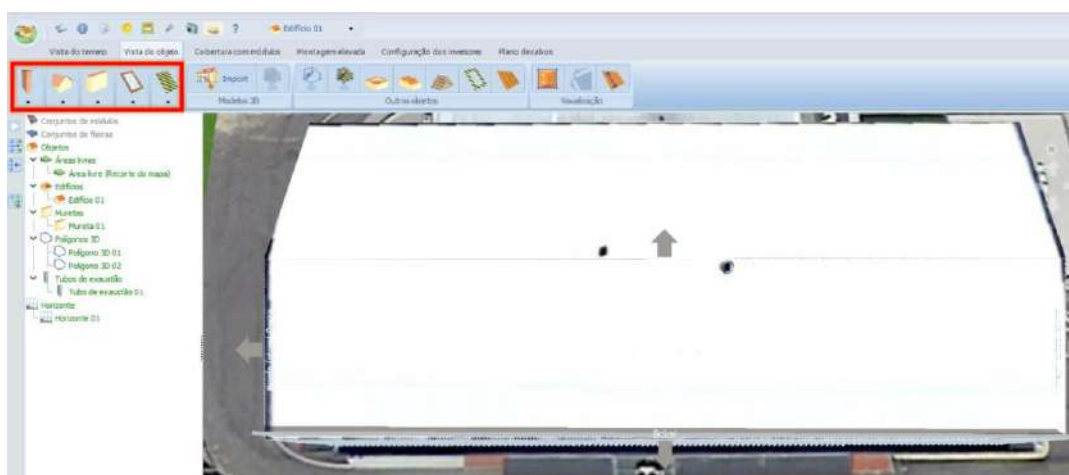


Figura 5.125 - Elementos adicionais, (objetos, platibandas, restrições de áreas, etc), (PvSol).

No ponto respetivo à Figura 5.126, é possível inserir a marca e modelo dos módulos fotovoltaicos a utilizar no projeto. O próprio software já conta com uma vasta base de dados de marcas e modelos de módulos fotovoltaicos e inversores, contudo é possível adicionar um novo modelo, inserindo todas as características que se consultam numa ficha técnica respetiva.

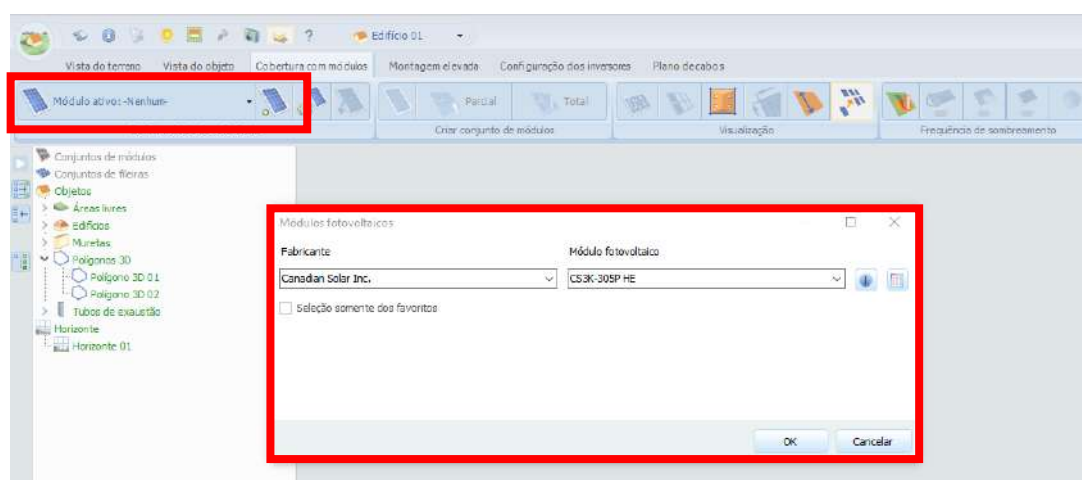


Figura 5.126 - Escolha da marca e modelo do módulo fotovoltaico, (PvSol).

Neste ponto, Figura 5.127, devemos ter em consideração o espaçamento entre os módulos (verticalmente e horizontalmente), que é definido pelo elemento estrutural, da Figura 5.6, fixador central, geralmente 2 cm. Também devemos escolher o tipo de ventilação a que os módulos estão sujeitos, em geral escolhe-se o pior cenário, que é sem ventilação traseira, de modo que os estudos sejam realizados para os piores cenários.

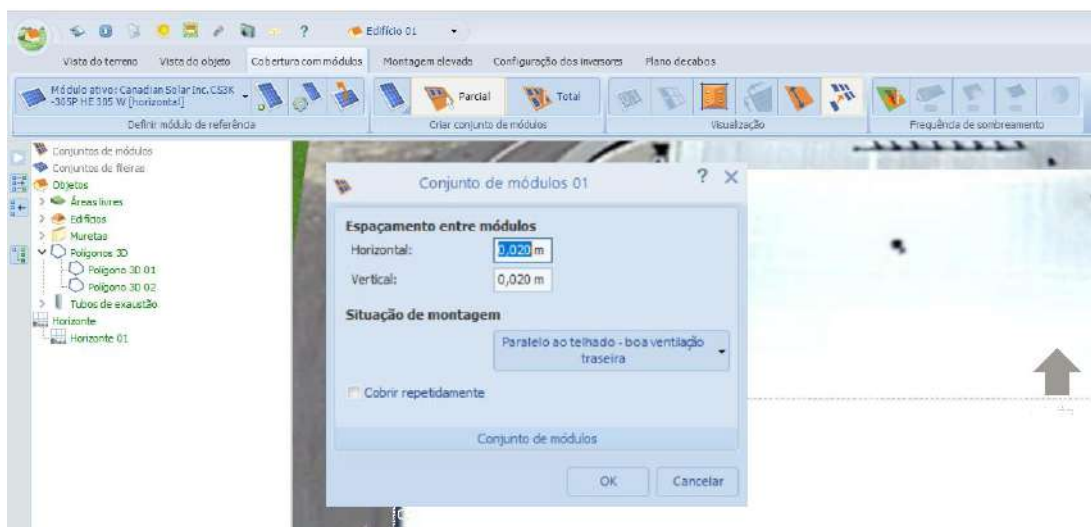


Figura 5.127 - Restrições da instalação dos módulos, (espaçamento entre eles e tipo de ventilação), (PvSol).

A Figura 5.128, apresenta a implantação final da cobertura, com o número de módulos e objetos considerados, podendo assim, apresentar ao cliente uma visão da instalação final.

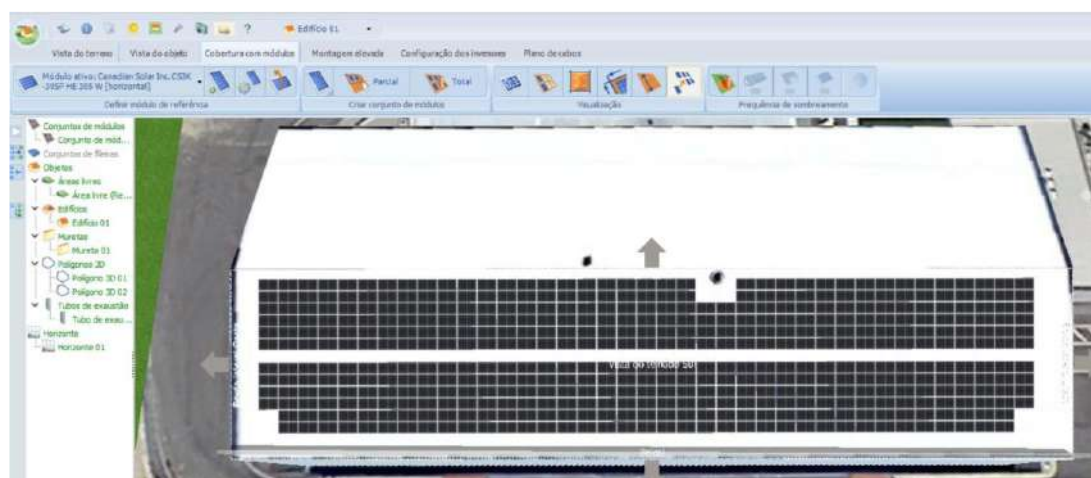


Figura 5.128 - Apresentação final da implantação, (PvSol).

Através da Figura 5.129, observa-se a frequência de sombreamento a que os módulos estão sujeitos durante todo o ano. Este cálculo é de extrema importância, pois permite-nos saber, o fator de sombreamento aplicado a cada módulo fotovoltaico e deste modo perceber se faz sentido ou não realocar os módulos para outra zona.

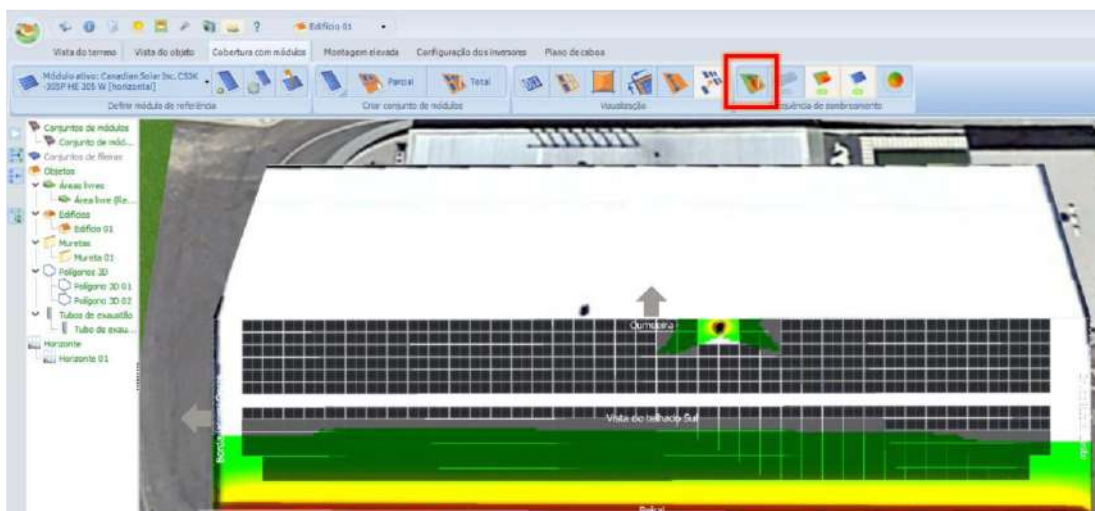


Figura 5.129 - Cálculo de frequência de sombreamento, (PvSol).

Através da Figura 5.130, avança-se para o dimensionamento do número, marca e modelo de inversores.



Figura 5.130 - Dimensionamento de Inversores, (PvSol).

Observa-se na Figura 5.131, que é possível dimensionar o número de módulos associados a cada *string*, assim como o número de *string*'s associadas a cada inversor. Verifica-se que foram selecionados 5 inversores Fronius Eco 27 kW, com 4 *string*'s de 23 módulos associados em série a cada inversor. O *software* automaticamente gera um alerta se a configuração está ou não bem dimensionada.

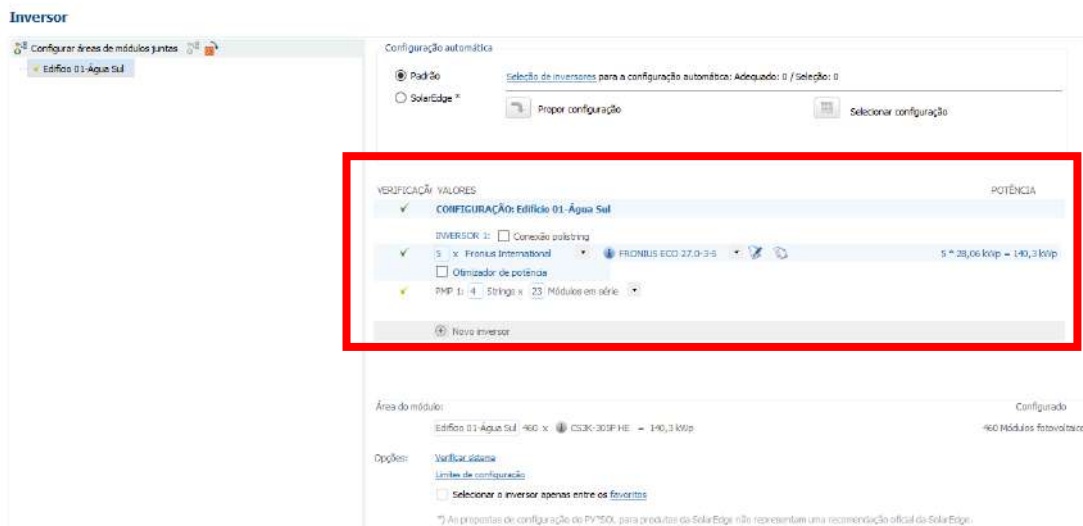


Figura 5.131 - Configuração de inversores e string's, (PvSol).

Através da Tabela 5.8, pode-se consultar as principais características elétricas dos módulos fotovoltaicos e inversores, considerados para o caso de estudo respectivo, estes valores foram retirados do Anexo 12 e Anexo 13, respectivamente.

Tabela 5.8 - Características elétricas dos módulos fotovoltaicos, Anexo 12 e inversores Anexo 13.

Módulos Fotovoltaicos		Inversor	
Características elétricas	Canadian Solar KuPower CS3K-305	Características elétricas	Fronius Eco 27.0.3-S
Pmax [Wp]	305 W	Tensão máxima de entrada [V]	1000 V
Voc [V]	39,5 V	Corrente máxima por MPPT [A]	47,7 A
Isc [A]	9,73 A	Corrente máxima de curto-circuito por MPPT [A]	71,6 A
Vmp [V]	32,9 V	Tensão mínima de funcionamento [V]	580 V
Imp [A]	9,28 A	Número de MPPT's / Entradas	1 / 3
Δ(%°C)	-0,28 % / °C	Corrente máxima de saída AC [A]	39A
		Potência max. de saída [kW]	27
Eficiência (%)	18,4 %	Eficiência (%)	98 %

Para um máximo aproveitamento da potência do inversor, este deve estar cerca de 20 % sobredimensionado em termos de potência pico, ou seja, considerando uma potência nominal de 100 kW, com um sobredimensionamento de 20 %, a potência de pico deve ser 120 kWp.

Este é um ponto muito importante, pois um dos problemas que podem ocorrer num sobredimensionamento incorreto, é o chamado efeito de corte. Que se observa quando a

potência produzida pelos módulos é limitada pela máxima potência do inversor, em que uma quantidade de energia não é aproveitada.

Conforme se observa pela Figura 5.132, a linha azul representa um sobredimensionamento de 40%, resultando numa quantidade de energia não aproveitada, ou seja, houve um investimento acrescido no número de módulos fotovoltaicos em que o inversor não consegue acompanhar. Contudo, um sobredimensionamento nestes valores, proporciona ao inversor, que entre em funcionamento mais cedo, e que se desligue mais tarde, durante um dia normal de operação.

Ao contrário se passa, num sobredimensionamento de 10%, em que o inversor nunca chega a fornecer a sua máxima potência AC.

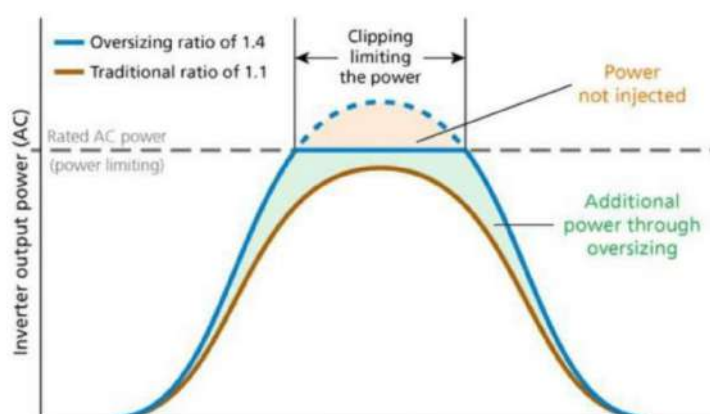


Figura 5.132 - Sobredimensionamento e Sub-dimensionamento de um inversor, (Souza, 2019).

Portanto, tendo em conta as considerações anteriores, recorre-se à simulação no PvSol, que na Figura 5.120, recomenda uma potência de pico (170 kWp), para suprir os consumos do cliente conforme o perfil de cargas.

$$P_{\text{nom_total}} = P_{\text{pico}} \times 80 \% = 170 \times 0.8 = 136 \text{ kWn} \quad (5.15)$$

Através da equação 5.15, definiu-se o sobredimensionamento da potência nominal, em 20 % da potência de pico, definiu-se uma potência nominal ou potência de ligação de 136 kW. Contudo esta potência é ajustada aos valores nominais dos vários modelos, em que o mais próximo foi a escolha de 5 inversores de 27 kW, perfazendo uma potência de 135 kW.

Para se determinar corretamente o número de módulos/string's a interligar em cada inversor, devem-se efetuar alguns cálculos. Começando por dimensionar o número mínimo de módulos em cada *string*, que é definido pela tensão mínima de arranque do MPPT de cada inversor.

A tensão mínima de funcionamento do módulo, ocorre quando este está sujeito à temperatura máxima. Analisando o Anexo 12, verificamos que o módulo tem uma faixa de operação entre os (- 40 °C e 85 °C), um parâmetro fundamental a retirar da ficha técnica de cada

modelo de módulo fotovoltaico é o coeficiente de temperatura para tensão de circuito aberto $\Delta \left(\frac{\%}{^{\circ}\text{C}}\right)$ com o valor de $(-0,28 \% / ^{\circ}\text{C})$, neste caso.

Os valores apresentados na ficha técnica do módulo, são obtidos a partir das condições de referência (STC), a uma temperatura da célula de 25°C , e por isso, é necessário fazer a correção entre os 85°C e os 25°C .

Sendo assim, utilizou-se a equação 5.16 para se obter a tensão mínima, $V_{\text{mp(módulo } x^{\circ}\text{C})}$.

$$V_{\text{mp(módulo } 85^{\circ}\text{C})} = \left(1 + \frac{(\Delta T^{\circ}\text{C}) \times \Delta \left(\frac{\%}{^{\circ}\text{C}}\right)}{100}\right) \times V_{\text{mp}} \quad (5.16)$$

$$V_{\text{mp(módulo } 85^{\circ}\text{C})} = \left(1 + \frac{(85 - 25) \times (-0,28)}{100}\right) \times 32,9 = 27,37 \text{ V}$$

Para se conseguir obter o número máximo de módulos por *string* terá de se calcular previamente o valor da tensão em circuito aberto à temperatura de -40°C , temperatura mínima de operação, contudo sabemos que para a zona em questão esses valores não serão atingidos e para tal considerou-se -10°C .

Deste modo, para o cálculo da tensão máxima gerada pelo módulo, temos a equação 5.17, $V_{\text{oc(módulo } -x^{\circ}\text{C})}$.

$$V_{\text{oc(módulo } -10^{\circ}\text{C})} = \left(1 + \frac{(\Delta T^{\circ}\text{C}) \times \Delta \left(\frac{\%}{^{\circ}\text{C}}\right)}{100}\right) \times V_{\text{oc}} \quad (5.17)$$

$$V_{\text{oc(módulo } -10^{\circ}\text{C})} = \left(1 + \frac{(-10 - 25) \times (-0,28)}{100}\right) \times 39,5 = 43,37 \text{ V}$$

Depois de se determinar a tensão mínima de funcionamento do módulo escolhido, com $27,37 \text{ V}$ e a máxima apresentado um valor de $43,37 \text{ V}$, é possível determinar o número mínimo e máximo de módulos por cada *string*.

Iniciando pelo número mínimo de módulos por *string* ($N_{\text{min_strg}}$), através da equação 5.18. O número mínimo módulos por *string* é definido pela tensão mínima necessária para o arranque do MPPT, respetivo a cada inversor ($V_{\text{min_MPPT}}$), e a temperatura mínima do módulo a 85°C ($V_{\text{mp(módulo } 85^{\circ}\text{C})}$).

$$N_{\text{min_strg}} = \left(\frac{V_{\text{min_MPPT}}}{V_{\text{mp(módulo } 85^{\circ}\text{C})}}\right) \quad (5.18)$$

$$N_{\text{min_strg}} = \left(\frac{580}{27,37}\right) \approx 21 \text{ módulos}$$

De seguida calcula-se o número máximo de módulos por *string* ($N_{\text{max_strg}}$), através da equação 5.19, que relaciona a tensão máxima de funcionamento do sistema DC ($V_{\text{max_inv}}$), com a tensão máxima de circuito aberto do módulo a $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$, ($V_{\text{oc(módulo } -10^{\circ}\text{C)}}$).

$$N_{\text{max_strg}} = \left(\frac{V_{\text{max_inv}}}{V_{\text{oc(módulo } -10^{\circ}\text{C)}}} \right) \quad (5.19)$$

$$N_{\text{max_strg}} = \left(\frac{1000}{36,12} \right) \approx 23 \text{ módulos}$$

Depois de determinado o número mínimo e máximo de módulos por *string*, deve-se de seguida dimensionar o número de máximo de *strings* em paralelo à entrada de cada MPPT de cada inversor, ($N_{\text{strg_max_//}}$).

Para tal recorre-se ao valor máximo de corrente de entrada DC em cada MPPT, permitida pelo inversor, ($I_{\text{max_mppt}}$), e a corrente máxima de cada *string*, que é definida pela corrente máxima do módulo (I_{mp}), o respetivo cálculo é apresentado pela equação 5.20.

$$N_{\text{strg_max_//}} = \left(\frac{I_{\text{max_mppt}}}{I_{\text{mp}}} \right) = \frac{47,7}{9,28} \approx 5 \text{ strings} \quad (5.20)$$

Recorrendo à potência de pico ou potência de instalação recomendada pelo PvSol, e com o modelo dos módulos escolhidos para a instalação, determina-se o número de módulos a aplicar no projeto, equação 5.21.

$$N_{\text{total_módulos}} = \frac{P_{\text{pico}} [\text{W}]}{P_{\text{max-módulos}} [\text{W}]} = \frac{170\ 000}{305} = 557 \text{ módulos} \quad (5.21)$$

Por vezes, o número de módulos está limitado às dimensões do local da instalação. No caso de estudo em questão, havia ainda uma cobertura voltada a norte, contudo para tal seria necessário utilizar uma estrutura triangular para corrigir o ângulo de incidência solar, o que por vezes, estes tipos de estrutura tornam o investimento inicial mais elevado do que o cliente está disposto a pagar.

Então para o caso de estudo em questão, devido à restrição da cobertura e sombreamento devido à altura de as platibandas ser mais elevada do que o normal, optou-se por dimensionar o sistema com 5 inversores de 27 kW, com uma potência total de 135 kW e 460 módulos de 305 W, que origina uma potência total de pico 140,3 kW, garantido assim o correto funcionamento do sistema.

Contudo não se conseguiu garantir os 120 % de sobredimensionamento do inversor, ficando apenas com 104 %.

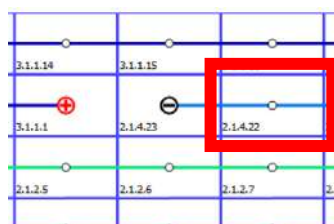
Na Tabela 5.9, apresenta-se a distribuição de número de módulos e *string's* por cada inversor, assim como na Figura 5.133, observa-se a distribuição das *string's*, retiradas do *software* PvSol.

Tabela 5.9 - Configuração do sistema fotovoltaico, Fumeiros Profírios.

Fronius Eco 27kW	Nº de módulos/string	MPPT	Fronius Eco 27kW	Nº de módulos/string	MPPT	Fronius Eco 27kW	Nº de módulos/string	MPPT																																																										
INV 1	23	1	INV 2	23	1	INV 3	23	1																																																										
	23			23			23		Total	92	Total	92	Total	92	Pnominal [kW]	27	Pnominal [kW]	27	Pnominal [kW]	27	Ppico [kW]	28,06	Ppico [kW]	28,06	Ppico [kW]	28,06	Sobredimensionamento do Inversor [%]	104%	Sobredimensionamento do Inversor [%]	104%	Sobredimensionamento do Inversor [%]	104%	Fronius Eco 27kW	Nº de módulos/string	MPPT	Fronius Eco 27kW	Nº de módulos/string	MPPT	INV 4	23	INV 5	23	1	23	23	23	Total	92	Total	92	Pnominal [kW]	27	Pnominal [kW]	27	Ppico [kW]	28,06	Ppico [kW]	28,06	Sobredimensionamento do Inversor [%]	104%	Sobredimensionamento do Inversor [%]	104%				
	23			23			Total		92	Total	92	Total	92	Pnominal [kW]	27	Pnominal [kW]	27	Pnominal [kW]	27	Ppico [kW]	28,06	Ppico [kW]	28,06	Ppico [kW]	28,06	Sobredimensionamento do Inversor [%]	104%	Sobredimensionamento do Inversor [%]	104%	Sobredimensionamento do Inversor [%]	104%	Fronius Eco 27kW		Nº de módulos/string	MPPT		Fronius Eco 27kW	Nº de módulos/string		MPPT		INV 4		23	INV 5	23	1	23	23	23	Total	92	Total	92	Pnominal [kW]	27	Pnominal [kW]	27	Ppico [kW]	28,06	Ppico [kW]	28,06	Sobredimensionamento do Inversor [%]	104%	Sobredimensionamento do Inversor [%]	104%
	23																																																																	
Total	92	Total	92	Total	92																																																													
Pnominal [kW]	27	Pnominal [kW]	27	Pnominal [kW]	27																																																													
Ppico [kW]	28,06	Ppico [kW]	28,06	Ppico [kW]	28,06																																																													
Sobredimensionamento do Inversor [%]	104%	Sobredimensionamento do Inversor [%]	104%	Sobredimensionamento do Inversor [%]	104%																																																													
Fronius Eco 27kW	Nº de módulos/string	MPPT	Fronius Eco 27kW	Nº de módulos/string	MPPT																																																													
	INV 4	23		INV 5	23	1																																																												
		23			23		23	Total	92	Total	92	Pnominal [kW]	27	Pnominal [kW]	27	Ppico [kW]	28,06	Ppico [kW]	28,06	Sobredimensionamento do Inversor [%]	104%	Sobredimensionamento do Inversor [%]	104%																																											
		23			23		Total	92	Total	92	Pnominal [kW]	27	Pnominal [kW]	27	Ppico [kW]	28,06	Ppico [kW]	28,06	Sobredimensionamento do Inversor [%]	104%	Sobredimensionamento do Inversor [%]	104%																																												
23																																																																		
Total	92	Total	92																																																															
Pnominal [kW]	27	Pnominal [kW]	27																																																															
Ppico [kW]	28,06	Ppico [kW]	28,06																																																															
Sobredimensionamento do Inversor [%]	104%	Sobredimensionamento do Inversor [%]	104%																																																															



Figura 5.133 - Distribuição das string's para cada inversor, (PvSol).



Legenda: Exemplo (2.1.4.22)

- 2. – Número do Inversor
- 1. – Número do MPPT
- 4. – Número da String
- 22. – Número do Módulo

Figura 5.134 - Legenda das string's de cada inversor, (PvSol).

- **Elementos de Projeto**

Os elementos de projeto, são uma peça fundamental para os técnicos de instalação, pois toda a informação técnica que eles necessitam, deve ser entregue em mão e garantir que cumprem o projeto.

Contudo podem sempre ocorrer alterações em obra, essas devem ser registadas e alteradas nos elementos para que fique tudo registado.

Estes elementos consistem, nos seguintes pontos:

- Ficha técnica do módulo fotovoltaico, Anexo 12
- Ficha técnica do inversor, Anexo 13
- Implantação dos módulos, Anexo 14
- Configuração e distribuição de string's, Anexo 16
- Esquema elétrico unifilar, Anexo 17
- Esquema de monitorização de consumo e comunicação inversores, Anexo 18
- Esquema de ligação do contador de produção contagem indireta, Anexo 19

Para se efetuar o esquema elétrico unifilar é necessário proceder aos cálculos de validação das secções dos cabos a usar e aparelhagem de corte, tanto do lado DC como do lado AC.

Através da equação 5.22, é possível validar o dimensionamento da secção dos cabos DC, seguindo com a validação das proteções em corrente contínua, através da equação 5.23, que é definida pela corrente máxima que o cabo tem de suportar, com um sobredimensionamento de 25% da corrente de curto-circuito do módulo (I_{sc}).

$$S = 2 \times \left[\frac{L \times I_{\max_cabo}}{\sigma \times \Delta V} \right] = \text{mm}^2 \quad (5.22)$$

Onde:

- S – Secção do cabo (mm^2)
- L – Comprimento do cabo (m)
- I_{\max_cabo} – Corrente máxima que o cabo tem de garantir que suporta (A)
- σ – Condutividade do condutor (cobre – $45 \text{ m}/\Omega\text{mm}^2$; alumínio – $28 \text{ m}/\Omega\text{mm}^2$)
- ΔV – Queda de tensão admissível [V]

$$I_{\max_cabo} = 1.25 \times I_{sc} = 1.25 \times 9.73 = 12.16 \text{ A} \quad (5.23)$$

Analisando a ficha técnica do inversor, (Anexo 13), com apenas um MPPT constituído por 3 entradas positivas mais 3 entradas negativas. Para as 4 string's configuradas para cada inversor, verificamos que temos de realizar o paralelo de pelo menos duas string's, de maneira a ser possível ligar todas as *string's* no único MPPT do inversor.

$$I_{\max_cabo //} = 1.25 \times I_{sc} \times 2 = 1,25 \times 9,73 \times 2 = 24,32 \text{ A}$$

Para o cálculo da queda de tensão, conforme a equação 5.22 que não deve ultrapassar 1,5% da tensão máxima e mínima por *string* (V_{\max_strg}) e (V_{\min_strg}). Devemos determinar a queda de tensão para o pior cenário, que neste caso, fica a 100 m de distância do inversor.

$$V_{\max_strg} = N_{\max_strg} \times V_{oc(\text{módulo}-10^{\circ}\text{C})} \quad (5.24)$$

$$V_{\max_strg} = 23 \times 43.37 = 997,51 \text{ V}$$

$$\Delta V = 1,5\% \times V_{\max_strg} = 0,015 \times 997,51 = 14,96 \text{ V} \quad (5.25)$$

$$S = 2 \times \left[\frac{100 \times 12,16}{45 \times 14,96} \right] = 3,61 \text{ mm}^2 \approx 4 \text{ mm}^2 \quad (5.22)$$

$$S_{//} = 2 \times \left[\frac{100 \times 24,32}{45 \times 14,96} \right] = 7,22 \text{ mm}^2 \approx 10 \text{ mm}^2 \quad (5.22)$$

Através deste método de cálculo, é possível determinar a proteção e cablagem DC, verificando-se que para tal devemos usar um cabo com a secção mínima de 4 mm² e máxima de 10 mm². Como a secção de 6 mm², é a secção de cabo mais comum em armazém, considerou-se esta secção para todo o projeto do lado DC. Contudo teve de se reorganizar as *string's*, instalando as *string's* com maior secção necessária, o mais perto possível do inversor. Evitando assim custos em secções de cabos solar superiores a 6 mm².

Visto que as versões dos inversores selecionados, não dispõem de descarregadores de sobretensões internos no lado DC e no lado AC, é necessário aplicar sistemas de proteção exteriores. Os descarregadores de sobretensão, são aplicados em paralelo, com proteções por fusível, através de porta fusíveis 10x38, que suportem 1000 VDC e fusíveis do tipo gG, estas ligações podem ser verificadas no Anexo 17.

Com o circuito DC dimensionado, cabos DC e quadro DC, (ponto 2), avança-se para o dimensionamento dos cabos AC e dispositivos de proteção individuais de cada inversor, que estão inseridos no quadro AC fotovoltaico (ponto 4), dimensionou-se também os cabos AC e proteção geral que interliga o quadro AC fotovoltaico (ponto 4), com o quadro AC do cliente (ponto 5), conforme a Figura 5.135.

Para tal é necessário verificar dois critérios, critério de aquecimento e critério da queda de tensão e por fim verificar a coordenação dos aparelhos de corte contra sobrecargas para as correntes estipuladas e correntes admissíveis pelas cablagens.

Os critérios utilizados para dimensionamento da parte AC do projeto, foram consultados a partir das Regras Técnicas de Instalações Elétricas e Baixa Tensão, edição de 2020, (RTIEBT).

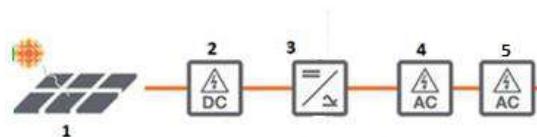


Figura 5.135 - Representação dos principais pontos de proteção de um sistema fotovoltaico, (Sunenergy, 2019).

Iniciando o dimensionamento pela verificação do critério de aquecimento, apresentada pela Figura 5.136, onde define que a corrente máxima admissível pela cablagem (I_z), tem de ser superior à corrente de serviço (I_b).

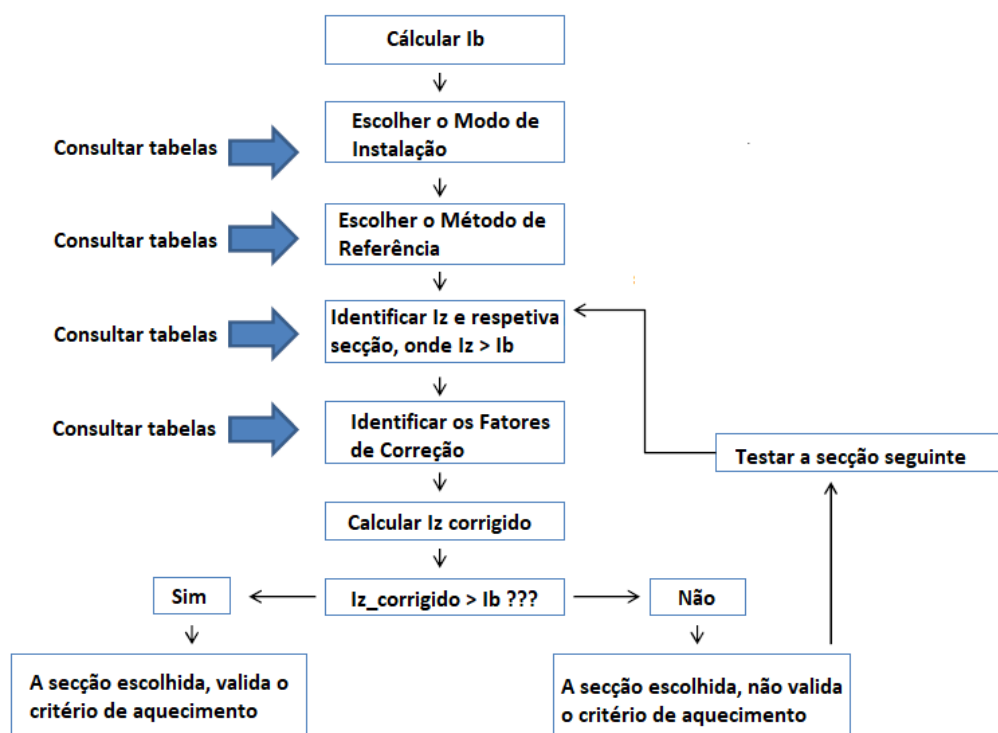


Figura 5.136 - Procedimento para validação do critério de aquecimento.

Através da amostra retirada do Quadro 52H, apresentado pela Figura 5.137, é possível escolher o modo de instalação, que se refere ao tipo de caminho de cabos a utilizar na instalação AC. Escolhido o modo de instalação, automaticamente nos leva a outro quadro, consoante o método de referência escolhido, que é referenciado pelo tipo de alma condutora, tipo de

isolamento das cablagens, onde se consegue retirar as correntes admissíveis para cada secção de cabo, por exemplo Figura 5.138.

Quadro 52H
Exemplos de modos de instalação

Exemplo	Designação	Ref ⁽¹⁾	(continuação)
			Método de ref ⁽²⁾
	Cabos mono ou multicondutores (com ou sem armadura) fixados às paredes	11	C
	Cabos mono ou multicondutores (com ou sem armadura) fixados aos tetos	11A	C [3]
	Cabos mono ou multicondutores (com ou sem armadura) em caminhos de cabos não perfurados	12	C [2] (3)
	Cabos mono ou multicondutores (com ou sem armadura) em caminhos de cabos perfurados	13	E ou F [4] (3)
	Cabos mono ou multicondutores (com ou sem armadura) em consolas	14	E ou F [4] ou [5] (2) (3) G
	Cabos mono ou multicondutores (com ou sem armadura) fixados por braçadeiras e afastados dos elementos da construção	15	E ou F [4] ou [5] (2) (3) G

Figura 5.137 - Modos de instalação, Quadro 52H, (RTIEBT, 2000).

[E] QUADRO 52-C11

Correntes admissíveis, em ampères, 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:

- cabos
- temperatura do elctro condutor: 90°C
- temperatura ambiente: 30°C

Secção nominal dos condutores (mm ²)	Cabos multicondutores				Cabos monocondutores		
	Dois condutores carregados ⁽¹⁾		Três condutores carregados ⁽¹⁾		Três condutores carregados em esteira		
	Dois condutores carregados		Três condutores carregados		Sem afastamento ⁽²⁾	Horizontal	Vertical
Mét. ref ⁽¹⁾ ⇒	E	E	F	F	F	G	G
Coluna ⇒	1	2	3	4	5	6	7
1,5	26	23	-	-	-	-	-
2,5	35	32	-	-	-	-	-
4	49	42	-	-	-	-	-
6	63	54	-	-	-	-	-
10	96	75	-	-	-	-	-
16	115	100	-	-	-	-	-
25	149	127	161	135	141	162	161
35	185	158	200	169	176	225	201
50	225	192	242	207	216	275	246
70	289	246	310	265	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 mm², admite-se que os condutores eram de secção ovalar e para S > 16 mm², de secção sectorial (aproximável também a condutores de secção circular).
(2) - Afastamento não afecta ao diâmetro exterior do cabo monocondutor (D_e).

Figura 5.138 - Correntes admissíveis, para os métodos E, F e G, Quadro 52-C11, (RTIEBT, 2000).

Na Figura 5.139 e na Figura 5.140, são apresentados os quadros respetivamente, com os fatores de correção que devem ser aplicados às correntes admissíveis pela cablagem, definidas para cada método de referência. Fator de correção da temperatura ambiente (Quadro 52-D1) e fator de correção de agrupamento de cabos (Quadro 52-E1).

[E] QUADRO 52-D1

Fatores de correção em função das temperaturas ambiente para canalizações instaladas ao ar

(a aplicar aos valores das correntes indicadas nos Quadros 52-C1 a 52-C14)

Temperatura ambiente (°C)	Isolamento		
	PVC	XLPE/EPR	Mineral ⁽¹⁾
10	1,22	1,15	1,26
15	1,17	1,12	1,20
20	1,12	1,08	1,14
25	1,06	1,04	1,07
30	1,00	1,00	1,00
35	0,94	0,96	0,93
40	0,87	0,91	0,85
45	0,79	0,87	0,78
50	0,71	0,82	0,67
55	0,61	0,76	0,57
60	0,50	0,71	0,45
65	-	0,65	-
70	-	0,58	-
75	-	0,50	-
80	-	0,41	-
85	-	-	-
90	-	-	-
95	-	-	-

(1) Para temperaturas ambiente superiores, consultar os fabricantes.
(a) - Cabos com bainha em PVC ou cabos nus e acessórios (70°C).
(b) - Cabos nus e acessórios (105°C).

Figura 5.139 - Fatores de correção em função da temperatura ambiente, para canalização instaladas ao ar, Quadro 52-D1, (RTIEBT, 2000).

[E] QUADRO 52-E1

Fatores de correção para agrupamento de cabos de diversos circuitos ou de vários cabos multicondutores, instalados ao ar, lado a lado, em camadas simples.

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

Ref ⁽¹⁾	Disposição dos cabos	Factor de correção												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	Encastados ou embelidos 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 correção não diminui a partir de 9 cabos			52-C1 a 52-C6
3	Nos tetos	0,95	0,81	0,72	0,68	0,66	0,64	0,63	0,62	0,61				C
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			
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				E, F

Figura 5.140 - Fator de correção para agrupamento de cabos ou circuitos, Quadro 52-E1, (RTIEBT, 2000).

Inicia-se o dimensionamento da cablagem AC para cada inversor, com as seguintes considerações:

- Corrente do inversor, $I_b = 39 \text{ A}$;
- Distância entre os inversores e o quadro AC fotovoltaico – 5 m;
- Quadro 52 - C11 – Método E “cobre”, Cabos multicondutores, com 3 condutores carregadores, Figura 5.138;
- Quadro 52 - D1 – 35°C XLPE, com o fator de correção de 0,96, Figura 5.139.
- Quadro 52 - E1 Ref^o 4 – 5 circuitos carregados com o fator de correção de 0,75, Figura 5.141. Considerou-se que os 5 inversores, compartilham o mesmo caminho de cabos.

Através da ficha técnica dos inversores selecionados, apresentado em Anexo 13, verifica-se a corrente máxima AC trifásica de saída de cada inversor, $I_b = 39 \text{ A}$, com uma distância de 5 m entre cada inversor e o quadro AC fotovoltaico, que irá receber as potências de todos os inversores e injetar a corrente total no quadro AC do cliente.

Dando início aos cálculos para dimensionamento da cablagem AC de cada inversor, escolhe-se o modo de instalação conforme o (Quadro 52H) ou Figura 5.137, que neste caso é o método de referência E ou F (cabos monos ou multicondutores, com ou sem armadura em caminhos de cabos perfurados). Depois do método de referência selecionado avançamos diretamente para o (quadro 52-C11) apresentado na Figura 5.138, que apresenta as correntes admissíveis para os respectivos métodos.

Com uma corrente do inversor $I_b = 39 \text{ A}$, selecionamos uma corrente admissível pela cablagem (I_z), consultando o Quadro 52-C11, validando o critério pela equação 5.26.

$$I_b = 39 \text{ A} \leq I_{z_{\text{corrigido}}} \quad (5.26)$$

$$1^{\text{a}} \text{ Secção} = 4 \text{ mm}^2 \quad I_z = 42 \text{ A} \quad I_{z_{\text{corrigido}}} = 42 \times 0,96 \times 0,75 = 30 \text{ A}$$

$$2^{\text{a}} \text{ Secção} = 6 \text{ mm}^2 \quad I_z = 54 \text{ A} \quad I_{z_{\text{corrigido}}} = 54 \times 0,96 \times 0,75 = 38 \text{ A}$$

$$3^{\text{a}} \text{ Secção} = 10 \text{ mm}^2 \quad I_z = 75 \text{ A} \quad I_{z_{\text{corrigido}}} = 75 \times 0,96 \times 0,75 = 54 \text{ A}$$

$$I_b = 39 \text{ A} \leq I_{z_{\text{corrigido}}} = 54 \text{ A}$$

Através da equação 5.26, conseguimos validar o critério de aquecimento, selecionando um cabo de cobre com secção de 10 mm^2 , com um $I_{z_{\text{corrigido}}}$ de 54A. Portanto para a interligação de cada inversor ao quadro AC fotovoltaico, utilizou-se um cabo RV-K 5G10 mm^2 , ou seja, cabo de cobre flexível com 5 condutores com secção 10 mm^2 .

Após a validação do critério de aquecimento, avançamos para o critério de queda de tensão, equação 5.27. Considerando um cabo RV-K 5G10 mm² e uma queda de tensão máxima inferior a 1.5 %, com um fator de potência igual a 1 conforme consultado na ficha técnica do inversor, Anexo 13, validando que a queda tensão é inferior à considerada em projeto através da expressão 5.28.

$$V = b \times \left[\left(\frac{\rho \times L}{S} \right) \times \cos \varphi + (\lambda \times L \times \sin \varphi) \right] \times I_b = [V] \quad (5.27)$$

$$\Delta u (\%) = \frac{100 \times V}{V_0} \quad (5.28)$$

Onde:

- V – Queda de tensão (V)
- Δu – Queda de tensão (%)
- V_0 – Tensão entre fase e neutro (V)
- ρ – Resistividade dos condutores à temperatura de serviço normal (Cobre - 0,0225 $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$; Alumínio - 0,036 $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$)
- L – Comprimento do cabo (m)
- λ – Reactância linear dos condutores (0,00008 Ω/m)
- $\cos \varphi$ – Fator de potência (segundo ficha técnica dos inversores)
- I_b – Corrente de serviço do circuito (A)
- b – Coeficiente igual a 1 para os circuitos trifásicos e a 2 para os monofásicos

Temos então:

$$V = 1 \times \left[\left(\frac{0,0225 \times 5}{10} \right) \times 1 + (0,00008 \times 5 \times 0) \right] \times 39 = 0,44 \text{ V} \quad (5.27)$$

$$\Delta u (\%) = \frac{100 \times 0,44}{230} = 0,19\% \quad (5.28)$$

Conclui-se que a secção de 10 mm² para cabo em cobre (RV-K) permite assegurar a queda de tensão máxima de 1,5 %.

Através da Figura 5.141, é possível interligar o critério de aquecimento com as proteções contra sobrecargas.

Onde temos:

- $I_b \leq I_n \leq I_{z \text{ corrigido}}$
- $I_2 \leq 1,45 \times I_{z \text{ corrigido}}$

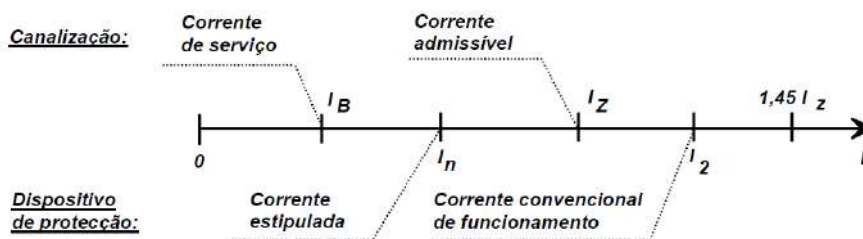


Figura 5.141 - Validação da coordenação entre condutores e dispositivos de proteção, (RTIEBT, 2000).

Onde:

- I_b – Corrente de serviço do circuito (A)
- I_n – Corrente estipulada do dispositivo de proteção (A)
- $I_z = I_{z\text{corrigido}}$ – Corrente admissível pela cablagem (A)
- I_2 – Corrente convencional de funcionamento (A)
- Corrente de funcionamento, no tempo convencional, para disjuntores
 - Corrente de fusão, no tempo funcional, para fusíveis do tipo gG

Para consultar as correntes nominais dos disjuntores, assim com as correntes convencionais de funcionamento dos dispositivos de corte, temos a Tabela 5.10.

Tabela 5.10 - Corrente estipulada e convencional para disjuntores, (Diana Macedo, 2018).

Corrente estipulada I_n (A)	Corrente convencional de não funcionamento I_{nf} (A)	Corrente convencional de funcionamento I_2 (A)
10	11	14
16	18	23
20	22	29
25	28	36
32	36	46
40	45	58
50	56	72
63	71	91
80	90	116
100	113	145
125	141	181
160	168	216
200	210	270
250	263	338
315	331	425
400	420	540
500	525	675
630	662	851
800	840	1080
1000	1050	1350

Para que um disjuntor (I_n), garanta a proteção de uma canalização ($I_{z\text{corrigido}}$), contra as sobrecargas é necessário que se verificarem as seguintes equações:

$$I_b \leq I_n \leq I_{z\text{corrigido}} \quad 39 \text{ A} \leq 50 \text{ A} \leq 54 \quad (5.29)$$

$$I_2 \leq 1,45 \times I_{z\text{corrigido}} \quad 72 \leq 78 \text{ A} \quad (5.30)$$

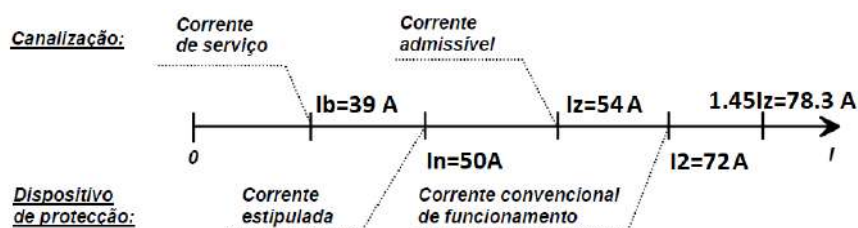


Figura 5.142 - Validação da coordenação entre correntes, secções e dispositivos de corte, entre cada inversor e quadro AC fotovoltaico, (adaptado de (RTIEBT, 2000)).

A Figura 5.142, apresenta a reta de validação do critério de aquecimento em coordenação com a seleção dos dispositivos de proteção, para cada inversor.

Uma vez já termos o cabo e as proteções para cada inversor, avançamos para o dimensionamento entre o Quadro AC fotovoltaico ou Quadro Geral Fotovoltaico (QGFV) e o quadro AC do cliente, geralmente o Quadro Geral de Baixa Tensão (QGBT), para tal, somou-se as correntes máximas AC de saída de cada inversor, formando a corrente máxima AC geral.

$$I_{\text{total}} = I_{\text{inv1}} + I_{\text{inv2}} + I_{\text{inv3}} + I_{\text{inv4}} + I_{\text{inv5}}$$

$$I_{\text{total}} = 39 + 39 + 39 + 39 + 39 = 195 \text{ A}$$

Com as seguintes considerações:

- Corrente total dos inversores, $I_b = 195 \text{ A}$;
- Distância entre o quadro fotovoltaico e o ponto de injeção (quadro do cliente) – 15 m;
- Quadro 52 - C11 – Método F “cobre”, Cabos monocondutores com 3 condutores carregadores em esteira, sem afastamento, coluna 5;
- Quadro 52 - D1 – 35°C XLPE, com o fator de correção, 0,96;
- Quadro 52 - E1 Refº 4 – 1 circuitos carregados com o fator de correção, 1, pois é o único circuito de cabos, a usar o caminho de cabos.

Iniciou-se o cálculo, considerando uma secção de 50 mm^2 , com uma corrente admissível $I_z = 216 \text{ A}$, consultando o (Quadro 52-C11) método de referência F, coluna 5.

$$I_b = 195A \leq I_{Z_{\text{corrigido}}} \quad (5.26)$$

$$1^{\text{a}} \text{ Secção} = 50 \text{ mm}^2 \quad I_Z = 216 \text{ A} \quad I_{Z_{\text{corrigido}}} = 216 \times 0,96 \times 1 = 207 \text{ A}$$

$$I_b = 195A \leq I_{Z_{\text{corrigido}}} = 207A$$

Através da equação 5.26, conseguimos validar o critério de aquecimento, seleccionando um cabo de cobre com secção de 50 mm^2 , com um $I_{Z_{\text{corrigido}}}$ de 207 A. Portanto para a interligação do quadro AC fotovoltaico com o quadro AC do cliente, utilizou-se um cabo monocondutor, RV-K $1 \times 50 \text{ mm}^2$, ou seja, 5 cabos monocondutores de cobre flexível secção 50 mm^2 .

Validado o critério de aquecimento, avançamos para o critério de queda de tensão, considerando cabos monocondutores em cobre RV-K $5 \times (1 \times 50) \text{ mm}^2$ e uma queda de tensão máxima inferior a 1.5 %.

$$V = 1 \times \left[\left(\frac{0,0225 \times 15}{50} \right) \times 1 + (0,00008 \times 15 \times 0) \right] \times 195 = 1,31 \text{ V} \quad (5.27)$$

$$\Delta u (\%) = \frac{100 \times 1,31}{230} = 0,57\% \quad (5.28)$$

Conforme a expressão 5.28, observamos que o cabo monocondutor em cobre RV-K $5 \times (1 \times 50) \text{ mm}^2$, verificam o critério de queda de tensão, pois a percentagem calculada é inferior a 1.5%.

A secção seleccionada, verifica o critério de aquecimento, considerando assim uma secção de 50 mm^2 e $I_{Z_{\text{corrigido}}} = 207 \text{ A}$, portanto prosseguimos para a reta de coordenação entre as correntes com o disjuntor.

$$I_b \leq I_n \leq I_{Z_{\text{corrigido}}} \quad 195 \text{ A} \leq 200 \text{ A} \leq 207 \quad (5.29)$$

$$I_2 \leq 1,45 \times I_{Z_{\text{corrigido}}} \quad 270 \leq 300 \text{ A} \quad (5.30)$$

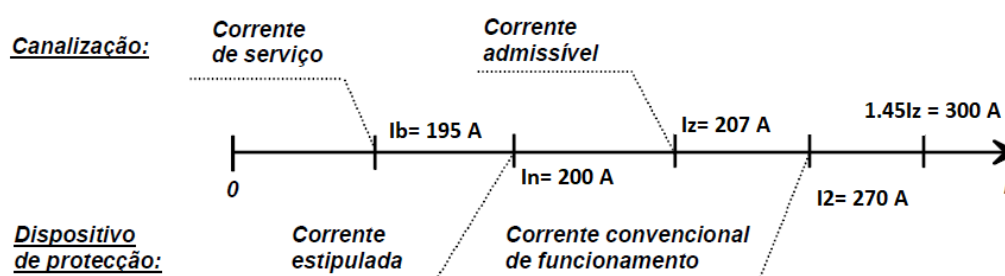


Figura 5.143 - Validação da coordenação entre correntes, secções e dispositivos de corte, entre o quadro AC fotovoltaico e o quadro AC do cliente, (adaptado de (RTIEBT, 2000)).

Após a validação de ambos os critérios para todo o sistema, inicia-se o esquema unifilar, em resultado dos cálculos efetuados, que se observa em Anexo 17.

O equipamento selecionado para a contagem de produção, (Anexo 20), foi o ACE SL-7000, da marca Itron de contagem indireta, com uma relação de transformação de 250/5 A, Anexo 21.

Para analisar os consumos do cliente, também é necessário aplicar transformadores de corrente de núcleo aberto, com a relação 250/5 A, Anexo 21, transmitindo toda a corrente que por eles passam, ao analisador de energia, neste caso Fronius Smart Meter 50kA-3, Anexo 22.

Através do Anexo 19, é possível observar o método de ligação do contador e transformadores de corrente, associados ao sistema de produção fotovoltaica.

- **Análise Financeira e Rendimento do Sistema**

Através da Figura 5.144, observa-se a previsão para o rendimento do sistema dimensionado. Está previsto que o sistema consiga produzir anualmente aproximadamente cerca de 211 505 kWh representando um desempenho do sistema de 85,13 % e uma taxa de autoconsumo de 85,2 %, verificando que a injeção na rede da energia não aproveitada, é de 14,77 % da energia total produzida pelo sistema fotovoltaico. Observa-se também que o sistema irá proporcionar uma redução das emissões de (CO₂) em 99 338 kg ao ano. Um dado interessante que se verifica é o nível de autonomia que é apenas de 35 %, com este dado conseguimos constatar que o cliente apesar de absorver quase toda a energia produzida, com um autoconsumo de 85,2 %, necessita ainda de muita energia nas horas em que não há produção fotovoltaica.

Potência do gerador fotovoltaico	140,30 kWp
Rendimento anual específico	1 507,22 kWh/kWp
Desempenho do sistema (PR)	85,13 %
Diminuição do rendimento por sombreamento	2,5 %/Ano
Energia do gerador fotovoltaico (rede c.a.)	211 505 kWh/Ano
Autoconsumo	180 246 kWh/Ano
Limitação no ponto de injeção	0 kWh/Ano
Injeção na rede	31 259 kWh/Ano
Autoconsumo	85,2 %
Emissões de CO ₂ evitadas	99 388 kg/ano
Nível de autonomia	35,1 %

Figura 5.144 - Rendimento do sistema fotovoltaico, Fumeiros Profírios, (PvSol).

Verifica-se pela Figura 5.145, que existe energia vinda da rede, para fazer face aos consumos respetivos, mesmo no período em que a radiação e horas de sol, oferecem boas condições de produção.

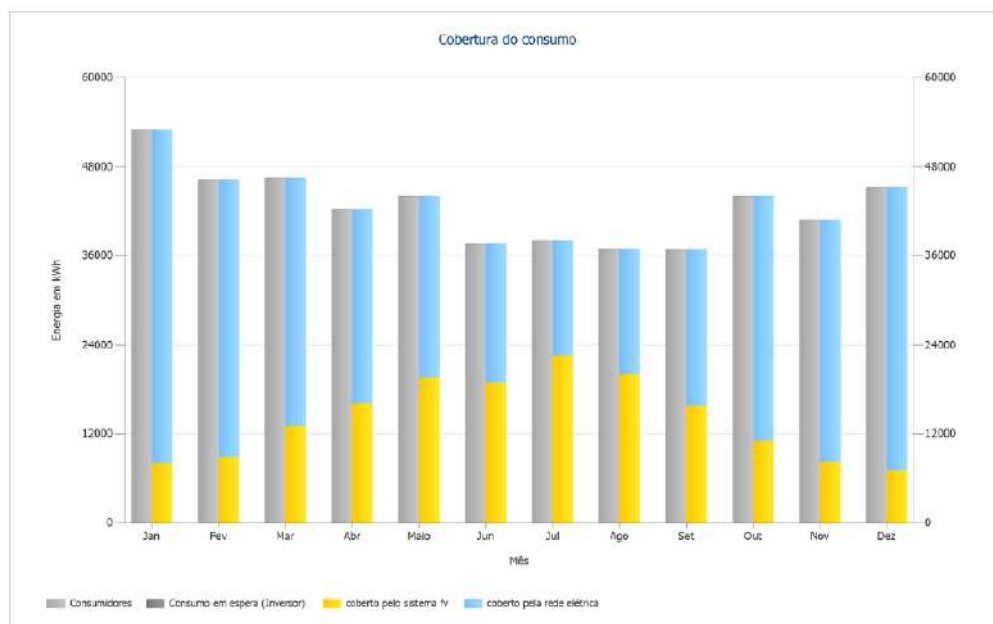


Figura 5.145 - Diagrama de cargas com a instalação fotovoltaica, Fumeiros Profírios, (PvSol).

Pela Figura 5.146, retiram-se duas informações importantes, o *payback* do investimento, que neste caso é de aproximadamente 5 anos. Assim como o custo de energia que o cliente consome que é cerca de 0,03 € por cada kWh gerado, comparado aos 0,19 €/kWh a que compra a energia vinda da rede, é um valor bastante reduzido.

Taxa interna de retorno	22,24 %
Fluxo de caixa acumulado	433.936,60 €
Prazo de amortização	4,9 Anos
Custos de geração da energia	0,03 €/kWh

Figura 5.146 - Análise financeira do projeto, Fumeiro Profírios.

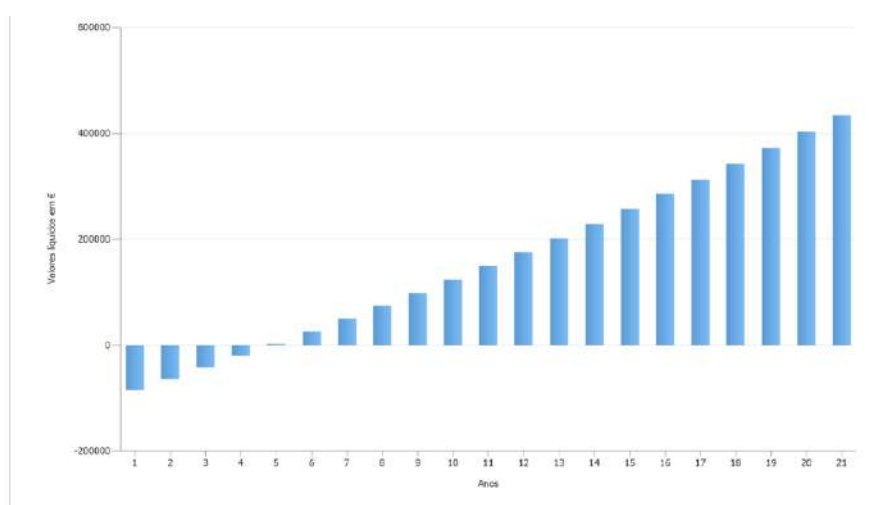


Figura 5.147 - Fluxo de caixa sobre o investimento para o projeto, (PvSol).

- **Execução da Instalação**

Neste ponto descreve-se o processo de instalação da UPAC.

Iniciando geralmente pela cobertura, com a marcação e instalação da estrutura, esta deve ser fixa à cobertura de modo que respeite as normas de fixação do módulo fotovoltaico. Conforme se observa pela Figura 5.148, neste caso, deve-se garantir que a o módulo seja fixo à estrutura entre 1,155 m e 0,990 m, a distribuição dos módulos na cobertura deve ser feita o mais próximo possível da implantação definida em projeto, Anexo 14.

A estrutura usada neste projeto mini rail da marca Sunfer, observa-se pela Figura 5.149, implica que os módulos sejam aplicados na horizontal, é possível observar as características da estrutura através do Anexo 15.

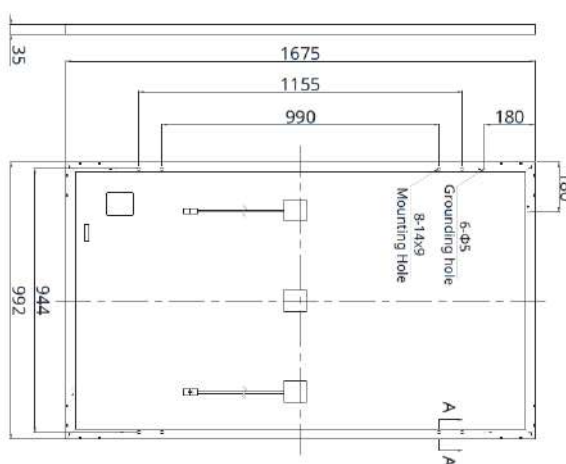


Figura 5.148 - Representação das dimensões do módulo fotovoltaico, Anexo 12.



Figura 5.149 - Cobertura com a estrutura mini rail 06H, Fumeiros Profírios.

Antes de se aplicarem os módulos, passam-se os cabos DC desde a zona dos inversores até aos extremos de cada string de módulos, cabo vermelho polo positivo, e cabo preto polo negativo. Identificam-se os cabos das string's conforme Anexo 16, e aplicam-se os módulos fotovoltaicos, ao mesmo tempo que se aplicam os módulos por meio dos fixadores centrais e laterais, também se faz a equipotencialização à terra, através de chapas de equipotencialização,

conforme a Figura 5.150. A equipotencialização geral à terra, vem desde o quadro fotovoltaico até a um ponto na cobertura (primeiro módulo), em cabo flexível de 16 mm², com as cores verde e amarelo.

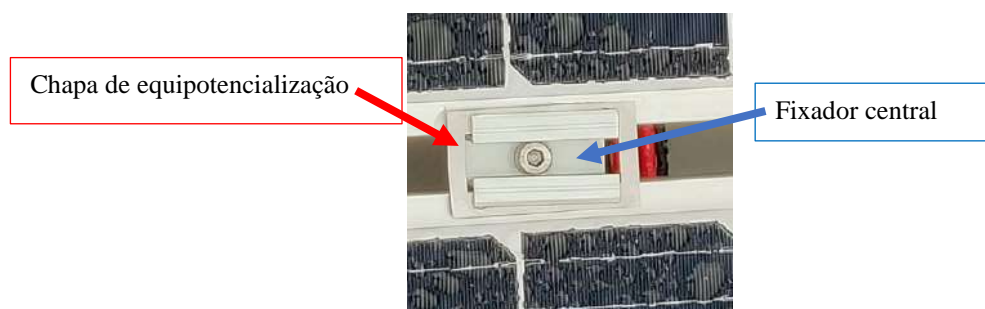


Figura 5.150 - Fixador central com chapa de equipotencialização à terra.



Figura 5.151 - Implantação final dos módulos, Fumeiros Profiríros.

Passamos aos caminhos de cabos, que vão desde a cobertura até aos inversores, albergando os cabos DC, Figura 5.152 e depois desde os inversores até ao quadro AC fotovoltaico em cabo AC conforme a Figura 5.153, e por fim até ao quadro AC do cliente.



Figura 5.152 - Caminho de cabos não perfurados, em calha PVC 110x50mm.



Figura 5.153 – Caminho de cabos perfurados, em esteira perfurada 35x200mm.

Aplicam-se os inversores e quadros, com as proteções DC e AC, quadro do contador de produção, montando assim a zona técnica, conforme a Figura 5.154. Com os quadros e

inversores aplicados, procedesse à ligação dos cabos elétricos, através de ponteiras e terminais, respetivos.



Figura 5.154 - Zona Técnica, Fumeiros Profírios.

Na da Figura 5.155, observa-se um contador de produção, que através de telecontagem envia os dados de produção para a DGEG para efeitos estatísticos.

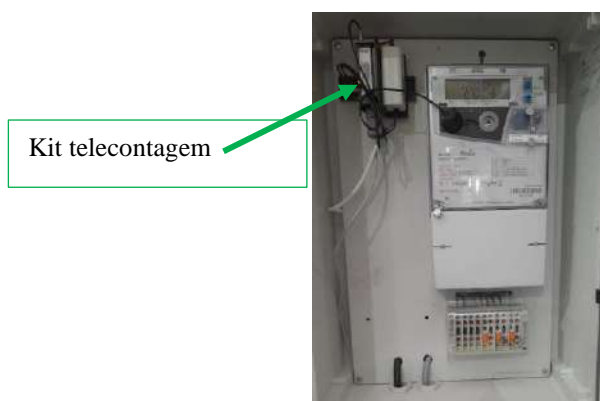


Figura 5.155 - Contador de produção Itron ACE SL-7000, mais kit telecontagem.

5.11.2 Caso de Estudo 2: “Solzaima”

- **Enquadramento da Instalação**

O caso de estudo Solzaima refere-se à instalação de uma UPAC, destinada a servir a empresa, localizada na Rua Cova da Areia 695, 3750-071 Aguada de Cima, que atua no setor de soluções de aquecimento a biomassa, com um consumo anual de 1210 MWh/ano, com uma potência contratada de 600 kW e um contrato de alimentação de utilização em média tensão de 15 kV.

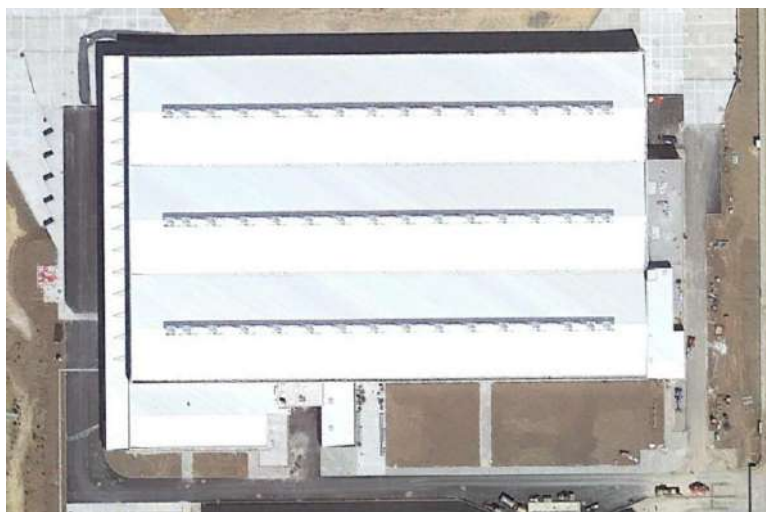


Figura 5.156 - Vista aérea da empresa, Solzaima, (Google Earth).

A UPAC respetiva, consiste num conjunto de 1512 módulos da marca Canadian Solar modelo CS3L 365 W monocristalino. O somatório das potências individuais destes módulos perfaz uma potência de 551,88 kWp. O conjunto de inversores conta com uma potência nominal de 480 kW, constituído por inversores da marca Huawei. Foram utilizados 3 inversores do modelo sun2000 – 100ktl M1 e 3 inversores do modelo sun2000-60ktl M0, conforme representado na Figura 5.157.

DESCRIÇÃO DE EQUIPAMENTOS			
	ELEMENTOS	QT.	DESCRIÇÃO
	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	1 512	Canadian Solar CS3L 365M Monocristalino
	INVERSOR(ES)	3	Huawei SUN2000-100KTL-M1
	INVERSOR(ES)	3	Huawei SUN2000-60KTL-M0
	ESTRUTURA	1	Estrutura K2 Systems Alumínio anodizado Para telhado inclinado sandwich
	CONTAGEM	1	Quadro de contagem com Contador, Modem e Antena
	CAIXAS & PROTEÇÕES	-	Portinhola, tubos de proteção mecânica, caixa de corte AC com disjuntor bipolar, caixa de contagem.
	CABOS & ACESSÓRIOS	-	Cabo AC, cabo DC, fio de terra e ligadores diversos (machos e fêmeas)
	DIVERSOS	-	Sinalética para a instalação, parafusos, buchas, etc.
	SISTEMA DE MONITORIZAÇÃO	1	Huawei web monitoring
	ARMAZENAMENTO DE ENERGIA	0	Não incluído!

Figura 5.157 - Componentes principais da UPAC, Solzaima.

- **Levantamento Técnico**

No início de cada projeto, deve ser realizado um levantamento técnico, onde devem ficar registados, o levantamento da cobertura (inclinação, obstáculos e platibandas), zonas a utilizar para a implantação dos módulos, onde irá ficar situada a zona técnica, traçado dos caminhos de cabos, etc, conforme a Figura 5.158.

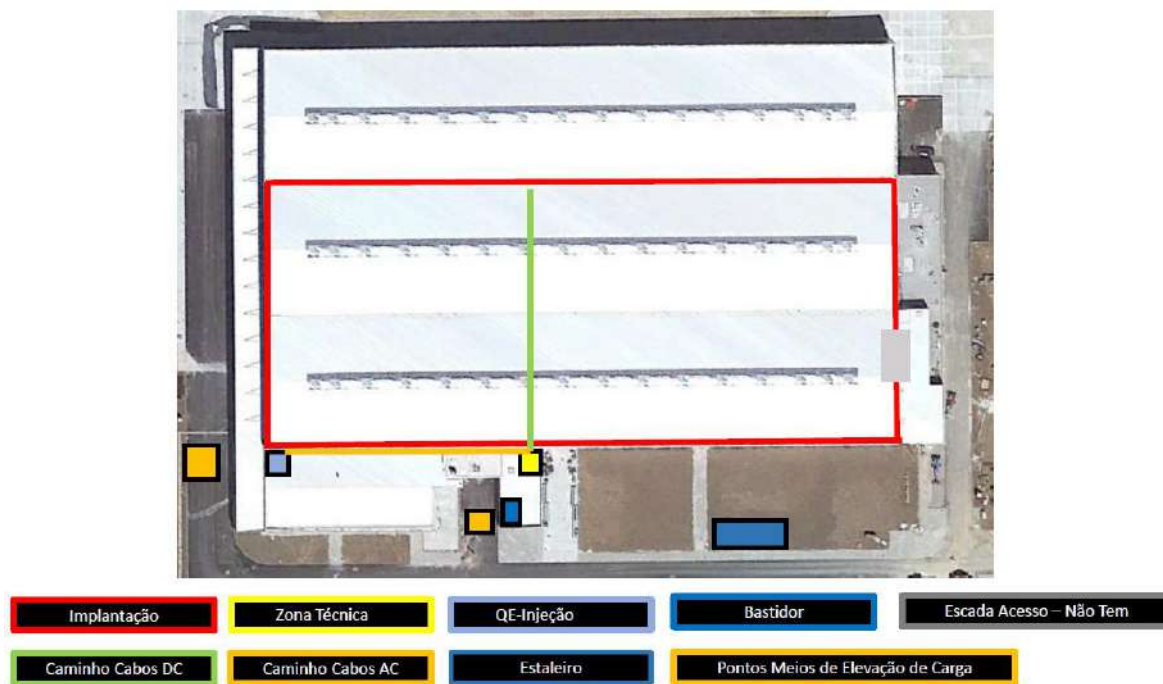


Figura 5.158 - Croqui geral da empresa Solzaima.

- **Análise Energética**

Verifica-se que o diagrama de consumos do cliente, referente ao ano antecedente, com a particularidade de o mês de outubro ser atípico ao resto dos mês, pois houve uma paragem da laboração da empresa para renovação de vários sectores, Figura 5.159. Conseguindo assim definir uma *baseline* para dimensionamento da central fotovoltaica a instalar.

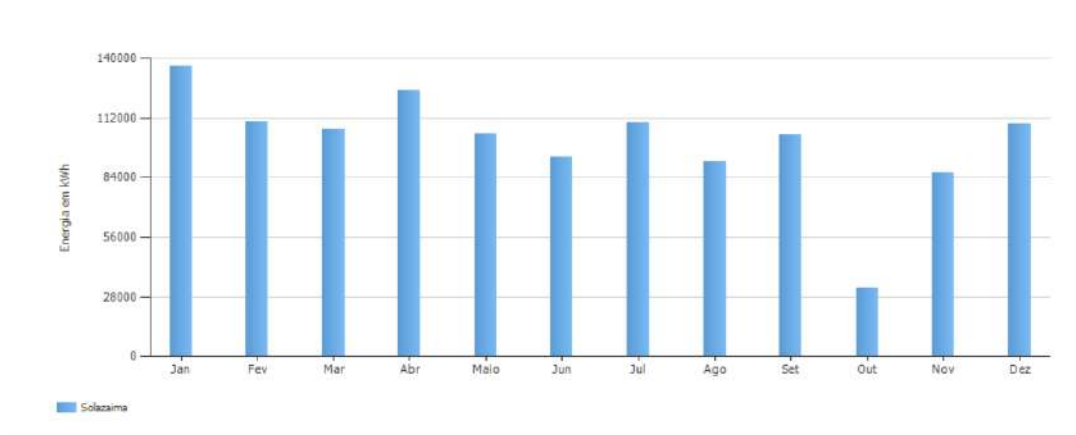


Figura 5.159 - Gráfico de consumo da empresa Solzaima, (PvSol)

- **Configuração dos Módulos Fotovoltaicos e Inversores**

Na Tabela 5.11, apresentam-se as características elétricas dos principais componentes do sistema fotovoltaico necessárias para efetuar os cálculos e dimensionamento do sistema. Foi escolhido o módulo Canadian solar monocristalino com tecnologias, Half-cut e PERC, e inversores Huawei de 100 kW e 60 kW.

Tabela 5.11 - Características elétricas dos módulos fotovoltaicos Anexo 23 e inversores Anexo 8 e Anexo 24, respetivamente.

Características elétricas	Módulos Fotovoltaicos		Inversor	
	Canadian Solar CS3L-365W	Características elétricas	Huawei Sun2000 – 100ktl M1	Huawei Sun2000 – 60ktl M0
P _{max} [Wp]	365W	Tensão máxima de entrada [V]	1100 V	1100 V
V _{oc} [V]	40,6 V	Corrente máxima por MPPT [A]	26 A	22 A
I _{sc} [A]	11,47 A	Corrente máxima de curto-circuito por MPPT [A]	40 A	30 A
V _{mp} [V]	33,9 V	Tensão mínima de funcionamento [V]	200 V	200 V
I _{mp} [A]	10,78 A	Número de MPPT's / Entradas	10 / 20	6 / 12
Δ(%°C)	-0,27 % / °C	Corrente máxima de saída AC [A]	160,4 A	95,3 A
		Potência max. de saída [kW]	110	66
Eficiência (%)	19,7 %	Eficiência (%)	98,6 %	98,5 %

Como já referido, a disponibilidade instantânea de equipamentos (inversores e módulos), por vezes é um fator determinante para a definição do projeto. Apesar da equação 5.15, apresentar uma potência de 440 kW, foi instalada uma potência nominal de 480 kW.

$$P_{\text{nom_total}} = P_{\text{pico}} \times 80 \% = 551,88 \times 0,8 \approx 440 \text{ kWn} \quad (5.15)$$

Através da equação 5.15, e devido aos equipamentos disponíveis, definiu-se uma potência nominal ou potência de ligação de 480 kW. Esta potência é baseada em 3 inversores de 100 kW mais 3 inversores de 60 kW, ambos da marca Huawei.

Procede-se ao cálculo da tensão mínima gerada pelo módulo a 85 °C (equação 5.16), assim como a tensão máxima gerada pelo módulo a -10 °C (equação 5.17).

$$V_{mp(\text{módulo } 85^{\circ}\text{C})} = \left(1 + \frac{(\Delta T^{\circ}\text{C}) \times \Delta \left(\frac{\%}{^{\circ}\text{C}} \right)}{100} \right) \times V_{mp} \quad (5.16)$$

$$V_{mp(\text{módulo } 85^{\circ}\text{C})} = \left(1 + \frac{(85 - 25) \times (-0.27)}{100} \right) \times 33.9 = 28.41 \text{ V}$$

$$V_{oc(\text{módulo } -10^{\circ}\text{C})} = \left(1 + \frac{(\Delta T^{\circ}\text{C}) \times \Delta \left(\frac{\%}{^{\circ}\text{C}} \right)}{100} \right) \times V_{oc} \quad (5.17)$$

$$V_{oc(\text{módulo } -10^{\circ}\text{C})} = \left(1 + \frac{(-10 - 25) \times (-0.27)}{100} \right) \times 40.6 = 44.44 \text{ V}$$

Com as tensões mínimas e máximas geradas pelos módulos fotovoltaicos, é possível definir o número mínimo de módulos em cada string (equação 5.18) necessária para determinar o arranque do sistema, assim como o número máximo de módulos em cada string (equação 5.19) que é a limitação do sistema.

Estas definições têm em consideração a tensão mínima e máxima dos equipamentos inversores, que como se observa pela Tabela 5.11, são iguais para ambos os modelos de inversores, (100 kW e 60 kW).

$$N_{\min_strg} = \left(\frac{V_{\min_MPPT}}{V_{mp(\text{módulo } 85^{\circ}\text{C})}} \right) \quad (5.18)$$

$$N_{\min_strg} = \left(\frac{200}{28,41} \right) \approx 7 \text{ módulos}$$

$$N_{\max_strg} = \left(\frac{V_{\max_inv}}{V_{oc(\text{módulo } -10^{\circ}\text{C})}} \right) \quad (5.19)$$

$$N_{\max_strg} = \left(\frac{1100}{44,44} \right) \approx 24 \text{ módulos}$$

Através da equação 5.20, é possível determinar o número de string's em paralelo para cada modelo de inversor, relacionando a corrente máxima DC à entrada de cada MPPT dos inversores, com a corrente máxima do módulo fotovoltaico.

Observa-se, que conseguimos ligar um conjunto de 3 *string*'s em paralelo para o inversor de 100 kW, e um paralelo de 2 *string*'s para o inversor de 60 kW.

Neste caso, sabendo que os inversores têm 2 entradas positivas e 2 negativas por cada MPPT e um conjunto de vários MPPT's, conseguimos interligar *string*'s independentes até ao inversor.

$$N_{strg_max_//} = \left(\frac{I_{max-mppt}}{I_{mp}} \right) \tag{5.20}$$

Huawei Sun2000 – 100ktl M1

Huawei Sun2000 – 60ktl M0

$$N_{strg_max_//} = \left(\frac{40}{10,78} \right) \approx 3 \text{ strings}$$

$$N_{strg_max_//} = \left(\frac{30}{10,78} \right) \approx 2 \text{ strings}$$

Para o caso de estudo em questão, a solução do sistema passa por, 3 inversores de 100 kW e mais 3 inversores de 60 kW, com uma potência total de 480 kW e um conjunto de 1512 módulos de 365 W, que origina uma potência total de pico 552 kW.

Na Tabela 5.12, está representada a distribuição de *string*'s, associadas a cada MPPT para cada inversor, assim como o seu fator de sobredimensionamento.

Tabela 5.12 -Distribuição de string's, Upac Solzaima.

Huawei Sun2000-100ktl	Nº de módulos/string	MPPT	Huawei Sun2000-100ktl	Nº de módulos/string	MPPT	Huawei Sun2000-100ktl	Nº de módulos/string	MPPT
INV 1	23	1	INV 2	23	1	INV 3	23	1
	23			23			23	
	23	2		23	2		23	2
	23			23			23	
	23	3		23	3		23	3
	23			23			23	
	23	4		23	4		23	4
	23			23			23	
	23	5		23	5		23	5
	23			23			23	
23	6	23	6	23	6			
23		23		23				
23	7	23	7	23	7			
23		23		23				
23	8	23	8	23	8			
23		23		23				
22	9	22	9	22	9			
22		22		22				
22	10	22	10	22	10			
22		22		22				
Total	320		Total	320		Total	320	
Pnominal [kW]	100		Pnominal [kW]	100		Pnominal [kW]	100	
Ppico [kW]	116,8		Ppico [kW]	116,8		Ppico [kW]	116,8	
Sobredimensionamento do Inversor [%]	117%		Sobredimensionamento do Inversor [%]	117%		Sobredimensionamento do Inversor [%]	117%	
INV 4	23	1	INV 5	23	1	INV 6	23	1
	23			23			23	
	23	2		23	2		23	2
	23			23			23	
	23	3		23	3		23	3
	23			23			23	
23	4	23	4	23	4			
23		23		23				
23	5	23	5	23	5			
23		23		23				
23	6	23	6	23	6			
23		23		23				
Total	184		Total	184		Total	184	
Pnominal [kW]	60		Pnominal [kW]	60		Pnominal [kW]	60	
Ppico [kW]	67,16		Ppico [kW]	67,16		Ppico [kW]	67,16	
Sobredimensionamento do Inversor [%]	112%		Sobredimensionamento do Inversor [%]	112%		Sobredimensionamento do Inversor [%]	112%	

- **Elementos de Projeto**

O cálculo para dimensionamento do cabo DC, neste caso como são utilizadas string's com associação de módulos em série de 23 módulos e 22 módulos, temos de calcular a queda de tensão para ambos os casos.

Através da equação 5.23, é calculada a corrente máxima admissível pelo cabo, que é necessária para o cálculo da queda de tensão, representada pela expressão 5.26, onde neste caso o paralelo de *string's* apenas ocorrerá na ligação direta ao MPPT de cada inversor.

Conforme referido é necessário calcular as tensões máximas e mínimas para dois casos, onde temos o 1º caso com distâncias entre as string's e inversores de 160 metros (pior cenário), e para segundo caso, com distâncias inferiores a 100 metros.

$$I_{\max_cabo} = 1,25 \times 11,47 = 14,34 \text{ A} \quad (5.23)$$

$$V_{\max_strg_(23)} = 23 \times 44,44 = 1022,12 \text{ V} \quad (5.24)$$

$$V_{\max_strg_(22)} = 22 \times 44,44 = 977,88 \text{ V} \quad (5.24)$$

$$\Delta V = 1,5\% \times V_{\max_strg_(23)} = 0,015 \times 1022,12 = 15,33 \text{ V} \quad (5.25)$$

$$\Delta V = 1,5\% \times V_{\max_strg_(22)} = 0,015 \times 977,88 = 14,67 \text{ V} \quad (5.25)$$

Aplicando a equação 5.22, determina-se a secção a utilizar em cada caso.

$$S = 2 \times \left[\frac{L \times I_{\max_cabo}}{\sigma \times \Delta V} \right] = \text{mm}^2 \quad (5.22)$$

- 1º caso – 160 metros de distância

$$S = 2 \times \left[\frac{160 \times 14,34}{45 \times 15,33} \right] = 6,65 \text{ mm}^2 \\ \approx 10 \text{ mm}^2$$

$$S = 2 \times \left[\frac{180 \times 14,34}{45 \times 14,67} \right] = 6,95 \text{ mm}^2 \\ \approx 10 \text{ mm}^2$$

- 2º caso – 100 metros de distância

$$S = 2 \times \left[\frac{100 \times 14,34}{45 \times 15,33} \right] = 4,15 \text{ mm}^2 \\ \approx 6 \text{ mm}^2$$

$$S = 2 \times \left[\frac{100 \times 14,34}{45 \times 14,67} \right] = 4,34 \text{ mm}^2 \\ \approx 6 \text{ mm}^2$$

Verifica-se que para este projeto, devemos usar um cabo com a secção mínima de 6 mm² e máxima de 10 mm², para as string's respetivas, já identificadas na preparação do projeto.

No passo seguinte realizou-se o dimensionamento da ligação AC, ou seja, desde os inversores até ao quadro AC fotovoltaico, e depois a corrente total (soma de todos os inversores), até ao quadro do cliente, apresentando todas as considerações, de forma que a queda de tensão não ultrapasse 1,5%.

Iniciando o processo com a validação do critério de aquecimento, para o modelo de 100 kW, com as seguintes considerações:

Huawei Sun2000 – 100ktl M1

- Corrente do inversor, I_b – 160.4 A;
- Distância entre os inversores e o quadro AC fotovoltaico – 15 m;
- Quadro 52 - C11 – Método F “cobre”, Cabos monocondutores com 3 condutores carregadores em esteira, sem afastamento, coluna 5;
- Quadro 52 - D1 – 35°C XLPE, com o fator de correção, 0.96;

Quadro 52 - E1 – 6 circuitos carregados com o fator de correção, 0.73, (3 circuitos de inversores de 100 kW e 3 inversores de 60 kW);

$$I_b = 160,4 \text{ A} \leq I_{Z_{\text{corrigido}}} \quad (5.26)$$

$$1^{\text{a}} \text{ Secção} = 35 \text{ mm}^2 \quad I_Z = 176 \text{ A} \quad I_{Z_{\text{corrigido}}} = 176 \times 0,96 \times 0,73 = 123 \text{ A}$$

$$2^{\text{a}} \text{ Secção} = 50 \text{ mm}^2 \quad I_Z = 216 \text{ A} \quad I_{Z_{\text{corrigido}}} = 216 \times 0,96 \times 0,73 = 151 \text{ A}$$

$$3^{\text{a}} \text{ Secção} = 70 \text{ mm}^2 \quad I_Z = 279 \text{ A} \quad I_{Z_{\text{corrigido}}} = 279 \times 0,96 \times 0,73 = 195 \text{ A}$$

$$I_b = 160,4 \text{ A} \leq I_{Z_{\text{corrigido}}} = 195 \text{ A}$$

Com a validação do critério de aquecimento para os inversores de 100 kW, dá-se início à validação do critério da queda de tensão, para a secção validada pelo critério, que foi definida com uma secção de 70 mm² em cobre. Analisando a ficha técnica do inversor de 100 kW, Anexo 8, verifica-se que têm um fator de potência ($\cos \varphi$) igual a 0,8.

$$V = b \times \left[\left(\frac{\rho \times L}{S} \right) \times \cos \varphi + (\lambda \times L \times \sin \varphi) \right] \times I_b = [V] \quad (5.27)$$

$$V = 1 \times \left[\left(\frac{0,0225 \times 15}{70} \right) \times 0,8 + (0,00008 \times 15 \times 0,6) \right] \times 160,4 = 0,73 \text{ V} \quad (5.27)$$

$$\Delta u (\%) = \frac{100 \times 0,73}{230} = 0,31\% \quad (5.28)$$

Através da Tabela 5.10, que apresenta as correntes estipuladas (I_n), para os disjuntores, verifica-se que para um $I_b = 160,4 \text{ A}$, a corrente acima mais próxima é de 200 A, contudo observamos que a corrente admissível pela cablagem selecionada, de 70 mm², com os devidos fatores de correção é de 195 A, logo não verifica a coordenação entre correntes e dispositivos de proteção, para tal temos que aumentar a secção para a 95 mm², que é a secção seguinte. Não é necessário validar os critérios, pois já estavam validados com a secção anterior.

$$4^{\text{a}} \text{ Secção} = 95 \text{ mm}^2 \quad I_Z = 342 \text{ A} \quad I_{Z_{\text{corrigido}}} = 342 \times 0,96 \times 0,73 = 239,67 \text{ A}$$

$$I_b = 160,4 \text{ A} \leq I_{Z_{\text{corrigido}}} = 239,67 \text{ A}$$

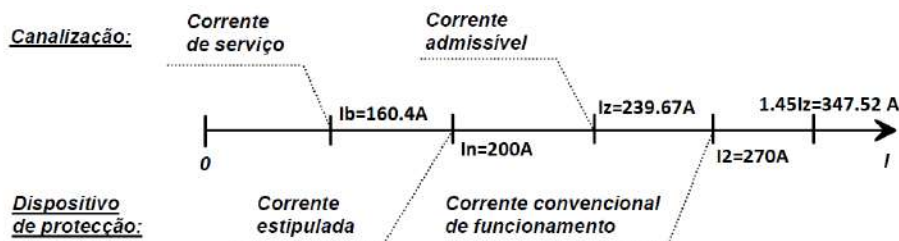


Figura 5.160 - Validação do critério de aquecimento e proteções entre os inversores 100kW e o quadro AC fotovoltaico, (adaptado de (RTIEBT, 2000)).

A empresa é caracterizada por operar num ambiente de alto risco de incêndio, pois é uma produtora de sistemas de biomassa, em que há zonas de teste, com matéria combustível. Assim sendo, todos os condutores utilizados neste projeto, têm proteção livre de halógenos e não permitem a propagação de chama e incêndio.

Através de ambos os critérios validados, definiu-se usar um cabo AC monocondutor em cobre, RZ1-K 5 x (1x95 mm²), para interligar os inversores de 100 kW com o quadro AC fotovoltaico. Apresenta-se a ficha técnica do cabo selecionado em Anexo 25.

O diâmetro máximo e mínimo de secção que se pode aplicar ao inversor foi verificado no manual de instalação respetivo, conforme se demonstra na Figura 5.161.

SUN2000-(100KTL, 110KTL, 125KTL) Series
User Manual 5 Electrical Connections

No.	Cable	Category	Conductor Cross-Sectional Area Range	Outer Diameter	Source
	AC output power cable (single-core)	You are advised to use a single-core outdoor cable and M12 OT/DT terminals.	<ul style="list-style-type: none"> • Copper cable: <ul style="list-style-type: none"> - S: 70-240 mm² • Aluminum alloy cable or copper-clad aluminum cable: <ul style="list-style-type: none"> - S: 95-240 mm² 	14-32 mm	Prepared by the customer

Figura 5.161 - Secções admissíveis aos terminais de saída AC, do inversor de 100kW, (Huawei "User Manual", 2021).

Huawei Sun2000 – 60ktl M0

- Corrente do inversor, Ib – 95.3 A;
- Distância entre os inversores e o quadro fotovoltaico – 25 m;

- Quadro 52 - C11 “cobre” – Método F, Cabos monocondutores com 3 condutores carregadores em esteira, sem afastamento;
- Quadro 52 - D1 – 35°C XLPE, com o fator de correção, 0,96;
- Quadro 52 - E1 – 6 circuitos carregados com o fator de correção, 0,73, (3 circuitos de inversores de 100 kW e 3 inversores de 60 kW);

Apesar destes três inversores (60 kW) terem ficado numa zona diferente, cabos de interligação entre os inversores e o quadro AC fotovoltaico, a certa altura os cabos compartilharam o mesmo caminho de cabos que os três inversores de 100 kW, por isso foi considerado um fator de correção de agrupamento de 6 circuitos carregados, para todo percurso.

$$I_b = 95,3 \text{ A} \leq I_{Z\text{corrigido}} \quad (5.26)$$

$$1^{\text{a}} \text{ Secção} = 25 \text{ mm}^2 \quad I_Z = 141 \text{ A} \quad I_{Z\text{corrigido}} = 141 \times 0,96 \times 0,73 = 98,81 \text{ A}$$

$$2^{\text{a}} \text{ Secção} = 35 \text{ mm}^2 \quad I_Z = 176 \text{ A} \quad I_{Z\text{corrigido}} = 176 \times 0,96 \times 0,73 = 123,34 \text{ A}$$

$$I_b = 95,3 \leq I_{Z\text{corrigido}} = 123,34 \text{ A}$$

Verifica-se que a primeira secção escolhida de 25 mm² com um I_Z corrigido de 98,81 A, valida o critério de aquecimento, contudo definiu-se dar uma folga, pois (I_Z corrigido) está muito próximo de (I_b), seleccionando a secção de 35 mm².

$$V = b \times \left[\left(\frac{\rho \times L}{S} \right) \times \cos \varphi + (\lambda \times L \times \sin \varphi) \right] \times I_b = [V] \quad (5.27)$$

$$V = 1 \times \left[\left(\frac{0,0225 \times 25}{35} \right) \times 0,8 + (0,00008 \times 25 \times 0,6) \right] \times 95,3 = 1,22 \text{ V}$$

$$\Delta u (\%) = \frac{100 \times 1,22}{230} = 0,53\% \quad (5.28)$$

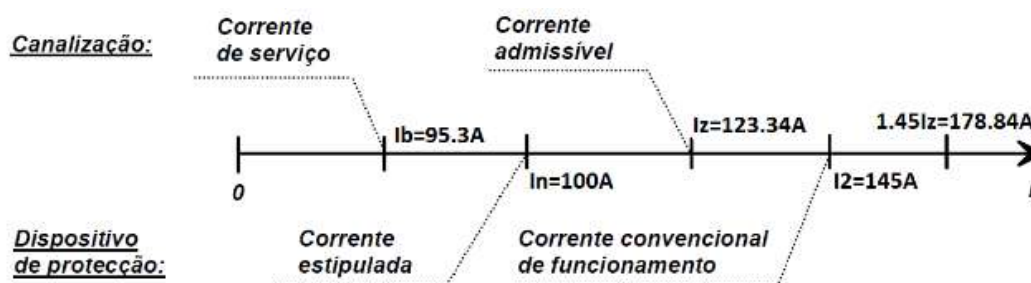


Figura 5.162 - Validação do critério de aquecimento e proteções entre os inversores de 60kW e o quadro AC fotovoltaico, (adaptado de (RTIEBT, 2000)).

Verificando os critérios, definiu-se usar um cabo AC monocondutor em cobre, RZ1-K 5 x (1x35 mm²), (Anexo 25), para os inversores de 60 kW, que devido as restrições de espaço, tiveram de ficar a uma distância superior, neste caso a 25 metros do quadro AC fotovoltaico.

No dimensionamento da cablagem geral, (quadro AC fotovoltaico e quadro AC do cliente), definiu-se aplicar um cabo com a alma condutora em alumínio devido à distância ser considerável de modo a reduzir os custos. A ficha técnica do cabo escolhido é apresentada no Anexo 26.

[E] QUADRO 52-C12

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:
 • alumínio
 • temperatura da alma condutora: 90°C
 • temperatura ambiente: 30°C

Secção nominal dos condutores (mm ²)	Cabos multicondutores		Cabos monocondutores				
	Dois condutores carregados ⁽¹⁾	Três condutores carregados ⁽¹⁾	Dois condutores carregados	Três condutores carregados em triângulo	Três condutores carregados em esteira		
					Sem afastamento ⁽²⁾	Horizontal	Vertical
Mét. ref. ⇒	E	E	F	F	F	G	G
Coluna ⇒	1	2	3	4	5	6	7
2,5	28	24	-	-	-	-	-
4	38	32	-	-	-	-	-
6	49	42	-	-	-	-	-
10	67	58	-	-	-	-	-
16	91	77	-	-	-	-	-
25	108	97	121	103	107	138	122
35	135	120	150	129	135	172	153
50	164	146	184	159	165	210	188
70	211	187	237	206	215	271	244
95	257	227	289	253	264	332	300
120	300	263	337	296	308	387	351
150	346	304	389	343	358	448	408
185	397	347	447	395	413	515	470
240	470	407	530	471	492	611	561
300	543	471	613	547	571	708	652
400	-	-	740	663	694	856	792
500	-	-	856	770	806	991	921
630	-	-	996	899	942	1 154	1 077

(1) - Para S ≤ 16 mm², admitiu-se que os condutores eram de secção circular e para S > 16 mm², de secção sectorial (aplicável também a condutores de secção circular).
 (2) - Afastamento não inferior ao diâmetro exterior do cabo monocondutor (De).

Figura 5.163 – Correntes admissíveis para os métodos E, F e G, para o Quadro 52-C12, (RTIEBT, 2000).

Mais uma vez somou-se as correntes AC de saída de cada inversor, para determinar a corrente máxima geral, à saída do quadro AC fotovoltaico.

$$I_{total} = I_{inv1} + I_{inv2} + I_{inv3} + I_{inv4} + I_{inv5} + I_{inv6}$$

$$I_{total} = 160,4 \times 3 + 95,3 \times 3 = 767,1 \text{ A}$$

$$I_{\text{total}} = I_{\text{inv1}} + I_{\text{inv2}} + I_{\text{inv3}} + I_{\text{inv4}} + I_{\text{inv5}} + I_{\text{inv6}}$$

- Corrente do inversor, $I_b = 767,1 \text{ A}$;
- Distância entre o quadro AC fotovoltaico e quadro AC do cliente – 60 m;
- Quadro 52 - C12 “alumínio” – Método F, Cabos monocondutores com 3 condutores carregadores em esteira, sem afastamento, coluna 5;
- Quadro 52 - D1 – 35°C XLPE, com o fator de correção, 0,96;
- Quadro 52 - E1 – 1 circuitos carregados com o fator de correção, 1;

$$I_b = 767,1 \text{ A} \leq I_{Z_{\text{corrigido}}} \quad (5.26)$$

$$1^{\text{a}} \text{ Secção} = 500 \text{ mm}^2 \quad I_Z = 806 \text{ A} \quad I_{Z_{\text{corrigido}}} = 806 \times 0,96 = 773,6 \text{ A}$$

$$I_b = 767,1 \text{ A} \leq I_{Z_{\text{corrigido}}} = 773,6 \text{ A}$$

$$V = 1 \times \left[\left(\frac{0,036 \times 60}{500} \right) \times 0,8 + (0,00008 \times 60 \times 0,6) \right] \times 767,1 = 4,86 \text{ V} \quad (5.27)$$

$$\Delta u (\%) = \frac{100 \times 4,86}{230} = 2,11\% \quad (5.28)$$

Através da equação 5.28, verifica-se que a secção escolhida não valida o critério da queda de tensão, pois ultrapassa o máximo de 1,5%, considerado para este projeto, sendo assim teremos de seguir para a próxima secção.

$$I_b = 767,1 \text{ A} \leq I_{Z_{\text{corrigido}}} \quad (5.26)$$

$$1^{\text{a}} \text{ Secção} = 500 \text{ mm}^2 \quad I_Z = 806 \text{ A} \quad I_{Z_{\text{corrigido}}} = 806 \times 0,96 = 773,6 \text{ A}$$

$$2^{\text{a}} \text{ Secção} = 630 \text{ mm}^2 \quad I_Z = 942 \text{ A} \quad I_{Z_{\text{corrigido}}} = 942 \times 0,96 = 904,32 \text{ A}$$

$$I_b = 767,1 \text{ A} \leq I_{Z_{\text{corrigido}}} = 904,32 \text{ A}$$

$$V = 1 \times \left[\left(\frac{0,036 \times 60}{630} \right) \times 0,8 + (0,00008 \times 60 \times 0,6) \right] \times 767,1 = 4,31 \text{ V} \quad (5.27)$$

$$\Delta u (\%) = \frac{100 \times 4,31}{230} = 1,87\% \quad (5.28)$$

Verifica-se novamente que a secção de 630 mm², não valida novamente o critério de queda de tensão.

Manusear cabos de com secções muito grandes, (acima de 300 mm²), torna-se muito complicado e muito dispendioso, pelo que em muitos projetos, é usual, colocar condutores em paralelo para a mesma fase e para tal definiu-se aplicar 4 cabos monocondutores em cada fase,

e 2 cabos para o neutro e mais 2 para o cabo terra de equipotencialização, considerando que o disjuntor é dotado para redução de neutro a metade.

$$I_b = 767,1 \text{ A} \leq I_{Z_{\text{corrigido}}} \quad (5.26)$$

$$1^{\text{a}} \text{ Secção} = 500 \text{ mm}^2 \quad I_Z = 806 \text{ A} \quad I_{Z_{\text{corrigido}}} = 806 \times 0,96 = 773,6 \text{ A}$$

$$2^{\text{a}} \text{ Secção} = 630 \text{ mm}^2 \quad I_Z = 942 \text{ A} \quad I_{Z_{\text{corrigido}}} = 942 \times 0,96 = 904,32 \text{ A}$$

$$3^{\text{a}} \text{ Secção} = 4 \times 240 \text{ mm}^2 = 960 \text{ mm}^2 \quad I_Z = (492 \times 4) \text{ A} \quad I_{Z_{\text{corrigido}}} = 1986 \times 0,96 = 1889 \text{ A}$$

$$I_b = 767,1 \text{ A} \leq I_{Z_{\text{corrigido}}} = 1889 \text{ A}$$

$$V = 1 \times \left[\left(\frac{0,036 \times 60}{960} \right) \times 0,8 + (0,00008 \times 60 \times 0,6) \right] \times 767,1 = 3,59 \text{ V} \quad (5.27)$$

$$\Delta u (\%) = \frac{100 \times 3,59}{230} \approx 1,56 \% \quad (5.28)$$

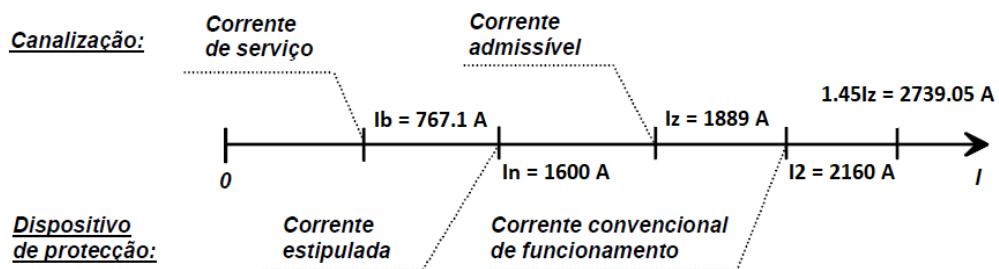


Figura 5.164 - Validação do critério de aquecimento e proteções entre o quadro AC fotovoltaico e o quadro AC do cliente, (adaptado de (RTIEBT, 2000)).

Realizados os cálculos e validados ambos os critérios, verifica-se que será necessário aplicar $[4 \times (3 \times 240 \text{ mm}^2) + 2 \times (2 \times 240 \text{ mm}^2)]$ RZ1-k AL. No Anexo 27, é apresentado o esquema elétrico geral unifilar da UPAC.

A partir do Anexo 28, é apresentado um esquema de ligação da integração do analisador de rede da marca Janitza modelo UMG 104, em que as suas principais características são apresentadas no Anexo 29. Os transformadores de corrente utilizados têm uma relação de transformação 1000/5 A. O sistema permite analisar a energia consumida pelo cliente e ao mesmo tempo enviar essa informação para o SmartLogger 3000A, que controla os inversores através de modulação de potência, e monitoriza toda a instalação e envia os dados para a plataforma Fusion Solar, que permite aceder à informação de forma instantânea, Anexo 30.

- **Análise Financeira e Rendimento do Sistema**

Na Figura 5.165, são apresentados os dados económicos do projeto, que implica um investimento inicial de 250 000 €, e permite uma poupança no primeiro ano de 93455,73 €. Este valor representa a soma do custo de energia não comprada à rede, assim como o valor da venda de energia excedente.

Parâmetros económicos	
Taxa interna de retorno	40,44 %
Fluxo de caixa acumulado	2.144.349,11 €
Prazo de amortização	2,6 Anos
Custos de geração da energia	0,02 €/kWh
Vista geral de pagamentos	
Investimento específico	453,90 €/kWp
Custos de investimento	250.000,00 €
Pagamentos únicos	0,00 €
Subsídios	0,00 €
Custos anuais	0,00 €/Ano
Outros lucros ou economias	0,00 €/Ano
Remuneração e Economia	
Remuneração total no primeiro ano	532,62 €/Ano
Economia no primeiro ano	93.455,73 €/Ano

Figura 5.165 - Dados económicos, Solzaima (PvSol).

Tabela Fluxo de Caixa

	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
Investimentos	-250.000,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Tarifa de injeção	527,35 €	537,79 €	548,44 €	559,30 €	570,37 €
Economia de energia	92.530,43 €	94.362,71 €	96.231,28 €	98.136,85 €	100.080,17 €
Fluxo de caixa anual	-156.942,23 €	94.900,50 €	96.779,72 €	98.696,15 €	100.650,54 €
Fluxo de caixa acumulado	-156.942,23 €	-62.041,73 €	34.737,99 €	133.434,14 €	234.084,69 €
	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Investimentos	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Tarifa de injeção	581,67 €	593,19 €	604,93 €	616,91 €	629,13 €
Economia de energia	102.061,93 €	104.082,94 €	106.144,03 €	108.245,87 €	110.389,35 €
Fluxo de caixa anual	102.643,60 €	104.676,13 €	106.748,96 €	108.862,78 €	111.018,47 €
Fluxo de caixa acumulado	336.728,29 €	441.404,41 €	548.153,38 €	657.016,16 €	768.034,63 €
	Ano 11	Ano 12	Ano 13	Ano 14	Ano 15
Investimentos	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Tarifa de injeção	641,58 €	654,29 €	667,25 €	680,46 €	693,93 €
Economia de energia	112.575,26 €	114.804,51 €	117.077,87 €	119.396,26 €	121.760,54 €
Fluxo de caixa anual	113.216,84 €	115.458,80 €	117.745,12 €	120.076,72 €	122.454,47 €
Fluxo de caixa acumulado	881.251,47 €	996.710,28 €	1.114.455,39 €	1.234.532,11 €	1.356.986,58 €
	Ano 16	Ano 17	Ano 18	Ano 19	Ano 20
Investimentos	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Tarifa de injeção	707,67 €	721,69 €	735,98 €	750,55 €	765,41 €
Economia de energia	124.171,58 €	126.630,42 €	129.138,02 €	131.695,18 €	134.303,00 €
Fluxo de caixa anual	124.879,26 €	127.352,11 €	129.874,00 €	132.445,73 €	135.068,42 €
Fluxo de caixa acumulado	1.481.865,83 €	1.609.217,95 €	1.739.091,95 €	1.871.537,67 €	2.006.606,09 €
	Ano 21				
Investimentos	0,00 €				
Tarifa de injeção	780,57 €				
Economia de energia	136.962,45 €				
Fluxo de caixa anual	137.743,02 €				
Fluxo de caixa acumulado	2.144.349,11 €				

Figura 5.166 - Fluxo de caixa, ao longo de 20 anos, (PvSol).

Na Figura 5.166, é apresentado o fluxo económico associado ao investimento da UPAC, demonstrado que ao 3º ano a UPAC já apresenta um fluxo de caixa acumulado positivo, ou seja, que o investimento já está pago e com saldo positivo. Uma vez mais verifica-se que este tipo de projeto têm um retorno do investimento rápido, quando são bem dimensionadas.

- **Execução da Instalação**

Visto que a UPAC respetiva tem uma potência nominal superior a 250 kW e com injeção de excedente na rede, automaticamente estamos ao abrigo do Despacho nº 05/2017 da DGEG, com a regra que, para instalações de autoconsumo, em instalações com ligação à RESP em média tensão, a proteção de máxima tensão homopolar é, em regra, aplicada para potência superiores a 250 kW.

De acordo com o Guia Técnico de Instalações de Produção Independente de Energia Elétrica, deve equipar a instalação produtora com um sistema de proteção de interligação, denominado por QPI (Quadro de Proteção de Interligação), esta solução deve garantir o deslastre de forma automática da instalação de produção, (EDP Distribuição, 2021).

No caso de ocorrer alguma alteração nas características elétricas tanto a montante ou a jusante do transformador de potência do cliente, automaticamente, o relé de proteção incorporado no QPI, irá enviar um sinal ao disjuntor motorizado geral do quadro fotovoltaico, de modo que este desligue de forma rápida e segura a central de produção, este esquema pode ser observado de forma geral através do Anexo 27.

O quadro de proteção de interligação ou proteção homopolar, de uma forma geral, consiste na instalação de um relé de proteção conforme a Figura 5.168, em conjunto com a instalação de transformadores de tensão, que é obrigatoriedade a sua instalação do lado a montante do transformador de potência, para se poder analisar as características da rede à entrada, assim como aplicar transformadores de corrente de forma a monitorizar todo o consumo da instalação ou a injeção na rede, Figura 5.167.

Através da central de comando, Figura 5.168, com a função de comandar o disjuntor geral de interligação, onde este disjuntor deve ser dotado com as seguintes funcionalidades, (Schneider, 2021).

1. Bobine de mínima tensão em 3 estados, onde:
 - a. O disjuntor está fechado, no caso de os valores de tensão estarem dentro da tolerância superior, definida pelo fabricante;
 - b. O disjuntor pode ou não estar fechado, no caso de os valores de tensão estarem entre o valor de tolerância média, definida pelo fabricante;
 - c. O disjuntor está aberto, no caso de os valores de tensão estarem abaixo da tolerância média, definida pelo fabricante;
2. Contatos auxiliares: que enviam constantemente informação do estado do disjuntor, (aberto ou fechado)

3. Motorização: cabeça motorizada, pode ser alimentada a 230 VAC ou 24 VDC, para manobrar o disjuntor, conforme as indicações do relé de interligação.

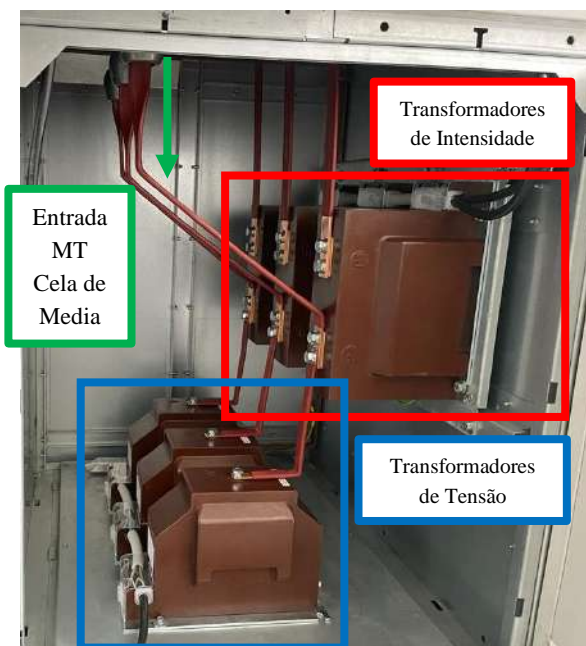


Figura 5.167 - Aplicação de novos TT's e TI's, nas celas de MT.



Figura 5.168 - Quadro de Proteção de Interligação, com Relé da marca GE Multilin F650.

6. Processo para obtenção da Licença como Operador de Postos de Carregamento de Veículos Elétricos

6.1 Enquadramento

O inventor do carro elétrico até aos dias de hoje, ainda é uma controvérsia que nos leva até ao início do século XIX, considera-se que em 1888, surgiu o primeiro carro elétrico criado pelo empresário Andreas Flocken, com um motor apenas de 700 W, atingindo uma velocidade de ponta de 15 km/h, (Iberdola, s.d.).

Apesar dos carros elétricos já terem existido em grande parte no século XIX, estes mesmos foram perdendo posição no mercado. A causa para o seu desuso deve-se à produção em linha dos motores a combustão, criada por Henry Ford, que desta forma conseguiu que o custo de produção reduzisse drasticamente comparado com a produção de carros elétricos. Assim como a descoberta de grandes reservas de petróleo, disponibilizando inúmeros postos de abastecimento com a gasolina a preços acessíveis, garantindo que se percorresse maiores distâncias de forma económica.

Contudo a mobilidade elétrica, seja ela através de automóveis, comboios, autocarros, motos, bicicletas, trotinetas, está de regresso e em grande força. Pois visa-se cada vez mais um futuro virado para a mobilidade, sem veículos a combustão interna, de forma apoiar a redução de emissões.

É neste panorama que a SunEnergy, decidiu-se licenciar como Operador de Postos de Carregamento (OPC). Ficando assim certificada a instalar postos de carregadores de veículos elétricos na via pública e em instalações privadas.

Um OPC, é uma entidade titular da licença, em que a atividade principal traduz-se na instalação, disponibilização, exploração e manutenção de postos de carregamento com acesso público ou privado, incluídas na rede de mobilidade elétrica e que permitam o carregamento das baterias de veículos elétricos.

Na União Europeia, Portugal já se encontra na quarta posição em postos de carregamento instalados, contando com mais de 5000 pontos em que desses, cerca de 2000 são de carregamento rápido ou ultrarrápido, (Dinheiro Vivo, 2022).

Contudo este panorama da mobilidade elétrica apresenta um paradoxo para o qual ainda estamos pouco preparados, que é o consumo em grande escala de eletricidade para carregar baterias, daí mais uma vez, a oportunidade de implementação de sistemas fotovoltaicos para ajudar a colmatar esta falha.

Existem vários tipos ou modos de carregamento, desde os domésticos, normais e rápidos. Todos os equipamentos associados aos tipos de carregamento, controlo e proteção assim como a sua metodologia de funcionamento, são explicados pelo projeto descritivo em Anexo 31, que foi um dos documentos, realizado durante o estágio, necessário a entregar para aprovação da licença.

6.2 Processo de Licenciamento

O processo de obtenção da respetiva licença foi uma atividade desenvolvida durante o decorrer do estágio.

A Figura 6.1 demonstra a aceitação da empresa SunEnergy, pela rede de Mobilidade Elétrica (Mobi.E), como operador de postos de carregamento de veículos elétricos.

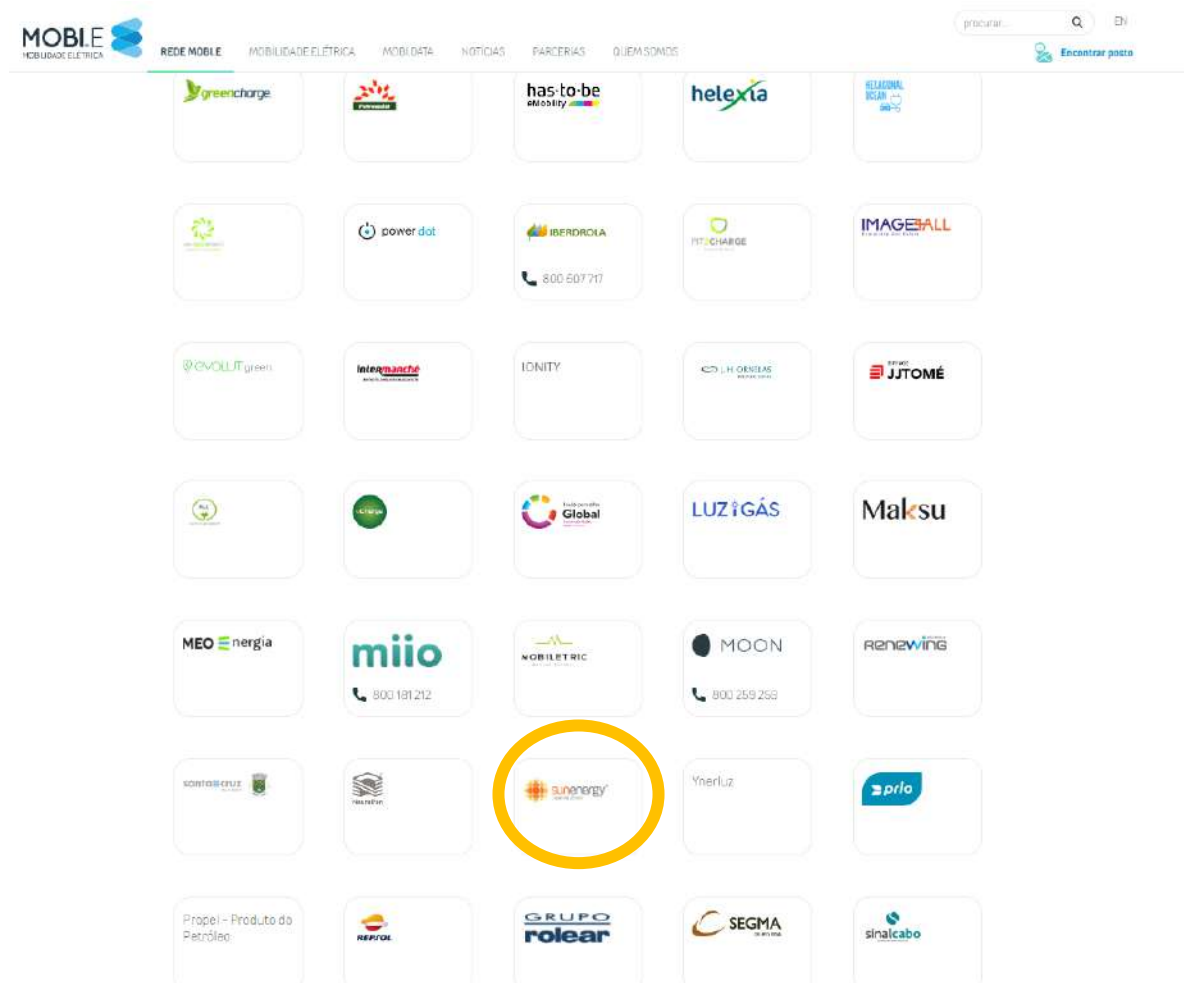


Figura 6.1 - Lista de alguns OPC's, da rede MOBILE, (adaptado de (MOBILE, 2022)).

Para além de toda a pesquisa de informação, contactos com DGEG e Mobi.e, pagamento de taxas, o processo de licenciamento passou por reunir uma quantidade de documentos relativos à empresa e elaboração de um projeto descritivo sobre as tecnologias a utilizar.

Os documentos necessários para o licenciamento, foram interpretados a partir do artigo nº 3 da Portaria nº241/2015:

1. *“Identificação completa do requerente, que deve ser uma pessoa coletiva, pública ou privada, autónoma nos termos previstos no n.º 3 do artigo 14.º do Decreto-Lei n.º 39/2010, de 26 de abril, alterado pela Lei n.º 64-B/2011, de 30 de dezembro, e pelos Decretos-Leis nos 170/2012, de 1 de agosto, e 90/2014, de 11 de junho.”*

2. *“Descrição dos acionistas ou de outras entidades que, direta ou indiretamente, disponham do exercício do direito de voto em órgão competente do requerente.”*
3. *“Prova da existência da apólice de seguro prevista na alínea b) do n.º 2 do artigo 15.º do Decreto-Lei n.º 39/2010, de 26 de abril, alterado pela Lei n.º 64-B/2011, de 30 de dezembro, e pelos Decretos-Leis nos 170/2012, de 1 de agosto, e 90/2014, de 11 de junho.”*
4. *“Descrição da respetiva estrutura organizativa e funcional.”*
5. *“Identificação dos gestores e apresentação dos respetivos currículos profissionais.”*
6. *“Descrição dos meios humanos disponíveis, das suas qualificações e respetivas funções, em particular quanto ao técnico responsável pela instalação e manutenção de pontos de carregamento, o qual deve dispor de formação académica superior na área da eletrotécnica.”*
7. *“Memória descritiva da plataforma informática e outros meios técnicos a utilizar para o exercício da atividade.” Anexo 32*
8. *“Projeto descritivo dos equipamentos de carregamento de baterias de veículos elétricos a utilizar pelo requerente, das suas características técnicas, tecnológicas e de segurança e da respetiva identificabilidade funcional e integração na rede de mobilidade elétrica.” Anexo 31*
9. *“Declaração escrita pela qual o requerente assume o compromisso de proceder à instrução do processo de licenciamento para a instalação definitiva de, pelo menos, um ponto de carregamento para a mobilidade elétrica, junto da entidade legalmente competente.”*

7. Conclusões

Com a conclusão do período de estágio curricular na empresa SunEnergy, que me permitiu fortalecer muitos dos conhecimentos adquiridos ao longo de toda a formação académica, assim como assimilar novos fundamentos afetos às áreas interagidas durante o estágio, possibilitando assim, lembrar, aplicar e gerar novas questões quanto aos conceitos adquiridos até a data.

A possibilidade de interagir fora do contexto académico, com os equipamentos de medição e *softwares* tais como: PvSol, AutoCad, PVGIS, Skechup e Excel que é uma ferramenta poderosa que tem muito para explorar, através da conjugação destas ferramentas, foram uma mais-valia para todo o processo de dimensionamento, permitindo economizar tempo de cálculos e exatidão nos valores apresentados. Devido à exigência que o mundo de trabalho apresenta, o receio de falhar num simples cálculo, foi uma barreira que tive de ultrapassar com o decorrer do estágio, melhorando as minhas *hard skills*.

O estágio, não foi considerado apenas com a visão da formação profissional, pois o contato com o mundo empresarial, desde colegas de trabalho, chefias, clientes, fornecedores e todo o processo envolvente, proporcionou uma melhoria profissional, mas também uma evolução constante interpessoal, melhorando as minhas *soft skills*.

Devido ao aumento constante do consumo energético mundial, os preços das energias também têm acompanhado esse aumento. De modo a aliviar as faturas energéticas, a recorrência às energias alternativas, cada vez é maior. Portugal é um país, que está situado geograficamente de forma a ter um ótimo aproveitamento da energia solar ativa.

Esta é uma técnica que possibilita a exploração em grande escala da radiação solar, de forma solar térmica e solar fotovoltaica, os dois temas abordados durante o estágio, com maior foco na energia solar fotovoltaica.

Houve a possibilidade fazer um acompanhamento comercial e técnico de vários projetos de ambos os setores, adquirindo cada vez mais conhecimentos e assim me tornar autónomo de modo a realizar dimensionamentos e orçamentos dos sistemas fotovoltaicos.

A realização deste relatório tem uma grande componente teórica, que permitiu uma pesquisa geral sobre o conceito da radiação solar, as tecnologias usadas na energia solar térmica e solar fotovoltaica, os equipamentos e acessórios, assim como as várias técnicas associadas a estes sistemas.

A atualização constante dos valores de mercado dos equipamentos é um ponto que me despertou muito atenção e que se deve estar sempre alerta, sobretudo nos módulos fotovoltaicos, que desde 2010 teve um decréscimo surpreendente. Reduzido assim o investimento inicial dos sistemas fotovoltaicos e ao mesmo tempo melhorando a rentabilidade dos mesmos, devido à evolução das tecnologias, como por exemplo: tecnologia PERC, tecnologia Bifacial, tecnologia Half-Cut. Contudo é de salientar que tem ocorrido alguns incentivos do Estado Português e mesmo

da União Europeia, para a instalação de sistemas com recurso a energia renováveis ou energias mais eficientes, facilitando assim o investimento para adquirir sistemas deste tipo.

Desde a primeira semana neste ambiente da empresa, que foi possível perceber que o interesse por sistemas fotovoltaicos teve uma enorme procura e com tendência sempre a aumentar. Devido à elevada rentabilidade e com uma reduzida manutenção associada a estes sistemas.

O desenvolvimento de projetos desta categoria, exige que se seja um conhecedor sempre atualizado, não só da evolução dos equipamentos e tecnologias, mas também de toda a legislação respetiva. No ano 2019, sucedeu-se a transição dos Decretos-Lei nº 162/2019 e 7/2019 que viriam revogar o Decreto-Lei nº 153/2014.

A empresa em 2019, enfrentava um impasse que era a necessidade de obtenção da licença de OPC, para execução da atividade de instalação, disponibilização, exploração e manutenção de infraestruturas de acesso público ou privado, integradas na rede de mobilidade elétrica que permitissem o carregamento de baterias de veículos elétricos. Essa função foi me destacada, que para tal, houve necessidade de acompanhamento de grande parte da legislação e todo o processo inerente à obtenção da licença, que de uma maneira geral é descrito no capítulo 6, deste modo foi possível proporcionar à empresa a possibilidade de concorrer a concursos públicos e instalações privadas para instalar carregadores de veículos elétricos.

De uma forma geral, considero que este estágio foi cumprido com grande sucesso e que tive enorme oportunidade de trabalhar num ramo com bastante impacto e importância para a matriz energética e impacto ambiental, com toda a certeza uma mais-valia para o meu futuro profissional e pessoal.

Referências

- Adelino Borges Molinari. (2017). *Quadro elétrico de uma habitação e componentes*. Obtido em 2 de dezembro de 2021, de <https://docplayer.com.br/50505561-Quadro-electrico-de-uma-habitacao.html>
- Adene. (2020). *Guia SCE - Indicadores de Desempenho Energético (REH)*. Obtido em 10 de julho de 2021, de https://www.sce.pt/wp-content/uploads/2020/04/4.4-Guia-SCE-Indicadores-de-desempenho-REH_V1-1.pdf
- alemetec elétrica. (2019). *DR Dispositivo de proteção contra corrente elétrica residual*. Obtido em 13 de dezembro de 2021, de alemetec elétrica : <https://alemetec.blogspot.com/2019/07/DR-Dispositivo-de-Protacao-contra-Corrente-Elétrica-Residual.html>
- Alternative Energy. (2021). *Tutorials "Parallel Connected Solar Panels"*. Obtido em 23 de agosto de 2021, de <https://www.alternative-energy-tutorials.com/solar-power/parallel-connected-solar-panels.html>
- Alternative Energy. (2021). *Tutorials "Series Connected Solar Panels"*. Obtido em 7 de agosto de 2021, de <https://www.alternative-energy-tutorials.com/solar-power/series-connected-solar-panels.html>
- APESF. (2013). Forum Nacional. Obtido em 12 de maio de 2021, de https://www.apesf.pt/images/apesf/pdf/conf2013/2_DGEG_Sector_FV_PT.pdf
- APREN. (2019). Portugal precisa da nossa energia. Obtido em 24 de junho de 2022, de <https://www.apren.pt/pt/publicacoes/apren/710-anuario-apren-2019/>
- APREN. (2020). Eletrecidade Renovável em Revista. Obtido em 24 de junho de 2022, de <https://www.apren.pt/contents/documents/brochura-apren-2021.pdf>
- APREN. (2022). *2021 Eletrecidade Renovável em Revista*. Obtido em 14 de janeiro de 2023, de <https://www.apren.pt/contents/documents/20220810-apr004-01-anuario2022-brochura-final-compressed.pdf>
- APREN. (2022). *Evolução da Potência Instalada em Portugal*. Obtido em 23 de junho de 2022, de <https://www.apren.pt/>
- AQUAFER. (2018). *Soluções Eficientes e Ecológicas para Águas Quentes e Frias*. Obtido em 22 de setembro de 2020, de https://www.smartfire.pt/wp-content/uploads/2018/11/catalogo_aquafer.pdf
- BlueSol . (2021). *Célula Fotovoltaica - O guia técnico absolutamente completo*. Obtido em 12 de fevereiro de 2020, de BlueSol energia solar: <https://blog.bluesol.com.br/celula-fotovoltaica-guia-completo/>

Referências

- Brakels, R. (2018). *Half cut solar panels: Higher efficiency & better shade tolerance*. Obtido em 27 de novembro de 2021, de Solarquotes Blog: <https://www.solarquotes.com.au/blog/half-cut-solar-cells-panels/>
- Callefi. (2021). *Callefi hydronic Soluntios*. Obtido em 15 de dezembro de 2021, de Como funcionam as válvulas purgadoras de ar automáticas: <https://www.callefi.com/brazil/pt-br/blog/como-funcionam-valvulas-purgadoras-de-ar-automaticas>
- Canal Solar. (2019). *"Entenda os inversores com múltiplos MPPT"*. Obtido em 11 de dezembro de 2020, de Canal Solar: <https://canalsolar.com.br/inversores-com-multiplos-mppt/>
- Cardoso, F. (2020). *Solar Térmico voltou a crescer na Europa e em Portugal*. Obtido em 17 de dezembro de 2021, de Edifícios e Energia: <https://edificioseenergia.pt/noticias/solartermico-2019-2212/>
- Castro, Catarina. (2017). *A Radiação Solar*. Obtido em 26 de junho de 2021, de Slideshare: <https://pt.slideshare.net/CarvalhoCC/variabilidade-da-radiao-solar-geral>
- Cavaco, A., Silva, H., Canhoto, P., Neves, S., Neto, J., & Pereira, M. (2016). *Radiação Solar Global em Portugal e a sua Variabilidade mensal e anual*. Obtido em 15 de dezembro de 2021, de https://www.researchgate.net/publication/312490545_Radiacao_Solar_Global_em_Portugal_e_a_sua_variabilidade
- CERTIF. (2021). *CERTIF - Associação para a Certificação*. Obtido em 11 de agosto de 2021, de Solar Keymark, the main quality label for solar thermal: <http://www.certif.pt/keymark.asp>
- Ciências, C. d. (2014). *Estações do ano*. Obtido em 27 de janeiro de 2021, de https://www.youtube.com/watch?v=HB9-Eol7CGI&ab_channel=CasadasCi%C3%AAs
- Cleanenergysolar. (2019). *Fatores de correção de (k) para superfícies inclinadas*. Obtido em 12 de junho de 2021, de <https://renovablesconsaburum.files.wordpress.com/2015/12/tablas-factor-correccion-k.pdf>
- Costa, I., & Maroja, A. (2017). *Astronomia diurna: medida da abertura angular do Sol e da latitude local*. Obtido em 23 de setembro de 2021, de <https://repositorio.unb.br/handle/10482/33607>
- Costa, R. J. (2011). *Comparação de Métodos de Seguimento Solar para Sistemas Fotovoltaicos*. Obtido em 11 de setembro de 2021, de https://repositorio.ul.pt/bitstream/10451/8701/1/ulfc104175_tm_Ricardo_Costa.pdf
- CRESESB, CEPEL. (2014). *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*. Obtido em 25 de Novembro de 2020, de http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf

- Deloitte. (2019). *Decisions that matter, the impact of renewable energy*. Obtido em 25 de junho de 2022, de <https://www.apren.pt/contents/files/brochura-digital-apren.pdf>
- DGEG. (2016). *Energias Renováveis e Sustentabilidade*. Obtido em 22 de outubro de 2021, de <https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-setoriais/energia/energias-renovaveis-e-sustentabilidade/sce-er/>
- DGEG, A. O. (2021). "Energia em Números - Edição 2021". Obtido em 24 de junho de 2022, de Fuel Cell Store: <https://www.dgeg.gov.pt/media/32skj5iv/dgeg-aen-2021e.pdf>
- DGIT. (2018). Obtido em 26 de junho de 2021, de NCLAVE fornece seus seguidores de eixo para um projeto rastreador solar de 125 MW na Austrália: <https://pt.dgitreducer.com/article/nclave-provides-its-axis-followers-for-a-125-mw-solar-tracker-project-in-australia-i00022i1.html>
- Diana Macedo. (2018). *Projeto e Instalação de Sistema de Autoconsumo*. Relatório de Estágio para Mestre em Engenharia Eletrotécnica. Obtido em 24 de agosto de 2020, de <https://comum.rcaap.pt/handle/10400.26/25460>
- Dinheiro Vivo. (23 de agosto de 2022). *Postos de carregamento de carros elétricos: como funcionam?* Obtido em 24 de setembro de 2022, de Dinheiro Vivo: <https://www.dinheirovivo.pt/financas-pessoais/postos-de-carregamento-de-carros-eletricos-como-funcionam-15084462.html>
- DS New Energy. (2019). Obtido em 19 de maio de 2021, de Barras de células solares, dedos, fios de tabulação e fios de barramento: <https://pt.dsisolar.com/info/solar-cell-busbars-fingers-tab-wires-and-bus-39886370.html>
- edp. (2021). *Contadores inteligentes - Nova geração de contadores que o ajudam a poupar energia, tempo e dinheiro*. Obtido em 16 de dezembro de 2021, de edp: <https://www.edp.pt/particulares/apoio-cliente/contadores/>
- edp. (2022). "O ambiente é de todos - vamos usar bem a energia". Obtido em 22 de junho de 2022, de SlidePlayer: <https://slideplayer.com.br/slide/2323964/>
- EDP Distribuição. (2021). *Manual de Ligações à Rede Elétrica de Serviço Público*. Obtido em 22 de janeiro de 2023, de https://www.e-redes.pt/sites/eredes/files/2019-02/EDPDistribui%C3%A7%C3%A3o_Manual_Ligacoes_Rede_2018_9%C2%AA_ed%C3%A7%C3%A3o.pdf
- Efectoled. (2021). *Microinversor Autoconsumo Injeção de rede 0.3kW monofásica*. Obtido em 12 de dezembro de 2021, de Efectoled: <https://www.efctoled.com/pt/comprar-inversores/11995-microinversor-.html>
- efergy. (2021). *Engage Hub Kit - Monitor your home energy consumption from anywhere*. Obtido em 14 de dezembro de 2021, de efergy: <https://efergy.com/>
- enat. (2021). *Águas Quentes Sanitárias Sistema Termossifão*. Obtido em 25 de setembro de 2021, de <https://www.enat.pt/artigo/termossifao>
- Energy, I. (2021). *Águas Quentes Sanitárias - Sistema de Circulação Forçada*. Obtido em 4 de agosto de 2021, de <http://www.is-energy.eu/sistema-para-agua-quente-sanitaria-aqs>

Referências

- Engenharia, Exclusiva. (2021). *Disjuntores Termomagnéticos e o seu funcionamento*. Obtido em 26 de novembro de 2021, de Exclusiva engenharia: <https://www.exclusivaengenharia.com.br/disjuntores>
- EPFM Engenharia. (2021). *Proteção Contra Sobretensões Transitórias e Permanentes (DST)*. Obtido em 19 de dezembro de 2021, de EPFM Engenharia: <https://www.epmf.pt/servicos/descarregadores-de-sobretensoes/>
- ERSE. (2020). Boletim - Comparação preços eletricidade EUROSTAT. Obtido em 24 de junho de 2022, de https://www.erse.pt/media/sd1fz3zl/boletim-eletricidade-eurostat_2020s1.pdf
- Fernandes, M. B. (2019). *Estudo da tecnologia de concentrador solar: modelagem e simulação de uma planta piloto termossolar do tipo cilindro-parabólico*. Obtido em 22 de outubro de 2021, de <https://repositorio.ufsc.br/bitstream/handle/123456789/203419/TCC%20Engenharia%20de%20Energia%20Marcella%20Bitencourt%20Fernandes.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Ferraz, N. V. (2018). *Conceção de Sistema de Baixo Custo para Avaliação do Comportamento e Monitorização dos Estados de Carga e de saúde de baterias LiFePO4*. Obtido em 16 de maio de 2021
- Frاندoloso. (2001). Controle ambiental solar passivo e ativo. Obtido em 13 de janeiro de 2022, de https://www.researchgate.net/figure/Figura-2-Control-e-ambiental-solar-passivo-e-ativo-Fonte-FRANDOLOSO-2001_fig2_267448914
- Gil, L., & Cabrita, I. (2017). Situação do solar térmico em Portugal. Obtido em 2021 de julho de 21, de https://www.researchgate.net/profile/Luis-Gil-7/publication/318859720_Situacao_do_solar_termico_em_Portugal/links/5981ec580f7e9b7b524bcfd4/Situacao-do-solar-termico-em-Portugal.pdf
- GMBH, I. M. (2021). *Selection table for digital silicon irradiance sensors Si-RS485 Series*. Obtido em 18 de dezembro de 2021, de <https://www.imt-solar.com/fileadmin/docs/en/products/Si-RS485-Selection.pdf>
- hager. (2021). *Catálogo Corta circuitos porta fusível*. Obtido em 13 de maio de 2021, de hager: <https://hager.com/pt/catalogo/distribuicao-de-energia/protecao/corta-circuitos-porta-fusiveis>
- Hidraulicart. (2021). *Bomba Circuladora DAB Água Quente Painéis Solares*. Obtido de <https://www.hidraulicart.pt/loja-online/bombas-circuladoras/bomba-circuladora-dab-agua-quente-3072/>
- Huawei "User Manual". (2021). *User Manual SUN2000-(100KTL, 110KTL, 125KTL) SERIES*. Obtido em 12 de dezembro de 2021, de <https://www.ske-solar.com/wp-content/uploads/2020/08/Handbuch-Huawei-SUN2000-100KTL-M1.pdf>
- Iberdrola. (s.d.). *História do Carro Elétrico*. Obtido em 5 de dezembro de 2021, de O veículo elétrico: uma viagem por mais de 200 anos de história: <https://www.iberdrola.com/sustentabilidade/historia-carro-eletrico>

- IPL. (2019). Método de cálculo do volume do vaso. Obtido em 26 de setembro de 2021, de <https://repositorio.ipl.pt/bitstream/10400.21/4203/61/ANEXO%20W%20-%20Vaso%20de%20expans%C3%A3o.pdf>
- IRENA. (2020). *Power Generation Costs 2020*. Obtido em 26 de junho de 2022, de <https://irena.org/publications/2021/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2020>
- ISQ. (2021). *Curso Projeto Fotovoltaico - Autoconsumo*. Obtido em 26 de setembro de 2021
- Itron. (2021). *Medidor comercial e industrial ACE6000*. Obtido em 15 de dezembro de 2021, de Itron: <https://www.itron.com/br/solutions/product-catalog/ace6000>
- Janitza. (2021). *Power quality analysers for DIN rails*. Obtido em 17 de dezembro de 2021, de Janitza: <https://www.janitza.com/>
- Jorge Silva. (2012). *Esquema do principio de funcionamento hidráulico e elétrico de um sistema solar térmico de circulação forçada*. Obtido em 20 de setembro de 2021, de Dicas & Esquemas: http://dicasesquemas.blogspot.com/2012/12/esquema-do-principio-de-funcionamento_28.html?q=circula%C3%A7%C3%A3o+for%C3%A7ada
- Jorge Silva. (2015). *Termossifão: Capítulo 3 (O painel plano)*. Obtido em 17 de agosto de 2021, de Dicas & Esquemas: <http://dicasesquemas.blogspot.com/2015/03/sistema-solar-termico-para-utilizacao.html>
- Junkers. (2014). *Sistemas Solares Térmicos Junkers - Soluções completas para qualquer edifício*. Obtido em 2 de agosto de 2020, de <https://docplayer.com.br/506773-Solar-sistemas-solares-termicos-junkers-solucoes-completas-para-qualquer-edificio-julho-2014-conforto-para-a-vida.html>
- LEFE. (2021). *Inversor Huawei Sun2000 100KTL M1*. Obtido em 12 de junho de 2021, de LEFE: https://www.lefe.pt/ficha_produto/Inversor-Huawei-SUN2000-100KTL-M1/829/FOTOVOLTAICO/Inversores%20para%20Baterias/205
- Lithium Power Inc. (2021). *Lithium Power's Custom-made Battery Pack Solutions*. Obtido em 14 de dezembro de 2021, de Lithium Power Inc: <http://www.lithiumpowerinc.com/custom-lithium-battery-packs.html>
- Macaé. (2021). *Georrefecimento - Sistema de Cordenadas*. Obtido em 26 de junho de 2022, de <https://macae.rj.gov.br/geomacae/conteudo/titulo/georreferenciamento>
- Magarreiro, C., Freitas, S., & Brito, M. C. (2018). *Radiação solar e energia*. Obtido em 14 de outubro de 2020, de <https://www.spf.pt/magazines/GFIS/119/article/993/pdf>
- Marmé, P. (2021). *As células bifaciais "NeON" da Lg permitem produzir energia em ambos os lados dos painéis fotovoltaicos com quase o mesmo nível de captação*. Obtido em novembro de 2021, de WELECTRIC: <https://welectric.pt/2021/06/23/paineis-captam-a-energia-solar-tanto-pela-frente-como-por-tras/>
- Melo, E. G. (2012). *Geração Solar Fotovoltaica " Estimativa do fator de sombreamento e irradiação em modelos tridimensionais de edificações"*. Obtido em 25 de janeiro de 2020

- MOBI.E. (2022). *Lista de Comercializadores e Operadores*. Obtido em 22 de agosto de 2022, de MOBI.E.
- Moraes, Caio. (2020). *Célula Fotovoltaica: tudo que você precisa saber*. Obtido em 17 de fevereiro de 2020, de Eletrônica de Potência: <https://eletronicadepotencia.com/celula-fotovoltaica/>
- Moraes, L. E. (2020). *Estudo de Viabilidade Técnico-Econômica de Implementação de Painéis Fotovoltaicos no ISEP*. Obtido em 27 de outubro de 2021
- Novais, M. S. (2014). *Sistemas solares fotovoltaicos, térmicos e sistemas de biomassa*. Relatório de Estágio para Mestre em Energias Renováveis e Eficiência Energética. Obtido em 23 de agosto de 2021, de https://bibliotecadigital.ipb.pt/bitstream/10198/10322/1/Novais_Marisa.pdf
- NREL. (2021). *Best Research-Cell Efficiency Chart*. Obtido em 16 de setembro de 2021, de Transformation Energy: <https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html>
- OBO BETTERMANN. (2022). *Descarregador de sobretensões V20, 3 Polos + NPE 385V do tipo 2*. Obtido em 16 de fevereiro de 2022
- Pedro Reis. (2020). *Portal da Energia*. Obtido em 26 de junho de 2021, de <https://www.portal-energia.com/diferencas-seguidores-solares-eixo-unico-eixo-duplo/>
- PHOENIX CONTACT. (2022). *Surge protection for power supplies - Type 2 surger arrester VAL-MS 1000DC-PV/2+V*. Obtido em 26 de maio de 2022
- Pinheiro, C. (2021). *Portugal prepara novo leilão para instalar painéis solares flutuantes nas barragens*. Obtido em 26 de junho de 2021, de Portal Solar: https://www.google.com/search?q=sistema+fotovoltaico+flutuante&sxsrf=ALiCzsaX6xSGq6A_-JmoByg7K0VWsD0V_w:1666641754194&source=lnms&tbm=isch&sa=X&ved=2ahUKewis0uet1Pn6AhURwYUKHcoHALoQ_AUoAXoECAIQAw&biw=1396&bih=649&dpr=1.38#imgrc=9IIUf193jslwSM
- Pinheiro, P. (2021). *Dimensionamento e orçamentação de um sistema solar térmico para produção AQS de um edifício multifamiliar*. Dissertação para Mestre em Engenharia Mecânica. Obtido em 14 de agosto de 2021
- PNEC 2030. (2019). *"Plano Nacional de Energia e Clima 2021-2030"*. Obtido em 24 de junho de 2022, de <https://bcspportugal.org/wp-content/uploads/2020/12/PNEC-2030-Plano-Nacional-Energia-e-Clima.pdf>
- Portal da Energia. (2004). *Energia Solar Térmica - Manual sobre Tecnologias, Projeto e Instalação*. Obtido em 5 de agosto de 2020, de <http://www.marioloureiro.net/tecnica/energSolar/guia-tecnico-manual-solartermico.pdf>
- Portal Energia. (2004). *Energia Fotovoltaica - Manual sobre tecnologias, projeto e instalação*. Obtido em 22 de maio de 2021, de <https://www.portal-energia.com/downloads/guia-tecnico-manual-energia-fotovoltaica.pdf>

- Portal Solar. (2020). *Passo a Passo da Fabricação do Painel Solar*. Obtido em 18 de janeiro de 2021, de Portal Solar: <https://www.portalsolar.com.br/passa-a-passo-da-fabricacao-do-painel-solar.html>
- PVGIS. (2021). *PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM*. Obtido em 21 de agosto de 2021, de https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/
- Raniere Patriota. (2022). *Tecnologia PERC: o que é e como ela funciona*. Obtido em 25 de fevereiro de 2022, de liberty energia: <https://www.libertyenergia.eco.br/tecnologia-perc-o-que-e-e-como-ela-funciona/>
- Raycatch. (2013). Obtido de <https://raycatch.com/it/tag/solar-efficiency/>
- Renováveis Magazine. (2017). *evolução da legislação do solar fotovoltaico em Portugal (2007-2019)*. Obtido em 17 de dezembro de 2021
- Reuters Events. (2020). *Global PV costs fall 13% in 2019; Bifacial offers higher returns at over 93% of sites*. Obtido em 26 de junho de 2021, de <https://www.reutersevents.com/renewables/pv-insider/global-pv-costs-fall-13-2019-bifacial-offers-higher-returns-over-93-sites>
- Ribeiro, V. B. (2014). *Dimensionamento de Instalações Solares Térmicas em Edifícios*. Dissertação para Mestre de Engenharia Civil - Especialização em Construções Civis.
- RTIEBT. (2000). Regras Técnicas Instalações Elétricas de Baixa Tensão. *Regras Técnicas Instalações Elétricas de Baixa Tensão*. Obtido em 25 de agosto de 2021, de <https://www.voltimum.pt/sites/www.voltimum.pt/files/pdflibrary/rtiebt.pdf>
- sanitop. (2021). *Válvulas de aplicação em sistemas solares térmicos*. Obtido de <https://www.sanitop.pt/searchproducts?keywords=v%C3%A1lvulas>
- Saraiva, M., Oliveira, K., & Muller, A. (2012). Movimento Anual do Sol e Estações do Ano. Obtido em 23 de setembro de 2021, de <http://www.if.ufrgs.br/~fatima/fis2010/Aula3-141.pdf>
- Schneider. (28 de setembro de 2021). *Como funciona a bobina de mínima tensão dos disjuntores*. Obtido de Schneider: <https://www.se.com/br/pt/faqs/FA230131/>
- SECONDSOL. (2020). *Inversor Fronius Eco 25 kW*. Obtido em 12 de junho de 2020, de SECONDSOL: <https://www.secondsol.com/en/anzeige/22752/inverter/string/fronius/fronius-eco-25-0-3-s>
- Silva, J. E. (2014). *Células Fotovoltaicas "Estado da Arte e Perspectivas Futuras"*. Obtido em 1 de setembro de 2020
- Solarbloc. (26 de junho de 2020). Obtido de <https://solarbloc.es/pt/>
- SOLARGIS. (2021). *Solar resource maps and GIS data for 200 + Countries*. Obtido em 26 de junho de 2021, de <https://solargis.com/maps-and-gis-data/overview>
- SOLARVIEW. (2020). Obtido em 5 de março de 2020, de <https://solarview.com.br/painel-solar/>

- SolaX Power. (2021). *Inversor Solax Power Model X3- 10kW*. Obtido em 12 de junho de 2021, de SolaX Power: <https://www.solaxpower.com/>
- Souza, J. P. (30 de junho de 2019). *Oversizing e clipping nos sistemas fotovoltaicos*. Obtido em 26 de janeiro de 2023, de Canal Solar: <https://canalsolar.com.br/oversizing-e-clipping-nos-sistemas-fotovoltaicos/>
- Sunenergy. (2019). *Mapa do utilizador*. Obtido de <https://www.sunenergy.pt/>
- Sunenergy. (2019). *Plano de Manutenção Preventiva Sistemas Solares Fotovoltaicos*. Obtido em 27 de novembro de 2021
- SunEnergy. (2020). *Gerador de Propostas ST Forçado*.
- Sunenergy. (2020). *Mapa de Franchising*. Obtido em 20 de agosto de 2021, de <https://www.sunenergy.pt/contactos/>
- Sunenergy. (2021). *Plano de Manutenção Preventiva Sistemas Solares Térmicos*. Obtido em 20 de setembro de 2020
- Sunergia. (18 de março de 2019). Obtido em 25 de maio de 2021, de Pequenos componentes produzem grande impacto no gerador solar fotovoltaico | Conectores MC4: <https://sunergia.com.br/blog/pequenos-componentes-produzem-grande-impacto-no-gerador-solar-fotovoltaico-conectores-mc4/>
- Sunfer, C. (2020). *Solar Mounting Systems*. Catálogo. Obtido em 22 de agosto de 2020, de <https://www.teclisa.com/noticias-y-novedades-del-sector/sunfer-nuevo-catalogo-tarifa-2022-estructuras-para-paneles-solares>
- Takafashi, Ê. (2018). Curvas dos disjuntores: principais características. Obtido em 18 de novembro de 2021
- Technologies, H. (2020). *Manual do Usuário Huawei Series Sun2000*. Obtido em 28 de maio de 2021, de <https://support.huawei.com/enterprise/br/doc/EDOC1100026949>
- Veiga, B. (2019). Células Fotovoltaicas: Desenvolvimento e as Três Gerações. *Técnico Científica*. Obtido em 25 de outubro de 2021, de <https://docplayer.com.br/135890180-Celulas-fotovoltaicas-desenvolvimento-e-as-tres-geracoes.html>
- Victron energy BLUE POWER. (2020). *Solar charge controllers*. Obtido em 24 de setembro de 2020, de Victron energy BLUE POWER: <https://www.victronenergy.com/blog/2014/03/28/matching-victron-energy-solar-modules-to-the-new-mppt-charge-regulators/>
- Victronenergy. (2020). *Wich solar charge controller: PWM or MPPT*. Obtido em 17 de setembro de 2020, de https://www.victronenergy.com/upload/documents/Technical-Information-Which-solar-charge-controller-PWM-or-MPPT.pdf?_ga=2.145232436.1812790596.1669227018-910579288.1669227018
- Villalva, M. (27 de fevereiro de 2021). *O efeito LID das células fotovoltaicas*. Obtido em 5 de agosto de 2021, de Canal Solar: <https://canalsolar.com.br/o-efeito-lid-das-celulas-fotovoltaicas/>

- Vinturini, M. (4 de agosto de 2019). *O efeito PID e sua ação sobre os módulos fotovoltaicos*. Obtido em 2 de maio de 2021, de Canal Solar: <https://canalsolar.com.br/o-efeito-pid-e-sua-acao-sobre-os-modulos-fotovoltaicos/>
- Zantia. (2021). *Ar condicionado e Sistemas de revestimento - Isolamento ARMAFLEX AF*. Obtido em 16 de agosto de 2021, de zantia "inspired by confort": <https://zantia.com/climatizacao/tubagem-e-acessorios/isolamento/isolamento/isolamento-armaflex-af>
- ZERO. (2022). *Um ano de recordes com consumo de eletricidade em Portugal assegurado em 64% por fontes renováveis*. Obtido em 25 de junho de 2022, de <https://zero.org/2016-um-ano-de-recordes-com-consumo-de-eletricidade-em-portugal-assegurado-em-64-por-fontes-renovaveis/>

ANEXOS

Anexo 1 – Ficha Técnica Coletor Solar Plano Top: FKT-2

JUNKERS **BOSCH**

Ficha técnica

Coletores Solares

Coletor Solar Plano
Top: FKT-2

www.junkers.pt

Ficha Técnica

FKT-2

Principais Características

Os coletores solares Top FKT são os coletores com maior rendimento da Junkers:

- ▶ Instalação na vertical ou horizontal, 2 modelos: FKT-2S para montagem na vertical, FKT-2W para montagem na horizontal. Pode escolher o modelo que melhor se adapta ao tipo de telhado ou superfície quer plana quer inclinada
- ▶ Grelha de 11 tubos, reduzida perda de carga, o que permite a ligação em paralelo de até 10 coletores
- ▶ Circuito hidráulico de dupla serpentina para um percurso hidráulico reduzido, fazendo com que exista menor perda de carga e maior absorção de energia solar
- ▶ Tratamento altamente seletivo, em PVD: grande rendimento permite uma excelente poupança de energia em qualquer condição
- ▶ Moldura fabricada numa só peça, em fibra de vidro, para minorar as perdas térmicas e ao mesmo tempo facilitar a instalação pela leveza que este material confere ao equipamento
- ▶ Vidro solar de segurança estruturado que garante um bom desempenho e uma elevada durabilidade
- ▶ Isolamento em lã mineral de 55 mm de espessura
- ▶ Pegas laterais para facilitar o manuseamento
- ▶ Ligações metálicas flexíveis, possibilita uma união rápida e segura, quando em funcionamento, absorvem as dilatações e contrações do sistema, mesmo em condições de estagnação
- ▶ Bainha para leitura de temperatura na parte superior, permite uma grande precisão na leitura da temperatura do sistema, aumentando o rendimento do coletor solar

Descrição Geral e Aplicabilidade

Os coletores solares são o componente principal da instalação solar, a qualidade dos equipamentos é fundamental pois estão expostos às condições meteorológicas e sujeitos a grandes variações de temperatura e por isso de pressão.

Captam a radiação solar e transformam-na em energia térmica que será armazenada em depósitos de água quente de onde será distribuída, normalmente para utilização das águas quentes sanitárias.

O circuito hidráulico de absorção de energia solar e transmissão para o depósito de armazenamento, é fechado e independente do circuito de águas quentes sanitárias, que absorve a energia térmica no depósito pelo permutador deste.

A localização, local de implementação, orientação e inclinação da superfície de instalação dos coletores solares fazem variar a quantidade de energia absorvida.

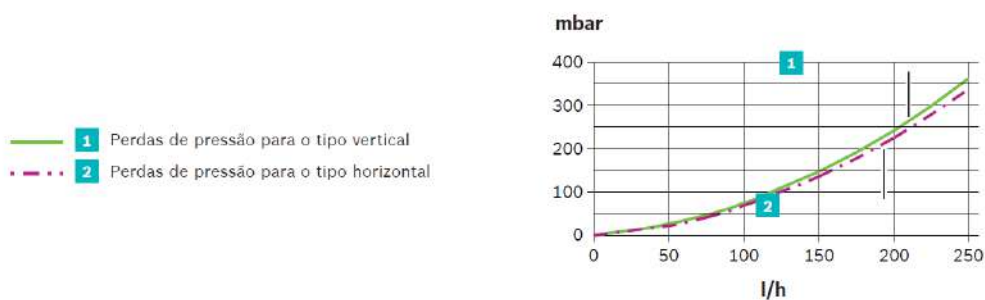
Dados Técnicos

Tabela Resumo

Dados Técnicos	Unidades	FKT-2S CTE	FKT-2W CTE
Posição de montagem		Vertical	Horizontal
Pressão máxima	bar	10	10
Caudal nominal	l/min	50	50
Peso	kg	45	45
Material Bastidor		Fibra de vidro, fabricada numa só peça com tecnologia SMC (sheet-molding-compound)	
		Pegas para manuseamento	
Circuito hidráulico		Dupla serpentina, grelha de tubos	
Isolamento		Lã mineral com espessura de 55 mm	
Certificação		CE/Solarkeymak	
Dimensões			
Altura x Largura x Profundidade	mm	2170 x 1175 x 87	1175 x 2170 x 87
Área total	m ²	2,55	2,55
Área absorvedor	m ²	2,426	2,426
Curva de rendimento instantâneo segundo EN 12975-2 (baseado na área de abertura)*			
Eficiência ótica (η_0)	%	79,4	80,2
Coef. perdas térmicas (1º)	W/m ² .K	3,863	3,833
Coef. perdas térmicas (2º)	W/m ² .K ²	0,013	0,015
Absorvedor			
Volume no Absorvedor	l	1,61	1,95
Tratamento Seletivo		Altamente seletivo Tinox (PVD)	
Coef. de Absorção		95 % ± 2 %	95 % ± 2 %
Coef. de Emissão		5 % ± 2 %	5 % ± 2 %

* Estes dados correspondem aos ensaios dos coletores

Perdas de pressão dos coletores



Mistura água e 30% glicol.

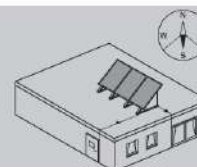
fevereiro 2020
A marca Junkers não se responsabiliza por erros tipográficos.
Esta ficha técnica não dispensa a consulta do manual técnico de instalação.

Dados Técnicos

Área técnica necessária para instalação em telhado plano

Espaço necessário no telhado:

- ▶ Orientar o campo de coletores o mais possível para sul;
- ▶ Alinhar o campo de coletores de modo a ficar nivelado com janelas e portas;
- ▶ Evitar possíveis sombras;
- ▶ Evitar desníveis;
- ▶ Assegurar o espaço necessário no telhado.



Medida A

Número de coletores	Vertical	Horizontal
1	1,18 m	2,17 m
2	2,38 m	4,36 m
3	3,58 m	6,56 m
4	4,78 m	8,76 m
5	5,98 m	10,95 m
6	7,18 m	13,15 m
7	8,38 m	15,34 m
8	9,58 m	17,54 m
9	10,78 m	19,73 m
10	11,98 m	21,93 m

Medida B

Ângulo de inclinação	Vertical	Horizontal
30°	1,92 m	1,04 m
35°	1,8 m	0,98 m
40°	1,69 m	0,93 m
45°	1,57 m	0,88 m
50°	1,52 m	0,89 m
55°	1,53 m	0,90 m
60°	1,54 m	0,91 m

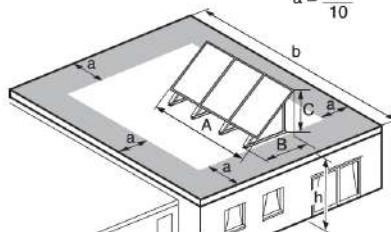
Medida C

Ângulo de inclinação	Vertical	Horizontal
30°	1,29 m	0,79 m
35°	1,45 m	0,87 m
40°	1,6 m	0,95 m
45°	1,74 m	1,02 m
50°	1,86 m	1,09 m
55°	1,97 m	1,15 m
60°	2,06 m	1,19 m

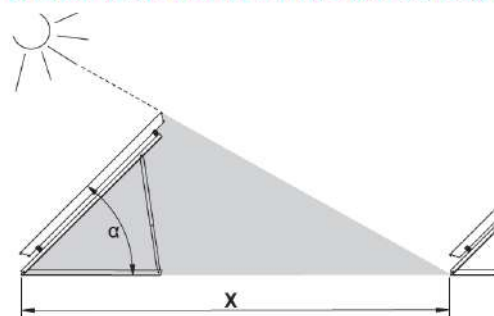
Medida a: São possíveis ambas as fórmulas. Pode ser utilizado o valor menor.

$$a = \frac{h \times 2}{10}$$

$$a = \frac{b}{10}$$



Distância X entre filas de coletores:



Ângulo de inclinação α	Distância X	
	Vertical	Horizontal
30°	4,14 m	2,94 m
35°	4,36 m	3,17 m
40°	4,55 m	3,37 m
45°	4,70 m	3,55 m
50°	4,82 m	3,70 m
55°	4,91 m	3,82 m
60°	4,95 m	3,92 m

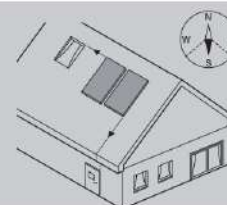
fevereiro 2020
A marca Junkers não se responsabiliza por erros tipográficos.
Esta ficha técnica não dispensa a consulta do manual técnico de instalação.

Dados Técnicos

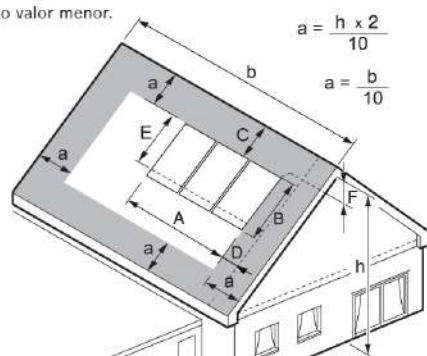
Área técnica necessária para instalação em telhado inclinado

Espaço necessário no telhado:

- ▶ Orientar o campo de coletores o mais possível para sul;
- ▶ Alinhar o campo de coletores de modo a ficar nivelado com janelas e portas;
- ▶ Evitar possíveis sombras;
- ▶ Assegurar o espaço necessário no telhado;
- ▶ Uma vez que as empresas instaladoras de telhas têm experiência com trabalhos em telhados recomendamos a cooperação com estas empresas.



Medida a: São possíveis ambas as fórmulas. Pode ser utilizado o valor menor.



Medida C: pelo menos duas filas de telhas até à cumeeira/chaminé.

Medida D: pelo menos 0,5 m para o tubo de avanço à direita ou esquerda, junto ao campo de coletores.

Medida E: corresponde a 1,8 m (tipo vertical: 1,0 m) e é a distância mínima desde a aresta superior do coletor até à calha de perfil inferior, montada em primeiro lugar.

Medida F: caso seja necessário um purgador no telhado, pelo menos 0,4 m para o tubo de avanço.

Medida A

Número de coletores	Vertical	Horizontal
1	1,18 m	2,17 m
2	2,38 m	4,37 m
3	3,58 m	6,56 m
4	4,78 m	8,76 m
5	5,98 m	10,95 m
6	7,18 m	13,15 m
7	8,38 m	15,34 m
8	9,58 m	17,54 m
9	10,78 m	19,73 m
10	11,98 m	21,93 m

Medida B

Número de coletores	Vertical	Horizontal
1	2,17 m	1,18 m
2	2,17 m	1,18 m
3	2,17 m	1,18 m
4	2,17 m	1,18 m
5	2,17 m	1,18 m
6	2,17 m	1,18 m
7	2,17 m	1,18 m
8	2,17 m	1,18 m
9	2,17 m	1,18 m
10	2,17 m	1,18 m



Bosch Termotecnologia SA
Sede, Departamento Comercial e Assistência Técnica

Av. Infante D. Henrique, Lotes 2E-3E
1800-220 Lisboa
Portugal

fevereiro 2020
A marca Junkers não se responsabiliza por erros tipográficos.
Esta ficha técnica não dispensa a consulta do manual técnico de instalação.

Bosch Termotecnologia, S.A.
Capital social: 2 500 000 EUR | NIPC: PT 500 666 474 | CRC: Aveiro
BOSCH e o símbolo são marcas registadas da Robert Bosch GmbH, Alemanha.

Anexo 2 – Proposta Comercial de Sistema de Circulação Forçada para AQS



SISTEMA DE PAINÉIS SOLARES TÉRMICOS

Sistema de circulação forçada para AQS



PROPOSTO A

NOME
António José

MORADA
Coimbra, Coimbra

PROPOSTO POR

SunEnergy Coimbra
+239 700 750

REFERÊNCIA
CBR_STF_2020_01_REV00

DATA
19 de maio de 2020

IMP/053.05



CONTEÚDOS

1.	OBJECTIVO DO PROJECTO	3
2.	CONDIÇÕES DE PROJECTO	4
2.1.	Cálculo das necessidades	4
2.2.	Condições climáticas	4
3.	DIMENSIONAMENTO DA INSTALAÇÃO	5
3.1.	Energia necessária para AQS vs produção solar	5
4.	GARANTIAS	6
5.	PROPOSTA	7
5.1.	Validade da proposta	8
5.2.	Condições de pagamento	8
5.3.	Prazo para instalação em obra	8
6.	FICHAS TÉCNICAS DOS EQUIPAMENTOS	8



1. OBJECTIVO DO PROJECTO

Esta memória descritiva tem por objecto o dimensionamento e a descrição das condições técnicas e de viabilidade de um sistema solar térmico de circulação forçada para a obtenção de águas quentes sanitárias (AQS) em 1 habitação/es unifamiliar/es.

Uma instalação solar térmica é constituída por um conjunto de componentes aptos a captar a radiação solar, transformá-la em energia térmica, transferindo-a para um fluido de trabalho e, por último, armazenar essa energia de forma eficiente, quer seja nesse mesmo fluido de trabalho dos colectores, ou transferindo-a a outro, para poder utilizá-la posteriormente nos pontos de consumo. Este sistema solar térmico deve ser complementado por outro sistema convencional, (auxiliar) de produção de energia, que pode, ou não, estar integrado dentro da mesma instalação.

Os sistemas que constituem a instalação solar térmica para a produção de água quente sanitária são os seguintes:

- a) Um sistema de captação, formado por colectores solares selectivos, encarregues de transformar a radiação solar incidente em energia térmica, de modo a aquecer o fluido de trabalho que circula no seu interior.
- b) Um sistema de acumulação, constituído por um ou vários depósitos que armazenam a água quente.
- c) Um circuito hidráulico constituído por tubagens, bombas, válvulas, etc., destinado a estabelecer o circuito do fluido quente até ao sistema de acumulação.
- d) Um sistema de permutação de calor, que permite a troca de calor do fluido operante que circula nos colectores, para a água quente sanitária que é disponibilizada aos utilizadores.
- e) Um sistema de regulação e controlo que permitir duas funções, garantir o máximo rendimento do sistema de captação de energia solar e protecção de diversos factores como o sobreaquecimento, risco de congelação etc.
- f) Adicionalmente, dispõe-se de um equipamento auxiliar de energia convencional, que se utiliza de forma complementar ao sistema solar, fornecendo a energia necessária para cobrir as necessidades previstas, garantindo a continuidade de fornecimento de água quente em momentos de menor radiação solar ou de necessidade (consumo) superior à prevista.





2. CONDIÇÕES DE PROJECTO

2.1. Cálculo das necessidades

Para o cálculo das necessidades de AQS, o Regulamento das Características de Comportamento Térmico dos Edifícios (RCCTE), recomenda o mínimo de 40 litros de água a 45°C por pessoa, para o caso de uma habitação unifamiliar.

No entanto de modo a aumentar a capacidade térmica acumulada, as nossas instalações funcionam com temperaturas de acumulação iguais ou superiores a 60°C. Deste modo na tabela que se segue são indicados os requisitos mínimos do projecto a desenvolver.

TIPOLOGIA DO EDIFÍCIO	T2
Nº DE HABITANTES CONSIDERADOS	2
NECESSIDADES DE AQS A 45°C POR PESSOA(L/DIA)	50 L
NECESSIDADES DE AQS A 60°C POR PESSOA(L/DIA)	33 L
NECESSIDADE TOTAL DE AQS A 45 °C (L/DIA)	100 L

2.2. Condições climáticas

Para os cálculos efectuados foram considerados os valores da temperatura da água da rede, dados da temperatura média ambiente, assim como os parâmetros da radiação incidente sobre a superfície inclinada, sintetizados na tabela que a seguir se apresenta. Estes valores são indicados por distrito, numa base de média mensal.

Localidade:	Localidade do projeto		
Distrito:	Coimbra		
TEMPERATURA DA ÁGUA DA REDE [°C]			
Janeiro	8	Julho	22
Fevereiro	9	Agosto	22
Março	10	Setembro	22
Abril	10	Outubro	22
Maio	16	Novembro	18
Junho	22	Dezembro	10
TEMPERATURA MÉDIA AMBIENTE [°C]			
Janeiro	9	Julho	21
Fevereiro	10	Agosto	21
Março	11	Setembro	20
Abril	13	Outubro	16
Maio	16	Novembro	12
Junho	19	Dezembro	9
RADIAÇÃO SOLAR SOBRE A SUPERFÍCIE INCLINADA A 45° [kWh/m2 dia]			
Janeiro	2,52	Julho	6,26
Fevereiro	3,35	Agosto	6,39
Março	4,03	Setembro	5,40
Abril	4,95	Outubro	4,59
Maio	5,37	Novembro	3,34
Junho	5,63	Dezembro	2,55

Origem dos dados de radiação INETI

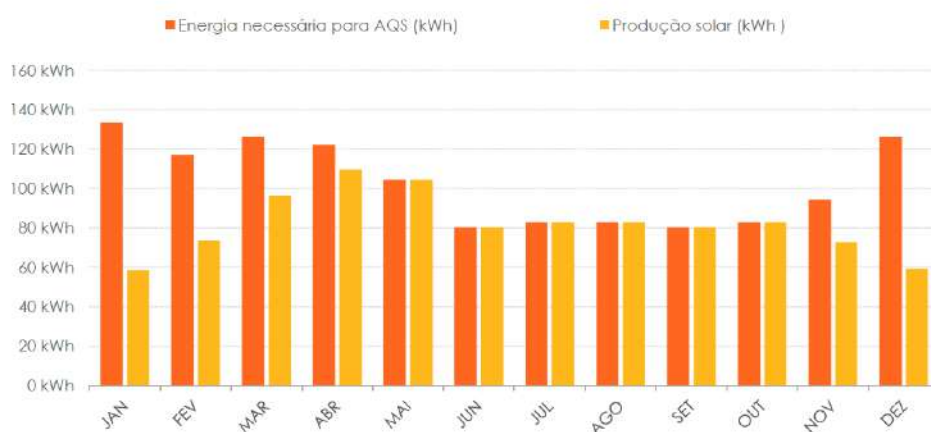


3. DIMENSIONAMENTO DA INSTALAÇÃO

A superfície de colectores é formada por 1 colector selectivo plano Ofasun 2512 perfazendo uma área total de captação de 2,23 m². O sistema de acumulação é composto por um depósito de 150 litros. Na tabela seguinte, indicam-se as características principais dos sistemas de captação e acumulação:

FABRICANTE	OFA
MODELO	OFA 150/1/Inclinado
Nº DE COLECTORES	1
VOLUME DE ACUMULAÇÃO	150
MODELO DO COLECTOR	Ofasun 2512
RENDIMENTO ÓPTICO	79%
SUPERFÍCIE ÚTIL POR COLECTOR (m ²)	2,23
SUPERFÍCIE ÚTIL TOTAL (m ²)	2,23
TIPO DE ESTRUTURA	0°
INCLINAÇÃO ADOTADA (°)	45
AZIMUTE (°)	0
ENERGIA ANUAL FORNECIDA (kWh)	984,3
FRAÇÃO SOLAR ALCANÇADA	80%

3.1. Energia necessária para AQS vs produção solar





4. GARANTIAS

A garantia da instalação é de dois (2) anos. Este período será contabilizado a partir do dia de conclusão da obra em apreço.

Em caso de avaria, verificada durante o período de validade da garantia, a empresa instaladora compromete-se a efectuar as reparações necessárias para restabelecer o correcto funcionamento da instalação, sem qualquer custo para o cliente, salvo nos seguintes casos:

- a) Acidentes devido ao uso negligente, Impróprio ou Inadequado da Instalação.
- b) Alterações ou tentativas de reparação realizadas por pessoal não autorizado.
- c) Acções de terceiros ou quaisquer outras razões distintas das condições normais de funcionamento da instalação e que sejam alheias à empresa instaladora, tais como Incêndios, Inundações, sismos, descargas atmosféricas, tempestades, granizo, etc.

Esta garantia exclui as revisões periódicas e de substituição de peças originada pelo desgaste por uso normal dos produtos.

A garantia prestada pelo fabricante dos colectores solares é de 10 anos e é válida contra defeitos do equipamento. A garantia do(s) acumulador(es) é de 5 anos.

A garantia dos equipamentos a Incorporar na instalação poderá ser exercida contra falhas e avarias imputáveis aos respectivos fabricantes e cobrirá a reparação ou substituição dos produtos avariados. Não obstante, essa garantia não cobre os custos de transporte e mão-de-obra de montagem/ desmontagem associados à operação em causa.

Estas garantias estão sujeitas a um contrato de manutenção do sistema.



5. PROPOSTA

SISTEMA OFA OFA 150/1/INCLINADO	
QT.	DESCRIÇÃO
1	Colector OFA modelo Ofasun 2512
1	Estrutura de suporte tipo 0° para 1 colector.
1	Acumulador OFA modelo 150L
1	Regulador diferencial OFA modelo Helios Midi
1	Grupo hidráulico SRD-M8
1	Vaso de expansão Solar de 12 litros
5	Litros de glicol concentrado
1	Vaso de expansão para AQS de 12 litros
1	Válvula misturadora termostática
1	Válvulas de retenção e segurança
-	Acessórios e Material variado
-	Projecto, instalação, inspecção e arranque da obra

MÃO DE OBRA/OUTROS CUSTOS

- Serviços contemplados pelo valor do kit.

VALOR LÍQUIDO
(s/ IVA)

2 565,63 €

VALOR FINAL
(c/ 23% IVA)

3 155,72 €

ESTA PROPOSTA EXCLUI

- ▶ Operações de manutenção
- ▶ Meios de elevação e/ou deslocação
- ▶ Instalação eléctrica



5.1. Validade da proposta

Esta proposta é válida pelo período de 30 dias após a sua emissão.

5.2. Condições de pagamento

O Pagamento deverá ser efectuado da seguinte forma:



5.3. Prazo para instalação em obra

A instalação em obra deve estar concluída dentro do prazo a definir com o cliente.

6. FICHAS TÉCNICAS DOS EQUIPAMENTOS

Em anexo apresentamos as seguintes fichas técnicas:





Rua José Augusto Frutuoso n.º 6 lote 8
3025-029 Coimbra
info@sunenergy.pt
+239 700 750
sunenergy.pt

IMP/053.05



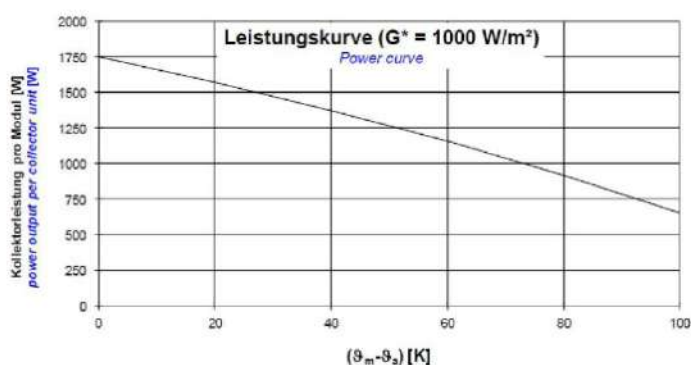
Anexo 3 – Ficha Técnica do Kit de Circulação Forçada para AQS, Coletor Solar OFASUN2512, Controlador Diferencial Helios Midi e Grupo Hidráulico OFA SRD-M



Ofasun 2512 / 2110

Coletor solar plano de alto rendimento série Ofasun, com tratamento altamente seletivo (Almeço-TiNOX), composto por uma estrutura em alumínio pintado electrostático, vidro temperado de baixo teor de ferro com elevadas características ópticas. A radiação é captada por um absorvedor em folha de alumínio, revestida em titânio e soldada a laser aos tubos em cobre onde circula o fluido solar. A qualidade do absorvedor é testada de acordo com as normas europeias. Comercializado nas versões vertical e horizontal.

- Curva de rendimento: $\eta_0=78,5\%$; $K1=3,722 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$; $K2=0,012 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$;
- Certificação Solar KEYMARK
- 10 anos de garantia



Colectores

	Ofasun 2512	Ofasun 2110
Dimensões	1988x1218x90 mm	1988x1041x90 mm
Estrutura	Alumínio pintado electrostático	Alumínio pintado electrostático
Peso	44Kg	37.2 Kg
Material de isolamento	EPDM / Silicone / Est. Alumínio	EPDM / Silicone / Est. Alumínio
Área total	2.42 m ²	2.07 m ²
Área de ligação	2.24 m ²	1.92 m ²
Área de absorção	2.23 m ²	1.89 m ²
Material de absorção	Almeço-Tinox alumínio altamente selectivo	Almeço-Tinox alumínio altamente selectivo
Espessura do absorvedor	0.3 mm	0.3 mm
Absorção	95%	95%
Emissão	4%	4%
Vol. Portador de calor	1.27 Litros	1.07 Litros
Soldadura	Soldadura laser	Soldadura laser
Diâmetro do tubo absorvedor	8.0mm / 10mm	8.0mm / 10mm
Espessura do tubo absorvedor	0.45 mm	0.45 mm
Diâmetro tubo de ligação	18 mm / 22 mm	18 mm / 22 mm
Espessura tubo de ligação	0.70 mm	0.70 mm
Número de tubos	12	9
Tubo de fixação	110 mm	110 mm
Composição do vidro	Vidro temperado	Vidro temperado
Transmissão do vidro	91%	91%
Espessura do vidro	4 mm	4 mm
Material de isolamento	Lã de rocha	Lã de rocha
Condutividade térmica	0.037 W/mK	0.037 W/mK
Capacidade de aquecimento da lâ	0.84 kJ/kgK	0.84 kJ/kgK
Densidade da lâ	50 Kg/m ³	52 kg/m ³
Espessura da lâ	52 mm	50 mm
Temperatura de estagnação	232 °C	232 °C
Pressão máxima em trabalho	10 bar	10 bar
Pressão teste	25 bar	25 bar
Taxa de fluxo nominal	120 Litros/h	105 Litros/h
Revestimento base	Acabamento em alumínio	Acabamento em alumínio
Modo de montagem	Telhado Inclinado / Plano	Telhado Inclinado / Plano
Rendimento óptico	78.5%	78.5%
Coefficiente de perdas a1	3.722 W/(m ² K)	3.722 W/(m ² K)
Coefficiente de perdas a2	0.012 W/(m ² K ²)	0.012 W/(m ² K ²)

OFA CLIMATIZAÇÃO Rua Heliodoro Salgado, 370 Apartado 75 4786-909 Trofa
Tel (+351) 252 409 900 Fax (+351) 252 416 553 geral@ofaclimatizacao.com www.ofaclimatizacao.com

Termoacumulador Compacto



A principal vantagem em relação ao sistema forçado convencional é a facilidade de montagem do sistema, tendo em consideração a pré-montagem dos equipamentos no termoacumulador.

- Tratamento interno vitrificado anticorrosivo aplicado a 860° C segundo a norma DIN 4753.3;
- Isolamento térmico em Poliuretano injectado;
- Ânodo de magnésio com teste;
- Montagem rápida e simples;
- Elevado rendimento e fiabilidade;
- Elevada qualidade dos equipamentos;
- Integração técnica de todos os componentes;

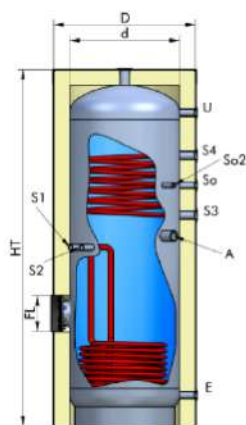


• Centralina digital



• Grupo circulação

	200	300	400	600
Volume real (l)	195	280	375	520
Espessura isolamento (mm)	50	50	50	50
Diâmetro s/ isolamento d (mm) - d	450	500	550	600
Diâmetro c/ isolamento leve D (mm) - D	550	600	650	700
Altura (mm) - HT	1400	1625	1795	1975
Diâmetro falange (mm) - FL	120 x 180	120 x 180	120 x 180	120 x 180
Tamanho máximo grupo circulação - B	770	820	870	920
Tamanho máximo vaso expansão - C	880	930	980	1030
Área permuta serpentina inferior (m ²) - SS1	1,25	1,50	1,75	2,20
Capacidade serpentina inferior	5,88	7,05	8,23	10,34
Área permuta serpentina superior(m ²) - SS2	0,50	0,75	1,00	1,25
Capacidade serpentina superior	2,35	3,53	4,70	5,88
Peso vazio (kg)	70	85	100	145
Entrada água fria - E	¾"	¾"	¾"	¾"
Saída água quente - U	¾"	¾"	¾"	¾"
Ligação ânodo magnésio - A	1½"	1½"	1½"	1½"
Ligação sonda - So	½"	½"	½"	½"
Ligação sonda - So2	½"	½"	½"	½"
Termómetro / Ligação termóstato - T	½"	½"	½"	½"
Entrada serpentina inferior - S1/S2	¾"	¾"	¾"	¾"
Entrada serpentina superior- S3/S3	1"	1"	1"	1"
Pressão máxima trabalho (bar)	10	10	10	10
Pressão teste (bar)	15	15	15	15
Temperatura máxima trabalho (°C)	100	100	100	100
Pressão máxima trabalho serpentina(bar)	12	12	12	12
Pressão teste serpentina (bar)	16	16	16	16



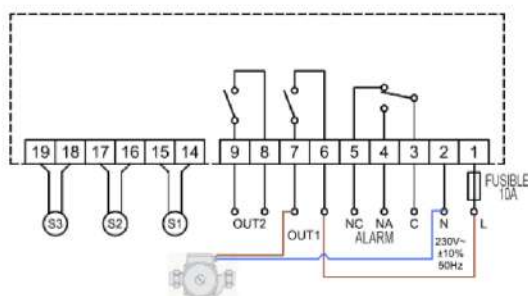
OFA CLIMATIZAÇÃO Rua Heliodoro Salgado, 370 Apartado 75 4786-909 Trofa
 Tel (+351) 252 409 900 Fax (+351) 252 416 553 geral@ofaclimatizacao.com www.ofaclimatizacao.com



Helios Midi

Este controlador é indicado para instalações solares até duas aplicações. O controlador compara a temperatura entre o fluido solar que circula entre o colector solar e o retorno da instalação. Quando a diferença é superior ao Delta T (ΔT) previamente ajustado, actua uma saída e a bomba circuladora entra em funcionamento.

- Três entradas para sensores NTC e duas saídas relé on/off SPST;
- Termóstatos adicionais para controlar fontes de calor auxiliares;
- Todas as temperaturas são exibidas no display;
- Sete sistemas diferentes de configuração;
- Parâmetros contextuais e parâmetro de correcção automática da temperatura medida;
- Autodiagnóstico com alarmes visuais e auditivos;



Nota: Deve alimentar fase (L) e neutro (N) da rede entre 1 e 2 e depois seguir o esquema para ligar a bomba do grupo circulação solar

Helios Midi

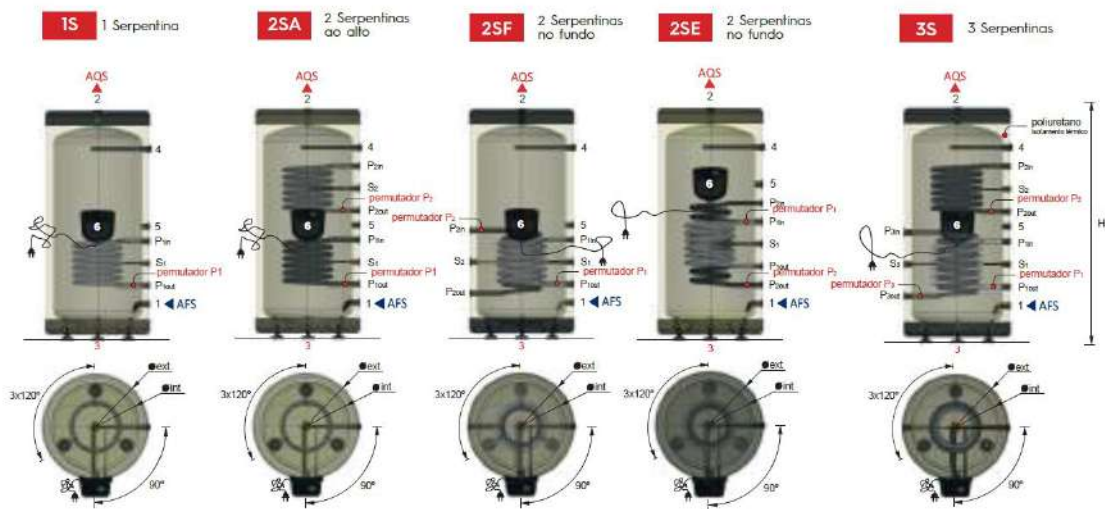
Alimentação	230V~ ±10% 50Hz
Consumos energéticos	<2VA
Tipo de sensor	3 x NTC 4K7 Ohm @25°C
Límite funcionamento sensor	-20°C .. 130°C
Campo leitura temperatura	-10°C .. 145°C
Precisão	±1°C
Resolução	0,1°C fino a/up to/bis 99,9°C 1°C fino a/up to/bis 150°C
Ajuste	on / auf S1, S2, S3 ±5°C
Password de instalação	0000 .. 9999 (pré-definido 0000)
Sinal acústico	On / Off (pré-definido On)
Tempo de luz no display	20 segundos após última operação
Avaliação de contactos	2x2(1)A max @250V~ (SPST) (ligado)
Grau de protecção	IP 40
Temperatura funcionamento	0°C .. 40°C
Temperatura armazenamento	-10°C .. +50°C
Límite de humidade	20% .. 80% não condensada
Caixa	ABS V0

OFA CLIMATIZAÇÃO Rua Heliodoro Salgado, 370 Apartado 75 4786-909 Trofa
Tel (+351) 252 409 900 Fax (+351) 252 416 553 geral@ofaclimatizacao.com www.ofaclimatizacao.com

Anexo 4 – Ficha Técnica do Termoacumulador Compacto de 150L

Capac.	Altura H	Diâm. Ø	Kit elétrico	1S (1 serpentina)			2S (2 serpentinhas)			3S (3 serpentinhas)			
				Peso	P ₁	P ₂	Peso	P ₁	P ₂	Peso	P ₁	P ₂	
unid. Litro	unid. mm	unid. mm	unid. Watt	unid. Kg	Área	Capac.	unid. Kg	Área	Capac.	Área	Capac.	Área	Capac.
NOVO 80	910	480	1 500	22	0,48	2,94	---	---	---	---	---	---	---
100	1 050	480	1 500	24	0,48	2,94	---	---	---	---	---	---	---
125	1 250	480	1 500	26	0,48	2,94	---	---	---	---	---	---	---
150	1 450	480	1 500	30	0,48	2,94	30	0,48	2,94	0,48	2,94	---	---
200	1 250	560	2 000	38	0,48	2,94	38	0,48	2,94	0,48	2,94	0,48	2,94
NOVO 200Plus	1 800	480	2 000	38	0,48	2,94	38	0,48	2,94	0,48	2,94	0,48	2,94
300	1 510	650	2 000	48	0,48	2,94	48	0,48	2,94	0,48	2,94	0,48	2,94
NOVO 300Plus	1 800	560	2 000	48	0,48	2,94	48	0,48	2,94	0,48	2,94	0,48	2,94
400	1 750	630	3 000	61	0,96	5,88	61	0,96	5,88	0,96	5,88	0,96	5,88
500	1 900	710	3 000	74	0,96	5,88	74	0,96	5,88	0,96	5,88	0,96	5,88
NOVO 600	1 750	870	3 000	90	1,44	17,64	90	1,44	17,64	1,44	17,64	1,44	17,64
700	2 000	870	4 500	109	1,44	17,64	109	1,44	17,64	1,44	17,64	1,44	17,64
800	2 050	870	4 500	131	1,44	17,64	131	1,44	17,64	1,44	17,64	1,44	17,64
900	1 900	1 050	4 500	131	1,92	16,02	131	1,92	16,02	1,92	16,02	1,92	16,02
NOVO 900Plus	2 500	870	4 500	131	1,44	17,46	131	1,44	17,46	1,44	17,46	1,44	17,46
1000	2 100	1 050	4 500	150	1,92	16,02	150	1,92	16,02	1,92	16,02	1,92	16,02
NOVO 1250	2 100	1 150	4 500	170	1,92	16,02	170	1,92	16,02	1,92	16,02	1,92	16,02
1500	2 500	1 150	4 500	230	2,56	21,36	230	2,56	21,36	2,56	21,36	2,56	21,36
2000	2 600	1 340	4 500	290	3,20	26,70	290	3,20	26,70	3,20	26,70	3,20	26,70
2500	3 100	1 340	4 500	410	3,84	32,04	410	3,84	32,04	3,84	32,04	3,84	32,04
3000	2 700	1 570	4 500	400	4,70	58,90	400	4,70	58,90	4,70	58,90	4,70	58,90
4000	3 000	1 637	4 500	550	5,64	70,68	550	5,64	70,68	5,64	70,68	5,64	70,68
5000	3 750	1 673	4 500	750	6,58	82,46	750	6,58	82,46	6,58	82,46	6,58	82,46

* Área: m² // Capacidade: Litros // Pressão Serviço: 6,0 bar



CONEXÃO

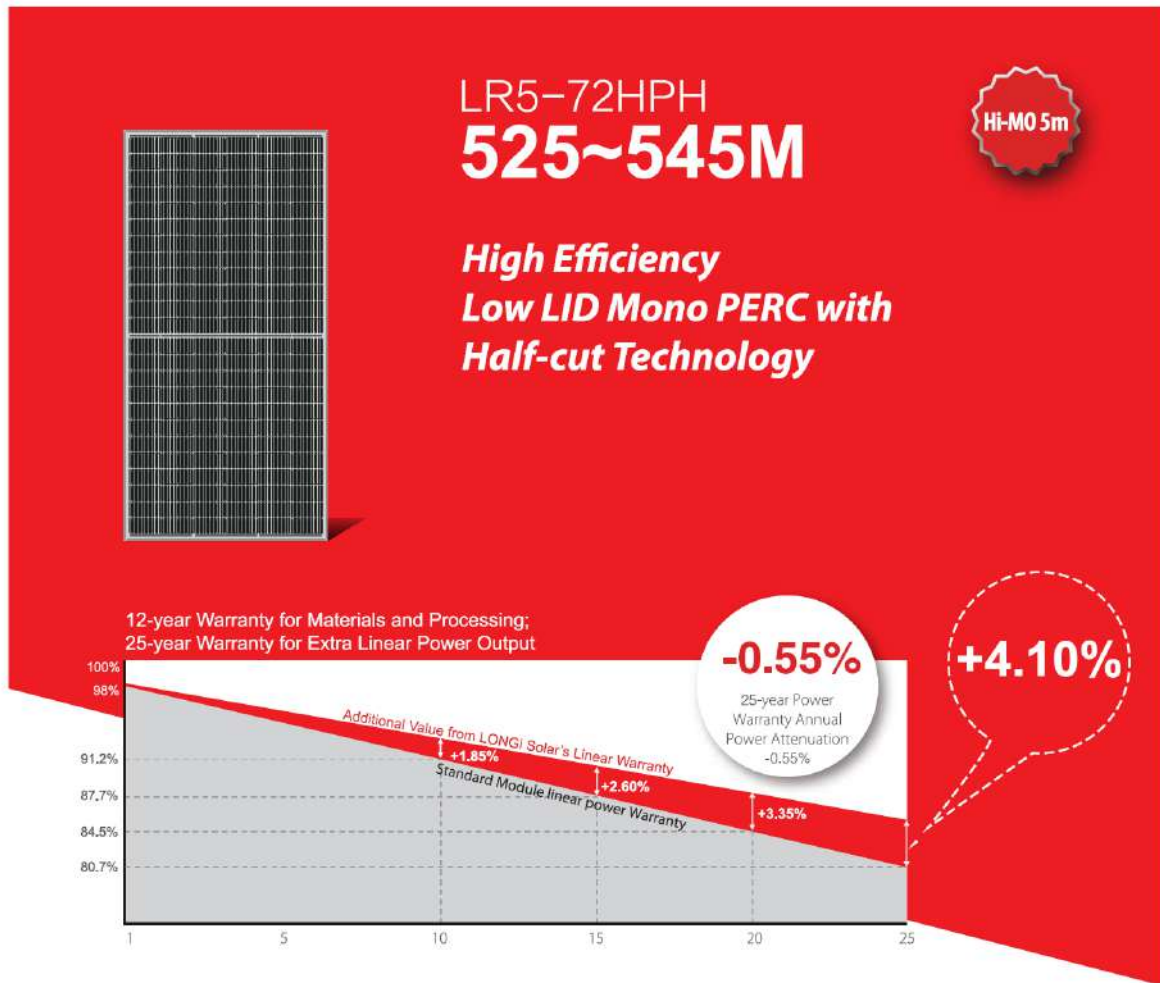
- | | | |
|---|---|--|
| 1 Entrada AFS | P _{1in} Entrada permutador apoio | S ₁ P/ bainha porta sondas 1/2" F |
| 2 Saida AQS | P _{1out} Saida permutador apoio | S ₂ P/ bainha porta sondas 1/2" F |
| 3 Esgoto (Dreno): Opcional | P _{2in} Entrada permutador apoio | S ₃ P/ bainha porta sondas 1/2" F |
| 4 Ânodo Magnésio | P _{2out} Saida permutador apoio | |
| 5 Recirculação | P _{3in} Entrada permutador apoio | |
| 6 Apoio eléctrico com resistência (kit eléctrico) | P _{3out} Saida permutador apoio | |

Anexo 5 – Coeficiente de Inclinação Mês (k), para uma latitude de 40°

Latitud = 40°

Inc	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1.07	1.06	1.05	1.03	1.02	1.01	1.02	1.03	1.05	1.08	1.09	1.09
10	1.14	1.11	1.08	1.05	1.03	1.02	1.03	1.06	1.1	1.14	1.17	1.16
15	1.2	1.16	1.12	1.07	1.03	1.02	1.04	1.08	1.14	1.21	1.25	1.24
20	1.25	1.2	1.14	1.08	1.03	1.02	1.03	1.09	1.17	1.26	1.32	1.3
25	1.3	1.23	1.16	1.08	1.02	1	1.02	1.09	1.19	1.3	1.38	1.36
30	1.34	1.26	1.17	1.07	1.01	.98	1.01	1.09	1.2	1.34	1.43	1.41
35	1.37	1.28	1.17	1.06	.98	.95	.98	1.07	1.21	1.37	1.47	1.45
40	1.39	1.29	1.16	1.04	.95	.92	.95	1.05	1.21	1.39	1.5	1.48
45	1.4	1.29	1.15	1.01	.91	.88	.92	1.03	1.2	1.39	1.52	1.5
50	1.41	1.28	1.13	.98	.87	.83	.87	.99	1.18	1.39	1.54	1.52
55	1.4	1.27	1.1	.94	.82	.78	.82	.95	1.15	1.38	1.54	1.52
60	1.39	1.24	1.07	.89	.77	.72	.77	.9	1.12	1.36	1.53	1.51
65	1.37	1.21	1.03	.84	.71	.66	.71	.85	1.07	1.34	1.51	1.5
70	1.34	1.17	.98	.78	.64	.59	.64	.79	1.02	1.3	1.49	1.47
75	1.3	1.13	.92	.72	.57	.52	.57	.73	.97	1.25	1.45	1.44
80	1.25	1.08	.86	.65	.5	.45	.5	.66	.9	1.2	1.41	1.4
85	1.2	1.02	.8	.58	.43	.37	.42	.58	.84	1.14	1.35	1.35
90	1.14	.95	.73	.5	.35	.29	.34	.5	.76	1.07	1.29	1.29

Anexo 6 – Ficha Técnica do Módulo Longi LR5-72HPH 525~545M



Complete System and Product Certifications

IEC 61215, IEC 61730, UL 61730
 ISO 9001:2008: ISO Quality Management System
 ISO 14001: 2004: ISO Environment Management System
 TS62941: Guideline for module design qualification and type approval
 OHSAS 18001: 2007 Occupational Health and Safety



* Specifications subject to technical changes and tests. LONGI Solar reserves the right of interpretation.

Positive power tolerance (0 ~ +5W) guaranteed

High module conversion efficiency (up to 21.3%)

Slower power degradation enabled by Low LID Mono PERC technology: first year <2%, 0.55% year 2-25

Solid PID resistance ensured by solar cell process optimization and careful module BOM selection

Reduced resistive loss with lower operating current

Higher energy yield with lower operating temperature

Reduced hot spot risk with optimized electrical design and lower operating current



Room 801, Tower 3, Lujiazui Financial Plaza, No.826 Century Avenue, Pudong Shanghai, 200120, China
 Tel: +86-21-80162606 E-mail: module@longi-silicon.com Facebook: www.facebook.com/LONGI Solar

Note: Due to continuous technical innovation, R&D and improvement, technical data above mentioned may be of modification accordingly. LONGI have the sole right to make such modification at anytime without further notice; Demanding party shall request for the latest datasheet for such as contract need, and make it a consisting and binding part of lawful documentation duly signed by both parties.

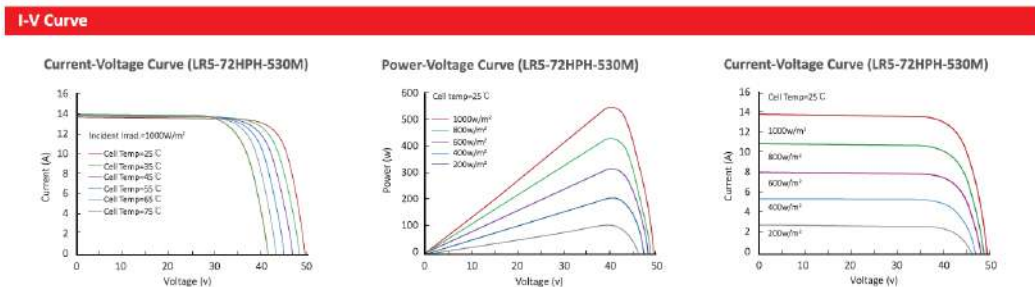
20200708-Draft: V03

LR5-72HPH 525~545M

Design (mm)	Mechanical Parameters	Operating Parameters
	<p>Cell Orientation: 144 (6x24)</p> <p>Junction Box: IP68, three diodes</p> <p>Output Cable: 4mm², 300mm in length, length can be customized</p> <p>Glass: Single glass 3.2mm coated tempered glass</p> <p>Frame: Anodized aluminum alloy frame</p> <p>Weight: 27.2kg</p> <p>Dimension: 2256x1133x35mm</p> <p>Packaging: 31pcs per pallet 155pcs per 20'GP 620pcs per 40'HC</p>	<p>Operational Temperature: -40°C ~ +85°C</p> <p>Power Output Tolerance: 0 ~ +5 W</p> <p>Voc and Isc Tolerance: ±3%</p> <p>Maximum System Voltage: DC1500V (IEC/UL)</p> <p>Maximum Series Fuse Rating: 25A</p> <p>Nominal Operating Cell Temperature: 45±2°C</p> <p>Safety Protection Class: Class II</p> <p>Fire Rating: UL type 1 or 2</p>

Electrical Characteristics	Test uncertainty for Pmax: ±3%									
Model Number	LR5-72HPH-525M		LR5-72HPH-530M		LR5-72HPH-535M		LR5-72HPH-540M		LR5-72HPH-545M	
Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax/W)	525	392.1	530	395.8	535	399.5	540	403.3	545	407.0
Open Circuit Voltage (Voc/V)	49.05	45.98	49.20	46.12	49.35	46.26	49.50	46.41	49.65	46.55
Short Circuit Current (Isc/A)	13.65	11.04	13.71	11.09	13.78	11.15	13.85	11.20	13.92	11.25
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	41.20	38.36	41.35	38.50	41.50	38.64	41.65	38.78	41.80	38.92
Current at Maximum Power (Imp/A)	12.75	10.23	12.82	10.28	12.90	10.34	12.97	10.40	13.04	10.46
Module Efficiency(%)	20.5		20.7		20.9		21.1		21.3	
STC (Standard Testing Conditions): Irradiance 1000W/m ² , Cell Temperature 25°C, Spectra at AM1.5										
NOCT (Nominal Operating Cell Temperature): Irradiance 800W/m ² , Ambient Temperature 20°C, Spectra at AM1.5, Wind at 1m/s										

Temperature Ratings (STC)	Mechanical Loading		
Temperature Coefficient of Isc	+0.048%/°C	Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Temperature Coefficient of Voc	-0.270%/°C	Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Temperature Coefficient of Pmax	-0.350%/°C	Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s



Room 801, Tower 3, Lujiazui Financial Plaza, No.826 Century Avenue, Pudong Shanghai, 200120, China
 Tel: +86-21-80162606 E-mail: module@longi-silicon.com Facebook: www.facebook.com/LONGI Solar

Note: Due to continuous technical innovation, R&D and improvement, technical data above mentioned may be of modification accordingly. LONGI have the sole right to make such modification at anytime without further notice; Demanding party shall request for the latest datasheet for such as contract need, and make it a consisting and binding part of lawful documentation duly signed by both parties.

20200708-Draft V03

Anexo 7 – Ficha Técnica do Módulo JA SOLAR JAM72S30 525-550/MR



Higher output power



Lower LCOE



Less shading and lower resistive loss

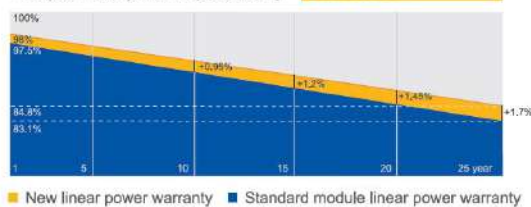


Better mechanical loading tolerance

Superior Warranty

- 12-year product warranty
- 25-year linear power output warranty

0.55% Annual Degradation Over 25 years



Comprehensive Certificates

- IEC 61215, IEC 61730, UL 61215, UL 61730
- ISO 9001: 2015 Quality management systems
- ISO 14001: 2015 Environmental management systems
- ISO 45001: 2018 Occupational health and safety management systems
- IEC TS 62941: 2016 Terrestrial photovoltaic (PV) modules – Guidelines for increased confidence in PV module design qualification and type approval



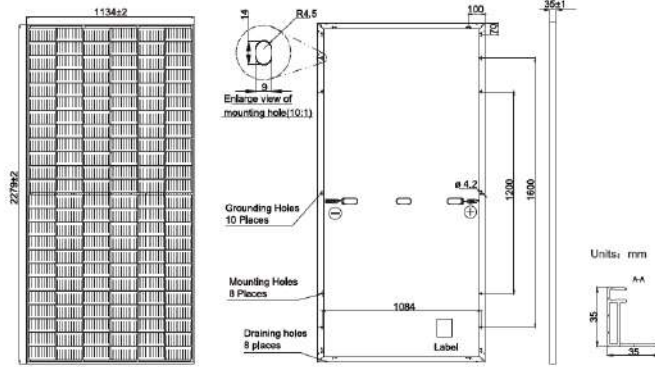
JA SOLAR

www.jasolar.com

Specifications subject to technical changes and tests, JA Solar reserves the right of final interpretation.



MECHANICAL DIAGRAMS



Remark: customized frame color and cable length available upon request

SPECIFICATIONS

Cell	Mono
Weight	28.6kg±3%
Dimensions	2279±2mm×1134±2mm×35±1mm
Cable Cross Section Size	4mm ² (IEC) , 12 AWG(UL)
No. of cells	144(6×24)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	QC 4.10(1000V) QC 4.10-35(1500V)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 300mm(+)/400mm(-); Landscape: 1300mm(+)/1300mm(-)
Packaging Configuration	31pcs/Pallet, 620pcs/40ft Container

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

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

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

ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

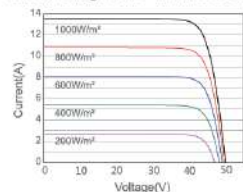
TYPE	JAM72S30 -525/MR	JAM72S30 -530/MR	JAM72S30 -535/MR	JAM72S30 -540/MR	JAM72S30 -545/MR	JAM72S30 -550/MR
Rated Max Power(Pmax) [W]	397	401	405	408	412	416
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	46.05	46.18	46.31	46.43	46.55	46.68
Max Power Voltage(Vmp) [V]	38.36	38.57	38.78	38.99	39.20	39.43
Short Circuit Current(Isc)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

OPERATING CONDITIONS

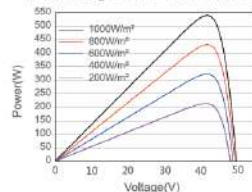
Maximum System Voltage	1000V/1500V DC
Operating Temperature	-40°C→+85°C
Maximum Series Fuse Rating	25A
Maximum Static Load Front*	5400Pa(112lb/ft ²)
Maximum Static Load Back*	2400Pa(50lb/ft ²)
NOCT	45±2°C
Safety Class	Class II
Fire Performance	UL Type 1

CHARACTERISTICS

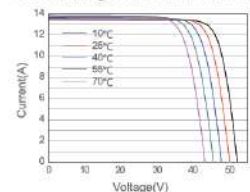
Current-Voltage Curve JAM72S30-540/MR



Power-Voltage Curve JAM72S30-540/MR



Current-Voltage Curve JAM72S30-540/MR



Premium Cells, Premium Modules

Version No. : GJ0bal_EN_20200928A

Anexo 8 – Ficha Técnica do Inversor Huawei SUN2000-100 KTL-M1

SUN2000-100KTL-M1
Smart String Inverter




10
MPP Trackers


98.8% (@480V)
Max. Efficiency


String-level
Management

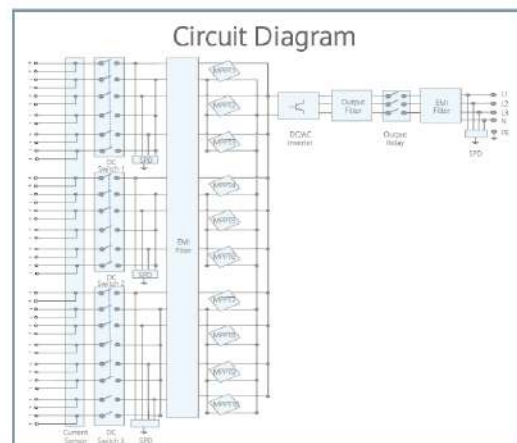
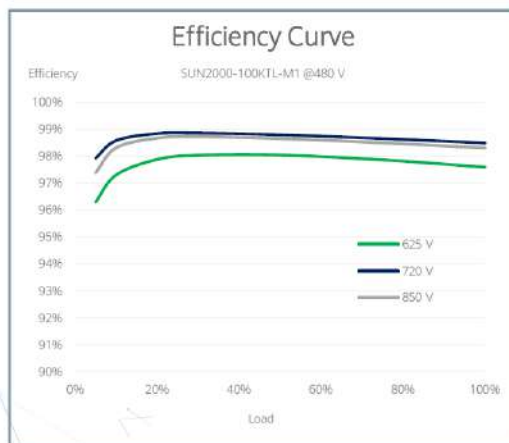

Smart I-V Curve
Diagnosis Supported


MBUS
Supported


Fuse Free
Design


AFCI
Optional


IP66
Protection



SOLAR.HUAWEI.COM

SUN2000-100KTL-M1

Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	98.8% @480 V, 98.6% @380 V / 400 V
European Efficiency	98.6% @480 V, 98.4% @380 V / 400 V
Input	
Max. Input Voltage	1,100 V
Max. Current per MPPT	26 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	40 A
Start Voltage	200 V
MPPT Operating Voltage Range	200 V ~ 1,000 V
Nominal Input Voltage	720 V @480 Vac, 600 V @400 Vac, 570 V @380 Vac
Number of Inputs	20
Number of MPP Trackers	10
Output	
Nominal AC Active Power	100,000 W
Max. AC Apparent Power	110,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	110,000 W
Nominal Output Voltage	480 V/ 400 V/ 380 V, 3W+(N)+PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	120.3 A @480 V, 144.4 A @400 V, 152.0 A @380 V
Max. Output Current	133.7 A @480 V, 160.4 A @400 V, 168.8 A @380 V
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Protection ¹	Yes
AC Surge Protection ¹	Yes
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Arc Fault Protection	Optional
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes (isolation transformer required)
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm (40.7 x 27.6 x 14.4 inch)
Weight (with mounting plate)	90 kg (198.4 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Staubli MC4
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless
Standard Compliance (more available upon request)	
Certificates	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 61727, IEC 60068, IEC 61683

¹: Compatible Type II protection class according to IEC / EN 61643-11

SOLAR.HUAWEI.COM

Anexo 9 – Ficha Técnica da Bateria Solax TRIPLE POWER



**TRIPLE
POWER**

- Safest LiFePO₄ battery
- 100% DOD
- Cycle life > 6000 times
- IP55 protection level
- Floor or wall mounting
- Less self consumption
- Quick installation
- No toxic heavy metals or caustic materials

**TRIPLE
POWER** | Global: +86 571-56260011
Email: info@triple-power.com



T-BAT SYS-HV Configuration List

	T-BAT H 5.8	T-BAT H 11.5	T-BAT H 17.3	T-BAT H 23
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 ^[1] [kWh]	5.2	10.4	15.6	20.7
Faradic Charge Efficiency [%]	99	99	99	99
Battery Roundtrip Efficiency [%]	95	95	95	95
Standard Power [kW]	2.9	5.8	8.7	11.6
Max Power [kW]	4.0	8.0	12.0	16.0
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			
Humidity [%]	4 to 100 (condensing)			
Altitude [m]	Below 2000			
Protection	IP55			
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	Button*1 + breaker*1			
Safety	CE, RCM, TUV(IEC62619) UL1973,ROHS,REACH			
UN Number	UN3840			
Hazardous Materials Classification	Class 9			
Transport Testing Requirement	UN38.3			
Dimensions(LxWxH) [mm]	474*193*708	474*193*708+474*193*647	474*193*708+(474*193*647)*2	474*193*708+(474*193*647)*3
Weight [kg]	72.2	72.2+68.5	72.2+68.5*2	72.2+68.5*3

[1] Test conditions:100% DOD, 0.5C charger & discharger @+25°C

* The Triple Power battery could be scalable up to 4 modules, for a total of 23.0kWh.

* Indoor installation only

* System Usable Energy may be variant with different inverter models

Anexo 10 – Termo de Responsabilidade pela Instalação Elétrica



Instalações Elétricas Termo de responsabilidade

NRG – Sistemas de Energias Renováveis, Lda com sede na Rua José Augusto Frutuoso, Lote 8, nº6, 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, declara haver executado a unidade de produção que sita em, Rua____, CP____, Nome do proprietário da instalação____, abaixo descrita em conformidade com a legislação vigente e as regras técnicas aplicáveis, sob a responsabilidade do técnico, Nome do técnico____, inscrito na OE **como membro efetivo** com o n.º 70874.

Declara-se que a referida unidade de produção se encontra instalada e em condições de entrar em exploração.

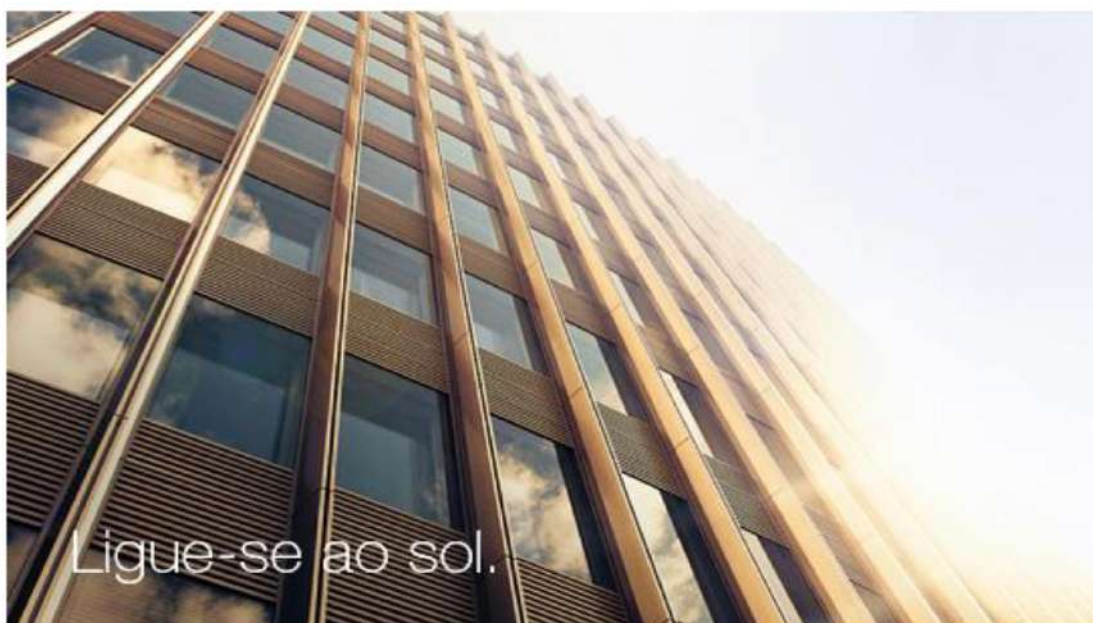
Potência instalada	Potência de ligação (caso aplicável)	Fonte	Tecnologia utilizada

(Técnico responsável pela execução)

(Pela gerência)

Ano/mês/dia

Anexo 11 – Proposta Comercial Sistema de Autoconsumo Solar Fotovoltaico “Fumeiros Profírios”



SISTEMA DE AUTOCONSUMO
SOLAR FOTOVOLTAICO

Fumeiros Profírios, Lda
Lalim

Delegação de Coimbra

REF:FV_CBR_19_372
239 700 750



ÍNDICE	Página
1. INDICADORES PRINCIPAIS DO PROJETO	3
2. DADOS GERAIS DO PROJETO	4
3. AUTOCONSUMO	5
3.1. Condições de Acesso ao Regime de Autoconsumo	5
3.2. Remuneração da Energia Produzida	6
4. PROCESSO DE INSTALAÇÃO DO SISTEMA	6
5. DESCRIÇÃO GERAL DA INSTALAÇÃO	7
6. SOLUÇÃO TÉCNICA PROPOSTA	8
7. GARANTIAS	9
8. PRODUÇÃO DE ENERGIA, POUPANÇA E FATURAÇÃO ESTIMADA	10
8.1. Radiação Solar	10
8.2. Performance Ratio	10
8.3. Estimativa de Produção Elétrica	11
8.4. Tarifa de venda da energia produzida e poupança estimada	11
9. PREÇO DO SERVIÇO E CONDIÇÕES DE PAGAMENTO	13

1. INDICADORES PRINCIPAIS DO PROJETO

DADOS DA INSTALAÇÃO	
NOME DO PROJETO	Fumeiros Profirios, Lda
LOCALIZAÇÃO	Lalim
POTÊNCIA NOMINAL DO PROJECTO	135,00 kW
POTÊNCIA PICO DO PROJECTO	140,30 kWp

DADOS ECONÓMICOS	
PREÇO FINAL (s/ IVA)	86 000,00 €
PREÇO wp INSTALADO (s/ IVA)	0,61 €
TARIFA DE COMPRA ELETRICIDADE	0,112 €/kWh
POUPANÇA PREVISTA 1 ANO	18 741,79 €
POUPANÇA PREVISTA 15 ANOS	331 712,84 €
POUPANÇA PREVISTA 25 ANOS	606 735,99 €
VENDA PREVISTA 1 ANO	2 395,66 €
VENDA PREVISTA 15 ANOS	42 400,98 €
VENDA PREVISTA 25 ANOS	77 555,63 €

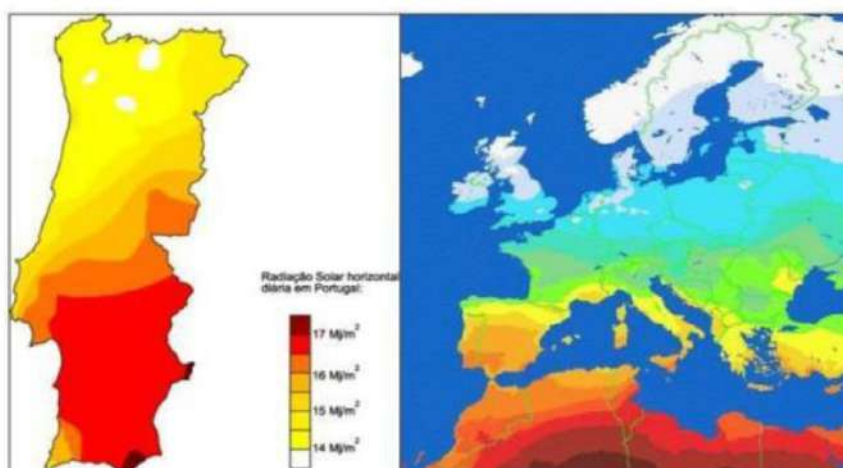
2. DADOS GERAIS DO PROJETO

Esta memória descritiva tem por objeto a descrição das condições técnicas e de viabilidade de um sistema solar fotovoltaico de pequena produção (de acordo com o Decreto-Lei n.º 153/2014 de 20 de Outubro) com uma potência pico de 140,3 kW.

A tecnologia subjacente a esta proposta é a Solar Fotovoltaica, apta a converter a energia do Sol em electricidade, destinada a ser autoconsumida, com a possibilidade do excedente ser vendido à rede pública.

De entre as inúmeras vantagens deste tipo de instalações, destaque-se a elevada rentabilidade que proporcionam, a reduzida necessidade de manutenção, a longevidade útil dos módulos fotovoltaicos e o facto de produzirem uma energia limpa e amiga do meio ambiente.

Portugal, pela sua localização geográfica privilegiada, é um dos países da Europa com maior incidência de radiação solar, conforme demonstra a imagem.



As soluções de autoconsumo "chave-na-mão" SunEnergy estão projetadas para maximizar o retorno do investimento, respeitando ao máximo o meio ambiente.

3. AUTOCONSUMO

O autoconsumo é um novo modelo de produção descentralizada de energia a partir de energias renováveis, em particular a partir do sol, em que a energia elétrica produzida é consumida pelo próprio produtor. Neste modelo, consegue-se uma maior eficiência quando a instalação é dimensionada de acordo com as necessidades da instalação de consumo.

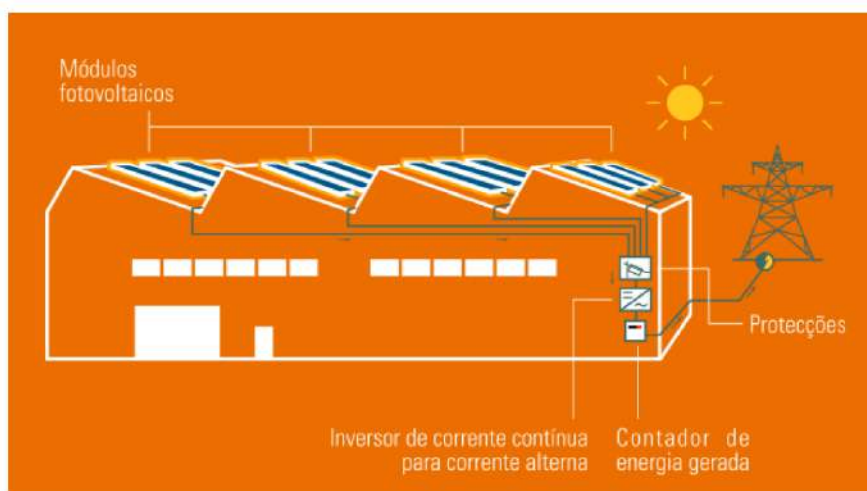
A energia renovável produzida destina-se ao consumo próprio, com o excedente instantâneo a ser vendido à rede pública (nos termos do Decreto-Lei n.º 153/2014 de 20 de Outubro), possibilitando uma excelente rentabilidade para as entidades proprietárias deste tipo de instalações.

Para além dos ganhos económicos e financeiros associados a este tipo de instalações, uma Unidade de Produção em Autoconsumo (UPAC) é um fator de distinção para a imagem corporativa de uma empresa, na medida em que espelha a sua cultura de responsabilidade social, no âmbito da sustentabilidade energética.

3.1. Condições de Acesso ao Regime de Autoconsumo

O regime de autoconsumo pode ser acedido por qualquer entidade que preencha os seguintes requisitos (cumulativos):

- a) Dispor de um contrato de compra de energia elétrica;
- b) A unidade de produção deverá estar instalada no local servido pela instalação de utilização (consumo);
- c) A potência de ligação da unidade de produção não poderá superar a potência contratada no local de consumo;



3.2. Remuneração da Energia Produzida

A energia elétrica ativa produzida é consumida instantaneamente, pelo que a poupança é calculada pela tarifa de compra em kw/h. O excedente entregue à RESP é remunerado por um valor a ser definido pelo Governo, que nesta proposta está estimado em 0,05€/kwh.

4. PROCESSO DE INSTALAÇÃO DO SISTEMA

O fluxograma que se apresenta de seguida descreve sumariamente o processo de registo, instalação e licenciamento da Unidade de Autoconsumo (UPAC):



A SunEnergy encarrega-se de todo o processo de licenciamento e instalação, sem que o cliente tenha que se preocupar com qualquer detalhe.

As taxas devidas no âmbito do Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro, referentes aos registos de UPAC com injeção na rede, são as seguintes:

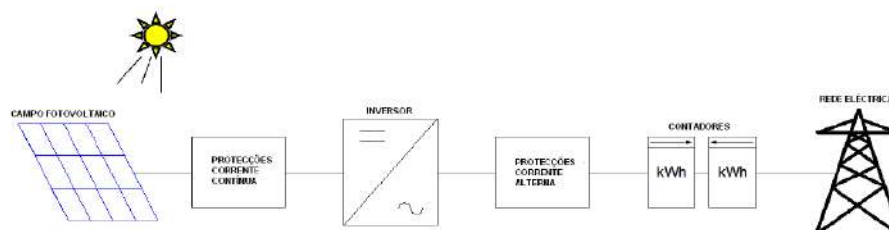
Potência Instalada	Taxa
até 1,5kw	30 €
de 1,5 kW a 5 kW	100 €
de 5 kW a 100 kW	250 €
100 kW a 250 kW	500 €
de 250 kW a 1 MW	750 €

5. DESCRIÇÃO GERAL DA INSTALAÇÃO

A instalação de pequena produção solar fotovoltaica assenta no seguinte esquema de funcionamento:

O gerador fotovoltaico, formado por um conjunto de módulos ligados entre si, encarrega-se de transformar a energia do Sol em energia elétrica. Estes painéis fotovoltaicos produzem uma corrente contínua proporcional à radiação solar que incide sobre eles. Esta corrente é conduzida ao(s) inversor(es), convertendo-a em corrente alternada, com frequência e voltagem semelhantes à da rede elétrica.

A energia produzida pelo sistema fotovoltaico de produção é medida por um contador de saída e injetada na rede interna, ficando disponível para consumo instantâneo. Em caso de não ser consumida, é injetada na rede elétrica.



Em sistemas fixos, os painéis fotovoltaicos devem ser instalados com uma orientação e inclinação de acordo com a latitude do local a instalar, de modo a maximizar o rendimento da instalação. Em instalações com seguidor solar, este equipamento otimizará a orientação do campo fotovoltaico, de forma a incrementar a produção elétrica. As características da rede elétrica devem estar de acordo com as características e requisitos dos equipamentos. A SUNENERGY não se responsabiliza por perturbações oriundas da rede.

6. SOLUÇÃO TÉCNICA PROPOSTA

O correto dimensionamento de uma unidade de produção, parte da observância de dois requisitos fundamentais:

- A potência de ligação da unidade de produção não poderá superar a potência contratada no local de consumo;
- A energia consumida na instalação de utilização terá de ser igual ou superior a 50% face à energia produzida através da unidade de produção.

Aquando do levantamento das condicionantes do local, executado pelos técnicos Sunenergy, foram recolhidos os seguintes dados:

POTÊNCIA CONTRATADA (CONSUMO) (kW)	160
ENERGIA CONSUMIDA NO ANO ANTERCEDENTE (kW.h)	512 868

A instalação de consumo é do tipo Média tensão.

Tendo em conta os elementos recolhidos, a instalação proposta pela SunEnergy conta com uma potência nominal de 135 kW e uma potência pico de 140,3 kW.

A instalação projetada é composta pelos seguintes componentes:

SISTEMA DE PRODUÇÃO SUNENERGY		
ELEMENTOS	Qt.	DESCRIÇÃO
MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	460	Canadian Solar KuPower_CS3K-305P - 305W
INVERSOR (ES)	5	Fronius ECO 27.0-3-S
ESTRUTURA	1	em alumínio para telhado inclinado - K2
CONTAGEM	1	Contador, modem e antena
CAIXAS E PROTEÇÕES	-	Portinhola, tubos de proteção mecânica, caixa de corte AC com disjuntor bipolar, caixa de contagem.
CABOS E ACESSÓRIOS	-	Cabo AC, cabo DC, fio de terra e ligadores diversos (machos e fêmeas)
DIVERSOS	-	Sinalética para a instalação, parafusos, buchas, etc.
SISTEMA DE MONITORIZAÇÃO	1	Fronius DataManager 2.0 Wlan

A SunEnergy poderá alterar os equipamentos propostos por questões de disponibilidade dos mesmos.

A SunEnergy não se responsabiliza pelo estado da instalação eléctrica ou equipamentos existentes.

O sistema de autoconsumo Sunenergy é complementado pelos seguintes serviços:

SERVIÇOS NECESSÁRIOS PARA UMA INSTALAÇÃO DE MINIGERAÇÃO:	
INSTALAÇÃO	Instalação e serviço de engenharia
OBRA CIVIL	A obra civil não está incluída na proposta
ACOMPANHAMENTO	Todo o processo, desde o registo até à ligação da instalação à rede eléctrica.

Esta proposta não inclui:

- Taxas aplicadas pela DGEG, eventuais licenças e outras despesas similares.

7. GARANTIAS

A garantia da instalação é de 2 anos. Este período será contabilizado a partir da data de assinatura do contrato de venda da energia produzida à rede elétrica.

Em caso de avaria, verificada durante o período de validade da garantia, a empresa instaladora compromete-se a efetuar as reparações necessárias para restabelecer o correcto funcionamento da instalação, sem qualquer custo para o cliente, salvo nos seguintes casos:

- Acidentes, uso negligente, impróprio ou inadequado da instalação.
- Alterações ou tentativas de reparação realizadas por pessoal não autorizado.
- Ações de terceiros ou quaisquer outras razões distintas das condições normais de funcionamento da instalação solar e que sejam alheias à empresa instaladora, tais como incêndios, inundações, terremotos, descargas atmosféricas, tempestades, granizo, etc.

De forma a cobrir os citados riscos de acidentes naturais, recomenda-se a contratação de um seguro para a instalação. O cliente poderá optar por contratar esse seguro por conta própria ou, opcionalmente, poderá contactar a SunEnergy para o efeito.

Esta garantia exclui as revisões periódicas e a substituição de peças originada pelo desgaste do uso normal dos produtos.

A garantia prestada pelo fabricante dos módulos fotovoltaicos é de 10 anos e pode ser acionada contra todo o tipo de defeitos identificados no produto. Adicionalmente, os módulos fotovoltaicos propostos contam com uma garantia (de produção) de potência de saída que assegura, por um período de 12 anos, 90% da potência nominal e de 25 anos para 80% da mesma.

A garantia prestada pelo fabricante do(s) inversor(es) é de 7 anos.

A garantia dos painéis fotovoltaicos e do(s) inversor(es) poderá ser exercida em caso de falhas ou avarias e será imputável aos respetivos fabricantes, que serão responsáveis pela reparação ou substituição dos equipamentos defeituosos, não abrangendo eventuais custos de transporte e de mão-de-obra associada a esses trabalhos de substituição, montagem e/ou desmontagem.

A garantia prestada pelo fabricante da estrutura é de 12 anos.

8. PRODUÇÃO DE ENERGIA, POUPANÇA E FATURAÇÃO ESTIMADA

A metodologia utilizada para o cálculo da produção anual esperada da instalação proposta assenta nos seguintes pressupostos:

$$\text{Energia gerada (kWh/ano)} = \text{Potência Pico (kW}_p\text{)} \times \text{PR} \times \text{Radiação Solar}$$

Sendo:

- **Potência Pico** = Potência pico do gerador fotovoltaico medida em kW_p.
- **PR** = *Performance Ratio*. Consiste no rendimento da instalação em condições reais de trabalho e atende às seguintes variáveis:
 - A relação da eficiência dos módulos fotovoltaicos com a temperatura.
 - O comprimento e a secção das cablagens.
 - Perdas por sujidade, dispersão de parâmetros, erros no seguimento do ponto de potência máxima.
 - A eficiência do inversor.
 - Outros.
- **Radiação Solar** = valor anual da radiação sobre o plano do gerador fotovoltaico em Horas Sol Pico (H.S.P.).

8.1. Radiação Solar

Para calcular a produção elétrica prevista para esta instalação, consideramos que o gerador fotovoltaico trabalhará, aproximadamente, 1738 Horas de Sol Pico por ano. O número de horas considerado nesta análise foi obtido a partir da média de horas de radiação indicada por entidades oficiais.

8.2. Performance Ratio

São verificadas várias perdas energéticas no processo de transformação da energia das ondas electromagnéticas do Sol em energia elétrica. De forma geral, essas perdas são originadas nos painéis, no inversor e na cablagem que une o sistema. O somatório de todas essas perdas associadas ao rendimento da instalação constitui o factor PR (*Performance Ratio*), que não é mais que um coeficiente indispensável para calcular a produção de electricidade.

O Performance Ratio utilizado neste cálculo é de 88,4875%.

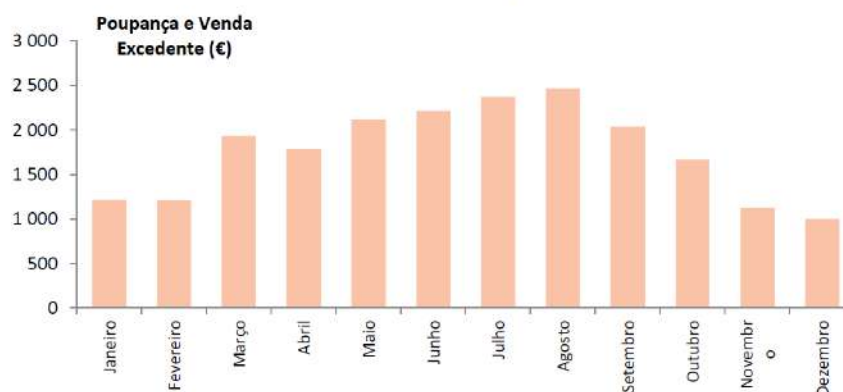
8.3. Estimativa de Produção Elétrica

Com base nos pressupostos mencionados, calculou-se a produção de eletricidade da instalação projetada.

No primeiro ano do projeto estima-se uma produção de 215825 kWh.

A produção de energia elétrica depende, basicamente, da radiação solar e do estado de limpeza dos módulos fotovoltaicos. Por terem sido utilizadas estimativas e devido à variabilidade das condições climáticas, a Sunenergy não assume responsabilidade nem assume a garantia da obtenção destes valores de produção reais.

8.4. Tarifa de venda da energia produzida e poupança estimada

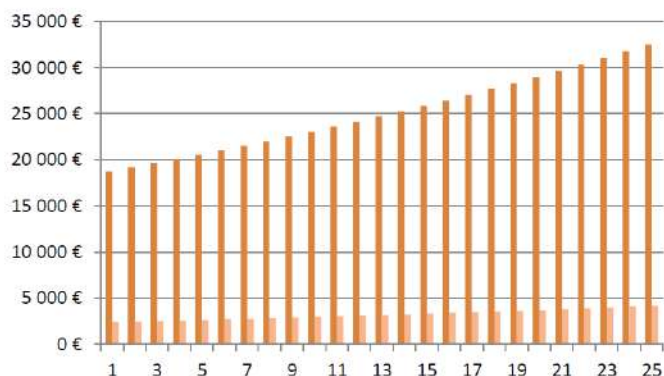


No sistema de autoconsumo aqui proposto, a produção elétrica foi valorizada à tarifa de compra indicada, que é de 0,112 €. Caso seja vendida energia excedente à rede (com contador), a energia restante está valorizada ao preço de venda estimado do Mercado Ibérico, de 0,05 € para o 1º ano.

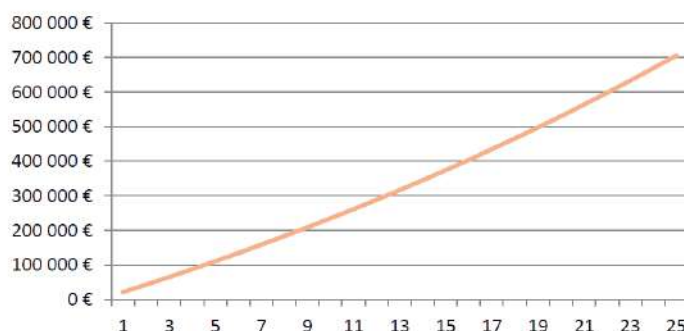
Note-se que, todos os anos, o preço da energia comprada à rede é atualizado. Para efeitos de cálculo, a atualização anual do preço de custo da eletricidade é de 3%. Este aumento anual do preço da energia terá impacto na projeção da rentabilidade da instalação.

No primeiro ano do projeto estima-se uma produção de 21137,44 €, em que 18741,79 € representa a poupança de eletricidade e 2395,66 € o valor recebido pela venda de energia, considerando um rácio de autoconsumo de 77,8%. Devido à variabilidade das condições climáticas e outros fatores estimados nesta proposta, a SunEnergy não garante de nenhum modo a obtenção deste retorno financeiro.

O gráfico seguinte, apresenta a estimativa da poupança e da venda de energia gerada pela instalação (em 25 anos):



O próximo gráfico representa o total da poupança e venda acumulado em 25 anos:



Considerando o custo da instalação proposta e a faturação prevista, calcula-se que o investimento seja recuperado em quatro anos.

Para além das vantagens económicas e fiscais, a instalação projetada tem um impacto ambiental extremamente positivo, na medida em que produzirá energia limpa, evitando emissões de CO₂ originados pela produção elétrica baseada em combustíveis fósseis.

Emissões de CO2 evitadas por ano (kg)	110 071
Emissões de CO2 evitadas 25 anos (kg)	2 751 775

Autoconsumo Solar Fotovoltaico



Delegação de Coimbra

19/dez/19

9. PREÇO DO SERVIÇO E CONDIÇÕES DE PAGAMENTO

O preço do serviço chave-na-mão **SunEnergy** para a instalação da Unidade de Produção em Autoconsumo solar fotovoltaica (UPAC) proposta é de:

PREÇO LÍQUIDO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO (S/ IVA)	86 000,00 €
PREÇO FINAL DO SIST. FOTOVOLTAICO (C/23% IVA)	105 780,00 €

Esta proposta é válida por 30 dias, a contar da sua data de emissão.

Condições de pagamento:

- 40% do valor final com a adjudicação da proposta.
- 50% do valor final no início da instalação do sistema.
- 10% do valor final com a conclusão da instalação.

Revisão	Verificação	Validação	Assinatura
<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	PEDRO JOSÉ MARQUES TOSCANO Assinado de forma digital por PEDRO JOSÉ MARQUES TOSCANO Dados: 2019.12.19 15:19:38 Z
<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	PAULINO GONÇALVES OLIVEIRA Assinado de forma digital por PAULINO GONÇALVES OLIVEIRA Dados: 2019.12.19 15:28:14 Z
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	RAUL MIGUEL GONÇALVES MORAIS DOS SANTOS Assinado de forma digital por RAUL MIGUEL GONÇALVES MORAIS DOS SANTOS Dados: 2019.12.19 15:33:01 Z

Rua José Augusto Frutuoso n.º 6 lote 8
 3025-029 Coimbra
 239 700 750
 info@sunenergy.pt
 www.sunenergy.pt

Anexo 12 – Ficha Técnica do Módulo Canadian Solar KuPower CS3K-295|300|305|310P (1000V / 1500V)



KuPower
HIGH EFFICIENCY POLY MODULE
CS3K-295 | 300 | 305 | 310P
(1000 V / 1500 V)

MORE POWER

- Low power loss in cell connection
- Low NMOT: 42 ± 3 °C
Low temperature coefficient (Pmax): -0.36 % / °C
- Better shading tolerance
- High PTC
High PTC rating of up to: **93.10** %

MORE RELIABLE

- Lower hot spot temperature
- Minimizes micro-crack impacts
- Heavy snow load up to 6000 Pa,
wind load up to 4000 Pa*

* For detailed information, please refer to the Installation Manual.

CANADIAN SOLAR INC.
 545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com



*Black frame product can be provided upon request.

- 25 years** linear power output warranty*
- 12 years** enhanced product warranty on materials and workmanship*

*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES

ISO 9001:2015 / Quality management system
 ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system
 OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

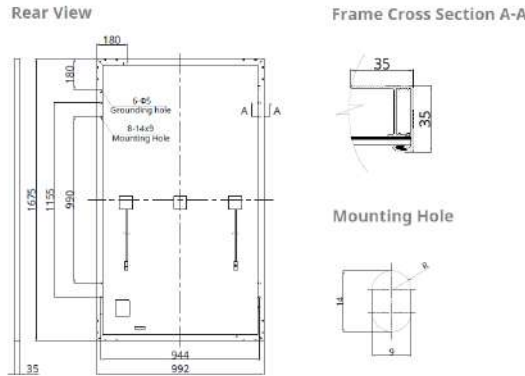
IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE / CQC / MCS / INMETRO
 UL 1703 / IEC 61215 performance: CEC listed (US)
 UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE / IEC 60068-2-68: SGS
 Take-e-way



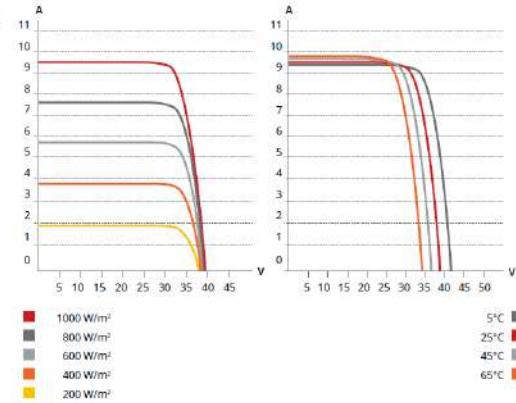
* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

CANADIAN SOLAR INC. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. No. 1 module supplier for quality and performance / price ratio in IHS Module Customer Insight Survey. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 40 GW deployed around the world since 2001.

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS3K-300P / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS3K	295P	300P	305P	310P
Nominal Max. Power (Pmax)	295 W	300 W	305 W	310 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	32.5 V	32.7 V	32.9 V	33.1 V
Opt. Operating Current (Imp)	9.08 A	9.18 A	9.28 A	9.37 A
Open Circuit Voltage (Voc)	39.1 V	39.3 V	39.5 V	39.7 V
Short Circuit Current (Isc)	9.57 A	9.65 A	9.73 A	9.81 A
Module Efficiency	17.8%	18.1%	18.4%	18.7%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C			
Max. System Voltage	1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL)			
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or Class C (IEC 61730)			
Max. Series Fuse Rating	30 A			
Application Classification	Class A			
Power Tolerance	0 ~ + 10 W			

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

CS3K	295P	300P	305P	310P
Nominal Max. Power (Pmax)	220 W	223 W	227 W	231 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	30.2 V	30.4 V	30.6 V	30.8 V
Opt. Operating Current (Imp)	7.26 A	7.34 A	7.42 A	7.49 A
Open Circuit Voltage (Voc)	36.7 V	36.9 V	37.1 V	37.3 V
Short Circuit Current (Isc)	7.72 A	7.78 A	7.85 A	7.91 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline
Cell Arrangement	120 [2 X (10 X 6)]
Dimensions	1675 X 992 X 35 mm (65.9 X 39.1 X 1.38 in)
Weight	18.5 kg (40.8 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4.0 mm ² (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 400 mm (15.7 in) (+) / 280 mm (11.0 in) (-); landscape: 1160 mm (45.7 in)*
Connector	T4 series or H4 UTX or MC4-EVO2
Per Pallet	30 pieces

Per Container (40' HQ) 840 pieces

* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.36 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.28 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	42 ± 3°C

PARTNER SECTION



* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. Canadian Solar Inc. reserves the right to make necessary adjustments to the information described herein at any time without further notice. Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

CANADIAN SOLAR INC.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

Anexo 13 – Ficha Técnica do Inversor Fronius ECO

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging

FRONIUS
SHIFTING THE LIMITS

FRONIUS ECO
/ O inversor para projetos de máximo rendimento



 / Tecnologia Snap-Inverter
 / Dados de comunicação integrados
 / Smart Grid Ready
 / Dynamic Peak Manager

/ O trifásico Fronius Eco possui categorias de potência e 25,0/27,0 kW e preenche perfeitamente todos os requisitos de instalações de grande escala. Graças ao seu baixo peso e o sistema de montagem SnapInverter, este dispositivo é transformador pode ser instalado rápido e facilmente dentro de casa ou ao ar livre. Esta gama inversor estabelece novos padrões com a sua classe de proteção IP 66. Além disso, graças aos seus dois fusíveis integrados e proteção contra sobretensão opcional, caixas de coleta de cadeia não são mais necessárias.

DADOS TÉCNICOS FRONIUS ECO

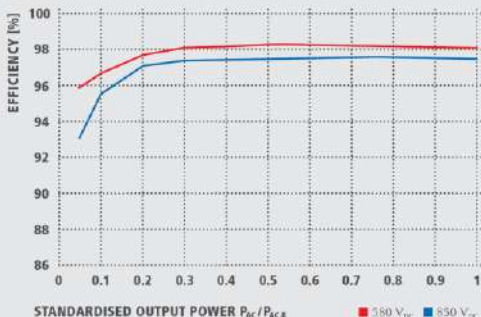
DADOS DE ENTRADA	FRONIUS ECO 25.0-3-S	FRONIUS ECO 27.0-3-S
Max. corrente de entrada ($I_{dc, max}$)	44.2 A	47.7 A
Max. conjunto corrente curto-circuito	66.3 A	71.6 A
Min. tensão de entrada ($U_{dc, min}$)		580 V
Feed-in tensão de entrada ($U_{dc, start}$)		650 V
Tensão nominal de entrada ($U_{dc, n}$)		580 V
Max. tensão de entrada ($U_{dc, max}$)		1,000 V
Faixa de tensão MPP ($U_{mpp, min} - U_{mpp, max}$)		580 - 850 V
Numero de rastreadores MPP		1
Numero de conexões CC		6

DADOS DE SAÍDA	FRONIUS ECO 25.0-3-S	FRONIUS ECO 27.0-3-S
Tensão nominal de saída ($P_{ac, n}$)	25,000 W	27,000 W
Max. potência de saída	25,000 VA	27,000 VA
Max. corrente de saída ($I_{ac, nom}$)	36.1 A	39.0 A
Conexão a rede (faixa de tensão)		3-NPE 380 V / 220 V or 3-NPE 400 V / 230 V (+20 % / -30 %)
Frequência		50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)
Distorção harmônica total		< 2.0 %
Fator de potência ($\cos \phi_{ac, n}$)		0 - 1 ind. / cap.

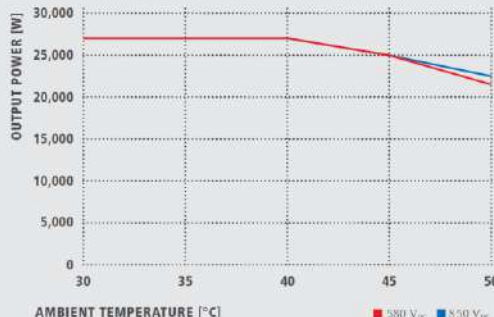
DADOS GERAIS	FRONIUS ECO 25.0-3-S	FRONIUS ECO 27.0-3-S
Dimensões (height x width x depth)		725 x 510 x 225 mm
Peso		35,7 kg
Grau de proteção		IP 66
Classe de proteção		1
Categoria de sobrecarga (CC/CA) ²		2 / 3
Consumo noturno		< 1 W
Design do inversor		Sem transformador
Resfriamento		Refrigeração de ar comprimido
Instalação		Montagem interna e externa
Faixa de temperatura ambiente		-25 - +60 °C
Umidade relativa permitida		0 to 100 %
Max. altitude		2,000 m
Tecnologia de conexão		6x DC+ e 6x DC- parafusos terminais 2.5 - 16 mm ²
Tecnologia de conexão rede		5-pole CA de parafusos terminais 2.5 - 16 mm ²
Certificados		OVE / ONORM E 8001-4-712, DIN V VDE 0126-1-1/A1, VDE AR N 4105, IEC 62109-1/2, IEC 62116, IEC 61727, AS 3100, AS 4777-2, AS 4777-3, CER 06-190, G83/2, G59/3, UNE 206007-1, S1 4777, CEI 0-16, CEI 0-2, ABNT NR 16149

²De acordo com IEC 62109-1. Trilho DIN para proteção contra sobretensão opcional (tipo 2) está incluído.
Mais informações sobre a disponibilidade dos inversores no seu país pode ser encontrada em www.fronius.com.br

FRONIUS ECO 27.0-3-S CURVA DE EFICIÊNCIA



FRONIUS ECO 27.0-3-S REDUÇÃO DE TEMPERATURA



DADOS TÉCNICOS FRONIUS ECO

EFICIÊNCIA	FRONIUS ECO 25.0-3-S	FRONIUS ECO 27.0-3-S
Max. eficiência	98,2 %	98,3 %
EF. eficiência (Intropia)(IEC)	98,0 %	98,0 %
η at 5 % $P_{dc,R}$ ¹⁾	95,1 / 91,5 %	95,9 / 93,1 %
η at 10 % $P_{dc,R}$ ¹⁾	97,0 / 93,2 %	96,8 / 95,2 %
η at 20 % $P_{dc,R}$ ¹⁾	97,8 / 96,9 %	97,7 / 97,1 %
η at 25 % $P_{dc,R}$ ¹⁾	98,0 / 97,0 %	98,1 / 97,3 %
η at 30 % $P_{dc,R}$ ¹⁾	98,1 / 97,2 %	98,1 / 97,4 %
η at 50 % $P_{dc,R}$ ¹⁾	98,2 / 97,5 %	98,3 / 97,5 %
η at 75 % $P_{dc,R}$ ¹⁾	98,2 / 97,5 %	98,2 / 97,6 %
η at 100 % $P_{dc,R}$ ¹⁾	98,2 / 97,5 %	98,1 / 97,5 %
MPP adaptação eficiente		> 99,9 %

DISPOSITIVO DE PROTEÇÃO	FRONIUS ECO 25.0-3-S	FRONIUS ECO 27.0-3-S
Medição de isolamento CC		Sim
Comportamento de sobrecarga		Mudança de ponto de operação, limitação de potência
Dísjuntor CC		Sim
Porta-fusíveis de suporte integrado ²⁾		Sim

INTERFACES	FRONIUS ECO 25.0-3-S	FRONIUS ECO 27.0-3-S
WLAN / Ethernet LAN	Fronius Solarweb, Modbus TCP SunSpec, Fronius Solar API (JSON)	
6 entradas ou 4 digital in/out	Interface com receptor de telecomando	
USB (A socket) ³⁾	Data logging, para entradas USB	
2x RS422 (RJ45 socket) ⁴⁾	Fronius Solar Net	
Saída de sinal ⁵⁾	Gerenciamento de energia (saída de relé livre de potencial)	
Datalogger e Webserver	Integrado	
Entrada externa ⁶⁾	Medidor de conexão S0 / Avaliação da proteção da sobretensão	
RS485	Modbus RTU SunSpec ou medidor de conexão	

¹⁾ E no $U_{mpp,min} = U_{dc,r} / U_{mpp,max}$. ²⁾ Optionally fitted with 6 fuses 15 A / 1,000 V on the plus side. ³⁾ Também disponível na versão simples.

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging

NÓS TEMOS TRÊS DIVISÕES E UMA PAIXÃO: SUPERAR OS LIMITES DO POSSÍVEL.

/ Seja na Tecnologia de soldagem, no fotovoltaico ou na tecnologia de carregadores de bateria, o nosso objetivo é claro: queremos ser líderes em inovação. Com aproximadamente 3.300 funcionários em todo o mundo, nós superamos os limites do que é possível, como prova disso temos mais de 900 patentes concedidas. Enquanto os outros se desenvolvem lentamente, nós ultrapassamos barreiras. Desde sempre. O uso responsável de nossos recursos é a base do nosso negócio.

Para obter mais informações sobre todos os produtos Fronius e nossos parceiros de distribuição e representantes, visite www.fronius.com

v05 May 2015 PB

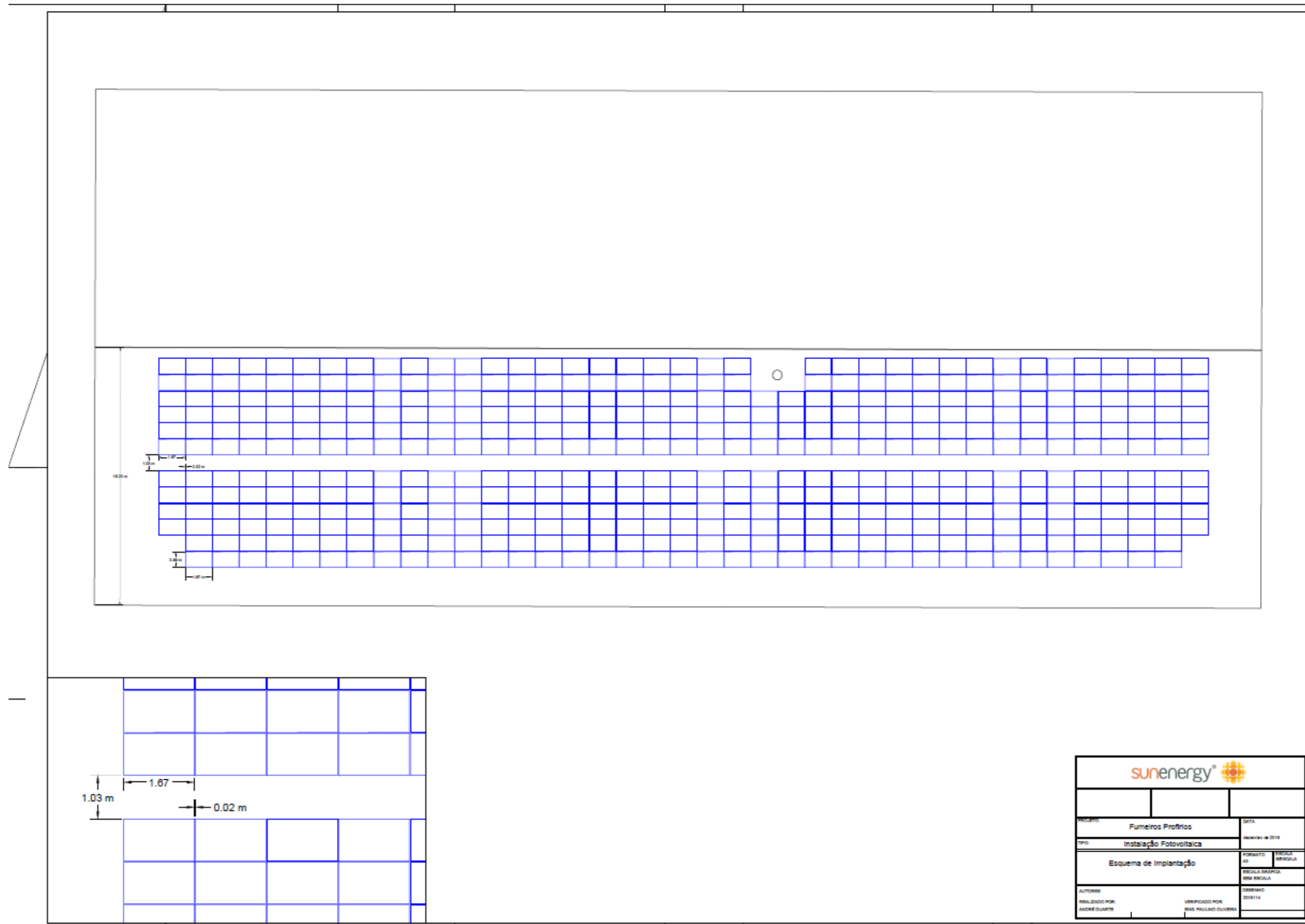
Fronius do Brasil Comércio
Indústria e Serviços Ltda

Escritório central
Av. Dr. Ulysses Guimarães, 3389
Vila Nogueira, Diadema, SP
CEP: 09990-080
Telefone +55 11 3563-3800
[vendas.solar@fronius.com](mailto: vendas.solar@fronius.com)
www.fronius.com.br

O texto e as imagens são respaldados por estudos técnicos atuais no momento da impressão. Reservamos a possibilidade de alterações técnicas e informações, sem prejuízo de precisão e atualização. Direitos de autor © 2011 Fronius®. Todos os direitos reservados.

At. 06.0183.FR.V05 (04/15)

Anexo 14 – Implantação de Módulos Cobertura Fumeiros Profírios



Anexo 15 – Ficha Técnica de Soporte Complanar Mircrorail 06H, Sunfer

06H Soporte coplanar microrail fijación a chapa

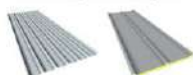


Especificaciones	
Superficie de instalación	
Superficie de anclaje	
Tamaño máximo del panel	Para todos los tamaños de panel
Espesor del panel	De 30 a 45 mm
Elh disponibles	1 - 8 módulos
Tornillería de anclaje	Tornillo autoataornillado con arandela de sellado que evita la penetración de agua.
Junta de estanqueidad	EPDM
Velocidad del viento	Hasta 150 km/h. No aumenta de velocidad al nivel del mar. Para cubiertas de chapa vándwich esta debe ser de 5 niveles, no válida para cubiertas vándwich de 3 niveles. (Distancia entre grecas 400 mm)
Observaciones:	

Componentes del kit



Cubiertas compatibles con la fijación



Menú Prefeab Coplanar para cubiertas de chapa metálica

Ejemplos de instalación



Ver precio



Ficha técnica



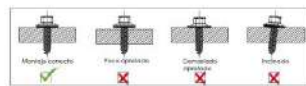
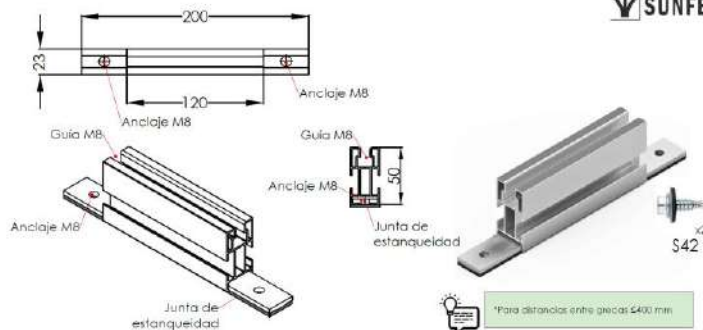
Perfora: Aluminio EN AW 6005A T6



Tornillería: Acero inoxidable A2-70



Tornillería anclaje: Acero

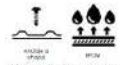


S06
Fijación para todo tipo de cubiertas metálicas.
Anclaje sobre la greca.

Perfora de aluminio EN AW 6005A T6.

Incluye tornillos zincados con arandela de sellado.
Incluye junta de estanqueidad EPDM.

Material 100% reciclable.
CÓMODA instalación.



Herramientas necesarias:



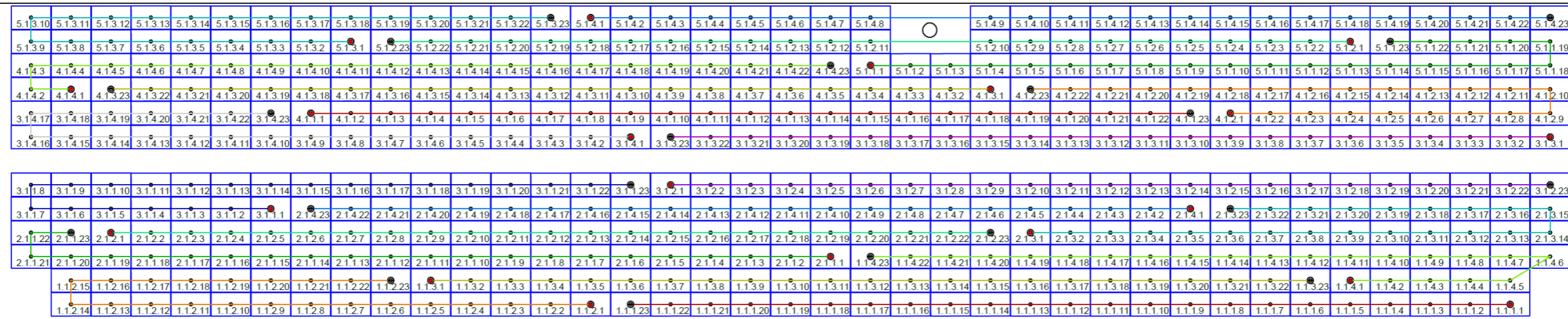
Tornillo de anclaje: Diámetro 4,5 - longitud 10 mm

Seguridad:



Reservado el derecho a efectuar modificaciones. Las ilustraciones de productos sin o modo de ejemplo y pueden diferir del original.

Anexo 16 – Configuração string's Fumeiros Profírios

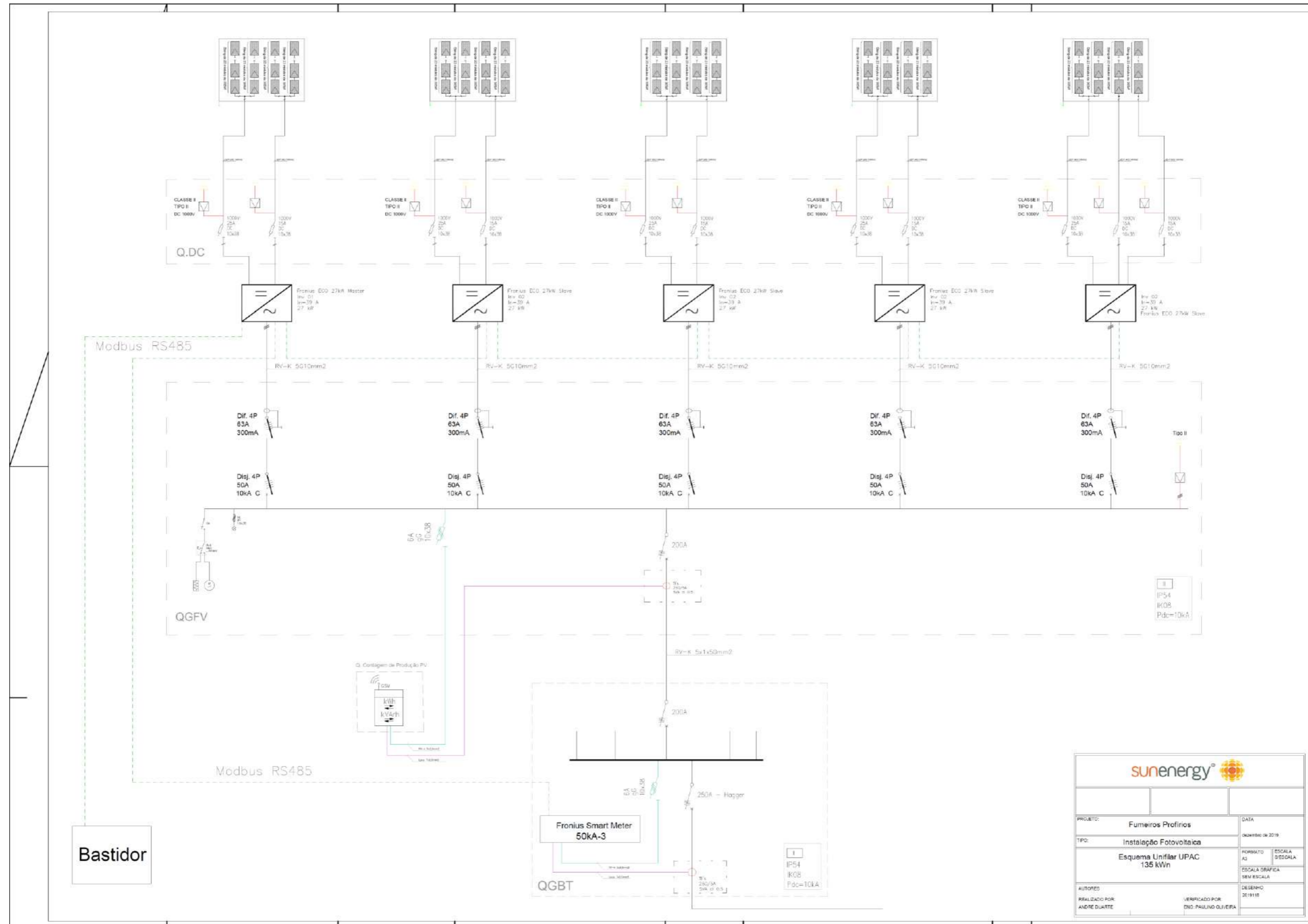


Configuração Inversores

- Inv 1: Fronius Eco 27 kW
4x23x305W • 28 kWp
- Inv 2: Fronius Eco 27 kWp
4x23x305W - 28 kWp
- Inv 3: Fronius Eco 27 kWp
4x23x305W - 28 kWp
- Inv 4: Fronius Eco 27 kWp
4x23x305W - 28 kWp

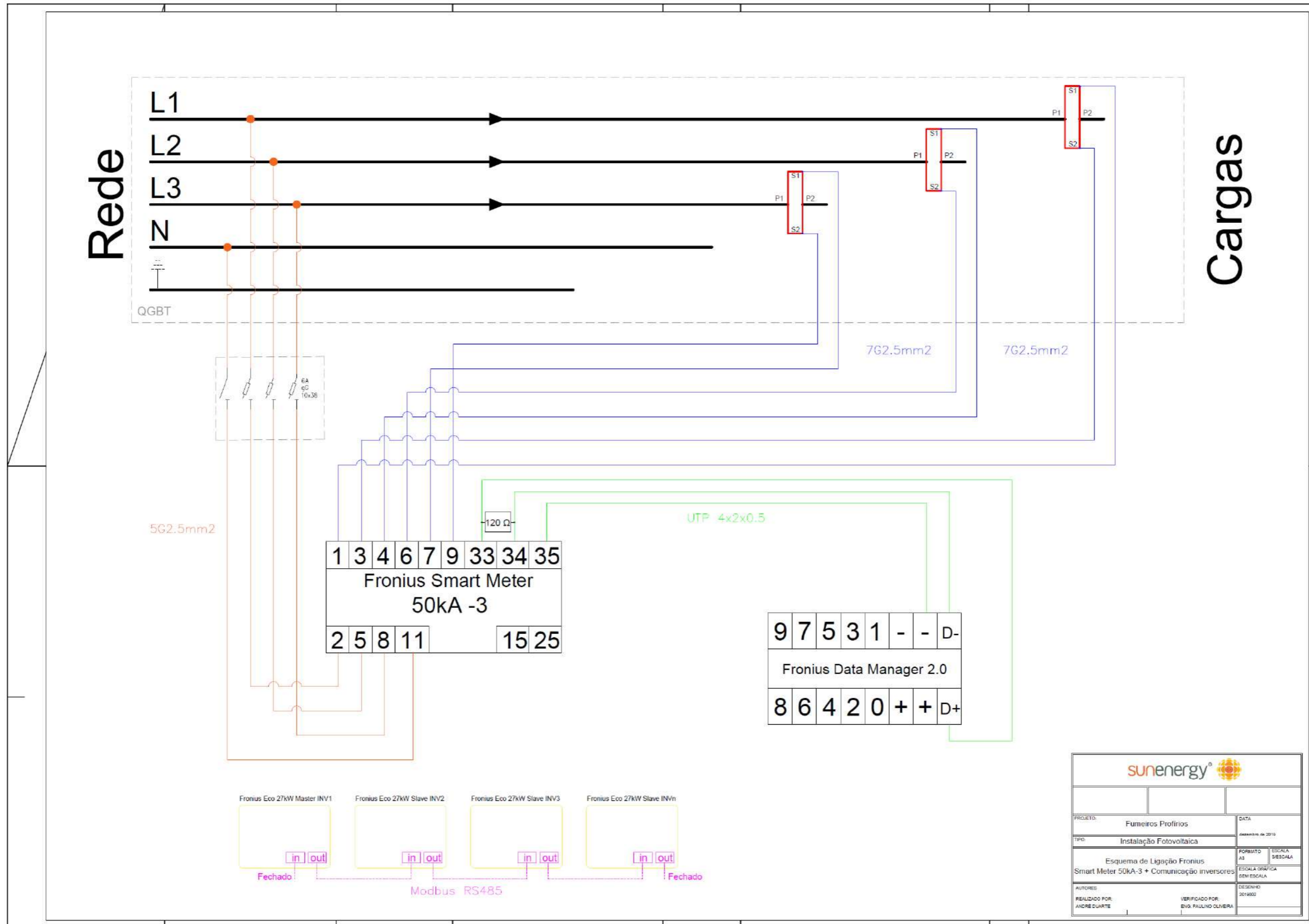
PROJETO: Fumeiros Profírios	DATA dezembro de 2010
TIPO: Instalação Fotovoltaica	FORMATO A3
Esquema de String's	ESCALA SEM ESCALA
AUTORES REALIZADO POR: ANDRÉ DUARTE	DESENHO 201015 VERIFICADO POR: ENG. FAULINO OLIVEIRA

Anexo 17 – Esquema Elétrico Unifilar Fumeiros Profírios

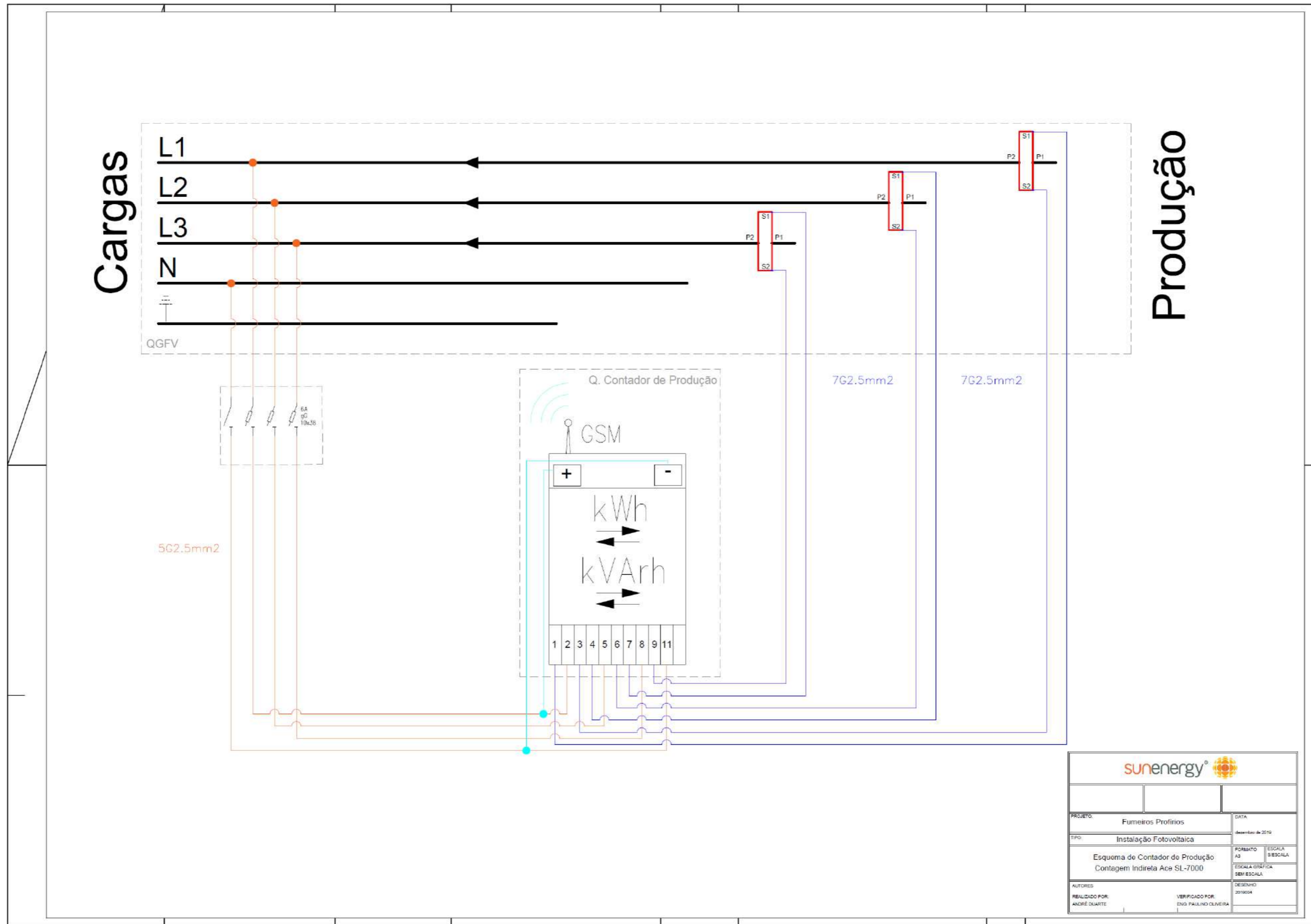


sunenergy	
PROJETO: Fumeiros Profírios	DATA: dezembro de 2019
TPC: Instalação Fotovoltaica	FORMATO: A3
Esquema Unifilar UPAC 135 kWn	ESCALA: ESCALA DE ESCALA
AUTOPES: REALIZADO POR ANDRÉ DUARTE	DESENHO: 2019115
	VERIFICADO POR: ENO. PAULINO OLIVEIRA

Anexo 18 – Esquema de Monitorização de Consumo Fronius Smart Meter 50kA-3 e Comunicação entre Inversores Fornius



Anexo 19 – Esquema de Ligação Contador de Produção Contagem Indireta Itron ACE SL-7000



PROJETO: Fumeiros Profirios	DATA: dezembro de 2016
TIPO: Instalação Fotovoltaica	FORMATO: A3
Esquema de Contador de Produção Contagem Indireta Ace SL-7000	ESCALA: SEM ESCALA
AUTORES: REALIZADO POR: ANDRÉ DUARTE	VERIFICADO POR: ENO PAULINO OLIVEIRA
	DESIGNO: 2016004

Anexo 20 – Ficha Técnica Itron ACE SL-7000



SL7000

Medidor Multifunção SMART™

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

MEDIDOR DE ENERGIA PARA CLIENTES COMERCIAIS E INDUSTRIAIS

As funções do registrador de perfis de carga são programáveis. O equipamento permite a comunicação local ou remota, atingindo por ambos os meios a atualização da programação.

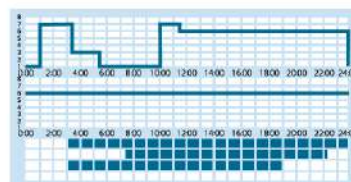
O SL7000 se alimenta dos próprios circuitos de medida de tensão ou da entrada de alimentação auxiliar, quando presente. Possui ampla faixa de medição, o que facilita a utilização do mesmo equipamento numa grande diversidade de instalações.

A possibilidade de adição de consumos de outros equipamentos e a disposição de entrada de pulsos são funções de grande utilidade que na maioria das aplicações permitem a eliminação dos concentradores externos.

APLICAÇÕES CLÁSSICAS DE MEDIÇÃO: CLIENTES POR TARIFA

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

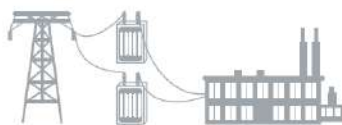
- » Clientes livres
- » Clientes Cativos Grupo A
- » Medição de fronteiras, atendendo a CCEE/ONS
- » Atende a resolução 163 Eletrobrás para medição de óleo



- » Tarifação

BENEFÍCIOS

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

Cientes Qualificados**Medidas em Pontos de Fronteira****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**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.

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.

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

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.

Supervisão da Rede

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

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.

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.

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



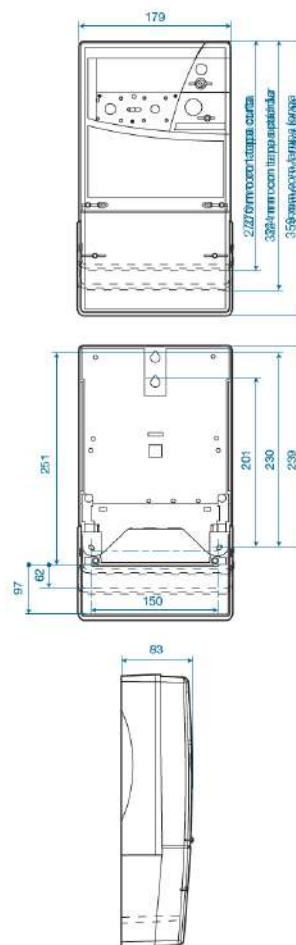
Modem Sparklet

Dados Técnicos

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

Acessórios

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

Dimensões (mm)

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

Suporte Técnico

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



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

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

A Itron se esforça para que o conteúdo de seus materiais de marketing sejam oportunos e precisos. A Itron não faz promessas ou garante a exatidão, integridade, a adequação, e expressamente renuncia a toda responsabilidade por erros e omissões nos materiais. Nenhuma garantia de qualquer espécie, implícita, expressa ou estatutária, incluindo, mas sem limitação, as garantias de não violação de direitos de terceiros, titularidade, comercialidade e adequação a um fim específico, é concedida em relação ao conteúdo desses materiais de marketing. © Copyright 2016, Itron. Todos os direitos reservados. EL_001914-BR-04-16

Anexo 21 – Ficha Técnica Transformadores Abriveis MORTPAN058



FICHA TÉCNICA

N° MOR002/2017



TRANSFORMADORES DE
INTENSIDADE ABRIVEIS

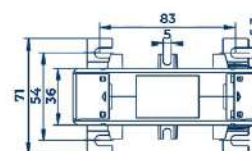
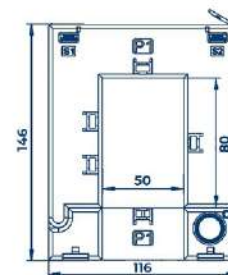
MORTPAN058...



CÓDIGO DO ARTIGO	I _N PRIMÁRIO A	DESEMPENHO EM POTÊNCIA (VA)		JANELA Altura x Largura mm	SISTEMA COM UM PONTO CHARNEIRA	Un
		Classe 0,5	Classe 1			
MORTPAN0580250X05	250	2,5	2,5	80x50		1
MORTPAN0580300X05	300	5	5			1
MORTPAN0580400X05	400	5	5			1
MORTPAN0580500X05	500	5	7,5			1
MORTPAN0580600X05	600	5	7,5			1
MORTPAN0580800X05	800	5	10			1
MORTPAN0581000X05	1000	7,5	10			1

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS e CONSTRUTIVAS

Designação genérica	TPAN-058
Corrente nominal do primário (I1)	250A - 300A - 400A - 500A - 600A - 800A - 1000A
Corrente nominal do secundário (I2)	5A
Máxima tensão operativa (Umax)	720V
Tensão de ensaio de isolamento	3KV durante 1 minuto
Classe de isolamento	B
Factor de segurança	5
Frequência estipulada (Fe)	50/60Hz
Corrente térmica de curta duração (Ith)	60x I1 durante 1s
Corrente dinâmica admissível (Idyn)	2,5x Ith
Sobrecarga contínua admissível	1,2x I1
Desempenho em potência (classes de precisão de medida)	Cl. 0,5 ---> 2.75VA - 5VA - 7.5VA Cl. 1 ---> 2.5VA - 5VA - 7.5VA - 10VA
Resistência à ignição e propagação de chama	Polycarbonato+ABS autoextinguível UL94 V0
Marcação dos terminais	Primário: P1 e P2 Secundário: S1 e S2
Normas de referência	IEC/EN 61869-1 ; IEC/EN 61869-2 ; VDE 0414-44-1



N° MOR002/2017

Pág 1 de 1

Anexo 22 – Ficha Técnica Analisar Fronius Smart Meter 50kA-3

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging



FRONIUS SMART METER

The bidirectional meter for intelligent energy management



The Fronius Smart Meter is a bidirectional meter, which optimises self-consumption, records the load curve and controls the various energy flows. Thanks to highly accurate measurements and rapid communication via the Modbus RTU interface, dynamic feed-in control when feed-in limits are imposed is faster and more accurate than with the S0 meter.

Together with the Fronius Solar.web, the Smart Meter presents a clear overview of the power consumption. In combination with the Fronius storage solutions, the device ensures a perfectly coordination of various energy flows, which optimises the entire energy management. The Fronius Smart Meter is ideally suited for use with the GEN24 Plus and Tauro, as well as all Fronius inverters with the Fronius Datamanager 2.0.

FRONIUS SMART METER

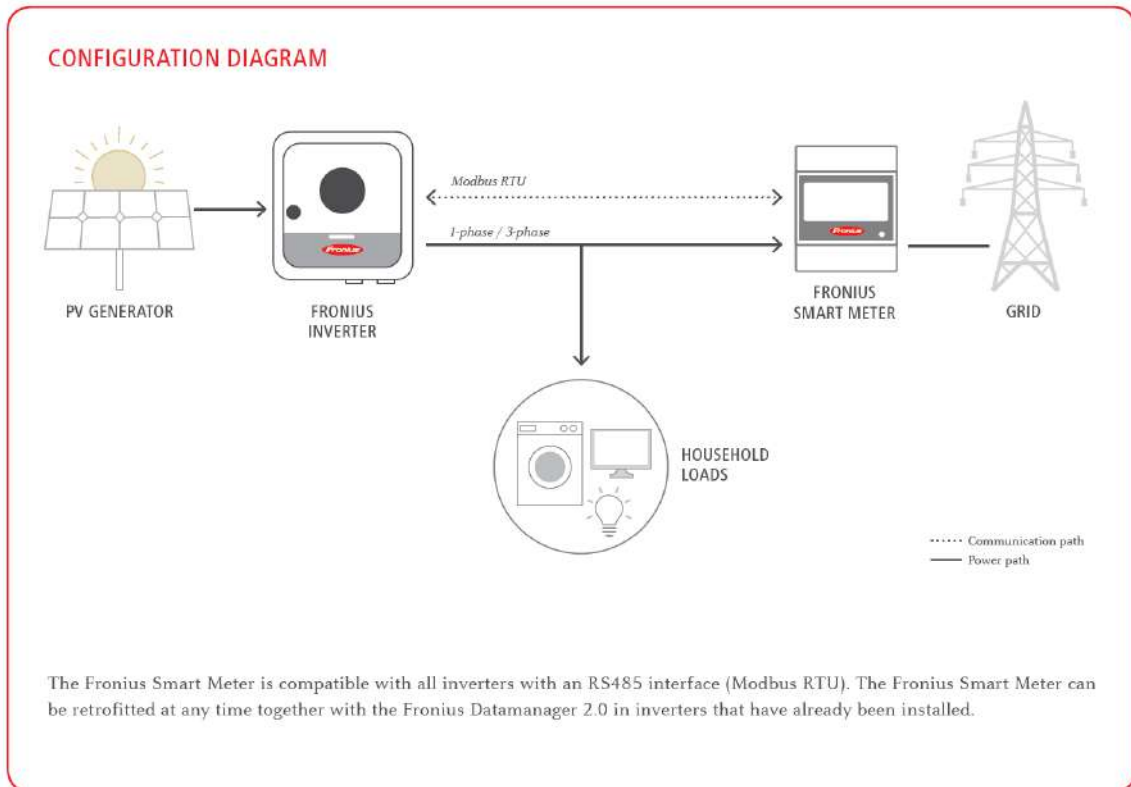
TECHNICAL DATA	FRONIUS SMART METER 63A-3	FRONIUS SMART METER 50KA-3 ¹⁾	FRONIUS SMART METER 63A-1
Nominal voltage	400 - 415 V	400 - 415 V	230 - 240 V
Grid frequency range		50 to 60 Hz	
Maximum current	3 x 63 A	3 x 50,000 A	1 x 63 A
Input terminal capacity	1 - 16 mm ²	0.05 - 4 mm ²	1 - 16 mm ²
Communication and neutral line terminal capacity		0.05 - 4 mm ²	
Power consumption	1,5 W	2.5 W	1.5 W
Starting current		40 mA	
Accuracy class		1	
Active energy accuracy		Class B (EN50470)	
Reactive energy accuracy		Class 2 (EN/IEC 62053-23)	
Short-time overcurrent		30 x I _{max} / 0.5 s	
Mounting		Indoors (DIN rail)	
Housing	4 modules DIN 43880	4 modules DIN 43880	2 modules DIN 43880
Degree of protection		IP 51 (front frame), IP 20 (terminals)	
Specified operating range	-25 - +55°C	-5°C - +55°C	-25°C - +55°C
Dimensions (Height x Width x Depth)	89,0 x 71,2 x 65,6 mm	89,0 x 71,2 x 65,6 mm	89,0 x 35,0 x 65,6 mm
Interface to inverter		Modbus RTU (RS485)	
Display	8-digit LCD	8-digit LCD	6-digit LCD

¹⁾ Delivered without current sensors. Further information about selecting suitable current sensors can be found at www.fronius.com.

THE ADVANTAGES AT A GLANCE

- / Fast and accurate dynamic feed-in control
- / Clear overview of power consumption in Fronius Solar.web
- / Energy management with the Fronius storage solutions
- / Identifying opportunities to optimize the pv system
- / Monitoring and analyzing heavy loads





/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging

THREE BUSINESS UNITS, ONE GOAL: TO SET THE STANDARD THROUGH TECHNOLOGICAL ADVANCEMENT.

What began in 1945 as a one-man operation now sets technological standards in the fields of welding technology, photovoltaics and battery charging. Today, the company has around 4,760 employees worldwide and 1,253 patents for product development show the innovative spirit within the company. Sustainable development means for us to implement environmentally relevant and social aspects equally with economic factors. Our goal has remained constant throughout: to be the innovation leader.

Further information about all Fronius products and our global sales partners and representatives can be found at www.fronius.com

Fronius India Private Limited
GAT no 312, Nanekarwadi
Chakan, Taluka - Khed District
Pune 410501
India
pv-sales-india@fronius.com
www.fronius.in

Fronius Australia Pty Ltd.
90-92 Lambeck Drive
Tullamarine VIC 3043
Australia
pv-sales-australia@fronius.com
www.fronius.com.au

Fronius UK Limited
Maidstone Road, Kingston
Milton Keynes, MK10 0BD
United Kingdom
pv-sales-uk@fronius.com
www.fronius.co.uk

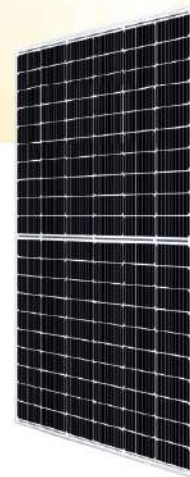
Fronius International GmbH
Froniusplatz 1
4600 Wels
Austria
pv-sales@fronius.com
www.fronius.com

Text and images reserved to the current state of technology at the time of printing. Subject to modifications. All information is without guarantee in spite of careful editing. Copyright © 2011 Fronius®. All rights reserved. MA06/0151/EN v16 Mr 2020 0817

Anexo 23 – Ficha Técnica do Módulo Canadian Solar HiKu CS3L-350|355|360|365|370|375MS



HiKu
SUPER HIGH POWER MONO PERC MODULE
350 W ~ 375 W
CS3L-350 | 355 | 360 | 365 | 370 | 375MS



MORE POWER

- 26 % higher power than conventional modules
- Up to 4.5 % lower LCOE
Up to 2.7 % lower system cost
- Low NMOT: 42 ± 3 °C
Low temperature coefficient (Pmax): -0.35 % / °C
- Better shading tolerance

MORE RELIABLE

- Lower internal current, lower hot spot temperature
- Minimizes micro-crack impacts
- Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 3600 Pa*

*Black frame product can be provided upon request.

- 25 years** linear power output warranty*
- 12 years** enhanced product warranty on materials and workmanship*

*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2015 / Quality management system
 ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system
 OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE / MCS / INMETRO
 UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE / IEC 60068-2-68: SGS
 UNI 9177 Reaction to Fire: Class 1 / Take-e-way



* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

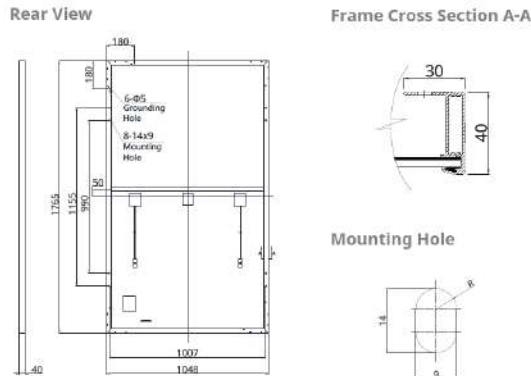
CANADIAN SOLAR INC. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in IHS Module Customer Insight Survey. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 40 GW deployed around the world since 2001.

* For detail information, please refer to Installation Manual.

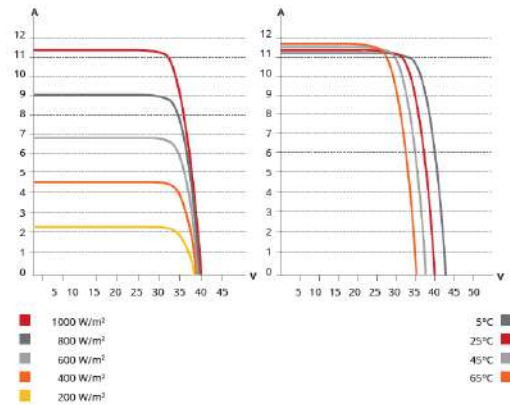
CANADIAN SOLAR INC.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS3L-360MS / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS3L	350MS	355MS	360MS	365MS	370MS	375MS
Nominal Max. Power (Pmax)	350 W	355 W	360 W	365 W	370 W	375 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	33.3 V	33.5 V	33.7 V	33.9 V	34.1 V	34.3 V
Opt. Operating Current (Imp)	10.52 A	10.61 A	10.69 A	10.78 A	10.86 A	10.94 A
Open Circuit Voltage (Voc)	40.0 V	40.2 V	40.4 V	40.6 V	40.8 V	41.0 V
Short Circuit Current (Isc)	11.28 A	11.33 A	11.40 A	11.47 A	11.54 A	11.61 A
Module Efficiency	18.9%	19.2%	19.5%	19.7%	20.0%	20.3%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C					
Max. System Voltage	1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL)					
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)					
Max. Series Fuse Rating	20 A					
Application Classification	Class A					
Power Tolerance	0 ~ + 10 W					

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	120 [2 X (10 X 6)]
Dimensions	1765 X 1048 X 40 mm (69.5 X 41.3 X 1.57 in)
Weight	21.1 kg (46.5 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4.0 mm ² (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 500 mm (19.7 in) (+) / 350 mm (13.8 in) (-); landscape: 1250 mm (49.2 in)*
Connector	T4 series or H4 UTX or MC4-EVO2
Per Pallet	27 pieces
Per Container (40' HQ)	702 pieces

* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

CS3L	350MS	355MS	360MS	365MS	370MS	375MS
Nominal Max. Power (Pmax)	261 W	265 W	269 W	272 W	276 W	280 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	31.0 V	31.2 V	31.4 V	31.6 V	31.8 V	32.0 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.41 A	8.48 A	8.55 A	8.62 A	8.68 A	8.75 A
Open Circuit Voltage (Voc)	37.6 V	37.8 V	38.0 V	38.2 V	38.4 V	38.6 V
Short Circuit Current (Isc)	9.10 A	9.14 A	9.20 A	9.25 A	9.31 A	9.37 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.35 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.27 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	42 ± 3°C

PARTNER SECTION



* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. Canadian Solar Inc. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice. Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

CANADIAN SOLAR INC.
545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

May 2020. All rights reserved, PV Module Product Datasheet V5.59_EN

Anexo 24 – Ficha Técnica do Inversor Huawei SUN2000-60KTL-M0

SUN2000-60KTL-M0 Smart PV Controller



Smart

12 strings intelligent monitoring



Efficient

Max. efficiency 98.7%



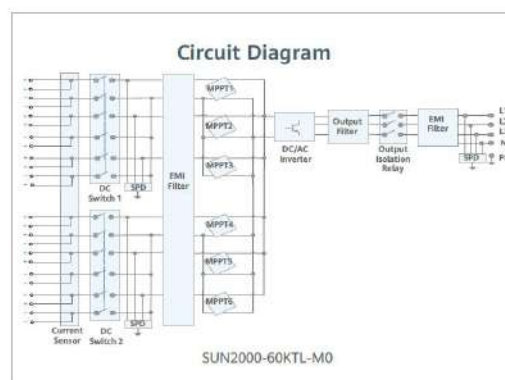
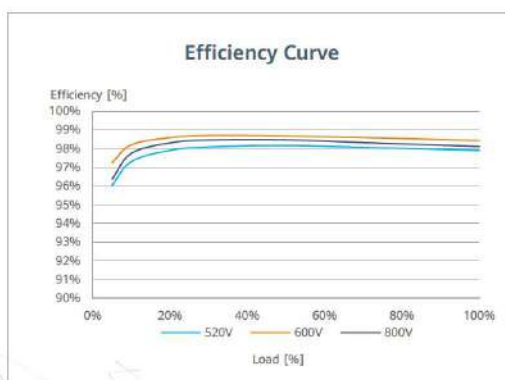
Safe

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
Efficiency		
Max. efficiency		98.9% @480 V; 98.7% @380 V / 400 V
European efficiency		98.7% @480 V; 98.5% @380 V / 400 V
Input		
Max. Input Voltage ¹		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 ²		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
Output		
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%
Protection		
Input-side Disconnection Device		Yes
Anti-islanding Protection		Yes
AC Overcurrent Protection		Yes
DC Reverse-polarity Protection		Yes
PV-array String Fault Monitoring		Yes
DC Surge Arrester		Type II
AC Surge Arrester		Type II
DC Insulation Resistance Detection		Yes
Residual Current Monitoring Unit		Yes
Communication		
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)
General Data		
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
Standard Compliance (more available upon request)		
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

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

Anexo 25 – Ficha Técnica do cabo RZ1-K (AS)

CABOS DE TENSÃO ESTIPULADA 0,6/1 kV

Miguelêz
CABOS

AFIRENAS X RZ1-K (AS) 0,6/1 kV (FXZ1 (frt, zh))

DoP: MC1000RZ1K. FAMÍLIA MIGUELÊZ 207



- Normas (construção/ensaios): UNE 21123-4 e IEC 60502-1.
- Designação técnica: RZ1-K (AS) 0,6/1 kV (FXZ1 (frt,zh)).
- Construção: Condutor: Cobre, classe 5 / Isolação: XLPE / Bainha: Poliolefina termoplástica, livre de halogéneos (LSZH).
- Tensão estipulada (Uo/U): 0.6/1 kV CA.
- Temperatura máx. em serviço normal / curto-circuito (ts5s): 90 / 250 °C.
- Gama: Monocondutor ou multicondutor.
Formações: 1 x (1,5...500) mm² / 2 x (1,5...35) mm² / (3/4) x ou G (1,5...120) mm² / 5 G (1,5...95) mm².
- Reação ao fogo (CPR - EN 50575 e EN 13501-6): Classe Cca s1b, d1, a1.
- Outros desempenhos em caso de incêndio (quando o Regulamento CPR não se aplica): Não propagador da chama, não propagador do incêndio, livre de halogéneos e baixa emissão de gases e fumos, sendo estes de reduzida opacidade/toxicidade/corrosividade/conductividade (IEC 60332-1-2, IEC 60332-3-24, IEC 60754-1, IEC 60754-2, IEC 61034-2).
- Aplicações: É particularmente adequado como cabo para distribuição de energia em estabelecimentos recebendo público, locais com risco de incêndio ou explosão, edifícios de grande altura, túneis, bem como em qualquer outra instalação que exija prestações especiais em caso de incêndio, tais como não propagação de incêndio, baixa emissão de gases tóxicos/corrosivos e baixa opacidade de fumos. Também pode ser utilizado para instalações elétricas em navios de acordo com a norma IEC 60092-350/353/360. Adequado para instalações interiores e exteriores, em suportes ao ar, em tubos ou enterrados.

- Temperatura ambiente de utilização:
Mínima: -30 °C (estático, não exposto a possíveis danos mecânicos, golpes ou vibrações).
Máxima: +60 °C.
- Temperatura mínima de instalação durante a instalação e montagem dos acessórios: 0 °C. Essa temperatura é válida para os próprios cabos, não para o meio ambiente. Se os cabos tiverem uma temperatura mais baixa, deverão ser aquecidos.
- Raio mínimo de curvatura na instalação: 4xD (D<25); 5xD (25≤D≤50); 6xD (D>50). D: diâmetro exterior do cabo (mm).
- Esforço máximo de tração (N):
F = 50xS (N) c/manga sobre os condutores (S: Seção dos condutores (mm²)).
F = 5xD² (N) c/manga sobre a bainha (D: diâmetro exterior do cabo (mm)).
- Identificação: Cor da bainha → Verde (93).
- Cabos multicondutores (N = de 2 a 5): HD 308 S2.

- Apresentação e embalagem: Bobina/corte (03) e Rolos 100 m (00).

Código*	N.º de condutores e seção nominal		Espessura nominal da isolamento	Diâmetro exterior	Peso		Resistência elétrica máx. em C.C. a 20°C
	mm ²	mm			mm	kg/km	
82070101-50	1 x 1,5	0,7	6,0	50	13,3		
82070102-50	1 x 2,5	0,7	6,4	59	7,98		
82070100040	1 x 4	0,7	6,7	72	4,95		
82070100060	1 x 6	0,7	7,6	102	3,30		
82070100100	1 x 10	0,7	8,7	146	1,91		
82070100160	1 x 16	0,7	9,7	205	1,21		
82070100250	1 x 25	0,9	11,2	292	0,780		
82070100350	1 x 35	0,9	12,3	287	0,554		
82070100500	1 x 50	1,0	14,1	530	0,386		
82070100700	1 x 70	1,1	15,9	720	0,272		
82070100950	1 x 95	1,1	18,0	954	0,206		
82070101200	1 x 120	1,2	19,7	1190	0,161		
82070101500	1 x 150	1,4	22,0	1474	0,129		
82070101850	1 x 185	1,6	24,3	1798	0,106		
82070102400	1 x 240	1,7	27,0	2330	0,0801		
82070103000	1 x 300	1,8	31,5	2900	0,0641		
82070104000	1 x 400	2,0	35,0	3650	0,0486		
82070105000	1 x 500	2,2	42,5	5010	0,0384		
8207020150	2 x 1,5	0,7	9,5	128	13,3		
8207020250	2 x 2,5	0,7	11,0	178	7,98		
82070200040	2 x 4	0,7	12,0	278	4,95		
82070200060	2 x 6	0,7	12,9	267	3,30		
82070200100	2 x 10	0,7	15,5	420	1,91		
82070200160	2 x 16	0,7	17,9	580	1,21		
82070200250	2 x 25	0,9	20,6	861	0,780		
82070200350	2 x 35	0,9	22,5	1200	0,554		




N.º de condutores e seção nominal	Quantidade de rolos	Quantidade de paletes
2 x 1,5	100	4 200
2 x 1,5	300	3 600
2 x 2,5	100	3 600
3 G 1,5	100	4 200
3 G 1,5	300	3 600
3 G 2,5	100	3 600
4 G 1,5	100	2 400
4 G 2,5	100	3 000
5 G 1,5	100	3 000
5 G 2,5	100	2 000

Código*	N.º de condutores e seção nominal		Espessura nominal da isolamento	Diâmetro exterior	Peso	Resistência elétrica máx. em C.C. a 20°C
	mm ²	mm				
82070311-50	3 G 1,5	0,7	10,3	156	13,3	
82070312-50	3 G 2,5	0,7	11,3	197	7,98	
82070310040	3 G 4	0,7	12,6	265	4,95	
82070310060	3 G 6	0,7	13,9	341	3,30	
82070310100	3 G 10	0,7	16,8	531	1,91	
82070300160	3 x 16	0,7	18,4	710	1,21	
82070300250	3 x 25	0,9	21,7	1016	0,780	
82070300350	3 x 35	0,9	23,8	1350	0,554	
82070300500	3 x 50	1,0	29,4	2010	0,386	
82070300700	3 x 70	1,1	32,0	2915	0,272	
82070300950	3 x 95	1,1	35,4	3694	0,206	
82070301200	3 x 120	1,2	40,4	4746	0,161	
82070411-50	4 G 1,5	0,7	10,9	177	13,3	
82070411-50	4 G 2,5	0,7	12,1	229	7,98	
82070410040	4 G 4	0,7	13,9	316	4,95	
82070410060	4 G 6	0,7	15,4	422	3,30	
82070410100	4 G 10	0,7	18,0	636	1,91	
82070400160	4 x 16	0,7	20,7	888	1,21	
82070400250	4 x 25	0,9	24,0	1275	0,780	
82070400350	4 x 35	0,9	27,5	1728	0,554	
82070400500	4 x 50	1,0	32,9	2418	0,386	
82070400700	4 x 70	1,1	38,1	3329	0,272	
82070400950	4 x 95	1,1	42,6	4344	0,206	
82070401200	4 x 120	1,2	51,7	6008	0,161	
82070400703	3x70 + 1x35	1,1/0,9	34,0	3250	0,272/0,554	
82070400953	3x95 + 1x50	1,1/1,1	38,0	4250	0,206/0,386	
82070401203	3x120 + 1x70	1,2/1,1	43,4	5465	0,161/0,272	
82070401503	3x150 + 1x95	1,4/1,1	48,2	6844	0,129/0,206	
82070511-50	5 G 1,5	0,7	12,0	213	13,3	
82070512-50	5 G 2,5	0,7	13,4	280	7,98	
82070510040	5 G 4	0,7	14,9	377	4,95	
82070510060	5 G 6	0,7	16,9	513	3,30	
82070510100	5 G 10	0,7	20,0	773	1,91	
82070510160	5 G 16	0,7	22,7	1098	1,21	
82070510250	5 G 25	0,9	27,0	1577	0,780	
82070510350	5 G 35	0,9	30,2	2111	0,554	
82070510500	5 G 50	1,0	35,8	2913	0,386	
82070510700	5 G 70	1,1	39,1	4576	0,272	
82070510950	5 G 95	1,1	44,2	5893	0,206	
82070510254	3x25 + 2G16	0,9/0,7	25,5	1425	0,780/1,21	
82070510354	3x35 + 2G16	0,9/0,7	27,9	1725	0,554/1,21	
82070510504	3x50 + 2G25	1,1/1,0	33,2	2450	0,386/0,780	
82070510704	3x70 + 2G35	1,1/1,0	37,6	3300	0,272/0,554	
82070510954	3x95 + 2G50	1,1/1,0	43,6	4470	0,206/0,386	

* Código curto de produto, a completar com os caracteres correspondentes a "cor exterior" e "apresentação / tipo de embalagem". Consulte a secção "Codificação de produto" em nosso site, na secção de download.
 ** Veja no site a gama de produtos com classificação CPR e aquela bainha pelas certificações indicadas para cada produto. Bem como muito mais informações sobre os nossos produtos: www.miguelêz.com
 *** Os valores dimensionais e de peso indicados são aproximados e estão sujeitos às tolerâncias normais de fabrico.
 **** Os sistemas de instalação e quaisquer requisitos adicionais estabelecidos pelos regulamentos, regulamentação e/ou legislação aplicável a cada caso particular devem ser respeitados.

Anexo 26 – Ficha Técnica do cabo RZ1-K (AL)

	RZ1(S)-AL Aluminium 0,6/1 kV	Renewable energy
		REV00 – November 2020
		www.tecnicasdelcable.com



DESCRIPTION

- Construction Standard: IEC 60502-1, UNE 21123-4
- Low Voltage Directive (LVD) compliant: 2014/35/UE
- Construction Products Regulation (CPR) - (EU) Nº 305/2011: **Reaction to fire Eca.**
- DoP number: **E014-ENG-RZ1ALUMINIUM**
- Industrial use / Distribution network.
- Cable suitable for indoor and outdoor installations, open air, buried or in conduits.


Halogen-free and fire-retardant aluminum cable. Cable for fixed installations in low voltage public distribution networks. Suitable for indoor, outdoor and buried installations.

TECHNICAL CHARACTERISTICS

Conductor	Aluminium, class 2, based on UNE-EN 60228 and IEC 60228.
Insulation	Cross-linked Polyethylene (XLPE), type DIX 3 according to UNE 21123, UNE HD 603 and XLPE according to IEC 60502.
Outer sheath	Thermoplastic polyolefin sheath DMZ-E type according to UNE 21123 and ST8 according to IEC 60502-1
Nominal Voltage	0,6/1 kV C.A.
Voltage Test	3.500 V C.A. (5 minutes)
Maximum conductor temperatures	Normal operation 90°C Short circuit (5sec) 250°C



The product data contained on this page is for information only and does not constitute a contractual commitment from Tecnicas del Cable. As a consequence of our continuous improvement process, Tecnicas del Cable may modify any technical specification without further notice.

 <small>CONDUCTORES ELÉCTRICOS ESPECIALES</small>	RZ1(S)-AL Aluminium 0,6/1 kV	Renewable energy
		REV00 – November 2020
		www.tecnicasdelcable.com

OTHER CHARACTERISTICS

- Non-flame propagation according to EN 60332-1-2, IEC 60332-1-2.
- Non-fire propagation according to EN 60332-3-24, IEC 60332-3-24.
- Low halogen content according to EN 60754-2, EN 60754-1, IEC 60754-2, IEC 60754-1.
- Low corrosive gas emission according to EN 60754-2, IEC 60754-2.
- Low smoke emission according to EN 61034-2, IEC 61034-2.
- **Fire reaction (CPR) Eca.**
- High cold resistance -40°C (fixed and protected installations)
- Water resistance AD5 (ITX5) according IEC 60529.
- UV resistance (1 cycle) according to UNE 211605.
- Impact resistance: AG2 Medium severity.
- Rodent resistance under request.

PRODUCT RANGE

Section	Electric resistance 20°C (Ohm/km)	Insulation thickness (mm)	Outer sheath thickness (mm)	Maximum overall diameter (mm)	Weight (kg/m)
1x35	0,868	0,9	1,4	12,1	0,192
1x50	0,641	1	1,4	13,7	0,232
1x70	0,443	1,1	1,4	14,7	0,304
1x95	0,320	1,1	1,5	16,5	0,400
1x120	0,253	1,2	1,5	18,1	0,485
1x150	0,206	1,4	1,6	20,1	0,589
1x185	0,164	1,6	1,6	22,2	0,720
1x240	0,125	1,7	1,7	24,7	0,916
1x300	0,100	1,8	1,8	27,4	1,128
1x400	0,0778	2	1,9	31,5	1,451
1x500	0,0605	2,2	2	37,2	1,917

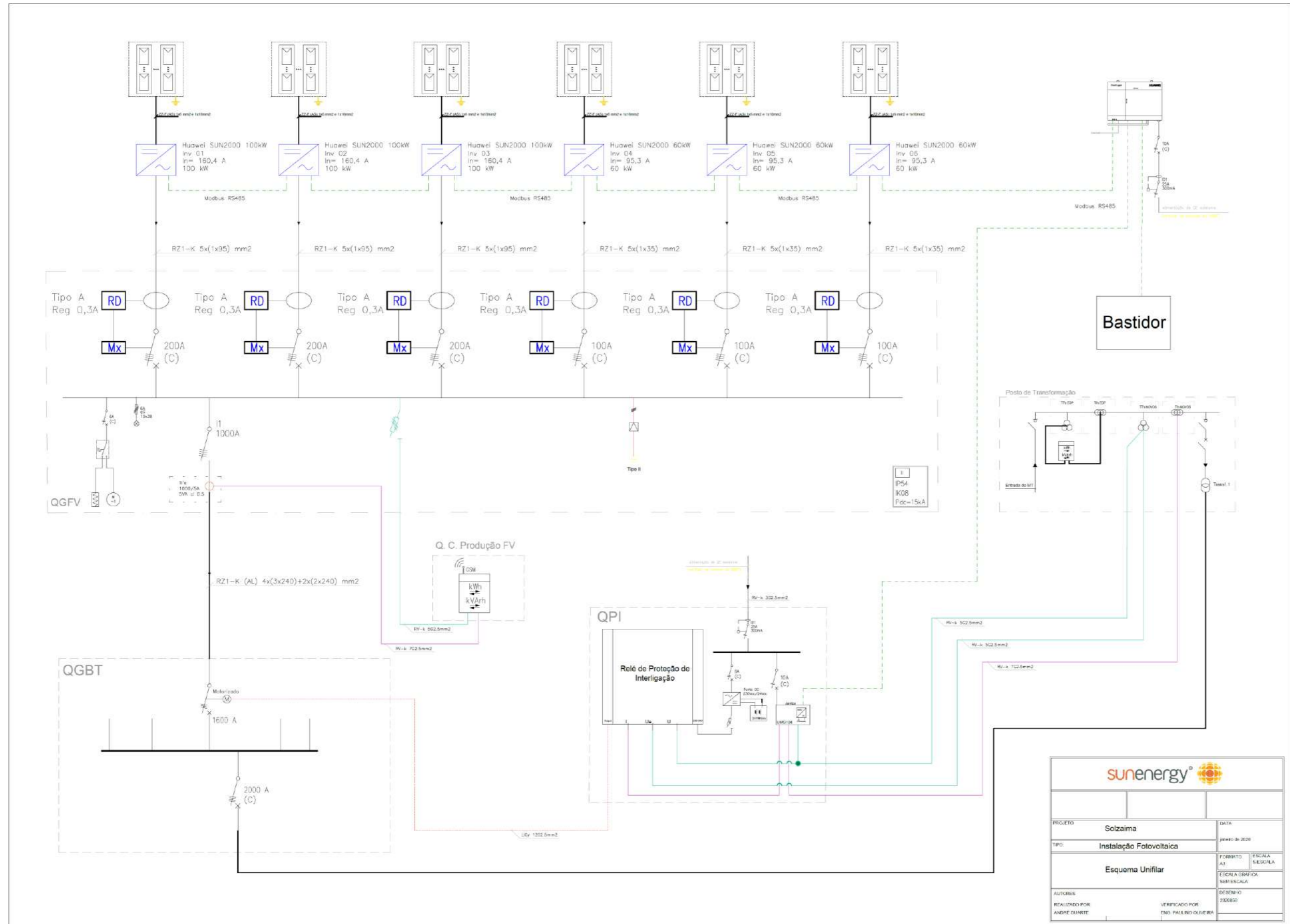
**The values of the outer diameters are approximate, always within production tolerance. For more information, please contact us.*

HEADQUARTER AGONCILLO (LA RIOJA)
Tel: +34 941 486 125

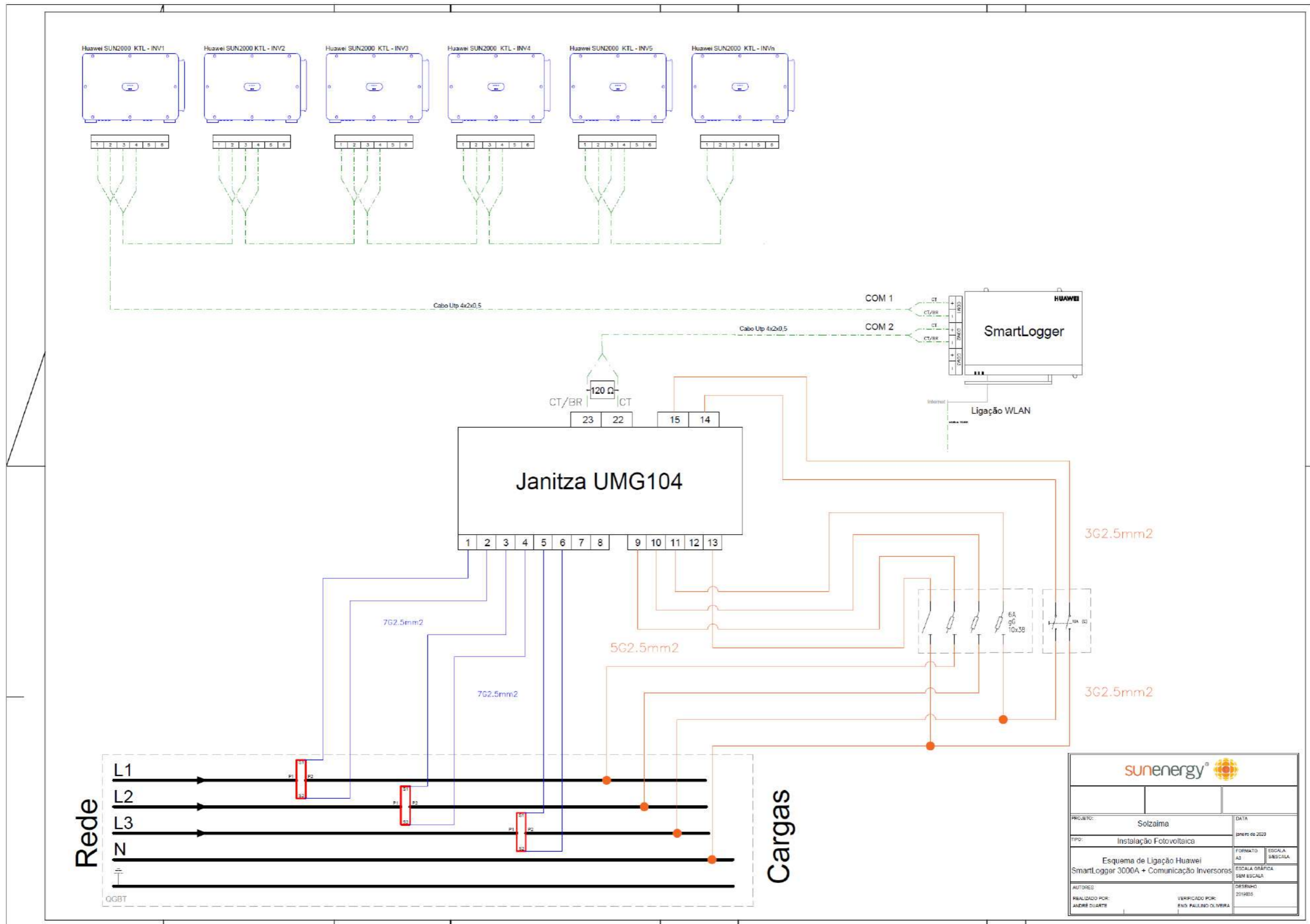
DELEGATION MADRID
Tel: +34 629 673 359

The product data contained on this page is for information only and does not constitute a contractual commitment from Técnicas del Cable. As a consequence of our continuous improvement process, Técnicas del Cable may modify any technical specification without further notice.

Anexo 27 – Esquema Elétrico Unifilar da UPAC Solzaima



Anexo 28 – Esquema de Monitorização de Consumos mais Comunicação Huawei

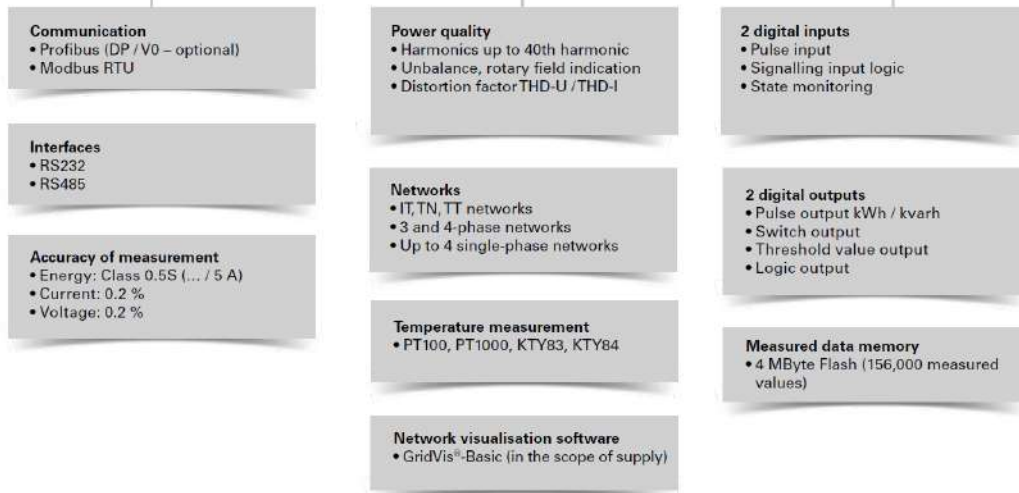


Anexo 29 – Ficha Técnica do Janitza UMG 104

UMG 104



UMG 104 – Energy measurement device for DIN rails



Janitza® 1

UMG 104

Areas of application



- Consumption data acquisition and evaluation (load profiles, load curves)
- Continuous power quality monitoring
- Cost centre accounting of energy costs
- Network protection
- Measured value transducer for building management systems or PLC



Main features



Power quality

- Harmonics analysis up to 40th harmonic
- Unbalance
- Rotary field indication
- Distortion factor THD-U / THD-I
- Measurement of positive, negative and zero sequence component

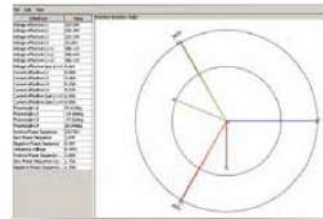


Fig.: GridVis® – Phasor diagram



High-speed Modbus

- Fast and reliable data exchange via RS485 interface
- Speed up to 921.6 kB/s

Secure and rapid communication via Modbus and Profibus

- Rapid, cost-optimised and reliable communication in existing Fieldbus architectures
- Integration in PLC systems and building management systems
- High flexibility due to the use of open standards



Fig.: High-speed Modbus



Large measurement data memory

- 4 MByte
- 156,000 saved values
- Recording range dependent on the user-defined measurement data memory configuration over a few months
- Recording freely configurable

2

Janitza®

Added value through additional functions

The UMG 104 goes far beyond the limits of digital multifunction measurement devices thanks to the integration of additional functions:

- Multifunction measurement device
- State monitoring
- Data logger
- Meters (kWh, kvarh)
- Temperature monitoring
- Harmonics analyser

Due to the four current and voltage inputs there are also particular advantages with the monitoring of up to four single-phase outputs, e.g. in data centres, offices or single-phase motor outputs.

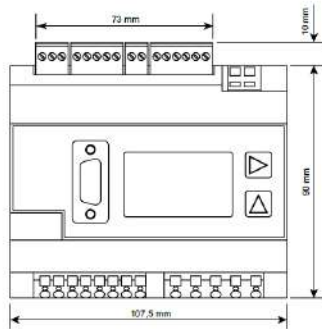


Fig.: Large measurement data memory

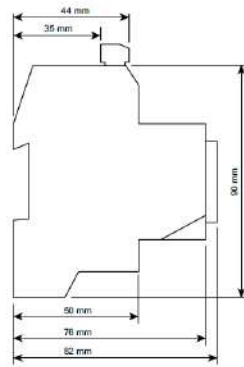


Dimension diagrams

All dimensions in mm



Front view

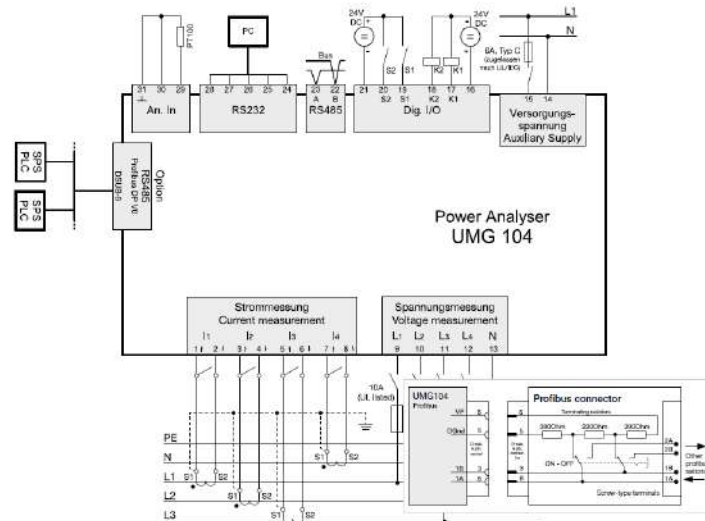


Side view

UMG 104



Typical connection



Device overview and technical data

	UMG 104			UMG 104P
Item number	52.20.201	52.20.003	52.20.205	52.20.202
Item number (UL)	52.20.201	-	52.20.205	52.20.202
Supply voltage AC	95 ... 240 V AC	50 ... 110 V AC	20 ... 50 V AC	95 ... 240 V AC
Supply voltage DC	135 ... 340 V DC	50 ... 155 V DC	20 ... 70 V DC	135 ... 340 V DC
Communication				
Interfaces				
RS485: 9.6 – 921.6 kbps (Screw-type terminal)	•	•	•	•
RS232: 9.6 – 115.2 kbps (Screw-type terminal)	•	•	•	•
Profibus DP: Up to 12 Mbps (DSUB-9-socket)	-	-	-	•

General	
Use in low and medium voltage networks	•
Accuracy voltage measurement	0.2 %
Accuracy current measurement	0.25 %
Accuracy active energy (kWh, .../5 A)	Class 0.5S
Number of measurement points per period	400
Uninterrupted measurement	•
RMS - momentary value	
Current, voltage, frequency	•
Active, reactive and apparent power / total and per phase	•
Power factor / total and per phase	•

Comment: For detailed technical information please refer to the operation manual and the Modbus address list.

• - included - - not included

An RS232 connecting cable is not included in the delivery and must be ordered separately as item no. 08.02.427

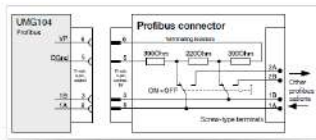


Fig.: Profibus connector, contact allocation

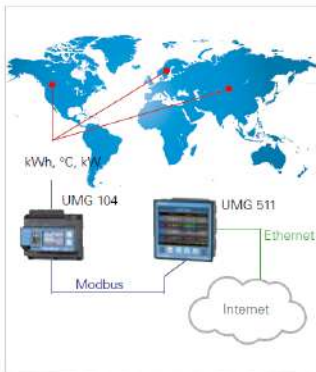


Fig.: Word-wide remote monitoring of the energy consumption and temperature for various different locations

Comment: For detailed technical information please refer to the operation manual and the Modbus address list.

• = included - = not included

*1 Optional additional functions with the packages GridVis®-Professional, GridVis®-Service and GridVis®-Ultimate.

Energy measurement	
Active, reactive and apparent energy [L1, L2, L3, L4, Σ L1-L3, Σ L1-L4]	•
Recording of the mean values	
Voltage, current / actual and maximum	•
Active, reactive and apparent power / actual and maximum	•
Frequency / actual and maximum	•
Demand calculation mode (bi-metallic function) / thermal	•
Other measurements	
Clock	•
Power quality measurements	
Harmonics per order / current and voltage	1st – 40th
Harmonics per order / active and reactive power	1st – 40th
Distortion factor THD-U in %	•
Distortion factor THD-I in %	•
Voltage unbalance	•
Rotary field indication	•
Current and voltage, positive, zero and negative sequence component	•
Measured data recording	
Memory (Flash)	4 MB
Average, minimum, maximum values	•
Measured data channels	4
Alarm messages	•
Time stamp	•
Time basis average value	freely user-defined
RMS averaging, arithmetic	•
Displays and inputs / outputs	
LCD display	•
Digital inputs	2
Digital outputs (as switch or pulse output)	2
Thermistor input (PT100, PT1000, KTY83, KTY84)	•
Voltage and current inputs	every 4
Password protection	•
Communication	
Protocols	
Modbus RTU	• / •
Profibus DP V0	- / •
Software GridVis®-Basic*1	
Online graphs	•
Databases (Janitza DB, Derby DB); MySQL, MS SQL with higher GridVis® versions)	•
Manual reports (energy, power quality)	•
Topology views	•
Manual read-out of the measuring devices	•
Graph sets	•
Programming / threshold values / alarm management	
Comparator (2 Groups with 4 comparators each)	•
Technical data	
Type of measurement	Constant true RMS Up to 40th harmonic
Nominal voltage, three-phase, 4-conductor (LN, LL)	277 / 480 V AC
Nominal voltage, three-phase, 3-conductor (LL)	480 V AC
Measurement in quadrants	4
Networks	TN, TT, IT
Measurement in single-phase / multi-phase networks	1 ph, 2 ph, 3 ph, 4 ph and up to 4 times 1 ph
Measured voltage input	
Overvoltage category	300 V CAT III
Measured range, voltage L-N, AC (without potential transformer)	10 ... 600 Vrms
Measured range, voltage L-L, AC (without potential transformer)	18 ... 1,000 Vrms
Resolution	0.01 V
Impedance	4 MOhm / phase
Frequency measuring range	45 ... 65 Hz
Power consumption	approx. 0.1 VA
Sampling frequency	20 kHz / phase

UMG 104

Measured current input	
Rated current	1 / 5 A
Resolution	1 mA
Measurement range	0.001 ... 8.5 Amps
Overvoltage category	300 V CAT III
Measurement surge voltage	4 kV
Power consumption	approx. 0.2 VA (Ri = 5 MOhm)
Overload for 1 sec.	100 A (sinusoidal)
Sampling frequency	20 kHz
Digital inputs and outputs	
Number of digital inputs	2
Maximum counting frequency	20 Hz
Input signal present	18 ... 28 V DC (typical 4 mA)
Input signal not present	0 ... 5 V DC, current < 0.5 mA
Number of digital outputs	2
Switching voltage	max. 60 V DC, 30 V AC
Switching current	max. 50 mA Eff AC / DC
Pulse output (energy pulse)	max. 20 Hz
Maximum cable length	up to 30 m unscreened, from 30 m screened
Mechanical properties	
Weight	350 g
Device dimensions in mm (H x W x D)	90 x 107.5 x approx. 82
Battery	Type Lithium CR2032, 3 V
Protection class per EN 60529	IP20
Assembly per IEC EN 60999-1 / DIN EN 50022	35-mm DIN rail
Connecting phase (U / I), Single core, multi-core, fine-stranded Terminal pins, core end sheath	0.08 to 2.5 mm ² 1.5 mm ²
Environmental conditions	
Temperature range	Operation: K55 (-10 ... +55 °C)
Relative humidity	Operation: 5 to 95 % (at 25 °C)
Operating height	0 ... 2,000 m above sea level
Degree of pollution	2
Installation position	user-defined
Electromagnetic compatibility	
Electromagnetic compatibility of electrical equipment	Directive 2004/108/EC
Electrical appliances for application within particular voltage limits	Directive 2006/95/EC
Equipment safety	
Safety requirements for electrical equipment for measurement, regulation, control and laboratory use – Part 1: General requirements	IEC/EN 61010-1
Part 2-030: Particular requirements for testing and measuring circuits	IEC/EN 61010-2-030
Noise immunity	
Industrial environment	IEC/EN 61326-1
Electrostatic discharge	IEC/EN 61000-4-2
Voltage dips	IEC/EN 61000-4-11
Emissions	
Class B: Residential environment	IEC/EN 61326-1
Radio disturbanc voltage strength 30 – 1000 MHz	IEC/CISPR11/EN 55011
Radiated interference voltage 0.15 – 30 MHz	IEC/CISPR11/EN 55011
Safety	
Europe	CE labelling
USA and Canada	UL variants available
Firmware	
Firmware update	Update via GridVis® software. Firmware download (free of charge) from the website: http://www.janitza.com

Comment:
For detailed technical information please refer to the operation manual and the Modbus address list.

• = included; - = not included

Anexo 30 – Ficha Técnica do SmartLogger 3000A

SmartLogger3000A



Smart

Smart zero export control design



Simple

Easy to install on site



Reliable

Safety by lightning protection module

Technical Specification	SmartLogger3000A03EU	SmartLogger3000A01EU
Device Management		
Max. Number of Connected Devices	80	
Communication Interface		
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 ¹	LTE(FDD) : B1, B2, B3, B4, B5, B7, B8, B20 DC-HSPA+/HSPA+/HSPA/UMTS : 850/900/1900/2100 MHz GSM/GPRS/EDGE: 850/900/1800/1900 MHz ²	
Digital / Analog Input / Output	DI x 4, DO x 2, AI x 4	
Active DO	12V, 100mA (connection with relay, sensor)	
Communication Protocol		
Ethernet	Modbus-TCP, IEC 60870-5-104	
RS485	Modbus-RTU, IEC 60870-5-103 (standard), DL / T645	
Interaction		
LED	LED Indicator x 3 – RUN, ALM, 4G	
WEB	Embedded Web	
USB	USB 2.0 x 1	
APP	Communication by WLAN for Commissioning	
Environment		
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.)	
Electrical		
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	
Mechanical		
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	

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

Anexo 31 – Projeto Descritivo Geral

PROJETO DESCRITIVO DE SISTEMA DE CARREGAMENTO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS

Introdução

A Sunenergy compromete-se a seguir de acordo com todos os pressupostos descritos neste documento para os projetos de operação de postos de carregamento de veículos elétricos.

Os postos de carregamentos serão dimensionados em conformidade com a legislação europeia e com as normas europeias harmonizadas exibindo marcação CE. Estes podem ser de dois grandes tipos com várias configurações, postos de carregamento em AC, +/- 10% o valor da tensão de referência e com frequência 50 Hz, utilizando as tecnologias dos modos (1, 2, 3) e os postos de carregamento em DC com o modo 4.

Tipologia dos carregadores VE a serem utilizados

Carregamento lento (AC)

Estes sistemas consistem na carga do veículo elétrico numa vulgar tomada de 230 V, 50 Hz, e 16 A, tipicamente utilizado em uso doméstico. Para suportar este modo, os VE's necessitam de ter a bordo um Sistema de Gestão de Carga da Bateria (BMS). Os tempos de carga normalmente variam entre as seis e as oito horas.

Carregamento Semi-rápido (AC)

Normalmente este tipo de carga necessita de potência na ordem dos 10 kW a 20 kW por ponto de abastecimento. Os sistemas de carga semi-rápida permitem efetuar o abastecimento do VE num período de uma a duas horas.

Carga rápida (em DC)

Uma carga rápida considera-se um modo que permita realizar a carga de 80% da bateria entre 20 a 30 minutos. Valores que se situam entre 40 kW e os 100 kW por ponto de carga.

Tabela 1: Tipologia dos modos de carregamento do VE.

	Modo 1	Modo 2	Modo 3	Modo 4
Tipo de carregamento	Lenta	Normal	Semi-rápido/rápido	Rápido
Corrente máxima	16 A	32 A	250 A	400 A
Sistema	Mono/trifásico	Mono/trifásico	Mono/trifásico	DC

Modos de carregamento

Seguindo a série da norma IEC 61851-1.

- **Modo 1** – a ligação do VE à rede de alimentação é realizada por meio de tomadas normalizadas (domésticas do tipo schuko ou industriais da norma IEC 60309), de corrente e tensão estipulada não superior a 16 A e 250 V em circuitos monofásicos ou 480 V em circuitos trifásicos. Constituído por condutores de fase, neutro e terra de proteção. Para a utilização em segurança deste modo tem de ser garantido pelo utilizador a existência de terra proteção e de um disjuntor diferencial de elevada sensibilidade $I\Delta n \leq 30\text{mA}$, este dispositivo também pode ser incorporado no cabo de ligação entre o posto e o VE.



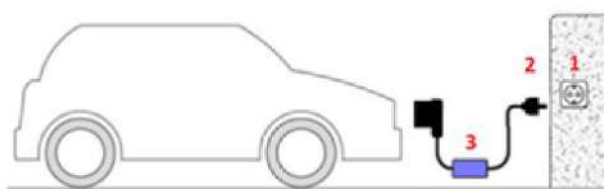
Figura 1: Tomada do tipo schuko.

Figura 2: Ficha do tipo schuko.

Figura 3: Tomada IEC 60309.

Figura 4: Ficha IEC 60309.

Figura 5: Cabo de carregamento com DR incorporado.



Legenda:

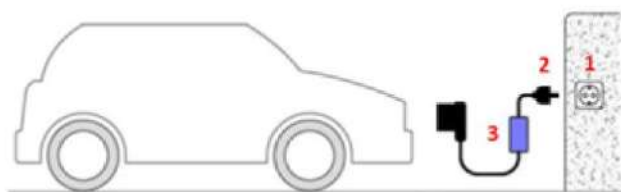
1. Tomada schuko/IEC 60309.
2. Ficha schuko/IEC 60309.
3. Cabo de carregamento com DR incorporado.

Figura 6: Carregamento típico em modo 1.

- **Modo 2** – este modo oferece a capacidade a um sistema que só carregue em modo 3, de carregar através da metodologia instalada no modo 1. Basicamente permite que o carregamento em modo 3 seja possível com as tomadas instaladas em modo 1. Para esse efeito o cabo de carregamento tem a função de piloto de controlo desde o veículo até a uma caixa de comando (ICCB) situada na outra ponta do cabo. Esta caixa permite Modo 3 ao longo do cabo. Da caixa de comando sai uma ficha doméstica ou industrial para ligar a uma tomada respetiva.



Figura 7: Cabo típico utilizado em carregamento modo 2.



Legenda:

1. Tomada schuko/IEC 60309.
2. Ficha schuko/IEC 60309.
3. ICCB.

Figura 8: Carregamento típico em modo 2.

- **Modo 3** – segundo a norma IEC 61851, este é um sistema de carregamento para VE's em monofásico e trifásico, em que visa aumentar a segurança do processo de carregamento, *para este modo de carga, utiliza-se tomadas do tipo 2 (EN 62196-2)*. Este sistema é constituído por três componentes fundamentais:
 - **Tomadas e fichas** – do tipo 2 ou "Mennekes" dedicadas para VE's que incluem: fases, neutro, terra de proteção, condutor do sinal de "piloto de controlo" e sensor de inserção de ficha na tomada.
 - **Relé de corte de alimentação** – controlado pelo sistema eletrónico que permite a alimentação ou o corte da tomada quando o sistema eletrónico o indicar.
 - **Sistema eletrónico** – o condutor de "piloto de controlo", permite que através do estabelecimento contínuo de uma pequena corrente entre a tomada de fornecimento e o veículo, monitorizar as condições de isolamento das partes em tensão durante o carregamento. Este sistema eletrónico permite ainda, através de uma simples forma de comunicação utilizando o condutor de "piloto de controlo", que seja estabelecido um limite de corrente puxado pelo carregador do veículo, em função das condições da tomada de fornecimento e das condições da instalação elétrica a montante.

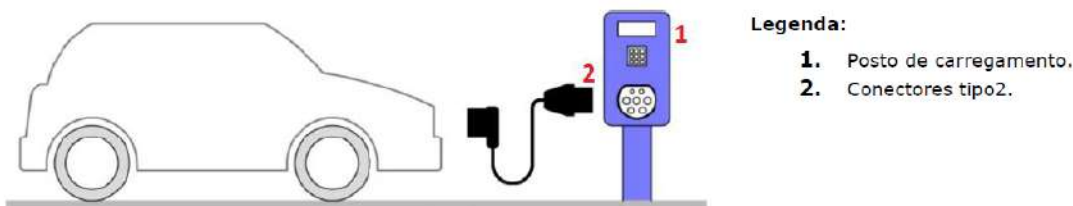


Figura 9: Carregamento em modo 3.

- **Modo 4** – carregador externo que fornece corrente DC "diretamente" para a bateria do VE, contendo também a funcionalidade de condutor de piloto controlo, durante o carregamento é o veículo que controla o carregador, evitando assim vários perigos.

Acessórios de conexão

Os pontos de conexão de VE devem ser dotados com, pelo menos, uma tomada ou um conetor que satisfaça a uma norma apropriada como, por exemplo, a EN 60309-1 ou a EN 62196-1, quando não for exigida a intermutabilidade, e com a EN 60309-2 ou a IEC 62196-2, no caso contrário.



Figura 10: Conectores de carregamento de corrente alternada.



Figura 11: Conectores de carregamento de corrente contínua.

Os conectores de saída dos postos de carregamento baseados nos requisitos de acordo com a norma IEC 62196-2, nesta norma são descritas três opções de tomadas/fichas:

- **Tipo 1** – conhecida com “Yazaki”, está a ser utilizada no Japão e Estados Unidos, e nos veículos de fabrico japonês. É constituída por 5 pinos: Fase, Neutro, Terra, Detetor de inserção e Piloto de controlo.



Figura 12: Conectores Yazaki Tipo 1.

- **Tipo 2** – tomada “Mennekes” é a solução para veículos europeus. A ficha de carregamento está capacitada para ligações monofásicas de 230 V com correntes de carga de 16 A (3.7 kW) e para ligações trifásicas de 400 V com correntes até 63 A p/ fase, cerca de 43 kW. Estes conectores são constituídos por 7 pinos: Fase 1, Fase 2, Fase 3, Neutro, Terra, Detetor de Inserção e Piloto de Controlo.



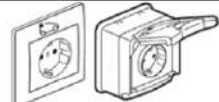


Figura 13: Conectores Mennekes/Tipo 2.

- **Tipo 3** – também conhecida por “Scame”, proposta para a europa, trifásica de 22 kW com 32 A p/fase. Estes conectores são constituídos por 7 pinos: Fase 1, Fase 2, Fase 3, Neutro, Terra, Detetor de inserção e Piloto de Controlo.



Figura 14: Conector Scame/Tipo 3.

Tabela 2: Tipo de tomadas/fichas.

Exemplos	Descrição	Norma de fabrico	Características estipuladas
	Tomadas para usos domésticos e análogos, compatível com carga de VE em modo 1 ou em modo 2 ⁽¹⁾	NP 1260 ^(2/3)	16 A - 250 V ~ (2P+T)
	Tomadas para usos industriais, compatível com carga de VE em modo 1 ou em modo 2 ⁽¹⁾	Normas da série EN 60309 ⁽²⁾	16 A - 6h/200/250 V ~ (2P+T) 16 A - 6h/380/415 V ~ 32 A - 6h/380/415 V ~ (3P+N+T)
	Tomada de corrente dedicada para carga de VE em modo 3 ⁽¹⁾	EN 62196-2 Tomada do tipo 2	70 A - 200/250 V ~ (2P+T+2 contactos piloto) 63 A - 380/480 V ~ (3P+N+T+2 contactos piloto)

Tipos de conexão de VE (casos A, B, C)

Tipos de conexão são definidos na EN 61851-1:2011.

- **Caso A** – conexão de VE à instalação de alimentação em corrente alternada por meio de um cabo de carga, que inclui a ficha e que está ligado ao veículo de forma permanente.
 - **Caso A1** – O cabo de carga é ligado a uma tomada pertencente à instalação elétrica fixa.
 - **Caso A2** – O cabo de carga é ligado a um posto de carregamento específico.

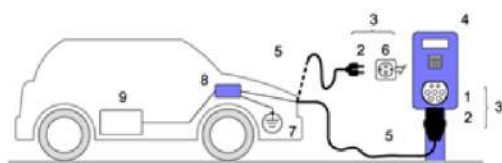


Figura 15: Tipo de conexão caso A.

Legenda:

3. Tomada do posto de carregamento
4. Ficha
5. Sistema de ficha/tomada
6. Posto de carregamento (PC)
7. Cabo de carga
8. Tomada para usos domésticos ou industriais ou específica para carga de VE
9. Ligador de massa do VE
10. Carregador integrado no VE
11. Bateria de tração

- **Caso B** – conexão de VE à instalação de alimentação em corrente alternada por meio de um cabo de carga, que não está ligado ao VE de forma permanente (separado), que inclui o conector móvel do VE e o equipamento de alimentação em corrente alternada.
 - **Caso B1** – O cabo de carga é ligado a uma tomada pertencente à instalação elétrica fixa.
 - **Caso B2** – O cabo de carga é ligado a um posto de carregamento específico.

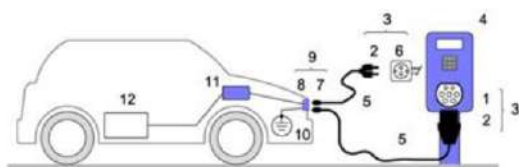


Figura 16: Tipo de conexão caso B.

Legenda:

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

- **Caso C** – conexão de VE à instalação de alimentação em corrente alternada por meio de um cabo de carga, que inclui um conector móvel de VE e que está ligado ao posto de carregamento de forma permanente.

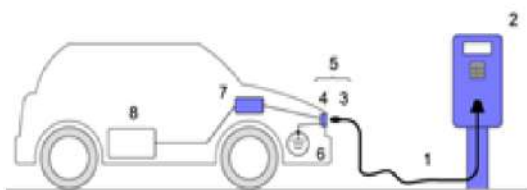


Figura 17: Tipo de conexão caso C.

Legenda:

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

Segurança

Os circuitos dedicados previstos para a carga de VE devem ser dimensionados para uma corrente de serviço não inferior a 16 A e a secção dos condutores não deve ser inferior a 2,5 (mm²).

Na Tabela 2 indicam-se os valores das correntes estipuladas dos disjuntores mais utilizados e as suas correspondentes potências máximas que a instalação pode operar.

Tabela 2: Potências para dimensionamento do dispositivo disjuntor.

Tensão nominal (V)	Corrente estipulada do disjuntor (A)	Potência (VA)
230	10	2300
	16	3680
	20	4600
	25	5750
	32	7360
	40	9200
400	16	11085
	20	13856
	25	17321
	32	22170
	40	27713
	50	34641
	63	43684

Dispositivos disjuntores

Na proteção contra as sobreintensidades, devem ser utilizados disjuntores com características adequadas ao tipo de carga do VE (corrente de serviço, "picos" de ligação, etc.), nomeadamente quanto à seleção do tipo de curva do disparador magnético (C ou D) a utilizar.



Figura 18: Dispositivo disjuntor.

Dispositivos diferenciais (DR)

Os dispositivos diferenciais devem satisfazer às normas EN 61008, EN 61009 ou EN 60947-2, cortar todos os condutores ativos (incluindo o neutro), e ser, no mínimo, do tipo A. Nas alimentações trifásicas, se a característica da carga não for conhecida, devem ser adotadas medidas de proteção contra as correntes de defeito suscetíveis de apresentar componentes contínuas (DC), usando, por exemplo, um DR tipo B.



Figura 19: Disjuntor diferencial com sensibilidade de 30mA.



Figura 20: Dispositivo Diferencial incorporado no cabo.

Classe de isolamento

- **Equipamento da classe I** – Equipamento em que a proteção contra os choques elétricos não é garantida, apenas, pelo isolamento principal. Para os equipamentos da classe I é prevista uma medida de segurança complementar, por meio da ligação das partes condutoras acessíveis a um condutor de proteção ligado à terra e que faça parte das canalizações fixas, por forma a que as partes condutoras acessíveis não possam tornar-se perigosas em caso de defeito do isolamento principal.
- **Equipamento da classe II** – Equipamento em que a proteção contra os choques elétricos não é garantida, apenas, pelo isolamento principal. Para os equipamentos da classe II são previstas medidas complementares de segurança, tais como o duplo isolamento ou o isolamento reforçado. Estas medidas não incluem meios de ligação à terra de proteção e não dependem das condições de instalação.

Base de Segurança – “EV Portable IEC 62196”

Solução de proteção e segurança na manobra dos postos de carregamento, pois só o utilizador com chave pode manipular o carregador.



Figura 21: Base de segurança.

- Para instalações trifásicas até 22 kW (3F+N+TT 32A)
- Conexão Tipo 2 “Mennekes”
- 4 módulos para colocar proteções com tampa transparente e fechadura
- Ativação da Corrente mediante a posição do Modo da chave
- Impede que o carregador seja retirado enquanto se encontra na posição e Modo ON

Dimensões e índices de proteção dos postos de carregamento

A estrutura dos postos de carregamento deve ser em aço ou outro material com espessura adequada para resistência ao vandalismo e a ligeiros embates. Estes compartimentos cumprem assim com todos os requisitos impostos pelo ORD, designadamente em termos de isolamento e acesso. Os postos de carregamento devem operar em condições ambientais de temperaturas de - 20 °C a 50 °C e de humidade relativa de 5% a 95%. As dimensões são reduzidas para que a sua instalação na via pública tenha o menor impacto possível, nomeadamente na circulação dos peões, não apresentando dimensões exteriores superiores às seguintes:

- altura: 1700 mm;
- largura: 480 mm;
- profundidade: 360 mm.

Tabela 3: Dimensionamento dos equipamentos em função de influências externas em instalações interiores.

Influências externas	Classe das influências externas	Código	Características mínimas dos equipamentos
Presença de água	Gotas de água	AD2	IPX1 ou IPX2
Presença de corpos sólidos estranhos	Objetos muito pequenos ($\leq 1\text{mm}$)	AE3	IP4X
Impactos entre (0.9m e 2m)	Fortes	AG3	IK08 ou IK10
Impactos acima (0.9m e 2m)	Médios	AG2	IK07
Natureza dos produtos tratados ou armazenados	Riscos de incêndio	BE2	Secções 422 e 482-2 das RTIEBT:2006

Tabela 4: Dimensionamento dos equipamentos em função de influências externas em instalações no exterior.

Influências externas	Classe das influências externas	Código	Características mínimas dos equipamentos
Temperatura ambiente	Entre -25 °C e +40 °C	AA3+AA4	Secção 51, quadro 51ª(AA) das RTIEBT:2006
Presença de água	Projeções de água (para equipamentos localizados a uma altura do solo não superior a 2.50m)	AD4	IPX4
	Jatos de água	AD5	IPX5
	Jatos de água fortes ou massas de água	AD6	IPX6
	Imersão temporária	AD7	IPX7
Presença de corpos sólidos estranhos	Objetos muito pequenos ($\leq 1\text{mm}$)	AE3	IP4X
Corrosão, poluição	Atmosférica	AF2	Secção 51, quadro 51A(AF) das RTIEBT:2006
Impactos entre (0m e 2.5m)	Fortes	AG3	IK08 ou IK10

Comunicações/Interface com o utilizador

A interface com o utilizador respeita as normativas nacionais e europeias relativas à acessibilidade.

O posto de carregamento é dotado de um ecrã com a possibilidade de apresentar informações relativas ao processo de carga, designadamente as seguintes:

- ponto em carregamento;
- ponto em erro;
- ponto disponível.

De forma a estabelecer uma ligação segura, o posto de carregamento permite a atribuição de IP por DHCP (*Dynamic Host Configuration Protocol*), bem como de uma ligação do tipo *OpenVPN*, em modo cliente, com servidor externo.

Exemplos de carregadores das marcas a serem utilizadas

Tabela 5: Exemplos de carregadores e suas características da LuGEnerGy.



- Carregamento doméstico ou lento, cerca de 8 horas de carregamento
- Corrente 32 A

Figura 22: Carregamento convencional Wallbox 32A.



- **Conexão:** Tipo 2 (IEC 62196, Mennekes)
- **Intensidade 20A:** Entre 6 e 20A – 4,6kW. Permite selecionar manualmente a intensidade de carregamento antes e durante a carga
- **Intensidade 32A:** Entre 6 e 32A – 22kW. Permite selecionar manualmente a intensidade de carregamento antes e durante a carga
- **Dimensões:** 320x210x138 mm
- **Comprimento:** 5 metros.
- **Peso aproximado:** 3.5kg

Figura 23: UP Wallbox Tipo 2 (IEC 62196) 20 e 30A WallboxOK.



- Carregamento rápido cerca de 70% em 30 min
- A partir de 50kW
- Corrente continua até 200A
- Conector Standard CHAdeMO

Figura 24: Posto de carregamento rápido 200A.

Tabela 6: Exemplos de carregadores e suas características da *MAGNUM CAP*.**Figura 25:** MC WBB.

- **Tensão de entrada:** 230AC ou 400AC
- **Frequência:** 50-60 Hz
- **Corrente nominal:** 2x32A
- **Potência:** 3.7 até 22kW
- **Número de polos:** (1P ou 3P); Neutro, Proteção
- **Tipo de tomada:** IEC 62196-2 Tipo 2 "Mennekes"
- **Modo de carregamento:** IEC 61851-1 Modo 3
- **Temperatura:** -20°C até 50°C
- **Humidade:** 5% até 95%
- **Dimensões:** 240x190x90 mm
- **Peso:** 5 kg

**Figura 26:** MC WBE.

- **Tensão de entrada:** 230AC ou 400AC
- **Frequência:** 50-60 Hz
- **Corrente nominal:** 10 até 63A
- **Potência:** 2 até 43kW
- **Número de polos:** (1P ou 3P); Neutro, Proteção
- **Modo de carregamento:** IEC 61851-1 Modo 3
- **Temperatura:** -20°C até 50°C
- **Humidade:** 5% até 95%
- **Dimensões:** 450x295x125 mm
- **Peso:** 5 kg

**Figura 27:** Posto de carregamento MCCWB-MS.

- **Tensão de entrada:** 230AC ou 400AC
- **Frequência:** 50-60 Hz
- **Corrente nominal:** 2x32A
- **Potência:** 3.7 até 22kW
- **Número de polos:** (1P ou 3P); Neutro, Proteção
- **Tipo de tomada:** IEC 62196-2 Tipo 2 "Mennekes" e IEC tipo F (Schuko)
- **Modo de carregamento:** IEC 61851-1 Modo 3 até 22kW e (IEC 61851-3 Modo 1; IEC 61851-1 Modo 2) até 3.7kW
- **Temperatura:** -20°C até 50°C
- **Humidade:** 5% até 95%
- **Dimensões:** 1600x400x220 mm
- **Peso:** 50 kg

Anexo 32 – Memória Descritiva e Meios Técnicos

Memória descritiva da plataforma informática e meios técnicos

- O acesso à informação referente a este serviço, estará na nossa página web "www.sunenergy.pt", disponibilizando assim toda a informação necessária.

- Meios técnicos
 - Sinalização
 - Perigo
 - Segurança
 - Equipamentos de proteção individual
 - Luvas isolantes
 - Calçado isolante
 - Óculos e capacete
 - Ferramenta geral de eletricidade
 - Alicate de corte isolado
 - Alicate de pontas isolado
 - Alicate descarnador isolado
 - Corta cabos isolado
 - Chaves de parafusos isoladas
 - Busca polos
 - Ferramenta geral de construção/obra
 - Máquinas de corte
 - Máquinas de furar
 - Instrumentação de medida
 - Multímetro
 - Pinça amperimétrica
 - Câmara termográfica
 - Aparelho de medida terra
 - Aparelho teste de aparelhagem eletrónica