



Desenvolvimento de uma ferramenta para dimensionamento dos parâmetros de proteções de um Parque Fotovoltaico

PEDRO MIGUEL DE OLIVEIRA PINTO MORIM

outubro de 2025

Desenvolvimento de uma ferramenta para dimensionamento dos parâmetros de proteções de um Parque Fotovoltaico

Pedro Miguel de Oliveira Pinto Morim

**Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em
Engenharia Eletrotécnica - Sistemas Elétricos de Energia**



Central de Alcoutim - <https://pplware.sapo.pt/planeta/maior-central-solar-de-portugal-vai-ter-mais-paineis-e-armazenagem/>

Orientador: Professor Doutor Filipe Miguel Tavares De Azevedo

Júri:

Presidente:

Professor Doutor Fernando Mauricio Teixeira De Sousa Dias, Professor Adjunto, ISEP

Vogais:

Professor Doutor Francisco José Dias Pereira, Professor Coordenador, ISEP

Professor Doutor Filipe Miguel Tavares De Azevedo, Professor Adjunto, ISEP

Dedicatoria

Gostaria de expressar a minha profunda gratidão a todos aqueles que, de forma direta ou indireta, contribuíram para a realização desta dissertação.

Em primeiro lugar, agradeço ao meu orientador, Filipe Azevedo, pela orientação, disponibilidade e incentivo ao pensamento crítico, que foram fundamentais para a concretização deste trabalho.

À minha família, pelo apoio incondicional, paciência e compreensão ao longo de todo o percurso académico.

Aos colegas e amigos, pelas discussões construtivas, partilha de conhecimento e motivação nos momentos de maior desafio.

Um agradecimento especial às entidades que disponibilizaram documentação técnica e ferramentas de simulação, nomeadamente a E-REDES, PVsyst, PV*SOL e os fabricantes de módulos e inversores, cujas especificações foram essenciais para validar e comparar os resultados obtidos no programa desenvolvido.

Finalmente, agradeço aos professores do curso, que ao longo destes anos transmitiram os fundamentos técnicos e científicos que permitiram o desenvolvimento desta investigação.

Resumo

O presente trabalho propõe o desenvolvimento de uma ferramenta computacional destinada ao dimensionamento e verificação dos parâmetros de proteções elétricas nos sistemas fotovoltaicos, que tenha conformidade com as normas IEC 60364-7-712, EN 50549-1 e 2 e com o Decreto-Lei n.º 15/2022.

A crescente integração de sistemas de energia solar na rede elétrica portuguesa tem vindo a impor novos desafios técnicos e normativos, nomeadamente no que se refere à coordenação das proteções, à segurança das instalações e à compatibilidade entre as exigências normativas e os equipamentos comercialmente disponíveis.

Face à variação da energia solar, torna-se necessário assegurar a estabilidade da tensão e a frequência da rede, assim como prevenir fenómenos de sobretensão, sobrecorrente, falhas de isolamento e riscos de incêndio. A legislação nacional e europeia impõe requisitos específicos para cada tipologia de instalação — seja de autoconsumo ou de injeção na rede — incluindo a obrigatoriedade de proteções diferenciais, homopolares e de sobretensão, dependendo da potência instalada e da configuração do sistema.

Para dar resposta a estas exigências, a presente investigação desenvolve uma ferramenta em Python com interface gráfica, capaz de dimensionar automaticamente as proteções de corrente contínua (CC) e alternada (CA), verificar a adequação normativa das proteções contra choques elétricos, sobretensões transitórias e descargas atmosféricas, e validar o cumprimento dos setpoints de tensão e frequência segundo a EN 50549-1 e -2. O programa incorpora ainda cálculos de queda de tensão, corrente de curto-circuito, proteção diferencial (RCD), sistemas de ligação à terra (TT, TN, IT) e análise de risco em conformidade com o RTIEBT, para proporcionar ao projetista uma ferramenta de apoio técnico e normativo de elevado rigor.

A estrutura do trabalho compreende a análise das normas técnicas aplicáveis, a conformidade e a sua implementação no programa, assim como a caracterização dos componentes do sistema fotovoltaico (módulos, inversores e cablagem), a definição de cenários de dimensionamento, e a validação dos resultados obtidos através da comparação com softwares de referência, como o PVsyst e o PV*SOL, bem como com dados de fabricantes. O desenvolvimento faz-se por capítulo onde em cada capítulo existe a conformidade o programa que representa um exerto do que foi implementado.

O objetivo final é disponibilizar uma ferramenta prática, validada e tecnicamente conforme, que permita reduzir erros de dimensionamento e facilitar a elaboração de projetos fotovoltaicos seguros, eficientes e em conformidade com a regulamentação vigente.

Palavras-chave: Integração na Rede Elétrica, Fotovoltaico, Homopolar, Centrais Solares, Eficiência e Segurança Elétrica, Proteção de Interligação, Programa

Abstract

This work proposes the development of a computational tool designed for the sizing and verification of electrical protection parameters in photovoltaic systems, ensuring compliance with IEC 60364-7-712, EN 50549-1 and -2, and Decree-Law No. 15/2022.

The growing integration of solar energy systems into the Portuguese electrical grid has introduced new technical and regulatory challenges, particularly regarding the coordination of protection devices, installation safety, and the compatibility between regulatory requirements and commercially available equipment.

Given the variability of solar energy, it is essential to guarantee voltage and frequency stability in the grid, while also preventing overvoltage, overcurrent, insulation faults, and fire risks. National and European legislation impose specific requirements for each installation type — whether for self-consumption or grid injection — including the mandatory use of residual current, homopolar, and surge protection devices, depending on the installed capacity and system configuration.

To address these requirements, this research develops a Python-based tool with a graphical interface, capable of automatically sizing direct current (DC) and alternating current (AC) protections, verifying normative compliance with protections against electric shock, transient overvoltages, and lightning, and validating voltage and frequency setpoints according to EN 50549-1 and -2.

The program also performs voltage drop calculations, short-circuit current estimations, residual current device (RCD) selection, earthing system verification (TT, TN, IT), and risk analysis in accordance with the Portuguese Electrical Technical Regulation (RTIEBT), providing designers with a technically robust and regulatory-compliant support tool.

The structure of the work encompasses the analysis of applicable technical standards and their implementation within the software, as well as the characterization of photovoltaic system components (modules, inverters, and cabling), the definition of design scenarios, and the validation of results through comparison with reference software such as PVsyst and PV*SOL, as well as manufacturer data.

The ultimate goal is to deliver a practical, validated, and technically compliant tool that minimizes design errors and facilitates the development of safe, efficient, and regulation-compliant photovoltaic projects.

Keywords: Grid Integration, Photovoltaics, Residual Protection, Solar Power Plants, Electrical Efficiency and Safety, Interconnection Protection, Program

Índice

1. Objetivos.....	14
1.1 Objetivo Geral	14
1.2 Objetivos Específicos	14
2. Introdução	16
3. Estado da Arte	18
3.1.1 Potencial Solar.....	18
3.1.2 Proteção contra Sobretensão nos Parques Solares	20
3.1.3 Proteção contra Ilhamento nos Sistemas Solares	21
3.1.4 Proteção Contra Falhas à Terra nas Instalações Solares.....	22
3.1.5 Inversores Inteligentes e Regulação de Tensão	24
3.1.6 Sistemas de Gestão de Bateria em Armazenamento Solar	24
3.1.7 Detecção de Arco Elétrico nas Matrizes Solares.....	25
3.1.8 Desafios na Integração à Rede Elétrica	27
3.1.9 Sistemas de Energia de Reserva e Fonte de Alimentação Ininterrupta (UPS).....	29
3.1.10 Legislação	31
4. Estudo do Dimensionamento de Parques Fotovoltaicos	34
4.1.1 Irradiação Solar e Radiação Solar	34
4.1.2 Carta solar.....	35
4.1.3 Celulas Fotovoltaicas	37
4.1.4 Equipamentos Elétricos.....	39
5. Desenvolvimento do Programa	41
5.1 Estrutura Geral e Objetivo.....	41
5.2 Estrutura Funcional do Programa	41
6. Conformidade com Normas Portuguesas e Europeias	45
6.1 IEC 60364-7-712	45
6.1.1 Proteção contra choques elétricos (isolamento duplo, SELV/PELV)	45
6.1.2 Proteção térmica (risco de incêndio).....	48
6.1.3 Conclusão Capítulo.....	53
6.1.4 Proteção contra sobreintensidade (curtos e sobrecargas).....	53
6.1.5 Saída no relatório	57
6.1.6 Conclusão Capítulo.....	57
6.1.7 Proteção contra sobrecargas	57
6.1.8 Conclusão Capítulo.....	62
6.1.9 Sobretensões transitórias	62
6.1.10 Conclusão Capítulo.....	65
6.1.11 Proteção de contactos indiretos	66
6.1.12 Conclusão Capítulo.....	68

6.2	EN 50549.....	68
6.2.1	Proteção de Sobretensão [59]	69
6.2.1.1	Conformidade com o programa em Python	70
6.2.1	Proteção de Subtensão [27].....	71
6.2.2	Proteções de Frequência [81U / 81O].....	72
6.2.2.1	Coordenação com Disjuntor de Interligação.....	74
6.2.3	Proteções Adicionais	74
6.2.3.1	Ansi 46 - Desequilíbrio de Corrente (Sequência Negativa)	74
6.2.3.2	Ansi 50/51 - Sobrecorrente	75
6.2.3.3	ANSI 59N - Sobretensão Residual (Homopolar)	76
6.2.3.4	Proteção ANSI 32 - Potência Direcional	76
6.2.4	Anti-Ilhamento.....	77
6.2.5	Compatibilidade com o programa.....	78
6.2.5.1	Coordenação com o Disjuntor de Interligação	79
6.2.6	Conclusão Capítulo.....	80
6.3	Decreto-Lei n.º 15/2022.....	82
6.3.1	Conformidade com o programa em Python	84
6.3.2	Conclusão Capítulo.....	84
7.	Programas de dimensionamento de proteção fotovoltaica.....	86
7.1.1	EPLAN Electric P8 + EPLAN Pro Panel	86
7.1.2	Caneco BT (ALPI)	86
7.1.3	PVSyst.....	87
7.1.4	PV*SOL	87
7.1.5	Schneider EcoStruxure Power Design - Ecodial	87
7.1.6	Siemens SIMARIS Design	88
7.2	Comparação de Funcionalidades e Desempenho dos Programas com o Desenvolvido.....	88
8.	Linguagens de programação.....	91
8.1.1	Microsoft Excel com VBA	91
8.1.2	Python	92
8.1.3	MATLAB / Simulink	92
8.1.4	JavaScript / HTML.....	93
8.1.5	C# ou Java.....	93
8.1.6	Conclusão Capítulo.....	94
8.2	Inteligência Artificial	95
8.2.1	Conclusão Capítulo.....	96
9.	Testes e Verificações do Software	98
9.1	Cenário de Teste	98
9.2	Resultados vs Norma – Proteções e Setpoints	99
9.3	Conclusão Capítulo.....	102
10.	Conclusão.....	103
11.	Referências	105

Anexo I - Tabela Comparativa Programas	108
Anexo II - Relatórios	108

Lista de Figuras

Figura 1 Instalação Global Renováveis (Shafiullah <i>et al.</i> , 2022a).....	16
Figura 2 - Regiões portuguesas com maior radiação (NOCTULA – Consultores em Ambiente, n.d.)	19
Figura 3 - Exemplo de falha de Ilhamento (Vashishtha, n.d.)	21
Figura 4 Esquema de teste de falha à terra (Bower and Wiles, 2000).....	23
Figura 5 Arquitetura de inversor para deteção de arco (Novak, 2012)	26
Figura 6 Diagrama de blocos de sistema online de UPS (Aamir <i>et al.</i> , 2016)	31
Figura 7 - Irradiação em Portugal. (“Exposição Solar”, n.d.).....	35
Figura 8 Carta Solar. (“SunEarthTools”, n.d.).....	36
Figura 9 Células Monocristalinas, Policristalinas e Amorfas. Fonte: https://eletronicadepotencia.com/celula-fotovoltaica/	38
Figura 10 - Inversor de <i>String</i> /Central e Microinversor. Fonte: https://www.pv-magazine-latam.com/brasil-noticias/microinversores-versus-inversores-de-string-centrais/	40
Figura 11 Fluxograma	44
Figura 12 Sistema SEL e PELV(imagem criada por IA).....	46
Figura 13 Matriz Fotovoltaica	54
Figura 14 Subconjuntos de matrizes ligadas em paralelo.....	54
Figura 15 Configuração de dispositivo de proteção de grupo	59

Acrónimos e Símbolos

PV	Parques Fotovoltaicos
ER	Energias Renováveis
REN21	Rede de Política Energética para o Século 21
UPS	<i>Uninterruptible Power Supply</i>
RTIEBT	Regulamento Técnico das Instalações Elétricas de Baixa Tensão
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
SVM	Máquina de Vetores de Suporte
DWT	Wavelet Discreta
ORD	Dispositivo de Controlo de Ordem de Resposta à Derivação
DPS	Dispositivo de Proteção contra Sobretensões
RCD	<i>Residual Current Device</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
AFCI	<i>Arc Fault Circuit Interrupter</i>
AFCVI	<i>Arc Fault Circuit Voltage Interrupter</i>
SELV	<i>Safety Extra Low Voltage</i>
PELV	<i>Protective Extra Low Voltage</i>
IMD	<i>Insulation Monitoring Device</i>

1. Objetivos

1.1 Objetivo Geral

O presente trabalho tem como objetivo principal o desenvolvimento de uma ferramenta computacional capaz de realizar o dimensionamento e verificação automática das proteções elétricas em parques fotovoltaicos, assegurando a conformidade com as normas IEC 60364-7-712, EN 50549-1/-2, o RTIEBT e a legislação nacional em vigor (Decreto-Lei n.º 15/2022).

A ferramenta foi concebida para automatizar o processo de cálculo e validação das proteções elétricas, facilitando o trabalho do projetista e garantindo a segurança, eficiência e conformidade normativa das instalações fotovoltaicas.

1.2 Objetivos Específicos

Para atingir o objetivo geral, o presente estudo define os seguintes objetivos específicos:

- a) Estudo do dimensionamento de parques fotovoltaicos
 - Compreender as relações entre a potência instalada, número de inversores, strings, módulos e cablagem;
 - Avaliar o impacto dos fatores ambientais (temperatura, irradiação, perdas por cabo) no desempenho e segurança do sistema;
 - Determinar os parâmetros elétricos fundamentais (U_{OC} , I_{SC} , P_{MAX} , etc.) necessários ao correto dimensionamento.
- b) Estudo da regulamentação aplicável às proteções e interligações à rede elétrica de parques fotovoltaicos
 - Analisar as normas internacionais e nacionais que definem as condições de proteção e interligação, nomeadamente o IEC 60364-7-712, o EN 50549-1 e 2, o IEC 62116 e o Decreto-Lei n.º 15/2022;
 - Identificar as exigências de proteção contra choques elétricos, sobretensões, falhas de isolamento, corrente residual, homopolares e proteções diferenciais;
 - Estudar as condições de ligação à rede (autoconsumo vs. injeção total) e os parâmetros de estabilidade e segurança definidos pela EN 50549.
- c) Análise e estudo dos parâmetros a aplicar às proteções dos parques fotovoltaicos
 - Determinar os critérios de dimensionamento das proteções CC (corrente contínua) e CA (corrente alternada);
 - Calcular a queda de tensão, corrente de curto-circuito, secções de cabo, poder de corte e coordenação de dispositivos;
 - Avaliar as condições de ligação à terra (TT, TN, IT), os limites de U_{OC_MAX} , e a adequação dos setpoints de proteção de tensão e frequência (27, 59, 81U, 81O, 46, 59N, 32);
 - Considerar as exigências de proteção térmica, risco de incêndio e detecção de arco elétrico (AFCl/AFCvI).
- d) Desenvolvimento de uma ferramenta para dimensionamento dos parâmetros de proteção de um parque fotovoltaico
 - Implementar uma aplicação em Python, com interface gráfica (Tkinter), capaz de integrar os cálculos e verificações da conformidade normativa;

- Automatizar a seleção e dimensionamento dos dispositivos (fusíveis, disjuntores, SPD, RCD, cablagens e homopolares);
- Incluir as funções de validação de conformidade normativa e comparação automática com limites normalizados;
- Validar os resultados do programa com base em softwares de referência (PVsyst, PV*SOL) e em dados de fabricantes (módulos e inversores).

2. Introdução

Os parques fotovoltaicos (PV), vulgarmente conhecidos como parques solares, são instalações de grande escala com painéis solares que convertem diretamente a luz solar em eletricidade através do efeito fotovoltaico. À medida que aumentam as preocupações com as alterações climáticas e o esgotamento dos combustíveis fósseis, os PV tornaram-se uma parte cada vez mais significativa da paisagem energética global, pois oferecem uma alternativa renovável, sustentável, amiga do ambiente, e às fontes de energia tradicionais, ajudando a reduzir as emissões de gases com efeito de estufa e a dependência das energias não renováveis. Segundo o relatório da Rede de Política Energética para o Século 21 (REN21), a capacidade global de geração a partir de fontes significativas de Energias Renováveis (ER), como energia solar fotovoltaica e eólica, aumentou quase 95 vezes e 8 vezes, respetivamente, em 2020, em comparação com a capacidade de 2007, como pode ser visto na Figura 1.

À medida que a tecnologia avança e os custos continuam a baixar, a implantação de PV no mundo acelerou, sublinhando o seu papel fundamental na transição para um futuro energético mais limpo. Assim, face ao anteriormente descrito, as medidas de proteção são de extrema importância para se garantir o funcionamento eficiente, seguro e a longo prazo destas instalações de energia renovável. Estas proteções elétricas abrangem uma série de considerações tais como sobrecargas, curto-circuitos e potenciais falhas à terra. A proteção adequada não só maximiza o retorno do investimento, como também assegura a produção consistente de energia limpa, reforçando a fiabilidade da energia solar como pedra angular da infraestrutura energética sustentável do mundo.

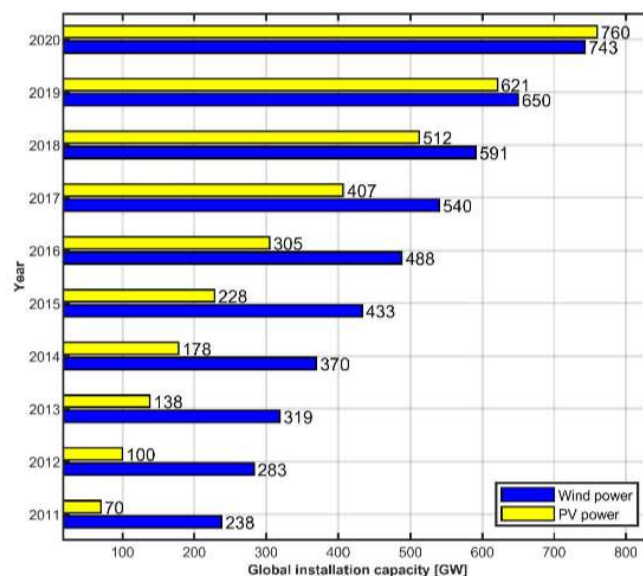


Figura 1 Instalação Global Renováveis (Shafiullah *et al.*, 2022a)

Em conclusão, os parques fotovoltaicos desempenham um papel crucial na transição para uma matriz energética mais limpa e sustentável, oferecendo uma alternativa renovável às fontes de energia tradicionais. O rápido crescimento e adoção global dessas instalações destacam a necessidade de medidas de proteção eficazes para garantir o seu funcionamento eficiente e seguro a longo prazo. A implementação de proteções elétricas adequadas, não só maximiza o retorno do investimento como também assegura uma produção consistente de energia limpa, fortalecendo a fiabilidade da energia solar como um componente essencial da infraestrutura energética sustentável do mundo.

3. Estado da Arte

No cenário em constante evolução da ER, a energia solar destaca-se como uma fonte promissora e abundante com o potencial de revolucionar o setor energético global, pois ao explorar-se o universo da energia solar, diversos tópicos críticos emergem, onde cada um desempenha um papel fundamental na captação eficiente e segura da energia solar. Desde a exploração do potencial solar, até a abordagem dos desafios na integração à rede elétrica e na implementação de medidas de proteção nas instalações solares, esta introdução estabelece o cenário para uma análise abrangente dos principais aspetos que moldam o panorama da energia solar. Neste estudo iremos abordar tópicos como proteção contra sobretensões nos parques solares, proteção contra ilhamento, proteção contra falhas à terra, inversores inteligentes, sistemas de gestão de bateria no armazenamento solar, deteção de arco elétrico em matrizes solares, desafios na integração à rede elétrica, sistemas de energia de reserva e fontes de alimentação ininterrupta (UPS), além da legislação que rege as iniciativas solares.

3.1.1 Potencial Solar

O sol fornece continuamente à Terra uma fonte abundante e renovável de energia, fornecendo uma quantidade anual imensa de energia avaliada em $1,5 \times 10^{18}$ kWh, quantidade essa que é aproximadamente 10.000 vezes o consumo mundial de energia. Semelhante a outras fontes renováveis, a energia solar desempenha um papel crucial ao evitar a dependência de combustíveis fósseis importados, como carvão e gás natural, para a geração de eletricidade, resultando na economia de custos e na redução das emissões de gases de efeito estufa.

A energia solar satisfaz diversos fins, contribui diretamente não só para o aquecimento e iluminação de edifícios, aquecimento de água nas piscinas e fornecimento de água quente para os setores residencial, como para o setor comercial, industrial e agrícola. Ela, têm também, a capacidade de poder obter temperaturas altas, para produção de vapor ou a geração de eletricidade através de tecnologias de concentração de radiação.

A produção de eletricidade solar envolve o uso de painéis fotovoltaicos ou painéis solares térmicos, onde as células fotovoltaicas convertem diretamente a luz solar em eletricidade, enquanto os painéis solares térmicos concentram a luz solar através de espelhos, onde a luz concentrada aquece um fluido, que se transforma em vapor que impulsiona uma turbina e produz eletricidade, a energia solar também é aplicada para aquecer a água nas residências e processos industriais, reduzindo a dependência de eletricidade ou gás.

Apesar de ser um recurso gratuito, a energia solar enfrenta diversos desafios devido à sua natureza dispersa, exigindo uma infraestrutura complexa e dispendiosa, especialmente nas aplicações de potência alta. Nas suas vantagens, estão o facto de ser amigo do meio ambiente

com uma poluição operacional mínima, a sua radiação solar abundante e gratuita, assim como a baixa necessidade de manutenção das centrais. No entanto entre as suas desvantagens, estão incluídas a produção dependente das condições climáticas, eficiência limitada no armazenamento de energia em comparação com combustíveis fósseis e hidroenergia, variações dependentes da latitude e armazenamento ineficiente em comparação com os combustíveis fósseis e hidroenergia. No entanto apesar destes desafios, as vantagens da energia solar permanecem significativas, e os avanços tecnológicos contínuos aprimoraram seu potencial.

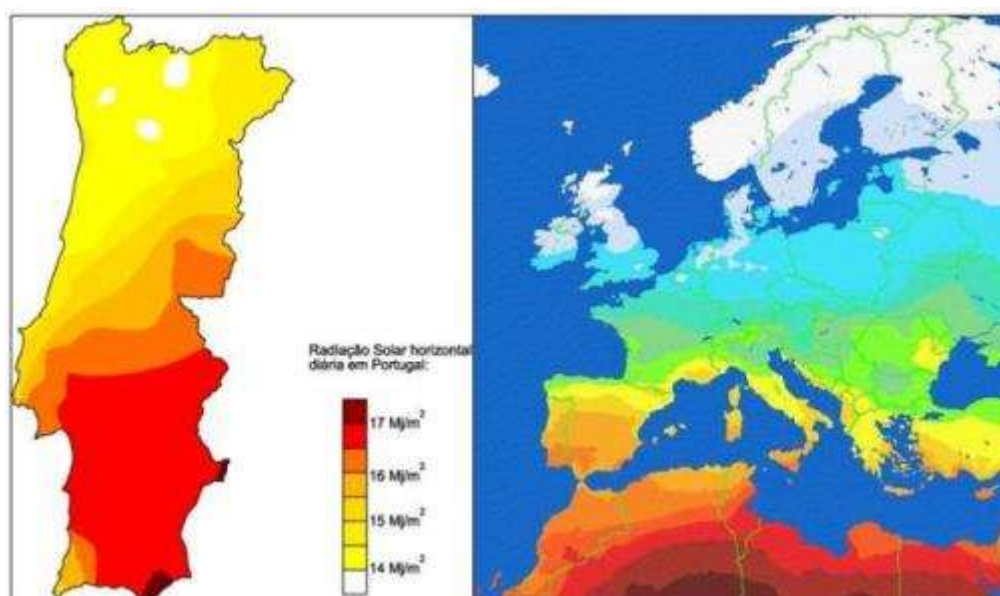


Figura 2 - Regiões portuguesas com maior radiação (NOCTULA – Consultores em Ambiente, n.d.)

Portugal, país com abundantes horas de sol, Figura 2, destaca-se como um dos países mais promissores da Europa para a utilização de energia solar por isso desde 2015, Portugal adotou o autoconsumo de energia, permitindo que os produtores usem a eletricidade que produzem, com a flexibilidade de injetar o excedente na rede (NOCTULA – Consultores em Ambiente, n.d.).

Regiões como o Algarve, Alentejo e Madeira recebem uma substancial radiação solar, no entanto apesar desse potencial, a utilização da energia solar em Portugal ainda é subdesenvolvida. Em Lisboa, a média diária da potência de radiação solar global atinge 414 W/m² num plano inclinado virado para o sul, com cerca de 40°, para uma instalação solar a avaliação do potencial solar na área selecionada para o parque é feita considerando os dados históricos de irradiação solar, onde, para isso são usadas ferramentas de mapeamento solar e estudos de recursos solares para analisar a variabilidade ao longo do ano (NOCTULA – Consultores em Ambiente, n.d.)

Nas características técnicas dos painéis fotovoltaicos que afetam a sua produção de energia, estão incluídas as características físicas dos materiais semicondutores (como o silício), a inclinação do painel e o ângulo de azimute da superfície do painel. Esses fatores determinísticos interagem com fatores estocásticos (eventos aleatórios), como radiação solar e temperatura, que afetam a eficiência e a quantidade de energia produzida pelo painel fotovoltaico. A eficiência do painel também depende da temperatura e da velocidade do vento, que são outras variáveis estocásticas, que modificam a eficiência dos painéis solares. Portanto, para modelar corretamente a energia produzida pelos painéis fotovoltaicos, é necessário modelar eficazmente essas três variáveis estocásticas (Casula *et al.*, 2020).

Concluindo, a energia solar é uma fonte abundante e renovável de energia, que desempenha um papel crucial na redução da dependência de combustíveis fósseis e na mitigação das emissões de gases de efeito estufa. Apesar de enfrentar desafios, como a dependência das condições climáticas e a eficiência limitada de armazenamento, os seus avanços tecnológicos continuam a expandir o seu potencial. Em Portugal, com o seu potencial solar significativo, têm-se destacado como um dos mais promissores países da Europa para a energia solar, onde regiões como o Algarve, Alentejo e Madeira apresentam oportunidades significativas para o aproveitamento da energia solar. A avaliação precisa do potencial solar é essencial para otimizar a implementação de sistemas solares. As características técnicas dos painéis solares, combinadas com fatores estocásticos como radiação solar e temperatura, influenciam diretamente a produção de energia. Portanto, modelar corretamente essas variáveis é fundamental para prever com precisão a eficiência dos sistemas fotovoltaicos.

3.1.2 Proteção contra Sobretensão nos Parques Solares

Os sistemas de painéis fotovoltaicos encontram-se no exterior, e devido a isso enfrentam riscos significativos de danos devido às descargas atmosféricas e sobretensões, o que pode resultar numa redução significativa da sua vida útil. Além disso, os painéis fotovoltaicos estão suscetíveis a outros perigos, como danos indiretos nas células, carregadores e inversores, causados pela propagação de correntes indesejadas devido a elevações de potencial no solo. Diante desses desafios, na implementação de soluções de proteção contra sobretensões é importante considerar os diversos riscos associados aos painéis fotovoltaicos, sendo o mais comum o impacto direto de uma descarga atmosférica.

Durante um estudo onde foi analisado as sobretensões que ocorrem durante eventos de descargas atmosféricas no sistema de terra de um PV na Grécia Ocidental, foi concluído que as pessoas não estão seguras até uma distância de impacto de 3 m dos painéis fotovoltaico. O estudo analisa o sistema de terra do parque PV e sua eficiência em relação a várias entradas de raios de diferentes pontos e ionização do solo, para isso foram usadas modelações no software ATP-EMTP para avaliar o sistema de terra do parque solar em dois cenários de descargas de raios usando uma resposta transitória. A pesquisa indica as sobretensões de passo em diferentes distâncias do ponto de entrada do raio, os maiores valores das tensões induzidas são depois comparados de acordo com o IEC 62305-1 e o padrão CIGRE 200 kA

10/350 μ s positivo. A pesquisa recomenda que seja sempre essencial construir e manter um sistema adequado de proteção contra raios para sistemas PV (Koukoumpa *et al.*, 2022).

3.1.3 Proteção contra Ilhamento nos Sistemas Solares

A proteção contra ilhamento é um recurso de segurança exigido que faz com que os inversores sejam desligados da energia solar fotovoltaica quando a rede entra em condição isolada.

Uma ilha ocorre quando há uma interconexão entre sistemas solares e um alimentador, e ocorre uma falha no alimentador, que faz com que o disjuntor da subestação abra. No entanto a carga continua a ser alimentada pelos painéis, e os inversores solares continuarão a fornecer energia, criando uma situação na qual a linha permanece energizada. Isso pode representar um risco para a segurança e a fiabilidade da rede, pois, teoricamente, a situação pode persistir indefinidamente como se pode ver na Figura 3. A, por isso a ausência de proteção contra ilhamento pode levar os inversores solares a manter a energia ao longo da linha, representando um risco potencial se a tensão e a frequência não forem controladas adequadamente.

Segundo a seção 4 do IEEE 1547, que estabelece as diretrizes padrão e requisitos para a interconexão de sistemas de geração distribuída, uma Área de Produção de Energia Solar (EPS) deve ser desligada até dois segundos após a formação de uma ilha. (Yaskawa – Solectria Solar, n.d.).

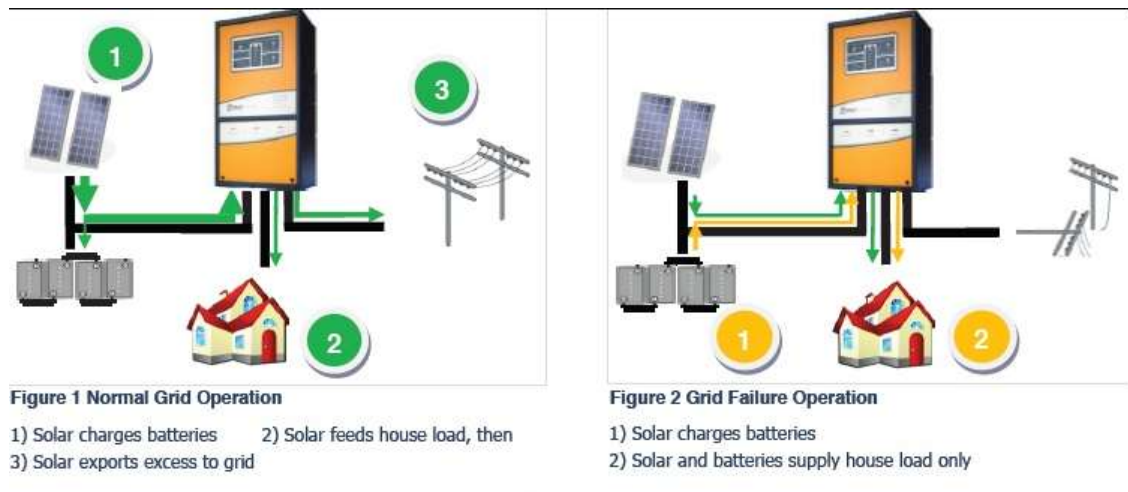


Figura 3 - Exemplo de falha de Ilhamento (Vashishtha, n.d.)

Em resumo a proteção contra ilhamento é essencial para garantir a segurança e a fiabilidade dos sistemas de energia solar fotovoltaico, numa situação de ilha, onde a rede fica isolada devido a uma falha no alimentador, os inversores solares podem continuar a fornecer energia, representando um risco para a segurança da rede. A falta de proteção adequada pode resultar na persistência dessa condição perigosa, assim, conforme estabelecido no padrão IEEE 1547,

uma Área de Produção de Energia Solar deve ser desconectada até dois segundos após a formação de uma ilha, garantindo uma resposta rápida e eficaz para interromper a alimentação da rede, para evitar riscos potenciais e garantir a integridade do sistema de energia solar fotovoltaica.

3.1.4 Proteção Contra Falhas à Terra nas Instalações Solares

Nos sistemas solares autônomos, os raios representam uma ameaça comum, curiosamente, os danos causados não surgem predominantemente de impactos diretos, mas sim de raios próximos. Um raio que atinja o solo pode propagar-se, alcançando os condutores enterrados, podendo induzir milhares de volts no sistema solar caso de não tenha a proteção adequada, por isso o sistema de terra serve como proteção fundamental contra danos causados por raios. Embora não seja possível interromper completamente a sobretensão causada por um raio, é possível criar um caminho direto para o solo, desviando-se assim dos equipamentos vitais, de forma a reforçar a segurança, especialmente nos locais suscetíveis a muitos raios, solos secos e pouco condutivos, ou nos casos no qual os cabos estendem-se por grandes distâncias, através da implementação de dispositivos especializados de proteção contra surtos.

Nos casos em que existe um desequilíbrio de corrente entre os condutores positivo e negativo que entram no controlador ou inversor, indicando uma possível falha à terra, o dispositivo de proteção atua, isolando o conjunto da bateria e as cargas enquanto mantém uma ligação segura com o solo. Estas medidas combinadas têm como objetivos garantir a integridade e a operação segura dos sistemas solares nas diversas condições e cenários (RSP Supply, n.d.).

As questões relacionadas com as falhas à terra no lado CC nos sistemas fotovoltaicos estão primariamente associadas às correntes de fuga que podem ocorrer nos diversos componentes do sistema. A presença de indutância, capacitância e resistências, distribuídas ao longo do sistema, incluindo os módulos PV, o arranjo interconectado, os fios, os dispositivos de proteção contra surtos e os condutores, contribuem para a manifestação dessas correntes de fuga, pois ao acumularem-se, podem atingir uma magnitude suficientemente semelhante a uma falha à terra (Bower and Wiles, 2000)

Nas questões associadas às falhas à terra no lado CA dos sistemas fotovoltaicos destacam a importância de dispositivos específicos para a proteção contra essas falhas. A presença de indutância, capacitância e resistência distribuídas em todo o sistema, combinadas com correntes de fuga de diversos componentes, podem acumular-se, criando condições semelhantes a uma falha à terra. Os sistemas fotovoltaicos frequentemente conectam-se a outras fontes de energia, como baterias ou a rede elétrica, o que adiciona complexidade aos requisitos de proteção de falhas à terra, além disso, é essencial compreender que a presença de diferentes normas de terra dos diversos países intensifica a complexidade das medidas de proteção necessárias, ressaltando assim a importância de dispositivos especializados que possam lidar eficientemente com as particularidades das falhas à terra em ambientes de CA.

Segundo (Bower and Wiles, 2000) estas considerações enfatizam a necessidade contínua de aprimoramentos e esclarecimentos nas exigências de dispositivos disponíveis para a proteção contra falhas à terra nos sistemas fotovoltaicos, na Figura 4, pode se ver o esquema de teste usado pelo autor para a determinação dos resultados.

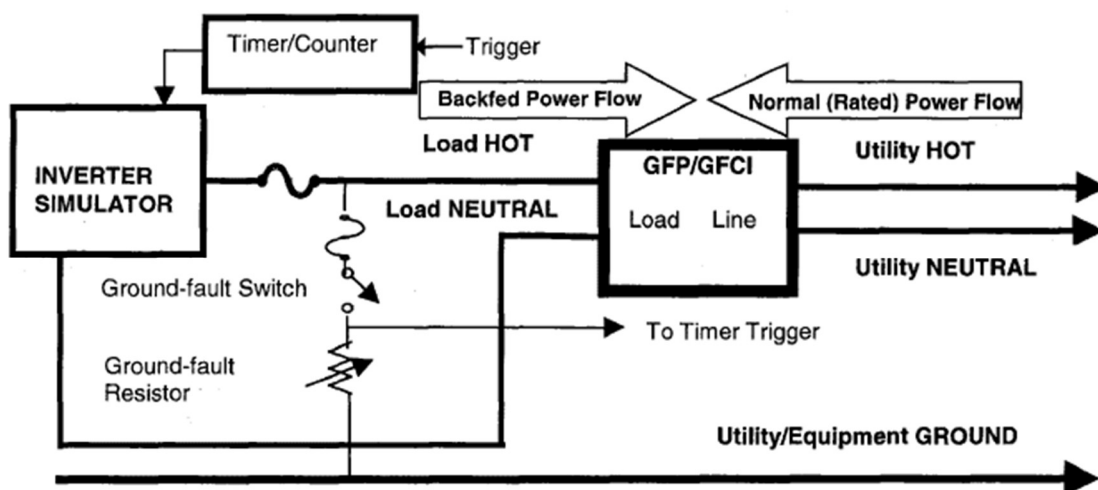


Figura 4 Esquema de teste de falha à terra (Bower and Wiles, 2000)

No estudo (Flicker and Johnson, 2016), examinaram as falhas à terra nos sistemas fotovoltaicos e a eficácia dos dispositivos de proteção, como fusíveis, RCD/CSM e Riso GFPDs, através de simulações, experiências e equações analíticas, e foi concluído que reduzir os fusíveis GFPD para 1 A, nos sistemas até ≤ 250 kW, e 2 A para sistemas ≥ 250 kW, pode ampliar a proteção contra falhas à terra. Quanto aos métodos CSM/RCD, feitos em parceria com uma empresa EPC, foram verificados sucessos na redução de riscos de incêndio nos sistemas fotovoltaicos. As equações teóricas relacionadas a Riso foram desenvolvidas, mas a falta de um valor padrão destaca a importância do conhecimento específico do sistema para determinar os pontos de disparo. Assim, os autores recomendam que não seja reduzido indiscriminadamente o tamanho dos fusíveis GFPD e sugerem otimizar os limiares para detetores CSM/RCD.

Conclui-se que, a proteção contra ilhamento e as medidas para prevenir falhas à terra são fundamentais para garantir a segurança e a eficiência dos sistemas solares fotovoltaicos. A proteção contra ilhamento têm como objetivo evitar que os inversores continuem a fornecer energia no caso de falha na rede elétrica, reduzindo os riscos de acidentes e danos aos equipamentos. Por outro lado, a proteção contra falhas à terra aborda os desafios associados às correntes de fuga e aos riscos de incêndio, exigindo dispositivos especializados e estratégias de monitoramento eficazes. Estudos demonstraram que a otimização dos fusíveis e detetores de falhas podem aprimorar a segurança dos sistemas solares, destacando a importância da pesquisa contínua e do conhecimento específico do sistema. Em resumo, a proteção adequada contra ilhamento e falhas à terra é essencial para garantir a integridade e o desempenho dos sistemas fotovoltaicos em diversas condições e ambientes.

3.1.5 Inversores Inteligentes e Regulação de Tensão

O uso de Inversores Inteligentes de Energia Solar Fotovoltaica é importante para a regulação da tensão na rede elétrica, pois ajuda a lidar com os desafios decorrentes do aumento da adoção de sistemas fotovoltaicos solares. A produção da energia solar fotovoltaica é variável e intermitente, o que pode causar flutuações na tensão da rede e violar os limites operacionais de tensão. Os Inversores Inteligentes oferecem um método de resposta rápida para regular a tensão, ajustando a potência real e/ou reativa no ponto de conexão.

No entanto, o esquema de controle autônomo local dos Inversores Inteligentes é baseado em informações locais sem coordenação, o que pode levar a um desempenho subótimo. Para isso destacou-se a importância da coordenação através de inteligência artificial de reforço (DRL, na sigla em inglês). O DRL é uma técnica de inteligência artificial que permite aos Inversores Inteligentes aprenderem e adaptarem-se por interação com simulações offline de larga escala, de forma a garantirem que os limites operacionais de tensão da rede sejam respeitados com uma utilização mais eficaz da potência reativa. Isto permite a redução do corte na produção de energia solar fotovoltaica e diminuir as perdas do sistema, ou seja, manter a estabilidade da rede elétrica e otimizar a utilização da geração de energia solar fotovoltaica. (Li *et al.*, 2019) (Chamana and Chowdhury, 2014)

Conclui-se, que os Inversores Inteligentes de Energia Solar Fotovoltaica são cruciais para manter a estabilidade e eficiência da rede elétrica diante do aumento na adoção de sistemas solares. Enquanto a produção de energia solar é variável, esses inversores respondem rapidamente, ajustando a potência para regular a tensão. No entanto, a sua eficácia pode ser melhorada através da coordenação com inteligência artificial de reforço (DRL), o que permite uma adaptação mais eficiente dos limites operacionais de tensão da rede. Isso reduz cortes na produção solar e perdas do sistema, otimizando a utilização da energia solar fotovoltaica e fortalecendo a fiabilidade da rede elétrica.

3.1.6 Sistemas de Gestão de Bateria em Armazenamento Solar

Um sistema de gestão de energia com previsão de carga é essencial, especialmente nos sistemas híbridos de armazenamento de energia com super condensadores e bateria para aplicações solares. A função deste sistema reside na otimização do uso de energia, aprimorando a fiabilidade do sistema e potencialmente prolongando a vida útil da bateria. Os pontos mais importantes deste sistema são:

Otimização do Uso de Energia: O sistema, através da Máquina de Vetores de Suporte (SVM), prevê com precisão as necessidades de carga. Isso permite uma alocação eficiente de energia do super capacitador e da bateria, respondendo às necessidades de pico de potência sem desgastar a bateria.

Melhoria na Fiabilidade do Sistema: Previsões precisas de carga e gestão eficaz do fluxo de energia melhoram a fiabilidade da energia entregue. Isto é importante nas aplicações solares,

onde a produção de energia que é variável e condições climáticas imprevisíveis podem afetar a disponibilidade, garantindo um fornecimento de energia consistente e confiável.

Prolongamento da Vida Útil da Bateria: O sistema reduz o desgaste da bateria ao usar estrategicamente o super condensador para necessidades de pico de potência e otimizar a profundidade de descarga da bateria. Isto minimiza mecanismos de degradação, como sulfatação e estratificação do eletrólito, potencialmente prolongando a vida útil da bateria.

Redução de Custos do Sistema: Uma gestão eficiente de energia leva a economias de custo ao potencialmente reduzir os requisitos da eletrônica de potência e otimizar o uso de dispositivos de armazenamento de energia.

Impacto Ambiental: Ao reduzir a dependência de baterias e otimizar o armazenamento de energia, estes sistemas contribuem para uma infraestrutura de energia mais verde e sustentável. Isso minimiza o impacto ambiental associado à produção e consumo de energia.(Chia *et al.*, 2015)

O sistema pode integrar proteções para evitar a sobrecarga e descarga excessiva das baterias, bem como proteções contra sobrecorrente, sobretensão e subtensão, pelo uso de MOSFET, sensores e microcontroladores no controlo do fluxo de energia do sistema híbrido de armazenamento de energia. Essas proteções desempenham um papel crucial na garantia da operação segura e eficiente do sistema de armazenamento de energia híbrido, que utiliza tanto super condensadores como baterias.

Concluindo, o uso de um sistema de gestão de energia com previsão de carga é fundamental nos sistemas híbridos de armazenamento de energia com super condensadores e baterias para aplicações solares. Este sistema proporciona uma série de benefícios importantes, incluindo a otimização do uso de energia, a melhoria da fiabilidade do sistema, o prolongamento da vida útil da bateria, a redução de custos e o impacto ambiental positivo. A integração de proteções adicionais, como a sobrecarga e descarga excessiva, sobreintensidade, sobretensão e subtensão, através de componentes eletrônicos e dispositivos de controlo, é crucial para garantir a operação segura e eficiente desses sistemas híbridos de armazenamento de energia. Em suma, essa abordagem oferece uma solução robusta e sustentável para responder às necessidades de energia de forma eficaz e confiável.

3.1.7 Detecção de Arco Elétrico nas Matrizes Solares

A deteção apropriada de arcos numa matriz solar desempenha um papel fundamental na salvaguarda tanto da integridade do sistema quanto da segurança das pessoas e propriedades envolvidas. Os potenciais custos associados à não deteção de um arco numa matriz solar são abrangentes e podem incluir danos físicos às estruturas da instalação e aos componentes elétricos. Além disso, há o risco significativo de incêndios catastróficos, representando uma ameaça iminente à segurança.

Se um arco não for identificado de maneira eficaz, há a possibilidade de resultarem em danos irreparáveis aos equipamentos solares, além de colocar em risco as pessoas nas proximidades. Os custos associados à recuperação após estes danos severos podem ser substanciais, incluindo despesas com reparos, substituição de componentes danificados e potencialmente, a necessidade de reconstrução de partes da instalação.

Por outro lado, a detecção falsa de arcos também acarreta custos consideráveis. A necessidade de chamadas de serviço para redefinir o sistema e avaliar a suposta ocorrência de um arco pode resultar em despesas operacionais significativas. Além disso, a interrupção do fornecimento de energia durante o processo de avaliação pode ter implicações econômicas e práticas para os utilizadores finais da energia solar.

Em suma, a detecção precisa de arcos nos sistemas solares é essencial para evitar danos materiais, assegurar a segurança das pessoas e manter a fiabilidade operacional do sistema. Tanto a não detecção como a falsa detecção têm ramificações graves, destacando a importância crítica de sistemas de detecção confiáveis e precisos em instalações solares. (Novak, 2012)

Numa topologia central ou de *string*, os conjuntos fotovoltaicos estão conectados em série a um único inversor. Cada inversor geralmente opera na faixa de 200 a 600 V nos sistemas residenciais. A detecção de arco é necessária entre cada inversor e a sequência de painéis solares aos quais está conectado. Essa medida de segurança é essencial para identificar e mitigar os riscos associados a arcos elétricos, garantindo a fiabilidade e segurança geral do sistema fotovoltaico como se pode ver na Figura 5.

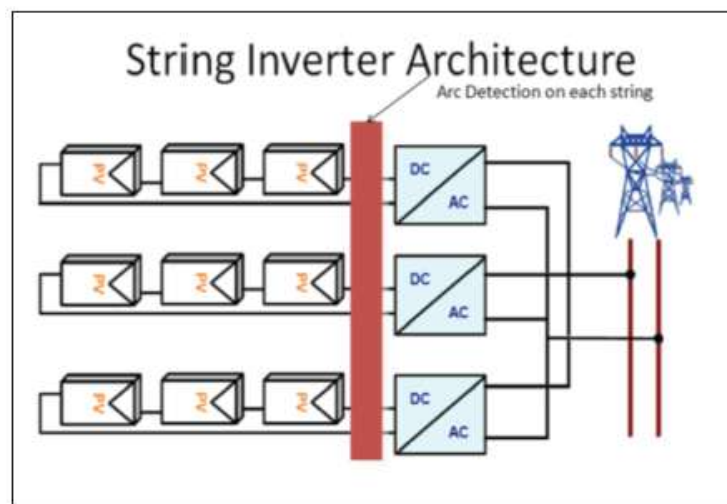


Figura 5 Arquitetura de inversor para detecção de arco (Novak, 2012)

A forma de detetar e diagnosticar falhas de arco em sistemas PV são variadas, alguns exemplos incluem (Kavi *et al.*, 2020):

Extração de Características: Alguns pesquisadores propuseram a extração de diferentes características do arco de curto-circuito para detecção de falhas em série. Uma técnica envolve

a correlação entre o aumento de energia e frequência durante a ocorrência de um arco. Isso é realizado por meio de uma análise no domínio do tempo, correlacionando com a componente de frequência usando uma Transformada *Wavelet Discreta* (DWT).

Técnica de *Machine Learning*: Uma abordagem baseada num modelo oculto de Markov foi proposta para extração de características e diagnóstico de falhas de arco em série. No entanto, a eficácia dessas técnicas, especialmente em baixa radiação, ainda não foi completamente avaliada.

Análise no Domínio do Tempo: Outras técnicas propõem analisar estatisticamente os sinais de tensão e/ou corrente para detecção de falhas de arco. Embora esses métodos contribuam para o conhecimento na concepção de uma estratégia de proteção adequada para falhas do arco, a sua eficácia de se adaptar às condições operacionais em constante mudança, especialmente em níveis baixos e variáveis de radiação, ainda não foi totalmente avaliada.

É importante observar que a eficácia dessas técnicas não foi conclusivamente avaliada nos sistemas solares fotovoltaicos, principalmente em condições de baixa radiação. São necessárias mais pesquisas e testes para determinar sua viabilidade e eficácia em ambientes de geração fotovoltaica.

Tira-se disto que, a detecção precisa de arcos nos sistemas solares é fundamental para garantir a segurança das pessoas, proteger as propriedades envolvidas e manter a integridade operacional do sistema. Os potenciais custos associados à não detecção ou detecção falsa de arcos são significativos, incluindo danos materiais, interrupções no fornecimento de energia e despesas operacionais. Portanto, a implementação de sistemas de detecção confiáveis e precisos é crucial para mitigar esses riscos. No entanto, as técnicas de detecção e diagnóstico de arcos nos sistemas fotovoltaicos ainda requerem mais pesquisas e testes para avaliar sua eficácia em diversas condições operacionais, especialmente em ambientes de baixa radiação. Esta contínua investigação é essencial para garantir a segurança e a eficiência dos sistemas solares fotovoltaicos.

3.1.8 Desafios na Integração à Rede Elétrica

A integração de sistemas de energia solar fotovoltaica nas redes elétricas existentes traz consigo inúmeros desafios técnicos. Os sistemas de energia solar fotovoltaica, são dependentes da luz solar, logo, exibem variabilidade e intermitência, o que representa dificuldades entre o fornecimento de energia com a necessidade da rede. A integração pode introduzir problemas de qualidade de energia, incluindo flutuações de tensão e frequência, impactando a estabilidade e fiabilidade da rede. A natureza intermitente dos sistemas de energia solar fotovoltaica pode influenciar a estabilidade angular e de tensão, componentes cruciais para o adequado funcionamento da rede. A provisão inadequada de suporte de potência reativa pode resultar em instabilidade de tensão e distúrbios na rede. Os sistemas de energia solar fotovoltaica podem enfrentar desafios em superar falhas na rede sem

desconexão, afetando a estabilidade geral da rede. A integração nos mercados de eletricidade existentes levanta questões relacionadas a precificação, regras de mercado e design, exigindo resolução para um processo de integração sem problemas (Shafiullah *et al.*, 2022b).

Com base nos resultados da pesquisa(Shafiullah *et al.*, 2022b) fornecidos, os desafios relacionados às proteções elétricas na integração à rede podem ser resumidos da seguinte forma:

Não-Despachabilidade: Os sistemas de energia solar fotovoltaica são caracterizados pela sua natureza intermitente, o que torna desafiante o despacho e controlar efetivamente a potência de saída.

Estabilidade de Tensão e Frequência: A integração de sistemas de energia solar fotovoltaica à rede pode afetar a estabilidade de tensão e frequência, levando a possíveis problemas de instabilidade na rede.

Estabilidade Angular: A injeção de energia a partir de sistemas de energia solar fotovoltaica pode impactar a estabilidade angular da rede, ou seja, a sincronização do sistema fotovoltaico com a Rede, precisa de ser feita de forma eficiente e eficaz para garantir a estabilidade da rede.

Qualidade de Energia: A integração de sistemas de energia solar fotovoltaica pode introduzir harmônicos e outros problemas de qualidade de energia, afetando o desempenho geral da rede.

Capacidade de Superação de Falhas: Os sistemas de energia solar fotovoltaica precisam ter a capacidade de superar falhas na rede sem causar interrupções ou danificar o sistema.

Atualização de Esquemas de Proteção: Os esquemas de proteção tradicionais de sistemas de energia podem precisar ser atualizados para acomodar a integração de sistemas de energia solar fotovoltaica e garantir uma coordenação e detecção adequadas de falhas.

Gestão de Congestionamento de Transmissão: O aumento na geração de energia renovável, incluindo a solar fotovoltaica, pode levar a congestionamento de transmissão, exigindo estratégias eficazes de gestão.

Requisitos das Normas da Rede: O cumprimento das normas da rede é essencial para a integração bem-sucedida de sistemas de energia solar fotovoltaica à rede.

Suporte de Potência Reativa: Sistemas de energia solar fotovoltaica podem precisar fornecer suporte de potência reativa para manter a estabilidade de tensão na rede e compensar desequilíbrios de potência reativa.

Proteção contra Falhas no Sistema: Sistemas de energia solar fotovoltaica devem ter mecanismos de detecção e proteção contra falhas para garantir uma operação segura durante falhas no sistema.

Em conclusão, a integração de sistemas de energia solar fotovoltaica nas redes elétricas existentes apresentam uma série de desafios técnicos que precisam ser abordados para garantir uma transição suave e eficaz para fontes de energia renovável. Desde a variabilidade e intermitência da energia solar até questões relacionadas à estabilidade de tensão, frequência e qualidade de energia, os sistemas fotovoltaicos enfrentam obstáculos significativos ao se conectarem à rede elétrica. Além disso, a integração bem-sucedida requer atualizações nos esquemas de proteção, gestão eficaz do congestionamento de transmissão e suporte adequado de potência reativa. Lidar com esses desafios exigirá colaboração entre governos, reguladores, operadores de rede e indústria para garantir uma transição sustentável e segura para uma matriz energética mais limpa e renovável.

3.1.9 Sistemas de Energia de Reserva e Fonte de Alimentação Ininterrupta (UPS)

O sistema de UPS é um componente vital nos sistemas solares fotovoltaicos, pois desempenham um papel essencial como fonte de energia de reserva durante interrupções. A sua importância é destacada em diversas aplicações críticas, como suporte de vida hospitalar, equipamentos médicos, operações militares e dispositivos de comunicação, onde a continuidade de energia é imprescindível.

A seleção de um sistema UPS apropriado requer uma consideração de fatores como requisitos de energia, tipo de UPS, configuração, recursos de segurança e custo-efetividade, onde o cálculo preciso do requisito de energia assegura uma correspondência adequada com as necessidades específicas da aplicação.

Existem diversos tipos de sistemas UPS disponíveis, cada um adaptado a requisitos específicos relacionados à qualidade de energia, proteção, eficiência, tamanho volumétrico e peso. A configuração do sistema UPS é determinada pelo nível desejado de proteção e pelas necessidades de energia da carga conectada, daí que as considerações de segurança desempenham um papel crucial no processo de seleção da UPS, abrangendo recursos que aprimoram a proteção, fiabilidade e conformidade com normas de segurança.

Os sistemas UPS e as suas proteções elétricas para sistemas PV podem ser detalhadas da seguinte forma:

Energia Fotovoltaica em Sistemas UPS: A introdução de energia fotovoltaica em sistemas UPS representa uma abordagem inovadora para estender a utilização da energia solar. Esta integração procura otimizar o aproveitamento da energia limpa e renovável.

Requisitos para Sistemas UPS Comerciais: Sistemas UPS utilizados em ambientes comerciais precisam obedecer a critérios específicos para garantir a estabilidade da tensão de saída, ou seja, manter uma tensão constante em situações como variações de temperatura, corrente de carga ou tensão da bateria.

Regulação de Saída: A regulação de saída é um ponto crucial para os sistemas UPS, pois são projetados para fornecer uma saída de energia regulada de forma senoidal, com baixa distorção harmônica total. Isso assegura consistência no fornecimento de energia, mesmo diante de alterações na tensão de entrada e nas condições de carga.

Tempo de Resposta a Transientes: A capacidade de resposta rápida a transientes é fundamental para sistemas UPS durante transições entre os modos online e alimentado por bateria. Esta característica contribui para a estabilidade do fornecimento de energia, minimizando interrupções.

Fator de Potência Unitário: A manutenção de um fator de potência unitário é uma especificação importante para sistemas UPS, significa isso que a potência ativa e reativa é equilibrada, otimizando a eficiência do sistema.

Considerações Essenciais: A seleção de sistemas UPS leva em conta considerações cruciais, como alta fiabilidade, eficiência operacional, custos acessíveis, peso reduzido e tamanho compacto. Esses fatores são determinantes para responder às necessidades específicas de diferentes aplicações.

Tipos de Sistemas UPS: Existem duas categorias principais de sistemas UPS: estáticos e rotativos. Cada tipo possui características distintas, sendo os estáticos baseados em eletrônica de potência e os rotativos empregado nos motores.

Seleção do Tipo e Configuração: A escolha entre sistemas UPS com ou sem transformadores depende de vários fatores, como requisitos de qualidade de energia, níveis de proteção desejados, eficiência, tamanho físico, peso e necessidades específicas de carga.

Segurança e Disponibilidade: Além das características técnicas, a segurança e a disponibilidade são aspectos essenciais a serem considerados ao selecionar um sistema UPS. Estes atributos garantem a operação confiável do sistema em diferentes condições.

Fluxograma de Seleção: A presença de um fluxograma nos resultados da pesquisa fornece um guia visual para o processo de seleção de um sistema UPS adequado para uma aplicação específica. Esse recurso pode simplificar a escolha e garantir uma correspondência precisa às necessidades do usuário.

Em resumo, o sistema UPS desempenha uma função crucial nos sistemas PV, proporcionando energia de reserva para aplicações essenciais. O processo de seleção demanda uma avaliação metódica de requisitos de energia, tipos de UPS, configurações, considerações de segurança e custo-efetividade (Aamir *et al.*, 2016), a Figura 6 mostra um esquema de UPS online.

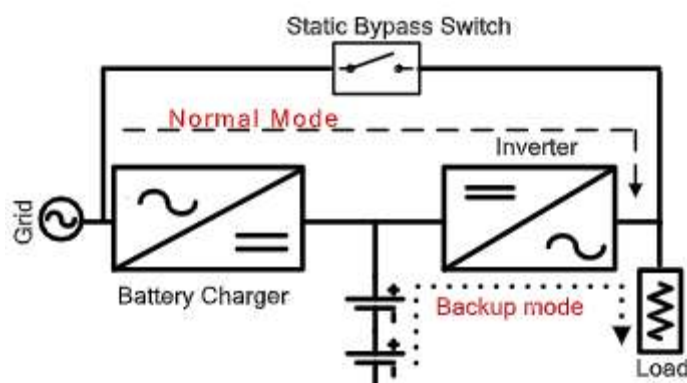


Figura 6 Diagrama de blocos de sistema online de UPS (Aamir *et al.*, 2016)

Conclui-se assim que, a integração de sistemas de energia solar fotovoltaica nos sistemas UPS é uma estratégia crucial para garantir a disponibilidade contínua de energia para diversas aplicações críticas. A seleção adequada do sistema UPS, considerando requisitos de energia, tipo de UPS, configuração, recursos de segurança e custo-efetividade, desempenha um papel essencial nesse processo. A integração da energia fotovoltaica nos sistemas UPS oferece uma oportunidade promissora para ampliar o uso de energia solar limpa e renovável. Além disso, a regulação precisa da saída de energia, o tempo de resposta a transientes e a manutenção do fator de potência unitário são aspectos cruciais a serem considerados para garantir uma operação eficiente e confiável do sistema UPS. Ao abordar essas considerações, juntamente com a segurança e disponibilidade do sistema, é possível garantir uma correspondência precisa às necessidades específicas de diferentes aplicações, contribuindo para uma integração bem-sucedida de sistemas de energia solar fotovoltaica nos sistemas UPS.

3.1.10 Legislação

De forma a agilizar o processo de licenciamento para novas capacidades fotovoltaicas promovendo a neutralização carbónica e assim transição mais rápida na implementação de centrais solares em Portugal, foi aprovado o Decreto-Lei 72/2022 desenvolvido pelo Ministério do Ambiente, que estabelece as compensações financeiras para os municípios e uma atualização na remuneração das centrais provenientes dos leilões de 2019 e 2020, ajustada à inflação. Permite assim que os projetos fotovoltaicos com potência inferior a 1 megawatt (MW) estejam isentos do controlo prévio de operações urbanísticas. Sendo que precisa apenas de comunicar à Câmara Municipal a localização do equipamento, a área de implantação e assumir a responsabilidade pelo cumprimento das normas legais e regulamentares aplicáveis.

Para os projetos de energias renováveis com potência acima de 1 MW, estes não necessitam de apresentar um "pedido de informação prévia", bastando comunicar à Câmara a intenção de construir o projeto, mantém-se assim um controlo prévio por parte das autarquias, mas com uma maior agilidade.

Após as comunicações, o presidente da autarquia tem oito dias para responder, podendo solicitar mais informações ao promotor ou rejeitar o projeto. No caso em que informações adicionais são fornecidas, a Câmara Municipal tem 30 dias para rejeitar o projeto, se a Câmara Municipal não se opuser nos prazos estipulados pelo Decreto-Lei 72/2022, os promotores podem dar início à construção das centrais (Prado, 2022)(DGE, n.d.).

Conforme estipulado no 'Guia Técnico das Instalações Elétricas de Produção Independente de Energia Elétrica' e outras legislações e regulamentações pertinentes, a instalação de produção deve ser equipada com proteções na interligação. Estas proteções visam garantir a desconexão rápida, eficiente e automática das redes de distribuição elétrica, além de prever a função de proteção de máxima tensão homopolar, sendo esta uma exigência para sistemas de Autoconsumo com uma potência de ligação superior a 250 kW.(E-Redes, n.d.).

A elaboração dos esquemas de eletrificação do painel de interligação deve seguir as "boas regras de arte" e incluir diversos elementos, conforme descrito abaixo:

Relé de Proteção de Interligação: Deve ser único e incorporar todas as funções de proteção listadas a seguir.

Equipamentos de Medida: Os equipamentos de medida, como transformadores de corrente e transformadores de tensão, devem ser exclusivos e não compartilhados com o Dispositivo de Controlo de Ordem de Resposta à Derivação (ORD), devem ser adequados para implementar funções de proteção e instalados no nível de tensão de ligação à rede para assegurar o correto funcionamento de todas as funções de proteção.

Ligações dos Relés de Proteção (Incluindo Funções de Proteção - Códigos ANSI, se aplicável):

Máxima Tensão Residual / Tensão Homopolar [ANSI 59N];

Mínimo de Tensão Trifásica [ANSI 27];

Máxima Tensão Trifásica [ANSI 59];

Máxima Frequência [ANSI 81O];

Mínima Frequência [ANSI 81U];

Máxima Intensidade de Fase Trifásica [ANSI 50/51];

Máxima Intensidade de Sequência Inversa [ANSI 46];

Direcional de Potência [ANSI 32].

Relativamente às características Técnicas dos Equipamentos, este devem considerar:

Relés de Proteção: Devem ser projetados de acordo com as normas da IEC 60255, incluindo funções para a limitação de potência e máxima tensão homopolar, se aplicável.

Transformadores de Intensidade e de Tensão: Devem respeitar às normas específicas, com relatórios de ensaio disponíveis.

Bobinas de Disparo: Necessárias para garantir a resposta eficiente do sistema de proteção.

Disjuntor de Interligação: Deve cumprir as normas CEI 60947-1 e 60947-2 (para disjuntores de baixa tensão) e CEI 62271 (para disjuntores de média e alta tensão).

O tempo máximo de isolamento (intervalo entre a ordem de abertura e a abertura dos contactos) deve ser de 0,15 segundos.

Assim estas medidas, proteções e características técnicas garantem a conformidade com padrões reconhecidos internacionalmente, proporcionando um desempenho seguro e eficiente do sistema elétrico de interligação, assim como segurança da interligação, seguindo as normas e códigos ANSI aplicáveis.

Outros decretos de lei em ter em consideração são:

Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional (SEN) (Ambiente e Ação Climática, 2022a).

Decreto-Lei n.º 72/2022, de 19 de outubro que aprova medidas excecionais que visam assegurar a simplificação dos procedimentos de produção de energia a partir de fontes renováveis, este decreto-lei procede à primeira alteração ao Decreto-Lei n.º 30-A/2022 (Ambiente e Ação Climática, 2022b).

Em conclusão a aprovação do Decreto-Lei 72/2022 pelo Ministério do Ambiente representa um marco significativo para a implementação rápida e eficiente de capacidades fotovoltaicas em Portugal. Esse decreto estabelece compensações financeiras para os municípios e atualizações na remuneração das centrais provenientes de leilões anteriores, ajustadas à inflação, simplificando assim o processo de licenciamento para novos projetos solares. A isenção do controlo prévio de operações urbanísticas para projetos fotovoltaicos com potência inferior a 1 MW e a agilidade no processo para projetos acima desse limite refletem um compromisso com a promoção das energias renováveis. Além disso, a exigência da instalação da proteção de interligação/homopolar e as características técnicas detalhadas para os equipamentos garantem a conformidade com padrões internacionais, assegurando um desempenho seguro e eficiente do sistema elétrico de interligação. A integração dessas medidas em conjunto com outros decretos de lei pertinentes, como o Decreto-Lei n.º 15/2022, demonstra um esforço abrangente do governo para facilitar e promover a transição energética em direção a fontes renováveis, fortalecendo assim a posição de Portugal na vanguarda da sustentabilidade e mitigação das mudanças climáticas.

4. Estudo do Dimensionamento de Parques Fotovoltaicos

O dimensionamento de parques fotovoltaicos, envolve várias etapas críticas, desde a avaliação do potencial solar até a seleção dos equipamentos e a sua integração segura com a rede elétrica, trata-se por isso de um processo complexo que têm como objetivo de otimizar a produção da energia elétrica a partir da radiação solar, garantindo eficiência, viabilidade económica e conformidade com as regulamentações vigentes. Para compreender e otimizar sistemas fotovoltaicos, é crucial distinguir entre radiação solar e irradiação solar, analisando irradiação média anual, mas também variações sazonais e distribuição horária ao longo do ano, bem como conhecer as ferramentas e métodos para sua medição, só assim é possível efetuar o seu dimensionamento, prever a produção de energia, saber a viabilidade económica do projeto e analisar o retorno do investimento.

4.1.1 Irradiação Solar e Radiação Solar

A energia solar é uma das fontes renováveis mais viáveis e sustentáveis

A radiação solar refere-se à energia emitida pelo Sol na forma de ondas eletromagnéticas. Esta energia se propaga através do espaço e atinge a atmosfera terrestre, sendo composta por radiação ultravioleta (UV), visível e infravermelha (IV). A radiação solar é uma grandeza física associada ao fluxo de energia solar por unidade de tempo e superfície, expressa normalmente em W/m^2 (watts por metro quadrado).

A irradiação solar, refere-se à quantidade de energia solar recebida por uma superfície ao longo de um determinado intervalo de tempo. É, portanto, a integração da radiação solar ao longo do tempo, sendo expressa em Wh/m^2 (watt-hora por metro quadrado) ou kWh/m^2 (quilowatt-hora por metro quadrado). A irradiação pode ser acumulada ao longo de uma hora, um dia, um mês ou um ano, dependendo da análise desejada.

A irradiação solar pode ser classificada em diferentes tipos, dependendo da orientação da superfície recetora:

Irradiação global horizontal (GHI): energia recebida numa superfície horizontal, incluindo a radiação direta e difusa.

Irradiação direta normal (DNI): energia recebida diretamente do sol numa superfície perpendicular aos raios solares.

Irradiação difusa: energia recebida indiretamente pela superfície, proveniente de reflexões e dispersão na atmosfera.

A fórmula da irradiação solar (E) é calculada integrando a radiação solar ($G(t)$) ao longo do tempo:

$$E = \int G(t)dt \text{ Onde: } -E = \text{Irradiação solar acumulada} \left(\frac{Wh}{m^2}\right) - G(t) \\ = \text{Radiação solar instantânea} \left(\frac{W}{m^2}\right) - t^1, t^2 = \text{Intervalo de tempo} \quad (1)$$

Segundo o (“guia-tecnico-manual-energia-fotovoltaica”, n.d.)

“A determinação do potencial solar de um local pode ser feita com recurso a estações meteorológicas locais ou a bases de dados satelitais validadas, como os dados PVGIS ou HelioClim.”

Portugal é um dos países da Europa com maior disponibilidade de radiação solar tendo anualmente entre 2.200 e 3.000 de horas de Sol, a média do total anual da irradiação solar global encontra-se entre 1400 kWh/m² em Vila Real (Trás-os-Montes) e 1700 kWh/m² em Faro (Algarve).

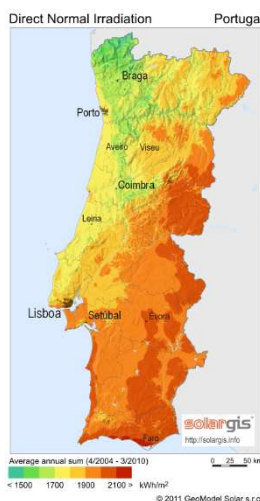


Figura 7 - Irradiação em Portugal. (“Exposição Solar”, n.d.)

4.1.2 Carta solar

A carta solar é uma ferramenta gráfica que representa o movimento aparente do Sol no céu ao longo do dia e das estações do ano, em função de uma localização geográfica específica. Trata-se de um recurso fundamental para o dimensionamento e a otimização de sistemas de energia solar, como os sistemas fotovoltaicos e térmicos. Através da carta solar, é possível identificar o percurso do Sol, visualizando a sua posição em termos de azimute (direção horizontal em relação ao norte geográfico) e altura solar (ângulo vertical em relação ao horizonte) em diferentes horas do dia e dias do ano.

A carta solar é composta por curvas que representam as trajetórias solares em datas específicas, como os solstícios de verão e inverno, e os equinócios, assim como linhas horárias que indicam a posição do Sol em cada hora. Esta representação gráfica permite compreender a incidência solar sobre uma superfície ao longo do ano, sendo essencial para a análise de sombreamento causada por obstáculos como edifícios, árvores ou relevo. Desta forma, torna-se possível escolher a melhor orientação e inclinação dos painéis solares, de modo a maximizar a captação de energia ao longo do tempo.

Além do seu uso na engenharia de sistemas solares, a carta solar é amplamente utilizada no planejamento urbano e na arquitetura bioclimática, contribuindo para o design de edificações mais eficientes em termos energéticos. Também é empregue em softwares de simulação e modelação solar, como o PVsyst ou o SketchUp com plugins específicos, permitindo análises detalhadas da produção de energia solar ao longo do ano.

Importa distinguir a carta solar de outros conceitos relacionados com a energia solar. Enquanto a carta solar mostra graficamente a posição do Sol, a irradiação solar refere-se à quantidade total de energia solar recebida por uma determinada superfície ao longo de um período de tempo, expressa geralmente em kWh/m². Já a radiação solar diz respeito à intensidade instantânea da energia solar que incide numa superfície, expressa em W/m². Assim, a carta solar serve como uma base de análise geométrica e temporal, sobre a qual se podem cruzar dados de irradiação e radiação para otimizar o desempenho de sistemas solares.

Na Figura 8 temos um exemplo de como é apresentado uma carta solar.

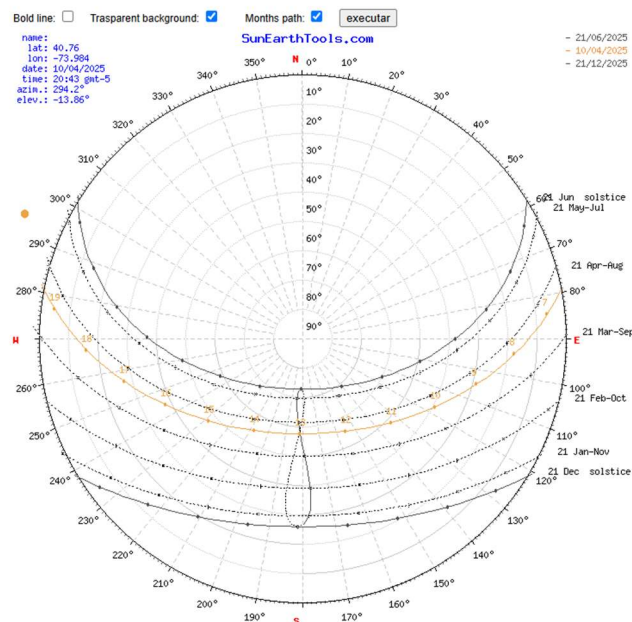


Figura 8 Carta Solar. (“SunEarthTools”, n.d.)

Projetos bem-sucedidos consideram não apenas a irradiação média anual, mas também variações sazonais e distribuição horária ao longo do ano.

Após esta análise verifica-se a importância da irradiação e da carta solar, pois tanto o local geográfico a instalar como da área de implantação afetam diretamente a quantidade de painéis a instalar, e o rendimento, programas como o PVGIS ou HelioClim permitem que a potencial solar de um local seja efetuada com recurso a estações meteorológicas locais ou a bases de dados satelitais validados. Isto permite que o projeto considere não só a irradiação média anual, mas também variações sazonais e distribuição horária ao longo do ano, para que o projeto seja bem-sucedido. (“guia-tecnico-manual-energia-fotovoltaica”, n.d.)

4.1.3 Celulas Fotovoltaicas

A escolha adequada dos componentes do sistema, tais como módulos fotovoltaicos e inversores, isto é crucial para maximizar a eficiência e a durabilidade do parque fotovoltaico, assim como a compatibilidade com a rede elétrica.

A conversão da energia solar em eletricidade é feita através dos módulos fotovoltaicos, na qual existem diferentes tecnologias, como silício monocristalino, policristalino e filmes finos. A seleção deve considerar fatores como eficiência de conversão, desempenho em diferentes condições de irradiação e temperatura, e conformidade com normas como a IEC 61215 e a IEC 61646, que estabelecem os requisitos para módulos cristalinos e de silício amorfo, respetivamente.

Cada uma destas tecnologias apresenta vantagens e desafios específicos, e a escolha da mais adequada depende de fatores como a aplicação desejada, o orçamento disponível e as condições ambientais. O avanço contínuo na pesquisa e desenvolvimento destas tecnologias visa aumentar a eficiência e reduzir os custos, tornando a energia solar uma alternativa cada vez mais viável e sustentável.

Células de Silício Monocristalino (m-Si)

São produzidas a partir de um único cristal de silício, o que resulta numa estrutura cristalina uniforme que proporciona uma eficiência elevada, entre 15% e 20%. O processo de fabricação envolve a técnica Czochralski, onde um cristal-semente é imerso em silício fundido e lentamente puxado para formar um lingote cilíndrico. Este lingote é posteriormente cortado em lâminas finas (wafers) que são dopadas para criar a junção p-n necessária à geração de eletricidade. Devido ao processo de fabricação mais complexo e ao maior desperdício de material durante o corte dos wafers, estas células tendem a ser mais caras.

Células de Silício Policristalino (p-Si)

Células que são fabricadas a partir de múltiplos cristais de silício, estas células apresentam uma estrutura granulada. O silício fundido é vertido em moldes quadrados e arrefecido formando assim blocos que são cortados em wafers. Têm uma eficiência ligeiramente inferior

às das células monocristalinas, entre 13% e 16%, no entanto, a fabricação é mais simples e económica.

Células de Silício Amorfo (a-Si)

São uma variante das células de filme fino e utilizam silício não cristalino depositado sobre substratos como vidro ou plástico. Embora a eficiência seja menor, entre 6% e 10%, o custo de produção é reduzido, e a flexibilidade das células permite aplicações em superfícies curvas ou móveis.

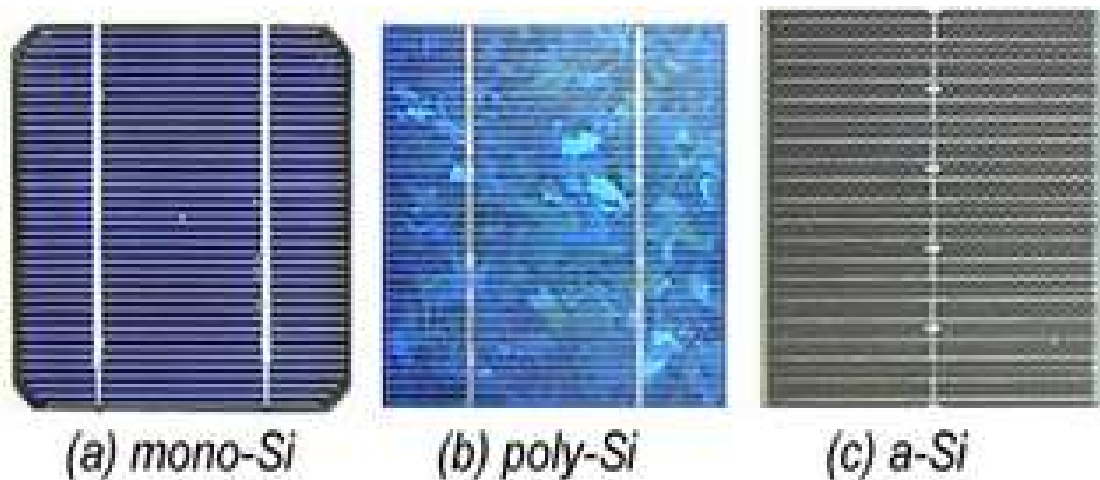


Figura 9 Células Monocristalinas, Policristalinas e Amorfas.
Fonte: <https://eletronicadepotencia.com/celula-fotovoltaica/>

Células de Telureto de Cádmio (CdTe)

São as células de filme fino mais utilizadas, devido ao seu baixo custo de fabricação e desempenho razoável. Estas células podem ser produzidas utilizando processos de fabricação de baixo custo, o que as torna uma alternativa económica. (U.S. Department of Energy, n.d.)

Células de Disseleneto de Cobre, Índio e Gálio (CIGS)

Células do tipo de filme fino, que usa uma combinação de cobre, índio, gálio e selénio como material absorvente. Estas células possuem propriedades ótimas para um material fotovoltaico e altas eficiências em laboratório, mas a sua complexidade na combinação dos quatro elementos torna a transição do laboratório para a fabricação desafiante. ~

Células de Multijunção

Tratam-se de células que são compostas por múltiplas camadas de materiais semicondutores diferentes, para que cada camada absorva uma faixa específica do espectro solar. Esta configuração permite eficiências superiores a 40%. No entanto, devido à complexidade e ao custo elevado de fabricação, são utilizadas em aplicações específicas como satélites e outras tecnologias aeroespaciais. (*Estudo Comparativo de Três Tecnologias Fotovoltaicas*, n.d.)

4.1.4 Equipamentos Elétricos

Inversores

Os inversores são os responsáveis por converter a corrente contínua gerada pelos módulos em corrente alternada compatível com a rede elétrica. A escolha do inversor deve responder às especificações da instalação e estar em conformidade com as normas aplicáveis. Existem vários tipos de inversores dependendo do local da sua instalação, tais como, *string*, microinversores, inversores centrais e híbridos. (“SMA”, n.d.)

Inversores de String

Estes inversores são conectados a uma série de módulos fotovoltaicos alinhados em sequência (*string*). São amplamente utilizados em sistemas residenciais e comerciais de médio porte devido à sua eficiência e custo-benefício.

Microinversores

Cada microinversor é acoplado individualmente a um módulo fotovoltaico. Esta configuração permite otimizar o desempenho de cada painel, é especialmente útil em instalações onde há sombreamento parcial ou várias orientações dos módulos.

Inversores Centrais

São inversores projetados para grandes instalações solares, os inversores centrais consolidam a energia de múltiplos *strings*. Devido à sua alta capacidade, são frequentemente utilizados em parques solares de grande escala.

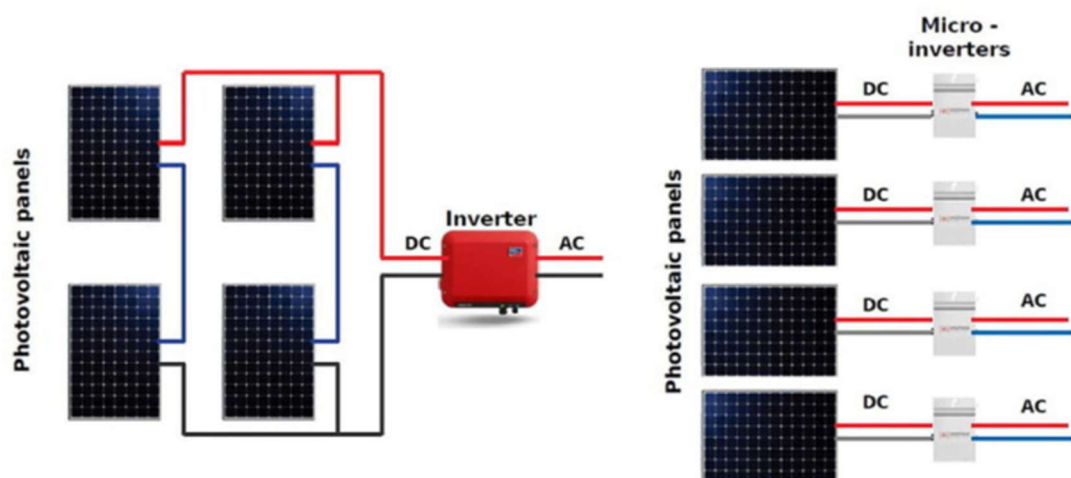


Figura 10 - Inversor de *String*/Central e Microinversor. Fonte: <https://www.pv-magazine-latam.com/brasil-noticias/microinversores-versus-inversores-de-string-centrais/>

Inversores Híbridos

Estes inversores combinam as funções de inversores de *string* com a capacidade de gerir sistemas de armazenamento de energia, como baterias, permitem assim armazenar o excedente de energia gerada para uso posterior, aumentando a autossuficiência energética.

5. Desenvolvimento do Programa

5.1 Estrutura Geral e Objetivo

O programa desenvolvido, têm como principal objetivo o dimensionamento automático das proteções elétricas de sistemas fotovoltaicos, garantindo a conformidade com as normas IEC 60364-7-712, EN 50549-1/-2, e com a legislação portuguesa em vigor (DL n.º 15/2022 e RTIEBT).

O software foi integralmente implementado em Python, com uma interface gráfica (GUI) construída em Tkinter, de modo a permitir uma utilização simples, intuitiva e interativa por parte do projetista.

A ferramenta permite efetuar o dimensionamento elétrico completo de um sistema fotovoltaico, incluindo:

- Cálculo das proteções DC por string, grupo e submatriz;
- Cálculo das proteções AC;
- Verificação da proteção diferencial (RCD);
- Cálculo de quedas de tensão (AC e DC);
- Cálculo da corrente de curto-circuito;
- Avaliação de conformidade normativa dos setpoints de tensão e frequência;
- Avaliação das condições de proteção térmica, isolamento e sobretensões (SPD);
- Emissão de um relatório técnico completo e formatado, com observações e recomendações normativas.

5.2 Estrutura Funcional do Programa

O código foi desenvolvido segundo uma estrutura modular, o que permite ao utilizador adicionar, alterar ou testar diferentes configurações sem comprometer o funcionamento global.

A lógica geral do programa pode ser representada pelo fluxograma da Figura X (a inserir), que resume as principais etapas de execução:

- Introdução de Dados de Entrada

O utilizador insere os parâmetros principais do sistema:

- Dados do módulo fotovoltaico (U_{oc} , I_{sc} , P_{max} , coeficiente de temperatura, etc.);
- Configuração das strings e inversores (número de módulos por string, número de strings, tipo de inversor e potência nominal);
- Condições ambientais (temperatura mínima, tipo de instalação, tipo de ligação à terra);
- Dados do circuito AC (secção dos condutores, comprimento, tensão nominal, etc.).

- **Processamento e Validação dos Dados**

O programa valida os dados introduzidos, garantindo que estão dentro dos limites técnicos permitidos pelas normas.

Caso haja valores incoerentes (ex.: número negativo de strings, corrente superior à OCPR do módulo, etc.), o sistema emite mensagens de aviso.

- **Cálculo Automático dos Parâmetros Elétricos**

Após a validação, o programa calcula automaticamente:

- A tensão máxima do sistema (U_{OC_MAX});
- A corrente total por inversor, grupo e submatriz;
- O valor da corrente de curto-circuito (I_{cc}) estimada;
- As quedas de tensão nos circuitos AC e DC;
- As correntes nominais para proteção térmica e diferencial.

- **Dimensionamento das Proteções**

O programa aplica as expressões da IEC 60364-7-712 e da EN 50549 para dimensionar:

- Fusíveis gPV (por string e grupo);
- Disjuntores DC/AC;
- Dispositivos de proteção contra sobretensões (SPD);
- Dispositivos diferenciais (RCD);

- Proteções homopolares, quando aplicável (sistemas >250 kW).
- Geração do Relatório Técnico

Os resultados são compilados e apresentados em formato textual, com mensagens automáticas de conformidade:

- ✓ para parâmetros em conformidade;
 - ⚠ para parâmetros em alerta ou fora do limite normativo;
 - ✗ para condições não permitidas (ex.: $U_{OC_MAX} > 1000$ VDC).
- O relatório inclui ainda:
 - Tabelas comparativas de parâmetros calculados e valores normativos;
 - Recomendações de dimensionamento;
 - Observações sobre SPD, RCD e condições de ligação à terra.

- Estrutura de Código

O código é composto por quatro blocos principais:

- Bloco de Interface Gráfica (GUI): define janelas, botões e caixas de entrada;
- Bloco de Processamento: onde são efetuados os cálculos elétricos e verificações normativas;
- Bloco de Relatórios: responsável por gerar o relatório técnico completo;
- Bloco de Controlo: que gere a interação entre o utilizador e as funções principais, permitindo limpar dados, abrir projetos e reiniciar o cálculo sem encerrar o programa.

Cada função é isolada e documentada, permitindo a fácil manutenção do código e futuras expansões.

- Funcionalidades Principais

O programa destaca-se pelas seguintes funcionalidades:

- Interface interativa, com botões de cálculo, limpeza e reconfiguração de strings e inversores;
- Mensagens automáticas de alerta e conformidade;

- Comparação direta com limites normativos;
- Compatibilidade com múltiplos inversores e strings de diferentes configurações;
- Suporte à verificação de SELV/PELV, isolamento e ligação à terra (PE/FE);
- Integração da verificação de sobrecarga e compatibilidade com baterias;
- Exportação de resultados legíveis e organizados.

- Melhorias e Iterações

Durante o desenvolvimento, o código foi submetido a múltiplas revisões, com foco em:

- Corrigir falhas de reconfiguração após reabertura de projetos;
- Estabilizar o funcionamento dos botões “Novo Projeto” e “Configurar Strings”;
- Otimizar o tempo de processamento;
- Garantir coerência entre o cálculo DC e AC;
- Ajustar mensagens de erro para maior clareza técnica.

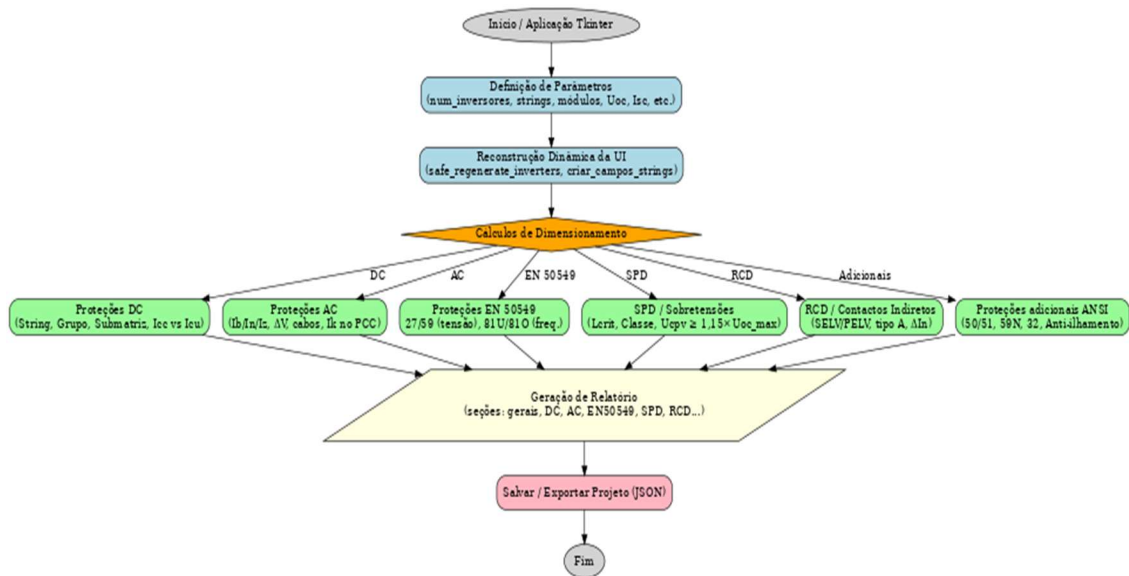


Figura 11 Fluxograma

6. Conformidade com Normas Portuguesas e Europeias

Em Portugal, os inversores fotovoltaicos devem cumprir as normas europeias para garantir a segurança e a eficiência das instalações. Entre as principais normas aplicáveis destacam-se, o IEC 60364-7-712, o EN 50438 e Decreto-Lei n.º 15/2022.

6.1 IEC 60364-7-712

A Norma IEC 60364-7-712 é uma norma internacional especifica os requisitos particulares para instalações elétricas de baixa tensão alimentadas por sistemas fotovoltaicos, excluindo os requisitos específicos para baterias. Em Portugal, é adotada como referência para garantir a segurança e a conformidade das instalações solares, aborda requisitos desde os módulos solares até o ponto de entrega da energia (rede elétrica ou instalação interna), descreve a arquitetura dos sistemas PV, considerando conexões com e sem isolamento, múltiplos MPPTs, sub-arrays e critérios de dimensionamento com base na segurança e desempenho. A norma reconhece as particularidades do sistema CC, como o risco de arco elétrico, e define medidas adequadas de proteção. (*Low-Voltage Electrical Installations. Part 7-712, Requirements for Special Installations or Locations : Solar Photovoltaic (PV) Power Supply Systems*, 2017)

No capítulo 712.4 da referida norma, considerado o mais importante para a tese, são abordadas as proteções de segurança tais como a proteção contra choques elétricos, a proteção térmica, a proteção contra sobreintensidades, a proteção contra sobretensões, a monitorização de isolamento, alarmes e interrupções automáticas, e a terra funcional.

A terra funcional é uma ligação de uma parte ativa do circuito à terra com para melhorar o funcionamento do sistema, com o objetivo de estabilizar a tensão, melhorar a deteção de falhas, ou garantir uma referência comum de potencial, como por exemplo, a ligação do pólo negativo do conjuntofotovoltaico à terra, de forma a facilitar a deteção de falhas à terra.

A terra funcional deve ser só feita num ponto, pois mais do que um pode criar circuitos fechados indesejados pela estrutura de terra, causando ruídos elétricos, aumento de perdas e dificuldade na deteção de falhas à terra, devido a essas correntes de circulação.

6.1.1 Proteção contra choques elétricos (isolamento duplo, SELV/PELV)

O isolamento é referido aos equipamentos usados, estes devem ser de Classe II ou de isolamento equivalente, isto é essencial para a segurança, pois impede que a corrente passe entre partes do circuito ou para uma pessoa. O duplo isolamento reforça essa proteção,

através de duas camadas: uma entre o circuito e o equipamento, e outra entre o equipamento e o utilizador. Essa prática é muito importante em locais com risco de choque elétrico, como instalações, laboratórios e áreas de manutenção, e nas instalações fotovoltaicas nos equipamentos no lado CC, como módulos PV e quadros de distribuição.

O SELV (Safety Extra Low Voltage): é um sistema extra de segurança de baixa tensão, onde as suas partes ativas estão eletricamente isoladas da terra e dos outros sistemas. O sistema SELV é alimentado por um transformador de isolamento, e todos os seus condutores estão fisicamente separados de qualquer outro sistema, sendo que também costumam ser duplamente isolados. O objetivo do SELV é garantir que, mesmo no caso de falha, não exista risco de choque elétrico, garantido que a tensão de saída esteja sempre abaixo de um valor definido, a sua separação é para assegurar que o aumento de tensão de qualquer outro sistema seja absorvido pelo sistema SELV. Este sistema é comum nas aplicações onde a segurança elétrica é crítica, como os equipamentos médicos, instalações fotovoltaicas pequenas, sistemas de iluminação, dispositivos eletrônicos, equipamentos de telecomunicações e especialmente nas áreas onde a segurança é uma preocupação, como piscinas e parques de diversões.

O Sistema PELV (Protected Extra-Low Voltage), á um sistema de proteção de baixa tensão protegido, que é similar ao sistema SELV mas neste caso está ligado eletricamente à terra.

Sistemas com tensão máxima em circuito aberto do lado CC (UOC MAX) acima de 60 V CC não podem usar proteção por SELV/PELV.

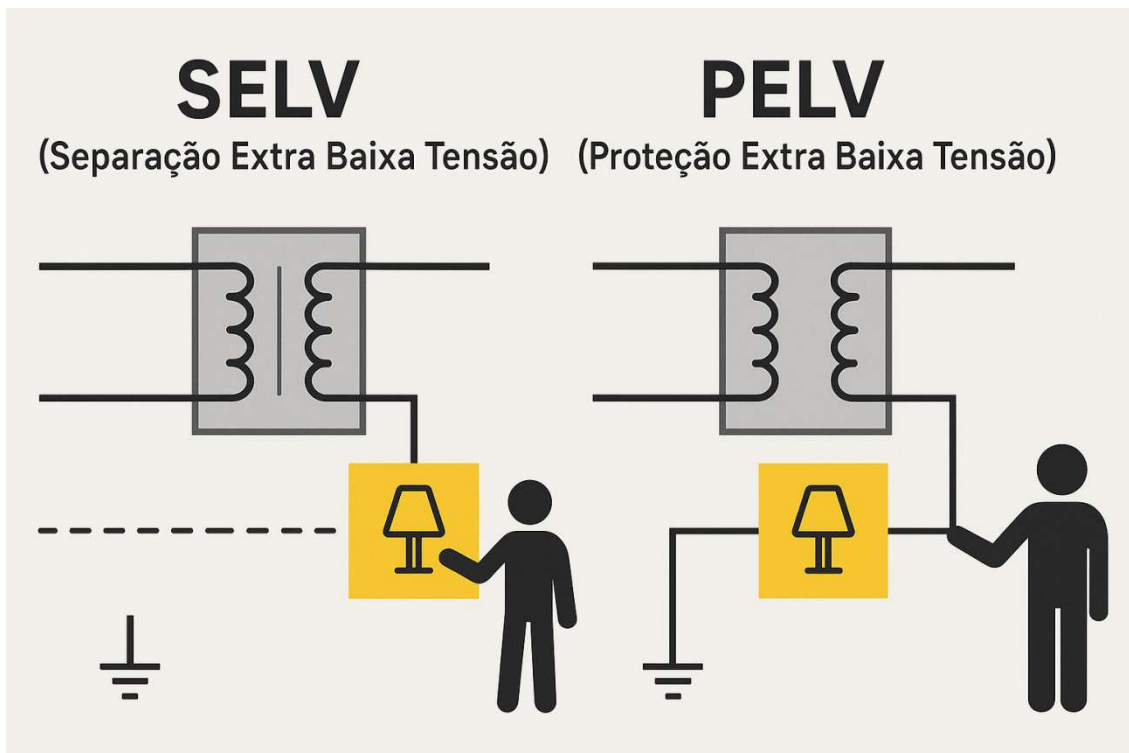


Figura 12 Sistema SEL e PELV(imagem criada por IA)

Em conclusão, tanto os sistemas SELV como PELV, são usados no lado CC, e têm como objetivo operar em baixa tensão, com o propósito de se obter maior segurança contra os choques elétricos. A principal diferença dos sistemas está no nível de isolamento, o SELV garante uma proteção melhor ao ter uma separação elétrica da terra, tornando-o ideal para ambientes onde a segurança é essencial, como equipamentos médicos e instalações fotovoltaicas sensíveis. Já o PELV, embora semelhante, permite a ligação à terra, é então mais indicado para aplicações como por exemplo nos equipamentos de monitorização, controladores de carga ou inversores que necessitam de uma ligação de referência à terra para funcionarem corretamente ou para evitar interferências eletromagnéticas, nas linhas de comunicação e controlo em baixa tensão, que integram sistemas de proteção e automação, nas situações em que os regulamentos elétricos exigem que as partes metálicas acessíveis ou circuitos de controlo que tenham terra funcional. Viu-se também que a terra funcional, têm como objetivo o a estabilidade funcionamento do sistema fotovoltaico, mantendo o sistema CC estável, as terras de proteção por outro lado têm como objetivo proteger pessoas contra choque elétrico, como exemplo de partes metálicas.

Conformidade com o programa em Python

O programa verifica automaticamente se a instalação pode ser protegida exclusivamente por SELV (Safety Extra Low Voltage) ou PELV (Protective Extra Low Voltage), em conformidade com a IEC 60364-4-41 e a IEC 60364-7-712.

São analisados:

- Tensão de circuito aberto (U_{oc_max}): verificação se $U_{ocmax} \leq 60VDC$ $U_{oc_max} \leq 60V_{DC}$, permitindo a dispensa de dispositivos de proteção contra choque por desarme automático.
- Classe de isolamento do módulo e do inversor: se é Classe II (isolamento duplo ou reforçado) e se a ligação à terra funcional é necessária.
- Ligação equipotencial: apenas necessária em sistemas PELV, assegurando continuidade da proteção.

Caso os limites de tensão sejam excedidos, o programa indica que a proteção por SELV/PELV não é viável e recomenda a utilização de RCD ou disjuntor para proteção por desarme automático.

Funções/Blocos

- `calcular_uoc_max(...)` – cálculo da tensão de circuito aberto corrigida pela temperatura mínima.
- `verificar_viabilidade_selv_pelv(...)` – confirmação da adequação de SELV/PELV.

- combo_tipo_ligacao_terra – seleção do tipo de ligação à terra (PE, FE, Ambos).

Função de verificação (excerto comentado)

```
# Cálculo de Uoc_max considerando Tmin e coeficiente  $\alpha$ 
uoc_max = uoc_stc * (1 + alpha * (Tmin - 25))

# Verificação de limite para SELV/PELV
if uoc_max <= 60:
    msg_selv = "✓ SELV/PELV possível ( $\leq 60$  V DC)"
else:
    msg_selv = "✗ SELV/PELV não aplicável – usar proteção por
desligamento automático"
```

Saída no relatório

```
--- PROTEÇÃO CONTRA CHOQUES ELÉTRICOS ---
Uoc_max=45 V  $\leq 60$  V DC → ✓ SELV/PELV permitido
Classe de isolamento: II (isolamento duplo)
Ligação à terra funcional: Não necessária
```

6.1.2 Proteção térmica (risco de incêndio)

Os efeitos térmicos são um dos principais perigos em sistemas CC, pois as correntes contínuas podem gerar arcos elétricos persistentes e difíceis de extinguir, causando calor intenso e persistente que conduz a incêndios. O que acontece é que na CA, a corrente muda de direção 50 ou 60 vezes por segundo (Hz), dependendo do país, ou seja, em cada ciclo a corrente passa por zero, o que ajuda a extinguir um arco elétrico caso este surja, por exemplo, no caso se abrir um disjuntor ou em casos de mau contacto. No entanto na CC, a corrente flui sempre na mesma direção e não há passagem por zero, o que faz com que na ocorrência de um arco elétrico, por exemplo, entre dois cabos mal isolados, ou num borne mal apertado, que o arco se mantenha por mais tempo, pois está a ser alimentado pela fonte fotovoltaica (CC), o que faz com que cause um aquecimento contínuo e, eventualmente, incêndio. (Kim and Kwak, 2020)

Existem estudos como o de (Kim and Kwak, 2020) destacam a importância de considerar as flutuações de frequência causadas por inversores na análise e detecção de arcos elétricos nos sistemas fotovoltaicos (AFCVI- Arc Fault Circuit Interrupters). Para isso analisaram três tipos de flutuações de frequência causadas por inversores, as flutuações de frequência centralizadas por inversores trifásicos, as flutuações de frequência distribuídas por inversores trifásicos, e as flutuações de frequência centralizadas por inversores monofásicos. Estas análises resultaram nas conclusões de que, as flutuações de frequência introduzidas pelos inversores afetam significativamente as características dos arcos CC nos sistemas PV, assim como, que as análises de frequência dos arcos podem ser utilizadas para desenvolver métodos de detecção mais eficazes, melhorando a segurança dos sistemas fotovoltaicos. Com isto propuseram um novo modelo de arco baseado na análise da tensão de entrada, corrente do arco e distância entre os elétrodos, as perturbações específicas no domínio da frequência podem ser

detetadas por sensores ou algoritmos implementados dentro do próprio inversor, ou no seu circuito de entrada CC, para que a sua atuação seja mais rápida.

Também à o caso de ocorrer falha de isolamento no lado CC, podendo esta falha propagar-se para o lado CA da instalação, devido a isso pode ocorrer tensão de contacto indesejada nas partes metálicas acessíveis, e causar choque elétrico ou incêndio se o sistema não for devidamente protegido. Assim deve existir pelo menos uma separação simples (isolamento galvânico) entre os circuitos CC e CA no interior do inversor (PCE), ou entre o lado CC e o sistema de alimentação A, com a atenção de que, se existir uma terra funcional deve haver a possibilidade de a sua corrente ser interrompida. Caso não exista um isolamento, devem ser tomadas medidas de proteção adicionais contra falhas de isolamento.

A separação simples significa que existe uma barreira isolante física e elétrica, como um transformador de isolamento, entre os dois lados (CC e CA), inversores com transformador de isolamento cumprem esta exigência automaticamente, os inversores sem transformador (transformerless), que são muito comuns hoje por motivos de eficiência e custo, no entanto não têm esta separação simples — e é nesses que a norma exige cuidados extra, tais como:

Um sistema de monitorização de isolamento (IMD) no lado CC;

Desconexão automática da fonte no lado CA no caso de deteção de falha de isolamento, ou da parte defeituosa do conjunto fotovoltaico;

Ligação correta do sistema de terra (normalmente TN ou TT), para garantir que as massas estejam ao mesmo potencial;

Cumprimento adicional das regras da IEC 60364-4-41 sobre proteção contra choques elétricos.

Para monitorização de sistema de isolamento de terra podem ser usados outros dispositivos para além do IMD tais como inversores com deteção de isolamento integrada (em conformidade com IEC 62109); transformadores de isolamento; Sensores de corrente de fuga CC; Funções internas de proteção contra falhas à terra (GFPD) ou Monitoramento via SCADA, no entanto estes têm de cumprir os valores da Tabela 1.

Tabela 1 Limites mínimos de resistência de isolamento para detecção de falha de isolamento à terra

Classificação de matriz fotovoltaica (kW)	R limite (kΩ)
≤20	30
> 20 and ≤ 30	20
> 30 and ≤ 50	15
> 50 and ≤ 100	10
> 100 and ≤ 200	7
> 200 and ≤ 400	4
> 400 and ≤ 500	2
≥ 500	1

Relativamente aos valores nominais dos dispositivos de desconexão do condutor de terra funcional, os mesmos podem ser obtidos através da Tabela 2.

Tabela 2 Valores nominais dos dispositivos de desconexão do condutor de terra

Potência nominal total do conjunto fotovoltaico (kWp)	Corrente nominal (In) (A)
0 to 25	1
>25 to 50	2
>50 to 100	3
>100 to 250	4
>250	5

O módulo fotovoltaico tem uma tensão máxima ($U_{OC\ MAX}$) na qual o conjunto de módulos fotovoltaicos pode funcionar em circuito aberto, este valor pode variar conforme a temperatura do local, pois conforme se diminui a temperatura, maior a tensão dos módulos; pelas características dos módulos fotovoltaicos, e pelo número de módulos em série. Assim o cálculo da tensão máxima esperada pela string serve para verificar se a tensão máxima esperada da *string* não ultrapassa a tensão suportada pelos inversores ou pelos equipamentos de proteção (disjuntores, DPS, cabos).

No caso de não existir informação de um valor da temperatura local ou do coeficiente de temperatura o valor de $U_{OC\ MAX}$ deverá de ser $1,2 * U_{OCSTC}$.

No caso de existir dados a fórmula para o cálculo abaixo deve ser considerada:

$$U = K_U * U_{OCSTC}(V) \quad (3)$$

Onde:

U_{OCSTC} é a tensão nas condições standard, fornecida pelo fabricante.

K_U é o fator de correção do aumento da tensão do módulo das condições standard (temperatura a 25°C), para diferentes temperaturas é necessário atualizar este valor através da fórmula.

$$K_U = 1 + (\alpha U_{OC}/100)/(T_{min} - 25) \quad (4)$$

Onde:

αU_{OC} é o coeficiente de variação da temperatura (em %/°C) do módulo fotovoltaicos fornecido pelo fornecedor;

T_{min} é a temperatura mínima do local de instalação em °C.

No caso de não existir um αU_{OC} em %/°C, o mesmo pode vir em mV/°C pelo fabricante, neste caso o αU_{OC} é calculado através da seguinte formula.

$$\alpha U_{OC}(\%/^{\circ}C) = 0.1 * \alpha U_{OC}(mV/^{\circ}C) / U_{OCSTC\text{MODULO}}(V) \quad (5)$$

Concluindo o capítulo verificou-se que a proteção térmica é essencial para reduzir o risco de incêndio associado à CC. Na CA, a passagem por zero facilita a extinção de arcos elétricos, na CC o arco é persistente e pode originar aquecimento contínuo dos cabos e bornes, conduzindo a situações críticas de segurança.

Além disso, as falhas de isolamento no lado CC podem propagar-se ao lado CA, impondo a necessidade de garantir isolamento galvânico entre ambos os lados do inversor, na sua ausência a norma impõe medidas adicionais como a instalação de IMD (Insulation Monitoring Devices), sistemas de desconexão automática e monitorização de correntes de fuga.

Outro aspeto essencial é o cálculo da tensão máxima de circuito aberto (U_{OCMAX}), que depende da temperatura mínima do local e do coeficiente de temperatura dos módulos, para garantir que a tensão de operação da string não ultrapasse os limites admissíveis dos inversores e dispositivos de proteção. Caso não existam dados, a norma recomenda usar $MAX = 1.2 * U_{OCSTC}$

Assim, este capítulo demonstra que a segurança térmica dos sistemas FV não depende apenas da correta seleção de cabos e dispositivos de proteção, mas também de verificações complementares como:

Enquadramento e riscos térmicos em CC;

Separação galvânica e falhas de isolamento;

Critérios mínimos de resistência de isolamento (Riso);

Desconexão do condutor de terra funcional (FE);

Tensão máxima da string (U_OC_MAX) e verificação térmica dos equipamentos;

Proteções térmicas no lado CC;

SPD e coordenação térmica com a isolação;

Seleção adequada de dispositivos de desconexão da terra funcional, conforme a potência do sistema.

Conformidade com o programa desenvolvido

O programa integra uma verificação de proteção térmica completa, baseada na IEC 60364-4-43 e IEC 60364-7-712, garantindo que as secções de cabo, fusíveis e disjuntores cumprem os requisitos de não provocar o sobreaquecimento ou risco de incêndio.

São considerados:

- Corrente admissível do cabo (I_z) conforme método de instalação.
- Corrente de carga (I_b) e proteção (I_n).
- Critérios de coordenação $I_b \leq I_n \leq I_z$ e $I_n \leq I_b \leq I_z$.
- Verificação térmica em curto-circuito: $S \geq I_{cc} \cdot t \cdot k \geq \frac{I_{cc} \cdot \sqrt{t}}{k} S \geq I_{cc} \cdot t$ para garantir que o cabo suporta termicamente o esforço durante o tempo de atuação do disjuntor.
- Análise de U_{oc_max} e resistência de isolamento, quando relevante.

Funções/Blocos

- `_compute_ib_in_ac()` – Cálculo da corrente de carga I_b e disjuntor I_n sugerido.
- `calcular_secao_cabo(...)` – Verificação de secção mínima para I_z .
- `verificar_curto_termico(...)` – Cálculo da condição $S \geq I_{cc} \cdot t / k \geq I_{cc} \cdot \sqrt{t} / k \geq I_{cc} \cdot t / k$.
- `calcular_uoc_max(...)` – Verificação de sobretensão em vazio para segurança de isolação.

Função de verificação

```
# Verificação de coordenação térmica
if Ib <= In <= Iz:
    estado_termo = "✓ OK"
else:
    estado_termo = "✗ Ajustar disjuntor/cabo"

# Verificação de curto-circuito térmico (IEC 60364-4-43)
if icc and tempo_disj and k:
```

```
S_min = (icc * (tempo_disj ** 0.5)) / k
ok_curto = secao_cabo >= S_min
else:
    ok_curto = None
```

Saída no relatório

```
--- PROTEÇÃO TÉRMICA (IEC 60364-4-43 / RTIEBT) ---
Verificação  $I_b \leq I_n \leq I_z$ : ✓ OK
Verificação térmica em curto ( $S \geq I_{cc} \cdot \sqrt{t} / k$ ): ⚠ requer Icc e tempo de disparo
Uoc_max = 720 V  $\leq$  1000 V (inversor) ✓
Resistência de isolamento: OK ( $\geq 1$  k $\Omega$ /V conforme potência instalada)
Quando o utilizador não fornece tempo de atuação do disjuntor ou Icc, o programa apresenta aviso ⚠ no relatório, solicitando os dados para completar a verificação de risco de incêndio.
```

6.1.3 Conclusão Capítulo

Este capítulo reforça que a proteção térmica é um ponto crítico em instalações FV, exigindo que o dimensionamento elétrico esteja intrinsecamente ligado ao comportamento térmico e ao risco de arco elétrico. O programa desenvolvido reflete essa conformidade normativa, ao:

Identificar automaticamente a necessidade de medidas adicionais em inversores transformerless;

- Calcular UOC MAX com base em dados do fabricante ou com fator de segurança normativo;
- Validar a resistência mínima de isolamento conforme a potência instalada;
- Dimensionar a proteção da terra funcional de acordo com os limites normativos.

Dessa forma, garante-se que a implementação prática do programa não só acompanha a teoria apresentada neste capítulo, como também automatiza as verificações que seriam morosas e sujeitas a erro se feitas manualmente.

6.1.4 Proteção contra sobreintensidade (curtos e sobrecargas)

A proteção contra sobreintensidade é fundamental para evitar o sobreaquecimento dos condutores, prevenir incêndios e proteger os componentes do sistema em caso de curtos-circuitos ou sobrecargas, para isso recorre-se a dispositivos de proteção contra sobrecorrente, como fusíveis e disjuntores, com o objetivo de evitar que os condutores e os componentes sejam submetidos a correntes superiores à sua capacidade nominal, o que pode causar danos térmicos e riscos à segurança das pessoas e da instalação. Desta forma os dispositivos de proteção devem ser capazes de funcionar de forma confiável e consistente dentro de 2h quando uma sobreintensidade de 135% da corrente nominal é aplicada aos módulos fotovoltaicos.

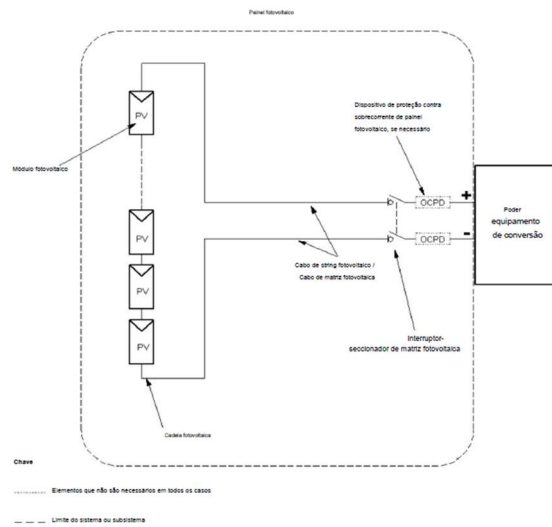


Figura 13 Matriz Fotovoltaica

A matriz fotovoltaica é um sistema onde múltiplos módulos fotovoltaicos estão ligados entre si, formando uma *string*, Figura 13, no caso de haver duas matrizes de *strings* ligadas em paralelo e numa delas houver um curto, o que pode acontecer é que esta poderá receber a corrente da outra *string*, neste caso, normalmente a corrente não ultrapassa o limite de corrente suportado pela *string* com falha. No entanto, quando três ou mais *strings* estão ligadas em paralelo, duas ou mais *strings* podem injetar corrente na que está com defeito, essa corrente adicional pode exceder o limite que a *string* danificada pode suportar, causando sobreaquecimento, derretimento dos cabos ou até incêndios, o caso torna-se ainda crítico em situações de subconjuntos fotovoltaicos, Figura 14.

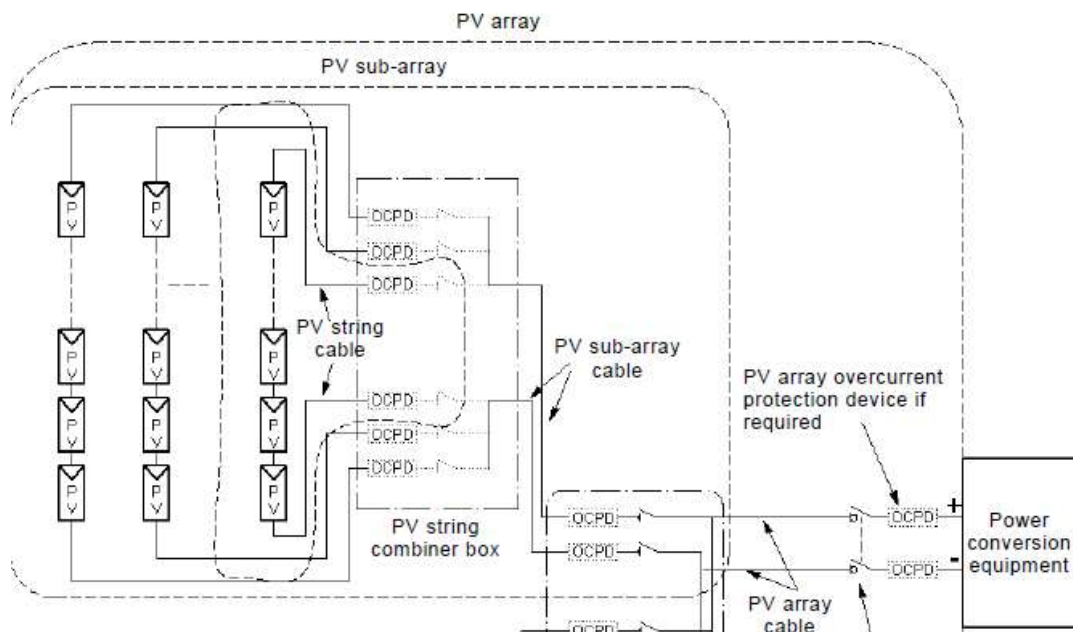


Figura 14 Subconjuntos de matrizes ligadas em paralelo

Assim a proteção individual de *string* contra sobreintensidade deve ser prevista sempre que a corrente de curto exceder a capacidade dos condutores, essa fórmula é nos dada por:

$$\left((N_s - 1) \times I_{SC_{MAX}} \right) > I_{MOD} \quad (6)$$

Onde:

N_s - número total de *strings* conectadas em paralelo protegidas pelo dispositivo de proteção contra sobreintensidade mais próximo.

$I_{SC_{MAX}}$ - Corrente de curto circuito máxima com um fator de segurança, para proteger os cabos e dispositivos contra sobrecarga sob condições reais, serve também para o dimensionamento térmico de cabos;

I_{MOD} - Corrente máxima de proteção para a sobreintensidade definida pelo fabricante, que um módulo fotovoltaico pode suportar de forma contínua sem sofrer danos, esta corrente deve considerar as correntes recebidas das *strings* que estão em paralelo. Pode ser usado para definir o valor máximo do fusível ou disjuntor de proteção que protege o módulo. Ex: $I_{MOD_{MAX_{OCPR}}} = 15 A$, a proteção terá de ser igual ou inferior a 15 A.

Não obstante para a proteção contra sobrecorrente, deve ser considerados fusíveis gPV ou Disjuntores CC, em conformidade com as normas, que devem ser dimensionados de acordo com a corrente de curto-circuito (I_{sc}) dos módulos FV, considerando também as condições de temperatura ambiente e ter em consideração a sua seletividade, calculando corretamente o tempo de atuação e a corrente mínima de interrupção de cada dispositivo, de forma a garantir que no caso de falha, apenas o circuito com defeito seja desligado, preservando a continuidade dos restantes circuitos.

Nos sistemas FV no qual os condutores ativos não estão aterrados, a proteção contra sobreintensidade deve ser instalada em ambos os condutores (positivo e negativo), sendo que nos sistemas com ligação à terra, a proteção pode ser exigida apenas no condutor não aterrado, dependendo da configuração.

O dispositivo deve também ter uma tensão de operação igual ou superior à tensão $U_{OC_{MAX}}$, e um poder de corte igual ou superior ao $I_{SC_{MAX}}$.

Este capítulo mostra então que a proteção contra sobreintensidade deve ser tratada com especial atenção nas múltiplas strings em paralelo, sendo que nas configurações com duas strings, a corrente extra injetada em caso de defeito dificilmente ultrapassa o limite de sobrecorrente admissível do módulo.

A partir de três ou mais strings em paralelo, a corrente de falha pode exceder os limites dos cabos/módulos → obrigando à instalação de fusíveis/disjuntores individuais por string.

A escolha correta de fusíveis gPV ou disjuntores CC deve considerar: I_{sc} do módulo, temperatura ambiente, seletividade e tempo de atuação.

A instalação deve ainda respeitar os requisitos de tensão de operação e poder de corte para garantir segurança em todos os cenários.

Assim, a proteção contra sobreintensidade é um elo central entre a segurança térmica e a continuidade operacional da instalação fotovoltaica.

Conformidade com o programa em Python

O programa garante que os dispositivos de proteção contra sobreintensidade (disjuntores ou fusíveis) são dimensionados para proteger cabos, inversores e transformadores, respeitando a IEC 60364-4-43 e a RTIEBT.

As verificações automáticas incluem:

- Sobrecorrente de serviço (sobrecarga): garante $I_b \leq I_n \leq I_z$ para evitar disparos falsos ou aquecimento excessivo.
- Sobrecorrente de defeito (curto-circuito): valida que o dispositivo de proteção tem poder de corte $I_{cu} \geq I_{k_{pcc}}$ e tempo de atuação seletivo.
- Curvas de disparo normalizadas (IEC 60255 ou IEC 60947-2) para disjuntores temporizados.
- Integração com ANSI 50 (sobrecorrente instantânea) e ANSI 51 (sobrecorrente temporizada).

Funções/Blocos

- `_compute_ib_in_ac()` – cálculo da corrente de carga.
- `proxima_peca_comercial(...)` – seleção do calibre comercial do disjuntor.
- `calcular_icu_auto(...)` – cálculo automático do I_{cu} se não fornecido.
- `verificar_protecao_5051(...)` – lógica para ANSI 50/51 e seletividade.

Função de verificação

```
# Verificação de sobreintensidade (IEC 60364-4-43)
if Ib <= In <= Iz:
    msg_sobre = "✓ Coordenação térmica OK"
else:
    msg_sobre = "✗ Ajustar disjuntor ou cabo (Ib ≤ In ≤ Iz não cumprido)"

# Verificação de curto-circuito (Icu)
Ik = _estimativa_ik_ka(un_v, scc_mva, sn_kva, uk_percent)
icu_ok = icu_disj >= 1.1 * Ik if icu_disj else False
```

```

msg_curto = "✓ Icu ≥ Ik (seleção adequada)" if icu_ok else "✗ Icu
insuficiente"

# ANSI 50/51
if icc_est > 5*In:
    msg_50 = "✓ 50 (Instantânea) atua em <0,1 s"
else:
    msg_50 = "⚠ Corrente de defeito baixa – verificar coordenação"

if icc_est > 1.3*In:
    msg_51 = "✓ 51 (Temporizada) atua conforme curva IEC"
else:
    msg_51 = "⚠ Corrente insuficiente para disparo temporizado"

```

6.1.5 Saída no relatório

```

--- PROTEÇÃO CONTRA SOBRECORRENTE (IEC 60364-4-43 / EN 50549) ---
Ib=45,2 A, In=63 A, Iz=70 A → ✓ Coordenação térmica OK
Ik@PCC ≈ 12,3 kA; Icu disjuntor=15 kA → ✓ Icu ≥ 1,10×Ik
ANSI 50 (Instantânea): ✓ Atua em <0,1 s
ANSI 51 (Temporizada): ✓ Atua conforme curva normalizada IEC

```

6.1.6 Conclusão Capítulo

O programa confirma a conformidade com a norma ao:

Automatizar a verificação de proteção obrigatória de strings (≥ 3 strings em paralelo);

Avaliar corretamente proteções de grupo e submatriz;

Indicar se devem ser usados fusíveis gPV ou disjuntores CC, com base em I_{sc} e UOC_{MAX};

Ajustar a necessidade de proteção de polos conforme o sistema de ligação à terra.

Desta forma, as exigências teóricas do capítulo são plenamente integradas ao software, permitindo que o utilizador receba relatórios automáticos que refletem as mesmas condições da norma.

6.1.7 Proteção contra sobrecargas

A proteção dos condutores CC (corrente contínua) contra sobrecargas de corrente, têm como objetivo que estes não sejam submetidos a correntes superiores àquelas que estes podem suportar com segurança térmica. Todos os condutores devem ser protegidos contra os efeitos térmicos de sobrecarga, exceto em casos muito específicos, como quando o comprimento do cabo é pequeno e totalmente protegido a montante.

Assim quando for necessária uma proteção contra sobrecargas, é necessário que a corrente nominal (I_n) do dispositivo de proteção cumpra as condições, quando este protege uma *string* ou quando estas são agrupadas em paralelo para o mesmo dispositivo:

$$\text{Uma string} - 1,5 \times I_{SC_{MOD}} << 2,4 \times I_{SC_{MOD}}$$

e

$$I_n \leq I_{MOD}$$

$$\text{Paralelo} - 1,5 \times NTS \times I_{SC_{MOD}} < I_{ng} < I_{MOD} - \left((NTS - 1) \times I_{SC_{MOD}} \right)$$

Onde:

I_n é a corrente nominal do dispositivo de proteção

I_{ng} é a corrente nominal do dispositivo de proteção de grupo

NTS é o número de *string* em paralelo

$I_{SC_{MOD}}$ é a corrente máxima fornecida por um único módulo fotovoltaico quando os seus terminais estão em curto-circuito, nas condições de referência STC (STC – Standard Test Conditions: 1000 W/m² de irradiação, 25 °C de temperatura da célula, espectro AM 1.5).

De salientar como visto na Figura 14 e Figura 15 que estas proteções estão situadas na caixa de junção fotovoltaica, que é onde será feita a combinação das *strings*.

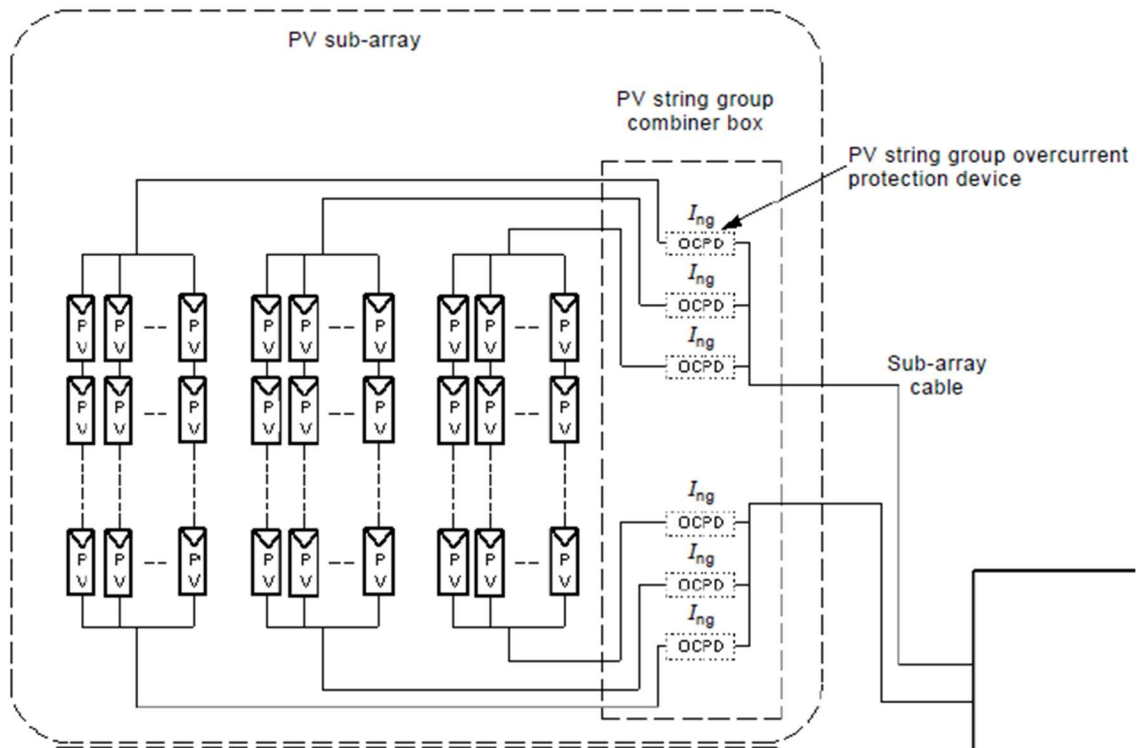


Figura 15 Configuração de dispositivo de proteção de grupo

Após a caixa de junção o cabo denomina-se, cabo de submatriz fotovoltaica, na qual o mesmo precisa de ser protegido, contra as sobrecargas, sendo que para este caso a fórmula para proteção é nos dada pela seguinte formula abaixo indicada, onde é usado 1.25 e não 1.5 para motivos de flexibilidade:

$$1,25 \times I_{SCS-ARRA} \leq 2,4 \times I_{SCS-ARRAY}$$

Onde:

$I_{SCS-ARRAY}$ é a corrente de curto circuito do subconjunto fotovoltaico em condições de testes standard (STC).

A localização desta proteção é semelhante à anterior, ou seja, colocada caixa de junção de submatriz.

Após a submatriz têm-se o cabo de matriz fotovoltaica, este cabo é o que liga ao equipamento de conversor de energia, que só precisa de ser protegido caso exista uma bateria, sendo a sua fórmula a mesma usada para a proteção da submatriz, e no caso de haver necessidade de proteção, este deve estar localizado o mais próximo possível da bateria e do controlador de carga.

Relativamente ao cabo o I_z deste deve ser maior que o $I_{SC\ MAX}$

A potência do inversor fotovoltaico é definida, em função da potência do sistema fotovoltaico instalado e das condições técnicas e regulamentares da ligação à rede elétrica.

A legislação e normas aplicáveis — como o Decreto-Lei n.º 15/2022, a Portaria n.º 266/2020, e as regras técnicas da E-REDES — estabelecem critérios para o dimensionamento do inversor com base na potência dos módulos fotovoltaicos.

O inversor pode ter uma potência inferior à potência total dos módulos, mas deve ser compatível com a potência efetivamente injetada na rede, este subdimensionamento controlado é aceitável para maximizar o fator de utilização do inversor e reduzir custos

A relação comumente aceite (pela DGEG e E-REDES) é:

$$P_{Inversor} \geq 70\% a 90\% \times PPV$$

Do inversor a quadro a energia vai em CA, sendo que a sua proteção estará colocada no quadro de distribuição elétrica.

Para dimensionamento desta proteção são aplicadas a mesma formulas do RTIEBT.

Ou seja:

Corrente admissível (I_z) do cabo, para disjuntores

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

Onde:

I_b é a Corrente de carga do circuito;

I_n é a corrente nominal do disjuntor/fusível;

I_z é a corrente admissível do cabo (ajustada por fatores de correção).

Tempo de atuação em curto-circuito

$$\sqrt{t} = k \frac{S}{I_{cc}}$$

Onde:

S é a secção do condutor em mm²;

I_{cc} é a corrente de curto-circuito efectiva (valor eficaz), no ponto mais afastado do circuito considerado;

t é o tempo máximo de atuação do dispositivo de proteção;

K é a constante dependente do material e isolamento do cabo (por exemplo, para cobre com isolamento PVC: $k = 115$).

Verificação da proteção térmica

$$S = \frac{Ik \cdot \sqrt{t}}{K}$$

Onde:

I_k é a corrente presumida de curto-circuito (A);

S é a secção do condutor em mm^2 ;

t é o tempo de atuação do disjuntor.

Conformidade com o programa em Python

O programa assegura que as sobrecargas são detetadas e interrompidas em tempo adequado para evitar danos térmicos em cabos, inversores e transformadores, conforme IEC 60364-4-43 e RTIEBT. É feita a verificação da relação $I_b \leq I_n \leq I_z$ e a escolha do disjuntor com curva de disparo compatível com a carga. Também se verifica se o dispositivo garante disparo dentro do tempo limite para sobrecargas de longa duração.

Funções/Blocos

- `_compute_ib_in_ac()` – cálculo da corrente de carga (I_b).
- `proxima_peca_comercial(...)` – dimensionamento do calibre I_n .
- `verificar_sobrecarga(...)` – comparação de I_b , I_n e I_z e validação da curva de disparo.

Função de verificação

```
# Verificação de sobrecarga segundo IEC 60364-4-43
if Ib <= In <= Iz:
    msg_sobrecarga = "✓ Coordenação térmica OK ( $I_b \leq I_n \leq I_z$ )"
else:
    msg_sobrecarga = "✗ Ajustar disjuntor ou secção do cabo"

# Verificação de atuação para sobrecarga de  $1,45 \times I_n$ 
tempo_atuacao = curva_disjuntor_tempo(1.45 * In)
if tempo_atuacao <= tempo_max_norma:
    msg_tempo = "✓ Disparo em tempo normativo"
else:
    msg_tempo = f"✗ Disparo lento ({tempo_atuacao:.2f}s >
{tempo_max_norma:.2f}s)"
```

Saída no relatório

```
--- PROTEÇÃO CONTRA SOBRECARGAS ---
Ib=45,2 A, In=63 A, Iz=70 A → ✓ Coordenação térmica OK
```

Disparo para $1,45 \times I_n$ em $3,2 \text{ s} \leq 5 \text{ s}$ → ✓ Tempo de atuação conforme norma

Caso o tempo de disparo calculado exceda o máximo permitido pela norma, o relatório sugere:

- Seleção de disjuntor com curva mais sensível (p.ex. curva C → B).
- Aumento da secção de cabo para reduzir aquecimento.

6.1.8 Conclusão Capítulo

A proteção contra sobrecargas em sistemas fotovoltaicos tem como objetivo garantir que os condutores CC não sejam submetidos a correntes acima da sua capacidade.

A norma obriga que, em cada nível da instalação (string, grupo, submatriz, matriz), os dispositivos de proteção sejam dimensionados para atuar antes que os condutores ultrapassem a sua capacidade térmica.

Para strings e grupos, os limites são dados em função do I_{sc} do módulo e do número de strings em paralelo (NTS).

Para submatrizes e matriz, a norma permite fator de flexibilidade (1,25 em vez de 1,5).

Em CA, aplica-se a metodologia do RTIEBT, assegurando seletividade e proteção térmica.

Assim, garante-se continuidade de serviço, proteção seletiva e segurança térmica da instalação.

O capítulo está refletido no programa:

Cada nível da instalação FV (string, grupo, submatriz, matriz, CA) é avaliado segundo as fórmulas normativas.

O programa indica se a proteção é OBRIGATÓRIA, CONFORME ou NÃO CONFORME.

Assim, o utilizador obtém um relatório automático que traduz diretamente os requisitos da IEC 60364 e do RTIEBT em verificações práticas.

6.1.9 Sobretensões transitórias

Sobretensão transitória é uma elevação súbita e temporária da tensão que pode ocorrer num sistema elétrico, com duração muito curta, de microsegundos a milissegundos, causada por fenómenos externos ou internos, como descargas atmosféricas, manobras na rede elétrica, ou arcos elétricos ou falhas de isolamento.

Nas instalações FV estão particularmente expostas a sobretensões transitórias, por estarem ao ar livre e por terem estruturas metálicas expostas. Com esse objetivo a norma exige a

avaliação da necessidade de instalar DPS (Dispositivo de Proteção contra Sobretenção nos lados CC e CA, principalmente, quando o sistema está instalado em zonas de ocorrência de trovoadas alta (≥ 25 trovoadas/ano), e quando os cabos CC saem do edifício para o interior.

O método para avaliação de risco para a necessidade de instalação de proteções transitórias no lado CC é nos dado através da comparação entre o comprimento do cabo de sistema de conversão de energia, L (tipicamente inversor), e o comprimento dos pontos de ligação dos módulos fotovoltaico, L_{crit} (tipicamente caixa de junção), se L for maior que o comprimento critico, então será necessário um dispositivo DPS.

O cálculo do comprimento critico é nos dado através da tabela 712.1, da referida norma, que está refletida na Tabela 3.

Tabela 3 Cálculo do comprimento critico

	Instalação Fotovoltaica no edifício	Instalação fotovoltaica sem ser em edificios
L_{crit} (m)	115/ N_g	200/ N_g
$L \geq L_{crit}$ (m)	SPDs são necessários no lado CC	

Onde:

N_g é a densidade de descargas atmosféricas no solo (descargas atmosféricas/ km^2 /ano).

No seu funcionamento quando o DPS entra em ação, este desvia a sobretenção para a terra, no entanto deixa passar uma parte atenuada, este valor atenuado é denominado de U_p . Segundo a norma IED 60364, a tensão residual no terminal de entrada do equipamento protegido (U_p do DPS) deve ser inferior ou igual à tensão suportável por impulso (U_w -valor máximo de sobretenção transitória que um equipamento pode suportar sem sofrer danos) do equipamento a proteger, assim tendo isto em consideração, caso o fabricante não forneça nenhum tipo de indicação de U_w , os valores a ter em consideração para seleção do mesmo devem ser os indicados na Tabela 4.

Tabela 4 Tensão de impulso suportável U_w

UOC_MAX (V)	U_w (kV)	
	Módulo fotovoltaico	Inversor
100	0,8	-
150	1,5	-
300	2,5	-
400	-	3,1
600	4	4,2
800	-	5,1
1000	6	5,6
1500	8	8,5

Outro valor em ter em consideração no DPS é o a tensão máxima que o DPS pode suportar continuamente sem se deteriorar ou entrar em condução indevidamente (U_{CPV}), este também deve ser maior ou igual ao U_{OC_MAX} .

Um DPS com corrente de descarga nominal superior ao mínimo exigido oferece maior margem de segurança pois têm um menor desgaste interno por cada atuação, aumentando a vida útil do mesmo. Para Classe I e Classe II os valores mínimos de corrente de descarga são de 12,5kA e 5kA, respetivamente.

Em conclusão a proteção contra sobrecargas em sistemas fotovoltaicos é essencial para evitar que os cabos sejam submetidos a correntes superiores à sua capacidade térmica, prevenindo sobreaquecimento, degradação do isolamento e risco de incêndio.

Segundo a IEC 60364-7-712, os dispositivos de proteção (fusíveis gPV ou disjuntores CC devem ser dimensionados em função da corrente de curto-circuito dos módulos e das condições de ligação.

Conformidade com o programa em Python

O programa dimensiona automaticamente os dispositivos de proteção contra sobretensões (SPD), verificando a obrigatoriedade de instalação e a classe adequada, em conformidade com a IEC 60364-4-44, IEC 60364-7-712 e recomendações do operador da rede. São avaliados:

- SPD no lado CC (caixa de junção e entrada do inversor), com base no comprimento dos cabos da string e no valor de L_{crit} (10 m).
- SPD no lado CA, obrigatório quando a instalação está exposta a descargas atmosféricas ou quando o operador exige.
- Classe de SPD (Tipo I, Tipo II ou I+II) recomendada para cada posição.
- Integração da verificação no relatório geral, fornecendo quadro-resumo.
- Funções/Blocos
- `calcular_spd_dc(...)` – Verifica a necessidade de SPD no lado CC.
- `calcular_spd_ac(...)` – Avalia necessidade de SPD no lado CA.
- `classe_spd_sugerida(...)` – Determina a classe recomendada de SPD.

transitórias.

Função de verificação

```
Lcrit = 10.0 # Comprimento crítico conforme IEC 60364-7-712
```

```

# Verificação de necessidade de SPD DC
spd_flags['spd_dc_jb'] = comprimento_string > Lcrit
spd_flags['spd_dc_inv'] = comprimento_ate_inversor > Lcrit

# Determinação da classe de SPD
spd_flags['classe_dc'] = "II" if spd_flags['spd_dc_jb'] else "-"
spd_flags['classe_ac'] = "II" # AC normalmente Classe II, Classe I se LPS
externo

```

Saída no relatório

```

=== QUADRO-RESUMO – INSTALAÇÃO DE SPD ===
SPD DC na CAIXA de junção: ✓ OBRIGATÓRIO
SPD DC na ENTRADA DO INVERSOR: – não obrigatório por Lcrit
SPD AC no QUADRO: ⚠ Recomendado
Classe SPD recomendada (DC): II
Classe SPD recomendada (AC): II

```

Se a instalação possuir sistema de proteção contra descargas atmosféricas (SPDA) ou se for classificada como suscetível a sobretensões segundo estudo de risco, o programa sugere Classe I no lado CA e CC. O relatório alerta o utilizador caso a proteção seja obrigatória para cumprimento da norma.

6.1.10 Conclusão Capítulo

As sobretensões transitórias dos sistemas FV resultam de fenómenos externos (descargas atmosféricas) ou internos (manobras de rede, arcos elétricos, falhas de isolamento e constituem risco real em instalações FV, dada a sua exposição ao ambiente e interligação com a rede elétrica. Apesar de ss sobretensões transitórias durarem de microssegundos a milissegundos, podem causar danos severos em inversores e módulos fotovoltaicos.

A norma IEC 60364-7-712 exige a avaliação da necessidade de DPS (Dispositivo de Proteção contra Sobretensões) no lado CC e no lado CS, principalmente quando:

- O sistema está em zona com ≥ 25 trovoadas/ano;
- Os cabos CC passam do exterior para o interior do edifício.

Critério de instalação:

- Comparar o comprimento real dos cabos (L) com o comprimento crítico (Lcrit) fornecido pela norma
- Se $L \geq Lcrit$, então os SPDs são obrigatórios no lado CC.

Parâmetros fundamentais para o DPS:

- Up (tensão residual) deve ser $\leq U_w$ (tensão suportável por impulso) do equipamento.

- U_w depende da U_{OC_MAX}
- U_{cPV} (tensão máxima contínua admissível do DPS) $\geq U_{OC_MAX}$.
- Corrente de descarga nominal mínima: 12,5 kA (Classe I) ou 5 kA (Classe II).
- A instalação de DPS assegura:
 - Proteção dos equipamentos sensíveis (inversor, módulos, cablagem);
 - Redução da probabilidade de incêndio e falhas catastróficas;
 - Conformidade com os critérios da IEC 60364-7-712 e da IEC 61643 (DPS).

Assim, a avaliação do comprimento crítico, da tensão residual (U_p), da tensão suportável por impulso (U_w) e da tensão máxima contínua (U_{cPV}) são etapas essenciais para garantir a compatibilidade entre DPS e sistema FV.

6.1.11 Proteção de contactos indiretos

Outro meio de proteção é o dispositivo de corrente residual, neste caso os que devem ser usados pelo conjunto fotovoltaico devem ser do tipo B, ou seja, um dispositivo capaz de detetar todos os tipos de corrente de fuga, principalmente as não pulsantes, pois estas não criam um fluxo variável no transformador toroidal interno, assim a deteção é feita também através dos sensores eletrónicos e não apenas dos componentes para além dos tradicionais, os mesmos só não são necessários se o for garantida através dos fabricantes, que as correntes de fuga do lado CC não irão afetar o lado CA. Para isso os inversores têm de garantir um isolamento galvânico, ou seja, existir um transformador entre o inversor e o RCD, que vai contribuir à eliminação das correntes de fuga, por causa da separação dos enrolamentos, ou então que o inversor garanta que não vai existir fugas para do lado CC para CA.

Relativamente à monitorização da corrente residual do lado CA, a mesma só é necessária se o inversor estiver em terra funcional, no sistema de ligação de terra IT este dispositivo não é necessário, os tempos máximos de desconexão dos dispositivos são os indicados na tabela abaixo.

Tabela 5 Limites de tempo de resposta para mudanças bruscas na corrente residual

Mudança repentina de corrente residual	Tempo máximo para desconexão do circuito referenciado à terra
30mA	0,3 s
60mA	0,15 s

Relativamente ao tempo de disparo é de salientar que segundo *energia fotovoltaica - manual sobre tecnologias, projecto e instalação*, para correntes residuais de 30mA o tempo de disparo têm de ser menor a 0.2s.

Conformidade com o programa em Python

O programa avalia os requisitos de proteção de contactos indiretos em conformidade com a IEC 60364-4-41 e a IEC 60364-7-712, garantindo a segurança de pessoas contra choques elétricos por falhas de isolamento.

São contemplados:

- Utilização de RCD (Interruptores diferenciais) de tipo adequado (A ou B), consoante o tipo de inversor (com ou sem transformador).
- Seção de cabos e ligação à terra para garantir que a resistência de terra e a impedância de circuito permitem a atuação das proteções no tempo devido.
- Verificação da resistência de isolamento mínima da instalação, de acordo com a potência instalada, assegurando que não existem fugas perigosas.
- Distinção entre terra funcional (FE) e terra de proteção (PE), refletindo a escolha do utilizador no GUI.

Funções/Blocos

- `sugerir_tipo_rcd(...)` – Determina tipo de RCD conforme inversor.
- `verificar_isolamento(...)` – Valida a resistência de isolamento mínima exigida.
- `combo_tipo_ligacao_terra` – Interface para seleção do tipo de ligação à terra.

Função de verificação

```
# Seleção do tipo de RCD
if inversor_sem_transformador:
    tipo_rcd = "B" # protege contra correntes DC de fuga
else:
    tipo_rcd = "A" # adequado para cargas normais

# Verificação de isolamento mínimo (IEC 60364-6)
if resistencia_isolamento >= (1000 / Pn_kw):
    msg_isol = "✓ Resistência de isolamento adequada"
else:
    msg_isol = "✗ Isolamento insuficiente"

# Ligação à terra (PE, FE ou ambos)
terra_sel = combo_tipo_ligacao_terra.get()
```

Saída no relatório

--- PROTEÇÃO DE CONTACTOS INDIRETOS ---

RCD recomendado: Tipo B (inversor sem transformador)

Resistência de isolamento: 2,5 MΩ → ✓ Cumpre limite mínimo

Ligação à terra: Terra de proteção (PE)

No caso de os valores de resistência de terra ou de isolamento não forem fornecidos pelo utilizador, no relatório é assinalado e recomendando o ensaio em campo para validar a conformidade com a norma. Para os sistemas SELV/PELV, é assinalado que a proteção por desarme automático pode não ser necessária se a tensão não exceder 60 V CC (IEC 60364-4-41).

6.1.12 Conclusão Capítulo

A proteção de contactos indiretos em sistemas FV visa limitar a tensão de contacto e interromper falhas à terra antes que originem choques elétricos, arcos incêndios. Em inversores sem isolamento galvânico (transformerless) podem circular componentes residuais CC para o lado CA, por isso, a norma e as boas práticas exigem RCD Tipo B (sensível a CC suave e a formas de onda mistas), nos inversores com isolamento galvânico (p. ex., com transformador interno), em sistemas TT/TN, é geralmente admissível RCD Tipo A.

Nos sistemas IT (CC isolado da terra com monitorização de isolamento – IMD) a proteção por RCD para contactos indiretos pode ser dispensada, mantendo-se a deteção e atuação por IMD. Para SELV/PELV ($U_{OC_MAX} \leq 60$ V CC), a proteção contra choque por RCD pode não ser necessária, por se tratar de extra-baixa tensão com isolamento reforçado/ligação de proteção adequada.

Tempos de disparo (critérios simplificados):

- $I\Delta n \leq 30$ mA → $t_{max} = 0,30$ s (recomendado $\leq 0,20$ s);
- 30 mA < $I\Delta n \leq 60$ mA → $t_{max} = 0,15$ s;
- $I\Delta n > 60$ mA → $t_{max} = 0,10$ s.

6.2 EN 50549

Os requisitos de ligação à rede para as unidades de produção de baixa tensão (BT) e média tensão (MT) são atualmente definidos pela norma EN 50549-1 (*BS-EN-50549-1*, 2019), para BT (≤ 1 kV) e EN 50549-2 para MT (1 kV < $U \leq 35$ kV), substituindo assim a anterior EN 50438.

Estas normas especificam as condições de operação, as proteções mínimas obrigatórias e também os ensaios de conformidade para qualquer gerador que esteja ligado à rede pública. A norma têm como objetivo garantir a segurança de pessoas e equipamentos, preservar a qualidade de energia mantendo a tensão e frequência dentro de limites, e assegurar que, em

caso de defeito ou ilhamento, a desconexão seja rápida e coordenada com o disjuntor de interligação.

As funções de proteção obrigatórias para relés de proteção são a Máxima Tensão Trifásica [ANSI 59] e Mínimo de Tensão Trifásica [ANSI 27], Máxima Frequência [ANSI 81O] e Mínima Frequência [ANSI 81U], Máxima Intensidade de Sequência Inversa [ANSI 46], Máxima Intensidade de Fase Trifásica [ANSI 50/51], Máxima Tensão Residual / Tensão Homopolar [ANSI 59N] e Direcional de Potência [ANSI 32].

A norma também especifica requisitos de precisão e estabilidade para o sistema de proteção, tais como:

- Precisão mínima para medição de frequência: $\pm 0,05$ Hz.
- Precisão mínima para medição de tensão: ± 1 % de U_n .
- Tempo de rearme (reset) do relé: ≤ 50 ms.
- Implementação de relação de rearme adequado para evitar disparos cíclicos, inferior a 2 % do valor nominal de tensão e a 0,2 Hz para frequência.

A norma define sempre dois patamares ou níveis de atuação, o Patamar 1 (Stage 1) destina-se a falhas moderadas, permitindo tempos de atuação mais longos, enquanto o Patamar 2 (Stage 2) é reservado para falhas severas e exige tempos de atuação reduzidos (atuação quase imediata), assim a arquitetura de duplo patamar aumenta a fiabilidade da proteção e reduz disparos intempestivos, assegurando a estabilidade do sistema elétrico.

Aa EN 50549 especifica assim as gamas de ajuste para cada patamar, deixando ao operador de rede a escolha dos valores exatos.

6.2.1 Proteção de Sobretensão [59]

A proteção contra sobretensão deve cumprir a EN 60255-1 e ser capaz de avaliar o valor eficaz (r.m.s.) ou o valor fundamental da tensão. Para o ANSI 59 são definidos os valores máximos e mínimos de atuação permitidos, ou seja, a faixa de operação ajustável (range de parametrização permitido pelo relé), como podem ser vistos na Tabela 6 .

Tabela 6 Patamares de Atuação ANSI 59

Patamar	Limiar Ajustável	Passo de Regulação	Tempo de Atuação Ajustável	Passo de Regulação
Sobretensão 1 [59>]	$1,00 - 1,20 \cdot U_n$	$0,01 \cdot U_n$	0,1 – 100 s	0,1 s
Sobretensão 2 [59>>]	$1,00 - 1,30 \cdot U_n$	$0,01 \cdot U_n$	0,1 – 5 s	0,05 s

O valor típico de ajuste usado pelos operadores de rede (default recomendado) para o respectivo ANSI pode ser analisados na Tabela 7 (*Manual de Ligações à E-REDES*, n.d.)

Tabela 7 Valor típico de ajuste usado pelos operadores

Função	Limite (referência a U_n)	Tempo máx. de desconexão (BT)	Tempo máx. de desconexão (MT)
59 (Sobretensão 1)	$U > 1,10 \cdot U_n$	$\leq 0,20$ s	$\leq 0,20$ s
59 (Sobretensão 2)	$U > 1,20 \cdot U_n$	$\leq 0,15$ s	$\leq 0,15$ s

Para além dos patamares instantâneos, a norma exige uma função de monitorização da tensão média de 10 minutos (método RMS de janela móvel), que tem como objetivo garantir que a produção não contribui para sobretensões prolongadas na rede, sendo um requisito fundamental para instalações de maior potência, tendo então os parâmetros:

- Limiar ajustável: $1,00 - 1,15 \cdot U_n$ (passos de $0,01 \cdot U_n$);
- Início da contagem: ≤ 3 s (não ajustável);
- Tempo de atuação: imediato (0 ms).

A função calcula um novo valor de média a cada 3 s e compara com o limiar configurado, prevenindo sobretensões prolongadas na rede.

6.2.1.1 Conformidade com o programa em Python

O programa implementa as duas etapas de sobretensão (Stage 1 e Stage 2) com faixas de ajuste e tempos de atuação da EN 50549, bem como a média móvel de 10 min (EN 61000-4-30, janela deslizante). A avaliação é feita por fase (tensão fase-fase e, havendo neutro, fase-neutro).

Funções/Blocos

- Bloco EN 50549 em `calcular_resultado_integrado()` (tensão/frequência);
- Rotinas internas de avaliação de 59> e 59>> e da média 10 min.

Função de verificação

```

# Patamares típicos do operador (BT)
OV1_thr, OV1_t = 1.10*Un, 0.20 # 59>
OV2_thr, OV2_t = 1.20*Un, 0.15 # 59>>
OV10_thr      = 1.15*Un      # média 10 min

trip_59_1 = any(Upp > OV1_thr for Upp in Umedidas) and t_off >= OV1_t
trip_59_2 = any(Upp > OV2_thr for Upp in Umedidas) and t_off >= OV2_t
U10m      = moving_rms_10min(Usample, step=3) # EN 61000-4-30 (janela
móvel)
trip_59_10 = U10m > OV10_thr

```

Saída no relatório

- “59 (Sobretensão 1): $U > 1,10 \cdot U_n \rightarrow \leq 0,20 \text{ s}$ ”;
- “59 (Sobretensão 2): $U > 1,20 \cdot U_n \rightarrow \leq 0,15 \text{ s}$ ”;
- “Sobretensão 10 min: $U_{10\text{min}} > 1,15 \cdot U_n \rightarrow \text{ato imediato}$ ”.

6.2.1 Proteção de Subtensão [27]

A proteção de subtensão é um dos elementos essenciais para assegurar que a unidade de produção não opera fora da faixa de tensão admissível pela rede. De acordo com a EN 50549-1:2019, esta proteção deve cumprir a norma EN 60255-1 e pode avaliar tanto o valor eficaz (r.m.s.) como o valor fundamental da tensão.

A norma permite dois patamares independentes de subtensão, cada um podendo ser ativado ou desativado conforme necessário, na Tabela 8 pode-se ver limites definidos e na Tabela 9 os valores usados pelos operadores.

Tabela 8 Patamares independentes de subtensão

Patamar	Limiar Ajustável	Passo de Regulação	Tempo de Atuação Ajustável	Passo de Regulação
Subtensão 1 [27<]	$0,20 - 1,00 \cdot U_n$	$0,01 \cdot U_n$	$0,1 - 100 \text{ s}$	$0,1 \text{ s}$
Subtensão 2 [27<<]	$0,20 - 1,00 \cdot U_n$	$0,01 \cdot U_n$	$0,1 - 5 \text{ s}$	$0,05 \text{ s}$

Tabela 9 Faixas de Tensão e Tempos de Atuação

Função	Limite (referência a U_n)	Tempo máx. de desconexão (BT)	Tempo máx. de desconexão (MT)
27 (Subtensão 1)	$U < 0,85 \cdot U_n$	$\leq 0,20 \text{ s}$	$\leq 0,20 \text{ s}$
27 (Subtensão 2)	$U < 0,50 - 0,60 \cdot U_n$ (ajustável)	$\leq 0,15 \text{ s}$	$\leq 0,15 \text{ s}$

O segundo patamar não é exigido para microgeração ($\leq 16 \text{ A/fase}$), mas é recomendado para centrais de maior potência, de modo a garantir que o desenlastre seja rápido nas situações de falha grave.

Conformidade com o programa em Python

O programa aplica as duas etapas de subtensão (Stage 1 e Stage 2) com gamas de ajuste da EN 50549 e tempos típicos do operador. A Stage 2 não se aplica a microgeração (nota da norma).

Funções/Blocos

- Bloco EN 50549 em calcular_resultado_integrado() para 27< e 27<<.

Função de verificação

```
# Patamares típicos do operador (BT)
UV1_thr, UV1_t = 0.85*Un, 0.20 # 27<
UV2_thr, UV2_t = 0.55*Un, 0.15 # 27<< (ajustável 0.50-0.60)

trip_27_1 = any(Upp < UV1_thr for Upp in Umedidas) and t_off >= UV1_t
trip_27_2 = any(Upp < UV2_thr for Upp in Umedidas) and t_off >= UV2_t
```

Saída no relatório

- “27 (Subtensão 1): $U < 0,85 \cdot U_n \rightarrow \leq 0,20 \text{ s}$ ”
- “27 (Subtensão 2): $U < 0,50-0,60 \cdot U_n \rightarrow \leq 0,15 \text{ s}$ (se aplicável)”

6.2.2 Proteções de Frequência [81U / 81O]

A proteção de frequência pode ter também dois patamares independentes (subfrequência e sobrefrequência), ajustáveis dentro das gamas indicadas na norma, Tabela 10.

Deve funcionar corretamente para tensões de entrada entre 20% U_n e 120% U_n e ser inibida abaixo de 20% U_n , e nessas condições, apenas a proteção de subtensão deve atuar.

Tabela 10 Condições proteção de subtensão

Função	Patamar	Limiar Ajustável	Passo de Regulação	Tempo de Atuação Ajustável	Passo de Regulação
Subfrequência [81<]	1	47,0 – 50,0 Hz	0,1 Hz	0,1 – 100 s	0,1 s
	2	47,0 – 50,0 Hz	0,1 Hz	0,1 – 5 s	0,05 s
Sobrefrequência [81>]	1	50,0 – 52,0 Hz	0,1 Hz	0,1 – 100 s	0,1 s
	2	50,0 – 52,0 Hz	0,1 Hz	0,1 – 5 s	0,05 s

A gama de operação e os tempos de desconexão para frequência usados pelo operador são definidos como, Tabela 11:

Tabela 11 Faixas de Frequência e Tempos de Atuação

Função	Limite	Tempo máx. de desconexão	Observações
81U (Subfrequência)	$f < 47,5 \text{ Hz}$	$\leq 0,20 \text{ s}$	Zona normal: 49–51 Hz
81O (Sobrefrequência)	$f > 52,0 \text{ Hz}$	$\leq 0,20 \text{ s}$	Zona normal: 49–51 Hz

Função	Limite	Tempo máx. de desconexão	Observações
81U (operação prolongada)	47,5–49,0 Hz	até 10 min	Se exigido pelo operador
81O (operação prolongada)	51,0–52,0 Hz	até 10 min	Se exigido pelo operador

Conformidade com o programa em Python

81U — Subfrequência (EN 50549)

Implementa dois patamares de subfrequência nas gamas EN 50549, com precisão $\pm 0,05$ Hz. A proteção é inibida para tensões de entrada $< 0,2 \cdot U_n$ (conforme norma).

Funções/Blocos

- Bloco EN 50549 em `calcular_resultado_integrado()` para 81< (Stage 1/2).

Função de verificação

```
# Gamas EN 50549; exemplo com limites típicos do operador
UF1_thr, UF1_t = 47.5, 0.20 # 81U Stage 1
UF2_thr, UF2_t = 49.0, 10*60 # operação prolongada (se exigido)

f_ok_meas = U_in >= 0.2*Un
trip_81U1 = f_ok_meas and (f_rede < UF1_thr) and (t_off >= UF1_t)
hold_81U2 = f_ok_meas and (47.5 <= f_rede < UF2_thr) and (t<=UF2_t)
```

Saída no relatório

- “81U (Subfrequência): $f < 47,5$ Hz $\rightarrow \leq 0,20$ s”
- “Zona prolongada 47,5–49,0 Hz \rightarrow até 10 min (se exigido)”

81O — Sobrefrequência (EN 50549)

Implementa dois patamares de sobrefrequência nas gamas EN 50549, com precisão $\pm 0,05$ Hz e inibição abaixo de $0,2 \cdot U_n$.

Funções/Blocos

- Bloco EN 50549 em `calcular_resultado_integrado()` para 81> (Stage 1/2).
- Função de verificação (excerto ilustrativo)

```
OF1_thr, OF1_t = 52.0, 0.20 # 81O Stage 1
OF2_thr, OF2_t = 51.0, 10*60 # operação prolongada (se exigido)

f_ok_meas = U_in >= 0.2*Un
trip_81O1 = f_ok_meas and (f_rede > OF1_thr) and (t_off >= OF1_t)
hold_81O2 = f_ok_meas and (OF2_thr < f_rede <= 52.0) and (t<=OF2_t)
```

Saída no relatório

- “810 (Sobrefrequência): $f > 52,0 \text{ Hz} \rightarrow \leq 0,20 \text{ s}$ ”
- “Zona prolongada 51,0–52,0 Hz \rightarrow até 10 min (se exigido)”

6.2.2.1 Coordenação com Disjuntor de Interligação

O disjuntor de interligação deve ser dimensionado e parametrizado de forma coordenada com os relés de proteção de tensão e frequência. De acordo com a IEC 60947-2 (BT) ou o IEC 62271 (MT), o tempo de abertura mecânica deve ser considerado na temporização global, garantindo atuação rápida e seletiva. Para defeitos internos, a atuação deve ocorrer em $< 0,15 \text{ s}$, de forma a evitar energização indevida da rede em situação de falha.

6.2.3 Proteções Adicionais

6.2.3.1 Ansi 46 – Desequilíbrio de Corrente (Sequência Negativa)

A proteção ANSI 46 é responsável por detetar condições de desequilíbrio de fase numa instalação trifásica, medindo a componente de corrente de sequência negativa (I_2), monitorizando as três fases e calculando componente de sequência negativa, que representa assimetria entre as fases, no caso de o I_2 exceder o limiar definido (por exemplo, 10 % de I_1 – corrente de sequência positiva) durante um tempo especificado, o relé ativa para enviar uma ordem de desenlastre.

Isto é importante pois desequilíbrios de fase causam sobreaquecimento nos geradores síncronos/assíncronos, transformadores e inversores.

Nos geradores síncronos/assíncronos a componente negativa provoca torque pulsante em motores e aquecimento adicional nas barras do gerador.

Nos transformadores e inversores, provoca um desequilíbrio prolongado pque pode causar disparos internos ou falhas nos IGBT.

Segundo EN 50549-1/-2 e guias de operadores de rede, os valores comuns são:

Tabela 12 Sequência Negativa valores comuns

Parâmetro	Valor de Referência
Limiar de atuação	$I_2/I_1 > 10 \%$
Tempo de atuação	10 s (típico)
Curva de disparo	Tempo inverso ou definido (IEC 60255)

Conformidade com o programa em Python

O capítulo adiciona, no relatório, a recomendação normativa para a proteção 46 e os valores de referência usuais. O programa pode apresentar I_2/I_1 caso haja medição/entrada de

correntes trifásicas; quando não há, regista limiares e tempos a usar no relé/interface de proteção, conforme EN 50549 e IEC 60255.

Funções/Blocos

- Secção “Proteções Adicionais (EN 50549-1/-2)” no relatório final.
- (Opcional) Bloco de cálculo de I_2/I_1 quando existirem correntes de fase disponíveis.
- Função de verificação (excerto ilustrativo)

```
# Valores usuais de referência
limiar_i2_i1 = 0.10      # 10 %
tempo_46      = 10.0     # 10 s típico

if correntes_fase_disponiveis:
    I1, I2 = componentes_sequencia(Ia, Ib, Ic) # cálculo de sequência
    trip_46 = (I2/I1 >= limiar_i2_i1) and (t_off >= tempo_46)
else:
    trip_46 = None # sem medição: o relatório registra setpoints
recomendados
```

Saída no relatório

- “46 (Sequência Negativa): $I_2/I_1 > 10\%$ por 10 s (IEC 60255) — configurar no relé; (apresenta I_2/I_1 medido, se disponível)”.

6.2.3.2 Ansi 50/51 – Sobrecorrente

A proteção 50/51 atua quando a corrente ultrapassa um limiar pré-definido, protegendo cabos, transformadores, inversores e barramentos contra sobrecorrentes e curtos-circuitos.

São importantes pois protege o transformador de serviço e os cabos contra sobreaquecimento devido a sobrecarga prolongada, assim como garantem o desenlastes rápido em caso de curto-circuito, prevenindo danos maiores e risco de incêndio, ajuda também a cumprir a seletividade exigida pela IEC 60947-2 (disjuntores) e pelas normas de ligação à rede.

O ANSI 50 trata-se de Sobrecorrente Instantânea, ou seja, atua imediatamente quando a corrente ultrapassa um valor muito elevado (tipicamente 5–10 vezes a corrente nominal). Usada para proteção contra **curtos-circuitos francos** e defeitos graves.

O ANSI 51 é a Sobrecorrente Temporizada, e atua de forma temporizada segundo uma curva de tempo inverso (IEC 60255-151) ou tempo definido. Protege contra sobrecargas ou curtos-circuitos menos severos, garantindo coordenação seletiva com outros dispositivos a jusante.

Os valores definitivos são definidos no estudo de seletividade, garantindo que a proteção de interface atua em coordenação com disjuntores de linhas e de cargas internas, Tabela 13.

Tabela 13 Valores de Referência Ansi 51/51

Parâmetro	Valor de Referência
Limiar 50 (instantânea)	5–10 × In (ajustável)
Tempo de atuação 50	< 0,1 s (imediatos)
Limiar 51 (temporizada)	1,1–1,3 × In (ajustável)
Tempo de atuação 51	0,1–10 s (curvas IEC normalizadas: inversa, muito inversa, extremamente inversa)

6.2.3.3 ANSI 59N – Sobretensão Residual (Homopolar)

A proteção 59N é usada para detectar falhas à terra num sistema trifásico com neutro aterrado ou impedantemente aterrado. Fa-lo através da medição da tensão residual (homopolar), ou seja, a soma vetorial das tensões de fase, e atua quando esse valor excede o limiar definido, garantindo que a instalação se desconete rapidamente, evitando que alimentação de defeitos (corrente de terra) possa afetar a qualidade da energia ou a segurança pública.

É especialmente usada em redes onde o sistema de proteção de terra precisa identificar falhas monofásicas ou assimétricas, comuns nas redes BT/MT, assim como na proteção de transformadores e inversores, contra as correntes de fuga elevadas evitando riscos de incêndio.

Tabela 14 ANSI 59N Valores típicos

Parâmetro	Valor de Referência
Limiar de atuação	10–20 % de Un (tensão homopolar)
Tempo de atuação	0,1–1 s (configurável)
Tipo de atuação	Geralmente temporizada (para evitar disparos por transitórios)

Esta proteção é frequentemente utilizada em conjunto com relés direcionais de terra (67N) nas redes MT, de forma a garantir que apenas a instalação onde ocorre a falha se desconete. Nos parques fotovoltaicos BT, esta proteção é geralmente integrada no relé de interface ou no disjuntor geral.

6.2.3.4 Proteção ANSI 32 – Potência Direcional

A proteção utilizada para detectar o sentido do fluxo de potência no ponto de ligação entre a instalação de produção e a rede. Nas centrais fotovoltaicas, a principal função é desligar a unidade de produção quando ocorre fluxo de potência inverso ou anômalo, prevenindo a energização não desejada da rede ou a injeção indevida de potência, o valor de disparo é normalmente definido entre 2 e 10 % da potência nominal da instalação, com um tempo de atuação configurável entre 0,1 e 2 s, dependendo dos requisitos do operador de rede, Tabela 15.

Assim através da medição da tensão e corrente no ponto de interligação, do cálculo da potência ativa (P) e o seu sentido (direção) o disjuntor é ativado se a potência fluir no sentido contrário ao esperado (por exemplo, da rede para a central) acima do limiar definido.

Isto é importante para a não ocorrer uma alimentação não intencional da rede em modo de falha ou manutenção, assim como, permite proteger contra fluxos de potência indesejados que poderiam causar sobrecarga nos transformadores ou desequilíbrios na rede.

Esta proteção complementa o sistema de anti-ilhamento, garantindo a desconexão mesmo que a frequência e a tensão permaneçam dentro de limites durante uma anomalia.

A função é geralmente exigida nas instalações de maior potência (> 250 kW) ou quando há risco de backfeed (por exemplo, centrais em redes isoladas ou com comutação entre rede e grupo gerador). Muitos inversores modernos já integram função de limitação de potência e bloqueio de exportação, mas a proteção 32 continua a ser usada como camada de segurança redundante.

Tabela 15 Valores de Referência

Parâmetro	Valor de Referência
Limiar de atuação	2 a 10 % da potência nominal da central (ajustável)
Tempo de atuação	0,1 – 2 s (definido pelo operador)
Tipo de potência monitorizada	Potência ativa (P), podendo incluir potência reativa (Q) em casos especiais

6.2.4 Anti-Ilhamento

O anti-ilhamento é um requisito fundamental para garantir a segurança da rede e das pessoas. O ilhamento ocorre quando uma parte da rede elétrica, com geração local (por exemplo, um parque fotovoltaico), permanece energizada após a desconexão da rede principal, Os sistemas podem usar uma combinação de métodos para esta proteção.

A proteção anti-ilhamento garante que, no caso de perda de rede, os geradores distribuídos desliguem-se automaticamente no tempo prescrito, evitando, o risco de choque elétrico, Danos nos equipamentos de proteção ou nos inversores, devido a condições de frequência e tensão instáveis, e a operação em ilha não intencional, que pode comprometer a estabilidade de tensão/frequência.

A EN 50549-1/-2 e a IEC 62116 exigem que a unidade de produção possua método de detecção de ilhamento ativo ou passivo de forma a que a desconexão ocorra em menos de 2 segundos após a formação da ilha, e que a proteção de interface inclua uma lógica que iniba reconexão até que a rede seja restabelecida e estável.

A detecção seja verificada através de **ensaios de tipo**, segundo a IEC 62116 (teste de anti-ilhamento), esta proteção não substitui as proteções de tensão e frequência, tratando-se de uma camada extra de segurança, de forma a garantir a desativação mesmo nas situações em

que a tensão e a frequência permanecem aparentemente normais devido ao equilíbrio entre carga e geração.

Tabela 16 Métodos de Detecção Anti-ilhamento

Tipo	Exemplo de Técnica	Características
Passivo	Monitorização de tensão, frequência, df/dt	Simple, não introduz distúrbios, mas menos sensível
Ativo	Injeção de perturbação (p.ex. Sandia Frequency Shift, Slip Mode)	Mais eficaz na deteção de ilhamento não intencional
Comunicado	Sinal do operador da rede (p.ex. PLC, GOOSE)	Usado em sistemas de maior potência ou redes inteligentes

6.2.5 Compatibilidade com o programa

Proteções Adicionais (EN 50549)

Funções/Blocos

As proteções adicionais foram integradas no módulo `calcular_resultado_integrado()` através de funções específicas:

- **ANSI 50/51 – Sobrecorrente:**
 - Cálculo da corrente nominal de serviço (I_b) e determinação de limiares de sobrecorrente instantânea (50) e temporizada (51).
 - Limiar 50 definido como múltiplo de $5-10 \times I_n$, com atuação imediata $< 0,1$ s.
 - Limiar 51 definido como $1,1-1,3 \times I_n$, com temporização $0,1-10$ s (curvas IEC 60255).
 - Função implementada: `verificar_protecao_5051(in_ac, icc_est)`.
- **ANSI 59N – Sobretensão Residual:**
 - Cálculo da tensão homopolar a partir das três fases simuladas.
 - Verificação do limiar ajustável ($10-20 \% U_n$) e tempo de disparo ($0,1-1$ s).
 - Função implementada: `verificar_protecao_59n(v_residual, un)`.
- **ANSI 32 – Potência Direcional:**
 - Medição de tensão e corrente no ponto de acoplamento comum (PCC).
 - Cálculo da potência ativa e verificação de fluxo inverso superior ao limiar ($2-10 \% P_n$).
 - Função implementada: `verificar_potencia_direcional(potencia_calc, potencia_nominal)`.
- **Anti-ilhamento:**
 - Função `verificar_anti_ilhamento(frequencia, tensao)` garante que, em caso de perda de rede, a desconexão seja efetuada em < 2 s.
 - Inclui lógica para inibir reconexão até que tensão e frequência estejam estáveis (zona $49-51$ Hz, $0,85-1,10 U_n$).

Função de verificação

Dentro de `calcular_resultado_integrado()`:

```
prot_5051 = verificar_protecao_5051(in_ac, icc_est)
prot_59n = verificar_protecao_59n(v_residual, tensao_nominal)
prot_32 = verificar_potencia_direcional(p_ativa, p_nominal)
prot_ilhamento = verificar_anti_ilhamento(frequencia_rede, tensao_rede)
rel.extend([prot_5051, prot_59n, prot_32, prot_ilhamento])
```

Saída no relatório

No relatório técnico, o programa devolve um bloco específico:

```
--- PROTEÇÕES ADICIONAIS (EN 50549) ---
ANSI 50/51: OK (Icc >= 5×In e temporização seletiva)
ANSI 59N: OK (Vres ≤ 0,2·Un)
ANSI 32: OK (Fluxo de potência direto)
Anti-ilhamento: ✓ Desconexão < 2 s confirmada
```

No caso de não conformidade, é apresentado um alerta ou símbolo, com sugestão de ajuste do disjuntor, relé ou configuração de inversor.

Em todas as funções o programa documenta os limiares usados e os tempos de atuação no relatório, alinhando-os com as faixas de ajuste da EN 50549-1/-2 e os valores típicos do operador (BT). Quando aplicável, o relatório também sinaliza os requisitos de precisão ($\pm 0,05$ Hz; $\pm 1\%$ ·Un) e a observação de que a frequência só é avaliada para $U \geq 0,2 \cdot U_n$.

6.2.5.1 Coordenação com o Disjuntor de Interligação

A coordenação entre os relés de proteção e o disjuntor de interligação foi analisada considerando o tempo de abertura mecânica deste (tipicamente 60–80 ms em BT). Assim, a temporização das funções foi definida de forma a garantir que o tempo total de atuação (detecção + processamento + abertura) é inferior a 0,15 s para defeitos internos, cumprindo os requisitos da IEC 60947-2. Este procedimento assegura que a instalação se desconecta da rede de forma rápida e seletiva, prevenindo a energização da rede em caso de defeito e evitando disparos desnecessários do disjuntor do operador de rede.

Conformidade com o programa em Python

O programa verifica a coordenação entre o disjuntor de interligação e as proteções de interface (tensão e frequência), em conformidade com EN 50549-1/-2, IEC 60947-2 (BT) e IEC 62271 (MT).

São validados:

- Poder de corte (Icu) do disjuntor $\geq 1,1 \times I_k$ no PCC.
- Tempo de abertura mecânica do disjuntor incluído na temporização global de atuação.
- Seletividade entre o disjuntor de interligação e os dispositivos a jusante, evitando desligamentos desnecessários da instalação inteira.

- Atuação rápida para defeitos internos (<0,15 s), prevenindo energização indevida da rede em caso de falha.

Funções/Blocos

- calcular_icu_auto(...) – Estima Icu caso o utilizador não forneça.
- _estimativa_ik_ka(...) – Cálculo da corrente de curto-circuito presumida no PCC.
- verificar_seletividade_disjuntor(...) – Confirma seletividade temporal e coordenação.

Função de verificação

```
# Cálculo de Ik no PCC
Ik = _estimativa_ik_ka(un_v, scc_mva, sn_kva, uk_percent)

# Verificação de poder de corte
icu_ok = icu_disj >= 1.1 * Ik if icu_disj else False

# Verificação de tempo de abertura (IEC 60947-2)
tempo_total = tempo_rele + tempo_abertura_disj
if tempo_total <= 0.15:
    msg_tempo = "✓ Atuação < 150 ms"
else:
    msg_tempo = f"✗ Tempo elevado ({tempo_total:.3f} s > 0,15 s)"
```

Saída no relatório

```
--- COORDENAÇÃO COM O DISJUNTOR DE INTERLIGAÇÃO ---
Ik@PCC ≈ 12,3 kA; Icu disjuntor=15 kA → ✓ Icu ≥ 1,10×Ik
Tempo total de atuação: 0,12 s → ✓ < 0,15 s
Coordenação seletiva: ✓ OK
```

No caso de não se informar o valor de Icu, o programa calcula automaticamente um valor estimado com base na corrente de curto-circuito presumida. Em caso de não conformidade ($I_{cu} < 1,1 \times I_k$), o relatório sinaliza, e recomenda a seleção de disjuntor com maior poder de corte ou a utilização de dispositivo de limitação de corrente a montante.

6.2.6 Conclusão Capítulo

A norma EN 50549, nas suas partes 1 e 2, define os requisitos de ligação à rede de unidades de produção em baixa e média tensão, substituindo a EN 50438. Estas estabelecem as condições de operação, as proteções mínimas obrigatórias e os ensaios de conformidade necessários, garantindo a segurança de pessoas e equipamentos, a qualidade de energia e a desconexão rápida e coordenada caso de defeito ou ilhamento.

São obrigatórias as funções de proteção de sobretensão e subtensão (ANSI 59 e 27), sobrefrequência e subfrequência (ANSI 81O e 81U), desequilíbrio de corrente (ANSI 46), sobrecorrente instantânea e temporizada (ANSI 50/51), sobretensão residual (ANSI 59N) e potência di-

recional (ANSI 32). Todas estas proteções são configuradas em dois patamares: o primeiro para falhas moderadas e o segundo para falhas graves, garantindo seletividade e fiabilidade.

A norma exige elevada precisão de medição ($\pm 0,05$ Hz para frequência, ± 1 % de U_n para tensão) e tempos de atuação reduzidos. Os valores de referência mais comuns usados pelos operadores de rede são $1,10 \cdot U_n$ e $1,20 \cdot U_n$ para sobretensão, $0,85 \cdot U_n$ e $0,50-0,60 \cdot U_n$ para subtensão e 47,5 Hz / 52 Hz para frequência, com tempos de desconexão típicos de 0,15 a 0,20 s.

O disjuntor de interligação deve ser coordenado com estas proteções, assegurando atuação total inferior a 0,15 s para defeitos internos. A norma prevê ainda mecanismos de anti-ilhamento, exigindo que a unidade de produção se desligue em menos de 2 s após a formação da ilha e que só volte a ligar após restabelecimento estável da rede.

Este enquadramento garante que a ferramenta desenvolvida nesta dissertação segue os requisitos normativos mais recentes e permite parametrizar corretamente as proteções de parques fotovoltaicos para cumprimento das exigências de ligação à rede, na Tabela 17 pode ser ver um resumo dos requisitos da norma.

Tabela 17 Tabela Resumo — Proteções Obrigatórias (EN 50549-1/-2)

Função (ANSI)	Grandeza Monitorizada	Patamar	Limiar de Atuação (típico)	Tempo Máx. de Desconexão	Observações
27 Subtensão	Tensão (V)	1	$U < 0,85 \cdot U_n$	$\leq 0,20$ s	Garante desligamento em subtensões moderadas
		2	$U < 0,50 - 0,60 \cdot U_n$	$\leq 0,15$ s	Patamar rápido para falhas graves
59 Sobretensão	Tensão (V)	1	$U > 1,10 \cdot U_n$	$\leq 0,20$ s	Patamar principal de sobretensão
		2	$U > 1,20 \cdot U_n$	$\leq 0,15$ s	Patamar rápido para sobretensões severas
59N Sobretensão Residual	Tensão homopolar	—	$10 - 20 \% \cdot U_n$	0,1 – 1 s	Deteta falhas monofásicas à terra
81U Subfrequência	Frequência (Hz)	1	$f < 47,5$ Hz	$\leq 0,20$ s	Maior rapidez em defeitos graves
		2	$f < 47,0$ Hz	$\leq 0,15$ s	
81O Sobrefrequência	Frequência (Hz)	1	$f > 52,0$ Hz	$\leq 0,20$ s	
		2	$f > 52,5$ Hz (se usado)	$\leq 0,15$ s	
46 Sequência Negativa	Corrente (I)	—	$I_2/I_1 > 10 \%$	≈ 10 s	Protege contra desequilíbrios de fase
50 Sobrecorrente Inst.	Corrente (I)	—	$5 - 10 \times I_n$	$< 0,1$ s	Atuação imediata para curtos francos
51 Sobrecorrente Temp.	Corrente (I)	—	$1,1 - 1,3 \times I_n$	0,1 – 10 s	Curva de tempo inverso (IEC 60255-151)
32 Potência Direcional	Potência ativa (P)	—	$2 - 10 \% P_n$ (inversa)	0,1 – 2 s	Evita backfeed e alimentações não intencionais

6.3 Decreto-Lei n.º 15/2022

Este decreto-lei estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional, transpondo diretrizes europeias e assegurando que os equipamentos utilizados, incluindo inversores, cumpram as normas de qualidade e segurança aplicáveis. (“DL 15/2022 Versão Cidadão”, n.d.)

Relativamente à fotovoltaica define que para potências superiores a 1 MW quer estas sejam para produção ou armazenamento de eletricidade, requerem licença de produção e exploração, sendo que potências inferiores só é necessário um registo prévio e certificado de exploração, e especial atenção que para autoconsumo a licença mínima é de 30 kW. Abaixo dos 30 kW até aos 700 W em autoconsumo só é necessária uma comunicação prévia.

De forma a ser mais simples abaixo pode encontrar uma tabela com a comparação das proteções que devem ser usadas nos sistemas fotovoltaicos e a referida norma.

Tabela 18 Comparação das normas

Tipo de proteção	Obrigatória	Norma aplicável	Notas técnicas
Sobrecorrente (CC)	Sim	IEC 60364-7-712 § 712.433	Obrigatória se houver mais de 2 strings em paralelo. Deve respeitar IMOD_MAX_OCPR- do fabricante.
Sobretensão transitória (SPD CC e CA)	Sim	IEC 60364-7-712 § 712.534	SPD no lado CC e CA. UCPV $\geq 1,15 \times UOC_{max}$. Up < Uw.
Proteção diferencial tipo B (RCD)	Condicionada	IEC 60364-7-712 § 712.530.3.101	Necessário caso o inversor não tenha separação galvânica ou exigido pelo fabricante.
Monitorização de isolamento (IMD)	Sistemas IT	IEC 60364-7-712 § 712.531.3.101.1	Obrigatória em sistemas isolados da terra. Evita riscos de falha de isolamento no lado CC.
Proteção contra falhas térmicas (arcos CC)	Recomendado	IEC 60364-7-712 § 712.421.101.1	Importante para prevenir incêndios. Especialmente recomendado em strings longas em telhados.
Proteção contra inversão de polaridade	Recomendado	Boas práticas IEC / fabricantes	Proteção passiva via diódo ou lógica de conexão no inversor.
Falta de rede / ilhamento	Sim	IEC 62116 / E-REDES Manual	Obrigatória no ponto de entrega. O inversor deve desligar automaticamente na ausência de rede.
Subtensão / sobretensão CA	Sim	IEC 60364 / E-REDES	Integrada no inversor ou proteções externas, com parametrização específica.
Sobrefrequência / subfrequência	Sim	IEC 60364 / E-REDES	Proteção obrigatória nas ligação à rede. Frequência fora dos limites → desligar automático.

6.3.1 Conformidade com o programa em Python

O Decreto-Lei n.º 15/2022 estabelece o regime jurídico aplicável às comunidades de energia renovável e ao autoconsumo. O programa garante:

- Cálculo da potência instalada total, para enquadramento no regime simplificado ou sujeito a licença.
- Limites de injeção na rede conforme potência instalada e tipo de ligação.
- Parâmetros de proteção compatíveis com requisitos legais de segurança e qualidade de serviço.

Funções/Blocos

- `calcular_potencia_total(...)`
- `verificar_limites_regime(...)`

Saída no relatório

Potência total instalada: 200 kW → Regime sujeito a comunicação prévia (DL 15/2022)

Parâmetros de proteção ajustados às exigências legais ✓

6.3.2 Conclusão Capítulo

O Decreto-Lei n.º 15/2022 estabelece a organização e funcionamento do Sistema Elétrico Nacional (SEN), transpondo diretrizes europeias e assegurando a conformidade dos equipamentos, incluindo inversores, com normas de qualidade e segurança.

garante que a instalação de sistemas fotovoltaicos em Portugal esteja alinhada com a legislação europeia e nacional, impondo regras diferenciadas de licenciamento conforme a potência instalada e exigindo que os inversores e sistemas de proteção cumpram normas técnicas internacionais.

O quadro comparativo das proteções é fundamental, pois orienta técnicos e projetistas na escolha de dispositivos conforme:

- obrigatoriedade legal,
- condições de instalação (com ou sem transformador, ligação à terra, número de strings, etc.),
- exigências específicas dos operadores de rede (E-REDES).

Este enquadramento reforça a importância da integração entre normas técnicas (IEC) e a legislação nacional, assegurando a segurança, seletividade das proteções e a fiabilidade do SEN.

No contexto fotovoltaico:

- ≥ 1 MW (produção ou armazenamento) → exige licença de produção e exploração.
- < 1 MW → basta registo prévio e certificado de exploração.
- Autoconsumo ≥ 30 kW → requer licença mínima.
- 30 kW a 700 W em autoconsumo → apenas comunicação prévia.

O diploma reforça a importância da certificação obrigatória dos inversores instalados em Portugal, assegurando eficiência, segurança e conformidade legal.

A tabela normativa resume as proteções exigidas, a sua obrigatoriedade, norma aplicável e notas técnicas:

- Sobrecorrente (CC): obrigatória se >2 strings em paralelo (IEC 60364-7-712 § 712.433).
- Sobretensões transitórias (SPD CC e CA): obrigatória (IEC 60364-7-712 § 712.534).
- Proteção diferencial tipo B (RCD): condicionada — exigida se o inversor não tiver isolamento galvânico.
- Monitorização de isolamento (IMD): obrigatória em sistemas IT.
- Proteção térmica/arcos CC: recomendada (IEC 60364-7-712 § 712.421.101.1).
- Inversão de polaridade: recomendada, por boas práticas.
- Falta de rede / ilhamento: obrigatória (IEC 62116, E-REDES).
- Subtensão/sobretensão CA: obrigatória.
- Subfrequência/sobrefrequência CA: obrigatória.

7. Programas de dimensionamento de proteção fotovoltaica

Existem vários programas especializados no dimensionamento das proteções elétricas em sistemas fotovoltaicos, que ajudam a calcular corretamente, os disjuntores e fusíveis, a seletividade entre dispositivos, os cabos e condutores, os dispositivos de proteção contra sobretensões (SPD), a monitorização de isolamento, e as correntes de curto-circuito e sobrecorrente. Abaixo está um pequeno resumo de alguns dos programas usados.

7.1.1 EPLAN Electric P8 + EPLAN Pro Panel

Um dos softwares mais completos do mercado para análise de sistemas elétricos, usado para grandes instalações industriais, renováveis e redes de distribuição.

Permite modelar as proteções desde o painel até a conexão à rede, efetuar análises de curto-circuito (em CC e CA), fluxo de carga, coordenação de proteções, gerar relatórios detalhados de conformidade com IEC 60364-7-712, IEC 60909, IEC 60255 e outras, e é ideal para centrais de média e grande escala (“E-plan”, n.d.)

Têm como funcionalidades:

- Análise de curto-circuito (CC e CA), fluxo de carga, coordenação de proteções;
- Modelos de inversores FV com comportamento dinâmico;
- Avaliação de riscos de arco elétrico (arc flash);
- Simulação de falhas, resposta transiente, estabilidade e proteção.

7.1.2 Caneco BT (ALPI)

É um software francês validado com a regras RTIEBT e IEC 60364, foca-se principalmente nas instalações de baixa tensão, com suporte a redes com geração distribuída, incluindo a fotovoltaica.

Permite modelar esquemas elétricos completos, efetuar os cálculos da canalização, coordenação e seletividade entre dispositivos de proteção. (Alpi, n.d.)

7.1.3 PVSyst

Software padrão desenvolvido na Suíça, amplamente utilizado para simulação do desempenho energético dos sistemas fotovoltaicos.

Tem várias funcionalidades, tais como:

simulação da produção de energia com base nos dados climáticos reais, assim como no layout do sistema (orientação, sombreamento) e nas curvas I-V dos módulos e características do inversor;

Estima perdas elétricas

Fornecimento de dados elétricos.

Apesar de não fazer dimensionamento direto das proteções, fornece dados essenciais, tais como:

corrente de curto-circuito dos módulos (I_{sc});

tensão máxima de circuito aberto (U_{oc});

Têm a possibilidade que os dados sejam exportados para Caneco, Ecodial ou ETAP para dimensionamento das proteções. (“PVSyst”, n.d.)

7.1.4 PV*SOL

É um software alemão de simulação 3D de sistemas FV, com foco em residências e pequenas instalações comerciais, não realiza o dimensionamento de proteções elétricas diretamente, no entanto à semelhança do PVSyst não calcula as proteções mas fornece os dados para proteção como I_{sc} , potência nominal e U_{oc} . (“PV*SOL”, n.d.)

7.1.5 Schneider EcoStruxure Power Design – Ecodial

Este é um software gratuito da Schneider, compatível com normas IEC 60364, e pensado para projetistas elétricos, foca-se nas instalações BT com geração e consumo.

Permite o cálculo das proteções elétricas (fusíveis, disjuntores, SPD) com base nas normas IEC., assim como simular os fluxos da corrente e o comportamento das proteções.

Têm também como funções a coordenação entre proteções e seletividade, a análise do tempo de atuação e zonas de disparo, e permite também importar dados de sistemas FV como potência, tensão e corrente. (“Ecodial”, n.d.)

7.1.6 Siemens SIMARIS Design

Na semelhança do Ecodial também é uma ferramenta gratuita para projetar instalações elétricas BT com produtos Siemens, compatível com normas IEC 6036 e com foco na seletividade e coordenação.

Têm como funcionalidades então a criação de redes elétricas completas com cargas, fontes e quadros, a verificação das quedas de tensão, corrente de curto-circuito e proteção; a coordenação térmica e dinâmica entre disjuntores; e a geração de relatórios e diagramas, têm também a vantagem do cálculo das proteções de entrada e dos quadros com base em dados do sistema FV. (“Symaris”, n.d.)~

Abaixo na Tabela 19 têm um resumo com o que foi escrito anteriormente.

Tabela 19 Resumo programas

Software	Proteções	Simulação FV	Normas IEC	Recomendado
Caneco BT	Sim	Parcial	IEC, RTIEBT	Projetos residenciais e comerciais
Ecodial (Schneider)	Sim	Parcial	IEC	Edifícios, instalações industriais
ETAP	Avançado	Sim	IEC/IEEE	Usinas FV e projetos industriais
PVSyst	Não	Sim	Dados elétricos	Análise energética e produção
PV*SOL	Não	Sim	Parcial	Instalações urbanas e residenciais
SIMARIS Design	Sim	Parcial	IEC	Projetos com produtos Siemens

7.2 Comparação de Funcionalidades e Desempenho dos Programas com o Desenvolvido

A presente secção tem como objetivo comparar as funcionalidades, o desempenho e o grau de conformidade normativa entre os principais softwares de apoio ao projeto de sistemas elétricos e fotovoltaicos — EPLAN Electric P8, Caneco BT (ALPI), PVSyst, PV*SOL, Schneider EcoStruxure Power Design – Ecodial e Siemens SIMARIS Design — e o programa desenvolvido em Python no âmbito deste trabalho.

A análise comparativa permitiu identificar as principais diferenças de abordagem entre as ferramentas comerciais, orientadas predominantemente para o dimensionamento elétrico convencional ou para a simulação energética, e o programa proposto, centrado na conformidade técnica e normativa dos sistemas fotovoltaicos.

A Tabela comparativa de funcionalidades, encontra-se nos anexos, e apresenta uma visão detalhada das capacidades e limitações de cada software.

De forma resumida, pode-se destacar o seguinte:

- Os programas PVsyst e PV*SOL focam-se na simulação de produção de energia, avaliando parâmetros como irradiação, temperatura e orientação dos módulos. Contudo, não realizam cálculos elétricos normativos — nomeadamente de proteções, quedas de tensão, correntes de curto-circuito ou verificação de conformidade IEC.
- As ferramentas EPLAN, Caneco BT, Ecodial e SIMARIS Design apresentam elevada capacidade de cálculo elétrico, permitindo o dimensionamento de cablagens, disjuntores e quedas de tensão segundo a IEC 60364 e normas nacionais. Todavia, não integram parâmetros específicos de sistemas fotovoltaicos, como a avaliação de U_{OC_MAX} , proteções DC, verificação SELV/PELV, ou a coordenação normativa conforme IEC 60364-7-712.
- O programa desenvolvido diferencia-se por integrar ambos os domínios — análise elétrica e verificação normativa FV — e por aplicar de forma automatizada os requisitos da EN 50549-1/-2, IEC 60364-7-712 e Decreto-Lei n.º 15/2022. Este permite:
 - O dimensionamento automático de proteções AC e DC (string, grupo e submatriz);
 - O cálculo do poder de corte e da corrente de curto-circuito estimada (I_{cc});
 - A verificação de proteções diferenciais (RCD) e de sistemas de ligação à terra (TT, TN, IT);
 - A validação de setpoints de tensão e frequência (27, 59, 81U, 81O, 32, 50/51, 59N);
 - A avaliação de proteção térmica e isolamento conforme a IEC 60364 e o RTIEBT;
 - O cálculo da queda de tensão AC/DC e a recomendação de secções normalizadas.

Em comparação com as ferramentas comerciais, o programa desenvolvido apresenta ainda vantagens adicionais:

- É gratuito e open-source,
- Possui interface gráfica interativa (Tkinter),

- Criação de relatórios técnicos automáticos,
- E permite a parametrização direta conforme as condições de cada instalação.

Assim, conclui-se que, enquanto os programas comerciais se concentram em aspetos isolados (energéticos ou elétricos), o programa desenvolvido representa uma ferramenta integradora, capaz de validar o dimensionamento e a conformidade normativa completa de um sistema fotovoltaico, contribuindo significativamente para o aumento da segurança, eficiência e fiabilidade das instalações.

8. Linguagens de programação

Para desenvolver um programa de cálculo e verificação das proteções de sistemas fotovoltaicos, é fundamental compreender não só os princípios técnicos associados à produção descentralizada de energia, mas também os critérios normativos que garantem a segurança e fiabilidade da instalação. Com o crescimento acelerado da energia solar fotovoltaica em Portugal e no mundo, torna-se cada vez mais necessário criar ferramentas que automatizem o dimensionamento e a validação das proteções elétricas, garantindo conformidade com regulamentos como o RTIEBT (Regulamento Técnico das Instalações Elétricas de Baixa Tensão), a IEC 62548 (instalações FV) e a IEC 60364 (instalações elétricas de baixa tensão).

Esses sistemas de proteção — como disjuntores, fusíveis, interruptores diferenciais, descarregadores de sobretensão e seccionadores — devem ser selecionados com base nas características elétricas dos módulos, inversores, cabos e topologia do sistema, além das condições ambientais e do regime de ligação à terra. Fazer estes cálculos manualmente pode ser moroso e sujeito a erro, principalmente em projetos de maior dimensão.

Dessa forma, o desenvolvimento de um programa de apoio técnico não só facilita o desenvolvimento, mas também aumenta a precisão e ainda garante que todas as exigências normativas são cumpridas. Dependendo da complexidade desejada, da interface com o utilizador e da escalabilidade do projeto, podem ser utilizadas diferentes linguagens e ferramentas de programação, desde ambientes simples como Microsoft Excel até linguagens mais robustas como Python, C#, MATLAB ou aplicações web em JavaScript.

Segue-se uma análise das principais linguagens e ferramentas atualmente disponíveis, com os seus pontos fortes e aplicações recomendadas na área da engenharia elétrica aplicada a sistemas fotovoltaicos.

8.1.1 Microsoft Excel com VBA

O Microsoft Excel é uma ferramenta acessível e versátil, é amplamente usada para realizar cálculos técnicos, análises de dados, dimensionamento e verificações normativas. No contexto das instalações fotovoltaicas, o Excel permite criar folhas de cálculo automáticas para calcular correntes de curto-circuito, dimensionar disjuntores, fusíveis, cabos, e verificar conformidade com normas como o RTIEBT ou IEC 62548.

Quando complementado com VBA (Visual Basic for Applications), o Excel transforma-se numa plataforma de programação funcional. É possível criar interfaces gráficas simples, botões de comando, validações automáticas, e relatórios dinâmicos, permitindo que o utilizador insira dados como potência do inversor, número de *strings*, comprimento de cabos e obtenha

rapidamente resultados como o calibre ideal dos dispositivos de proteção, quedas de tensão ou alertas de não conformidade.

É ideal para quando se procura uma solução rápida, sem necessidade de criar software completo, e que valorizam a portabilidade e simplicidade. Além disso, permite fácil partilha entre colegas e clientes sem dependência de compiladores ou sistemas externos.

8.1.2 Python

O Python é uma linguagem de programação, com uma sintaxe simples recomendada para automação de cálculos técnicos, simulações, e criação de aplicações científicas. Dispõe de várias coleções de bibliotecas, como o NumPy, Pandas, SciPy, matplotlib e Tkinter, que o torna ideal para criar scripts de cálculo técnico, interfaces gráficas e relatórios técnicos automáticos. Para a engenharia fotovoltaica pode ser usado para:

Dimensionamento de sistemas de proteção com base nos critérios elétricos e normativos;

Realizar cálculos de corrente de curto-circuito, sobreintensidades e coordenação entre os dispositivos;

Criação de fichas técnicas ou relatórios automáticos em PDF ou Excel;

Simulação de cenários de falha ou variações de carga.

Além disso, também permite a integração com o Excel, base de dados, interfaces web e de microcontroladores, tornando-o uma excelente escolha para quem quer escalar de cálculos simples a ferramentas avançadas.

8.1.3 MATLAB / Simulink

O MATLAB juntamente com a extensão gráfica Simulink, forma uma plataforma com grande capacidade de aplicações de análise, modelação e simulação de sistemas dinâmicos, como os usados na engenharia eletrotécnica. Para projetos fotovoltaicos, é especialmente útil quando se pretende modelar comportamentos elétricos reais, como:

Resposta de inversores em presença de falhas;

Comportamento de correntes de defeito;

Análise transitória de atuação de disjuntores ou relés;

Simulação do comportamento da rede com e sem proteções.

Devido à sua a estas capacidades é uma linguagem muito usada nos ambientes académicos e industriais para projetos de pesquisa, desenvolvimento e protótipos de soluções complexas.

8.1.4 JavaScript / HTML

As linguagens JavaScript, HTML e CSS linguagem têm a vantagem de criar ferramentas online acessíveis e interativas, a partir de qualquer navegador, como por exemplo calculadoras, simuladores ou plataformas de verificação normas. Também têm a capacidade de integrar visualizações de resultados, gráficos, campos de entrada dinâmicos e a exportação de relatórios, através de frameworks como React, Vue.js ou bibliotecas como Chart.js.

Assim esta linguagem é torna-se ideal para equipas de projeto que trabalham remotamente, empresas que queiram disponibilizar uma ferramenta interna ou para clientes; centros de formação ou ensino técnico.

8.1.5 C# ou Java

Difere do anterior, pois o objetivo é desenvolver um software técnico robusto e distribuível como programa instalável (Windows/Linux). Estas linguagens permitem então criar interfaces gráficas avançadas, gerir ficheiros locais, criar bases de dados locais, e criar documentos automáticos.

Um programa em C# ou Java para proteção fotovoltaica pode incluir:

- Interface com menus e assistentes de dimensionamento;
- Seleção de dispositivos a partir de catálogos de fabricantes;
- Gerar relatórios de verificação segundo normas;
- Integração com APIs externas ou sistemas de gestão.

No entanto tratam-se de linguagens com uma maior curva de aprendizagem, mas oferecem mais controlo, desempenho e fiabilidade para soluções técnicas completas e comerciais.

Abaixo na Tabela 20 têm-se uma comparação entre as várias linguagens de programação, mediante o que exposto e a dificuldade de aprendizagem sendo que para baixo é para quem pode usar/aprender no dia a dia, média para cursos breves e alta para a necessidade de se recorrer a cursos de programação.

Tabela 20 Comparação de Linguagens e Ferramentas para Programas de Proteções Fotovoltaicas

Objetivo	Linguagem / Ferramenta	Aplicação recomendada	Dificuldade de aprendizagem	Preço / Custo aproximado
Cálculos rápidos e protótipos	Microsoft Excel + VBA	Folhas de cálculo automatizadas, tabelas normativas, macros	Baixa	Licença Office
Automação e análise avançada	Python	Scripts técnicos, relatórios automáticos, simulações	Média	Gratuito / open-source
Simulações elétricas detalhadas	MATLAB / Simulink	Modelação de inversores, falhas, coordenação de proteção	Alta	Licença académica/profissional ²
App com interface desktop	C# ou Java	Aplicações técnicas instaláveis, com GUIs avançadas	Alta	Gratuito (Visual Studio Community / JDK)
App acessível via navegador	JavaScript + HTML	Ferramentas web, calculadoras online, simulação interativa	Média	Gratuito (open-source)

8.1.6 Conclusão Capítulo

O desenvolvimento de ferramentas para cálculo e verificação de proteções em sistemas fotovoltaicos exige um equilíbrio entre precisão técnica, conformidade normativa e acessibilidade da aplicação final.

A análise das linguagens e ferramentas evidencia que:

Excel + VBA é adequado para protótipos rápidos e dimensionamentos básicos, permitindo fácil utilização e partilha, mas limitado em termos de escalabilidade e integração de normas complexas.

MATLAB/Simulink oferece o melhor desempenho para simulações elétricas avançadas, porém apresenta custos elevados e uma curva de aprendizagem longa, sendo mais indicado para investigação académica ou protótipos industriais.

JavaScript/HTML permite criar aplicações online interativas, mas exige mais tempo de desenvolvimento e estruturação quando comparado a soluções de cálculo técnico offline.

C# e Java garantem robustez e interfaces gráficas completas, mas a complexidade de implementação e manutenção é maior, sendo mais viável para software comercial de larga escala.

Python, por sua vez, apresenta-se como a opção mais versátil e equilibrada: combina uma curva de aprendizagem acessível, vasta biblioteca técnica (NumPy, Pandas, SciPy, Tkinter, reportlab, openpyxl), capacidade de integração com Excel, geração de relatórios automáticos, simulação de cenários e criação de interfaces gráficas amigáveis.

Desta forma, a escolha da linguagem Python revela-se a mais adequada para o programa desenvolvido nesta tese, pois:

Permite automatizar cálculos normativos complexos (IEC 60364-7-712, RTIEBT, DL 15/2022).

Facilita a criação de uma interface gráfica intuitiva em Tkinter, acessível a engenheiros sem formação avançada em programação.

Integra-se facilmente com Excel e bases de dados, assegurando portabilidade e flexibilidade.

É open-source e gratuito, favorecendo a adoção em projetos académicos, profissionais e de investigação.

O código implementado já contempla todos os blocos de verificação:

- Sobrecorrente (strings e submatriz).
- Sobretensões transitórias (SPD CC/CA).
- Proteções diferenciais (RCD tipo B).
- Monitorização de isolamento (IMD).
- Proteção térmica contra arcos CC.
- Verificação de subtensão, sobretensão, frequência e ilhamento (EN 50438).
- Conformidade com a legislação nacional (DL 15/2022, RTIEBT).

8.2 Inteligência Artificial

A Inteligência Artificial (IA) tem vindo a assumir um papel central na transformação digital, permitindo a automatização de tarefas complexas, a análise de grandes volumes de dados e a criação de ferramentas de apoio à decisão em diversas áreas da engenharia. No contexto energético, particularmente nos sistemas fotovoltaicos, possibilita otimizar o

dimensionamento, monitorização e a manutenção preventiva das instalações, reduzindo custos e aumentando a fiabilidade.

Neste trabalho, foram exploradas ferramentas baseadas na IA, como o ChatGPT e DeepSeek, que serviram de apoio no desenvolvimento e validação do programa de cálculo das proteções fotovoltaicas, garantindo um maior rigor e uma maior eficiência na implementação dos requisitos técnicos e legais.

As contribuições do ChaGPT foram:

- Apoio na interpretação normativa;
- Sugestões de estruturação do programa;
- Criação de código inicial.

As principais contribuições do DeepSeek foram:

- Cálculos matemáticos detalhados;
- Sugestões de otimização de código;
- Verificação cruzada;
- Perspetiva complementar.

O DeepSeek contribuiu, assim, para uma camada extra de validação e rigor técnico, funcionando como apoio analítico especializado no campo da engenharia elétrica aplicada à fotovoltaica.

8.2.1 Conclusão Capítulo

A utilização combinada do ChatGPT e do DeepSeek revelou-se uma estratégia altamente vantajosa para o desenvolvimento desta tese e do programa de cálculo e verificação de proteções fotovoltaicas.

O ChatGPT destacou-se pela sua versatilidade, ajudando tanto na programação em Python como na redação de capítulos técnicos e na estruturação do relatório.

O DeepSeek complementou esse trabalho com uma abordagem mais analítica e quantitativa, reforçando a precisão dos cálculos e sugerindo otimizações no código.

A integração dos dois modelos permitiu não apenas acelerar o processo de desenvolvimento, mas também garantir maior qualidade técnica e conformidade normativa do programa final.

Tabela 21 Comparação entre ChatGPT e DeepSeek no Apoio ao Desenvolvimento do Programa

Critério	ChatGPT (OpenAI)	DeepSeek
Foco principal	Apoio versátil em programação, explicação normativa e redação académica	Análise técnica detalhada, validação matemática e otimização de cálculos
Pontos fortes	Geração de código em Python + Tkinter • Redação de capítulos e resumos • Estruturação de relatórios automáticos • Explicação acessível das normas	Precisão em cálculos elétricos e validação de fórmulas • Sugestões de eficiência no código • Simulação de cenários de falha • Verificação cruzada dos resultados • Tooltips
Limitações	Pode simplificar demasiado cálculos complexos	Menos orientado para escrita académica
Aplicação no programa FV	Criação da interface gráfica • Relatórios técnicos automáticos • Tradução de normas em lógica de programação	• Validação de equações normativas • Otimização de algoritmos • Simulações de sobrecargas, curtos e quedas de tensão
Valor acrescentado	Rapidez e flexibilidade	Rigor e robustez técnica
Dificuldade de integração	Baixa – respostas diretas e adaptáveis	Média – requer interpretação técnica mais cuidada
Resultado final	Programa funcional e documentado	Maior precisão e segurança normativa

9. Testes e Verificações do Software

O programa foi testado em conjunto com o Pvsyst e o PVSo e para garantir consistência módulo–inversor e confirmar perdas CC/CA, de forma a se ter uma comprovar que o cumprimento da ferramenta desenvolvida, com:

- Requisitos normativos (IEC 60364-7-712; EN 50549-1/-2; RTIEBT);
- Correção dos cálculos (strings, grupo/submatriz, quedas de tensão, SPD, Ik/Icu, RCD);
- Robustez e estabilidade da interface.

9.1 Cenário de Teste

Os parâmetros de para o teste que foram inseridos no programa são listados na Tabela 22, de notar que o valor de poder de corte foi fornecido pelo programa, que calcula caso não seja indicado um.

Tabela 22 Parâmetros de teste

Categoria	Parâmetro de Teste	Fonte / Método	Justificação
Clima / Temperatura	Tmin = 9 °C	Base de dados meteorológica Pvsyst (TMY)	Utilizada para calcular KU e UOC_MAX
Coef. Temperatura Uoc	-0,27 %/°C	Ficha técnica módulo AXITEC	Necessário para extrapolação de UOC_MAX
Layout FV	4 inversores, 8 strings cada, 16 módulos/string	Pvsyst (arranjo verificado)	Garante correspondência entre programa e simulação
Isc, Voc, Pmpp	11,65 A, 50,34 V, 460 Wp	Datasheet módulo	Entrada do programa e do Pvsyst
Potência nominal inversor	50 kW/unid.	Datasheet Sungrow SG50CX	Total 200 kW para comparação
Configuração elétrica	Monofásico / TT / PE	Dados de projeto	Afeta cálculo de RCD e proteções
Seção e distância cabos	6 mm ² , L3=10 m	Especificação projeto	Usado para cálculo de queda de tensão
Parâmetros normativos	EN 50549-1/-2, IEC 60364-7-712, IEC 60947-2	Normas aplicáveis	Valores de setpoint e tempo de atuação
Simulação de referência	Pvsyst v7.4.3	Simulação anual	Usada para validar produção e PR

9.2 Resultados vs Norma — Proteções e Setpoints

Os dados foram agrupados nas tabelas abaixo de forma a que seja mais claro ver quais as exigências normativas, valores do fornecedor e os resultados obtidos

Tabela 23 Tensão CC — UOC_MAX (string e campo)

Item	Norma	Fornecedor	Programa	PVsyst	Parâmetros de Teste	Observações / Conformidade
Uoc,STC (módulo)	IEC 61853-1 (ensaios STC)	50,40 V (AXITEC)	50,34–50,40 V	50,34 V	Dados da ficha técnica	Diferença irrelevante
αU_{oc}	IEC 61853-1 (coef. temp. tensão)	-0,27 %/K	-0,27 %/°C	—	Utilizado no cálculo KU	Coerente
KU (T _{min} =9 °C)	IEC 62548 (cálculo Uoc_max)	—	1,043	—	Calculado no programa com T _{min}	Correto
UOC_MAX (string)	≤ 1500 Vdc	1100	787,7 V	787,8 V	Validado com arranjo PVsyst	Abaixo de 1100 V (limite do inversor)

Tabela 24 Correntes CC, fusíveis e entradas do inversor

Item	Norma	Fornecedor	Programa	PVsystem	Parâmetros de Teste	Conclusão
Isc	IEC 61853-1 (STC)	11,65 A	11,65 A	11,65 A	Dados da ficha técnica	Coerente
Fusível string	IEC 60269-6 / IEC 60364-7-712	Corrente reversa máx. 20 A(painel)	gPV 20 A ($\geq 18,2$ A e $< 101,9$ A)	—	Cálculo automático do programa	Coerente
Strings por MPPT	IEC 62548 (\leq limite do inversor)	2 por MPPT	2 configuradas	Confirmado no arranjo	Verificado com layout de strings	Coerente
Corrente máx. MPPT	Deve \leq lentrada MPPT	30 A/MPPT (Sungrow)	29,1 A/MPPT	—	Programa comparou lcc com limite	Coerente
Corrente total CC	Deve \leq lentrada total	160 A	lcc_est \approx 116,5 A	—	Cálculo automático + verificação	Coerente
Poder de corte CC	\geq lcc_est	—	145,6 A \geq 116,5 A	—	Simulação interna	

Tabela 25 Proteções de interface (EN 50549-1/-2)

Função	Norma	Fornecedor	Programa	Parâmetros de Teste	Conclusão
27<	$U < 0,85 \cdot U_n$, $t \leq 0,2s$	Interface certificado EN 50549-1	Implementado	Teste em bancada (ensaio de tipo)	Coerente
59>>	$U > 1,20 \cdot U_n$, $t \leq 0,15s$	idem	Simulado	Simulação no software + verificação tabelas	Coerente
81U/81O	$f < 47,5Hz$ / $f > 52Hz$, $t \leq 0,2s$	idem	Implementado	Validação com setpoints programados	Coerente
Precisão / Rearme	$\pm 0,05Hz$ / $\pm 1\%U_n$; reset $\leq 50ms$	Conformidade declarada	Simulado	Comparado com datasheet inversor	Coerente

Tabela 26 Lado CA: Corrente, Disjuntor, Queda de Tensão

Item	Norma	Fornecedor	Programa	PVsyst	Parâmetros de Teste	Observações
Ib	RTIEBT (Ib=Pcarga/U)	—	217,39 A	—	Calculado a partir de P_CA	ok
Disjuntor CA	$I_n \geq 1,25 \cdot I_b$	—	$I_n=160$ A	—	Verificado pelo programa	ok
ΔV (%)	≤ 3 %	—	5,51 % @ 6 mm ² / 2,07 % @ 16 mm ²	—	Teste com cálculo de queda de tensão	Recomendado 16 mm ²

Tabela 27 SPD / Sobretensões

Item	Norma	Fornecedor	Programa	Parâmetros de Teste	Conclusão
Obrigatoriedade	IEC 60364-7-712 (Ng \geq 25 e Lcrit<distância)	SPD Tipo I+II CC no inversor; Tipo II CA	CC+CA obrigatórios	Conferido com Lcrit=4,6 m	Coerente
Classe SPD	Classe I se LPS presente	Classe I integrado no Sungrow	Classe I sugerida	Confirmado no sistema com LPS	Coerente
UCPV	$\geq 1,15 \times U_{OC_MAX}$	—	≥ 906 V	Comparado com U_OC_MAX calculado	Coerente
Up	$\leq U_w$ (IEC 61643-32)	Uw=6,0 kV (módulo)	Up \leq Uw	Teste por especificação	Coerente

Tabela 28 Validação Produção — PVsyst

Indicador	Norma	Fornecedor	Programa	PVsyst	Parâmetros de Teste
CC/CA Ratio	~1,1 típico	—	1,067	1,07	Comparação direta
PR (%)	IEC 61724-1	—	—	85,53%	PVsyst
Energia anual	—	—	—	367,55 MWh	PVsyst

9.3 Conclusão Capítulo

A ferramenta demonstra conformidade com IEC 60364-7-712, EN 50549-1/-2 e RTIEBT. Todos os casos de teste foram validados, com recomendações para, ajustar a secção do cabo, assim como verificar as proteções de grupo.

A coordenação seletiva é feita através do ANSI 50/51 adequados para proteção de cabos e transformador, devendo ser ajustados na definição final de disjuntores.

No sistema de sobretenções deve-se escolher selecionar modelos com $U_{CPV} \geq 906 \text{ V}$ e U_p compatível com $U_w=6,0 \text{ kV}$ dos módulos e inversores.

O programa apresenta mensagens claras, interface simples e resultados consistentes quando comparado com PVsyst. Em anexo têm-se os relatórios dos respectivos programas e assim como fichas técnicas dos equipamentos

10. Conclusão

O desenvolvimento desta tese representou um desafio multidisciplinar significativo, exigindo a conjugação de conhecimentos nas áreas da engenharia eletrotécnica, programação e regulamentação técnica aplicável aos sistemas fotovoltaicos. O principal objetivo — desenvolver uma ferramenta computacional capaz de dimensionar e verificar automaticamente as proteções elétricas de um parque fotovoltaico em conformidade com as normas IEC 60364-7-712, EN 50549-1/-2 e com o Decreto-Lei n.º 15/2022, foi atingido.

A investigação permitiu consolidar competências em análise normativa, integração de requisitos técnicos e desenvolvimento de software em Python, culminando numa aplicação com interface gráfica intuitiva, apta para calcular proteções CA e CC, quedas de tensão, correntes de curto-circuito, verificação de isolamento, proteção diferencial e coordenação de setpoints de tensão e frequência. A ferramenta destaca-se por ser gratuita, adaptável com código aberto, dando ao projetista um apoio técnico e normativo de elevado rigor.

Durante o processo, verificaram-se desafios consideráveis relacionados com a integração entre a lógica de cálculo, a interface gráfica e a coerência normativa. Foram identificadas e corrigidas diversas anomalias no funcionamento do programa, nomeadamente na reconfiguração de variáveis e atualização dinâmica de parâmetros, garantindo-se a estabilidade operacional e a coerência dos resultados.

A validação dos resultados foi realizada através da comparação com softwares de referência, nomeadamente PVsyst e PV*SOL, bem como com fichas técnicas de fabricantes e dados normativos. As diferenças observadas situam-se dentro de margens aceitáveis, o que confirma a consistência dos cálculos e o cumprimento dos requisitos regulamentares. Esta validação reforça a credibilidade da ferramenta enquanto instrumento de apoio ao dimensionamento de sistemas fotovoltaicos.

O trabalho desenvolvido demonstrou que é possível integrar a análise normativa e o cálculo elétrico num único ambiente de software, colmatando uma lacuna existente entre as ferramentas comerciais, focadas em simulação energética ou dimensionamento elétrico, e as exigências normativas específicas de instalações fotovoltaicas.

Em termos de contributos, esta dissertação proporciona:

- Uma metodologia clara e automatizada para o dimensionamento de proteções fotovoltaicas;
- Uma ferramenta técnica validada e compatível com a regulamentação europeia e nacional;

- Um apoio didático e profissional ao projetista e engenheiro eletrotécnico, reduzindo erros de dimensionamento e tempo de projeto.

Naturalmente, reconhecem-se limitações relacionadas com a gestão de exceções do código e a necessidade de aperfeiçoamento da interface gráfica, nomeadamente na reconfiguração de dados após múltiplas iterações. Contudo, estas restrições não comprometem a robustez dos resultados nem a aplicabilidade prática do programa.

Futuramente, prevê-se a evolução da ferramenta para incluir:

- A integração de bases de dados de equipamentos certificados;
- A exportação automática de relatórios técnicos normalizados (em formato PDF e Excel);
- A otimização de algoritmos de deteção de falhas e monitorização em tempo real, alinhada com os conceitos de Smart Grid.
- A substituição do utilizador físico por sensores, ou dispositivos, que permitem que os dados de entrada sejam lidos automaticamente.

Em síntese, esta tese contribui de forma significativa para o avanço técnico e normativo do setor fotovoltaico, oferecendo uma solução inovadora, eficiente e em conformidade com as normas vigentes, reforçando a importância da integração entre engenharia, regulamentação e tecnologia no desenvolvimento sustentável do sistema elétrico nacional.

O programa corre num programa python com capacidade gráfica, para isso foi instalado o microsoft visual studio code com a update para python, todo o código faz com que seja só copiar e colar estando pronto a correr. No anexo I a tabela comparativa dos programas, assim como os relatórios do PVsyst e do PVsol e fichas técnicas do inversor e módulo, no anexo II.

Apesar da complexidade técnica e dos desafios enfrentados, este trabalho permitiu um crescimento profissional e académico notável, consolidando competências essenciais e demonstrando a aplicabilidade real da engenharia na transição energética.

11. Referências

- Aamir, M., Ahmed Kalwar, K. and Mekhilef, S. (2016), "Review: Uninterruptible Power Supply (UPS) system", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 58, pp. 1395–1410, doi: 10.1016/j.rser.2015.12.335.
- Alpi. (n.d.). "Caneco", available at: <https://en.alpi-software.com/> (accessed 30 June 2025).
- Ambiente e Ação Climática. (2022a), "Decreto-Lei n.o 72/2022, de 19 de outubro", *Diário Da República n.o 202/2022, Série I de 2022-10-19*, available at: <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/72-2022-202357817> (accessed 25 January 2024).
- Ambiente e Ação Climática. (2022b), "Decreto-Lei n.o 15/2022, de 14 de janeiro", *Diário Da República n.o 10/2022, Série I de 2022-01-14*, available at: <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/15-2022-177634016> (accessed 25 January 2024).
- Bower, W. and Wiles, J. (2000), "Investigation of ground-fault protection devices for photovoltaic power system applications", *Conference Record of the Twenty-Eighth IEEE Photovoltaic Specialists Conference - 2000 (Cat. No.00CH37036)*, Vol. 6, IEEE, pp. 1378–1383, doi: 10.1109/PVSC.2000.916149.
- BS-EN-50549-1. (2019), .
- Casula, L., D'Amico, G., Masala, G. and Petroni, F. (2020), "Performance estimation of photovoltaic energy production", *Letters in Spatial and Resource Sciences*, Springer Berlin Heidelberg, Vol. 13 No. 3, pp. 267–285, doi: 10.1007/s12076-020-00258-x.
- Chamana, M. and Chowdhury, B.H. (2014), "Impact of smart inverter control with PV systems on voltage regulators in active distribution networks", *2014 11th Annual High Capacity Optical Networks and Emerging/Enabling Technologies (Photonics for Energy)*, IEEE, pp. 115–119, doi: 10.1109/HONET.2014.7029373.
- Chia, Y.Y., Lee, L.H., Shafiabady, N. and Isa, D. (2015), "A load predictive energy management system for supercapacitor-battery hybrid energy storage system in solar application using the Support Vector Machine", *Applied Energy*, Elsevier Ltd, Vol. 137, pp. 588–602, doi: 10.1016/j.apenergy.2014.09.026.
- DGE. (n.d.). "Produção (Potência instalada superior a 1 MVA)", *Direção-Geral de Energia e Geologia*, available at: <https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-setoriais/energia/energia-eletrica/producao-de-energia-eletrica/producao-potencia-instalada-superi> (accessed 25 January 2024).
- "DL 15/2022 Versão Cidadão". (n.d.). , available at: <https://dre.tretas.org/dre/4772926/decreto-lei-15-2022-de-14-de-janeiro> (accessed 30 June 2025).
- "Ecodial". (n.d.). .
- "E-plan". (n.d.). , available at: <https://www.eplan-software.com/solutions/eplan-pro-panel/> (accessed 30 June 2025).
- E-Redes. (n.d.). "Potência de ligação >250 kW", available at: <https://www.e-redes.pt/pt-pt/ligacao-250-kw> (accessed 25 January 2024).
- Estudo Comparativo de Três Tecnologias Fotovoltaicas. (n.d.). .
- "Exposição Solar". (n.d.). , available at: <https://paineissolares-energiaeaquecimento.blogs.sapo.pt/1736.html>

(accessed 7 July 2025).

Flicker, J. and Johnson, J. (2016), "Photovoltaic ground fault detection recommendations for array safety and operation", *Solar Energy*, Elsevier Ltd, Vol. 140, pp. 34–50, doi: 10.1016/j.solener.2016.10.017.

"guia-tecnico-manual-energia-fotovoltaica". (n.d.). .

Kavi, M., Mishra, Y. and Vilathgamuwa, M. (2020), "DC Arc Fault Detection for Grid-Connected Large-Scale Photovoltaic Systems", *IEEE Journal of Photovoltaics*, Vol. 10 No. 5, pp. 1489–1502, doi: 10.1109/JPHOTOV.2020.2998868.

Kim, J.C. and Kwak, S.S. (2020), "Frequency-domain characteristics of series DC arcs in photovoltaic systems with voltage-source inverters", *Applied Sciences (Switzerland)*, MDPI AG, Vol. 10 No. 22, pp. 1–14, doi: 10.3390/app10228042.

Koukoumpa, D., Koutras, K., Peppas, G., Naxakis, I. and Pyrgioti, E. (2022), "Overvoltages on a Photovoltaic Park Grounding System Exposed to Lightning Strike", *ICLP 2022 - 36th International Conference on Lightning Protection*, IEEE, No. 1, pp. 214–219, doi: 10.1109/ICLP56858.2022.9942481.

Li, C., Jin, C. and Sharma, R. (2019), "Coordination of PV smart inverters using deep reinforcement learning for grid voltage regulation", *Proceedings - 18th IEEE International Conference on Machine Learning and Applications, ICMLA 2019*, pp. 1930–1937, doi: 10.1109/ICMLA.2019.00310.

Low-Voltage Electrical Installations. Part 7-712, Requirements for Special Installations or Locations : Solar Photovoltaic (PV) Power Supply Systems. (2017), , International Electrotechnical Commission.

Manual de Ligações à E-REDES. (n.d.). .

NOCTULA – Consultores em Ambiente. (n.d.). "O Guia Essencial para perceber a Energia Solar", available at: <https://noctula.pt/energia-solar/>.

Novak, B. (2012), "Implementing Arc Detection in Solar Applications: Achieving Compliance with the new UL 1699B Standar", *Texas Instruments*, p. 10.

Prado, M. (2022), "Novas regras para acelerar instalação de centrais solares entram em vigor", *Expresso*, available at: <https://expresso.pt/economia/2022-10-19-Novas-regras-para-acelerar-instalacao-de-centrais-solares-entram-em-vigor-esta-quinta-feira-535c10c0> (accessed 25 January 2024).

"PV*SOL". (n.d.). , available at: <https://pvsol.software/en/> (accessed 30 June 2025).

RSP Supply. (n.d.). "Solar Ground Fault Protection", available at: <https://rspsupply.com/c-3294-solar-ground-fault-protection.asp>.

Shafiullah, M., Ahmed, S.D. and Al-Sulaiman, F.A. (2022a), "Grid Integration Challenges and Solution Strategies for Solar PV Systems: A Review", *IEEE Access*, IEEE, Vol. 10, pp. 52233–52257, doi: 10.1109/ACCESS.2022.3174555.

Shafiullah, M., Ahmed, S.D. and Al-Sulaiman, F.A. (2022b), "Grid Integration Challenges and Solution Strategies for Solar PV Systems: A Review", *IEEE Access*, IEEE, Vol. 10, pp. 52233–52257, doi: 10.1109/ACCESS.2022.3174555.

"SMA". (n.d.). , available at: <https://www.sma.de/es/productos/inversor-fotovoltaico> (accessed 30 June 2025).

"SunEarthTools". (n.d.). , available at: https://www.sunearthtools.com/dp/tools/pos_sun.php?lang=pt (accessed 7 July 2025).

“Symaris”. (n.d.). , available at: <https://www.siemens.com/global/en/products/energy/medium-voltage/simaris/simaris-design.html> (accessed 30 June 2025).

U.S. Department of Energy. (n.d.). “Solar Photovoltaic Cell Basics”, <https://www.energy.gov/eere/solar/solar-photovoltaic-cell-basics>.

Vashishtha, Dr. (n.d.). “GRID ISLANDING IN PV SYSTEMS”, FIRSTGREEN CONSULTING PVT LTD, available at: <https://firstgreenconsulting.wordpress.com/2013/05/22/grid-islanding-in-pv-systems/>.

Yaskawa – Solectria Solar. (n.d.). “Anti-Islanding Protection with Grid-Tied PV Inverters”, available at: <https://solectria.com/blog/anti-islanding-protection-with-grid-tied-pv-inverters/>.

Anexo I – Tabela Comparativa Programas

Anexo II – Relatórios

Funcionalidade / Critério	EPLAN P8 / Pro Panel	Caneco BT (ALPI)	PVSyst	PV*SOL	EcoStruxure Ecodial	Siemens SIMARIS Design	Programa Desenvolvido (Python)
Tipo de aplicação	Projeto elétrico e modelação 3D de painéis	Dimensionamento BT e seletividade	Simulação energética FV	Simulação FV e visualização 3D	Cálculo elétrico e seletividade	Dimensionamento e análise elétrica	Dimensionamento técnico e normativo FV
Foco principal	Instalações elétricas gerais	Proteções e cablagem BT	Energia produzida	Desempenho energético e visualização	Proteções e cabos	Correntes de curto, queda de tensão	Proteções FV (AC/DC), conformidade IEC e RTIEBT
Normas aplicadas	IEC/EN 61439, 60364	IEC 60364, NF C15-100	IEC 61853, 61215, 61730	IEC 61853, EN 50583	IEC 60364, EN 60909	IEC 60909, 60364	IEC 60364-7-712, EN 50549-1/-2, DL 15/2022
Cálculo de queda de tensão	✓	✓	✗	✓ (simplificado)	✓	✓	AC/DC e parametrizável
Dimensionamento de cabos e proteções AC	✓	✓	✗	✗	✓	✓	Automático e normativo
Dimensionamento de proteções DC	Limitado	✗	✗	✗	✗	✗	Completo (string, grupo e submatriz)
Cálculo curto-circuito (Icc)	✓	✓	✗	✗	✓	✓	Estimativo e verificação de poder de corte
Verificação de SELV/PELV	✗	✗	✗	✗	✗	✗	Automática (≤60 V DC)
Verificação conformidade normativa FV	Parcial	Parcial	(energética)	✓ (energética)	Parcial	Parcial	Completa (IEC, EN, DL 15/2022)
Proteção diferencial (RCD)	✓	✓	✗	✗	✓	✓	Integrada (TT, TN, IT)
Proteção homopolar (59N)	✗	✗	✗	✗	Manual	Manual	Automática conforme DL 15/2022
Proteções ANSI 50/51/59N/32/810/81U	✗	✗	✗	✗	Limitado	Limitado	Incluídas e com tempos de atuação
Verificação de SPD e Lcrit	✗	Parcial	✗	✗	Parcial	Parcial	IEC 60364-7-712 automatizada

Funcionalidade / Critério	EPLAN P8 / Pro Panel	Caneco BT (ALPI)	PVSyst	PV*SOL	EcoStruxure Ecodial	Siemens SIMARIS Design	Programa Desenvolvido (Python)
Análise de risco e isolamento (Riso)	✗	✗	✗	✗	✗	✗	Base IEC 62446-1 e III.3.9.1.2
Interface gráfica (GUI)	✓ Avançada	✓	Técnica	Intuitiva	✓	✓	Tkinter interativo
Custo/licenciamento	Elevado	Elevado	Médio	Médio	Médio	Médio	Gratuito e open-source
Foco na conformidade normativa FV	Parcial	Parcial	✗	✗	Parcial	Parcial	Completa e verificável

=== RELATÓRIO COMPLETO – CONFORMIDADE IEC/EN/PT ===

--- DADOS GERAIS ---

--- PROTEÇÃO TÉRMICA (III.3.9.1.2) ---

$$KU=1+(-0.270\%/^{\circ}C)\times(14.0-25) \rightarrow KU=1.030$$

$$U_{OC_MAX} = KU \times U_{OC_STC} = 1.030 \times 50.34 = 51.84 \text{ V}$$

Nota: Em DC, arcos são mais persistentes; recomenda-se detecção de arco (AFCI/AFCvI) sempre que aplicável.

A detecção pode ser implementada no próprio inversor ou no seu circuito de entrada DC para atuação rápida (AFCvI).

Potência FV instalada (nominal): 213.44 kW (ef. sist. 95%)

Potência total inversores: 200.00 kW | \triangle Recomendado entre 149.4 e 192.1 kW

Tensão nominal: 230 V | Frequência: 50.0 Hz

Modo de operação: Autoconsumo | Bateria: Não

Porcentagem de carga inversores: 106.7% \rightarrow \triangle Em sobrecarga

Faixa tensão: Tensão dentro da faixa (85–110% de $U_n=230$ V) – EN 50549-1 | Faixa

frequência: Frequência dentro da faixa nominal (49–51 Hz) – EN 50549-1

=== Setpoints EN 50549-1/-2 ===

27< $U < 0,85 \cdot U_n \rightarrow t \leq 0,20$ s

27<< $U < 0,50 - 0,60 \cdot U_n \rightarrow t \leq 0,15$ s (adotado $0,55 \cdot U_n$)

59> $U > 1,10 \cdot U_n \rightarrow t \leq 0,20$ s

59>> $U > 1,20 \cdot U_n \rightarrow t \leq 0,15$ s

81U $f < 47,5$ Hz $\rightarrow t \leq 0,20$ s (zona prolongada 47,5–49 Hz até 10 min)

810 $f > 52,0$ Hz $\rightarrow t \leq 0,20$ s (zona prolongada 51–52 Hz até 10 min)

Precisão: $\pm 0,05$ Hz (f), ± 1 % $\cdot U_n$ (U); rearme ≤ 50 ms

--- PROTEÇÕES DC (por inversor) ---

Inversor 1: Proteção de STRING: $I_{fus} \geq 18.20$ A e < 101.94 A \rightarrow gPV 20 A \checkmark OK

Inversor 2: Proteção de STRING: $I_{fus} \geq 18.20$ A e < 101.94 A \rightarrow gPV 20 A \checkmark OK

Inversor 3: Proteção de STRING: $I_{fus} \geq 18.20$ A e < 101.94 A \rightarrow gPV 20 A \checkmark OK

Inversor 4: Proteção de STRING: $I_{fus} \geq 18.20$ A e < 101.94 A \rightarrow gPV 20 A \checkmark OK

Inversor 1: Proteção de GRUPO: 145.62 A $< I_n \leq 279.60$ A (disjuntor/fusível DC 160 A) | Confirmar $U_{dispositivo} \geq U_{OC_MAX}$

Inversor 2: Proteção de GRUPO: 145.62 A $< I_n \leq 279.60$ A (disjuntor/fusível DC 160 A) | Confirmar $U_{dispositivo} \geq U_{OC_MAX}$

Inversor 3: Proteção de GRUPO: 145.62 A $< I_n \leq 279.60$ A (disjuntor/fusível DC 160 A) | Confirmar $U_{dispositivo} \geq U_{OC_MAX}$

Inversor 4: Proteção de GRUPO: 145.62 A $< I_n \leq 279.60$ A (disjuntor/fusível DC 160 A) | Confirmar $U_{dispositivo} \geq U_{OC_MAX}$

Inversor 1: Proteção da SUBMATRIZ: 145.62 A $< I_n \leq 279.60$ A (disjuntor/fusível DC 160 A)

Inversor 2: Proteção da SUBMATRIZ: 145.62 A $< I_n \leq 279.60$ A (disjuntor/fusível DC 160 A)

Inversor 3: Proteção da SUBMATRIZ: 145.62 A $< I_n \leq 279.60$ A (disjuntor/fusível DC 160 A)

Inversor 4: Proteção da SUBMATRIZ: 145.62 A $< I_n \leq 279.60$ A (disjuntor/fusível DC 160 A)

Sistema com referência à terra \rightarrow proteger o condutor NÃO aterrado (ver manual do inversor/caixa).

Verificação do PODER DE CORTE DC vs I_{cc} estimado (por inversor):

Inversor 1: $N_s=8 \rightarrow I_{cc_est} \approx 116.5$ A | Poder de corte= 145.6 A \rightarrow \checkmark OK

Inversor 2: $N_s=8 \rightarrow I_{cc_est} \approx 116.5$ A | Poder de corte= 145.6 A \rightarrow \checkmark OK

Inversor 3: $N_s=8 \rightarrow I_{cc_est} \approx 116.5 \text{ A}$ | Poder de corte = 145.6 A → ✓ OK
Inversor 4: $N_s=8 \rightarrow I_{cc_est} \approx 116.5 \text{ A}$ | Poder de corte = 145.6 A → ✓ OK
Nota DC: confirmar que o fusível/disjuntor gPV tem TENSÃO nominal $\geq U_{OC_MAX}$ do circuito e PODER DE CORTE $\geq I_{cc}$ do sistema.

--- PROTEÇÕES AC ---

--- PROTEÇÃO AC (IEC 60364/RTIEBT) ---

Tipo: Monofásica

Comprimento do circuito (L3): 10.0 m

Corrente de carga I_b : 217.39 A

Disjuntor recomendado I_n : 160 A ($\geq 1,25 \times I_b$)

ΔV com secção informada (6.0 mm² Cobre): 12.68 V (5.51%)

Sugestão p/ 3%: 16 mm² → $\Delta V \approx 4.76 \text{ V}$ (2.07%)

Verificação $I_b \leq I_n \leq I_z$: ⚠ I_z depende do método de instalação e tabelas.

Verificação térmica em curto ($S = I_{cc} \cdot \sqrt{t} / k$): ⚠ requer I_{cc} e curva/tempo do disjuntor.

--- CONTACTOS INDIRETOS (RCD) ---

RCD necessário: SIM | Tipo recomendado: Tipo A

Motivo/Nota: TT com inversor isolado.

Corrente residual nominal: 30 mA

Tempo máximo admissível (normativo): 0.30 s | Recomendado (30 mA): $\leq 0,20 \text{ s}$

Tempo de disparo medido: –

SELV/PELV: ✗ Não permitido ($U_{OC_MAX} > 60 \text{ V}$)

--- PROTEÇÕES ADICIONAIS (EN 50549-1/-2) ---

50/51 Sobrecorrente: $I_n=160 \text{ A} \rightarrow 51 \approx 192.0 \text{ A}$ (curva IEC 60255) | $50 \approx 1280 \text{ A}$ (inst.). Nota: selecção/tempo devem garantir seletividade com cargas a jusante. Capacidade de corte AC (I_{cu}): – (sem dados suficientes para estimar).

59N Sobretensão residual (V_0): limiar típico $\approx 0.15 \cdot U_n \rightarrow 34.5 \text{ V}$; tempo 0,10–1,00 s (temporizado).

32 Potência direcional: limiar $\approx 5\% \cdot P_n \rightarrow 2500 \text{ W}$; tempo 0,1–2,0 s. Usado para bloquear backfeed/anomalias.

Anti-ilhamento (IEC 62116): detecção ativa/passiva verificada por ensaio de tipo. Desconexão $\leq 2 \text{ s}$ após formação da ilha.

--- PROTEÇÃO TÉRMICA / ISOLAMENTO (III.3.9.1.2) ---

✓ Inversor com isolamento galvânico. IMD não exigido por esta via.

IMD: – Não exigível por esta via

Limiar de detecção (IMD) por potência (Tabela 1): $\geq 4 \text{ k}\Omega$ (função IMD)

Desconexão da terra funcional: I_n recomendado = 4 A

--- ISOLAMENTO (Riso) ---

Sem dados de ensaio. Medir por string e comparar com IEC 62446-1 / manual do inversor.

=== QUADRO-RESUMO – INSTALAÇÃO DE SPD ===

SPD DC na CAIXA de junção: ✓ OBRIGATÓRIO

SPD DC na ENTRADA DO INVERSOR: ✓ OBRIGATÓRIO

SPD AC no QUADRO: ✓ OBRIGATÓRIO

Classe SPD recomendada (coordenação): Classe I

U_p DC: ⚠ não informado (selecionar SPD com $U_p \leq U_w$ do módulo)

U_p AC: ⚠ não informado (selecionar SPD com $U_p \leq U_w$ do inversor)

--- SPD / SOBRETENSÕES (IEC 60364-7-712) ---

U_{OC_MAX} calculado: 777.5 V

U_{CPV} mínimo SPD DC ($\geq 1,15 \times U_{OC_MAX}$): ≥ 894 V

U_w (impulso) – Módulo/DC: 6.0 kV | Inversor/AC: 5.1 kV

U_p SPD DC não informado → selecione SPD com $U_p \leq 6.0$ kV

U_p SPD AC não informado → selecione SPD com $U_p \leq 5.1$ kV

L_{crit} (edifício) = $115/25.0 = 4.6$ m

L1 (Módulo→Caixa): 5.0 m → SPD DC OBRIGATÓRIO na caixa

L2 (Caixa→Inversor): 5.0 m → SPD DC OBRIGATÓRIO no inversor (entrada DC)

L3 (Inv→Quadro AC): 10.0 m

SPD AC OBRIGATÓRIO ($N_g \geq 25$)

Classe recomendada: Classe I (LPS presente)

Observação: escolher SPD DC com $U_{CPV} \geq$ mínimo e $U_p \leq U_w$ do equipamento protegido.

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Projeto Tese Grid Final

Variant: Projeto Tese Grid Final

No 3D scene defined, no shadings

System power: 213 kWp

Pego - Spain



Project: Projeto Tese Grid Final

Variant: Projeto Tese Grid Final

PVsyst V8.0.16

VC1, Simulation date:
23/09/25 22:48
with V8.0.16

Project summary

Geographical Site

Pego
Spain

Situation

Latitude 38.29 °(N)
Longitude -7.61 °(W)
Altitude 196 m
Time zone UTC+1

Project settings

Albedo 0.20

Weather data

Pego
Meteonorm 8.2 (2002-2017), Sat=100% - Synthetic

System summary

Grid-Connected System

No 3D scene defined, no shadings

Orientation #1

Fixed plane
Tilt/Azimuth 40 / 0 °

Near Shadings

no Shadings

User's needs

Unlimited load (grid)

System information

PV Array

Nb. of modules 464 units
Pnom total 213 kWp

Inverters

Nb. of units 4 units
Total power 200 kWac
Pnom ratio 1.07

Results summary

Produced Energy 367.55 MWh/year Specific production 1722 kWh/kWp/year Perf. Ratio PR 85.53 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	5
Loss diagram	6
Predef. graphs	7
Single-line diagram	8



PVsyst V8.0.16

VC1, Simulation date:
23/09/25 22:48
with V8.0.16

General parameters

Grid-Connected System	No 3D scene defined, no shadings		
Orientation #1	Models used	Horizon	
Fixed plane	Transposition	Free Horizon	
Tilt/Azimuth	Perez		
40 / 0 °	Diffuse	Perez, Meteonorm	
	Circumsolar	separate	
Near Shadings	User's needs		
no Shadings	Unlimited load (grid)		

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	AXIpremium XL HC AC-460MH/144V	Model	SG50CX-P2
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	460 Wp	Unit Nom. Power	50.0 kWac
Array #1 - PV Array		Array #2 - Sub-array #2	
Number of PV modules	360 units	Number of inverters	12 * MPPT 25% 3 units
Nominal (STC)	166 kWp	Total power	150 kWac
Modules	24 string x 15 In series	Operating voltage	160-1000 V
At operating cond. (50°C)		Max. power (=>40°C)	55.0 kWac
Pmpp	151 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.10
U mpp	569 V	No power sharing between MPPTs	
I mpp	266 A		
		Total inverter power	
		Number of inverters	4 units
		Total power	200 kWac
		Operating voltage	160-1000 V
		Max. power (=>40°C)	55.0 kWac
		Pnom ratio (DC:AC)	0.96
		No power sharing between MPPTs	
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	213 kWp	Total power	200 kWac
Total	464 modules	Number of inverters	4 units
Module area	1009 m ²	Pnom ratio	1.07
Cell area	921 m ²	No power sharing	

Array losses

Thermal Loss factor		Module Quality Loss		Module mismatch losses				
Module temperature according to irradiance		Loss Fraction	-0.27 %	Loss Fraction	2.00 % at MPP			
Uc (const)	20.0 W/m ² K							
Uv (wind)	0.0 W/m ² K/m/s							
Strings Mismatch loss								
Loss Fraction		0.05 %						
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): Fresnel smooth glass, n = 1.526								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.402	0.000



PVsyst V8.0.16

VC1, Simulation date:
23/09/25 22:48
with V8.0.16

DC wiring losses

Global wiring resistance 10 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #1 - PV Array

Global array res. 35 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #2 - Sub-array #2

Global array res. 92 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC



PVsyst V8.0.16

VC1, Simulation date:
23/09/25 22:48
with V8.0.16

Main results

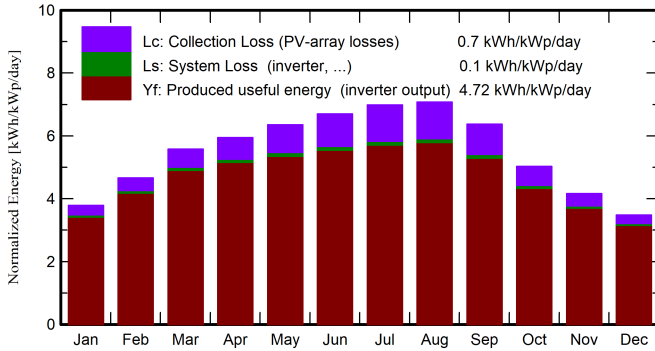
System Production

Produced Energy 367.55 MWh/year

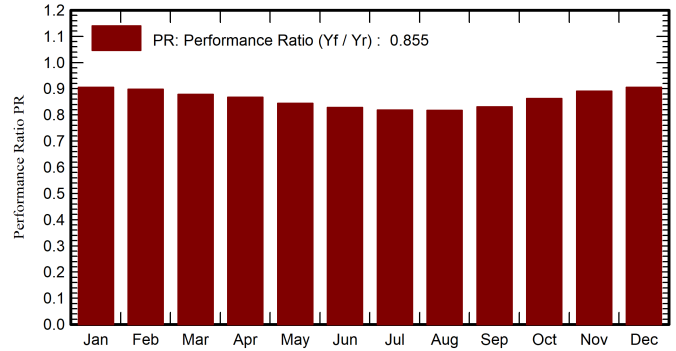
Specific production
Perf. Ratio PR

1722 kWh/kWp/year
85.53 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	69.1	30.40	9.05	117.3	115.4	23.11	22.66	0.905
February	89.2	39.81	9.89	130.6	128.3	25.52	25.02	0.898
March	139.0	57.67	12.62	173.1	169.2	33.12	32.46	0.878
April	169.4	69.08	14.36	178.3	173.3	33.72	33.04	0.868
May	213.5	63.64	18.27	196.9	190.9	36.23	35.47	0.844
June	231.3	62.03	22.08	201.0	194.5	36.31	35.54	0.828
July	242.2	59.34	24.10	216.4	209.5	38.62	37.79	0.818
August	216.4	55.51	24.72	219.4	213.2	39.14	38.31	0.818
September	161.1	50.14	21.74	191.3	186.5	34.67	33.94	0.831
October	113.0	45.25	18.21	156.0	152.7	29.29	28.70	0.862
November	75.5	31.65	12.43	124.8	122.7	24.21	23.73	0.891
December	60.1	27.07	9.76	108.1	106.2	21.29	20.88	0.905
Year	1779.9	591.58	16.48	2013.3	1962.5	375.22	367.55	0.855

Legends

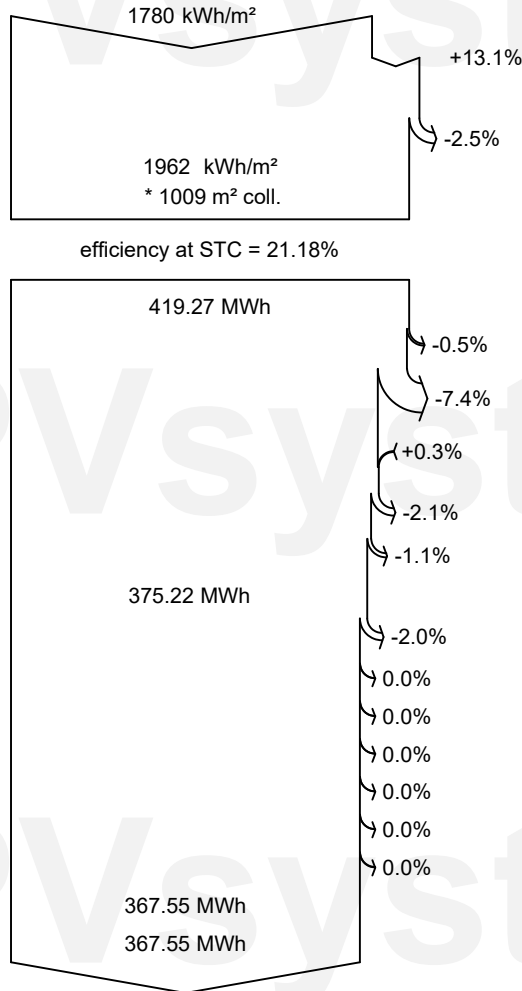
- GlobHor Global horizontal irradiation
- DiffHor Horizontal diffuse irradiation
- T_Amb Ambient Temperature
- GlobInc Global incident in coll. plane
- GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
- EArray Effective energy at the output of the array
- E_Grid Energy injected into grid
- PR Performance Ratio



PVsyst V8.0.16

VC1, Simulation date:
23/09/25 22:48
with V8.0.16

Loss diagram



- Global horizontal irradiation**
- Global incident in coll. plane**
- IAM factor on global
- Effective irradiation on collectors**
- PV conversion
- Array nominal energy (at STC effic.)**
- PV loss due to irradiance level
- PV loss due to temperature
- Module quality loss
- Mismatch loss, modules and strings
- Ohmic wiring loss
- Array virtual energy at MPP**
- Inverter Loss during operation (efficiency)
- Inverter Loss over nominal inv. power
- Inverter Loss due to max. input current
- Inverter Loss over nominal inv. voltage
- Inverter Loss due to power threshold
- Inverter Loss due to voltage threshold
- Night consumption
- Available Energy at Inverter Output**
- Energy injected into grid**

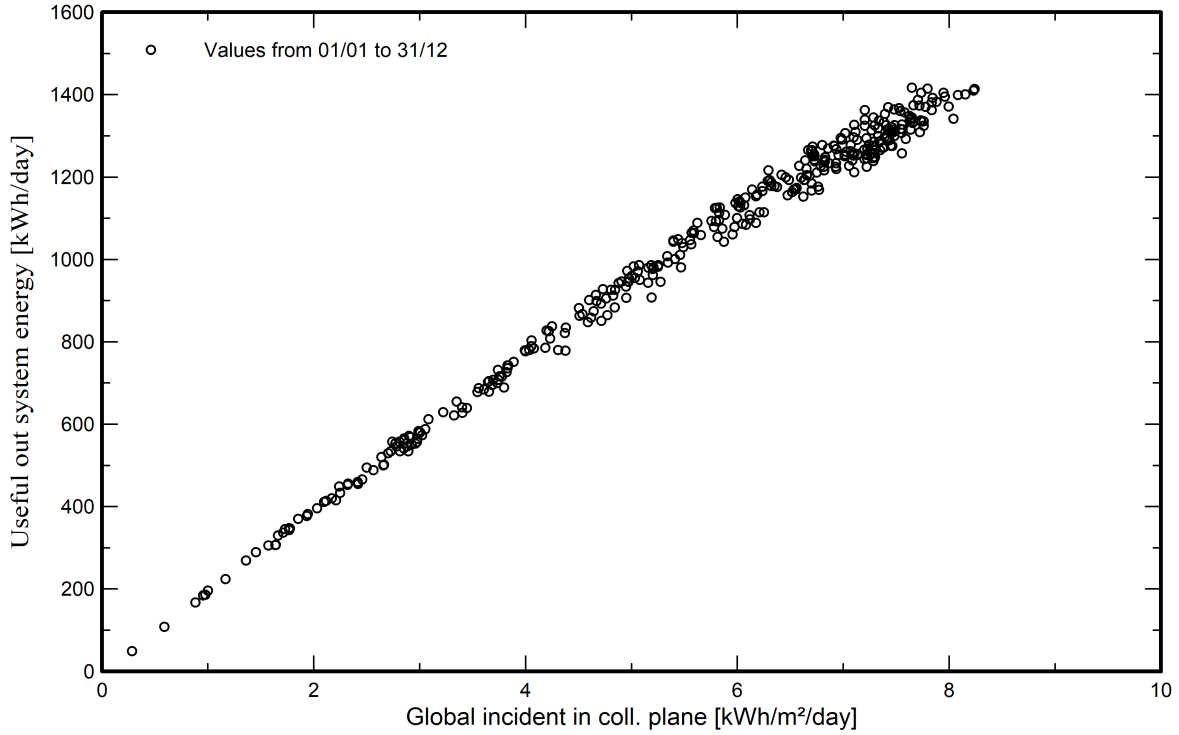


PVsyst V8.0.16

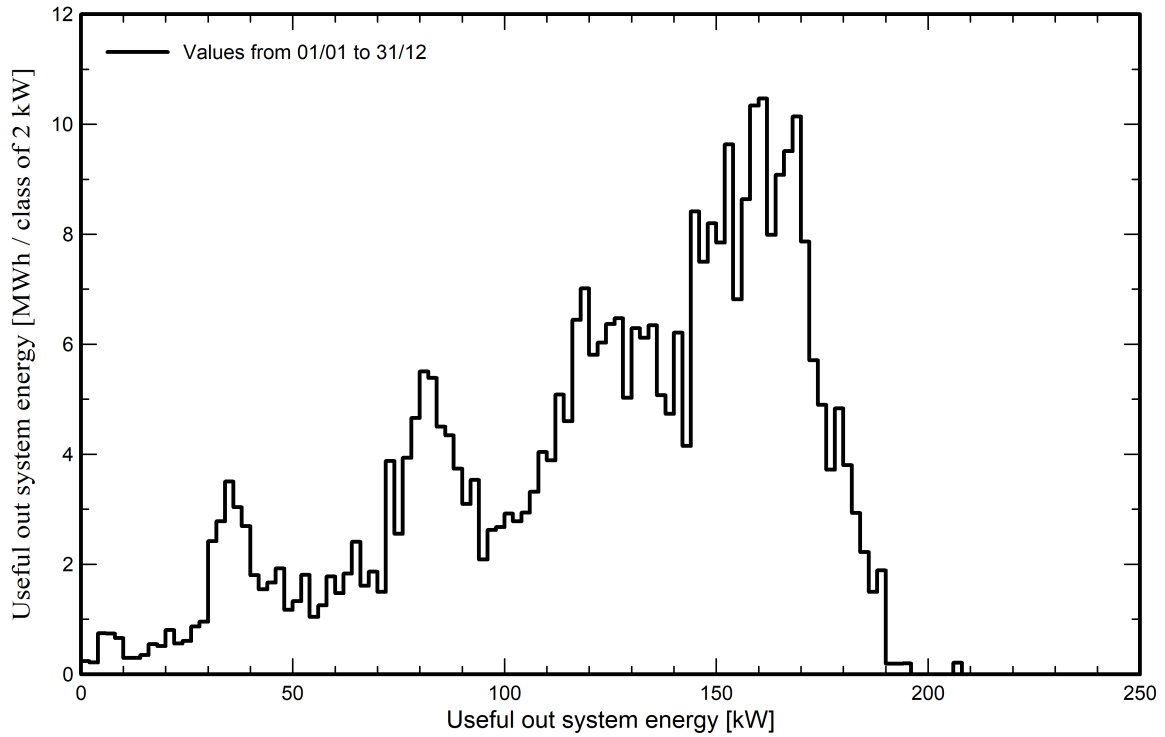
VC1, Simulation date:
23/09/25 22:48
with V8.0.16

Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution

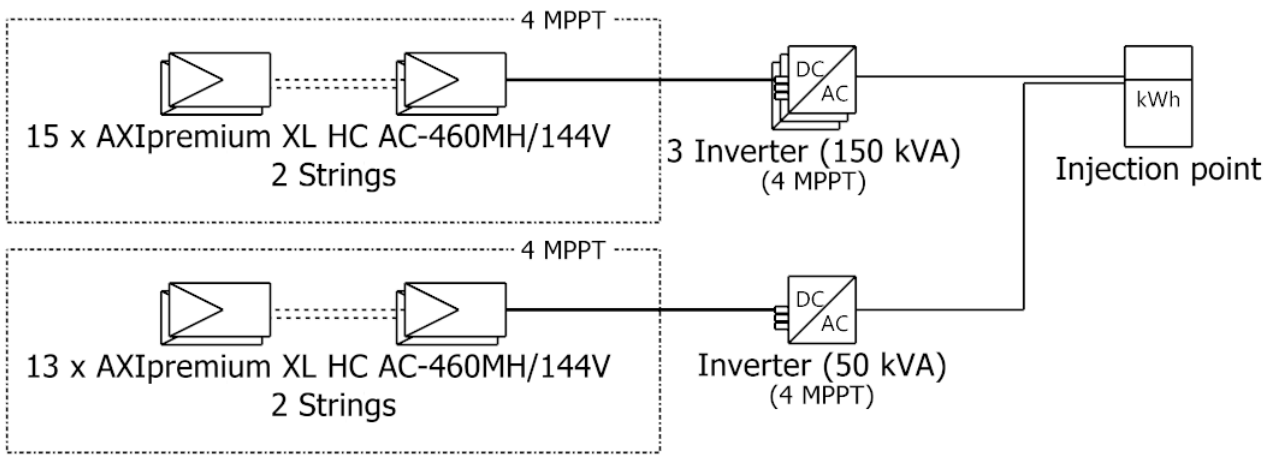




PVsyst V8.0.16

VC1, Simulation date:
23/09/25 22:48
with V8.0.16

Single-line diagram

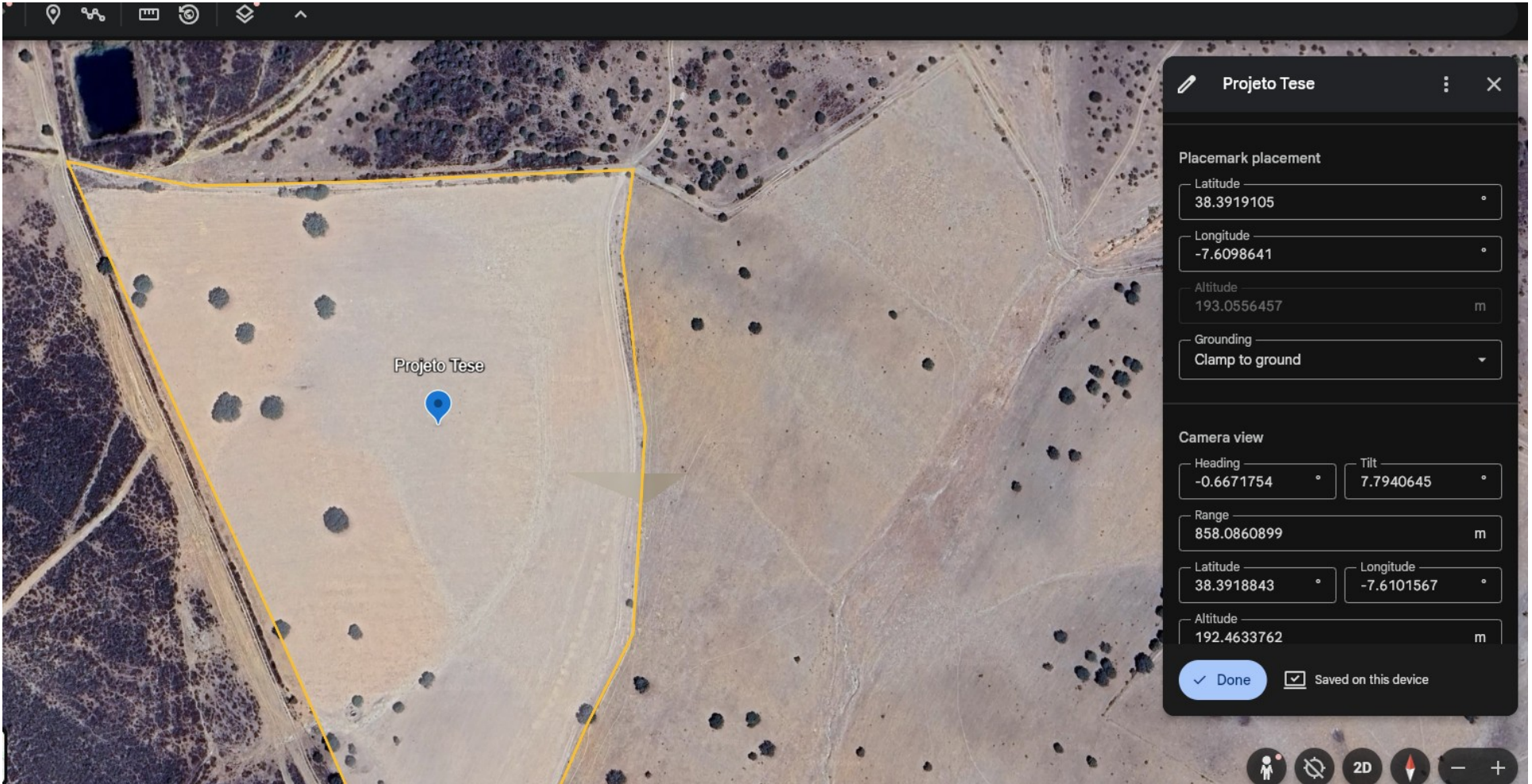


PV module	AXIpremium XL HC AC-460MH/144V
Inverter	SG50CX-P2
String 1	15 x AXIpremium XL HC AC-460MH/144V
String 2	13 x AXIpremium XL HC AC-460MH/144V

Projeto Tese Grid Final

VC1 : Projeto Tese Grid Final

23/09/25



Projeto Tese

Projeto Tese

Placemark placement

Latitude 38.3919105 °

Longitude -7.6098641 °

Altitude 193.0556457 m

Grounding Clamp to ground

Camera view

Heading -0.6671754 ° Tilt 7.7940645 °

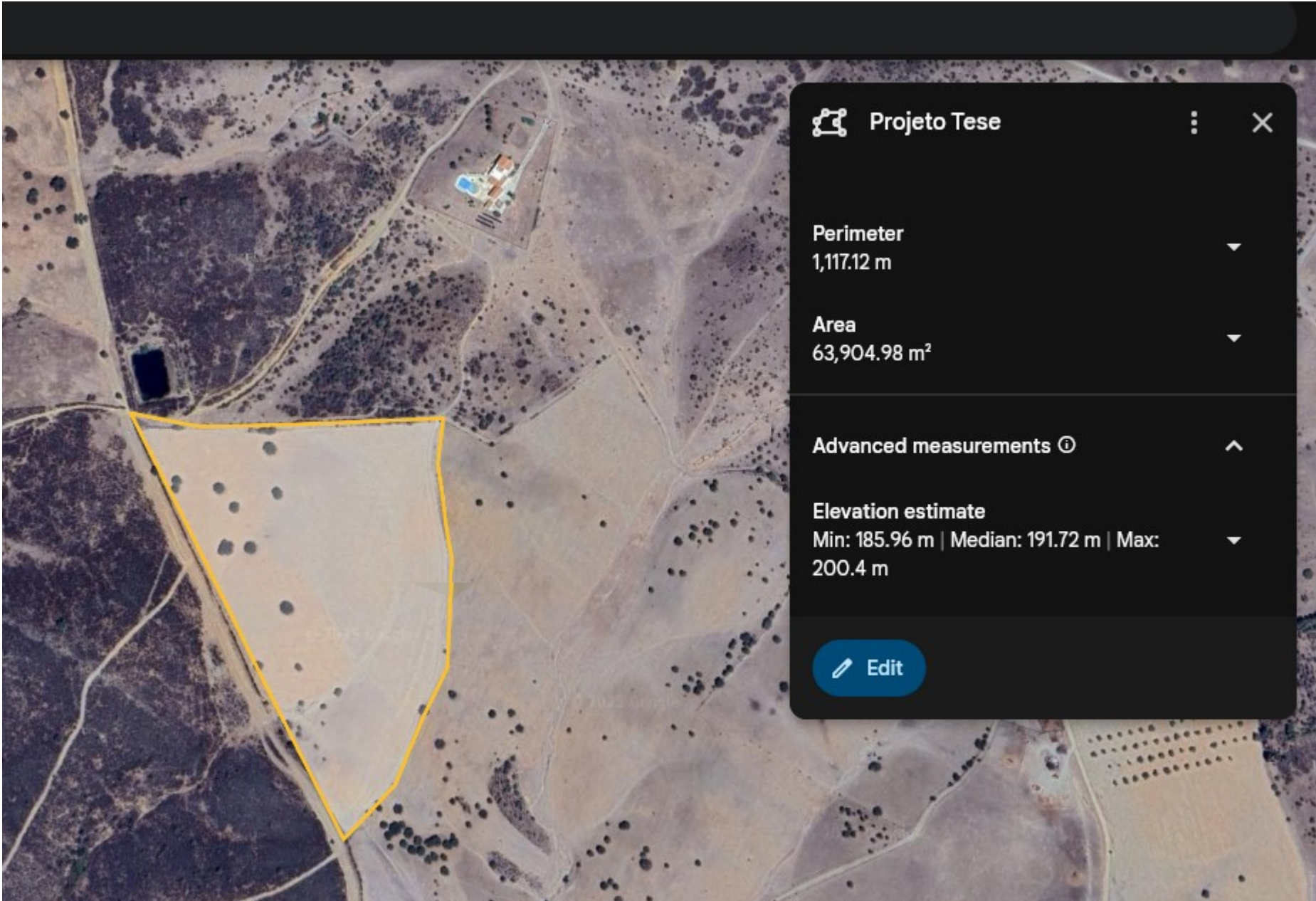
Range 858.0860899 m




Latitude 38.3918843 ° Longitude -7.6101567 °


Altitude 192.4633762 m


Done


Saved on this device





 **Projeto Tese**  

Perimeter
1,117.12 m 

Area
63,904.98 m² 

Advanced measurements ⓘ 

Elevation estimate
Min: 185.96 m | Median: 191.72 m | Max: 200.4 m 

 **Edit**

Please click on the desired location, then import data to PVsyst.



Location:



Selected point

Location
Pego do Lobo

Country
Portugal

Latitude (°)
38.391884

Longitude (°)
-7.610155999999993

Altitude (m)
194

Time zone
0

Accept selected point

99RR+Q36



Restaurantes

Hotéis

Coisas a fazer

Transportes públicos

Estacionamento

Farmácias

Multibancos

Entrar

99RR+Q36



Direções



Guardar



Imediações



Enviar para telemóvel



Partilhar



99RR+Q36, São VICENTE DO PIGEIRO (Vendinha)



Confirme ou corrija esta localização
A localização apresentada não é exata



Sugerir edição em 99RR+Q36



Adicionar um local em falta



Adicionar a sua empresa



Camadas




Reguengos de Monsaraz

38.391949, -7.610221



Localização **Pego do Lobo (Portugal)**

Fonte dos dados

	Irradiação horizontal total	Irradiação difusa horizontal	Temperatura	Velocidade do vento	Turvação de Linke	Humidade relativa
	kWh/m ² /mês	kWh/m ² /mês	°C	m/s	[-]	%
Janeiro	68.6	32.8	8.5	3.19	2.715	86.1
Fevereiro	88.7	38.9	9.7	3.59	2.897	79.9
Março	137.9	53.1	12.4	3.70	3.283	74.2
Abril	169.2	59.2	14.3	3.61	3.259	73.3
Mai	213.1	68.6	18.3	3.60	3.320	62.7
Junho	231.0	68.3	22.2	3.69	3.327	55.7
Julho	241.5	59.4	24.6	4.09	3.071	51.0
Agosto	215.9	56.8	25.1	3.80	3.252	49.4
Setembro	160.7	50.7	22.0	3.29	3.221	57.6
Outubro	112.0	48.7	18.1	3.20	3.076	68.9
Novembro	75.0	31.4	12.1	3.30	2.845	81.8
Dezembro	59.7	26.7	9.5	3.20	2.758	86.9
Ano 	1773.3	594.6	16.4	3.5	3.085	69.0

Irradiação horizontal total variação de um ano para o outro 3.7%

Dados exigidos

- Irradiação horizontal total
- Temperatura exterior média

Dados suplementares

- Irradiação difusa horizontal
- Velocidade do vento
- Turvação de Linke
- Humidade relativa

Unidades de irradiação

- kWh/m²/dia
- kWh/m²/mês
- MJ/m²/dia
- MJ/m²/mês
- W/m²
- Índice de limpeza Kt

SG36/40/50CX-P2

Multi-MPPT String Inverter for 1000 Vdc System



☀️ HIGH YIELD

- DC 15A current input, compatible with over 500W+ PV module
- Dynamic shading optimization mode
- Built-in PID recovery function

💡 SMART O&M

- Key component diagnosis and protection
- Smart IV Curve Diagnosis
- Grid fault record function, easy for remote O&M

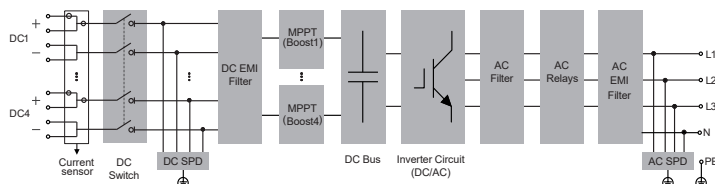
👛 LOWER INVESTMENT

- Easy to handle thanks to 34% weight reduced
- Plug and Play with Buckle Design

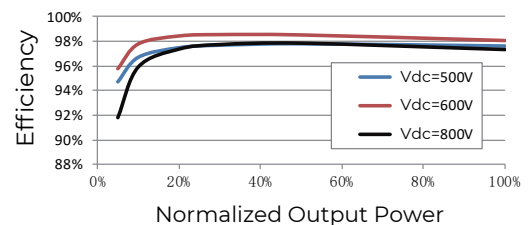
🛡️ PROVEN SAFETY

- IP66 protection and C5 Anti-corrosion
- DC Type I+II SPD, AC Type II SPD
- Support AFCI 2.0 function

CIRCUIT DIAGRAM



EFFICIENCY CURVE (SG50CX-P2)



Type designation	SG36CX-P2	SG40CX-P2	SG50CX-P2
Input (DC)			
Recommended max. PV input power	50.4 kWp	56 kWp	70 kWp
Max. PV input voltage*	1100 V		
Min. PV input voltage / Startup input voltage	160 V / 200 V		
Rated PV input voltage	600 V		
MPPT voltage range**	160 V - 1000 V		
No. of independent MPP inputs	4		
No. of PV strings per MPPT	2		
Max. PV input current	120 A (30 A * 4)		
Max. DC short-circuit current	160 A (40 A * 4)		
Max. current for DC connector	30 A		
Output (AC)			
Rated AC output power	36 kW	40 kW	50 kW
Max. AC output apparent power	40 kVA	44 kVA	55 kVA
Max. AC output current	60.2 A	66.9 A	83.6 A
Rated AC output current(at 230V)	52.17 A	58 A	72.5 A
Rated AC voltage	3 / N / PE, 220 / 380 V, 230 / 400 V		
AC voltage range	312 V - 480 V		
Rated grid frequency	50 Hz / 60 Hz		
Grid frequency range	45 Hz – 55 Hz / 55 Hz – 65 Hz		
Harmonic (THD)	< 3 % (at rated power)		
Power factor at rated power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging		
Feed-in phases / AC connection	3 / 3-N-PE		
Efficiency			
Max. efficiency / European efficiency	98.5 % / 98.3 %		
Protection			
Grid monitoring	Yes		
DC reverse polarity protection	Yes		
AC short-circuit protection	Yes		
Leakage current protection	Yes		
Surge protection	DC Type I+II / AC Type II		
Ground fault monitoring	Yes		
DC switch	Yes		
PV string current monitoring	Yes		
Arc fault circuit interrupter (AFCI)	Yes		
PID recovery function	Yes		
Optimizer compatibility ***	Optional		
General data			
Dimensions (W * H * D)	645 mm * 575 mm * 245 mm		
Weight	40 kg		41 kg
Mounting method	Wall-mounting bracket		
Topology	Transformerless		
Degree of protection	IP66		
Night power consumption	< 7 W		
Corrosion	C5		
Operating ambient temperature range	-30 °C to 60 °C		
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 % - 100 %		
Cooling method	Smart forced air cooling		
Max. operating altitude	4000 m		
Display	LED, Bluetooth+APP		
Communication	RS485 / Optional: WLAN, Ethernet		
DC connection type	Evo2 (Max. 6 mm ²)		
AC connection type	OT terminal (16-35 mm ²)		OT or DT terminal (35-50 mm ²)
AC cable specification	Outside diameter 18 mm - 38 mm		
Grid compliance	IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, VDE-AR-N 4105:2018, IEC 61000-6-3, EN 50549-1, CEI 0-21 2019, CEI0-16 2019, VDE 0126-1-1/A1 VFR 2019, UTE C15-712-1:2013, UNE 206007-1/RD 1699, UNE 217002, G99, IEC 63027		
Grid support	Q at night function, LVRT, HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control		

* Input voltage exceeding the MPPT operating voltage range triggers inverter protection

** Please refer to the user manual for the full load MPPT voltage range

*** For optimizer compatibility, please consult Sungrow before placing an order



430 - 460 Wp

AXIpremium XL HC

High performance solar module
144 halfcell, monocrystalline

The advantages:







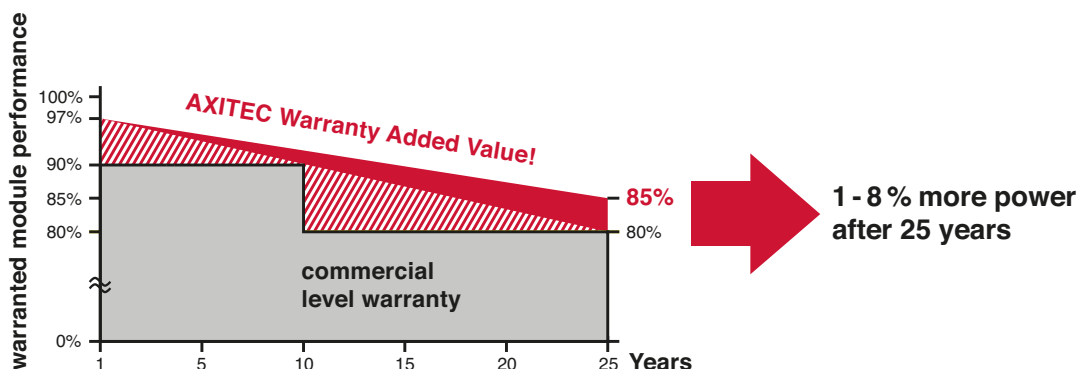
- 
15 years Manufacturer's warranty
- 
High module performance through Half-Cut-technology and selected materials
- 
Guaranteed positive power tolerance from 0-5 Wp by individual measurement
- 
100% visual electroluminescence inspection in production
- 
High stability due to innovative frame design
- 
High quality junction box and connector systems



Fig. similar 144MHEN20228A

Exclusive linear AXITEC high performance guarantee!

- 15 years manufacturer's guarantee on 90% of the nominal performance
- 25 years manufacturer's guarantee on 85% of the nominal performance



AXIpremium XL HC 430 - 460 Wp

Electrical data (at standard conditions (STC) irradiance 1000 watt/m², spectrum AM 1.5 at a cell temperature of 25°C)

Type	Nominal output P _{mpp}	Nominal voltage U _{mpp}	Nominal current I _{mpp}	Short circuit current I _{sc}	Open circuit voltage U _{oc}	Module conversion efficiency
AC-430MH/144V	430 Wp	40.59 V	10.60 A	11.21 A	49.22 V	19.78 %
AC-435MH/144V	435 Wp	40.79 V	10.67 A	11.28 A	49.42 V	20.01 %
AC-440MH/144V	440 Wp	40.99 V	10.74 A	11.35 A	49.62 V	20.24 %
AC-445MH/144V	445 Wp	41.19 V	10.81 A	11.41 A	49.86 V	20.47 %
AC-450MH/144V	450 Wp	41.39 V	10.88 A	11.48 A	50.10 V	20.70 %
AC-455MH/144V	455 Wp	41.61 V	10.94 A	11.54 A	50.34 V	20.93 %
AC-460MH/144V	460 Wp	42.00 V	10.96 A	11.65 A	50.40 V	21.16 %

Design

Frontside	3.2 mm hardened, low-reflection white glass
Cells	144 monocrystalline high efficiency cells
Backside	Composite film
Frame	35 mm silver aluminium frame

Mechanical data

L x W x H	2094 x 1038 x 35 mm
Weight	23.8 kg with frame

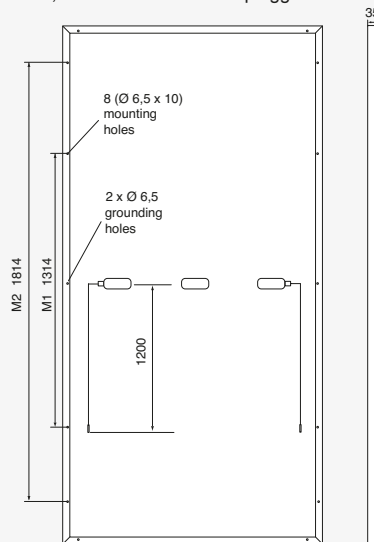
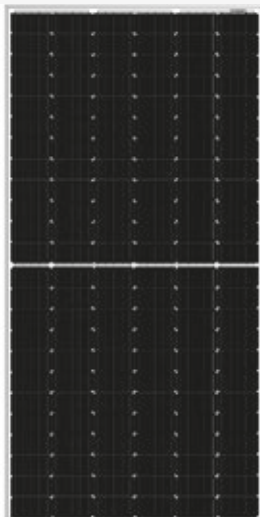
Mechanical load

Design load (pressure/suction)	3600 Pa / 1600 Pa *
Test load (pressure/suction)	5400 Pa / 2400 Pa *

* depending on the type of installation according to the installation instructions

Power connection

Socket	Protection Class IP68
Wire	approx. 1.2 m, 4 mm ²
Plug-in system	Plug/socket IP68, Stäubli EVO2 / EVO2 pluggable



All dimensions in mm

Limit values

System voltage	1500 VDC
NOCT (nominal operating cell temperature)*	45°C +/-2K
Reverse current feed IR	20.0 A

Permissible operating

temperature	-40°C to 85°C / -40F to 185F
-------------	------------------------------

(No external voltages greater than U_{oc} may be applied to the module)

* NOCT, irradiance 800 W/m²; AM 1.5; wind speed 1 m/s; Temperature 20°C

Temperature coefficients

Voltage U _{oc}	-0.27 %/K
Current I _{sc}	0.048 %/K
Output P _{mpp}	-0.35 %/K

Low-light performance

 (Example for AC-460MH/144V)

I-U characteristic curve	Current I _{pp}	Voltage U _{pp}
200 W/m ²	2.24 A	40.42 V
400 W/m ²	4.52 A	40.89 V
600 W/m ²	6.75 A	41.21 V
800 W/m ²	8.93 A	41.56 V
1000 W/m ²	10.96 A	42.00 V

Packaging

Module pieces per pallet	30
Module pieces per HC-container	660

DECLARAÇÃO DE INTEGRIDADE

DECLARAÇÃO DE INTEGRIDADE

Declaro ter conduzido este trabalho académico com integridade. Não plagiei ou apliquei qualquer forma de uso indevido de informações ou falsificação de resultados ao longo do processo que levou à sua elaboração.

Declaro que o trabalho apresentado neste documento é original e de minha autoria, não tendo sido utilizado anteriormente para nenhum outro fim.

Declaro ainda que tenho pleno conhecimento do Código de Conduta Ética do P.PORTO.

ISEP, Porto, 03 de Setembro de 2025

Assinado por: **Pedro Miguel de Oliveira Pinto**

Morim

Num. de Identificação: 12857289

Data: 2025.09.03 20:02:23+01'00'

