

DESENVOLVIMENTO DE CENTRAL FOTOVOLTAICA PARA CARREGAMENTO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS E RESPECTIVO IMPACTO NA QUALIDADE DE ENERGIA

VÍTOR LEONEL FARIA QUEIRÓS

Outubro de 2022

DESENVOLVIMENTO CENTRAL FOTOVOLTAICA PARA CARREGAMENTO VEÍCULOS ELÉTRICOS E RESPETIVO IMPACTO NA QUALIDADE ENERGIA

Vítor Leonel Faria Queirós



Departamento de Engenharia Eletrotécnica
Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

2022

Relatório elaborado para satisfação parcial dos requisitos da Unidade Curricular de DSEE –
Dissertação do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

Candidato: Vítor Leonel Faria Queirós, Nº 1200094, 1200094@isep.ipp.pt

Orientação científica: Rui Paulo Ramos de Castro, rrc@isep.ipp.pt

Empresa: CP – Comboios de Portugal, E.P.E

Supervisão: Eng. Hugo Cunha, hcunha@cp.pt



Departamento de Engenharia Eletrotécnica
Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

2022

Aos meus pais, irmão e padrinhos.

Agradecimentos

Primeiramente, agradecer aos meus pais que foram sempre o meu maior exemplo de humildade, dedicação e responsabilidade na vida, inculcando-me valores que contribuíram para o que sou hoje, pois a sua paciência foi muitas vezes posta à prova devido a minha falta de maturidade.

Agradecer também, ao meu irmão, pelo qual esperei 8 anos, que mesmo sendo mais novo, sempre levou a sua educação e formação a bom porto, servindo de motivação e guia no meu percurso académico, permitindo-me atingir novos patamares de formação.

Aos meus padrinhos, que apesar de me terem deixarem cedo, foram dois dos maiores pilares da minha vida, afinal é no início da nossa vida que ficam algumas das melhores recordações e exemplos.

Aos meus irmãos escuteiros, do Agrupamento-1273, os quais são base fundamental da minha vida e um porto de abrigo na partida e chegada de grandes conquistas.

Um agradecimento, aos meus colegas de mestrado, Luís Longras, Nuno Gaspar e Nuno Silva que ao longo destes dois anos sempre me ajudaram e incentivaram para continuar a lutar contra as adversidades.

Aos meus colegas, do Departamento de Património e Obras – Zona Norte, que são incansáveis na participação e cooperação nos trabalhos afetos à parte prática deste trabalho, dentro deste grupo destaco a disponibilidade e companheirismo do Eng. Hugo Cunha e do Sr. José Silva.

Resumo

Portugal é considerado um país com grande potencial de exploração de energia renovável, em particular a energia proveniente do sol, que tem visto nos últimos anos um crescente aumento de instalações fotovoltaicas para a produção de energia elétrica. Com um nível de radiação solar muito elevado, na maior parte do país, quando comparado com outros países europeus, tornando-se assim num local de referência para a produção de energia elétrica de forma descentralizada e sustentável.

A definição de parques de estacionamento com coberturas solares pretende unir a obtenção de eletricidade com recurso à energia solar com o aumento da sustentabilidade da mobilidade elétrica. Os módulos fotovoltaicos produzirão parte da energia para o carregamento dos veículos elétricos, fornecendo localmente parte da energia necessária para o seu funcionamento, sendo a restante energia fornecida pela rede elétrica, podendo em momentos de baixa afluência do parque de estacionamento a energia ser disponibilizada na rede local, contribuindo para a diminuição dos consumos de energia.

Neste trabalho, é avaliado o potencial desta solução recorrendo inicialmente a uma análise ao estado da arte com a apresentação de um caso de estudo o projeto para o parque de estacionamento no Centro Manutenção - Norte, em Contumil. O recurso solar do parque e a sua utilização são caracterizados em detalhe, e o aproveitamento energético é simulado com o dimensionamento de um sistema fotovoltaico, bem como o impacto na qualidade de energia na rede elétrica nacional, começando com uma revisão abrangente da literatura existente dos temas envolvidos para a sua conceção e exploração, bem como as questões técnicas, ambientais e financeiras que permitirão o desenvolvimento de parques de estacionamento solar.

Pretende-se, também, apresentar uma descrição das anomalias provocadas pelas centrais fotovoltaicas de autoconsumo com referência às normas da qualidade da energia que transita das instalações elétricas de consumo ligadas ao mesmo ponto de interligação com a Rede Elétrica Serviço Público (RESP).

Palavras-Chave

Energia, Parques Estacionamento Solares, Sistemas Fotovoltaicos, Produção de Energia, Autoconsumo, Postos de Carregamento Veículos Elétricos, Qualidade de Energia.

Abstract

Portugal is considered a country with immense potential for exploring renewable energy, in particular energy from the sun, which has seen in recent years a growing increase in photovoltaic installations to produce electricity. With an important level of solar radiation, in most parts of the country, when compared to other European countries, making it a reference place to produce electricity in a decentralized and sustainable way.

The definition of car parks with solar roofs intends to combine the obtainment of electricity using solar energy with the increase in the sustainability of electric mobility. The photovoltaic modules will produce part of the energy for charging the electric vehicles, providing locally part of the energy necessary for their operation, with the remaining energy being supplied by the electricity network, and in times of low traffic in the car park the energy may be made available on the network helping to reduce energy consumption.

In this work, the potential of this solution is evaluated, initially resorting to an analysis of the state of the art with the presentation of a case-study project for the car park at Centro Manutenção - Norte, in Contumil. The park's solar resource and its use are characterized in detail, and energy use is simulated with the dimensioning of a photovoltaic system, as well as the impact on energy quality in the national electricity grid, starting with a comprehensive review of the existing literature on themes involved for its design and operation, as well as the technical, environmental, and financial issues that will allow the development of solar car parks. It is also intended to present a description of the anomalies caused by self-consumption photovoltaic power plants with reference to the quality standards of the energy that passes through electrical consumption installations connected to the same interconnection point with the national electricity grid.

Keywords

Energy, Solar Car Parks, Photovoltaic Systems, Energy Production, Self-Consumption, Charging Stations, Electric Vehicles, Energy Quality.

Índice

AGRADECIMENTOS	I
RESUMO	III
ABSTRACT	VII
ÍNDICE	X
ÍNDICE DE FIGURAS	XV
ÍNDICE DE TABELAS	XXI
SIGLAS E ACRÓNIMOS	XXV
1. INTRODUÇÃO	1
1.1.CONTEXTUALIZAÇÃO.....	4
1.2.OBJETIVOS.....	4
1.3.CALENDARIZAÇÃO.....	5
1.4.ORGANIZAÇÃO DO DOCUMENTO.....	5
2. ESTADO DA ARTE	9
2.1.SISTEMA ELÉTRICO DE ENERGIA.....	10
2.2.SISTEMAS DE PRODUÇÃO DISTRIBUÍDA.....	14
2.2.1.SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	15
2.2.1.1.BREVE HISTÓRIA.....	15
2.2.1.2.ENERGIA FOTOVOLTAICA PORTUGAL.....	16
2.2.1.3.ENQUADRAMENTO NORMATIVO E LEGISLATIVO DE CENTRAIS FOTOVOLTAICAS.....	17
2.2.1.4.COMPONENTES DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	19
2.2.1.5.UNIDADES DE PEQUENA PRODUÇÃO (UPP).....	24
2.2.1.6.UNIDADES DE PRODUÇÃO PARA AUTOCONSUMO (UPAC).....	25
2.2.2.OUTRAS TECNOLOGIAS.....	27
2.2.3.VEÍCULO ELÉTRICO COMO PRODUTOR/CARGA NOS SEE.....	28
2.3.CIRCUITOS ELÉTRICOS.....	29
2.3.1.DIMENSIONAMENTO DE CIRCUITOS.....	29
2.3.2.SISTEMAS LIGADOS À REDE.....	30
2.3.3.EQUIPAMENTOS DE SECCIONAMENTO E PROTEÇÃO DE PESSOAS.....	31
2.3.4.PROTEÇÃO CONTRA SOBREINTENSIDADES.....	32
2.3.5.DIMENSIONAMENTO CONDUTOR DE PROTEÇÃO.....	36
2.4.QUALIDADE DE ENERGIA.....	38

2.5.ANOMALIAS PROVOCADAS POR SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	39
2.5.1.FALHA NA CONTINUIDADE DE SERVIÇO.....	41
2.5.2.VARIAÇÃO DA AMPLITUDE TENSÃO.....	41
2.5.3.CAVAS DE TENSÃO	41
2.5.4.SOBRETENSÕES.....	43
2.5.5.HARMÓNICOS DE TENSÃO E CORRENTE.....	44
2.5.6.CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO	48
3. DIMENSIONAMENTO DE UM SISTEMA ELECTROPRODUTOR POR RECURSO	
FOTOVOLTAICO	51
3.1.INTRODUÇÃO	52
3.2.LOCALIZAÇÃO E IMPLEMENTAÇÃO	52
3.3.DIMENSIONAMENTO CAMPO FOTOVOLTAICO	53
3.3.1.NÍVEIS DE IRRADIAÇÃO.....	53
3.3.2.MÓDULO FOTOVOLTAICO	55
3.3.3.ORIENTAÇÃO, INCLINAÇÃO E DISTÂNCIA ENTRE FILEIRAS	58
3.3.4.TIPO DE IMPLEMENTAÇÃO E ESTRUTURA DE FIXAÇÃO	59
3.3.5.ESQUEMA IMPLEMENTAÇÃO CAMPO FOTOVOLTAICO	61
3.4.DIMENSIONAMENTO INVERSOR.....	64
3.4.1.VERIFICAÇÃO CONDIÇÃO FUNCIONAMENTO	65
3.4.2.LOCAL E INSTALAÇÃO INVERSOR	67
3.5.SIMULAÇÃO SOFTWARE PVSYST	68
3.5.1.RESULTADOS DA SIMULAÇÃO	70
3.5.2.COMPARAÇÃO E ESTIMATIVA PRODUÇÃO PVGIS	71
3.6.POSTO DE CARREGAMENTO VE	72
3.7.POSTO DE TRANSFORMAÇÃO	74
3.8.CAMINHO DE CABOS	75
3.8.1.CÁLCULO ELÉTRICO.....	76
3.8.2.CABOS E PROTEÇÕES.....	77
3.9.ESQUEMAS UNIFILARES.....	92
3.10.ESTUDO FINANCEIRO	92
3.10.1.CUSTOS DA INSTALAÇÃO	92
3.10.2.PARÂMETROS OPERACIONAIS.....	93
3.10.3.PARÂMETROS FINANCEIROS	93
3.10.4.ANÁLISE FINANCEIRA	94
4. IMPACTO DOS EQUIPAMENTOS ELETRÓNICOS DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	
NOS SISTEMAS ELÉTRICOS DE ENERGIA	97
4.1.TENSÃO	99
4.1.1.FLUTUAÇÃO TENSÃO “FLICKER”.....	99

4.1.2. DESEQUILÍBRIO TENSÃO	100
4.1.3. MAGNITUDE TENSÃO	102
4.2. FREQUÊNCIA	104
4.3. PROTEÇÃO	106
4.4. HARMÓNICOS	108
4.5. ESTABILIDADE ÂNGULO ROTOR	110
4.6. FLEXIBILIDADE	111
4.7. LIMITES DE INTEGRAÇÃO FOTOVOLTAICA	113
4.8. MEDIDAS PARA MINIMIZAR O IMPACTO DA INTEGRAÇÃO FOTOVOLTAICA	115
5. ANÁLISE DE SOBREINTENSIDADES NOS SISTEMAS ELÉTRICOS DE ENERGIA NA PRESENÇA DE PRODUÇÃO DISTRIBUÍDA POR SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	125
5.1. INTRODUÇÃO.....	126
5.2. DESCRIÇÃO GERAL PROCESSO CÁLCULO	128
5.3. SOFTWARE ETAP	132
5.4. ANÁLISE DAS SOBREINTENSIDADES DA REDE EM ESTUDO	138
6. CONCLUSÕES E PERSPETIVAS DE TRABALHO FUTURO.....	152
6.1. CONCLUSÕES.....	152
6.2. PERSPETIVA TRABALHO FUTURO	154
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	156
ANEXO A. FICHA TÉCNICA – MÓDULO FOTOVOLTAICO	162
ANEXO B. FICHA TÉCNICA – ESTRUTURA METÁLICA	163
ANEXO C. ORGANIZAÇÃO DOS STRING'S.....	164
ANEXO D. FICHA TÉCNICA – INVERSORES FOTOVOLTAICOS	165
ANEXO E. VERIFICAÇÃO FUNCIONAMENTO INVERSORES.....	166
ANEXO F. SIMULAÇÃO SOFTWARE PVSYSYD	167
ANEXO G. FICHA TÉCNICA – CARREGADORES VEÍCULOS ELÉTRICOS	168
ANEXO H. FICHA TÉCNICA – CABOS E EQUIPAMENTOS PROTEÇÃO	169
ANEXO I. ESQUEMAS ELÉTRICOS	170
ANEXO J. RELATÓRIO ETAP	171
ANEXO K. DIMENSIONAMENTO CANALIZAÇÕES.....	172

Índice de Figuras

Figura 1	Repartição da produção nacional [2].	2
Figura 2	Potência fotovoltaica cumulativa instalada [3].	2
Figura 3	Produção por região [2].	3
Figura 4	Funcionamento do Sistema Elétrico Nacional [7].	10
Figura 5	Diagrama do Sistema Elétrico Nacional [7].	11
Figura 6	Diagrama sistemas produção distribuída [9].	14
Figura 7	Aplicação da primeira célula solar de silício [10].	15
Figura 8	Irradiação solar nas regiões de Portugal [11].	17
Figura 9	Funcionamento de célula solar fotovoltaica [13].	19
Figura 10	Ligação em série de três células [13].	20
Figura 11	Ligação em paralelo de três células FV [13].	20
Figura 12	Sombreamento num módulo FV [13].	21
Figura 13	Diagrama de blocos do Inversor DC/AC [13].	22
Figura 14	Diagrama de monitorização Fusion Solar [14].	23
Figura 15	Sistema fotovoltaico com acumulação [14].	24
Figura 16	Esquema ligação à rede UPP [9].	25
Figura 17	Esquema ligação à rede UPAC [9].	26
Figura 18	Componentes e sistema de energia dos V2G [15].	29

Figura 19	Contacto direto e Contacto indireto [16].	31
Figura 20	Coordenação entre condutores e dispositivos de proteção [17].	34
Figura 21	Constituição de um circuito de terra [19].	37
Figura 22	1º critério para caracterização de cava de tensão [21].	42
Figura 23	2º critério para caracterização de cava de tensão [21].	42
Figura 24	Correntes com elevada distorção [21].	45
Figura 25	Espectro harmónico das correntes i_1 , i_2 e i_3 [21].	45
Figura 26	Tensões de alimentação com distorção harmónica [21].	46
Figura 27	Distorção da tensão correntes não lineares [22].	46
Figura 28	Representação de um CC baseado num esquema simplificado [16].	48
Figura 29	Localização nas instalações dos parques fotovoltaicos [23].	53
Figura 30	Distância entre módulos [13].	58
Figura 31	Estrutura solar - Constática Ground Single Post [24].	60
Figura 32	Estrutura solar - Constática Carport [24].	61
Figura 33	Disposição dos módulos no terreno A [23].	61
Figura 34	Disposição dos módulos no terreno B [23].	63
Figura 35	Verificação da condição de funcionamento do inversor 100 kW [14].	66
Figura 36	Verificação da condição de funcionamento do inversor 60 kW [14].	67
Figura 37	Local da instalação para as duas tipologias de estrutura [23].	68
Figura 38	Comparação entre simuladores FV [23].	68
Figura 39	Sistema fotovoltaico acoplado à rede da empresa [23].	70

Figura 40	Gráfico representativo da relação entre a produção e o consumo [23].	71
Figura 41	Solução cobertura carregamento VE [23].	72
Figura 42	Implementação e localização do posto de carregamento VE [23].	74
Figura 43	Localização posto de transformação (PT) e parques fotovoltaicos [23].	74
Figura 44	Vala tipo I com proteção da tubagem em zona não pavimentada [17].	76
Figura 45	Caminho de cabos corrente alternada (QPFV-QGBT) [17].	76
Figura 46	Características cabo solar [25].	77
Figura 47	Queda de tensão máxima entre setores [23].	78
Figura 48	Modo de instalação [17].	81
Figura 49	Correntes admissíveis, em amperes [17].	82
Figura 50	Fator de correção, QUADRO 52-D1 [17].	82
Figura 51	Fator de correção, QUADRO 52-E5 [17].	83
Figura 52	Diagrama da instalação com os novos ramais [23].	84
Figura 53	Classificação e causas da integração sistemas PV [26].	98
Figura 54	Efeito da temperatura e irradiação na tensão módulo [13].	100
Figura 55	Interligação do sistema PV com a rede BT [23].	101
Figura 56	Circuito ilustrativo instalação PV [23].	102
Figura 57	Comportamento frequência sistema energia [30].	105
Figura 58	Classificação dos diferentes tipos de reserva [42].	112
Figura 59	A curva de pato, na rede elétrica da Califórnia [44].	113

Figura 60	Níveis de tensão com uma penetração de 40% PV [54].	116
Figura 61	Níveis de tensão com uma penetração de 70% PV [54].	116
Figura 62	Níveis de tensão com uma penetração de 100% PV [54].	117
Figura 63	Flutuações, níveis de penetração PV e utilização SC [54].	118
Figura 64	Flutuações, níveis de penetração PV com redução PA [54].	119
Figura 65	Flutuações, níveis de penetração PV com reforço rede [54].	120
Figura 66	Perfil de flutuações tensão sem medidas e redução PA [54].	121
Figura 67	Perfil de flutuações tensão com reforço rede e SC [54].	121
Figura 68	Tipos de curto-circuito [57].	126
Figura 69	Fatores de tensão [58].	128
Figura 70	Software ETAP, em modo Edição [59].	133
Figura 71	Representação no software, fonte alimentação externa (Rede) [59].	134
Figura 72	Representação no software, transformador MT/BT [59].	134
Figura 73	Definição dos parâmetros do campo PV [59].	134
Figura 74	Procura de equipamentos pré-configurados [59].	135
Figura 75	Edição para análise da corrente CC [42].	136
Figura 76	Fluxo de potência rede da empresa [42].	136
Figura 77	Opção de cálculo para o cálculo do curto-circuito [42].	137
Figura 78	Fluxo da corrente CC na rede da empresa [42].	137
Figura 79	Configuração das variáveis para visualização [42].	138
Figura 80	“Output report” com a contribuição para a corrente CC [42].	140

Figura 81	Diagrama da rede existente, sem PV [42].	140
Figura 82	“Output report” com a contribuição para a corrente CC [42].	143
Figura 83	Diagrama da rede com PV previsto a 20% [42].	143
Figura 84	“Output report” com a contribuição para a corrente CC [42].	146
Figura 85	Diagrama da rede com PV previsto a 50% [42].	146
Figura 86	“Output report” com a contribuição para a corrente CC [42].	148
Figura 87	Diagrama da rede com PV previsto a 100% [42].	149

Índice de Tabelas

Tabela 1	Potência instalada por região, DGEG.	3
Tabela 2	Calendarização das fases dissertação, Próprio.	5
Tabela 3	Comprimento das linhas energia, REN.	12
Tabela 4	Dados de produção e consumo em 2020, REN.	13
Tabela 5	Condições de acesso, E-Redes.	26
Tabela 6	Condições a verificar para DP contra sobrecargas, Próprio.	34
Tabela 7	Seção mínima dos condutores de proteção, RTIEBT.	38
Tabela 8	Valores limites das tensões harmónicas nos pontos de entrega, ERSE.	47
Tabela 9	Diferentes tipos de curto-circuitos, SElectric.	49
Tabela 10	Valores calculados para Contumil, Próprio.	54
Tabela 11	Parâmetros elétricos de módulos FV, Próprio.	57
Tabela 12	Características do parque fotovoltaico A, Próprio.	62
Tabela 13	Características do parque fotovoltaico B, Próprio.	63
Tabela 14	Especificações técnicas dos inversores, Próprio.	64
Tabela 15	Especificações técnicas dos inversores, Próprio.	65
Tabela 16	Consumos de energia elétrica no ano de 2019, Próprio.	69
Tabela 17	Resultados da simulação para o caso em Estudo, Próprio.	72
Tabela 18	Características técnicas proteção CC – Fusível, Próprio.	79
Tabela 19	Características técnicas proteção CC – DST, Próprio.	80

Tabela 20	Equipamentos e características QPFV_CA (A), Próprio.	90
Tabela 21	Equipamentos e características QPFV_CA (B), Próprio.	91
Tabela 22	Equipamentos e características QPCVE, Próprio.	91
Tabela 23	Custos de instalação, Próprio.	92
Tabela 24	Parâmetros de operacionalidade, Próprio.	93
Tabela 25	Parâmetros Financeiros, Próprio.	94
Tabela 26	Análise financeira, PVSYST.	94
Tabela 27	Resultado financeiro, PVSYST.	95
Tabela 28	Síntese dos valores máximos de penetração PV, Próprio.	115
Tabela 29	Requisitos e consequências da adoção de cada estratégia, Próprio.	122
Tabela 30	Normas IEC para curto-circuito, ETAP.	132
Tabela 31	Resultados $I''k$, I_p e I_k para os barramentos MT e BT, Próprio.	139
Tabela 32	Resultados I_p e I_b Sym para os disjuntores MT, Próprio.	139
Tabela 33	Resultados I_p e I_b Sym para os disjuntores BT, Próprio.	139
Tabela 34	Resultados $I''k$, I_p e I_k para os barramentos MT e BT, Próprio.	141
Tabela 35	Resultados I_p e I_b Sym para os disjuntores MT, Próprio.	141
Tabela 36	Resultados I_p e I_b Sym para os disjuntores BT, Próprio.	141
Tabela 37	Resultados $I''k$, I_p e I_k para os barramentos MT e BT, Próprio.	144
Tabela 38	Resultados I_p e I_b Sym para os disjuntores MT, Próprio.	144
Tabela 39	Resultados I_p e I_b Sym para os disjuntores BT, Próprio.	144
Tabela 40	Resultados $I''k$, I_p e I_k para os barramentos MT e BT, Próprio.	146

Tabela 41 Resultados I_p e I_b Sym para os disjuntores MT, Próprio. 147

Tabela 42 Resultados I_p e I_b Sym para os disjuntores BT, Próprio. 147

Siglas e Acrónimos

(ordenados por ordem alfabética)

APREN – Associação Portuguesa de Energias Renováveis

AT – Alta Tensão

BT – Baixa Tensão

CA – Corrente Alternada

CC – Corrente Contínua

CER – Comunidade Energia Renovável

DGEG – Direção Geral de Energia e Geologia

ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

IPMA – Instituto Português do Mar e Atmosfera

kWh – *kilo Watt hora*

MAT – Muito Alta Tensão

MPPT – Ponto Potência Máxima

MT – Média Tensão

MVA – *Mega Volt Ampere*

PD – Produção Distribuída

PT – Posto de Transformação

PRE – Produção em Regime Especial

PRO	–	Produção em Regime Ordinário
QEE	–	Qualidade Energia Elétrica
QGBT	–	Quadro Geral Baixa Tensão
QST	–	Qualidade Serviço Técnico
QPFV	–	Quadro Proteção Fotovoltaico
QPCVE	–	Quadro Proteção Veículos Elétricos
REN	–	Rede Energética Nacional
RESP	–	Rede Energia Serviço Público
RNT	–	Rede Nacional de Transporte
RTIEBT	–	Regulamento Técnico Instalações Elétricas Baixa Tensão
SEN	–	Sistema Elétrico Nacional
UPAC	–	Unidade Produção para Autoconsumo
UPP	–	Unidade Pequena Produção
VE	–	Veículos Elétricos

1. INTRODUÇÃO

Desde o início do século XX, que tem surgido um crescente interesse no desenvolvimento e produção de sistemas de energia renovável para produção de energia elétrica devido à potencialidade das fontes de energia renovável, mas também em grande parte por questões ambientais.

A maior utilização dos recursos endógenos e renováveis portugueses para a produção de eletricidade tem alterado a composição do mix de produção de eletricidade em Portugal e tem, consecutivamente, desempenhado um papel cada vez mais determinante na satisfação do consumo, tendo sido bastante evidente em 2020.

Em 2020, a produção renovável nacional abasteceu 59% do consumo, face aos 51% registados no ano anterior (Figura 1). As eólicas, com um índice de produtividade de 0.94, abasteceram 25% do consumo e as hidroelétricas, com um índice de produtividade de 0.97, abasteceram também 25% do consumo. Nas restantes renováveis a biomassa abasteceu 7% do consumo e as fotovoltaicas 2,6%, sendo os valores mais altos de sempre para estas fontes de energia. Nas não-renováveis o gás natural, incluindo ciclo combinado e cogeração, abasteceu 34% do consumo e o carvão abasteceu 4%. Nas trocas com o estrangeiro o saldo foi importador, equivalendo a cerca de 3% do consumo nacional [1].

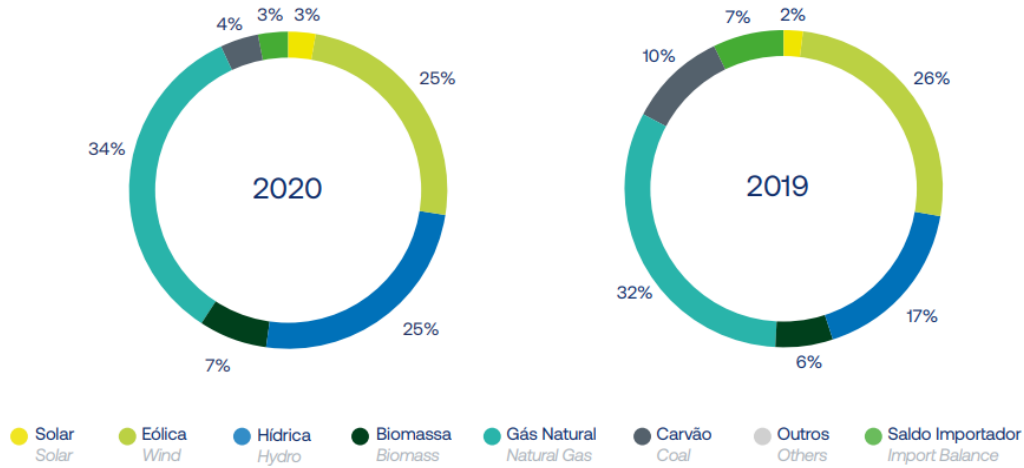


Figura 1 Repartição da produção nacional [2].

A energia fotovoltaica é atualmente uma das energias em maior crescimento no mundo, sendo que nos últimos 20 anos, os avanços na tecnologia levaram a uma redução impressionante no custo dos módulos fotovoltaicos e em outros componentes pertencentes ao sistema produtor, aumentando assim a eficiência e melhorando significativamente a confiabilidade e rendimento do próprio sistema.

Atualmente, a capacidade fotovoltaica acumulada instalada em todo o mundo ultrapassa já os 773 GWp em 2020, dos quais 150 GWp foram instalados no próprio ano. O desenvolvimento da capacidade é mostrado na (Figura 2), onde podemos observar que a capacidade instalada cumulativa aumentou cerca de 20 vezes entre 2010 e 2020.

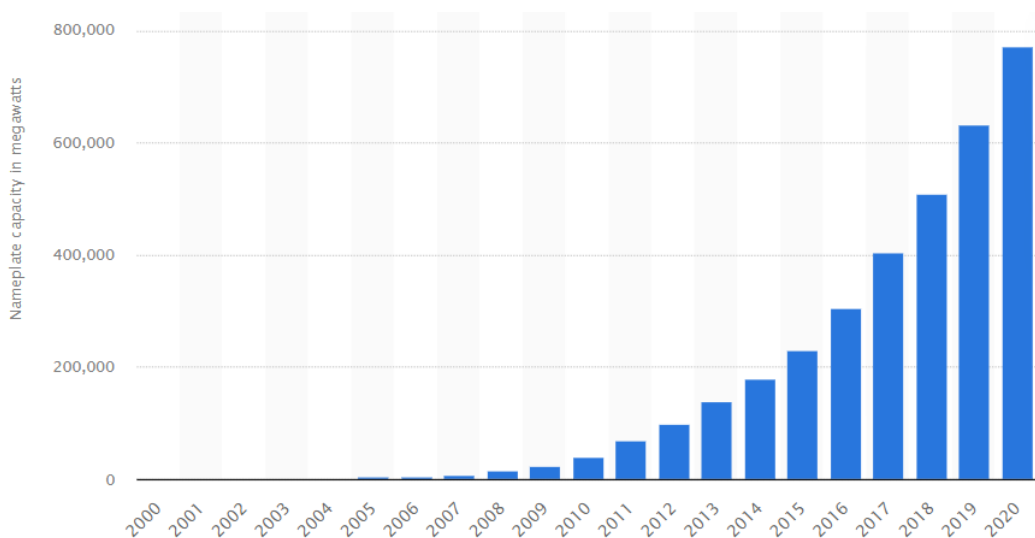


Figura 2 Potência fotovoltaica cumulativa instalada [3].

As estatísticas da Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) mostram que ao longo da última década a produção de energia elétrica através da energia solar obteve um grande crescimento em Portugal (Figura 3), passando de apenas 250 MWh em 2011, para os atuais 1600 MWh. Em 9 anos Portugal multiplicou por cinco a energia fotovoltaica produzida, o equivalente a um crescimento médio anual superior a 50% [4].

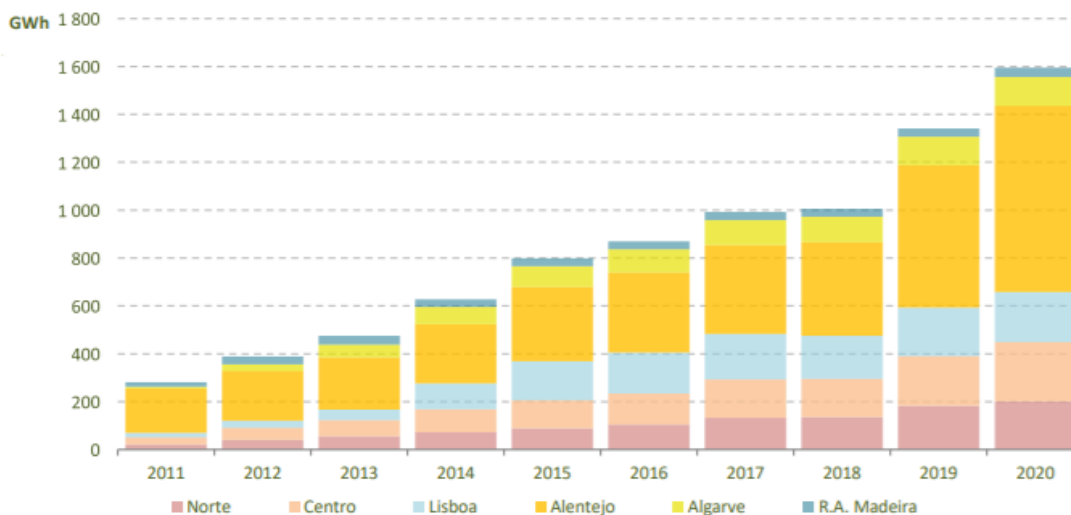


Figura 3 Produção por região [2].

Na Tabela 1, podemos ver em Portugal entre 2011 e 2020 a potência instalada por região.

Tabela 1 Potência instalada por região, DGEG.

	Potência Instalada por Região (MW)									
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Portugal	712	712	717	706	725	741	744	809	875	891
Continente	702	703	707	695	712	728	729	794	859	876
Norte	92	95	95	100	102	102	103	118	119	119
Centro	445	437	439	422	424	436	436	485	550	562
Lisboa	160	166	166	167	179	182	182	183	183	183
Alentejo	2	2	3	3	4	4	4	4	4	8
Algarve	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4
R.A. Açores	1	1	1	1	3	3	4	4	4	4
R.A. Madeira	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
Não especificado	0	0	1	1	1	1	1	2	2	2

No entanto, a elevada expansão destes sistemas na rede elétrica fez com que surjam várias anomalias técnicas quer para o distribuidor, quer para o produtor, sendo que na sua maioria, o produtor e a entidade mais afetada pela imposição normativa e regulamentar existente desde a produção de equipamentos a instalação e exploração, que protegem em

primeiro lugar a rede elétrica e a segurança da mesma em detrimento da continuidade de serviço das instalações de autoconsumo, o que afeta diretamente a rentabilidade destas instalações mas que, não existe ainda contornar sem que algumas exceções sejam abertas nomeadamente no Regulamento de Qualidade de Serviço e na EN 50160 [5].

A rede elétrica a jusante do inversor fotovoltaico e do posto de carregamento de veículos elétricos, lado normalmente da energia alternada (AC) tem obrigatoriamente de respeitar as Normas de Segurança e Qualidade de Energia que apesar de exigente, possui algumas lacunas onde aparecem as anomalias que provocam a descontinuidade de serviço das centrais fotovoltaicas ou o carregamento de veículos elétricos. Assim sendo, é importante que de uma forma objetiva, este problema seja levado em conta desde a entidade reguladora até ao consumidor final e paralelamente seja tratado em fase de projeto e estudo pelo distribuidor, procurando uma constante melhoria nos parâmetros afetos à qualidade da energia.

1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO

Esta Dissertação, surgiu com a necessidade de desenvolver um projeto para implementação de uma central fotovoltaica modelo para fornecimento de energia ao posto de carregamento de veículos elétricos da empresa CP – Comboios de Portugal, com vista a dotar a mesma de uma solução sustentável de produção de energia, no âmbito do plano de racionalização de consumos de energia elétrica da empresa.

No seguimento deste projeto, e com a necessidade do estudo sobre o impacto da introdução das centrais fotovoltaicas e dos carregadores para veículos elétricos na qualidade de energia, surge a necessidade de analisar os possíveis problemas que este tipo de equipamentos podem introduzir na rede elétrica nacional, ao nível da alimentação de defeitos como por exemplo, das correntes de curto-circuito e sobreintensidades provocadas pelo funcionamento destes equipamentos eletrónicos.

1.2. OBJETIVOS

Com o presente trabalho, pretende-se o dimensionamento e estudo do comportamento de uma central fotovoltaica, tendo como objetivos específicos os seguintes pontos:

- Projeto, execução e exploração de instalações elétricas, nomeadamente instalações para a implementação de centrais fotovoltaicas (ex. Dimensionamento secção de cabos e respetivas proteções);
- Estudo de viabilidade económica do sistema projetado;
- Avaliação do impacto do sistema electroprodutor no âmbito da qualidade de energia assim como da sua contribuição para a alimentação de defeitos (curto-circuitos) que possam ocorrer.

1.3. CALENDARIZAÇÃO

A calendarização deste trabalho de dissertação é apresentada na Tabela 2. Esta inclui um conjunto de tarefas, como por exemplo: o estudo de literatura sobre o tema da tese; o estudo de relatórios da Rede Energética Nacional (REN); o estudo dos relatórios para as renováveis da DGEG; a consulta de memórias justificativas para projetos de centrais fotovoltaicas; recolha informação local para implementação da central fotovoltaica; estudo de viabilidade económica e por fim estudo do impacto deste tipo de centrais na qualidade de energia.

Tabela 2 Calendarização das fases dissertação, Próprio.

FASES	Descrição	Início	Fim	Duração	Mapa temporal			
1	Organização tese	18/10/2021	01/11/2021	2 SEM				
2	Estudo literatura para a tese	02/11/2021	01/12/2021	4 SEM				
3	Estudo relatórios REN	02/12/2021	09/12/2021	1 SEM				
4	Estudo relatórios DGEG	02/12/2021	09/12/2021	1 SEM				
5	Consulta memórias justificativas	10/12/2021	17/12/2021	1 SEM				
6	Informação local instalação	10/12/2021	17/12/2021	1 SEM				
7	Impacto centrais na Q. Energia	01/02/2022	15/02/2022	2 SEM				
8	Escrita da dissertação	02/12/2021	02/05/2022	20 SEM				

1.4. ORGANIZAÇÃO DO DOCUMENTO

A presente dissertação encontra-se dividida em 6 capítulos.

No capítulo 1, é dado um contexto sobre o assunto abordado na dissertação, são apresentados os motivos e as questões que levaram à realização deste trabalho e é descrita a estrutura da dissertação.

O capítulo 2, é apresentado o estado da arte, onde é apresentado uma síntese do sistema elétrico de energia, uma análise dos sistemas de produção distribuída, em particular dos sistemas fotovoltaicos, a qualidade de energia, como meio para assegurar o funcionamento de todo o sistema elétrico nacional e por fim o impacto destes sistemas com componentes eletrónicos nas perturbações do serviço de energia.

No capítulo 3, é apresentado o caso para o Centro de Manutenção – Norte da CP em Contumil, o dimensionamento do sistema fotovoltaico e os equipamentos instalados para produção de energia elétrica e respetivo estudo de viabilidade económica.

No capítulo 4, é estudado o impacto dos equipamentos eletrónicos dos sistemas fotovoltaicos nos sistemas elétricos de energia.

No capítulo 5, é analisado a questão das sobreintensidades nos sistemas elétricos de energia na presença de produção distribuída por sistemas fotovoltaicos.

Por fim, no capítulo 6, serão apresentadas as conclusões e perspetivas de trabalho futuro.

2. ESTADO DA ARTE

Em 1839, o físico francês Alexandre Edmond Becquerel descobriu que o efeito fotovoltaico pode ser aplicado para converter a energia proveniente da radiação solar diretamente em energia elétrica, a partir desse momento a sua utilização tem conhecido uma grande diversidade de aplicação, como é exemplo logo nos primórdios da aventura pela descoberta do espaço ou até nos dias de hoje para produção de eletricidade em coberturas de parques de estacionamento para produzir energia para o carregamento dos veículos elétricos [6].

Com todo este desenvolvimento de soluções para a conversão de energia o número de conversores electrónicos de potência utilizados, quer na produção de energia, quer no carregamento de veículos elétricos, mas também pelos consumidores em geral, não pára de aumentar. Em resultado disso é possível observar uma crescente deterioração das formas de onda de corrente e tensão nos sistemas de potência. A qualidade da energia eléctrica entregue aos consumidores finais é hoje, mais do que nunca, objecto de grande estudo e monitorização e controlo.

2.1. SISTEMA ELÉTRICO DE ENERGIA

O objetivo fundamental das atividades que integram o Sistema Elétrico Nacional (SEN) é a disponibilização de energia elétrica em termos adequados às necessidades dos consumidores (quer qualitativa quer quantitativamente), a concretizar com base em princípios de racionalidade e eficiência dos meios a utilizar em todas as atividades que integram o setor elétrico, desde a produção de eletricidade até ao seu fornecimento ao consumidor final (Figura 4).

A produção de eletricidade pode ter diferentes origens, consoante a fonte de energia utilizada:

- eólica: convertendo a energia do vento em energia elétrica através de geradores eólicos;
- hídrica: a partir de barragens e cursos de água, aproveitando a energia dos fluxos e quedas de água em centrais hidroelétricas;
- nuclear: transformando em eletricidade a energia libertada pela cisão dos núcleos dos átomos de urânio em centrais nucleares. Em Portugal, não existem centrais nucleares;
- solar: através de células fotovoltaicas em painéis que convertem a energia solar em eletricidade;
- térmica: por queima de substâncias combustíveis como o gás natural, o fuelóleo, o carvão, diversos hidrocarbonetos (propano, metano).

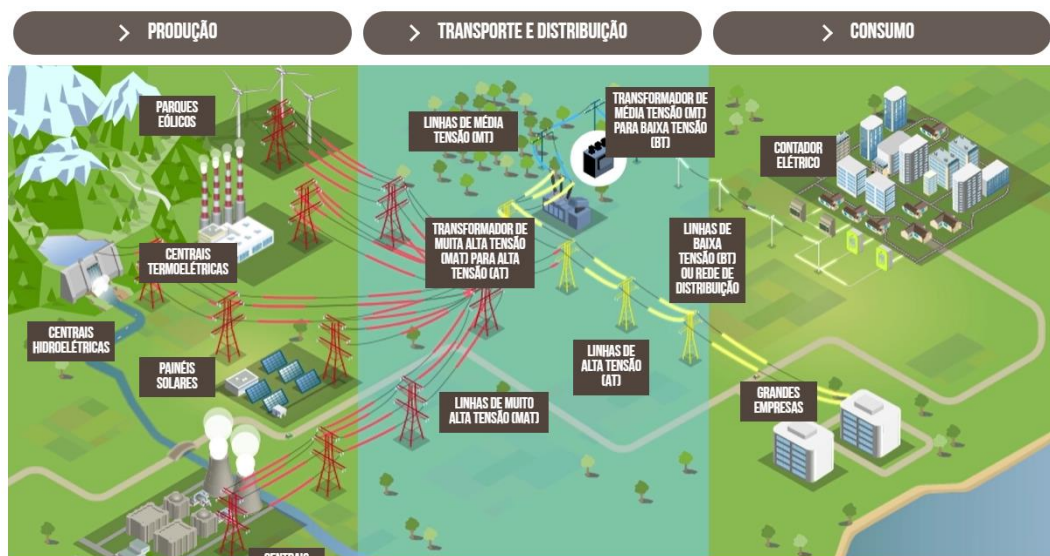


Figura 4 Funcionamento do Sistema Elétrico Nacional [7].

A produção de eletricidade classifica-se em Produção em Regime Ordinário (PRO) e Produção em Regime Especial (PRE), introduzida pelo Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro.

A eletricidade produzida em locais afastados das zonas de consumo é entregue na rede de transporte e conduzida em muito alta tensão (MAT), de modo a fazer chegar grandes quantidades de energia aos vários pontos do território sem perdas significativas, assim garantindo o abastecimento independentemente da distância às centrais elétricas.

Como a eletricidade é difícil de armazenar, a produção tem de ser gerida em tempo real para responder ao consumo. As redes de distribuição asseguram o trânsito de eletricidade entre a rede nacional de transporte e os consumidores. A eletricidade é conduzida em grandes distâncias pela rede de transporte, em muito alta tensão (MAT), sendo depois entregue à rede de distribuição, que a transforma nas estações de transformação (subestações) para a poder conduzir em distâncias menores em alta, média e baixa tensão (AT, MT e BT) até às instalações dos consumidores (Figura 5).

A rede de distribuição de energia tem sido reforçada e modernizada, de forma a dar resposta a novas exigências, como o crescimento demográfico e a consequente evolução dos consumos. É constituída por linhas aéreas e cabos subterrâneos de alta, média e baixa tensão, garantindo sempre os necessários níveis de qualidade e minimizando as perdas as redes.

Sistema de Potência

Produção, transporte e distribuição da energia eléctrica

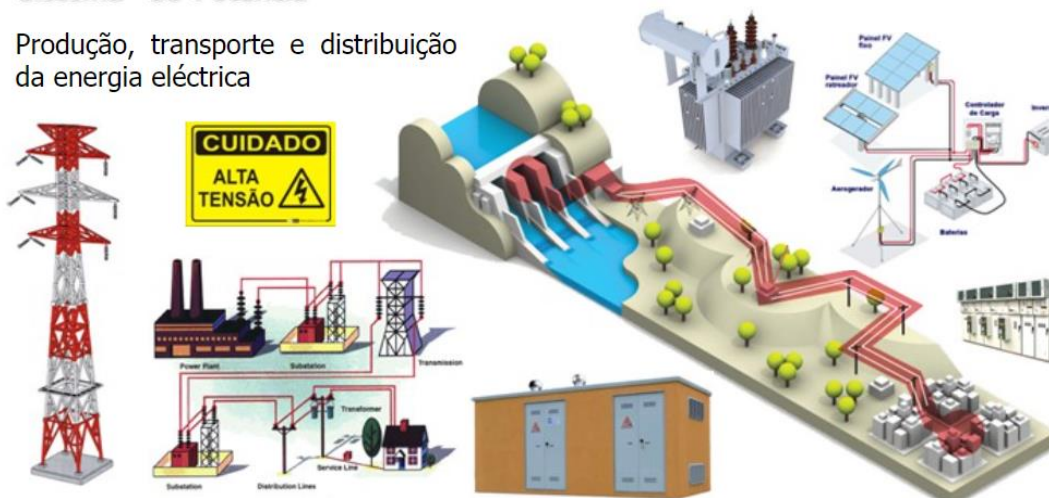


Figura 5 Diagrama do Sistema Elétrico Nacional [7].

A rede Nacional de Transporte (RNT) de energia elétrica é gerida pela REN. Tem como função interligar as grandes centrais produtoras e os centros de consumo, difundindo-se depois na rede de distribuição [8].

Em 31 de dezembro de 2020, a RNT tinha ao serviço 68 subestações, 14 postos de corte, de seccionamento e de transição e um conjunto de linhas de transporte. Na Tabela 3 estão representadas as alterações dos comprimentos da linha em serviço e potência de transformação em serviço (MVA).

Os vários níveis de tensão praticados pela RNT e a rede de distribuição são:

- Rede de Baixa Tensão (BT): <1000 V – 230/400 V;
- Rede de Média Tensão (MT): 1 a 45 kV – 6. 10. 15. 30. 40 kV;
- Rede de Alta Tensão (AT): 45 a 110 kV – 60 kV;
- Rede de Muita Alta Tensão (MAT): 110 a 750 kV – 150. 220. 400 kV.

Tabela 3 Comprimento das linhas energia, REN.

	2020	2019	Variação
Comprimento de circuitos de linha em serviço (km)	9 036	9 002	0,38%
400 kV	2 711	2 711	-
220 kV	3 780	3 746	0,91%
150 kV	2 545	2 544	0,04%
Potência de transformação em serviço (MVA)	38 463	38 463	-
Autotransformação (MVA)	14 470	14 470	-
400/220 kV	7 200	7 200	-
400/150 kV	6 440	6 440	-
220/150 kV	830	830	-
Transformação (MVA)	23 993	23 993	-
400/60 kV	4 250	4 250	-
220/60 kV	12 977	12 977	-
150/60 kV	6 306	6 306	-
150/130 kV	140	140	-
220/30 kV	320	320	-

Em 2020, o consumo de energia elétrica abastecido a partir da rede pública totalizou 48,8 TWh, com uma contração de 3,0% face ao ano anterior, ou de 3,7% considerando as correções dos efeitos de temperatura e número de dias úteis. Trata-se da queda do consumo mais acentuada desde 2011, que foi mais acentuada durante o período de maior confinamento atenuando-se depois no segundo semestre. Este consumo é o mais baixo desde 2005 e fica a 6,5% do máximo histórico atingido em 2010. A potência máxima solicitada ao sistema elétrico nacional, registou-se no dia 13 de janeiro às 19:45, com 8906 MW, cerca de 250 MW acima da verificada no ano anterior, mas cerca de 500 MW abaixo da ponta histórica, ocorrida em 2010, como pode ser analisado na Tabela 4.

Tabela 4 Dados de produção e consumo em 2020, REN.

GWh	1S21	1S20	Var. [%]	2020
Produção Total <i>Total Generation</i>	24 908	23 335	7	49 343
Produção Renovável <i>Renewable Generation</i>	16 887	15 440	9	28 778
Hídrica <i>Hydro</i>	8 036	7 462	8	12 198
Eólica <i>Wind</i>	6 472	5 785	12	12 067
Biomassa <i>Biomass</i>	1 628	1 588	3	3 242
Cogeração <i>Cogeneration</i>	733	671	9	1 379
Solar <i>Solar</i>	751	606	24	1 270
Produção Não Renovável <i>Non-Renewable Generation</i>	7 147	7 043	1	18 953
Carvão <i>Coal</i>	421	129	228	2 133
Gás Natural <i>Natural Gas</i>	6 584	6 781	-3	16 563
Cogeração <i>Cogeneration</i>	2 121	2 170	-2	4 411
Outros <i>Others</i>	141	134	6	257
Cogeração <i>Cogeneration</i>	35	32	11	67
Produção por Bombagem <i>Pumped Storage Generation</i>	874	851	3	1 612
Consumo em Bombagem <i>Consumption of Pumps</i>	1 098	1 028	7	1 986
Saldo Importador <i>Import Balance</i>	765	1 490	-49	1 456
Importação (Valor Comercial) <i>Imports (Commercial Schedules)</i>	3 643	3 454	5	6 401
Exportação (Valor Comercial) <i>Exports (Commercial Schedules)</i>	2 885	1 961	47	4 943
Consumo Total <i>Total Demand</i>	24 565	23 797	3,2	48 813
(Com correção de temperatura e dias úteis) <i>(Corrected by temperature and number of working days)</i>			3,4	
Produção Despachável <i>Dispatchable Generation</i>	13 007	12 211	7	26 887
Produção não Despachável <i>Non-Dispatchable Generation</i>	11 900	11 124	7	22 456

2.2. SISTEMAS DE PRODUÇÃO DISTRIBUÍDA

A primeira e mais simples explicação para o conceito de produção distribuída (PD) é a geração de energia elétrica de forma descentralizada ou no próprio local de consumo, mas esta definição não reúne consenso na integra junto dos especialistas.

Por exemplo, para (KEMA, 2011) a PD é uma produção que não é alvo de planeamento centralizado, normalmente ligada entre os 400 V até aos 30 kV e a potência instalada limitada a 50 MW. Mas temos também outras propostas como a PD sendo uma fonte de energia elétrica diretamente ligada à rede de distribuição ou a um consumidor final, ou unidades de produção que utilizam fontes de energia renovável, tal como parques eólicos ligados a rede de transporte, fatores como capacidade de produção, ponto de ligação na rede, tipo de tecnologia de produção utilizada, entre outros, fazem com que não exista consenso para uma única definição de PD (Figura 6).

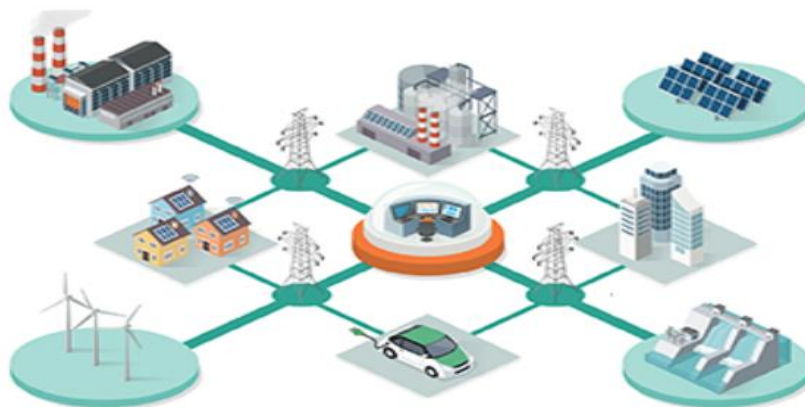


Figura 6 Diagrama sistemas produção distribuída [9].

A rede de distribuição tem assim a função de fornecer a energia aos consumidores e absorver a energia produzida pelos sistemas PD, que através de instalações de pequena/média dimensão e recorrendo à utilização de fontes de energia renovável, provocam uma alteração do paradigma energético.

Em Portugal, a PD é regulada pela DGEG e definida pela produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis, destinada a:

1. Autoconsumo e às comunidades de energia renovável (CER), através de Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC), regulado pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro;

2. Venda total de energia à rede, com capacidade máxima instalada até 1 MW, por intermédio de Unidades de Pequena Produção (UPP), incluindo os regimes de micro e miniprodução, regulado pelos artigos 27.º-B, 27.º-C e 27.º-D, do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, e regulado atualmente também pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.

Apesar de existirem outras tecnologias, referidas no ponto 2.2.2, que se enquadram no conceito de produção distribuída, irei apenas abordar e desenvolver a que faz referência aos sistemas fotovoltaicos.

2.2.1. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

2.2.1.1. BREVE HISTÓRIA

O efeito fotovoltaico foi observado pela primeira vez em 1839 por Edmund Becquerel que verificou que as placas metálicas, de platina ou prata, mergulhadas num eletrólito, produziam uma pequena diferença de potencial quando expostas à luz [6].

A história da energia fotovoltaica teve de esperar os grandes desenvolvimentos científicos da primeira metade do século XX, nomeadamente a explicação do efeito fotoelétrico por Albert Einstein em 1905, o advento da mecânica quântica e, em particular, a teoria de bandas e a física dos semicondutores.

A primeira aplicação no terreno de células solares de Chapin, Fuller e Pearson (Figura 7) foi realizada em Americus, no estado da Geórgia, para alimentar uma rede telefónica local. O painel, com nove células com 30 mm de diâmetro, foi instalado em outubro de 1955.



Figura 7 Aplicação da primeira célula solar de silício [10].

O desenvolvimento das células solares nos anos sessenta foi sobretudo motivado pela corrida ao espaço, o que levou a células mais eficientes, mas não necessariamente mais económicas, foi nessa década que surgiram as primeiras aplicações terrestres.

Inicialmente, os satélites usavam pilhas químicas ou baseadas em isótopos radioativos. As células solares eram consideradas uma curiosidade, e foi com grande relutância que a NASA aceitou incorporá-las, como back-up de uma pilha convencional, no *Vanguard I*, lançado em março de 1958.

O desenvolvimento tecnológico do fotovoltaico não para de evoluir. Assim, em 1998 foi atingida a eficiência recorde de 24,7%, com células em silício monocristalino, enquanto, células solares com configurações mais complexas, as chamadas células em cascata ou *tandem* que consistem na sobreposição de várias células semicondutoras, cada uma otimizada para um dado comprimento de onda da radiação, permitem atingir rendimentos de conversão superiores a 34%.

2.2.1.2. ENERGIA FOTOVOLTAICA PORTUGAL

Portugal, dispõe à data escassos recursos energéticos de origem fóssil, no que ao recurso solar diz respeito, é considerado um dos países com maior potencial a nível europeu. Em termos de energia solar, Portugal apresenta um elevado nível de radiação solar disponível, que pode ser aproveitado de forma a aumentar os níveis de utilização de fontes de energia renováveis.

Em Portugal, os níveis de irradiação solar apresentam em médios valores situados entre 1250 kWh/m^2 e os 1900 kWh/m^2 , sendo estes dos valores mais elevados em comparação com os restantes países europeus. O número de horas de sol anuais, também se encontra no topo da lista com valores superiores a 2500 horas por ano. Na (Figura 8) é possível visualizar os diferentes níveis de irradiação solar em Portugal bem como a sua variação consoante as regiões.

O ano de 2021, foi um ano recorde na instalação de nova capacidade solar fotovoltaica em Portugal, segundo os dados publicados pela Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), que indicam que o ano fechou com 1777 megawatts (MW) de potência fotovoltaica, mais 701 MW do que no ano anterior. Em 2020 tinham sido adicionados 151 MW fotovoltaicos e em 2019 a nova potência ascendeu a 252 MW.

O programa de apoio “Edifícios mais sustentáveis” do Fundo Ambiental comparticipa 85% do custo de intervenções para melhoria da eficiência energética das habitações.

O programa tem como objetivo o financiamento de medidas que promovam a reabilitação, a descarbonização, a eficiência energética e a eficiência hídrica em edifícios habitacionais existentes tais como na instalação de painéis fotovoltaicos para a produção de energia renovável, sendo assim um catalisador para a implementação e consequente aumento de potência fotovoltaica ao nível doméstico, originando uma diminuição da dependência das famílias da rede de energia elétrica.



Figura 8 Irradiação solar nas regiões de Portugal [11].

2.2.1.3. ENQUADRAMENTO NORMATIVO E LEGISLATIVO DE CENTRAIS FOTOVOLTAICAS

A produção em regime especial (PRE) suporta-se num conjunto de tecnologias de produção de energia elétrica através de fontes renováveis, tais como o vento, a água, o sol, a biomassa e o mar, e de tecnologias de elevada eficiência energética, como a produção combinada de calor e eletricidade - cogeração. A PRE encontra-se ao abrigo de um quadro legal específico, sendo a sua regulação essencialmente da competência do Governo, através da DGEG [12].

A legislação afeta a este regime de produção:

1. **Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, alterado e republicado pelo Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho**, estabelece o regime jurídico aplicável às atividades de produção, armazenamento, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade, bem como à operação logística de mudança de comercializador, à organização dos respetivos mercados e aos procedimentos aplicáveis ao acesso àquelas atividades, no desenvolvimento dos princípios constantes do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro;
2. **Decreto-Lei n.º 96/2017**, estabelece a disciplina das instalações elétricas de serviço particular alimentadas pela rede elétrica de serviço público (RESP) em média, alta, ou em baixa tensão, e das instalações com produção própria, de caráter temporário ou itinerante, de segurança ou de socorro, e define o sistema de controlo, supervisão e regulação das atividades a elas associadas;
3. **Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho**, Venda total de energia à rede, com capacidade máxima instalada até 1 MW, por intermédio de Unidades de Pequena Produção (UPP), incluindo os regimes de micro e miniprodução, regulado pelos artigos 27.º-B, 27.º-C e 27.º-D, do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto;
4. **Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro**, Autoconsumo e às comunidades de energia renovável (CER), através de Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC);
5. **Despacho n.º 46/2019, de 30 de dezembro** – estabelece as regras de funcionamento e operacionalização dos procedimentos de controlo prévio;
6. **Portaria n.º 16/2020, de 23 de janeiro**, fixa os valores das taxas devidas no âmbito dos procedimentos administrativos relativos às atividades de produção e comercialização de eletricidade;
7. **Despacho n.º 4/2020, de 3 de fevereiro** – aprova o Regulamento de Inspeção e Certificação e o Regulamento Técnico e de Qualidade;
8. **Regulamento 266/2020, de 6 de março** – aprova o Regulamento do Autoconsumo de Energia Elétrica;

9. **RTIEBT** – Regras Técnicas de Instalações Elétricas de Baixa Tensão;
10. **Esquemas tipo de unidades de produção**, para as UPAC com tecnologia solar fotovoltaica, da DGEG;
11. **Despacho n.º 11740-C/2021**, Regulamento de atribuição de incentivos da 2.ª fase do Programa de Apoio a Edifícios Mais Sustentáveis – Tipologia nº4 – “Instalação de módulos fotovoltaicos e outros equipamentos de produção de energia renovável para autoconsumo com ou sem armazenamento, com uma dotação de 85%, até a um limite de 2500€ de financiamento.”
12. **Decreto-Lei nº 15/2022, de 14 de janeiro** - estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional, transpondo a Diretiva (UE) 2019/944 e a Diretiva (UE) 2018/2001.

2.2.1.4. COMPONENTES DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

❖ Módulo Fotovoltaico

O efeito fotovoltaico é um fenómeno que transforma a energia luminosa em energia elétrica recorrendo a células fotovoltaicas (Figura 9). A célula fotovoltaica permite a conversão direta de energia luminosa em energia elétrica e o seu funcionamento é semelhante ao de um díodo fotossensível, baseando-se nas propriedades dos materiais semicondutores.

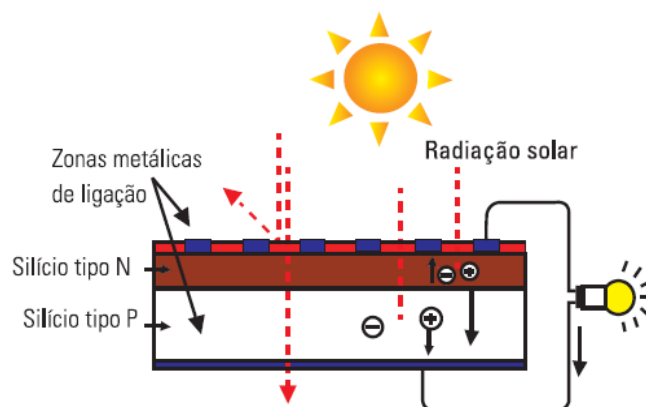


Figura 9 Funcionamento de célula solar fotovoltaica [13].

A célula é composta por duas camadas de material semicondutor dopadas de forma diferente: a camada N existe um excesso de elétrons periféricos e a camada P onde existe

um déficit de elétrons. Existe uma diferença de potencial entre estas duas camadas. Os elétrons periféricos, camada N, ao captarem a energia dos fótons, saltam a barreira de potencial, criando assim uma corrente contínua.

Associação de módulos em série:

Com a associação de módulos em série, podemos ter valores de tensão mais elevados, mas a corrente mantém o seu valor (Figura 10). Quando ligamos vários módulos em série, devemos ter o cuidado de analisar as fichas técnicas do fabricante, de forma a verificar qual o valor de tensão máxima permitido para este tipo de associação.

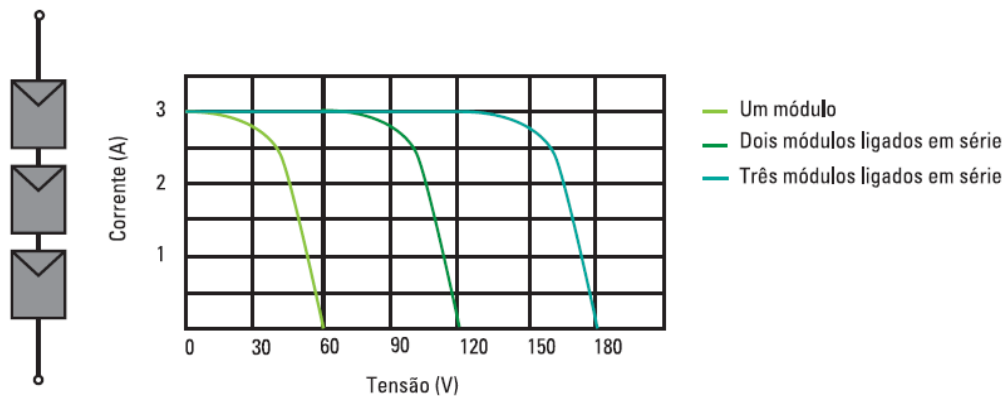


Figura 10 Ligação em série de três células [13].

Associação de módulos em paralelo:

Com este tipo de associação de módulos, o valor da tensão mantém-se e o valor da corrente aumenta quanto maior for a associação de módulos fotovoltaicos (Figura 11).

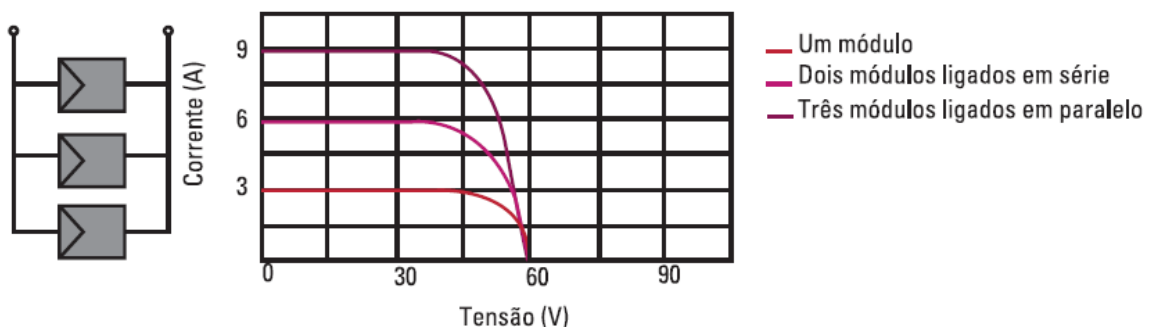


Figura 11 Ligação em paralelo de três células FV [13].

Efeitos do sombreamento nos módulos FV:

A curva característica do módulo FV é modificada em função do sombreamento a que esta sujeito. Isto significa que o máximo ponto de potência (MPP) irá ser desviado, havendo

assim uma redução de potência relativamente a um módulo FV que não se encontra sombreado, (Figura 12).

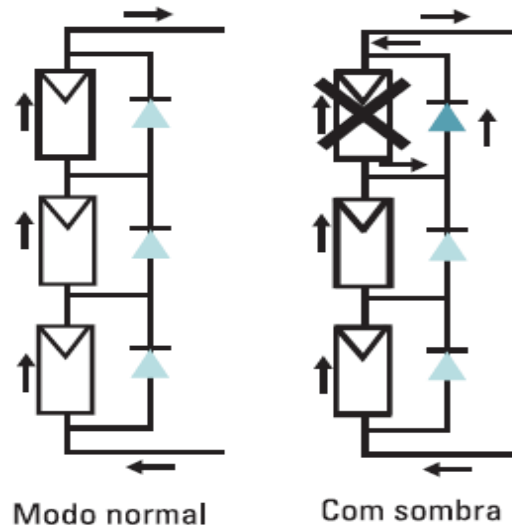


Figura 12 Sombreamento num módulo FV [13].

Caso algum módulo ou célula fique sombreado, a fonte de corrente desaparece e esta vai comportar-se como uma resistência que é atravessada por uma corrente que foi produzida nos outros módulos, podendo este ficar com um valor de tensão inversa muito elevado e provocar o aparecimento de um ponto quente no circuito, que pode originar a destruição do próprio módulo.

❖ Conversor de potência

A utilização de um conversor é determinada pelo tipo de cargas que se pretende alimentar, em aplicações ligadas à RESP ou ligadas a instalações elétricas que possuam corrente alternada (AC), o gerador FV entrega à instalação a máxima potência elétrica possível, dependendo da irradiância e da temperatura.

Estes equipamentos permitem otimizar as condições de geração de energia, de modo a colocar o módulo FV no ponto de operação correspondente à potência máxima é necessário utilizar um seguidor de potência máxima, ou seja, um *Maximum Power Point Tracker* (MPPT). Este ajusta a tensão à saída do módulo FV e automaticamente impõe o valor da intensidade de corrente, uma vez que esta depende da tensão de acordo com a curva de corrente (I) – diferença de potencial (V) do módulo FV (Figura 13).

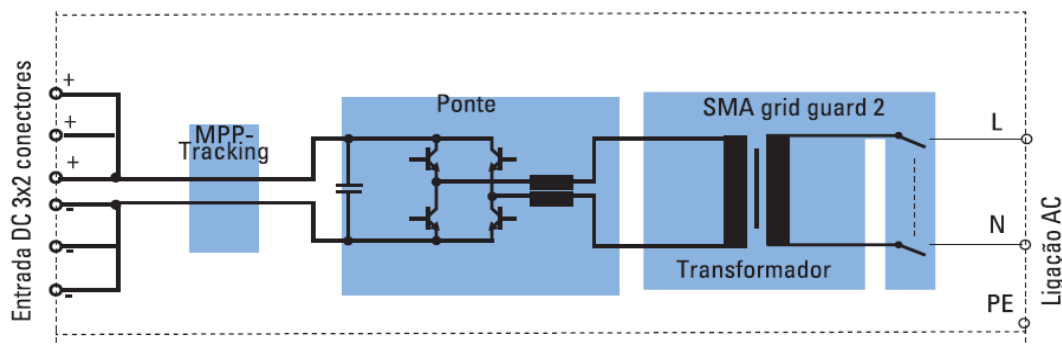


Figura 13 Diagrama de blocos do Inversor DC/AC [13].

Estes equipamentos existem para redes monofásicas ou trifásicas com e sem neutro, atualmente são equipamentos bastante completos e têm no mesmo dispositivos algumas funções bem distintas, sendo a principal a conversão das grandezas de corrente contínua (DC) em grandezas AC, com os padrões de qualidade exigidos pela RESP. Têm obrigatoriamente também a função de proteção do sistema em relação a sobrecargas e sobretensões.

É ainda necessário salientar a importância de um conversor DC-AC que faça a gestão da produção e armazenamento de modo a minimizar as trocas de energia com a rede e a interligação com um contador bidirecional, que possibilite a contagem das trocas de energia da instalação com a RESP, sempre que houver excesso de produção e capacidade insuficiente de armazenamento.

Atualmente, existe também no mercado os inversores fotovoltaicos híbridos, que além de converterem a energia proveniente dos módulos fotovoltaicos em energia compatível com a rede da habitação e respetivos equipamentos, permite efetuar o carregamento de baterias, possibilitando a utilização desta mesma energia em outros momentos do dia, quando a mesma seja necessária.

Estes equipamentos, conseguem efetuar uma gestão total da produção e consumo da habitação, conseguindo otimizar ao máximo a utilização proveniente dos módulos fotovoltaicos, e a mínima utilização da energia da rede elétrica nacional, sendo também possível definir perfis horários para carregamento das baterias nos horários mais atrativos de aquisição de energia da rede, se o utilizador desejar. Na (Figura 14) podemos ver um exemplo de um sistema de monitorização de um sistema híbrido, da marca Huawei.

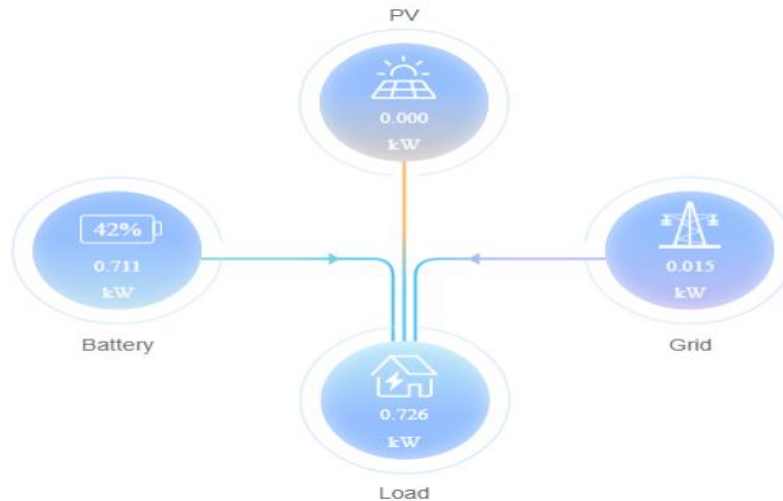


Figura 14 Diagrama de monitorização Fusion Solar [14].

❖ Sistema de armazenamento

Atualmente, não podemos dizer qual o melhor sistema de armazenamento de energia, pois a escolha da melhor tecnologia de armazenamento, obriga a ter em conta diversas características para assim conseguir estabelecer um critério que permita comparar qual a melhor, para cada caso específico:

- Capacidade de armazenamento – está relacionada com a quantidade de energia que é possível armazenar depois do sistema de armazenamento estar carregado;
- Potência disponível – está associada à constituição e dimensão do sistema de conversão da energia armazenada, estando geralmente relacionado com a potência máxima de carga ou descarga;
- Tempo de descarga – O tempo de descarga depende da profundidade de descarga e das condições de operação do sistema, sendo este caracterizado pelo tempo necessário para esvaziar a energia armazenada num sistema de armazenamento totalmente carregado, sendo libertada à potência máxima;
- Durabilidade – Número de vezes que é possível libertar o nível de energia para qual foi projetado a unidade de armazenamento, sendo expresso em número de ciclos;
- Autonomia – Esta está relacionada com o tipo de armazenamento, assim como do tipo de aplicação. Esta é definida pela razão entre a capacidade de armazenamento de energia e a potência máxima de descarga;

- Fiabilidade e adaptabilidade à fonte de geração - O sistema de armazenamento necessita de estar adaptado ao tipo de aplicação (áreas isoladas de pequena ou média escala, ligação de rede, etc.) e ao tipo de produção (permanente, móvel, renovável, etc.).

Atualmente, cada marca de equipamentos homologados para funcionamento em modo híbrido, isto é, produção e armazenamento de energia, tem os seus sistemas de armazenamento definidos, sendo as baterias de iões de lítio as mais instaladas no mercado, a (Figura 15) mostra um possível esquema de ligação.

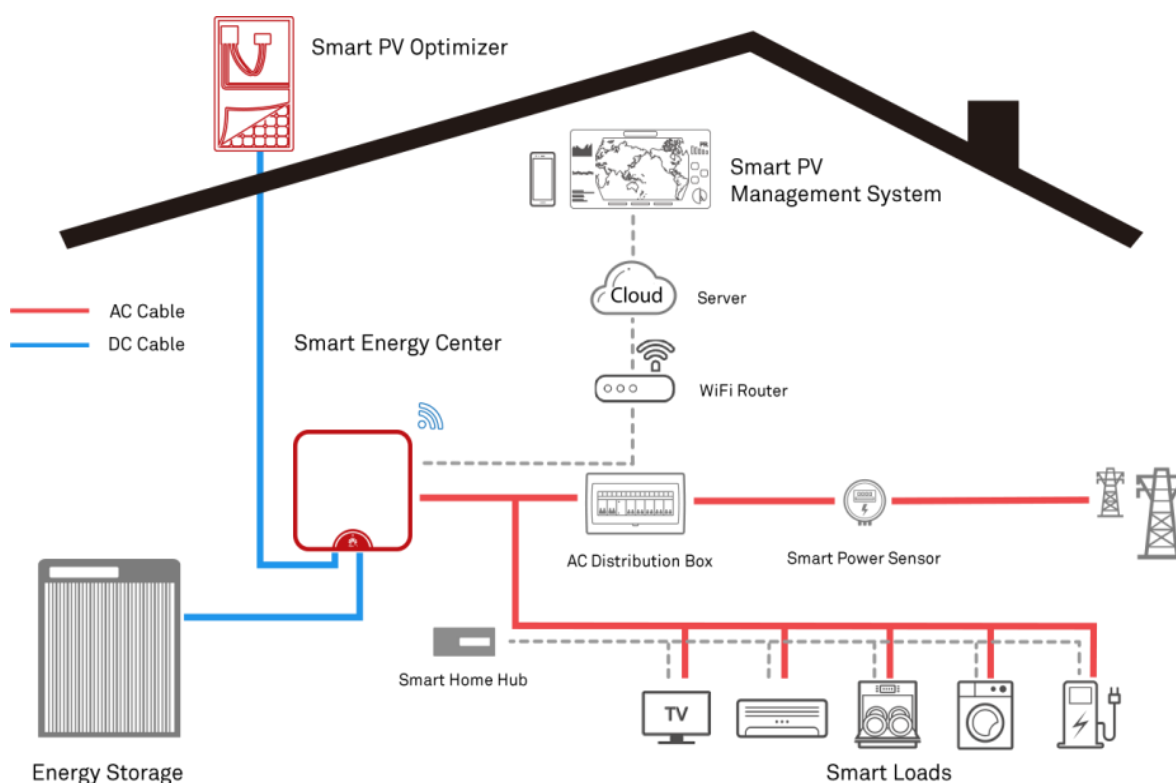


Figura 15 Sistema fotovoltaico com acumulação [14].

2.2.1.5. UNIDADES DE PEQUENA PRODUÇÃO (UPP)

O regime das UPP encontra-se no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, sendo acessível a pessoas singulares ou coletivas; condomínios de edifícios em propriedade horizontal; e entidades terceiras autorizadas pelo titular do contrato de fornecimento de eletricidade [12].

A energia elétrica produzida pela UPP é entregue à RESP (Figura 16), sendo remunerada, mediante opção do produtor por um dos seguintes mecanismos:

- Geral: onde os produtores vendem a eletricidade produzida a preço de mercado;
- Garantido: através de uma tarifa atribuída com base num modelo de licitação, no qual os produtores oferecem descontos à tarifa de referência.

A segunda modalidade, não pode ser cumulável com outro tipo de incentivo à produção da eletricidade vigorando durante 15 anos, transitando posteriormente o produtor para o regime de remuneração geral. O acesso ao regime remuneratório garantido é realizado através de uma das seguintes categorias:

- Categoria I: Produtor que pretende apenas a instalação de UPP;
- Categoria II: Produtor que para além da instalação de UPP, pretende instalar tomadas elétricas para o carregamento de veículos elétricos;
- Categoria III: Produtor que para além da instalação de UPP, pretende instalar coletores solares térmicos.

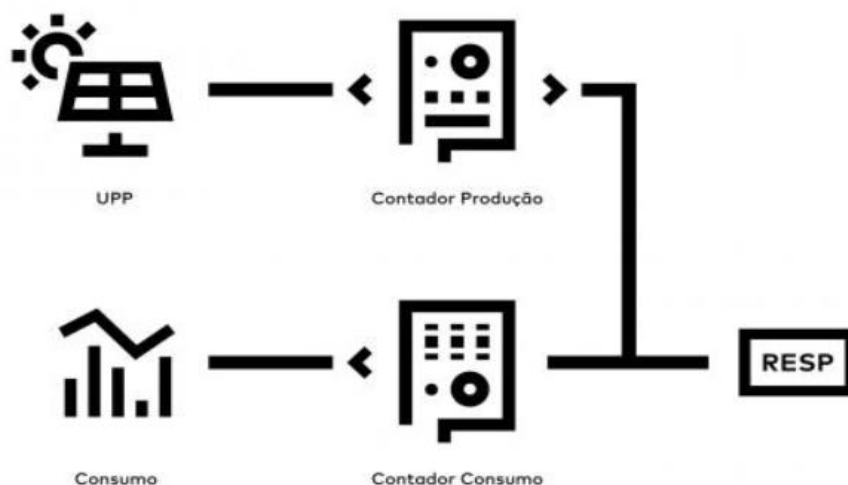


Figura 16 Esquema ligação à rede UPP [9].

2.2.1.6. UNIDADES DE PRODUÇÃO PARA AUTOCONSUMO (UPAC)

O regime das UPAC encontra-se no Decreto-Lei n.º 15/2022 de 14 de janeiro, sendo acessível a autoconsumidores individuais, coletivos, organizados em condomínios/apartamentos/moradas situados na mesma zona geográfica; unidades industriais, comerciais ou agrícolas, e demais infraestruturas; e CER. O processo de licenciamento tem a ver com a potência de ligação (Tabela 5) [12].

Tabela 5 Condições de acesso, E-Redes.

Potência Instalada	Com ou sem venda de excedentes
≤ 350 W	ISENTA de controlo prévio
> 350 W ≤ 30 kW	MCP Mera Comunicação Prévia
> 30 kW ≤ 1 MW	UPAC Registo Prévio e Certificação de Exploração
> 1 MW	UPAC c/ Licença Licença de Produção e Licença de Exploração

A energia excedente da produção para autoconsumo (Figura 17), poderá ser vendida e remunerada nas seguintes formas:

- Em mercado organizado ou através de contratação bilateral, por um preço previamente acordado entre as partes;
- Através do participante no mercado contra o pagamento de um preço livremente acordado entre as partes; - Através do facilitador de mercado, que fica sujeito à obrigação de aquisição da energia produzida pelos produtores.

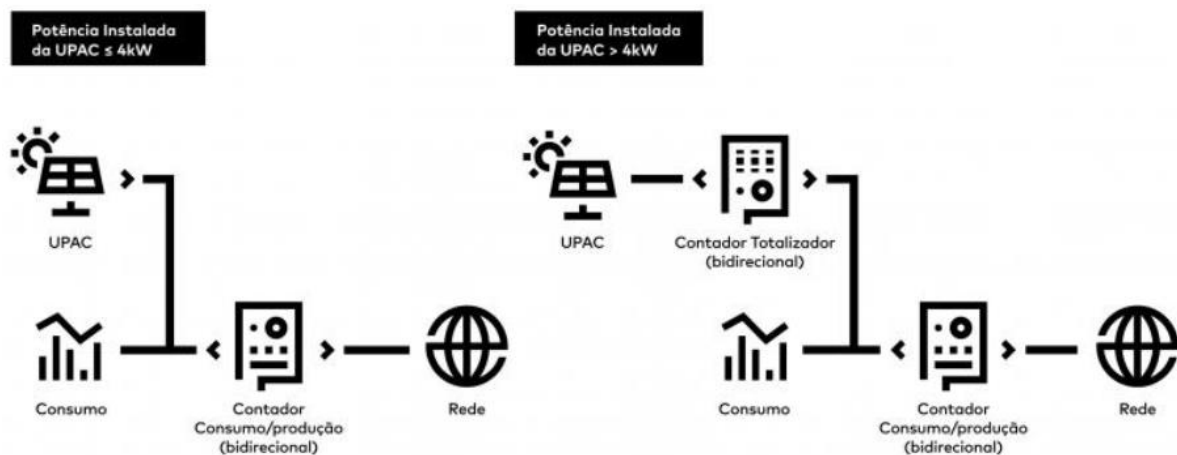


Figura 17 Esquema ligação à rede UPAC [9].

Com a instalação de uma unidade de autoconsumo, após o processo de registo da mesma, o cliente é notificado para o caso de ainda não possuir um contador bidirecional, o mesmo terá de ser instalado para garantir os requisitos de certificação.

Os contadores bidirecionais, são contadores inteligentes, que fazem uma gestão automática dos valores de consumo e produção, comunicando as leituras de forma automática e remota entre os contadores e o operador de rede de distribuição, servindo também para mitigar possíveis anomalias, configurações remotas e faturação sem estimativas.

2.2.2. OUTRAS TECNOLOGIAS

- **Eólica**

Energia eólica, designa a energia cinética do vento, a qual constitui uma forma de energia renovável que tem sido convertida em energia mecânica (moinhos de vento) e elétrica. A conversão em eletricidade faz-se mediante tecnologias das quais a mais amplamente difundida é a turbina eólica de eixo horizontal associada a um gerador. Quanto maiores a dimensão da turbina e a intensidade do vento, mais eletricidade é produzida.

A energia eólica pode ser explorada mediante centrais constituídas por grupos de turbinas de grandes dimensões a operar como uma só unidade, os parques eólicos, que produzem eletricidade para injeção na rede pública de distribuição ou, de forma descentralizada, através de turbinas relativamente pequenas.

Portugal conta com produção descentralizada de energia eólica por via de UPAC's , UPP's e centrais Mini/Micro, totalizando uma potência instalada na ordem dos 4 MW em 2021, com uma produção de cerca de 4.500 MWh.

- **Mini-hídrica**

Apesar de amplamente utilizados, ainda antes da questão ambiental/renovável estar na ordem do dia, os recursos hídricos fazem uso de um recurso renovável. Atualmente os aproveitamentos mini-hídricos são classificados como aproveitamentos renováveis pelo facto de impactos ambientais reduzidos, quando comparados com as centrais de grande porte.

O termo central mini-hídrica designa aproveitamento hidroelétrico de potência não superior a 10 MW. A energia produzida nos aproveitamentos mini-hídricos é enquadrável no conceito de “energia renovável”, por ser um recurso inesgotável, não obstante ser condicionado e limitado, por ser pouco poluente ou com efeitos ambientais negativos pouco relevantes e por ser uma componente relevante de um desenvolvimento sustentável.

Portugal conta com produção descentralizada de energia hídrica por via de centrais Mini/Micro, totalizando uma potência instalada na ordem de 0.3 MW em 2021, com uma produção a rondar os 700 MWh.

- **Biomassa/Biogás**

A floresta cobre quase 40% do território português, no entanto não revela o panorama atual do aproveitamento do potencial da biomassa florestal, que se traduz por quase "abandono" da floresta, sendo difícil quantificar o verdadeiro potencial energético deste recurso.

Atualmente, o potencial quantificável passa sobre tudo pela biomassa florestal não havendo números para o sector agrícola, onde os resíduos da vinha, indústria do vinho, podas de olivais e árvores de frutos, do bagaço da azeitona, etc., poderão ter um interesse exploratório considerável.

Existe em Portugal, cerca de uma centena de sistemas de produção de biogás, na sua maior parte proveniente do tratamento de efluentes agropecuários (cerca de 85%) e destas cerca de 85% são suiniculturas.

Este aproveitamento, que para além de resolver os problemas de poluição dos efluentes, pode tornar uma exploração agropecuária autossuficiente em termos energéticos. Os efluentes sólidos resultantes podem ser ainda aproveitados como adubo.

Portugal conta com produção descentralizada de energia através da queima de biomassa/biogás por via de UPAC's e de centrais Mini/Micro, totalizando uma potência instalada na ordem de 9.0 MW em 2021, com uma produção a rondar os 27.000 MWh.

2.2.3. VEÍCULO ELÉTRICO COMO PRODUTOR/CARGA NOS SEE

O carregamento de um veículo elétrico (VE) é semelhante ao carregamento de um equipamento eletrónico, ou seja, necessita de existir uma conexão física, ou não, entre o mesmo e a rede elétrica, só que neste caso irá ser solicitado um elevado nível de corrente, que poderá servir para carregar a bateria, ou em sentido oposto ser utilizada para alimentar a nossa própria habitação (Figura 18).

Os veículos elétricos podem-se comportar como cargas ou como uma fonte de produção de energia elétrica distribuída, a este conceito foi atribuído a designação: *vehicle-to-grid* (V2G). Da mesma forma, o software V2G pode gerenciar os períodos em que o preço da energia é mais adequado, carregar o veículo (horários fora de pico) e fornecer energia à rede em horas de grande consumo. Os veículos elétricos introduzem o conceito de

armazenamento de energia “sob rodas”. Alguns países têm modelos de negócios que pagam aos utilizadores pela energia que fornecem à rede.

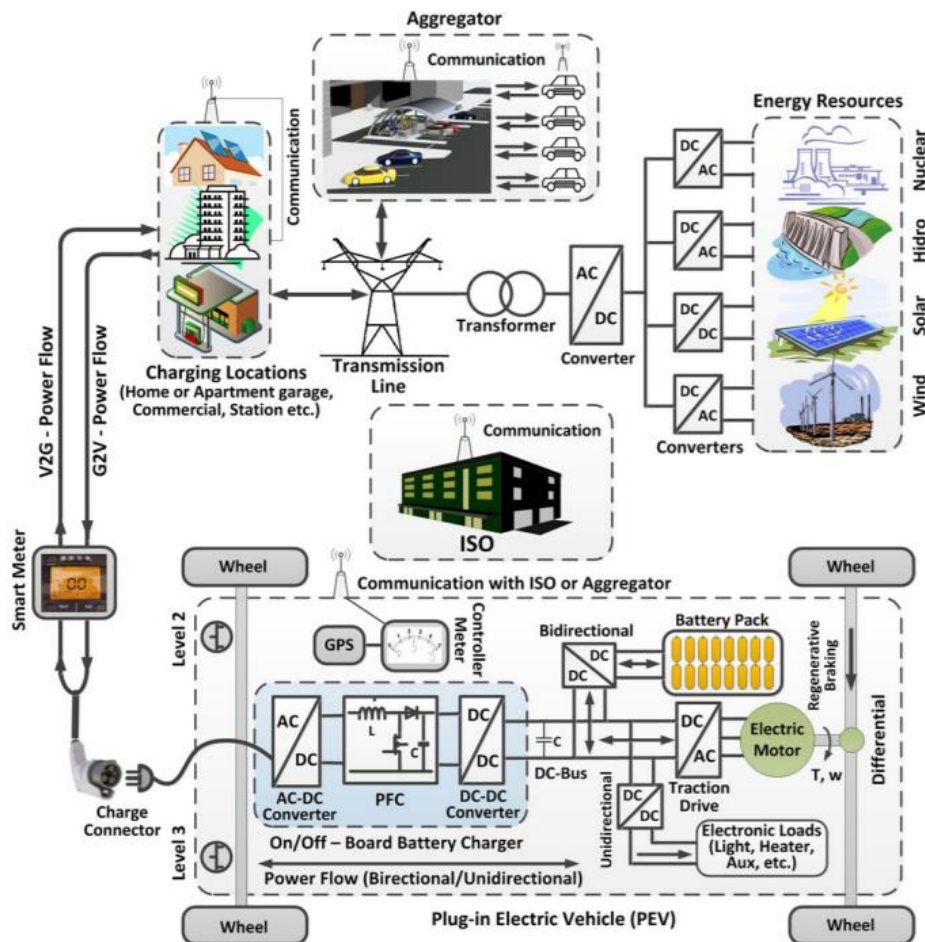


Figura 18 Componentes e sistema de energia dos V2G [15].

O conceito V2G pode realmente melhorar o desempenho da RESP em áreas como a eficiência, estabilidade e confiabilidade, pois este tipo de sistema oferece um suporte de energia ativa e reativa na regulação de energia, ao mesmo tempo permite o rastreamento de fontes de energias renováveis, no balanceamento de carga e filtragem de harmônicos. Atualmente através dos veículos com este tipo de sistema poderá vir a oferecer-se serviços auxiliares de controlo da tensão, frequência e de reserva girante.

2.3. CIRCUITOS ELÉTRICOS

2.3.1. DIMENSIONAMENTO DE CIRCUITOS

As Regras Técnicas definem um conjunto de normas de instalação e de segurança a observar nas instalações elétricas de utilização, onde a segurança da utilização da energia

elétrica nas instalações de baixa tensão tem de garantir de forma eficaz a proteção dos seguintes elementos: pessoas e animais; canalizações elétricas e respetivos aparelhos de utilização.

A proteção deve ser assegurada através das especificações dos aparelhos de proteção, onde estes equipamentos e dentro dos valores de corrente, tensão e tempo, adequados às especificidades dos circuitos em questão, deverão garantir a proteção contra os seguintes efeitos:

- Sobreintensidades;
- Correntes de defeito à terra;
- Sobretensões e dos possíveis abaixamentos e faltas de tensão.

Assim, no que diz respeito ao dimensionamento e proteção de canalizações elétricas devemos sempre em primeiro lugar respeitar os critérios de ordem técnica e posteriormente analisar as questões de ordem económica, mas naturalmente devemos procurar um compromisso entre estes dois aspetos contrastantes.

2.3.2. SISTEMAS LIGADOS À REDE

É importante estabelecer regras claras entre o distribuidor e o consumidor/produtor, ao abrigo do que está regulamentado para os índices de qualidade de energia, indo obrigatoriamente ao encontro do estipulado pela Norma EN 50160, que garanta o cumprimento de algumas condições para a interligação de sistemas com a RESP:

1. **Frequência** - A frequência é de 50 Hz com uma tolerância de +/- 1% (ou seja, 49,5 a 50,5 Hz) para 99,5% de cada período de um ano e de +4 a -6% (isto é, 47 a 52 Hz) durante todo o período;
2. **Amplitude de tensão** - A tensão de alimentação representa o valor eficaz medido no ponto de entrega. É medido num dado momento e calculado, em média, ao longo de um intervalo de tempo (tipicamente 10 minutos).

A tensão estipulada para redes públicas de Baixa Tensão (BT) na Europa é de 230 V entre fases e neutro (400 V entre fases) para sistemas trifásicos com neutro, e de 230 V entre fases para sistemas trifásicos sem neutro.

3. **Variações de tensão** - Em condições normais de funcionamento são permitidas as seguintes flutuações de tensão durante o período de uma semana: +/- 10% do valor de referência (230 ou 400 V), ou seja, 207 a 253 V ou 360 a 440 V para 95% das medições, e - 15% a + 10% para 100% das medições, isto é, 195 a 253 V e 340 a 440 V.

2.3.3. EQUIPAMENTOS DE SECCIONAMENTO E PROTEÇÃO DE PESSOAS

A proteção contra choques elétricos consiste na proteção de pessoas contra contactos diretos e indiretos (Figura 19):

- Contactos diretos – Contacto direto com um elemento ativo;
- Contactos indiretos – Contacto com uma massa condutora, que se tornou ativa devido a um defeito de isolamento interno.

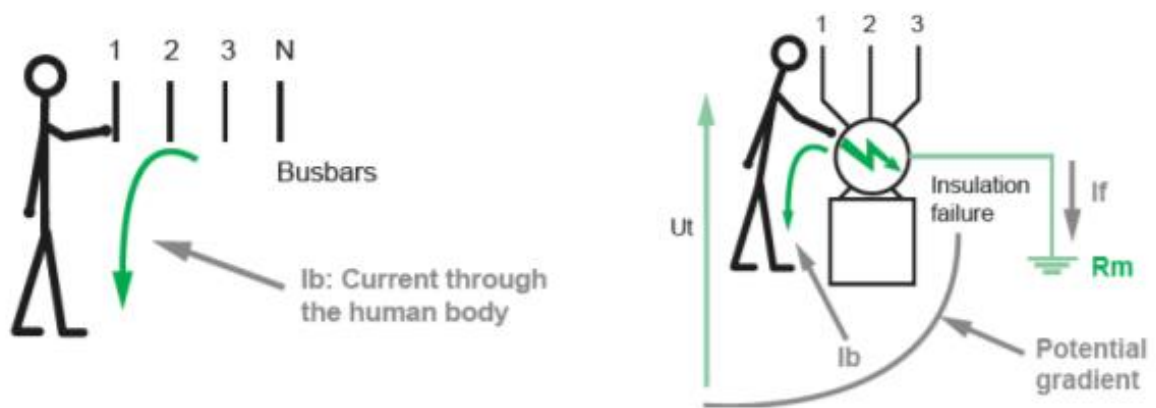


Figura 19 Contacto direto e Contacto indireto [16].

O grau de perigosidade depende da magnitude da corrente elétrica, das partes do corpo por onde a mesma circula e da duração da mesma, porém a intensidade de corrente vai depender da magnitude da tensão do defeito e da resistência do corpo humano. O limite de tensão de 50V é definido tendo em conta o máximo valor de corrente sem causar efeitos fisiopatológicos perigosos para uma resistência mínima do corpo humano.

A proteção contra contactos diretos e indiretos consiste na proteção do contacto das pessoas com as partes ativas e as massas, que pode ser desenvolvida da seguinte forma:

- Utilização de dispositivos diferenciais: Este tipo de proteção não invalida a aplicação das medidas de proteção clássicas (isolamento das partes ativas,

utilização de barreiras físicas ou invólucros) é considerada uma medida de proteção complementar em caso de falha das outras medidas de proteção referidas ou da imprudência dos utilizadores, como por exemplo, interruptor ou disjuntor diferencial;

- A implementação de uma rede de Terras ou regime de Neutro a implementar numa instalação elétrica depende das condições de exploração e da continuidade de serviço exigida para a mesma. A proteção contra contactos indiretos pode ser conseguida pelo corte automático da alimentação elétrica, desde que todas as massas condutoras estejam devidamente colocadas ao potencial da terra.

2.3.4. PROTEÇÃO CONTRA SOBREINTENSIDADES

Uma sobreintensidade é uma corrente de valor superior ao da corrente estipulada. Para os condutores, a corrente estipulada é a sua corrente admissível e de acordo com a sua importância e o tempo de duração, uma sobreintensidade pode ter ou não efeitos prejudiciais à instalação.

Nas instalações elétricas, os condutores ativos devem de ser protegidos contra as sobreintensidades, sejam elas por sobrecarga ou curto-circuito, por um elemento de corte automático ou mais, mas o tipo de proteção tem de ser coordenado para garantir a proteção contra os dois tipos de defeito.

Os equipamentos que garantem simultaneamente a proteção contra sobrecargas e curto-circuitos são:

- Fusíveis;

É constituído por um fio condutor (normalmente de prata, cobre, chumbo, estanho, etc...) é calibrado de forma a poder suportar, sem fundir, a intensidade para a qual está calibrado e que tem o nome de intensidade estipulada, I_n ; logo que a intensidade ultrapasse razoavelmente esse valor, ele deverá fundir tanto mais depressa quanto maior for o valor da intensidade. A um fusível está sempre associado um poder de corte.

- Disjuntores magnetotérmico.

De acordo com as RTIEBT, é o aparelho mecânico de conexão capaz de estabelecer, de suportar e de interromper correntes nas condições normais do circuito. Este aparelho é ainda capaz de estabelecer, de suportar num tempo especificado e de interromper correntes em condições anormais especificadas para o circuito, tais como as correntes de curto-circuito.

A. Proteção contra sobrecargas

1. A corrente estipulada para o dispositivo de proteção (I_n) deve ser superior à corrente de serviço do circuito (I_B) e inferior à corrente máxima admissível pela canalização (I_Z), expressão 1.

$$I_B \leq I_n \leq I_Z \quad (1)$$

2. A corrente convencional de funcionamento (I_2) do dispositivo de proteção deve ser inferior ou igual a 1.45 vezes a corrente máxima admissível da canalização (I_Z), expressão 2.

$$I_2 \leq 1.45 \times I_Z \quad (2)$$

Tendo em conta o dispositivo de proteção a corrente I_2 , pode vir a assumir o valor da corrente de funcionamento, no caso da utilização de disjuntores, ou então para fusíveis do tipo gG devemos ter em conta o valor da corrente de fusão. Assim, o valor da corrente I_2 é decomposto da seguinte forma, como mostra a expressão 3.

$$I_2 \leq 1.45 \times I_Z \leftrightarrow k_2 \times I_n \leq 1.45 \times I_Z \leftrightarrow k_3 \times I_n \leq I_Z \leftrightarrow I_n \leq \frac{I_Z}{k_3} \quad (3)$$

Onde:

k_2 – Tendo em conta a natureza do dispositivo de proteção, conforme a Tabela 6. Onde é demonstrado a relação entre a corrente I_2 que garante o funcionamento efetivo do dispositivo de proteção e a corrente estipulada para o dispositivo de proteção I_n ;

k_3 – $k_2 / 1.45$

Assim, mediante o dispositivo de proteção (DP) é necessário verificar as condições da Tabela 6, para conseguirmos cumprir a proteção contra sobrecargas.

Tabela 6 Condições a verificar para DP contra sobrecargas, Próprio.

	Disjuntores	Fusíveis
Condições a verificar:	$I_B \leq I_n \leq I_Z$	$I_B \leq I_n$ $I_2 \leq 1.45 \times I_Z$
Valores de k2:	k2 = 1.45 (para disjuntores modulares) k2 = 1.30 (para outros tipos de disjuntores)	Dependendo do calibre: k2 = 1.6 para $I_n \geq 16A$ k2 = 1.9 para $4A < I_n < 16A$ k2 = 2.1 para $I_n \leq 4A$

Nota: Condutor Neutro

A secção do condutor neutro, em alimentações trifásicas pode ser reduzida, pressupondo-se que as cargas são equilibradas e que a corrente que percorre este condutor é zero ou muito reduzida. A corrente que o percorre resulta do desequilíbrio das cargas ou das cargas suscetíveis de provocarem harmónicas, ou seja, distorções na forma de onda da rede de energia elétrica.

Os dispositivos de proteção contra sobrecargas devem satisfazer simultaneamente duas condições (Figura 20).

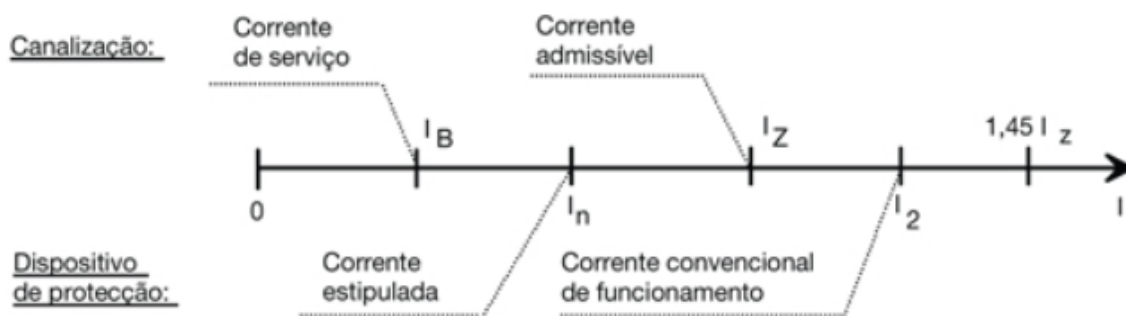


Figura 20 Coordenação entre condutores e dispositivos de proteção [17].

B. Proteção contra correntes curto-circuito.

A proteção contra curtos-circuitos das instalações elétricas é assegurada desde que as características dos aparelhos de proteção satisfaçam simultaneamente as duas condições seguintes:

1. **Regra do poder de corte** – O poder de corte P_{dc} do aparelho de proteção não deve ser inferior à corrente de curto-circuito máxima $I_{CC, \text{máx}}$ presumida no ponto de localização, e dado pela expressão 4.

$$I_{CC, \text{máx}} \leq P_{dc} \quad (4)$$

A corrente de curto-circuito $I_{CC, \text{máx}}$ presumida no local é calculada, em função das características da canalização, ou é fornecida pelo distribuidor de energia.

2. **Regra do tempo de corte** – O tempo de corte t resultante de um curto-circuito em qualquer ponto do circuito não deverá ser superior ao tempo correspondente à elevação da temperatura do condutor ao seu valor máximo admissível. Para curtos-circuitos de duração inferior ou igual a 5 s (cinco segundos) e $> 0,1s$, o tempo de atuação do aparelho é obtido pela expressão 5.

$$t \leq \left(\frac{K \times S}{I_{CC, \text{mín}}} \right)^2 \quad (\text{com } 0,1s < t \leq 5s) \quad (5)$$

Onde:

t – tempo de corte máximo do aparelho de proteção (s);

S – secção dos condutores da canalização (mm^2);

k - valor constante que varia de acordo com o tipo de condutor e isolamento;

$I_{cc, \text{mín}}$ – corrente de curto-circuito (mínima) no extremo, mais a jusante, da canalização.

O poder de corte associado ao dispositivo de proteção não pode ser inferior á corrente de curto-circuito no ponto em que este é instalado, com exceção dos casos em que exista a montante um dispositivo com um poder de corte apropriado.

2.3.5. DIMENSIONAMENTO CONDUTOR DE PROTEÇÃO

Um sistema de terras deve ser sempre considerado num sistema elétrico de potência. Deste modo, este sistema deve ter por objetivo as seguintes funções:

- Segurança de pessoas: evitando potenciais perigosos de toque e de passo, através de terras de baixa impedância e ligação à terra de equipamentos que permitam contactos diretos que possam resultar em tensões perigosas, originadas por defeitos elétricos ou descargas atmosféricas;
- Proteção do equipamento e do edifício: por ligação direta à terra, de baixa impedância, dos equipamentos elétricos e dos dispositivos de proteção contra sobretensões, de modo a permitir que as correntes originadas por defeitos ou descargas atmosféricas sejam rapidamente dissipadas e não resultem em tensões perigosas;

De acordo, com a secção 413 das RTIEBT, a proteção de pessoas contra contactos indiretos é assegurada pela ligação à terra de todas as massas metálicas normalmente sem tensão, embora associada à utilização de aparelhos de corte automático sensíveis à corrente diferencial – residual, instalados nos quadros [18].

A ligação das massas à terra deve ser efetuada pelo condutor de proteção incluído em todas as canalizações e ligado ao circuito geral de terras através dos quadros. Os condutores de proteção serão sempre de cor verde/amarelo, do tipo dos condutores ativos e de secção igual à dos condutores de neutro. Outra das ações conducentes à proteção de pessoas consiste em dotar os edifícios de ligações equipotenciais com a rede de terras de proteção, através da ligação de condutores entre todas as partes metálicas e o barramento principal de terra, nomeadamente (Figura 21):

- Caminhos de cabos e calhas metálicas;
- Estruturas metálicas de quadros e equipamentos;
- Canalizações metálicas de abastecimento de água e de gás;
- Elementos metálicos acessíveis e estrutura metálica do edifício. A rede de terras de uma instalação deve apresentar uma estrutura que será tipicamente constituída por

anel de terras como elétrodo, condutores de terra (prumadas) e condutores de proteção.

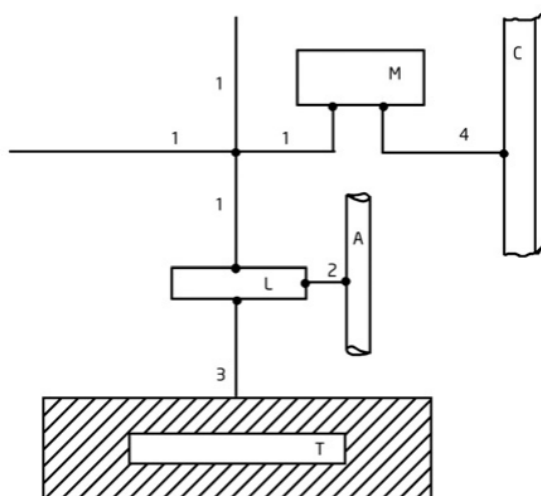


Figura 21 Constituição de um circuito de terra [19].

Legenda:

- 1. Condutor de proteção
- 2. Condutor da ligação equipotencial principal
- 3. Condutor de terra
- 4. Condutor de equipotencialidade
- A. Canalização metálica principal de água
- C. Elemento condutor
- L. Terminal principal de terra
- M. Massa
- T. Elétrodo de terra

Para garantir, que os condutores de proteção estão dimensionados para escoar a corrente máxima de defeito previsível sem aquecimento que venha a pôr em risco a sua conservação e continuidade, a secção deverá ser igual ao valor normalizado igual ou imediatamente superior ao valor resultante da aplicação da seguinte expressão (válida apenas para $t \leq 5s$), expressão 6.

$$S = \frac{I\sqrt{t}}{k} \quad (6)$$

Onde:

S - Secção do condutor de proteção, em mm²;

I - Valor eficaz da corrente de defeito que pode percorrer o dispositivo de proteção em consequência de um defeito de impedância desprezável, em A;

t - Tempo de funcionamento do dispositivo de corte, em s;

k - Fator cujo valor depende da natureza do metal do condutor de proteção, do isolamento e de outros componentes do condutor, bem como das temperaturas inicial e final.

A secção não deve ser inferior aos valores indicados na Tabela 7.

Tabela 7 Secção mínima dos condutores de proteção, RTIEBT.

Secção dos condutores de fase da instalação SF (mm ²)	Secção mínima dos condutores de proteção S _{PE} (mm ²)
$S_f \leq 16$	$S_{PE} = SF$
$16 < S_f \leq 35$	$S_{PE} = 16$
$S_f > 35$	$S_{PE} = S_f/2$
Quando, pela aplicação das condições indicadas, os valores obtidos não corresponderem a valores normalizados, devem ser usados os valores normalizados mais próximos, por excesso.	

Os condutores de proteção que não façam parte da canalização de alimentação devem ter uma secção não inferior a:

- 2,5 mm², se de cobre, no caso de condutores com proteção mecânica;
- 4 mm², se de cobre, no caso contrário.

2.4. QUALIDADE DE ENERGIA

O conceito de qualidade de energia elétrica (QEE), surgiu pela primeira vez, enquanto publicação, numa publicação elaborado pela marinha dos Estados Unidos da América, em que foram analisadas as especificações de um equipamento eletrónico relativas à capacidade de funcionamento sob o efeito de perturbações de alimentação.

O conceito de QEE tem vindo a sofrer algumas alterações sucessivas com o progresso tecnológico. Nos seus primórdios, quando se falava em QEE, a principal preocupação

residia na continuidade de serviço, ou seja, na duração e no número de interrupções de tensão. Contudo, para além da continuidade de serviço, têm vindo a assumir importância outros parâmetros de QEE, tais como, a amplitude e a frequência fundamental da tensão, o desequilíbrio de tensões e a distorção harmónica.

No âmbito da Comunidade Europeia, e para seguirmos no sentido da harmonização da legislação sem a qual ficaria gravemente afetada a livre troca de bens e serviços, diversas diretivas foram publicadas no sentido de eliminar as diferenças na legislação desses Estados. Atualmente, as perturbações eletromagnéticas são tratadas também nas várias normas internacionais que abordam o tema da QEE.

Em Portugal, o principal documento é o Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS), sendo este o principal instrumento de regulamentação da QEE do país. O RQS estabelece padrões de qualidade no fornecimento de energia elétrica, no que respeita ao número e duração das interrupções de fornecimento e à qualidade da onda da tensão. Determina-se assim um padrão de qualidade, estabelecendo os adequados mecanismos de atuação e de monitorização, e definindo ainda as penalizações para o seu incumprimento [20].

É impossível manter todos os parâmetros característicos da onda de tensão invariáveis e iguais ao valor nominal, ao longo do tempo. Assim, é necessário definir as variações admissíveis para estes parâmetros. As normas relativas à QEE focam principalmente três aspetos fundamentais: definição de terminologia, definição das características nominais e definição de limites para as perturbações.

2.5. ANOMALIAS PROVOCADAS POR SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Os sistemas fotovoltaicos podem colocar uma série de anomalias na rede elétrica, essencialmente se o nível de penetração for elevado e concentrado, este impacto negativo será maximizado com o tamanho da instalação, isto é, ao nível da potência da instalação, da quantidade dos equipamentos de conversão de energia e se a interligação é no sistema de distribuição ou transporte de energia.

Algumas das situações já verificadas com a instalação de unidades de produção de energia fotovoltaica:

- **Fluxo bidirecional de energia**, o fluxo de energia é geralmente unidirecional, do lado da média tensão (MT) para a BT. No entanto, quando se verifica um alto nível

de penetração dos sistemas fotovoltaicos, há momentos em que a produção é mais elevada que o consumo, especialmente nas horas de maior intensidade solar, como resultado, a direção do fluxo de energia é invertido, provocando situações de sobrecarga nos transformadores, o que origina perdas de potência. Outro aspecto é que pode pôr em causa a operação de regulação de tensão automática destes centros transformadores;

- **Sobretensão na rede distribuição,** os equipamentos de conversão de energia, no caso os conversores de potência fotovoltaicos, necessitam de elevar o nível de tensão na rede para conseguirem injetar essa mesma energia, estes valores por vezes ultrapassam os limites estipulados pelo regulador do sistema, podendo provocar anomalias na própria rede de distribuição;
- **Fases desequilibradas,** os conversores usados nas pequenas instalações fotovoltaicas residenciais são principalmente inversores monofásicos, se os mesmos não forem distribuídos uniformemente entre as diferentes fases, o desequilíbrio da fase pode ocorrer mudando a tensão do neutro para valores inseguros e aumentando a tensão de desequilíbrio;
- **Qualidade de energia,** os problemas de qualidade de energia são o maior impacto no aumento de penetração das instalações fotovoltaicas na rede de distribuição, pois os conversores de potência utilizados produzem grandes níveis de harmónicos, aumentando a distorção harmónica total das tensões e correntes no ponto de interligação, normalmente os harmónicos de tensão encontram-se dentro dos valores estipulados da rede, o maior problema é com os harmónicos de corrente de ordem superior;
- **Aumento da energia reativa,** normalmente os sistemas fotovoltaicos operam com fator unitário de potência devido a que os padrões atuais, e de acordo com a IEEE 929-2000, não permitem que os conversores de potência operem em modo de regulação de tensão, assim os requisitos de energia ativa para as cargas estão parcialmente atendidos, mas os requisitos de energia reativa continuam a estar do lado da empresa responsável pelo serviço, que terá de ajustar a sua produção de forma a manter os níveis de eficiência do sistema;

- **Interferência eletromagnética**, a alta frequência de comutação dos conversores fotovoltaicos podem provocar interferências no modo de operação e funcionamento de equipamentos interligados ao sistema.

2.5.1. FALHA NA CONTINUIDADE DE SERVIÇO

Ao abrigo do n.º 1 do artigo 15.º do RQS define-se interrupção como: “A ausência de fornecimento de energia elétrica a uma infraestrutura de rede ou à instalação do cliente”. O início da interrupção é o instante em que a tensão de alimentação é inferior a 5 % do valor da tensão declarada em todas as fases e o fim da interrupção é o instante em que a tensão é igual ou superior, numa das fases, a 5 % da tensão declarada. Para efeitos de determinação dos indicadores de continuidade de serviço, são consideradas as interrupções:

- Longas: duração superior a 3 minutos;
- Curtas: duração igual ou superior a 1 s e inferior ou igual a 3 minutos.

2.5.2. VARIAÇÃO DA AMPLITUDE TENSÃO

Os valores definidos pela norma NP EN 50160 para redes de BT deve corresponder:

- Para cada período de uma semana, 95 % dos valores eficazes da tensão médios de 10 minutos devem situar-se no intervalo $V_n \pm 10\%$;
- Para todos os períodos de 10 min, todos os valores médios de valor eficaz da tensão devem situar-se no intervalo $V_n +10\%$ e -15% .

2.5.3. CAVAS DE TENSÃO

De acordo, com a alínea b) do n.º 2 do artigo 3.º do RQS, uma cava da tensão (*voltage dip*) de alimentação consiste na “diminuição brusca da tensão de alimentação para um valor situado entre 90 % e 5 % da tensão declarada, seguida do restabelecimento da tensão num intervalo de tempo entre 10 ms e 60 s”.

Na caracterização de uma cava utiliza-se um dos seguintes critérios:

- O início ocorre quando o valor eficaz da tensão de uma ou mais fases cai repentinamente para um valor situado entre os 90 % e os 5 % da tensão declarada

(V_c) e termina quando a tensão retoma um valor acima de 90 % da V_c acrescido de um valor de histerese, conforme se pode verificar na (Figura 22);

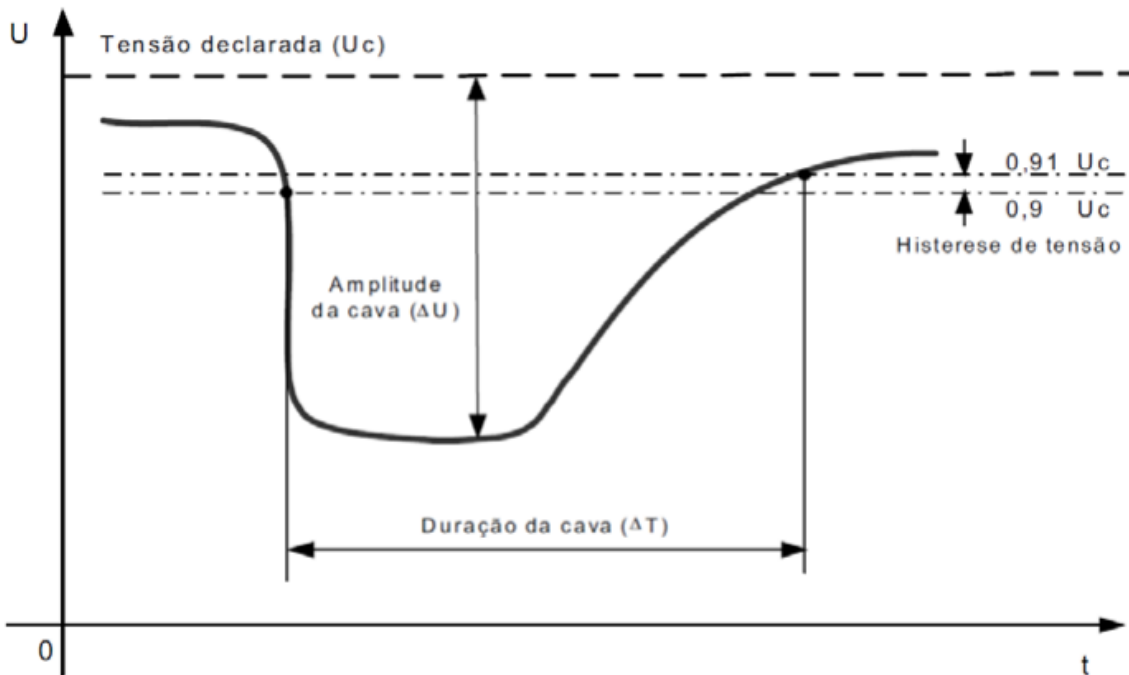


Figura 22 1º critério para caracterização de cava de tensão [21].

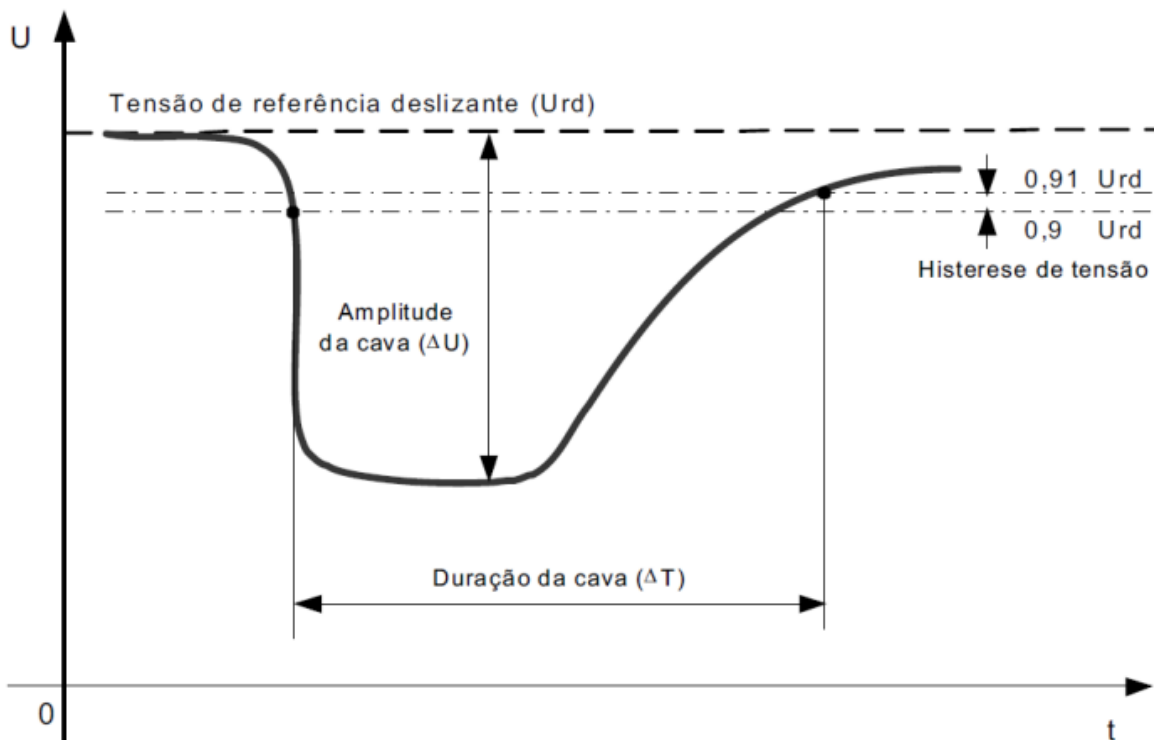


Figura 23 2º critério para caracterização de cava de tensão [21].

- A partir da (Figura 23) verifica-se que o início ocorre quando o valor eficaz da tensão de uma ou mais fases cai repentinamente para um valor situado entre os 90 % e os 5 % da tensão de referência deslizante V_{rd} - valor eficaz da tensão calculado de forma contínua num determinado intervalo de tempo, que representa o valor da tensão antes do início de uma cava - e termina quando a tensão retoma um valor acima dos 90 % dessa tensão de referência acrescida de um valor de histerese de 1 % de V_{rd} .
- As cavas de tensão resultam tipicamente da ocorrência de defeitos, nas redes elétricas ou nas instalações de utilização de energia, e a sua duração corresponde ao tempo a que o sistema elétrico está sujeito ao defeito. Por outro lado, as cavas de tensão podem também resultar do arranque de cargas de grande potência nas instalações do cliente, da magnetização de um grande transformador, sendo associadas ao aumento brusco de corrente absorvida da rede.

2.5.4. SOBRETENSÕES

As sobretensões (*voltage swells*) constituem um fenómeno típico e inerente à exploração de redes de energia elétrica e caracterizam-se por valores de tensão superiores aos que correspondem às condições normais de serviço.

A duração das sobretensões nas redes situa-se entre os 10 ms e 1 minuto e corresponde ao tempo típico de eliminação dos defeitos elétricos. Para a caracterização de uma sobretensão utiliza-se um dos seguintes critérios:

- O início ocorre quando o valor eficaz da tensão de uma ou mais fases aumenta subitamente para um valor situado 10 % acima da tensão declarada V_c e termina quando a tensão retoma um valor abaixo de 110 % da tensão declarada V_c , descontado de um valor de histerese de 1 % de V_c ;
- O início ocorre quando o valor eficaz da tensão de uma ou mais fases aumenta subitamente para um valor situado 10 % acima da tensão de referência deslizante V_{rd} (valor eficaz da tensão existente imediatamente antes do início da cava) e termina quando a tensão retoma um valor baixo de 110 % dessa tensão de referência descontada de um valor de histerese de 1 % de V_{rd} .

Em conformidade, com a norma NP EN 50160 e para efeitos de análise devem adotar-se os períodos de agregação temporal de um e dez minutos.

Vulgarmente, são causadas por operações de comutação de grandes cargas, descargas atmosféricas, descargas electrostáticas, defeitos de isolamento ou operação de elementos da rede, em particular, de disjuntores (sobretensões de manobra), sendo determinantes para a especificação dos níveis de isolamento dos equipamentos e dos respetivos dispositivos de proteção.

2.5.5. HARMÓNICOS DE TENSÃO E CORRENTE

A alínea g) do n.º 2 do artigo 3.º do RQS define que a distorção harmónica é a “deformação da onda de tensão (ou de corrente) sinusoidal à frequência industrial provocada, designadamente, por cargas não lineares”.

Com a evolução dos componentes eletrónicos e a sua aplicação em larga escala em equipamentos de utilização final de energia, verificou-se um aumento significativo de cargas não lineares nos diferentes setores de atividade industrial, serviços e residencial. De entre os equipamentos responsáveis pela distorção harmónica, podem destacar-se os retificadores estáticos, os variadores eletrónicos de velocidade, as fontes de alimentação comutadas, os sistemas de iluminação (por exemplo com balastro tradicional e eletrónico), os fornos de arco e de indução, entre outros.

Dada a proliferação destes sistemas eletrónicos, com características de cargas não lineares, a distorção harmónica nos sistemas elétricos tem aumentado significativamente nos últimos anos, afetando a eficiência da rede de distribuição e os equipamentos de utilização final. Segundo o teorema de Fourier, qualquer sinal periódico pode ser representado por uma série de sinais sinusoidais.

Esses sinais designam-se por harmónicos, que são frequências múltiplas inteiras da frequência fundamental. A (Figura 24) exhibe as formas das ondas das correntes instantâneas, num sistema trifásico afetado pelos harmónicos.

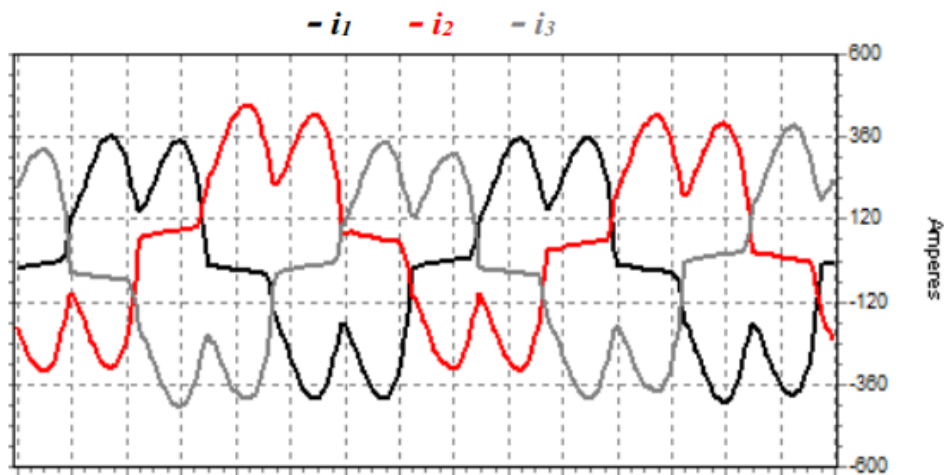


Figura 24 Correntes com elevada distorção [21].

Um método utilizado para analisar um sinal com harmónicas é recorrer à análise espectral, onde o sinal é transformado para o domínio das frequências, através da transformada rápida de Fourier (*Fast Fourier Transform*). Na (Figura 25) observa-se o espectro das correntes i_1 , i_2 e i_3 , onde é notório a contribuição individual, em percentagem, de cada harmónica.

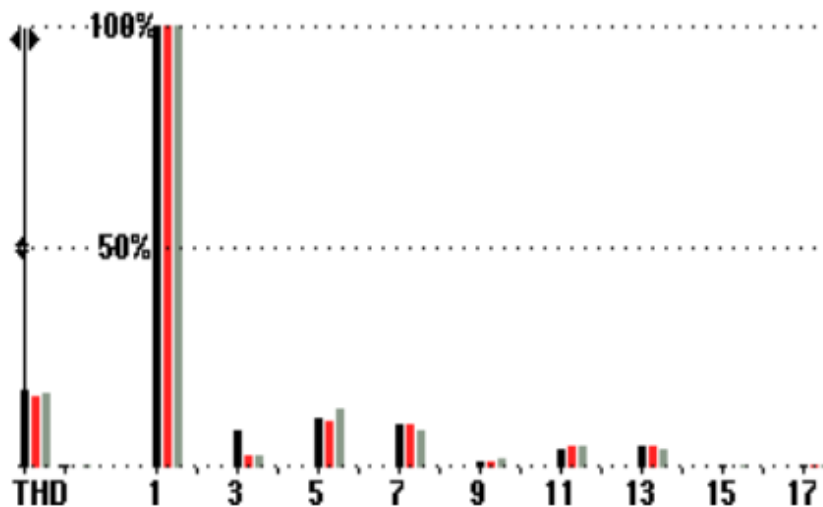


Figura 25 Espectro harmónico das correntes i_1 , i_2 e i_3 [21].

A (Figura 26) apresenta um exemplo de tensões instantâneas distorcidas, de um sistema trifásico. Como as correntes que circulam nas linhas contêm harmónicas (i_C) e as quedas de tensão provocadas pelas harmónicas nas impedâncias das linhas fazem com que estas tensões fiquem também distorcidas, originando a chamada “poluição harmónica”. Deste modo, as cargas lineares passam também a ser alimentadas por tensões distorcidas (v_C), conforme ilustra a (Figura 27).

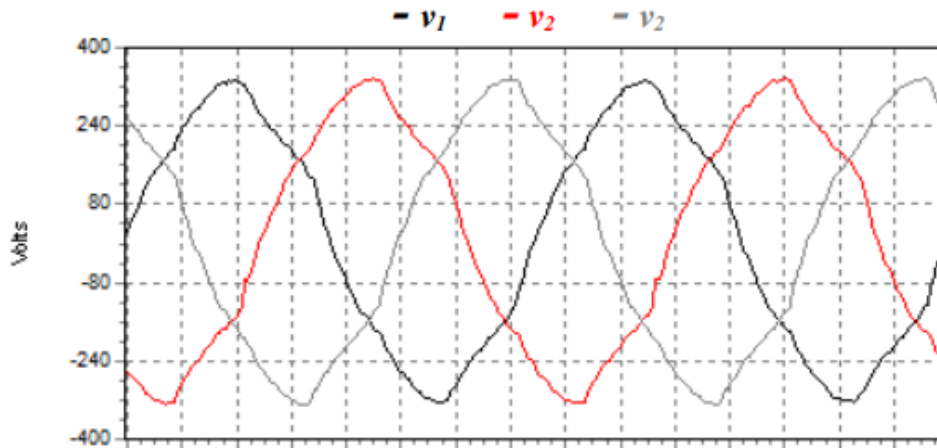


Figura 26 Tensões de alimentação com distorção harmônica [21].

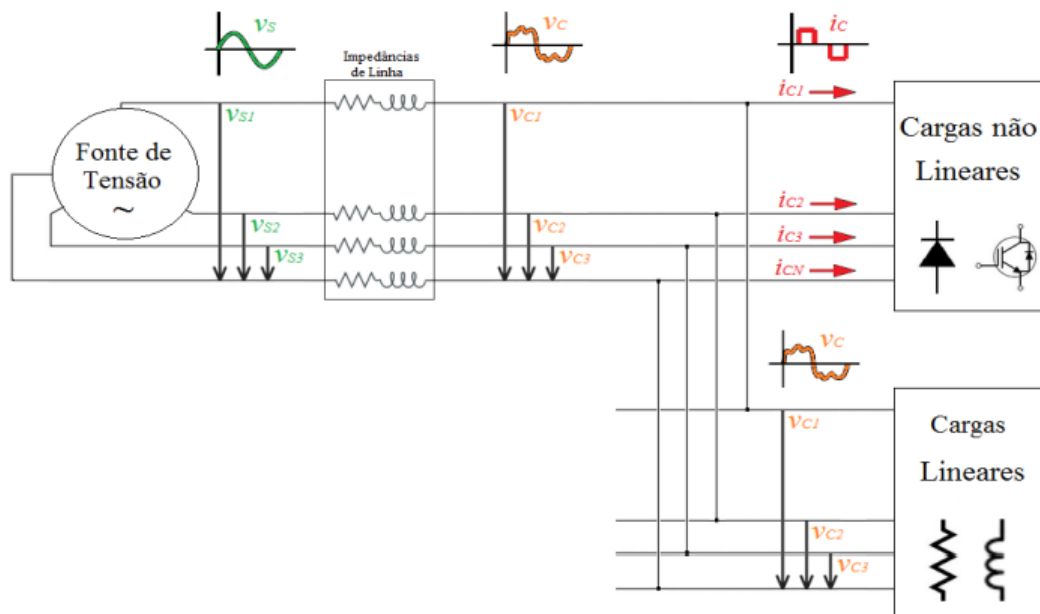


Figura 27 Distorção da tensão correntes não lineares [22].

Como resultado da circulação de tensões e correntes com harmônicas, cargas como, por exemplo, transformadores, motores e baterias de condensadores, tendem a reduzir o seu tempo de vida útil, aumentando as perdas e podendo mesmo levar à sua destruição. Também os sistemas de medição de energia elétrica podem apresentar erros de leitura no caso de equipamentos de medição que não sejam *True RMS*, ou erros de atuação de dispositivos de proteção. As tensões harmônicas podem ser quantificadas individualmente, pelo valor da amplitude (V_h) de uma harmônica individual (h), ou globalmente pelo valor da distorção harmônica total (*Total Harmonic Distortion- THD*). A distorção harmônica total da tensão (até à ordem 40) é determinada pela expressão 7.

$$THD_{\%} = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{40} V_h^2}}{U_1} \times 100\% \quad (7)$$

A norma NP EN 50160 determina que por cada período de uma semana, 95 % dos valores eficazes médios de 10 min para cada tensão harmónica, não devem exceder determinados valores de referência. Além disso, o THD da tensão de alimentação (incluindo todos as harmónicas até a ordem 40) deve ser menor ou igual a 8 % (Tabela 8).

Tabela 8 Valores limites das tensões harmónicas nos pontos de entrega, ERSE.

Harmónicas ímpares não múltiplas de 3		Harmónicas ímpares múltiplas de 3		Harmónicas pares	
Ordem (h)	Tensão relativa	Ordem (h)	Tensão relativa	Ordem (h)	Tensão relativa
5	6 %	3	5 %	2	2 %
7	5 %	9	1,5 %	4	1 %
11	3,5 %	15	0,5 %	6 a 24	0,5 %
13	3 %	21	0,5 %	-	-
17	2 %	-	-	-	-
19	1,5 %	-	-	-	-
23	1,5 %	-	-	-	-
25	1,5 %	-	-	-	-

Nota: os valores correspondentes das harmónicas de ordem superior a 25, por serem geralmente baixos e muito imprevisíveis (devido aos efeitos de ressonância), não são indicados nesta tabela.

Como consequência da presença de frequências harmónicas nas instalações, destaca-se o aumento das perdas por correntes parasitas nos transformadores, sendo que essas perdas são proporcionais ao quadrado da frequência. Um problema ainda mais importante ocorre quando a distorção atinge valores altos e o perigo de ressonâncias entre o sistema de correção do fator de potência (capacidade equivalente dos condensadores) e a indutância equivalente da rede se tornam evidentes. A ressonância ocorre quando as reatâncias indutiva e capacitiva são iguais.

2.5.6. CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO

A importância da existência de sistemas de proteção em SEE é fundamental para um bom funcionamento dos mesmos. Em situações de defeito, como é o caso dos curto-circuitos (CC) é essencial interromper a corrente no menor tempo possível. Os CC podem ter efeitos catastróficos, tanto nos equipamentos, já que sujeitam os componentes a esforços térmicos e eletrodinâmicos gigantes, como nas pessoas que entrem em contacto com os equipamentos em defeito.

Os efeitos negativos dos CC dependem da intensidade e da duração da corrente do mesmo. Para definir um CC, pode-se considerar o mesmo como um percurso de baixa impedância, ou seja, um percurso num circuito elétrico que oferece uma baixa oposição à passagem de corrente elétrica, resultante de um defeito, através do qual se fecha uma corrente, em geral muito elevada.

Na (Figura 28) apresenta-se uma situação de CC, baseado num esquema simplificado:

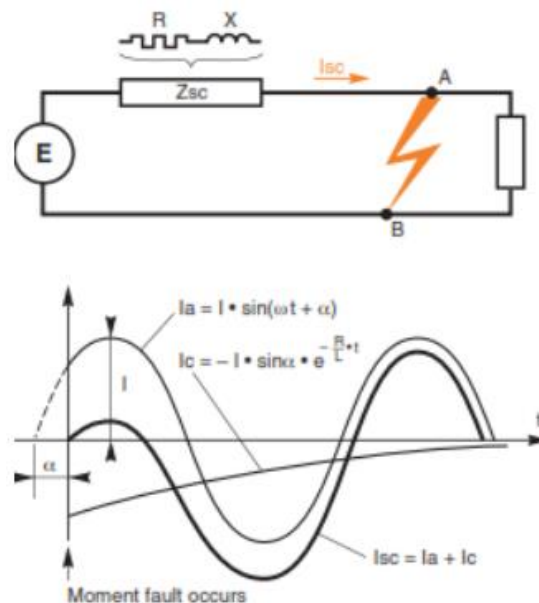


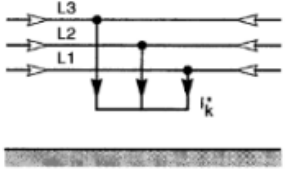
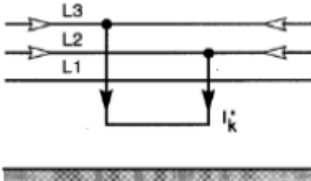
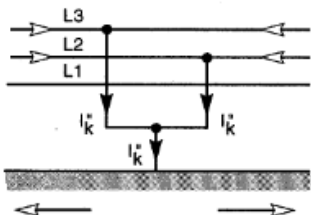
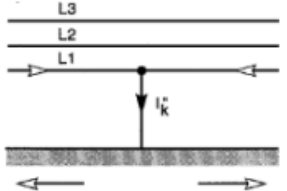
Figura 28 Representação de um CC baseado num esquema simplificado [16].

As correntes de curto-circuito, podem atingir valores elevados, superiores às correntes em regime normal de operação, e se persistirem, causam fadigas térmicas que danificam os equipamentos por elas percorridas. Podem também originar esforços eletrodinâmicos que podem ser prejudiciais, especialmente, para máquinas e barramentos.

É então, necessário, desligar no mais curto tempo possível a secção com defeito, usando para tal, equipamentos adequados com capacidade de cortar as correntes de defeito, algo que apresenta um grau de dificuldade acrescido com o aumento da tensão. Estes equipamentos, tem de estar equipados com um poder de corte elevado, são designados disjuntores e são acionados por exemplo por um relé.

Apresenta-se na Tabela 9, um resumo dos diversos tipos de curto-circuitos que podem-se manifestar nas redes elétricas:

Tabela 9 Diferentes tipos de curto-circuitos, SElectric.

Representação do defeito	Definição do defeito
	<p>Curto circuito trifásico, será simétrico caso a impedância de defeito seja igual em todas as fases, se for nula será um defeito franco (ou sólido).</p>
	<p>Curto circuito entre fases isolado.</p>
	<p>Curto circuito bifásico com descarga para a terra.</p>
	<p>Curto Circuito monofásico ou fase-terra.</p>

3. DIMENSIONAMENTO DE UM SISTEMA ELECTROPRODUTOR POR RECURSO FOTOVOLTAICO

Projetar uma central fotovoltaica é um processo que requer um considerável conhecimento técnico e experiência. Há muitos compromissos que precisam ser atingidos para alcançar o equilíbrio ideal entre desempenho e custo.

Para a maioria das centrais fotovoltaicas, reduzir o custo nivelado de eletricidade (LCOE) é o critério do projeto mais importante, mas devemos ter em mente em encontrar um equilíbrio entre a redução de custos e a qualidade. Assim, as decisões de engenharia devem ser "cuidadasas" e "informadas".

Caso contrário, o projeto é feito com vista a reduzir os custos no presente, mas podendo levar a um aumento dos custos futuros, originando uma substancial perda de receita devido a altos requisitos de manutenção e baixa produtividade.

3.1. INTRODUÇÃO

Neste capítulo, é descrito o dimensionamento de um sistema fotovoltaico. O objetivo do sistema é a produção de energia elétrica para autoconsumo na unidade de manutenção Norte da CP – Comboios de Portugal, em Contumil, Porto.

Em conjunto com os responsáveis da empresa e tendo em conta fatores como: a área de terreno disponível e o diagrama de carga da instalação, a potência máxima a instalar no parque fotovoltaico, será de 160 kW, sendo a totalidade da produção proveniente da instalação fotovoltaica consumida no local.

O local da instalação solar será constituído por duas unidades distintas: uma instalação no terreno junto à locomotiva a vapor (100 kW) e outro em tipologia de cobertura para parque estacionamento, junto a entrada para o edifício administrativo (60 kW), assim será necessário realizar o transporte de energia, até ao posto de transformação do local, através de duas linhas de caminho de cabos distintas.

O dimensionamento terá uma estrutura conforme as etapas do projeto, ou seja, em primeiro uma avaliação do espaço físico da instalação, depois o dimensionamento do parque fotovoltaico e seguidamente o dimensionamento dos inversores. Ao fim de concluídas as etapas anteriores será feita uma simulação em software, que ajustará o dimensionamento dos cabos e proteções necessárias. Este projeto terá também um estudo financeiro do investimento.

3.2. LOCALIZAÇÃO E IMPLEMENTAÇÃO

A Central Solar do Centro de Manutenção Norte localiza-se na freguesia de Contumil, concelho e distrito do Porto.

Coordenadas geográficas:

Latitude: 41.171719°

Longitude: -8.580435°

Os locais da instalação dos dois parques fotovoltaicos foi pré-definido juntamente com o responsável, num desenho feito em software Autocad. Na (Figura 29) podemos visualizar a localização exata dos dois parques fotovoltaicos no Centro de Manutenção Norte.



Figura 29 Localização nas instalações dos parques fotovoltaicos [23].

Legenda:

A – Parque fotovoltaico 100 kW, instalação em estrutura triangular com estacionamento ao solo.

B – Parque fotovoltaico 60 kW, instalação em cobertura para parque estacionamento de veículos dos colaboradores, localização do posto de carregamento de veículos elétricos.

1 - Edifício Central; 2 - Oficinas CP; 3 - Oficinas CP; 4 - Oficinas CP; 5 - Oficina CP -Torno; 6 - Estação; 7 - Pórtico lavagem 1; 8 - Armazém; 9 - Pórtico lavagem 2; 10 – Armazém; 11 - Zona de manutenção e parque de composições; 12 - Gare apoio; 13 - Armazém Linha; 14 - Posto de Manobras; 15 - Copa Linha; 16 - Copa/WC Funcionários.

3.3. DIMENSIONAMENTO CAMPO FOTOVOLTAICO

3.3.1. NÍVEIS DE IRRADIAÇÃO

A radiação solar que atinge o topo da atmosfera num plano perpendicular, é conhecida como constante solar, tem um valor médio de 1365 W/m^2 que varia um pouco dependendo da posição da Terra na sua órbita elíptica.

Através da página do PVGIS, e quando falamos sobre radiação solar e a usamos de forma genérica, precisamos de ter em conta a existência de outros termos que devem ser explicados. Conceitos como irradiância e irradiação devem ser esclarecidos. Irradiância é a energia solar que atinge uma superfície por unidade de área e unidade de tempo.

Portanto, expresso em W/m^2 . Enquanto a irradiação é a quantidade de energia solar recebida por unidade de área durante um período, sendo expressa em Wh/m^2 .

Os dados fornecidos pelo PVGIS contêm valores de irradiância e irradiação de pelo menos dos últimos 10 anos, dependendo do local, pode atingir 30 anos de informação, assim para o desenvolvimento deste dimensionamento da central fotovoltaica foram utilizados os níveis de irradiação próximos ao local da instalação fotovoltaica.

O software tem a capacidade de calcular a irradiação com base no ângulo de inclinação ótimo e ângulo de azimute ótimo. Então para uma inclinação de 36° e um azimute 5° (valor segundo o software: Sul= 0°) os valores de irradiação próximos do local são apresentados na Tabela 10.

Tabela 10 Valores calculados para Contumil, Próprio.
Sistema Fixo: inclinação= 36° , orientação = 5°

Mês	E_d	E_m	H_d	H_m
Janeiro	2,81	87.1	3,36	104.3
Fevereiro	3,61	101.9	4,39	124.0
Março	4,01	124.3	4,96	153.8
Abril	4,45	133.6	5,65	169.4
Mai	4,86	150.7	6,26	194.1
Junho	4,92	147.5	6,40	191.9
Julho	5,21	161.4	6,83	211.6
Agosto	5,12	158.7	6,75	209.3
Setembro	4,81	144.4	6,27	188.1
Outubro	3,67	113.8	4,63	143.6
Novembro	2,89	86.8	3,53	105.9
Dezembro	2,77	86.0	3,32	103.0
Média Anual	4.09	124.7	5.20	158.3
Total Ano		1496		1899

Onde,

E_d , Média diária de produção de eletricidade pelo sistema (kWh);

E_m , Média mensal de produção de eletricidade pelo sistema (kWh);

H_d , Média da soma diária de irradiação global por metro quadrado recebida pelos módulos do sistema (kWh/m^2);

H_m , Média da soma mensal de irradiação global por metro quadrado recebida pelos módulos do sistema (kWh/m^2).

Os valores de irradiação apresentados são os respectivos níveis de incidência por metro quadrado num módulo fotovoltaico, ou seja, todos as perdas inerentes, como a reflexão e absorção no meio ambiente, até a incidência no módulo já foram subtraídas aos respectivos valores de irradiação no local.

3.3.2. MÓDULO FOTOVOLTAICO

Não existe nenhum critério de referência para distinguir os melhores módulos fotovoltaicos, mas sim alguns que podem ser considerados aquando da elaboração do nosso sistema de produção de energia fotovoltaica.

Uma boa relação qualidade-preço, e a escolha dos melhores módulos fotovoltaicos, determinará o êxito do nosso investimento, pois quanto mais fiáveis e de melhor qualidade sejam os módulos fotovoltaicos, mais energia irão produzir, melhor será a sua eficiência e com o tempo o investimento será recuperado convenientemente.

Há assim que notar o ponto chave de “ao longo do tempo”. É que no início, praticamente todos os módulos fotovoltaicos produzem bem, enquanto são novos. Somente os melhores módulos fotovoltaicos é que continuam a produzir energia de modo semelhante ao longo do tempo, mesmo passados alguns anos.

O mais correto é falar de indicadores e não de critérios, ou seja, em indicadores úteis para ter em conta quando se trata de uma empresa que nos oferece os seus melhores módulos fotovoltaicos. Assim, temos alguns indicadores para a seleção de um módulo:

Antiguidade é igual a fiabilidade do fabricante. Um ponto a ter em conta, mesmo antes de ver as características técnicas do tipo de módulo fotovoltaico. Pois uma marca excelente, fiável, reconhecida internacionalmente, com história por detrás, é sinal da primeira garantia de qualidade.

Os módulos fotovoltaicos mais vendidos são também os mais fiáveis. Se a escolha estiver dividida em dois produtos, deve-se optar pelo que é mais vendido. Pois no mercado global

dos módulos fotovoltaicos, sem dúvida alguma que os maiores produtores e distribuidores são os que conseguem oferecer as melhores garantias sobre os seus produtos.

Entre as marcas de módulos fotovoltaicos mais vendidas do mundo nos últimos anos temos: Jinko Solar, Trina Solar, Canadian Solar, JA Solar, Hanwha Q-Cells, GCL-Si, LONGi Solar, Risen Energy, Suntech , Yingli Green, First Solar, Renesola, Sharp e SunPower.

É que uma realidade de produção bem estruturada garante uma assistência e apoios técnicos sólidos a longo prazo, visto que um painel deve durar entre 25 e 30 anos.

O módulo solar fotovoltaico escolhido para a instalação é um JA SOLAR JAM72S30-550/MR, do tipo monocristalino.

A escolha da marca JA SOLAR, assenta principalmente por ser uma marca com a certificação TIER 1, presente na lista que é elaborada trimestralmente pela Bloomberg, sendo um requisito normalmente solicitado no caderno de encargos neste tipo de projetos, pois a certificação TIER 1, necessita do cumprimento dos seguintes requisitos:

- Fabricação total dos seus próprios módulos, isto é, não agregar células de terceiros aos seus módulos;
- Fornecimento de módulos para 6 ou mais projetos acima de 1,5 MW, que tenham sido financiados nos últimos 2 anos por bancos que não sejam de desenvolvimento;
- Não ter pedido concordata (falência) ou não estar em insolvência.

A relação custo-qualidade do módulo em causa, mostra ser uma opção equilibrada e adequada para este tipo de projetos de média dimensão.

A opção do tipo monocristalino, tem a ver com o facto da sua maior eficiência, necessitando para a mesma potência uma menor área de implementação, visto que no passado, por exemplo no tempo da microgeração, a tecnologia policristalino tinha uma maior expressão, em grande parte por motivos económicos.

Na Tabela 11, podemos ver uma comparação entre três marcas de módulos fotovoltaicos TIER 1, presentes no mercado nacional, de gamas semelhantes, o que confirma a nossa opção com sendo uma escolha aceitável para este tipo de projeto.

Tabela 11 Parâmetros elétricos de módulos FV, Próprio.

Comparação entre módulos fotovoltaicos, potência 550 Wp

Parâmetros elétricos	Símbolo	Unidade	JA SOLAR 550	JINKO 550	LONGI 550
Potência nominal	P_N	W_p	550	550	50
Tolerância potência	ΔP	W	+5	+3	+3
Corrente nominal	I_{MPP}	A	13.11	13.45	13.12
Tensão nominal	U_{MPP}	V	41.96	40.9	41.95
Corrente CC	I_{CC}	A	14.00	14.03	13.98
Tensão CA	U_{CA}	V	49.90	49.62	49.80
Tensão máx. ad.	$V_{máx}$	V	1500	1500	1500
Eficiência	η	%	21.3	21.3	21.2

Mais informações, como especificações mecânicas, dimensões, curva I-V, podem ser consultadas no “ANEXO A – Ficha técnica módulo fotovoltaico”.

Para sabermos qual o número de módulos fotovoltaicos que terá uma instalação, teremos de dividir o valor da potência do gerador fotovoltaico (potência inversor FV) pelo valor de potência máxima que um módulo fotovoltaico pode atingir, expressão 8 e 9

Número de módulos parque fotovoltaico A:

- 100 kW (potência nominal inversor);
- 0.55 kW (potência nominal módulo).

$$N^{\circ} \text{ módulos} = \frac{\text{Potência nominal sistema}}{\text{Potência módulo}} = \frac{100}{0.55} \cong 182 \text{ uni.} \quad (8)$$

O número de módulos a utilizar seria 182 módulos, o que perfazia um total de 100.1 kWp de potência a instalar, mas neste caso, o valor do número total dos módulos a utilizar será **190 módulos**, o que perfaz uma potência de **104.5 kWp**. A justificação para este valor prende-se essencialmente para um melhor dimensionamento entre a potência de pico e a potência nominal do inversor, visto que existem perdas de potência, relacionadas com a temperatura ambiente, pressão atmosférica, sujidade, entre outros, assim e segundo a

literatura afeta ao dimensionamento do campo fotovoltaico podemos variar essa relação entre 0,7 e 1,2 da potência nominal do inversor.

Número de módulos parque fotovoltaico B:

- 60 kW (potência nominal inversor);
- 0.55 kW (potência nominal módulo).

$$N^{\circ} \text{ módulos} = \frac{\text{Potência nominal sistema}}{\text{Potência módulo}} = \frac{60}{0.55} \cong 110 \text{ uni.} \quad (9)$$

O número de módulos a utilizar seria 110 módulos, o que perfazia um total de 60.5 kWp de potência a instalar, mas neste caso, o valor do número total dos módulos a utilizar será **108 módulos**, o que perfaz uma potência de **59.4 kWp**. A justificação para este valor prende-se principalmente com o espaço disponível para a implementação do campo fotovoltaico.

3.3.3. ORIENTAÇÃO, INCLINAÇÃO E DISTÂNCIA ENTRE FILEIRAS

Parque fotovoltaico A:

Como a instalação, encontra-se no Hemisfério Norte e será realizada em estrutura fixa, estacada ao solo, a melhor orientação dos módulos fotovoltaicos para a instalação será realizada de acordo com a indicação do software PVGIS, ou seja, num ângulo de 36° e de azimute, 5°. Na (Figura 30), podemos ver como é encontrada a distância em metros, entre as fileiras dos módulos.

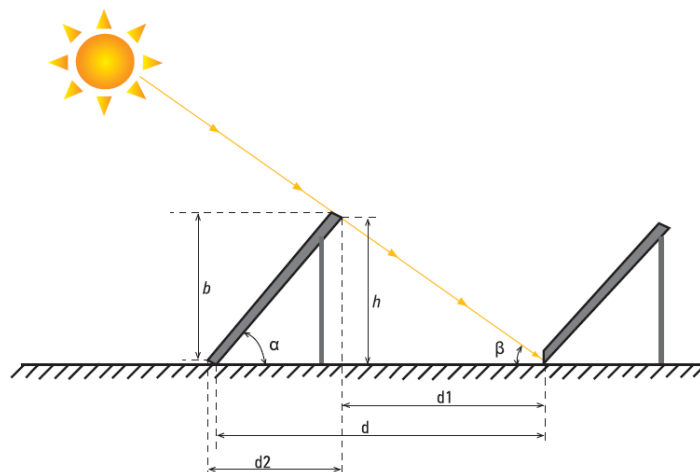


Figura 30 Distância entre módulos [13].

A distância, d , que se deve manter entre as string's de módulos, de modo a minimizar o sombreamento dos mesmos, sendo a mesma calculada através da expressão 10.

$$d = b \times \left(\cos \beta + \frac{\sin \alpha}{\tan \beta} \right) (m) \quad (10)$$

Onde,

d , distância entre as string's de painéis;

b , comprimento dos módulos fotovoltaicos;

α , inclinação dos painéis;

β , Angulo a que corresponde a altura mínima do Sol a 22 de Dezembro, que vai determinar a distância máxima entre fileiras para evitar sombreamentos entre elas(27°);

h . altura

A instalação dos módulos fotovoltaicos será feita com 10 fileiras de módulos. Assim, para o tipo de instalação em questão e uma inclinação de 36°, a distância entre as string's será o valor resultante da expressão 10.

$$d = 2.28 \times \left(\cos 27^\circ + \frac{\sin 36^\circ}{\tan 27^\circ} \right) = 4.66 (m) \quad (10)$$

Parque fotovoltaico B:

Como a instalação deste parque será em cobertura para parque de estacionamento, não se aplica o cálculo da distância ente fileiras de módulos para garantir que não existe sombreamento.

3.3.4. TIPO DE IMPLEMENTAÇÃO E ESTRUTURA DE FIXAÇÃO

Parque fotovoltaico A:

A instalação dos módulos fotovoltaicos será feito numa estrutura metálica, sistema monoposte (Figura 31):

O fornecimento da estrutura inclui:

- Estrutura metálica Constálica MadreMax S320GD (segundo a norma EN10346) + Magnélis;

- Acessórios para fixação dos módulos em alumínio;
- Parafusos, porcas e anilhas Aço Inox;
- Acessórios de ligação galvanizados a quente (Segundo a norma EN 1461);
- Estacas metálicas em perfil C em Magnélis, ou equivalente, profundidade de cravação de 1500mm (valor válido com ensaios no terreno);

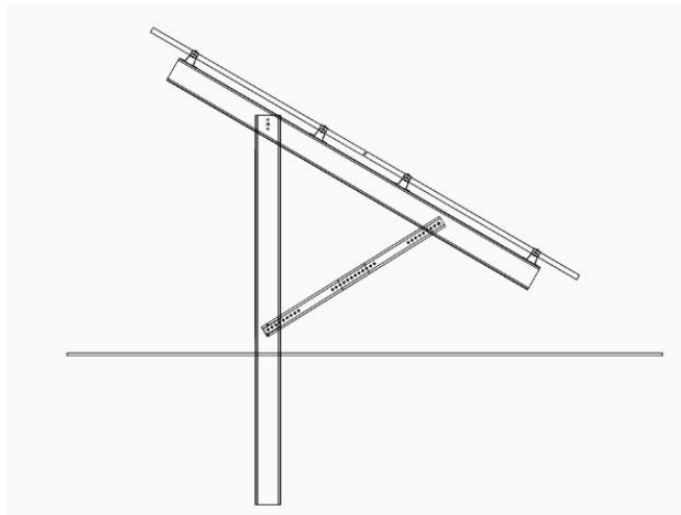


Figura 31 Estrutura solar - Constática Ground Single Post [24].

Os esquemas e imagens da estrutura referida anteriormente pode ser consultada no “*ANEXO B* – Ficha técnica Estrutura metálica”.

Parque fotovoltaico B:

A instalação dos módulos fotovoltaicos será feito numa estrutura metálica, sistema Carport (Figura 32) com um máximo de 10° de inclinação.

O fornecimento da estrutura inclui:

- Estrutura metálica no MadreMaxR S350GD (conforme EN 10346) + MagnelisR ou equivalente;
- Acessórios para fixação de módulos;
- Parafusos, porcas e arruelas para conectar a estrutura principal no DacrometR;
- Parafusos, porcas e arruelas para fixação de módulos fotovoltaicos em aço inoxidável.

*Cálculo estrutural, dimensionado de acordo com as especificações do projeto.

Os esquemas e imagens da estrutura referida anteriormente pode ser consultada no “ANEXO B – Ficha técnica Estrutura metálica”.

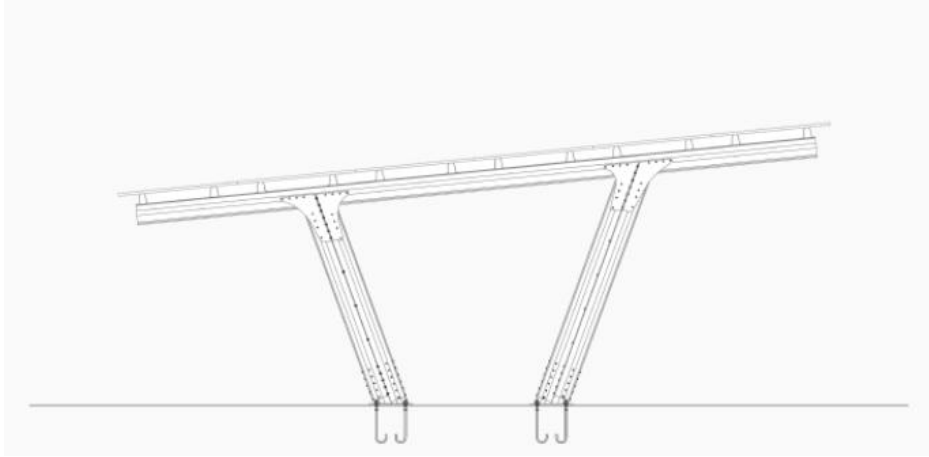


Figura 32 Estrutura solar - Constálica Carport [24].

3.3.5. ESQUEMA IMPLEMENTAÇÃO CAMPO FOTOVOLTAICO

O campo fotovoltaico (Figura 33 e 34) constitui-se pela associação de determinada quantidade de módulos fotovoltaicos em série, formando o que se denomina como “string” e pela associação e respetiva ligação destas em paralelo em cada inversor, por intermédio de cablagem adequada.

Parque fotovoltaico A:

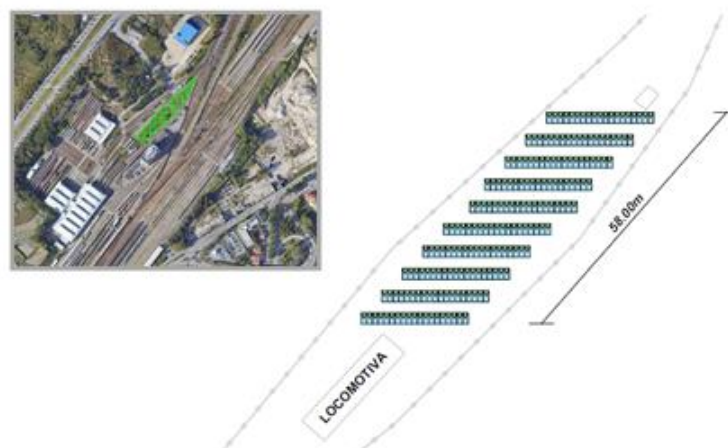


Figura 33 Disposição dos módulos no terreno A [23].

Para saber, qual o número máximo de módulos que podemos ligar em série, recorre-se à situação em que a temperatura do módulo é de $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$, resultante do seu comportamento na

estação fria. No caso dos módulos, um baixo valor de temperatura esta relacionado com um aumento de tensão. Assim, o inversor tem de admitir uma tensão CC máxima superior a tensão em circuito aberto do modulo a -10 °C. O número máximo de módulos que é possível ligar em série é dado pela expressão 11.

$$N_{m\acute{a}ximo}(uni) = \frac{V_{m\acute{a}xima\ inversor}}{Vm\acute{o}dulo_{-10^{\circ}C}} \quad (11)$$

$$N_{m\acute{a}ximo}(uni) = \frac{1100}{54.7} = 20.1$$

Onde:

$N_{m\acute{a}ximo}$: número máximo de módulos em série;

$V_{m\acute{a}xima\ inversor}$: valor da tensão máxima em CC, suportada pelo inversor;

$V_{string\ -10^{\circ}C}$: valor da tensão da fileira (string), em circuito aberto.

Na Tabela 12, é possível ver as principais características do parque fotovoltaico A.

Tabela 12 Características do parque fotovoltaico A, Próprio.

Parque fotovoltaico	Características
Número total módulos	190
Número de módulos por string	19
Número total de string's	10
Potência total (kWp)	104.5
Número de inversores	1
Potência nominal inversor (kW)	100

Por uma questão, de organização e potência, do campo fotovoltaico, optou-se pela criação de string's com 19 módulos, respeitando o limite de 20 módulos em série.

O número de string's em paralelo será de 10, perfazendo um total de 190 módulos fotovoltaicos, e uma potência de pico de 104,5 kWp.

No terreno a cota de instalação irá variar entre os 10m e os 14m. Alguma diferença de altura das string's, no terreno, será compensada pela estrutura metálica, ou por uma terraplanagem do mesmo.

Parque fotovoltaico B:

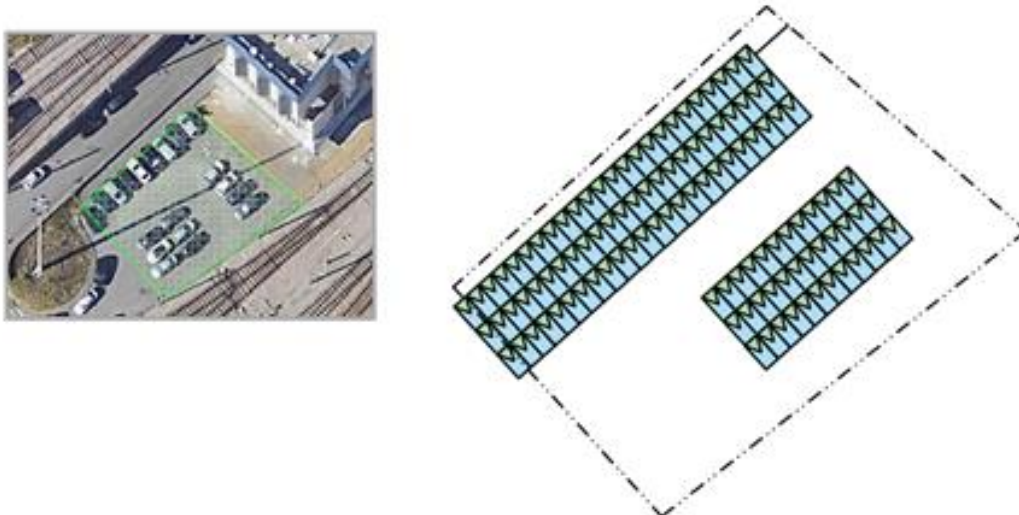


Figura 34 Disposição dos módulos no terreno B [23].

Na Tabela 13 é possível ver as principais características do parque fotovoltaico B.

Tabela 13 Características do parque fotovoltaico B, Próprio.

Parque fotovoltaico	Características
Número total módulos	108
Número de módulos por string	18
Número total de string's	6
Potência total (kWp)	59.4
Número de inversores	1
Potência nominal inversor (kW)	60

Por uma questão, de organização e potência do campo fotovoltaico, optou-se pela criação de string's com 18 módulos, respeitando o limite de 20 módulos em série.

O número de string's em paralelo será de 6, perfazendo um total de 108 módulos fotovoltaicos, e uma potência de pico de 59.4 kWp.

Os esquemas completos poderão ser consultados no “ANEXO C – Organização dos string's”. O dimensionamento dos mesmos pode ser consultado no “ANEXO K - Dimensionamento de Canalizações ”.

3.4. DIMENSIONAMENTO INVERSOR

Parque fotovoltaico A:

O inversor fotovoltaico escolhido para a instalação é o Huawei String Inverter SUN2000-100KTL-M1. O inversor foi escolhido pela relação custo-qualidade, número de MPPT's, isto é a flexibilidade com a criação de string's com gestão independente, permitindo a colocação dos módulos com diversas inclinações e orientações, tendo em conta a área de implementação e a respetiva potência de pico do conjunto de módulos associados ao mesmo, respeitando que o conjunto dos dois inversores não poderia ser superior a 160 kW de potência nominal, pois ao nível das restantes questões, como por exemplo monitorização, proteções DC incluídas e homologação para funcionar em Portugal, os três estão habilitados.

Na Tabela 14, são apresentadas algumas das características mais relevantes dos inversores selecionados para comparação. A folha de características disponibilizada pelo fornecedor pode ser consultada no “ANEXO D – Ficha técnica inversor fotovoltaico”.

**Tabela 14 Especificações técnicas dos inversores, Próprio.
Comparação inversores fotovoltaicos 100 kW**

Especificações técnicas	símbolos	unidade	HUAWEI	SMA	SUNGROW
		SI	100 KTL	100 HP	100E
Eficiência máx.	η	%	98.8	98.8	98.7
Potência nominal	Pnominal	kW	100	100	100
Tensão máx. entrada	Umáx CC	V	1100	1000	1100
Tensão nominal saída	Umáx CA	V	400	400	400
Corrente máx. entrada	Imáx CC	A	30	40	30
Corrente máx, saída	Imáx CA	A	160	151	159
Nº MPPT's	-	-	10	1	3
Nº entradas	-	-	20	2	9

Parque fotovoltaico B:

O inversor fotovoltaico escolhido para a instalação é o Huawei String Inverter SUN2000-60KTL-M0. O inversor foi escolhido pela relação custo-qualidade, número de MPPT's, isto é a flexibilidade com a criação de string's com gestão independente, permitindo a colocação dos módulos com diversas inclinações e orientações, pois ao nível das restantes questões, como por exemplo monitorização, proteções DC incluídas e homologação para funcionar em Portugal, os três estão habilitados.

Na Tabela 15, são apresentadas algumas das características mais relevantes dos inversores selecionados para comparação. A folha de características disponibilizada pelo fornecedor pode ser consultada no “ANEXO D – Ficha técnica inversor fotovoltaico”.

Tabela 15 Especificações técnicas dos inversores, Próprio.

Comparação inversores fotovoltaicos 60 kW

Especificações técnicas	símbolos	unidade	HUAWEI	SMA	SUNGROW
		SI	60 KTL	ST60	SG60KTL
Eficiência máx.	η	%	98.9	98.8	98.9
Potência nominal	$P_{nominal}$	kW	60	60	60
Tensão máx. entrada	$U_{máx}$ CC	V	1100	1000	1000
Tensão nominal saída	$U_{máx}$ CA	V	400	400	400
Corrente máx. entrada	$I_{máx}$ CC	A	30	110	96
Corrente máx, saída	$I_{máx}$ CA	A	95.3	87	120
Nº MPPT's	-	-	6	1	1
Nº entradas	-	-	12	2	14

Nos meses de inverno, sendo por norma os meses de temperaturas mais baixas e para um correto dimensionamento do campo fotovoltaico, devemos ter em atenção, que quanto mais baixa for a temperatura exterior, a tensão dos string's (tensão resultante da soma dos módulos em série), em circuito aberto aumenta, o valor da temperatura mínima para o local é de -10°C, o que deve ser tido em conta para correção dos valores de tensão da série de módulos, podendo este valor ser consultado através da página do IPMA.

Nos meses de verão, acontece o oposto, ou seja, quanto maior a temperatura mais baixa será a tensão em circuito aberto.

3.4.1. VERIFICAÇÃO CONDIÇÃO FUNCIONAMENTO


A verificação de condição de funcionamento foi realizada com o apoio de uma folha de cálculo fornecida pelo fornecedor do Inversor (Figura 35 e 36) . O fornecedor aconselha que o dimensionamento do inversor seja autenticado pela folha de cálculo disponibilizada.

A folha de cálculo disponibilizada tem a opção da introdução dos módulos que o cliente pretende instalar, e o local da instalação fotovoltaica. Na folha de cálculo foram inseridas as especificações dos módulos fotovoltaicos JA SOLAR JAM72S30-550/MR e os valores da irradiação mensal acima apresentados. O relatório completo do dimensionamento dos

inversores fotovoltaicos poderá ser consultado no “ANEXO E – Verificação de funcionamento dos inversores.”

Parque fotovoltaico A:

1XSUN2000-100KTL-M1	
Peak Power:	104.5kWp
Total Number of PV Modules:	190
Number of Inverters:	1
Max. AC active power(cosφ=1):	110.0kW
Grid Voltage:	400V(230V/400V)
DC/AC:	1.04



SUN2000-100KTL-M1

	MPPT A	MPPT B	MPPT C	MPPT D	MPPT E
Number of PV Strings:	1	1	1	1	1
PV Modules per String:	19	19	19	19	19
PV String Peak Power (input):	10.45kWp	10.45kWp	10.45kWp	10.45kWp	10.45kWp
Normal PV String Voltage:	797.2V	797.2V	797.2V	797.2V	797.2V
PV String Startup Voltage:	✓ 200.0V	✓ 200.0V	✓ 200.0V	✓ 200.0V	✓ 200.0V
Inverter Startup Voltage:	200.0V	200.0V	200.0V	200.0V	200.0V
Max. PV String Voltage:	✓ 1039.4V	✓ 1039.4V	✓ 1039.4V	✓ 1039.4V	✓ 1039.4V
Max. DC Voltage:	1100.0V	1100.0V	1100.0V	1100.0V	1100.0V
Max. PV String Current:	✓ 13.11A	✓ 13.11A	✓ 13.11A	✓ 13.11A	✓ 13.11A
Max. Inverter DC Current:	26.0A	26.0A	26.0A	26.0A	26.0A


	MPPT F	MPPT G	MPPT H	MPPT I	MPPT J
Number of PV Strings:	1	1	1	1	1
PV Modules per String:	19	19	19	19	19
PV String Peak Power (input):	10.45kWp	10.45kWp	10.45kWp	10.45kWp	10.45kWp
Normal PV String Voltage:	797.2V	797.2V	797.2V	797.2V	797.2V
PV String Startup Voltage:	✓ 200.0V	✓ 200.0V	✓ 200.0V	✓ 200.0V	✓ 200.0V
Inverter Startup Voltage:	200.0V	200.0V	200.0V	200.0V	200.0V
Max. PV String Voltage:	✓ 1039.4V	✓ 1039.4V	✓ 1039.4V	✓ 1039.4V	✓ 1039.4V
Max. DC Voltage:	1100.0V	1100.0V	1100.0V	1100.0V	1100.0V
Max. PV String Current:	✓ 13.11A	✓ 13.11A	✓ 13.11A	✓ 13.11A	✓ 13.11A
Max. Inverter DC Current:	26.0A	26.0A	26.0A	26.0A	26.0A

Figura 35 Verificação da condição de funcionamento do inversor 100 kW[14].

Verificada a condição de utilização da configuração apresentada na (Figura 34) podemos confirmar que o dimensionamento respeita as condições e características do inversor selecionado para este parque fotovoltaico.

Parque fotovoltaico B:

1XSUN2000-60KTL-M0	
Peak Power:	59.4kWp
Total Number of PV Modules:	108
Number of Inverters:	1
Max. AC active power(cosφ=1):	66.0kW
Grid Voltage:	400V(230V/400V)
DC/AC:	0.99



SUN2000-60KTL-M0

	MPPT A	MPPT B	MPPT C	MPPT D	MPPT E	MPPT F
Number of PV Strings:	1	1	1	1	1	1
PV Modules per String:	18	18	18	18	18	18
PV String Peak Power (input):	9.9kWp	9.9kWp	9.9kWp	9.9kWp	9.9kWp	9.9kWp
Normal PV String Voltage:	755.3V	755.3V	755.3V	755.3V	755.3V	755.3V
PV String Startup Voltage:	✔ 200.0V	✔ 200.0V	✔ 200.0V	✔ 200.0V	✔ 200.0V	✔ 200.0V
Inverter Startup Voltage:	200.0V	200.0V	200.0V	200.0V	200.0V	200.0V
Max. PV String Voltage:	✔ 984.7V	✔ 984.7V	✔ 984.7V	✔ 984.7V	✔ 984.7V	✔ 984.7V
Max. DC Voltage:	1100.0V	1100.0V	1100.0V	1100.0V	1100.0V	1100.0V
Max. PV String Current:	✔ 13.11A	✔ 13.11A	✔ 13.11A	✔ 13.11A	✔ 13.11A	✔ 13.11A
Max. Inverter DC Current:	22.0A	22.0A	22.0A	22.0A	22.0A	22.0A

Figura 36 Verificação da condição de funcionamento do inversor 60 kW [14].

Verificada a condição de utilização da configuração apresentada na (Figura 35) podemos confirmar que o dimensionamento respeita as condições e características do inversor selecionado para este parque fotovoltaico.

3.4.2. LOCAL E INSTALAÇÃO INVERSOR

Para efeitos de serviço e manutenção, o inversor deverá ser instalado de forma a tornar-se facilmente acessível, ter em conta a temperatura ambiente, a capacidade de dissipação de calor, a humidade relativa e o ruído.

Os inversores serão instalados na zona inferior da estrutura metálica que fixa os painéis fotovoltaicos. Na (Figura 37), é possível ver a forma como será instalado o inversor.



Figura 37 Local da instalação para as duas tipologias de estrutura [23].

3.5. SIMULAÇÃO SOFTWARE PVSYSY

Atualmente, existem disponíveis no mercado mais de 20 softwares destinados à simulação de energia FV, com reconhecimento por parte de integradores FV. Cada um com um agrupamento diverso de ferramentas, englobando diferentes bancos de dados solares, formas de decomposição da irradiação, análise de sombreamento e muitos outros recursos que contribuem para um resultado de qualidade. Atualmente existem três simuladores que se destacam ao nível do número de utilizadores e equivalência de recursos fornecidos: PVSYSY, PVSOL e HelioScope. A (Figura 38) mostra uma comparação entre simuladores.

OBJETO	DESCRIÇÃO	SOFTWARE		
		HelioScope	PV*SOL	PVsysy
Simulações do sistema	Autônomo (Off-grid)		●	●
	Conectado à rede (On-grid)	●	●	●
	Sistema de bombeamento		●	●
	Sistema FV híbrido		●	
	Sistema FV para veículos elétricos		●	
Parâmetros locais	Banco de dados meteorológicos	●	●	●
	Configurações de temperatura do local	●	●	●
Construção física	Modelagem 3D	●	●	●
	Captura de imagens/Mapas geográficos	●	●	
	Importar imagens de mapas	●	●	●
	Análise de sombreamento 3D	●	●	●
Timestep de modelagem	Cálculo por mês	●	●	●
	Cálculo por hora	●	●	●
Formas de montagem	Terra	●	●	●
	Telhado	●	●	●
	Telhado integrado	●	●	●
	Fachada integrada			●
	Seguidor solar	●	●	●
Financeiro	Previsão de payback	●	●	●
	Finanças diretas	●	●	●
	Empréstimo/Financiamento	●	●	●
Emissões evitadas	CO ₂	●	●	●

Figura 38 Comparação entre simuladores FV [23].

A opção recaiu pelo PVSYSY, por dois motivos, disponibilização do software com licença que permitisse simular a instalação com a potência requerida e pela sua total adaptabilidade para obtenção dos dados necessários para o estudo.

PVSYSY

Software dedicado ao estudo, dimensionamento e análise de sistemas FV completos. Ele pode estimar a energia gerada por um sistema FV quando determinado a localização do instalação e os parâmetros da planta FV. O Pvsyst é capaz de simular sistemas conectados à rede, autônomos, de bombeamento e sistemas com alimentação em corrente contínua, fazendo uso de um banco de dados extenso de módulos FV e inversores de vários fabricantes e potências. É um software altamente versátil, e além disso apresenta uma análise completa do sistema, incluindo otimização de dimensionamento, estimativa de energia ao longo dos anos, perdas devido a sombreamentos próximos e distantes com modelagem 3D, condições financeiras e estimativas de retorno. Todos esses itens são apresentados em relatório com gráficos específicos e níveis de detalhes superiores em comparação ao relatório final dos outros softwares.

Depois do correto dimensionamento dos módulos fotovoltaicos e dos respectivos inversores, realizou-se a simulação da produção do sistema fotovoltaico. O software PVSYSY foi disponibilizado pela empresa e tem a possibilidade de introduzir o módulo fotovoltaico pretendido pelo utilizador, assim como, a introdução do inversor pretendido. Para a comparação entre a produção fotovoltaica e os consumos realizados pela empresa, foi-nos facultado os consumos do ano 2019, onde os mesmos foram organizados na Tabela 16.

Tabela 16 Consumos de energia elétrica no ano de 2019, Próprio.

Meses	Termo de energia				Total (kWh)
	Cheia (kWh)	Ponta (kWh)	Vazio (kWh)	Super vazio (kWh)	
jan/19	61 038	24 803	35 425	19 700	140 966
fev/19	56 861	23 289	30 585	17 986	128 721
mar/19	58 354	22 302	35 282	19 222	135 160
abr/19	52 938	15 470	32 654	17 577	118 639
mai/19	51 700	15 310	29 565	17 003	113 578
jun/19	54 252	15 151	26 193	16 452	112 048
jul/19	53 577	15 293	27 442	17 085	113 397
ago/19	52 758	14 340	28 627	17 251	112 976
set/19	52 329	14 201	28 943	16 205	111 678
out/19	55 500	15 933	28 636	16 616	116 685
nov/19	33 110	13 643	19 927	11 391	78 071
dez/19	24 245	10 189	18 533	8 524	61 491
Total	606 662	199 924	341 812	195 012	1 343 410

No presente ano de 2022, entre os meses de Janeiro e Dezembro, o fornecimento de energia elétrica foi contratualizado com a Endesa. O contrato de energia é em Média Tensão, com um valor fixo diário de 0.15 €/kWh.

A simulação foi feita segundo um sistema de ligação da produção ao consumidor e com opção de entrega do excedente à rede de média tensão para o anel da empresa. A (Figura 39) demonstra um diagrama do sistema fotovoltaico acoplado à rede de consumo da empresa. No sistema, e para questões de simulação foram introduzidos 298 módulos e 2 inversores. Os módulos ocupam uma área de 750 m² e uma potência de instalação de 163,9 kWp.

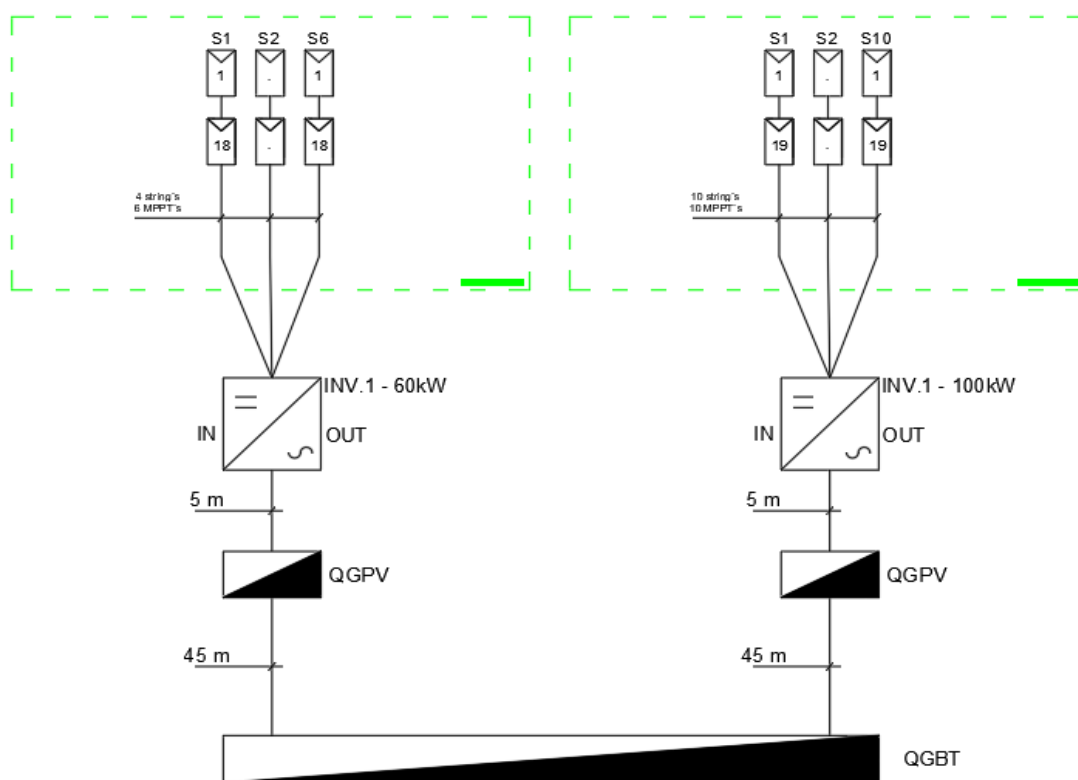


Figura 39 Sistema fotovoltaico acoplado à rede da empresa [23].

3.5.1. RESULTADOS DA SIMULAÇÃO

Inseridos todos os dados necessários, os resultados da simulação são apresentados na Tabela 17. O relatório completo da simulação de produção/consumo de todo o sistema poderá ser consultado no “ANEXO F – Simulação Software Pvsyst”.

Na (Figura 40) podemos consultar a relação entre o consumo anual relativo ao ano de 2019 e a produção fotovoltaica esperada para o mesmo período.

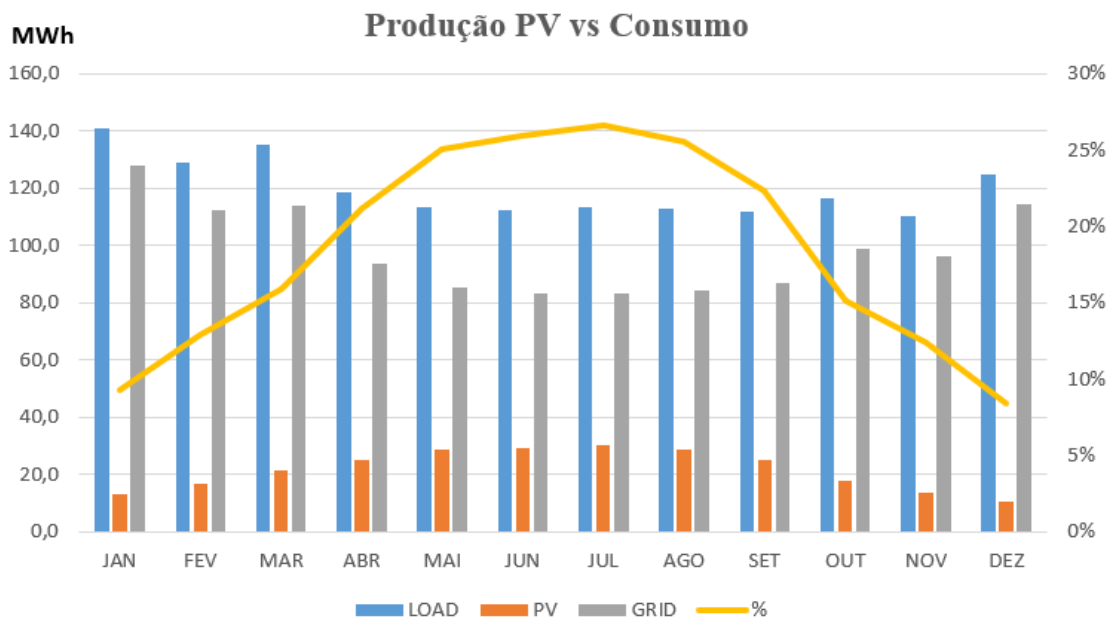


Figura 40 Gráfico representativo da relação entre a produção e o consumo [23].

3.5.2. COMPARAÇÃO E ESTIMATIVA PRODUÇÃO PVGIS

O Sistema de Informação Geográfica Fotovoltaica (PVGIS) é uma aplicação web para a estimativa do desempenho de sistemas fotovoltaicos na Europa e em África, que se tornou amplamente utilizado pela comunidade de projetistas e instaladores de sistemas PV na Europa. Os resultados das simulações tem for base os dados de radiação solar calculados a partir de dados de satélite no Climate Monitoring Satellite Application Facility (CM-SAF) para o PVGIS. O banco de dados de radiação solar CM-SAF é caracterizado por uma boa precisão nos locais selecionados.

O PVGIS utiliza dados de alta qualidade e alta resolução espacial e temporal da radiação solar obtidos de imagens de satélite, bem como da temperatura ambiente e velocidade do vento de modelos de análise climática.

O modelo de rendimento de energia PVGIS é validado a partir de medições realizadas em módulos comerciais na European Solar Test Installation (ESTI) do JRC. ESTI é um laboratório de calibração fotovoltaica credenciado ISO 17025 para todos os materiais fotovoltaicos.

Assim na Tabela 17, realizamos uma comparação de estimativa de produção entre um simulador comercial como o PVSYST e um simulador disponibilizado na web, desenvolvido e apoiado pela comissão europeia.

Tabela 17 Resultados da simulação para o caso em Estudo, Próprio.

Resultados da comparação simulações

Parâmetro	unidade	PVSYST	PVGIS
Sistema Fotovoltaico			
Potência do gerador fotovoltaico	kWp	164	164
Rendimento anual específico	kWh/kWp	1554	1575
Desempenho do sistema	%	86.75	-
Energia do gerador fotovoltaico	MWh/ano	255	258
Emissões de CO ₂ evitadas	ton/ano	2620	2650
Consumo			
Consumo total	MWh/ano	1345	1345
Consumo coberto pelo sistema fotovoltaico	MWh/ano	255	258
Consumo coberto pela rede elétrica	MWh/ano	1090	1087
Fração Solar	%	18.9	19.1

Como podemos verificar, para as mesmas condições de base, a diferença entre as duas simulações é residual, e a diferença de valores, pode ser justificada no nível de detalhe e pormenores que podemos afinar no PVSYST, e que não podemos considerar no PVGIS, questões como a existência de sombreamentos, construção de string's e atribuição de diferentes orientações e inclinações para a mesma planta fotovoltaica.

3.6. POSTO DE CARREGAMENTO VE

Uma das soluções mais completas e sustentáveis que existe no mercado para o autoconsumo de energia é o aproveitamento da instalação dos módulos fotovoltaicos para cobertura do parque de estacionamento e assim cobrir parte das necessidades dos carregamentos dos veículos elétricos dentro das horas solares. A (Figura 41) mostra-nos um tipo de solução possível de enquadramento na solução pretendida pela empresa.



Figura 41 Solução cobertura carregamento VE [23].

O posto de carregamento será instalado sob o parque fotovoltaico A, com a seguinte tipologia de equipamentos, a localização é mostrada pela (Figura 42).

- **2 postos de carregamento 22 kW CA**

A série URBAN 20 foi idealizada para aplicações complexas onde for necessário oferecer as máximas prestações que exige o mercado, onde se precisar de gestão e monitorização com controlo remoto, ou onde for necessário ser integrado em plataformas de gestão baseadas no protocolo OCPP 1.5 ou 1.6. A ficha técnica pode ser consultada no “**ANEXO G – Carregadores Veículos Elétricos**”.

URBAN T22 - Postes de carregamento exterior, modo 1, 2 e 3

Saída: 400 VCA - 32 A - 22 kW

Corrente entrada: 67 A

Tipo conector: Base Tipo 2

Tipo rede: Trifásica

Modo carga: 3

Nº tomadas: 2

Proteção diferencial: Tipo A

- **1 posto de carregamento 50 kW CC**

Os equipamentos de carregamento rápido RAPTION 50 HV permitem o carregamento nos casos em que se necessita de rapidez de carregamento. Em função da capacidade das baterias, pode carregar parcial ou totalmente num período reduzido. Equipamento de carregamento rápido com conectores CHAdeMO e COMBO CCS para o carregamento em corrente contínua Modo 4 e conectores Tipo 1 ou Tipo 2 para o carregamento com corrente alternada Modo 3. A ficha técnica pode ser consultada no “**ANEXO G – Carregadores Veículos Elétricos**”.

RAPTION 50 HV CCS2 CHA T2C32 - Estações de carregamento rápido compactas, modo 3 e 4.

Saída: 100-920 VCC - 125 A - 50 kW | 400 VCA- 32 A - 22 kW

Tipo conector: CCS Combo 2 (FF)| JEVS G105 - CHAdEMO (AA)| Cabo Tipo 2

Tipo rede: Trifásica

Modo carga: 3 | 4

Nº tomadas: 3

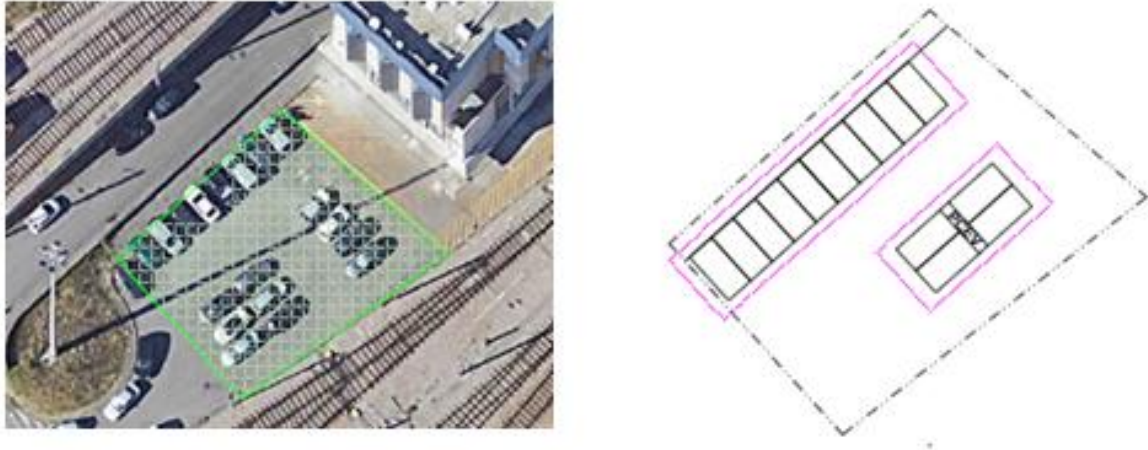


Figura 42 Implementação e localização do posto de carregamento VE [23].

3.7. POSTO DE TRANSFORMAÇÃO

A localização do posto de transformação (PT) está assinalado no mapa da oficina com um quadrado, com a inscrição, PT. Como se pode ver pela (Figura 43) o PT encontra-se aproximadamente centralizado entre os dois parques fotovoltaicos e o futuro posto de carregamento.

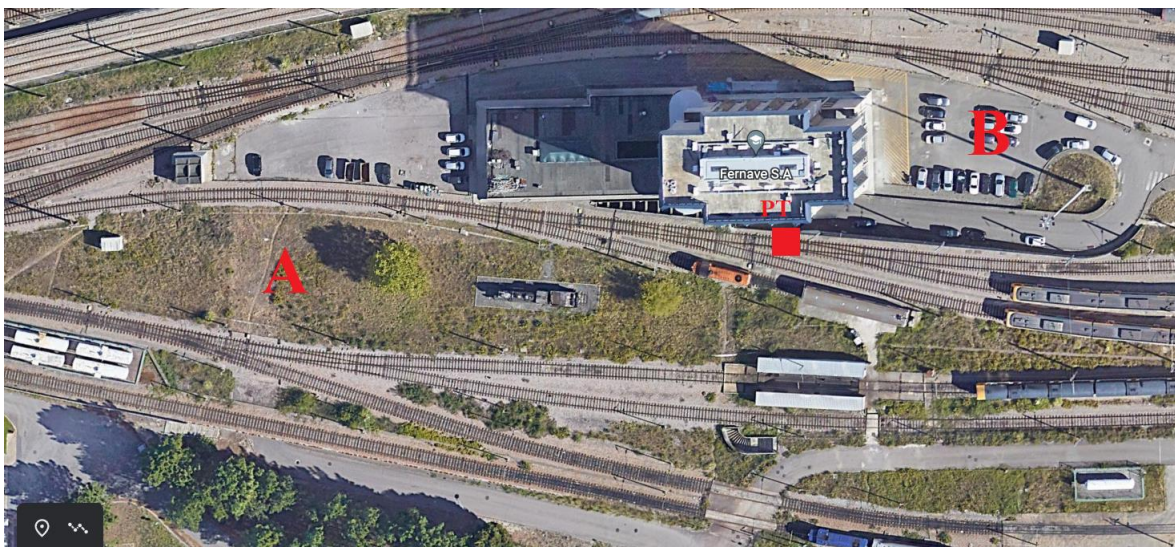


Figura 43 Localização posto de transformação (PT) e parques fotovoltaicos [23].

Um dos entraves da localização do PT é o facto de que se encontra abaixo da cota dos parques fotovoltaicos, necessitando assim de ser construído um caminho de cabos em calha ou esteira metálica para fazer a interligação do PT com respetivo posto de carregamento de veículos elétricos e parques fotovoltaicos.

As características do posto de transformação são do tipo abaixador de tensão, ou seja, transforma a tensão de 15kV para 400V. O transformador têm uma potência nominal de 800 kVA.

No Quadro Geral Baixa Tensão (QGBT) serão colocadas as respetivas proteções para os três novos ramais a serem criados para interligação com o parque fotovoltaico A e B e o Posto de carregamento de veículos elétricos.

Os novos circuitos serão alimentados/interligados diretamente no barramento geral do QGBT, podendo o seu dimensionamento ser consultado no - “*ANEXO K* - Dimensionamento de Canalizações ” de todos os cabos e dispositivos de proteção afetos aos sistemas incorporados.

3.8. CAMINHO DE CABOS

Na seleção e na instalação das canalizações, deve ter-se em conta os princípios fundamentais enunciados na secção 13 do Regulamento Técnico Instalações Elétricas em Baixa Tensão (RTIEBT), no que respeita aos condutores e aos cabos, às suas ligações, às suas extremidades, às suas fixações e aos seus invólucros ou aos métodos de proteção contra as influências externas.

Corrente contínua:

Os cabos deverão ser encaminhados através de tubagem específica que suporte os raios UV e as elevadas temperaturas que se verificam no exterior, bem como a tipologia do caminho de cabos entre os módulos e o inversor ou quadro de proteção CC.

Os caminhos de cabos em CC permitirá a interligação entre módulos fotovoltaicos e os inversores. O caminho de cabos será feito em vala tipo, como demonstra a (Figura 44) com recurso à colocação de **2 linhas em tubo corrugado Ø75mm** entre fileiras de módulos.

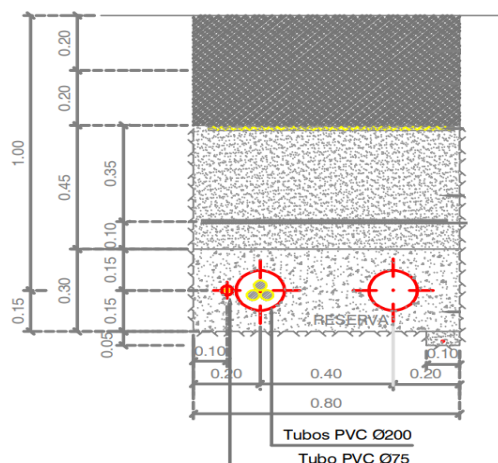


Figura 44 Vala tipo I com proteção da tubagem em zona não pavimentada [17].

Corrente alternada:

Os caminhos de cabos em CA permitirá a interligação entre os inversores fotovoltaicos e quadro proteção fotovoltaico (QPFV). O caminho de cabos será feito em vala tipo, como demonstra a (Figura 42) com recurso à colocação de **3 linhas em tubo corrugado Ø 200 mm, para as linhas de potência e 1 linha em tubo corrugado de Ø 75mm, para cabos de comunicação.**

A interligação entre o QPFV e o QGBT será feito em calha metálica, como demonstra a (Figura 45) com recurso à colocação de **1 linha de 50x300mm** suspensa na parede.

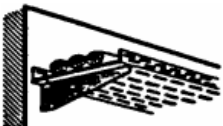
	<p>Cabos mono ou multicondutores (com ou sem armadura) em caminhos de cabos perfurados</p>	<p>13</p>	<p>E ou F [4]⁽³⁾</p>
---	--	-----------	---------------------------------

Figura 45 Caminho de cabos corrente alternada (QPFV-QGBT) [17].

3.8.1. CÁLCULO ELÉTRICO

Neste capítulo, serão dimensionados os cabos e proteções adequados ao funcionamento do sistema fotovoltaico e interligação com a RESP de acordo com as regras e legislação aplicável.

O dimensionamento de cabos e algumas proteções foi realizado e automatizado em folha de EXCEL -“ *Dimensionamento de Canalizações* ”, com a seguinte constituição e consultado no “*ANEXO K - Dimensionamento de Canalizações* ”.

1. Cabos CC – String’s;
2. Potência necessária CA;
3. Proteção do cabo;
4. Queda de tensão;
5. Corrente curto-circuito.

3.8.2. CABOS E PROTEÇÕES

As fichas técnicas de todos os cabos e equipamentos de proteção dos circuitos elétricos poderão ser consultadas no “ANEXO H – Cabos e equipamentos proteção”.

Cabos e Proteções CC:

1. Ligação entre módulos fotovoltaicos, quadro proteção CC e inversores:

- Exzhellent® Solar ZZ-F (AS) 1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC TÜV 2 Pfg 1169

Os cabos são fornecidos frequentemente nas cores vermelha e preta, de forma a permitir uma maior compreensão do desenho da instalação. Abaixo são indicadas as características mais usuais deste tipo de cabos (Figura 46), especificando-se que género de cabo deveremos utilizar nestas instalações.

1. Estabilidade mecânica	Compressão, tensão, torção e dureza
2. Resistência climática	Resistência aos raios UV e ao ozono num traçado exterior desprotegido, comportamento térmico (temperaturas: 70 °C no telhado, 55 °C no sótão)
3. Protecção contra contactos directos e indirectos	Linha individual com duplo isolamento



Figura 46 Características cabo solar [25].

Por razões associadas à proteção contra falhas de terra e curtos-circuitos, recomenda-se o uso de cabos monocondutores isolados para as linhas positivas e negativas.

Pode-se considerar 1,0 % máximo entre inversor e QPFV (Quadro Proteção Fotovoltaico), e outro 1,0 % como valor máximo de queda de tensão entre os módulos e o inversor, como nos mostra a (Figura 47).

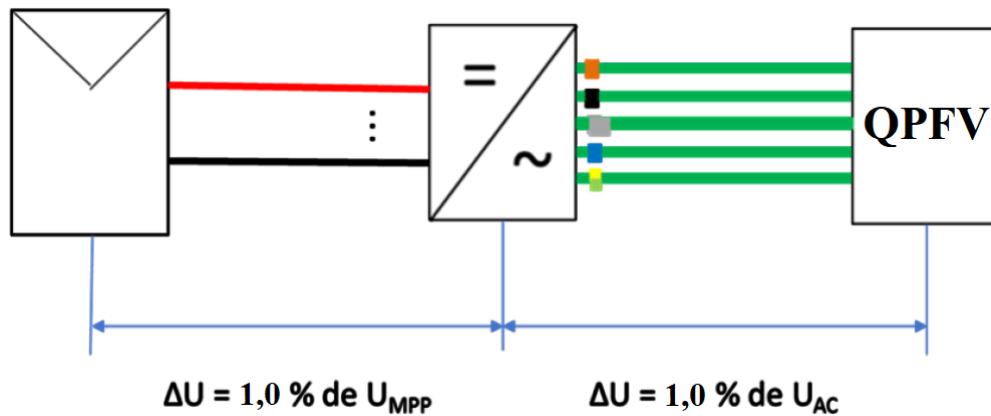


Figura 47 Queda de tensão máxima entre setores [23].

Assim, para o dimensionamento da secção dos cabos em corrente contínua optou-se exclusivamente pelo método de cálculo da queda de tensão, através da expressão 12:

$$S_{FILEIRA} (mm^2) = \frac{2 * L_{FILEIRA} * I_{FILEIRA}}{1\% * V_{MPPT} * \rho} \quad (12)$$

Onde:

$S_{FILEIRA}$: secção do cabo da fileira (string) em mm^2 ;

$L_{FILEIRA}$: comprimento do cabo da fileira (string) em metros;

$I_{FILEIRA}$: corrente nominal proveniente da fileira (string) em amperes;

V_{MPPT} : tensão nominal proveniente da fileira (string) em volts;

ρ : condutividade do condutor a 90° (o valor do ρ para o cobre é de $45.5 \text{ m}/\Omega \text{ mm}^2$)

A título demonstrativo, a seguir mostra-se o cálculo efetuado para a maior distância entre o inversor e o conjunto de módulos de uma fileira.

$$S_{FILEIRA} (mm^2) = \frac{2 * 120 * 13.1}{0.01 * 797 * 45.5} = 8.67 mm^2$$

O dimensionamento de todas as fileiras (string's) foi efetuado e automatizado na folha de Excel - “ *Dimensionamento de Canalizações* ”, e pode ser consultado no “ANEXO K - Dimensionamento de Canalizações ”.

2. Proteções quadro proteção CC

- Fusível CH10x85 gPV 20A/1500V DC UL

A corrente máxima admissível no cabo deve ser superior a corrente nominal do aparelho de proteção (neste caso o fusível) e inferior a corrente limite de não fusão. A corrente limite de não fusão terá de ser igual ou inferior a 1,15 vezes a corrente máxima admissível pelo cabo utilizado na ligação do gerador fotovoltaico. Estes fusíveis devem trabalhar com tensões que são obtidas através da expressão 13.

$$V_{FUSÍVEL} (volts) = M * 1.15 * V_{módulo_{CA}} \quad (13)$$

Onde:

$V_{FUSÍVEL}$: tensão a suportar pelo fusível;

M : número de módulos em série;

1.15 : fator multiplicação da corrente máxima admissível pelo cabo;

$V_{módulo_{CA}}$: tensão do módulo em circuito aberto.

A título demonstrativo, na Tabela 18, mostra-se o cálculo efetuado para a fileira com maior número de módulos.

$$V_{FUSÍVEL} (volts) = 19 * 1.15 * 49.9 = 1090 V_{CC}$$

Tabela 18 Características técnicas proteção CC – Fusível, Próprio.

Especificações:

Descrição	CH10x85 gPV 20A/1500V DC UL
Classe	Fusível
Corrente DC (A)	20
Tensão CC (V)	1500
Corrente CC (kA)	10
Dimensões	10*85

- Descarregador sobretensão 1500V PSM3-40/1500 PV

A estrutura metálica dos módulos fotovoltaicos torna necessário o aterramento destes pela possibilidade de captação de descargas atmosféricas. O sistema de proteção envolve um condutor de cobre de seção transversal mínima de 35 mm² para escoar a descarga e um sistema para efetuar a ligação da estrutura à terra. A ligação equipotencial dos elementos condutores contribui para proteção dos sistemas contra descargas atmosféricas, segundo a norma IEC 364-5-54.

Os descarregadores de sobretensão são responsáveis pela proteção do sistema contra fenômenos de sobretensão transitórias causadas por descargas atmosféricas ou induzidas e transmitidas pela rede elétrica.

Para proteção contra descargas atmosféricas diretas do lado CC da instalação, a proteger os inversores fotovoltaicos contra sobretensões acopladas, será colocado um DST de classe II da marca Cirprotec para cada fileira (string) de módulos fotovoltaicos (Tabela 19).

Como vão ser utilizados DST no lado CC, será também necessário DST no lado CA devido às diferenças de potencial. No entanto, contrariamente ao lado CC, é possível proteger o lado CA, isto é, os vários inversores apenas com um DST, uma vez que eles estão ligados à mesma tensão (de rede).

Tabela 19 Características técnicas proteção CC – DST, Próprio.

Especificações:

Tensão CC máxima (V)	1500
Corrente descarga nominal (8/20µs) (kA)	15
Corrente descarga máx. (8/20µs) (kA)	40
Corrente CC (kA)	15
Tempo resposta (ns)	< 25

Cabos e Proteções CA:

1. Ligação entre o inversor, QPFV e QGBT ao QPCVE

- Exzhellent® XXI RZ1-K(AS) 0,6/1 kV, FRN1X1G1

Tendo em conta, que os caminhos de cabos passam por parques de estacionamento (classificado de acordo com as influências externas como um local de risco de incêndio BE2), logo, público (acessível ao público) os cabos a utilizar devem ser não propagadores

das chamas e isentos de halogéneos, logo, o cabo que cumpre estes requisitos é o RZ1(zh)(frt).

Sendo o local, classificado como BE2, o índice de proteção mínimo é de IP4X para todos os equipamentos elétricos (tomadas, iluminação, quadros, etc.). E na existência de canalização a utilizar na instalação à vista devem ter IK08 e ser isentos de halogéneos.

A título demonstrativo, a seguir mostra-se o cálculo efetuado para o cabo entre o QPFV_CA e o QGBT e respetivo disjuntor D2.

1. O método de referência é o 13 F (quadro 52H) (Figura 48).

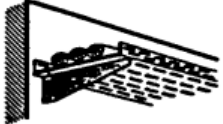
	Cabos mono ou multicondutores (com ou sem armadura) em caminhos de cabos perfurados	13	E ou F [4] ⁽³⁾
---	---	----	---------------------------

Figura 48 Modo de instalação [17].

O inversor limita a corrente de saída, no nosso caso a corrente máxima é de **158.8 A**. O resto dos coeficientes como a temperatura ambiente, consideramos a padrão das Regras Técnicas das Instalações Elétricas de Baixa Tensão que é de 30 °C.

Consultamos o quadro 52-C11 (cabo monocondutor de 90 °C = termoestável, 3 condutores carregados e temperatura ambiente de 30 °C) para conhecer a secção por intensidade admissível (Figura 49).

Secção nominal dos condutores (mm ²)	Cabos multicondutores		Cabos monocondutores				
	Dois condutores carregados ⁽¹⁾	Três condutores carregados ⁽¹⁾	Dois condutores carregados	Três condutores carregados em triângulo	Três condutores carregados em esteira		
					Sem afastamento ⁽²⁾	Com afastamento ⁽²⁾	
						Horizontal	Vertical
Mét. ref. ^a .⇒	E	E	F	F	F	G	G
Coluna.⇒	1	2	3	4	5	6	7
1,5	26	23	-	-	-	-	-
2,5	36	32	-	-	-	-	-
4	49	42	-	-	-	-	-
6	63	54	-	-	-	-	-
10	86	75	-	-	-	-	-
16	115	100	-	-	-	-	-
25	149	127	161	185	141	182	161
35	185	158	200	189	176	226	201
50	225	192	242	207	216	275	246
70	289	240	310	268	279	353	318

Figura 49 Correntes admissíveis, em amperes [17].

Assim obtemos que a secção recomendada é de 70 mm², pois após a realização dos cálculos da queda de tensão as secções anteriores de 35 e 50 mm² não respeitam o valor máximo de 1% para a queda de tensão. Então o valor do nosso Iz = 268 A.

2. Fatores de correção

- QUADRO 52-D1 (temperatura ambiente para canalização ao ar) (Figura 50).

Temperatura ambiente (°C)	Isolamento			
	PVC	XLPE/EPR	Mineral ^(*)	
			(a)	(b)
10	1,22	1,15	1,26	1,14
15	1,17	1,12	1,20	1,11
20	1,12	1,08	1,14	1,07
25	1,06	1,04	1,07	1,04
30	1,00	1,00	1,00	1,00

Figura 50 Fator de correção, QUADRO 52-D1 [17].

- QUADRO 52-E5 (agrupamento de diversos circuitos de cabos monocondutores, instalados ao ar, lado a lado, em camada simples, para o método de referência F) (Figura 51).

Modo de instalação (veja-se o quadro 52H)			N.º de circuitos trifásicos ⁽¹⁾			
			N.º de caminhos de cabos	1	2	3
Caminhos de cabos perfurados horizontais	13	Cabos sem afastamento entre si e afastados dos elementos da construção de $d \geq 20 \text{ mm}^{(2)}$	1	0,98	0,91	0,87
			2	0,96	0,87	0,81
			3	0,95	0,85	0,78
Caminhos de cabos perfurados verticais	13	Cabos encostados ⁽³⁾	1	0,96	0,86	-
			2	0,95	0,84	-
Escadas (para cabos), consolas, etc.	14	Cabos sem afastamento entre si e afastados dos elementos da construção de $d \geq 20 \text{ mm}^{(2)}$	1	1,00	0,97	0,96
	15		2	0,98	0,93	0,89
	16		3	0,97	0,90	0,86
Caminhos de cabos perfurados horizontais	13	Cabos com afastamento entre si $\geq D_e$ e afastados dos elementos da construção de $d \geq 20 \text{ mm}^{(4)}$	1	1,00	0,98	0,96
			2	0,97	0,93	0,89
			3	0,96	0,92	0,86

Figura 51 Fator de correção, QUADRO 52-E5 [17].

Assim, após os fatores de correção considerados para este circuito, temos a seguinte expressão 14:

$$I_Z'(A) = 268 * 1 * 0.98 = 262.6 A \quad (14)$$

3. Através da expressão 1e 2, temos a validação para as opções feitas:

$$I_B(A) \leq I_N(A) \leq I_Z(A), \text{ então:}$$

$$158.8 A \leq 200 A \leq 262.6 A \quad \text{OK} \quad (1)$$

$$I_2(A) \leq 1.45 * I_Z(A) \text{ então:}$$

$$260 A \leq 380.8 A \quad \text{OK} \quad (2)$$

4. Através da expressão 15 e 16, podemos realizar a verificação da canalização relativamente a queda de tensão, como foi descrito anteriormente o valor máximo entre o inversor e o QPFV é de 1%.

$$u(V) = b * \left(\rho_1 * \frac{L}{S} * \cos \varphi + \lambda * L * \sin \varphi \right) * I_B$$

$$u(V) = \left(0.0225 * \frac{45}{70} \right) * 158.8 \cong 2.3 V \quad (15)$$

$$\Delta U = 100 * \frac{u}{U_0}$$

$$\Delta U = 100 * \frac{2.3}{230} = 1.0\%$$

OK (16)

5. O último passo no dimensionamento da canalização é realizar a escolha da proteção contra o curto-circuito, através do cálculo das impedâncias.

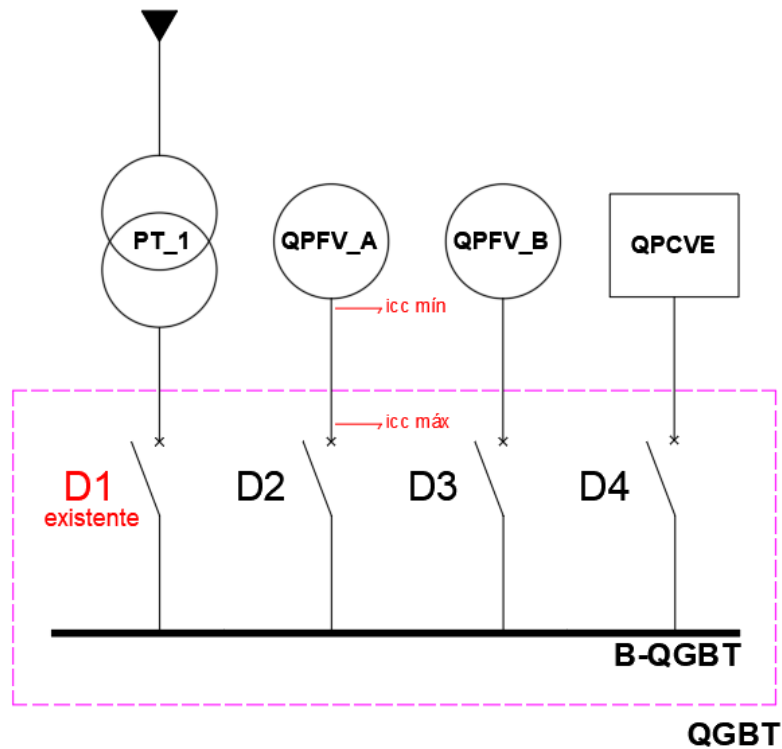


Figura 52 Diagrama da instalação com os novos ramais [23].

O disjuntor D1, já existe no QGBT (Figura 50), os restantes D2, D3 e D4 serão dimensionados mediante as necessidades, requisitos da canalização e equipamentos. Assim a título demonstrativo o cálculo do nosso ICC máx será calculado aos terminais do nosso disjuntor D2, e o nosso Icc mín será calculado junto ao quadro de proteção do campo fotovoltaico A.

- **Calcular a impedância da rede (Z_Q) MT, visto do lado BT;**

A expressão 17, permite-nos através do conhecimento da potência de curto-circuito a montante determinar a impedância equivalente dessa rede (Z_Q).

$$Z_Q = \frac{(m * U_n)^2}{S_{KQ}} \quad (17)$$

$$Z_Q = \frac{(1,05 * 400)^2}{500.000} = 0,353 \text{ m}\Omega$$

legenda:

m - fator de carga da fonte = 1,05 (transformador ou gerador);

U_n - tensão composta (V);

S_{kq} - potência CC fornecida pelo distribuidor (kVA), zona urbana (500.000 kVA);

Através das expressões 18 e 19, podemos calcular o valor da resistência (R_Q) e da reatância (X_Q), conforme IEC 60909-0. A expressão 20 permite-nos calcular o valor da impedância (Z_{TOTAL}).

$$R_Q = 0,100 X_Q \quad (18)$$

$$X_Q = 0,995 Z_Q \quad (19)$$

$$Z_{TOTAL} = \sqrt{(R_Q)^2 + (X_Q)^2} \quad (20)$$

Assim temos:

$Z_{QTOTAL} = 0,353 \text{ m}\Omega$	$R_Q = 0,035 \text{ m}\Omega$	$X_Q = 0,351 \text{ m}\Omega$
--------------------------------------	-------------------------------	-------------------------------

- **Calcular a impedância Transformador (Z_T);**

A expressão 21, permite-nos calcular a impedância do transformador (Z_T), a mesma calcula-se a partir da tensão curto-circuito (U_{KR}). O transformador da nossa instalação tem uma potência de 800 kVA, assim o valor da tensão curto-circuito é de 5%.

$$Z_T = \frac{U_{KR}}{100} * \frac{(m * U_n)^2}{S_{RT}} \quad (21)$$

$$Z_T = \frac{5}{100} * \frac{(1,05 * 400)^2}{800.000} = 11,0 \text{ m}\Omega$$

legenda:

m - fator de carga da fonte = 1,05 (transformador ou gerador);

U_{KR} - tensão de curto-circuito (V) (5% para transformadores 800 kVA);

U_n – tensão composta lado baixa-tensão (V);

S_{RT} - potência aparente transformador (kVA).

Na ausência de melhor informação, podemos considerar as expressões 22 e 23 para calcular o valor da resistência (R_T) e da reatância (X_T).

$$R_T = 0,31 Z_T \quad (22)$$

$$X_T = 0,95 Z_T \quad (23)$$

Assim temos:

$Z_T = 11,0 \text{ m}\Omega$	$R_T = 3,42 \text{ m}\Omega$	$X_T = 10,47 \text{ m}\Omega$
$Z_{TOTAL} = 11,36 \text{ m}\Omega$	$R_{TOTAL} = 3,45 \text{ m}\Omega$	$X_{TOTAL} = 10,82 \text{ m}\Omega$

- **Calcular a impedância cabo (Z_C) entre o Transformador e os terminais disjuntor D1;**

A impedância dos condutores e cabos depende da resistência (R_C), da reatância (X_C) e do comprimento dos mesmos, assim através das expressões 24 e 25 podemos obter esses mesmos valores.

$$R_C = \rho * 10^3 * \frac{L}{n_c * S_c} \quad (24)$$

$$R_C = 0,018 * 10^3 * \frac{10}{3 * 120} = 0,50 \text{ m}\Omega$$

$$X_C = \lambda * \frac{L}{n_c} \quad (25)$$

$$X_C = 0,085 * \frac{10}{3} = 0,28 \text{ m}\Omega$$

legenda:

ρ – resistividade dos condutores, (0,018 $\Omega\text{mm}^2/\text{m}$);

n_c – número de condutores em paralelo;

S_c – seção dos condutores (mm^2);

L – comprimento (m);

Λ – reatância linear do condutor (m Ω /m).

Assim temos:

$Z_C = 0,57 \text{ m}\Omega$	$R_C = 0,50 \text{ m}\Omega$	$X_C = 0,28 \text{ m}\Omega$
$Z_{TOTAL} = 11,79 \text{ m}\Omega$	$R_{TOTAL} = 3,95 \text{ m}\Omega$	$X_{TOTAL} = 11,11 \text{ m}\Omega$

- **Calcular a Corrente CC máx. ($I_{K\text{máx.}}$) simétrica trifásica regime permanente (terminais disjuntor D1);**

A corrente de curto-circuito pode ser obtida pela lei de Ohm, através da expressão 26.

$$I_{K\text{máx}} = \frac{c * m * U_0}{Z_{TOTAL}} \quad (26)$$

$$I_{K\text{máx}} = \frac{1,05 * 1,05 * 230}{11,79} = 21,6 \text{ kA}$$

legenda:

c – fator de tensão, 1,05 para o cálculo de correntes máximas;

m – fator de carga da fonte = 1,05 (transformador ou gerador);

U_0 – tensão nominal da instalação entre fase e neutro (V).

- **Calcular impedância da série Disjuntor 1 + Disjuntor D2(Z_{D12});**

Normalmente para disjuntores de corte automático em baixa-tensão, é usual utilizar o valor de 0,15 m Ω para a reatância e desprezar a resistência.

Assim temos:

$Z_{D12} = 0,30 \text{ m}\Omega$	$R_{D12} = 0,00 \text{ m}\Omega$	$X_{D12} = 0,30 \text{ m}\Omega$
$Z_{TOTAL} = 12,07 \text{ m}\Omega$	$R_{TOTAL} = 3,95 \text{ m}\Omega$	$X_{TOTAL} = 11,41 \text{ m}\Omega$

A impedância dos barramentos, de uma forma geral, não intervém nos cálculos, apenas é considerado quando os mesmos tem um comprimento muito elevado.

- **Calcular a Corrente CC máx. ($I_{K\text{máx.}}$) simétrica trifásica regime permanente (terminais disjuntor D2, D3 e D4)**

Aplicando novamente a expressão 26, o novo valor do (Z_{TOTAL}) temos o valor de (I_K) de 21,1 kA.

Assim e respeitando a regra enunciada anteriormente na expressão 4, e indo ao encontro dos valores normalizados no mercado para disjuntores, o poder de corte do equipamento será de 25 kA.

- **Calcular a Corrente CC mín. ($I_{Kmin.}$) a chegada do QPFV_A**

Para obtermos o valor do ($I_{Kmin.}$), expressão 29, temos de utilizar as expressões do cálculo da resistência (R_C), expressão 27, e a expressão do cálculo da reatância (X_C), expressão 28.

Assim temos:

$$R_C = \rho_1 * 10^3 * L \left(\frac{1}{n_{cf} * S_{cf}} + \frac{1}{n_{cPE} * S_{cPE}} \right) \quad (27)$$

$$R_C = 0,0225 * 10^3 * 45 \left(\frac{1}{1 * 70} + \frac{1}{1 * 35} \right) = 43,4 \text{ m}\Omega$$

$$X_C = \lambda * L \left(\frac{1}{n_{cf}} + \frac{1}{n_{cPE}} \right) \quad (28)$$

$$X_C = 0,085 * 45 \left(\frac{1}{1} + \frac{1}{1} \right) = 7,65 \text{ m}\Omega$$

Através dos valores obtidos (28 e 29) e somando aos valores que já tínhamos para o cálculo ($I_{Kmin.}$) a chegada do D1, temos:

<i>Valor em D1</i>	$R_{D1} = 5,26 \text{ m}\Omega$	$X_{D1} = 11,53 \text{ m}\Omega$
<i>Valor em DPV</i>	$R_{DPV} = 48,7 \text{ m}\Omega$	$X_{DPV} = 19,2 \text{ m}\Omega$

$$I_{Kmin} = \frac{c * m * U_0}{Z_{TOTAL}} \quad (29)$$

$$I_{Kmin} = \frac{0,95 * 1,05 * 230}{52,35} = 4,4 \text{ kA}$$

legenda:

c – fator de tensão, 0,95 para o cálculo de correntes máximas;

m – fator de carga da fonte = 1,05 (transformador ou gerador);

U_0 – tensão nominal da instalação entre fase e neutro (V).

- **Regulação térmica (I_R) disjuntor D2**

A expressão 30, permite-nos enquadrar os valores de corrente para a regulação térmica.

$$I_B \leq I_R \leq I_z$$
$$158,8 A \leq I_R \leq 262,6 A \quad (30)$$

Então:

$$\frac{158,8}{200} = 0,79 \text{ e } \frac{262,6}{200} = 1,31$$

$$I_R = 1 * 200 = 200 A$$

- **Regulação magnética (I_M) disjuntor D2**

A expressão 31, permite-nos enquadrar os valores de ($I_{K\text{mín.}}$) para a regulação magnética.

$$I_M \leq \frac{I_{K\text{mín}}}{1,2} \quad (31)$$

$$I_M \leq \frac{4387}{1,2} \rightarrow I_M \leq 3656 A$$

Regulação conveniente:

$$I_M = 10 * 200 = 2000 A$$

Utilizando novamente a expressão 24, 25 e 26, para obtermos a impedância do cabo entre a saída do disjuntor D2 e o QPFV_A, conseguimos obter o valor de ($I_{K\text{máx.}}$) para o disjuntor da entrada desse quadro (DPV).

Assim temos:

$Z_{C2} = 12,19 m\Omega$	$R_{C2} = 11,57 m\Omega$	$X_{C2} = 3,83 m\Omega$
$Z_{TOTAL} = 21,75 m\Omega$	$R_{TOTAL} = 15,52 m\Omega$	$X_{TOTAL} = 15,23 m\Omega$

$$I_{K\text{máx}} = \frac{1,05 * 1,05 * 230}{21.75} = 11,7 \text{ kA}$$

Disjuntor QPFV_A

Assim e respeitando a regra enunciada anteriormente na expressão 4, e indo ao encontro dos valores normalizados no mercado para disjuntores, o poder de corte do equipamento será de 15 kA

O dimensionamento dos restantes cabos e respetivas proteções foi efetuado e automatizado na folha de Excel- “ *Dimensionamento de Canalizações* ” , e pode ser consultado no “*ANEXO K - Dimensionamento de Canalizações*”.

2. Quadro QPFV, QGBT e QPCVE

Os quadros elétricos, devem incluir reservas para tornar a instalação mais flexível para uma futura remodelação/ampliação, a existência do esquema elétrico indicando todos os circuitos, bem como a proteção, a secção da canalização e a indicação das áreas alimentadas pelo respetivo quadro. Os invólucros devem garantir a proteção equivalente a classe II de isolamento.

O barramento é composto por barras de cobre que permitem a ligação dos vários dispositivos do quadro. A sua constituição faz-se de acordo com o n.º de fases, neutro e terra. Para o cálculo da secção do barramento, é necessário saber a corrente que o vai percorrer. Nessa corrente já deve estar incluído um Fator de Evolução de 25%, que deverá ser depois dividido por metade. (2 A/mm²). Na Tabela 20, 21 e 22 podemos ver os principais equipamentos e características de cada quadro.

Tabela 20 Equipamentos e características QPFV_CA (A), Próprio.

Designação quadro	QPFV_CA (A)
Equipamento	Descrição
Barramento	5 barras de cobre horizontal, com montagem em escada Dimensões: 20x3 mm
Descarregador sobretensão	Classe 2*
Fusíveis proteção DST	Tipo gG 3x125A**
Disjuntor Diferencial	Tipo A, 200A – 300mA*** (Bloco diferencial) constituído por : toro circular, relé, disjuntor e bobine

Tabela 21 Equipamentos e características QPFV_CA (B), Próprio.

Designação quadro	QPFV_CA (B)
Equipamento	Descrição
Barramento	5 barras de cobre horizontal, com montagem em escada Dimensões: 15x2 mm
Descarregador sobretensão	Classe 2*
Fusíveis proteção DST	Tipo gG 3x125A**
Disjuntor Diferencial	Tipo A, 160A – 300mA*** (Bloco diferencial) constituído por : toro circular, relé, disjuntor e bobine

Tabela 22 Equipamentos e características QPCVE, Próprio.

Designação quadro	QPCVE
Equipamento	Descrição
Barramento	5 barras de cobre horizontal, com montagem em escada Dimensões: 20x5 mm
Descarregador Sobretensão	Classe 2*
Fusíveis proteção DST	Tipo gG 3x125**
Disjuntor proteção	4x250A
Disjuntores Diferenciais	Tipo A, 40 e 80A – 30mA**** (Bloco diferencial) constituído por : toro circular, relé, disjuntor e bobine

(*) de acordo com a norma IEC 61643-1;

(**) de acordo com a marca do fabricante do descarregador sobretensão;

(***) de acordo com a marca do inversor e a norma IEC 62109-2:2011;

(****) de acordo com o guia técnico das instalações elétricas para alimentação de veículos elétricos, ponto 4.1.1 – Proteção complementar contra os contactos diretos.

Cabos de Comunicação:

Os cabos LiYCY, cumprem os critérios de classificação dos produtos de construção, de acordo com o Regulamento CPR da UE 305/2011 e a norma EN 50575, sendo adequados para a realização de instalações fixas em que seja necessária proteção eletromagnética para evitar correntes parasitas. A sua grande flexibilidade, torna-os indicados também para instalações fotovoltaicas, na interligação dos equipamentos para comunicação e manutenção da central.

1. Ligação entre inversores, medidor de consumo e smartlogger
 - Cabo blindado LiYCY

3.9. ESQUEMAS UNIFILARES

Os esquemas unifilares podem ser consultados no “ANEXO I – Esquemas unifilares”.

1. Esquema geral fotovoltaico;
2. Esquema campo fotovoltaico;
3. Esquema inversores - interligação RESP;
4. Esquema unifilar quadros fotovoltaicos;
5. Esquema unifilar quadro posto carregamento VE;

3.10. ESTUDO FINANCEIRO

Nesta secção, será feita uma análise ao período de retorno do investimento da central fotovoltaica. Será feito um estudo para os preços constantes ao longo da vida útil do sistema. Primeiro será necessário definir os custos de instalação e posteriormente definir o preço de venda da energia. Também será necessário ter em conta todos os custos de operacionalidade como a degradação dos equipamentos, a produtividade anual, consumo noturno, seguros e manutenção. Os futuros cálculos serão efetuados com base nos resultados obtidos na simulação em software PVSYST.

3.10.1. CUSTOS DA INSTALAÇÃO

Os preços do custo da instalação foram definidos em parceria com a consulta aos vários fornecedores da CP – Comboios de Portugal E.P.E. Os fornecedores apresentam os custos por €/Wp. Após consulta dos mesmos, fez-se a Tabela 23, com os custos finais, em euros e €/Wp.

Tabela 23 Custos de instalação, Próprio.

Custos	€/Wp	€
Módulos fotovoltaicos	0,40	65.560,00
Estrutura metálica	0,20	32.780,00
Inversores	0,10	16.390,00

Caminho de cabos	0,12	19.668,00
Mão-de-obra	0,25	40.975,00
TOTAL	1,07	175.373,00

3.10.2. PARÂMETROS OPERACIONAIS

Os parâmetros operacionais são todos os fatores que se envolvem durante a vida da instalação. Estes fatores podem ser, por exemplo, o desgaste e degradação da instalação, seguros e manutenção, a produtividade, entre outros. Na Tabela 24, podem ser consultados todos os fatores que se tomou em conta para o cálculo financeiro.

Tabela 24 Parâmetros de operacionalidade, Próprio.

Parâmetro	valor	unidade
Potência nominal inversor	160.0	kW
Potência nominal fotovoltaico	163.9	kWp
Produtividade anual	1554	kWh/kWp
Degradação módulos (1º ano)	2.50	%
Degradação módulos (2º ao 5º ano)	0.65	%
Degradação módulos (6º ao 12º ano)	0.72	%
Degradação módulos (13º ao 25º ano)	0.81	%
Seguro	3	%
Manutenção	2	%

As percentagens de degradação, são em função das informações obtidos nas folhas de características e pelos fornecedores dos módulos. A percentagem do seguro e da manutenção, debatida com o Coorientador, teve por base a experiência de outros projetos fotovoltaicos. Os restantes valores são retirados da simulação feita no software PVSYST.

3.10.3. PARÂMETROS FINANCEIROS

Os parâmetros financeiros, mencionados na Tabela 25, que foram considerados para o estudo financeiro são a taxa de inflação, a taxa de atualização financeira real e as tarifas de custo €/kWh. A taxa de inflação e a taxa de atualização financeira real serão necessárias para proceder ao cálculo do tempo de retorno de investimento para preços variáveis ao longo do tempo. A tarifa de venda considerada foi uma média ponderada entre a tarifa de ponta e a de cheia, dado que, aproximadamente, neste horário que se obtém a energia proveniente do Sol.

Tabela 25 Parâmetros Financeiros, Próprio.

Parâmetro	valor	unidade
Taxa inflação	3.0	%
Taxa atualização real	3.0	%
Tarifa energia	0.15	€/kWh

Os valores para a taxa de inflação e a taxa de atualização financeira real foram debatidos com o Eng. Hélder Cunha com base em experiência de projetos anteriores.

3.10.4. ANÁLISE FINANCEIRA

Depois de preenchida a Tabela 26, relativa à análise financeira, passou-se à representação gráfica da mesma.

Tabela 26 Análise financeira, PVSYST.

Análise financeira									
Resultados económicos pormenorizados (EUR)									
	Venda de eletricidade	Custos operação	Subsidio de amortização	Rendimento taxável	Impostos	Lucro depois do imposto	Poupança auto-cons.	Lucro cumulado	% amortec.
2023	64	650	0	0	0	-586	38138	-137821	21.4%
2024	64	670	0	0	0	-605	39282	-99144	43.5%
2025	65	690	0	0	0	-625	40426	-59342	66.2%
2026	65	710	0	0	0	-645	41570	-18417	89.5%
2027	66	732	0	0	0	-666	42715	23632	113.5%
2028	66	754	0	0	0	-687	43859	66803	138.1%
2029	67	776	0	0	0	-709	45003	111097	163.3%
2030	67	799	0	0	0	-732	46147	156511	189.2%
2031	68	823	0	0	0	-756	47291	203047	215.8%
2032	68	848	0	0	0	-780	48435	250702	243.0%
2033	68	874	0	0	0	-805	49579	299476	270.8%
2034	69	900	0	0	0	-831	50724	349369	299.2%
2035	69	927	0	0	0	-857	51868	400379	328.3%
2036	70	955	0	0	0	-885	53012	452506	358.0%
2037	70	983	0	0	0	-913	54156	505749	388.4%
2038	71	1013	0	0	0	-942	55300	560107	419.4%
2039	71	1043	0	0	0	-972	56444	615580	451.0%
2040	72	1074	0	0	0	-1003	57588	672165	483.3%
2041	72	1107	0	0	0	-1035	58733	729863	516.2%
2042	72	1140	0	0	0	-1067	59877	788672	549.7%
2043	73	1174	0	0	0	-1101	61021	848592	583.9%
2044	73	1209	0	0	0	-1136	62165	909621	618.7%
2045	74	1245	0	0	0	-1172	63309	971759	654.1%
2046	74	1283	0	0	0	-1209	64453	1035003	690.2%
2047	75	1321	0	0	0	-1247	65597	1099354	726.9%
Total	1733	23699	0	0	0	-21965	1296693	1099354	726.9%

Fluxo de caixa cumulado (EUR)

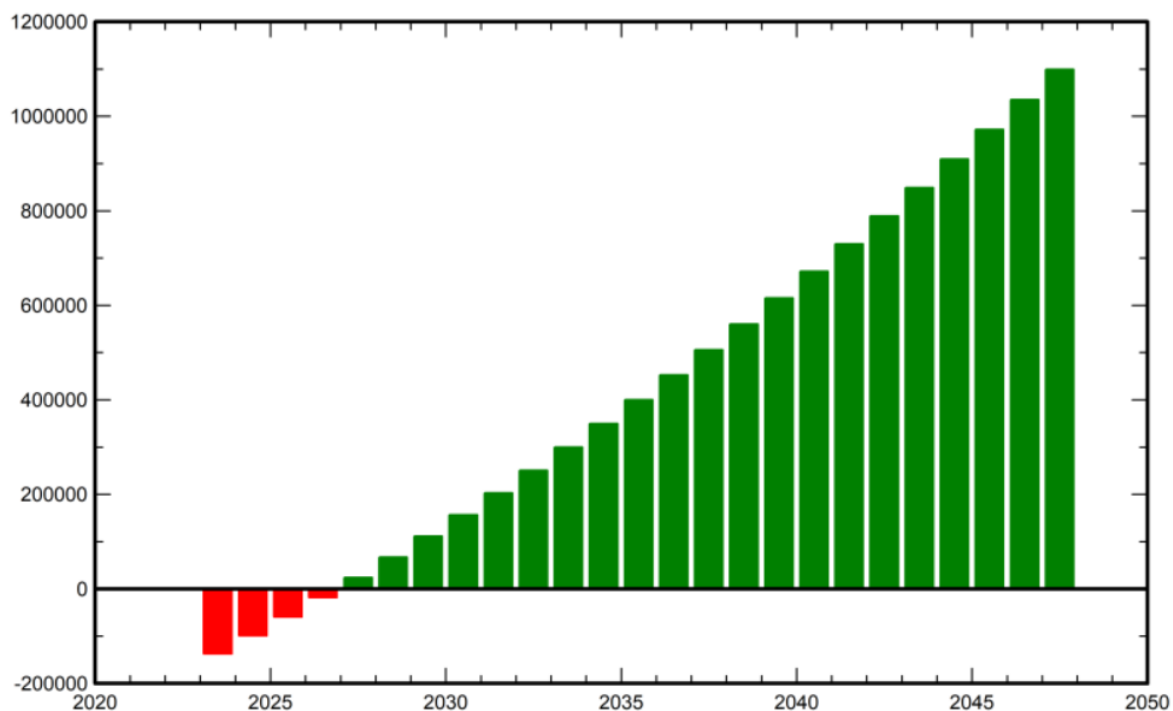


Tabela 27 Resultado financeiro, PVSYST.

Parâmetro	valor	unidade
Período de retorno	4.4	anos
Rendimento (ROI) (25 anos)	626.9	%
Valor atualizado líquido (25 anos)	1 099 354	€

Na Tabela 27, são apresentados os resultados obtidos a partir da análise financeira realizada anteriormente. Como podemos observar o período de retorno do investimento apresentado anteriormente é de 4.4 anos.

4. IMPACTO DOS EQUIPAMENTOS ELETRÓNICOS DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS NOS SISTEMAS ELÉTRICOS DE ENERGIA

Nesta seção, pretende-se descrever de uma forma detalhada os impactos provocados pela integração dos sistemas fotovoltaicos, mas também enumerar algumas medidas que sirvam para ajudar na integração de sistemas de produção fotovoltaica interligadas com a rede elétrica nacional.

As redes elétricas atuais foram construídas como centrais despacháveis de produção centralizada, automaticamente podem não estar preparadas ou capazes de lidar com o crescente aumento e variabilidade da produção dos sistemas fotovoltaicos.

As características especiais dos sistemas fotovoltaicos vieram trazer novos desafios aos sistemas elétricos de energia, podendo os mesmos serem classificados em: distribuídos, diurnos, de terem a necessidade de um conversor e serem intermitentes (Figura 53).

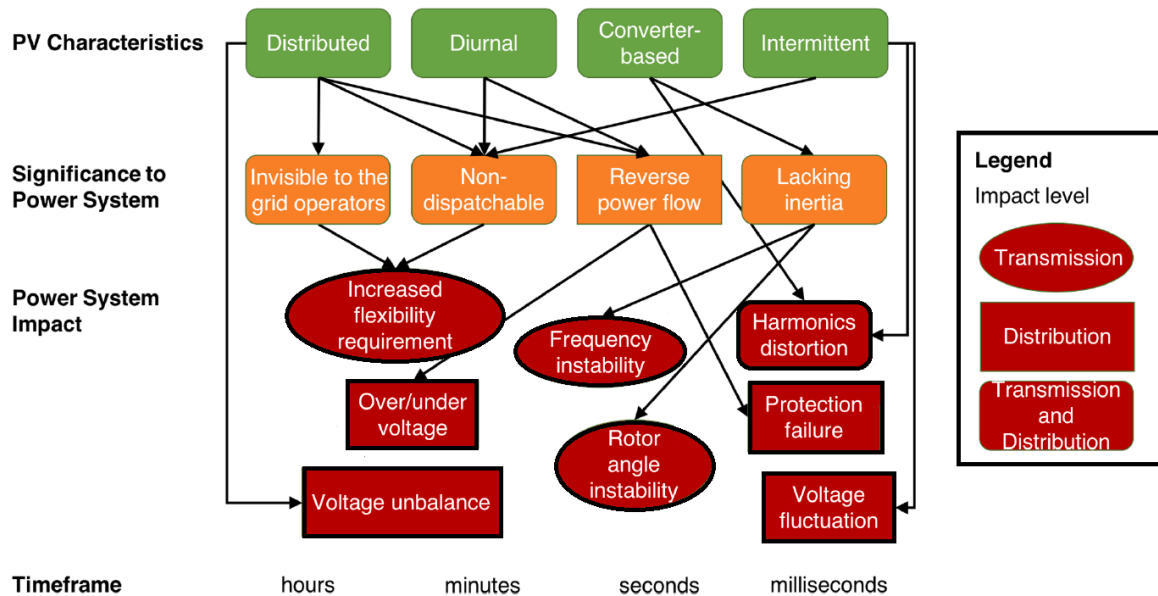


Figura 53 Classificação e causas da integração sistemas PV [26].

Distribuídos: os sistemas fotovoltaicos devido à sua modularidade, podem ser instalados em pequena escala, e diretamente na carga. Quando a produção fotovoltaica excede a carga, ocorre um fluxo de potência inverso, isto poderá ser um problema, pois a rede foi projetada para a energia ser unidirecional, fluindo das redes de alta e média para a baixa tensão. Como grande parte das instalações fotovoltaicas ocorre em baixa tensão, e na sua maioria instalações monofásicas, podem também provocar desequilíbrios de tensão.

Diurnos: a produção fotovoltaica apenas está disponível durante o dia, não considerando a possibilidade de acumulação. Sendo benéfico para atenuar picos de consumo durante o dia, mas existe a necessidade de controlar a transição para a noite pois como o fotovoltaico é uma fonte não controlável, precisamos de uma resposta rápida e coordenada dos centros produtores controláveis, como são as tradicionais termo e hidrelétricas.

Necessidade de conversor: ao contrário dos tradicionais produtores, o fotovoltaico não tem turbina ou rotor, portanto não existe energia cinética ou mesmo inércia. A inércia é essencial para manter a frequência e a estabilidade do ângulo do rotor durante as perturbações que ocorrem na rede, assim como a comutação não linear dos conversores fotovoltaicos origina harmônicos que reduzem a qualidade de energia do sistema.

Intermitente: a produção dos sistemas fotovoltaicos está fortemente dependente das condições climáticas, em poucos segundos os valores de produção podem variar significativamente, originando uma rápida queda ou aumento de produção na rede, causando problemas como flutuações e desequilíbrios de tensão, mas também problemas associados ao fluxo de energia e conseqüentemente gestão e coordenação dos sistemas produtores tradicionais.

4.1. TENSÃO

Tradicionalmente na rede de BT não existe dispositivos de isolamento, normalmente a rede depende dos regulamentos de tensão a partir da MT, como tal, grande parte das violações de tensão correm em BT, o que para muitos especialistas, a violação dos requisitos inerentes a qualidade de energia e inerentes valores de tensão são o fator mais importante para a limitação da penetração fotovoltaica.

4.1.1. FLUTUAÇÃO TENSÃO “FLICKER”

As flutuações de tensão são comumente descritas como variações temporais aleatórias do nível de tensão na rede elétrica. Quando ocorre uma flutuação $[\Delta V]$ num determinado ponto da rede, o mesmo tem de ser enquadrado dentro de um intervalo de tempo.

Para qualquer período de uma semana, a severidade de longa duração da tremulação (Flicker) deve ser $P_{lt} < 1$ durante 95% do tempo, com P_{lt} dado pela expressão 32.

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} \frac{P_{st}^3}{12}} \quad (32)$$

Sendo P_{st} a severidade da tremulação de curta duração medida num período de 10 minutos (NP EN 50160, 2001).

Podemos observar, os efeitos da flutuação de tensão, por exemplo com o piscar da iluminação devido ao súbito aumento ou queda de tensão, que ocorre devido à operação frequente de ligar/desligar cargas pesadas, por exemplo, grandes motores elétricos ou fornos. No entanto, a flutuação de tensão, e conseqüentemente as suas ações não afetam apenas a iluminação, também podem interferir na sensibilidade de equipamentos

eletrônicos ativos que dependem de tensão constante, como equipamentos médico-cirúrgicos.

Nos sistemas fotovoltaicos e com a intermitência da passagem das nuvens, variações de temperatura, mas também com a simultaneidade do funcionamento das operações de correção de maximização de produção através do sistema MPPT podem levar à ocorrência de flutuações de tensão (Figura 54), mesmo quando a produção é consumida localmente. A severidade do problema varia de intensidade e mesmo sendo mensurável os valores de oscilação de tensão, podem atualmente ser minimizados com as normas e intervalos de tensão legalmente aceitáveis para estes equipamentos estarem conectados à rede elétrica, pois os mesmos tem sistemas de proteção para ultrapassados os limites legais, se desconectarem.

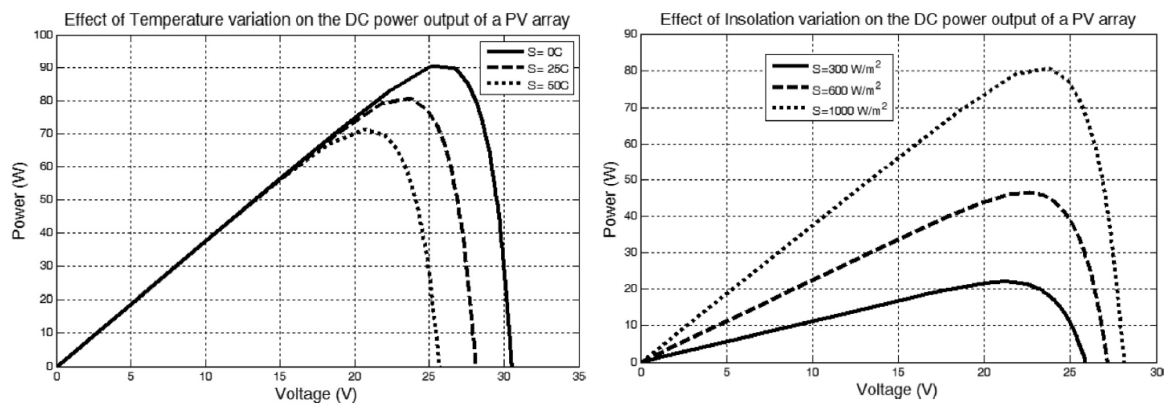


Figura 54 Efeito da temperatura e irradiação na tensão módulo [13].

De acordo, com estudos recentes, a ocorrência de 2% no valor de flutuação de tensão ocorre em 20% dos sistemas fotovoltaicos concentrados em um único local, mas quando as instalações fotovoltaicas estão bem distribuídas, mesmo com 50% de penetração fotovoltaica, estes sistemas conseguem cumprir os requisitos e restrições de flutuação de tensão [27].

4.1.2. DESEQUILÍBRIO TENSÃO

Os sistemas de distribuição em BT funcionam geralmente com três fases, mas muitas das nossas residências, dependendo do local e da tipologia da habitação, geralmente só têm ligação a uma fase, sendo que no nosso país o máximo de ligação em monofásico situa-se nos 45A (10,35 kVA), dependendo de autorização especial.

O desequilíbrio de tensão, vai ocorrer quando a carga em cada fase diferir significativamente, mesmo não existindo instalações fotovoltaicas, pode a instalação estar desequilibrada devido a impedâncias e cargas desiguais nas fases. O desequilíbrio normalmente resulta no sobreaquecimento e redução da capacidade de indução dos motores, transformadores e de pequenos geradores trifásicos.

O desequilíbrio de tensão causado pelo PV afeta a eficácia da regulação de tensão do sistema significativamente, a coordenação entre as fases na regulação de tensão é importante para prevenir e resolver problemas de tensão de forma eficaz e eficiente. A penetração fotovoltaica mais baixa, mas desequilibrada, na rede de BT pode causar mais problemas do que uma penetração fotovoltaica mais alta, mas equilibrada, como tal os problemas destes desequilíbrios, quer seja no campo das subtensões, como sobretensões devem ser mitigados e minimizados.

Um dos pontos problemáticos deste desequilíbrio de fases corresponde aos produtores de energia fotovoltaica, diretamente ligados à rede de BT, pois a sua produção monofásica vai proporcionar um desequilíbrio muito grande nessa mesma rede BT, devido ao facto de a injeção da produção ser feita numa só fase, o que proporciona um forte desequilíbrio de tensões ao longo das linhas elétricas. Estes problemas podem ser nefastos, tanto na ótica do produtor, como na ótica dos clientes próximos dos locais de produção.

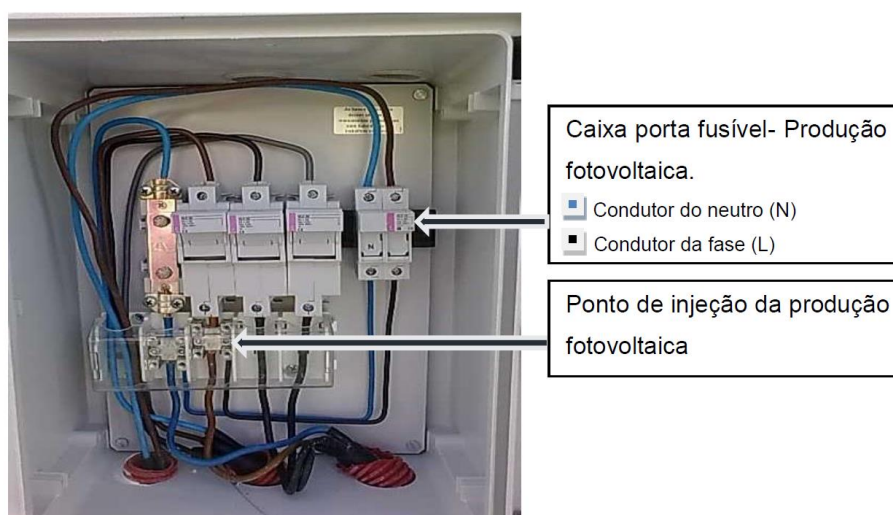


Figura 55 Interligação do sistema PV com a rede BT [23].

Na (Figura 55), pode-se observar o ponto de injeção da potência elétrica de uma produção, no antigo regime de microgeração, constituída por painéis fotovoltaicos a uma fase do sistema elétrico pertencente à rede BT, atualmente no atual modelo de autoconsumo o

ponto de ligação é no quadro elétrico principal da habitação, ou parcial se reunir as condições exigidas.

O maior desequilíbrio de tensão ocorre normalmente com o pico de produção dos sistemas fotovoltaicos, período entre as 11h/14h, onde com o aumento de produção, e se a instalação estiver localizada em zona de poucas cargas, ou relativamente longe do PT, o valor de tensão aumenta consideravelmente, e muitas vezes para valores em que o sistema é obrigado a desconectar-se da rede, ou em casos mais graves os instaladores aumentam o valor do intervalo de tensão para valores fora do legalmente salvaguardado pela norma EN 50549-LV.

Um estudo sobre o impacto de instalações fotovoltaicas residenciais, no desequilíbrio de tensão, com uma potência de 100 kVA, o pior caso o desequilíbrio de tensão sem PV é ligeiramente superior a 2%. Esse mesmo valor, aumentou para quase 3% quando cada cliente, instala 6 kW PV, na mesma fase. Considerando apenas a contribuição destes sistemas fotovoltaicos, o desequilíbrio é de cerca de 1%. Resultados semelhantes, foram obtidos para redes de distribuição maiores [28].

4.1.3. MAGNITUDE TENSÃO

A tensão do sistema elétrico de energia é estritamente regulado pelo operador do sistema, através do que está estabelecido na norma EN 50160, para a rede europeia de BT, que limita a magnitude da tensão para estar no intervalo +/- 10% do valor de referência, ou no sistema “por unidade, *p.u.*” entre 0,95 e os 1,05. Quando a tensão varia drasticamente, a comutação de derivação dos transformadores e outros reguladores de tensão, obriga a que sejam operados com maior frequência para manter a tensão dentro dos valores estabelecidos, reduzindo assim a sua vida útil.



Figura 56 Circuito ilustrativo instalação PV [23].

Normalmente, estes problemas de tensão ocorrem por dois motivos fundamentais: qualidade da rede elétrica do operador ou problemas internos na instalação CA do sistema fotovoltaico. Contudo, é necessário entender como uma sobretensão pode ocorrer. A variação da tensão está relacionada com a corrente que será transportada entre os pontos da instalação ou, de forma geral, entre o gerador e a carga (Figura 56).

O ponto onde se localiza o gerador, no nosso caso representa o inversor fotovoltaico. A carga pode ser o próprio consumo interno da instalação ou, em casos onde há um excedente de geração, a energia adicional é transportada para a rede, atendendo consumidores vizinhos.

Em ambos, ao transportar a energia entre os dois pontos, temos uma variação de tensão devido à impedância ou à resistência existente na linha, sendo obtida pela 1ª Lei de Ohm, expressão 33.

$$\Delta V = V_{Gerador} - V_{Carga} = Z_{eq} * I \quad (33)$$

Onde Z_{eq} é a impedância equivalente do circuito e I é a corrente elétrica que circula por ele. Ou seja, quanto maior for a minha corrente, e quanto maior a impedância (resistência) do circuito, maior será a variação da tensão.

Por isso, é comum os problemas de sobretensão ocorrerem principalmente nos horários de pico dos sistemas fotovoltaicos – pois é quando temos o maior valor de corrente elétrica circulando na nossa rede. E pelo mesmo motivo, nos momentos de menor produção ou no caso do inversor desligado, a tensão elétrica medida está “normal”. Claro, não existindo corrente circulando, conseqüentemente não há variação na tensão elétrica entre os pontos.

E como não é viável, muito menos interessante reduzirmos a corrente injetada (reduzir potência), temos que entender o porquê da impedância elevar-se ao ponto de desarmar o equipamento por sobretensão. Como dito no início, o erro de sobretensão na grande maioria dos casos é um problema na instalação, não no inversor. Então, o primeiro passo é identificar qual é a origem ou a causa da sobretensão na rede elétrica.

Assim, na presença de uma baixa penetração PV podemos ter um melhor perfil de tensão e reduzir as perdas no sistema, na presença de uma elevada penetração PV e ultrapassando as necessidades do local, estamos a originar um fluxo inverso de energia, o que pode causar

problemas de sobretensão, como descrito anteriormente problemas de sobretensão ocorrem com o pico de produção ou quando não temos consumo na nossa rede. Uma subtensão pode ocorrer quando a produção PV cai a pico repentinamente, motivada pela passagem de uma nuvem, ou sombreamento dos módulos.

Alguns estudos, apontam para algumas violações de sobretensão encontradas nas redes de MT, quando a penetração PV é superior a 20%, devido à falta de flexibilidade do sistema de distribuição para responder a flutuações de energia fotovoltaica [29].

Problemas de sobre ou subtensão induzidos pelo PV são improváveis de ocorrer no sistema de transmissão, uma vez que a tensão no sistema de transmissão é mais afetada pela potência reativa, devido a valores de reatância relativamente baixos. Além disso, a existe um maior número de reguladores de tensão neste sistema. Como tal, ao nível da transmissão, as alterações na potência ativa do PV afeta mais a frequência do sistema do que os valores de tensão.

4.2. FREQUÊNCIA

A frequência deve ser igual a 50 Hz. O valor médio para intervalos de 10 minutos, em condições normais, deve estar entre 49.5 e 50.5 Hz durante 95% de uma semana. Não podem ocorrer variações da frequência superiores a 10% do valor nominal (NP EN 50160, 2001).

A frequência, depende do equilíbrio entre a oferta e a procura, assim com o aumento da procura, a produção também tem de aumentar para fazer face as necessidades, em caso da procura e a oferta não estarem coordenadas vai levar a uma variação da frequência, como mostra a expressão 34.

$$J\omega \frac{d\omega}{dt} = P^{gen} - P^{load} + P^{import} - P^{export} \quad (34)$$

onde “ J ” é o momento de inércia de todos os geradores e “ w ” é a velocidade angular equivalente, que é proporcional à frequência. Os símbolos de potência ativa “ P ” são autoexplicativos.

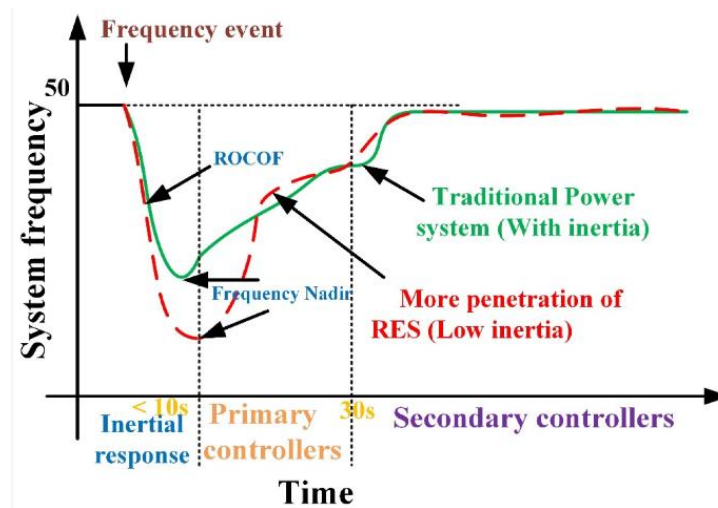


Figura 57 Comportamento frequência sistema energia [30].

Tradicionalmente, a estabilidade da frequência no sistema de potência é mantida através do suporte de frequência do sistema, que é dividido em três, do mais rápido ao mais lento: suporte inercial, suporte de frequência primária (também conhecido como resposta de frequência) e controle de geração automática (AGC). Como podemos observar na (Figura 57). Na resposta de frequência do sistema, geralmente o suporte inercial e o de frequência primária são os mais importantes.

Antes de aprofundar como PV, afeta a estabilidade de frequência, é importante mencionar os indicadores de estabilidade de frequência. Eles são a: Frequência *Nadir* (o mais baixo valor de frequência em caso de perturbação, que idealmente está acima do nível mais alto de rejeição de carga sob frequência (UFLS)), taxa de mudança de frequência (ROCOF) do estado estacionário para a frequência *Nadir*.

Alguns parâmetros importantes, para a resposta da frequência do sistema são: a inércia total do sistema, o tipo de distribuição da reserva girante, o tempo de resposta de suporte da frequência primária e a capacidade de frequência dos geradores assíncronos.

À medida que, a penetração fotovoltaica aumenta, e por consequência a eliminação progressiva de geradores a combustível fóssil continua, a inércia do sistema de potência diminui, pois esses mesmos geradores síncronos tradicionais mantem a inércia constante entre 2,5 e 6,5 Ws/VA, sendo que a maioria das cargas tem menos de 1 Ws/VA, e o sistema fotovoltaico não contribui para o suporte inercial. Além disso, como a maioria dos sistemas fotovoltaicos opera em modo MPPT, eles não tem qualquer reserva para a regulação da frequência.

Assim, em relação à reserva, se a produção fotovoltaica continuar a aumentar, o sistema passa a ter mais reserva, e portanto poderá ter uma melhor resposta no que a frequência diz respeito, no entanto se esta produção fotovoltaica levar a eliminação ou desativação dos geradores tradicionais, então a quantidade de reserva (inércia) diminuirá.

O PV afeta principalmente a frequência do sistema em dois pontos: primeiro, porque piora a resposta de frequência do sistema, levando a um ROCOF mais alto e a um Nadir de frequência mais baixo. Segundo a existência de inversores fotovoltaicos antigos que não tenham códigos de rede atuais para respeitarem as condições e requisitos das normas específicas do país [29].

Embora que, a maioria dos estudos apontem para que o PV piore a resposta em frequência, a extensão exata desse impacto ainda não é clara e semelhante aos problemas de tensão a preocupação com a estabilidade de frequência é mais preocupante em condições de pouca carga, uma vez que existe a mesma quantidade de produção, e assim o tamanho do problema em potencial continuará a ser o mesmo.

4.3. PROTEÇÃO

Os sistemas de energia dispõem de dispositivos de proteção, como por exemplo: disjuntores, fusíveis e relés, mas todos estes equipamentos precisam de ser corretamente coordenados para garantir que o equipamento elétrico está protegido, principalmente quando da ocorrência de uma falha.

Num sistema trifásico, uma falha pode ocorrer entre as fases, ou entre uma ou mais fases e o solo, e como o fluxo prolongado de correntes de curto-circuito poderá originar graves danos aos componentes elétricos, torna-se necessário um esquema de proteção rápido e eficaz, tornando assim possível isolar ou mesmo remover a falha. Assim é crucial uma detecção precisa, juntamente com a coordenação dos dispositivos de proteção.

Atualmente, a utilização de relés de sobre corrente, são usados para determinar a localização da falha e isolá-la, no entanto a presença de produção distribuída no sistema pode alterar a quantidade de corrente analisada pelo dispositivo de proteção, afetando a eficiência do mesmo, causando falsos disparos, descoordenar ou mesmo bloquear proteções, mesmo que muitos estudos apontem que a integração de sistemas PV não

contribuíram para o aumento da corrente de curto-circuito, visto que os inversores PV estão limitados a 1 a 1,5 p.u. [31].

No entanto, dependendo do mecanismo de proteção do inversor, o perfil de corrente de curto-circuito de um sistema de energia com alta penetração fotovoltaica pode ser muito diferente daquela sem PV, o que pode justificar uma mudança no ajuste da proteção do sistema.

Relativamente a proteções, a legislação contém apenas disposições de carácter bastante geral, tais como:

- Em caso de ocorrência de defeitos, as centrais renováveis devem ser desligadas rapidamente;
- As proteções da instalação de produção renovável devem ser coordenadas com as proteções da rede recetora, de modo que os defeitos que possam ocorrer de ambas as partes, sejam devidamente isolados de forma seletiva, em particular em caso de existência de equipamentos de religação automático da rede pública;
- Em caso de falha da rede pública, as centrais renováveis devem ser automaticamente desligadas, a fim de garantir a segurança das operações de manutenção e reparação.
- Para instalações de Autoconsumo com potência de ligação superior a 250 kW não está dispensada a instalação da proteção de interligação/homopolar para ligação à rede. De acordo com o 'Guia Técnico das Instalações Elétricas de Produção Independente de Energia Elétrica' e demais legislação e regulamentação aplicáveis, a instalação de produção deve ser equipada com proteções, ao nível da interligação, que assegurem a separação rápida, eficaz e automática das redes de distribuição de eletricidade, assim como prever a função de proteção de máxima tensão homopolar.

O bloco de funções de proteção de interligação que deve ser considerado pelo produtor deverá ter a seguinte constituição, no aplicável:

- Máxima tensão residual / tensão homopolar [ANSI 59N];
- Mínimo de tensão trifásica [ANSI 27];

- Máxima tensão trifásica [ANSI 59];
- Máxima frequência [ANSI 81O]v. Mínima frequência [ANSI 81U];
- Máxima intensidade de fase trifásica [ANSI 50/51];
- Máxima intensidade de sequência inversa [ANSI 46];
- Direcional de potência.

4.4. HARMÔNICOS

Um sistema elétrico linear, alimentado com tensões sinusoidais, as correntes dos diversos ramos serão igualmente sinusoides da mesma frequência (regime permanente). Num sistema ideal de corrente alternada, todas as cargas são resistências, bobinas ou condensadores, assim, a tensão e a corrente variam de forma puramente sinusoidal.

Caso tal não suceda, as correntes virão distorcidas e, assim, também as tensões de alimentação se desviarão da forma sinusoidal desejada, uma vez que a rede sempre comportará uma impedância não desprezável, assim na presença de cargas não lineares, como por exemplo, iluminação fluorescente e LED's, ou nos sistemas de conversão de energia (inversores fotovoltaicos, variadores de velocidade de motores CA), eles tem a capacidade de alterar a natureza sinusoidal da tensão e corrente [32].

Os conversores de corrente são nos sistemas atuais de energia, o principal responsável pelo aumento de cargas não-lineares, o seu uso recorrente nos novos equipamentos, seja na indústria, ou na produção de energia, provocam as designadas “correntes harmônicas” que provocam a degradação da qualidade de energia, levando ao aquecimento de motores, geradores, produzindo danos também em muitos sistemas eletrônicos, devido à sua capacidade de alterarem os valores de tensão.

De um modo geral, estes harmônicos serão de ordem superior, múltiplos inteiros da frequência fundamental (ímpares), mas, devido às características especiais dos sistemas não-lineares, em especial para cargas assimétricas e variáveis no tempo, poderão surgir outros harmônicos não-característicos, inter-harmônicos (distorções que não são múltiplos inteiros da frequência), supra-harmônicos (frequência de 2 kHz), mesmo um espectro contínuo [33].

Os inversores fotovoltaicos utilizam um sistema de modulação, designado modulação por largura de pulso (MLP), ou PWM em inglês. Na sua maioria eles limitam os harmónicos de baixa ordem, devido a trabalharem com altas frequências de comutação, eles emitem principalmente os designados supra-harmónicos [34].

Os harmónicos totais de tensão e corrente nos sistemas de energia, estão limitados pela norma IEEE 519-2014, os inversores fotovoltaicos normalmente apresentam uma taxa de distorção harmónica total (THD), igual ou inferior a 3%.

Nos estudos realizados aos limites de harmónicos, os mesmos apenas são violados quando estamos perante uma penetração fotovoltaica relativamente alta, algumas zonas da Austrália já têm penetração fotovoltaica de 30% desde 2013 e até agora os harmónicos não tem sido um problema. De facto, os autores descobriram que o ar-condicionado contribui para níveis de harmónicos mais altos do que o PV [35].

No entanto, numa rede de BT com uma taxa 60% de penetração fotovoltaica em relação à potência do transformador, o THD está acima do limite de 5%, mesmo com inversor cuja corrente THD está situada abaixo de 2%, numa outra situação na Holanda com uma taxa de penetração de PV de 100%, o THD excede os 5%, mesmo na ausência de cargas não lineares. Outro dos grandes problemas que dificulta a análise harmónica é a diversidade e tipologia de inversores fotovoltaicos [36].

Outra curiosidade, que nos trouxe um estudo relativamente aos sistemas PV é que a qualidade de energia proveniente dos sistemas PV é menor em condições de baixa irradiância, embora que os valores absolutos das correntes harmónicas sejam maiores com maior irradiância, o seu valor THD é maior em baixa irradiância. onde ocorre também uma maior proeminência de harmónicos impares [37].

Num estudo realizado a 25 sistemas PV em 2016, descobriu-se que os harmónicos mais baixos estão do lado da BT, e que os mais altos estão junto ao ponto de conexão do inversor, e que mesmo na linha de BT as distorções de alta frequência parecem ser um fenómeno localizado e que não se propagam para longe [34].

As magnitudes dos supra-harmónicos e inter-harmónicos decorrentes das próprias instalações fotovoltaicas podem ser pequenas, mas a sua possível ressonância (amplificação das distorções) ou interferências ainda são desconhecidas. Tal efeito pode

não ser insignificante pois a maioria dos sistemas PV estão localizados na rede de BT, junto a uma imensa panóplia de dispositivos eletrônicos [33].

Mais recentemente em 2018, um estudo do impacto do PV na qualidade de energia em quatro áreas urbanas (Alemanha e França, e duas na Holanda) com alta penetração fotovoltaica, em três dos locais não ocorreu nenhum problema relacionado à qualidade de energia, contudo no parque de férias “Bronsbergen” ocorreu uma violação no 11° e 15° harmônicos, por causa de um problema de ressonância originado por uma penetração de aproximadamente 80% em relação à capacidade do transformador [38].

À medida que as tecnologias de conversão vão-se desenvolvendo e proliferam cada vez mais, novas técnicas e padrões de medição virão a ser desenvolvidos para entender os impactos dos harmônicos nos sistemas de energia e como os mesmos vão interagir com as cargas existentes e equipamentos da rede.

4.5. ESTABILIDADE ÂNGULO ROTOR

A estabilidade do ângulo do rotor, refere-se à capacidade do sistema de potência de manter o sincronismo dos geradores, ou seja, o torque eletromagnético e mecânico. Uma instabilidade do ângulo do rotor pode levar por exemplo a um apagão parcial ou total do sistema de energia.

A estabilidade do ângulo do rotor, pode ser dividida em “estado estacionário” e estabilidade transitória, onde a primeira refere-se à capacidade de manter o sincronismo após pequenas perturbações ao redor do ponto de operação e onde a segunda está mais preocupado com grandes distúrbios. O período para a estabilidade transitória é geralmente de 3 a 5 s, a mesma pode-se estender para 10 a 20 s para sistemas de maior dimensão.

À medida que o número de sistemas fotovoltaicos cresce num sistema de energia, poderá levar à redução da participação dos geradores síncronos e, portanto, a quantidade de inércia no sistema, dificultando a manutenção do sincronismo. Assim, e diferentemente do impacto do PV na estabilidade da frequência do sistema, o impacto do PV na estabilidade do ângulo do rotor ainda é inconclusiva [39].

Com uma penetração mais alta de sistemas PV, os ângulos relativos do rotor provavelmente sofrerão oscilações maiores e tornaram o sistema menos estável, mas esses impactos serão positivos ou negativos mediante a topologia do sistema, tipo de falha e

localização. Eles também descobriram que a presença PV melhora a estabilidade para pequenas oscilações, mas que aumenta a frequência de oscilação, o que leva a uma redução da taxa de amortecimento [40].

Em 2017, num estudo relativo a penetração fotovoltaica descobriram que quanto maior a penetração fotovoltaica, menos estável é o sistema em condições transitórias que ocorrem em locais críticos da rede. Com 45% de penetração fotovoltaica, o sistema entra em colapso após um curto-circuito trifásico devido à instabilidade do ângulo do rotor. Em pontos menos críticos, a estabilidade transitória melhora [41].

4.6. FLEXIBILIDADE

A produção e a carga precisam de ser equilibrados em todos os momentos. Enquanto que as flutuações de curto prazo no equilíbrio de potência são tratadas pelo suporte de frequência, as flutuações de longo prazo são normalmente tratadas por reservas reguladoras ou acompanhamento de carga. Antes de o aumento, da produção renovável intermitente, os operadores do sistema de energia precisavam de prever apenas a carga e ajustar a produção de acordo com o real valor do consumo.

O aumento da variabilidade (a rápida mudança no PV e eólica) e níveis de incerteza (o fato de que sua produção não pode ser perfeitamente prevista) exigiu um aumento nos requisitos de flexibilidade.

A flexibilidade pode ser fornecida tanto pelo lado da procura quanto pelo da oferta, tradicionalmente, a flexibilidade do sistema é medida através da disponibilidade da reserva operacional.

As reservas operacionais do sistema de energia podem ser classificadas com base nas condições de como eles são implantados, conforme mostra a (Figura 58). No entanto, as definições, classificação e exigências de reservas variam muito para diferentes tipos de utilização e países, e podem evoluir continuamente conforme as necessidades do sistema de energia [42].

As reservas operacionais são geralmente transacionadas nos mercados de eletricidade como serviços auxiliares. Por isso, ao analisar os requisitos de flexibilidade da penetração fotovoltaica normalmente leva também à análise dos impactos do PV no mercado de eletricidade.

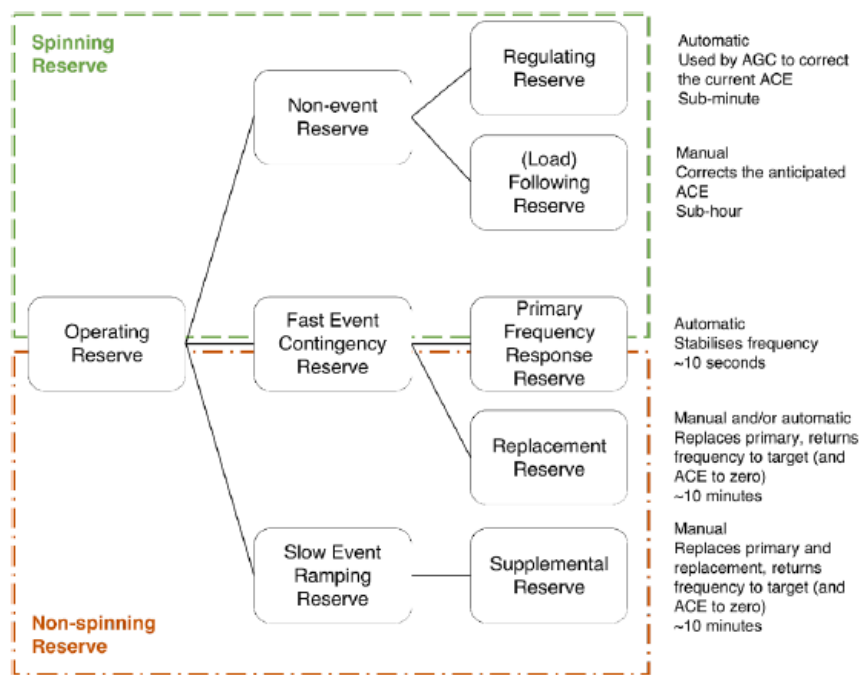


Figura 58 Classificação dos diferentes tipos de reserva [42].

A energia solar pode ter uma melhor correlação com a carga do que a energia eólica, e portanto não aumentar tanto a variabilidade da carga líquida, tornando-se mais fácil para integrar no sistema [43].

Em níveis de baixa penetração PV, a flutuação do mesmo, devido ao movimento das nuvens pode ser absorvido pelo mecanismo de seguimento de carga e reserva primária dos geradores tradicionais, no entanto com o aumento de penetração pode revelar-se insuficiente.

A curva de pato de Califórnia (Figura 59) é um exemplo perfeito de como a adoção de energias renováveis a grande escala acarreta os seus próprios problemas, quando o sol se põe, momento em que os geradores tradicionais de energia, vão ter de aumentar bruscamente a sua produção de energia, ainda que resolva outros.

Outro fator a ter em conta, tem a ver com os tempos de carga dos geradores de eletricidade tradicionais, pois para operar a um nível próximo da sua eficiência máxima, as centrais de gás, de carvão ou nucleares não podem aumentar ou reduzir a sua produção bruscamente.

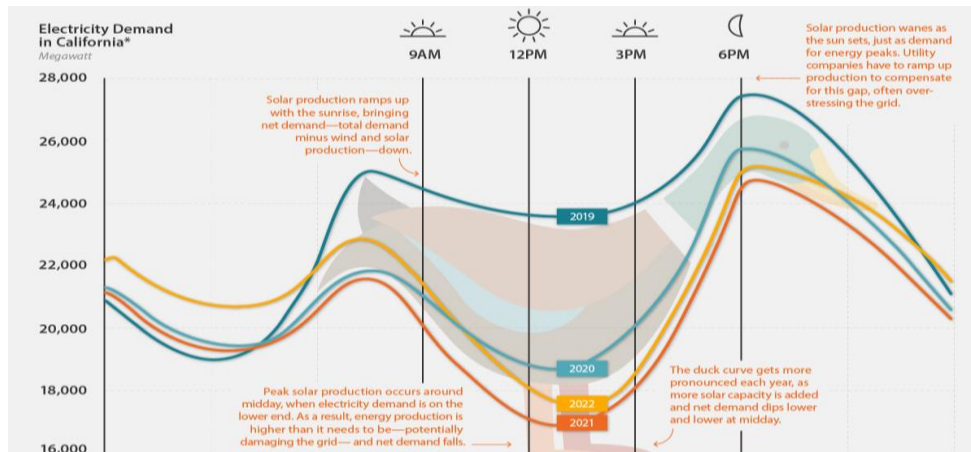


Figura 59 A curva de pato, na rede elétrica da Califórnia [44].

Num sistema de energia com menor flexibilidade, o aumento de carga pode exigir o uso de reservas de contingência, e na simultaneidade de eventos pode originar uma falta de reservas, levando a redução da confiabilidade do sistema [45].

Portanto, a flexibilidade é importante na integração do PV nos sistemas de energia. Questões como tamanho, local de implementação e topologia da rede vão afetar o nível dos requisitos de flexibilidade, assim, se não existir uma produção flexível o suficiente, por exemplo para os dominados produtores tradicionais, então os níveis de produção oriundos da energia fotovoltaica podem precisar de ser reduzidos/ajustados frequentemente [46].

4.7. LIMITES DE INTEGRAÇÃO FOTOVOLTAICA

À medida que a penetração fotovoltaica continua a aumentar e os impactos na qualidade de energia se tornam mais severos, é natural perguntar se haverá restrições técnicas que limitam a capacidade máxima permitida de PV.

Diferentes estudos realizados para estimar os níveis de penetração PV máxima, também conhecida como a capacidade de hospedagem, e que em simultâneo garanta o funcionamento adequado da rede, aponta que uma penetração PV abaixo dos 15% da carga não traz quaisquer impacto significativo [47].

Ao realizar uma análise aos limites de tensão e corrente descobriu-se que para quase todos os cenários de penetração PV, acima dos 30% e mesmo para casos de penetração na ordem dos 90%, nos Estados Unidos e Reino Unido, o aumento dos valores de tensão situava-se na casa dos 2 V, e portanto não seria um problema significativo [48].

Mas em sentido contrário, existem estudos que apontam que os problemas de tensão, seriam o fator limitante para a integração PV, motivados pelas características do local de instalação, podemos com 2,5% de penetração PV violar os limites de tensão da rede [49].

Na Dinamarca, consideraram três cenários para determinar a produção PV máxima numa rede de distribuição, onde a instalação de módulos PV uniformemente distribuídos ao longo da rede, no início da rede e final da mesma, e com penetrações PV de 130%, 205% e 81%, concluíram que a penetração PV máxima diminui com a distancia ao transformador [48].

Algumas simulações, realizadas para tipologias de rede residencial, e com o objetivo de analisar as variações de tensão, com implementação de sistemas PV de 2250W, e assumindo uma carga média de 500W, que os mesmos valores não iriam para além do desejado, mas que para potências PV na ordem dos 5000W, e a mesma instalada longe do transformador, elevaria os valores de tensão para níveis fora dos limites atuais [50].

Até a data, existem poucos estudos além do impacto dos limites de tensão para uma limitação efetiva da penetração PV, outro fator estudado recentemente foi o nível de harmônicos numa instalação PV. Em geral, e com o aumento de sistemas fotovoltaicos na mesma rede aumenta o valor da THD, e com 5 instalações de 330 kW, o valor de THD em alguns momentos do dia já ultrapassava o limite de 5% [51].

Em síntese, grande parte dos trabalhos e estudos realizados sobre o impacto dos sistemas fotovoltaicos tem o seu foco na rede de distribuição e limites de valores de tensão, ao nível das redes de transmissão de energia a grande preocupação é a crescente exigência com os níveis de flexibilidade.

Para conseguirmos uma maior flexibilidade, muitos consideram que deverá ser suportado por proprietários e operadores dos sistemas fotovoltaicos, o que tornará os sistemas menos rentáveis, mas que será necessário para mantermos os requisitos para as centrais de reserva lidarem com a variabilidade dos sistemas PV.

A distribuição geográfica, dos sistemas PV numa determinada região é importante para determinar o nível máximo de penetração PV, pois quanto mais próximos forem esses sistemas, maior será o nível de flutuação de energia, tendo em conta as atuais capacidades de reserva, na Tabela 28 são apontados os valores aceitáveis de penetração PV [52]

Tabela 28 Síntese dos valores máximos de penetração PV, Próprio.

Limite penetração	Fator limite
1,3%	Variações de potência durante a passagem de nuvens (Central PV).
5%	Taxa de rampa dos geradores durante a passagem de nuvens (Central PV).
5%	Perdas mínimas para o sistema distribuição.
6,3%	Variações de potência durante a passagem de nuvens, se o sistema PV está localizado em 10 km ² de área.
10%	Níveis de regulação de frequência vs custos
15%	Taxa de rampa dos geradores durante a passagem de nuvens (Sistemas PV distribuídos).
18,1%	Variações de potência durante a passagem de nuvens, se o sistema PV está localizado em 100 km ² de área.
33%	Sobretensões
35.8%	Variações de potência durante a passagem de nuvens, se o sistema PV está localizado em 1000 km ² de área.
40	Regulamentos de tensão.
Mínima carga PT	Sobretensões, assumindo a ausência de comutadores (LTCs) nos postos de transformação MT/BT

Se o sistema não tiver armazenamento, nem a possibilidade de deslocamento de cargas, e mesmo para um sistema de energia com 100% de flexibilidade (sem restrições de carga mínima), o valor de 40% de penetração PV parece ser o limite técnico para a produção de eletricidade (equivalente à capacidade PV de 3 vezes a carga de pico).

Sem novas medidas, como por exemplo, uma mudança no consumo de energia ou deslocamento de cargas, o aumento da penetração dos sistemas PV necessitará de uma especial atenção para o seu impacto nos sistemas de energia.

4.8. MEDIDAS PARA MINIMIZAR O IMPACTO DA INTEGRAÇÃO FOTOVOLTAICA

Em 2019, cerca de 73% da capacidade PV instalada na Europa estava conectada diretamente na rede de BT, da mesma forma com o esperado crescimento da capacidade de produção, resultante das políticas e apoios governamentais para a instalação ao nível residencial de novos sistemas PV [53].

Como resultado, temos assistido a um crescente impacto na deterioração da qualidade de energia nas redes de BT, especialmente nos níveis de flutuações de tensão, pressionando os padrões de rede estabelecidos.

Tradicionalmente, os problemas de qualidade de energia, como flutuações de tensão na rede de BT são tratados através do reforço da rede.

Um estudo sobre o impacto da produção PV, numa rede em BT, localizada na cidade de Utrecht, nos Países Baixos, foi recentemente publicado no “ *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*” onde mediante 3 cenários de penetração PV, 40%, 70% e 100%, respetivamente, quais seriam os reais efeitos nos valores de tensão, propondo 3 soluções para minimizar os mesmos. Nas (Figuras 60, 61 e 62) podemos observar os valores de tensão durante o dia, bem como a flutuação dos níveis de tensão, numa comparação direta com a quantidade de penetração PV, respetivamente.

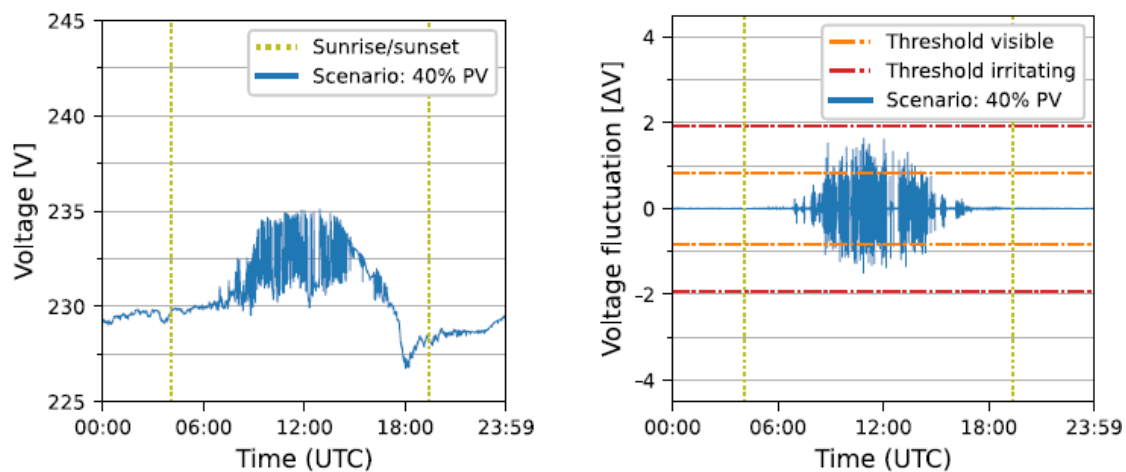


Figura 60 Níveis de tensão com uma penetração de 40% PV [54].

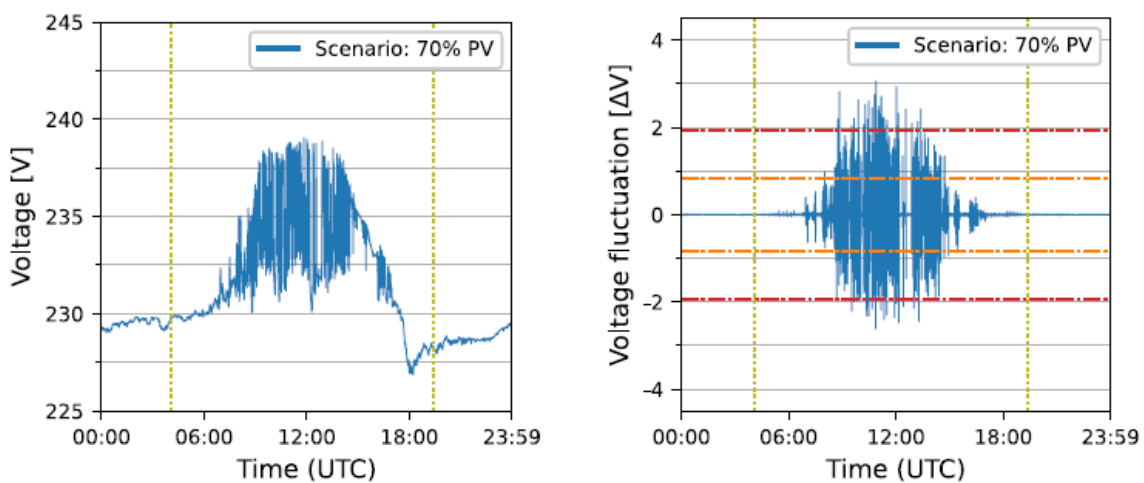


Figura 61 Níveis de tensão com uma penetração de 70% PV [54].

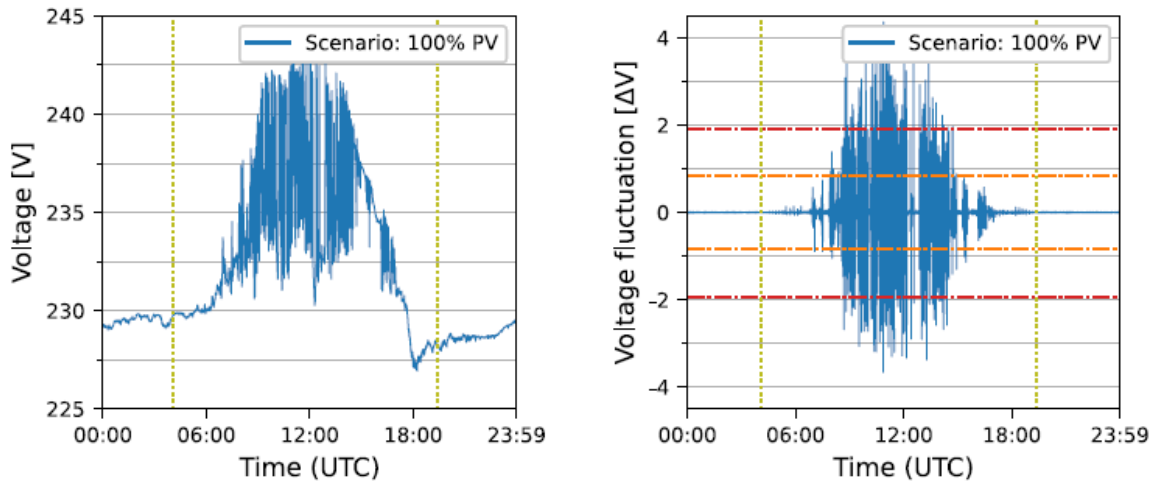


Figura 62 Níveis de tensão com uma penetração de 100% PV [54].

Inicialmente, foi pensado como estratégia a instalação de sistemas de armazenamento de energia, na rede de BT, este tipo de sistemas pode ser implementado na rede de forma modular e localizada, carregando e descarregando quando necessário, respondendo de forma rápida às mudanças repentinas de saída de potência do sistema PV, contribuindo de forma eficaz na mitigação dos valores de flutuação de tensão, devido ao seu tempo de resposta.

Sendo que, os mais recentes estudos apontam como melhor solução, a utilização de supercondensadores, ou um sistema híbrido com acumuladores e supercondensadores, que resulta numa maior densidade de potência, e tempo de resposta mais rápido, sendo a solução mais eficaz para mitigar os problemas de flutuações de tensão [55].

1. Supercondensadores

Com a utilização de supercondensadores conseguimos minimizar as flutuações de tensão, através da redução das mudanças abruptas da saída dos sistemas PV, isto resulta da capacidade do supercondensador poder armazenar temporariamente eletricidade que poderá ser devolvida à rede segundos antes ou durante um evento de rampeamento de energia, modelando a saída de potência do inversor, minimizando o dP e consequentemente o ΔV .

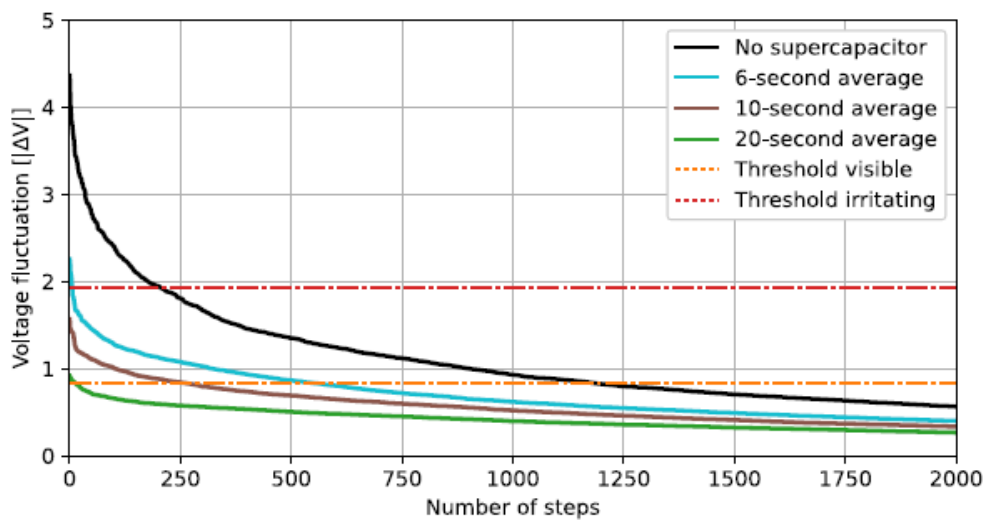
Uma grande vantagem da utilização dos supercondensadores é a sua fácil instalação, pela rede, no entanto para maximizar a sua eficácia é necessário uma previsão sobre as alterações esperadas de energia, por exemplo ter um supercondensador apenas carregado a

50%, para poder acomodar mudanças de energia nos dois sentidos, acarreta custos devido ao aumento capacidade necessária.

Assim, o enquadramento de supercondensadores para mitigar as flutuações de tensão causadas pelos sistemas PV, deverá ter em conta fatores como a capacidade de armazenar energia suficiente para um determinado período, além de que, a carga e descarga de energia deverá ser suficiente para acomodar as taxas de rampeamento destes sistemas de forma a suavizar a potência de saída.

Recomenda-se, que seja instalado um supercondensador por sistema PV e o mesmo seja colocado entre os módulos e o inversor, evitando assim, conversores e respectivas perdas de conversão, importante também referir que um supercondensador perde eficácia ao longo dos processos de carga e descarga, influenciado por inúmeros fatores como a resistência interna, tensão de operação, temperatura e tamanho.

O impacto da adoção de um supercondensador para cada sistema PV, na flutuação de tensão, foi analisado, utilizando 3 tipos de supercondensadores, com intervalos de utilização diferentes, respetivamente, 6, 10 e 20 segundos, a (Figura 63) apresenta os dados obtidos [54].



PV penetration level	Visible fluctuations [%]				Irritating fluctuations [%]			
	Without	6-s	10-s	20-s	Without	6-s	10-s	20-s
40%	0.96	0.02	0	0	0	0	0	0
70%	4.26	1.06	0.19	0	0.37	0	0	0
100%	7.37	3.48	1.66	0.09	1.27	0.04	0	0

Figura 63 Flutuações, níveis de penetração PV e utilização SC [54].

Os resultados apontam que para uma penetração até 40% um supercondensador, com uma janela de operação de 6 segundos é suficiente, acima de 70% de penetração é aconselhável a utilização de um supercondensador de 20 segundos.

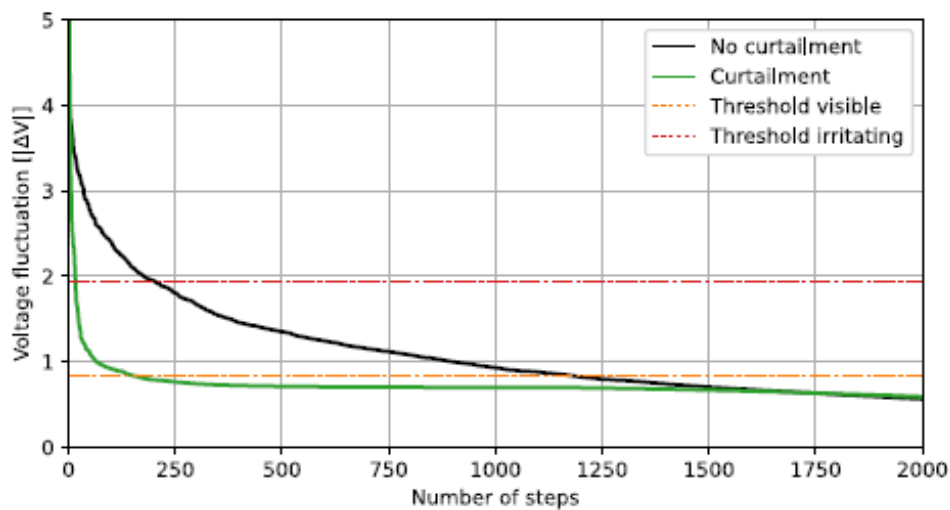
Estes resultados, mostram a superioridade de um supercondensador ser capaz de suavizar a potência PV durante um período de até 20 segundos, mostrando que poderá ser a tecnologia atual, mais eficaz para suavizar as flutuações de tensão.

2. Redução da energia ativa

A redução da potência ativa, visa evitar a ocorrência flutuações de tensão limitando a saída de potência ativa de um sistema PV através do inversor. O objetivo da redução é suavizar o perfil PV de saída de potência, limitando assim as mudanças repentinas no perfil da rede.

Para a implantação da redução da potência ativa, o perfil de tensão na rede de BT, tem de ser monitorizado continuamente. Caso o perfil de tensão resulte numa flutuação de tensão que exceda o limite predefinido é ativado a redução de potência ativa do inversor.

O impacto da adoção, da redução da potência ativa na flutuação de tensão foi analisado para os 3 cenários de penetração, tendo se obtido os resultados constantes na (Figura 64).



PV penetration level	Cumulative curtailed [%]	Visible fluctuations [%]		Irritating fluctuations [%]	
		No curtailment	Curtailed	No curtailment	Curtailed
40%	0.51	0.96	0.01	0	0.01
70%	1.45	4.26	0.33	0.37	0.04
100%	2.26	7.37	1.01	1.27	0.10

Figura 64 Flutuações, níveis de penetração PV com redução PA [54].

As simulações apontam que a redução de potência ativa, para o controlo das flutuações dos níveis de tensão é uma medida eficaz, pois diminui drasticamente a quantidade de ocorrências para qualquer nível de penetração, mesmo na presença de um cenário de 100% de penetração a redução máxima de energia, ronda os 2,3% da produção total diária.

3. Reforço da rede

O reforço da rede em BT, visa diminuir os valores de resistência dos cabos, fortalecendo assim a capacidade da rede, tornando o sistema menos vulnerável às variações de potência de saída dos sistemas PV, e por consequência diminuir o número de ocorrências de flutuação de tensão.

A substituição dos cabos da rede de BT, normalmente *4x25mm* por *4x150mm* é considerada a mais viável, em comparação com a reestruturação do layout de uma malha em área urbana, esta aplicação específica é considerada porque mostra um grande potencial técnico de reforço da rede [56].

O impacto da adoção do reforço da rede como medida para mitigar os valores de flutuação de tensão para os 3 cenários de penetração, tendo se obtido os resultados constantes na (Figura 65).

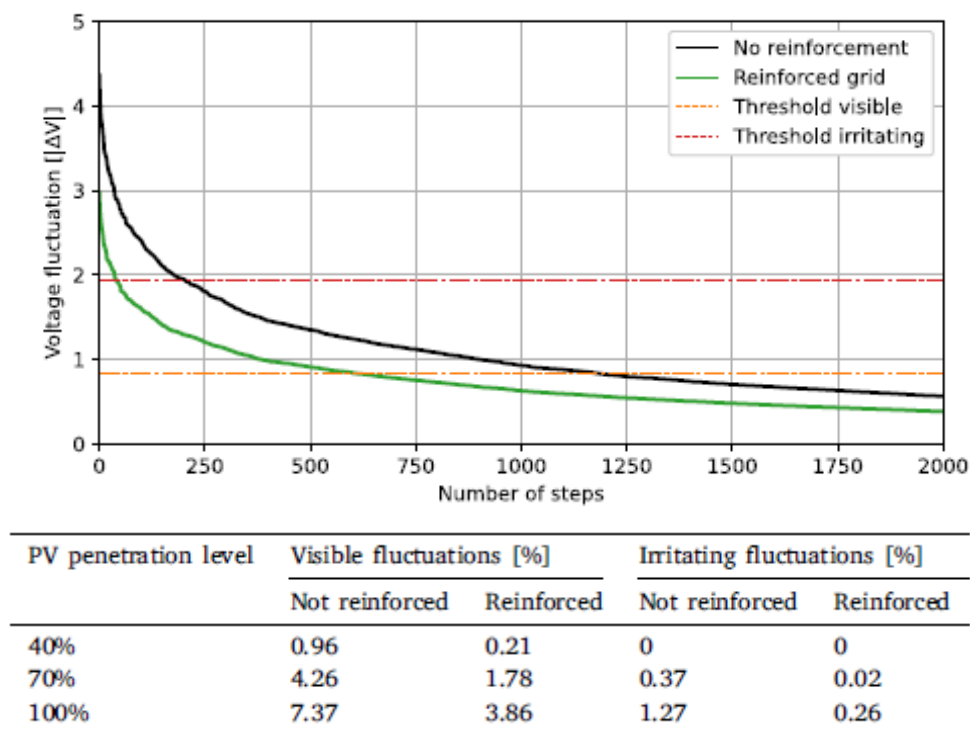


Figura 65 Flutuações, níveis de penetração PV com reforço rede [54].

Os resultados mostram que através do reforço da rede, uma parte substancial das flutuações de tensão em cada cenário é mitigada, no entanto fica a dúvida até que ponto a medida é realmente eficaz, visto que aparentemente o reforço da rede passa por ser uma solução temporária, mas insuficiente para o aumento previsto da penetração PV.

4. Comparação entre soluções

Em seguida, as (Figuras 66a 66b, 67c e 67d) mostram-nos os resultados obtidos para um cenário de penetração PV de 100% sem medidas, de seguida com a utilização da redução da potência ativa e por fim com o reforço da rede e supercondensadores.

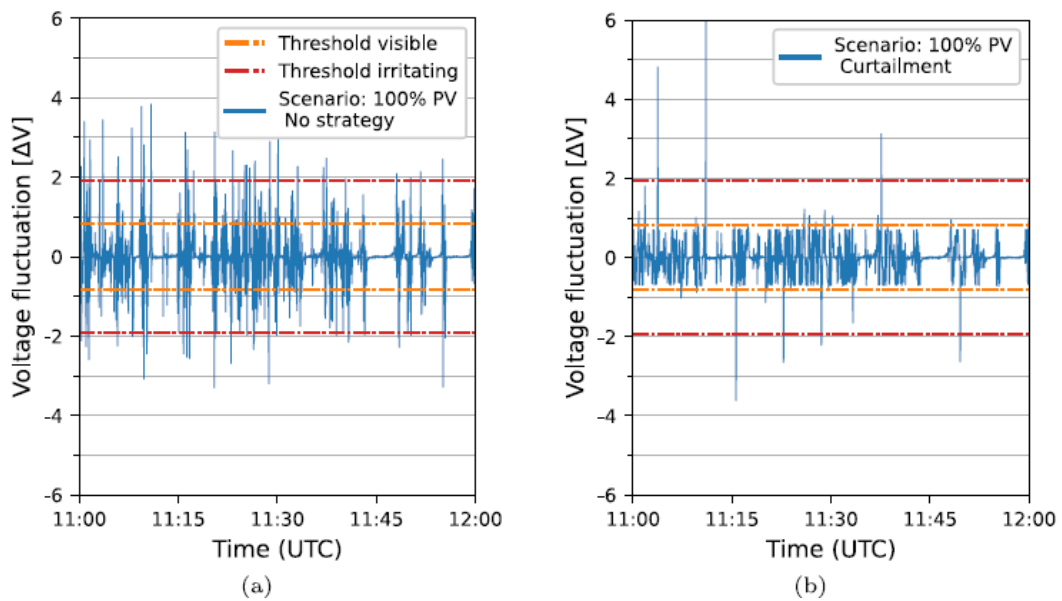


Figura 66 Perfil de flutuações tensão sem medidas e redução PA [54].

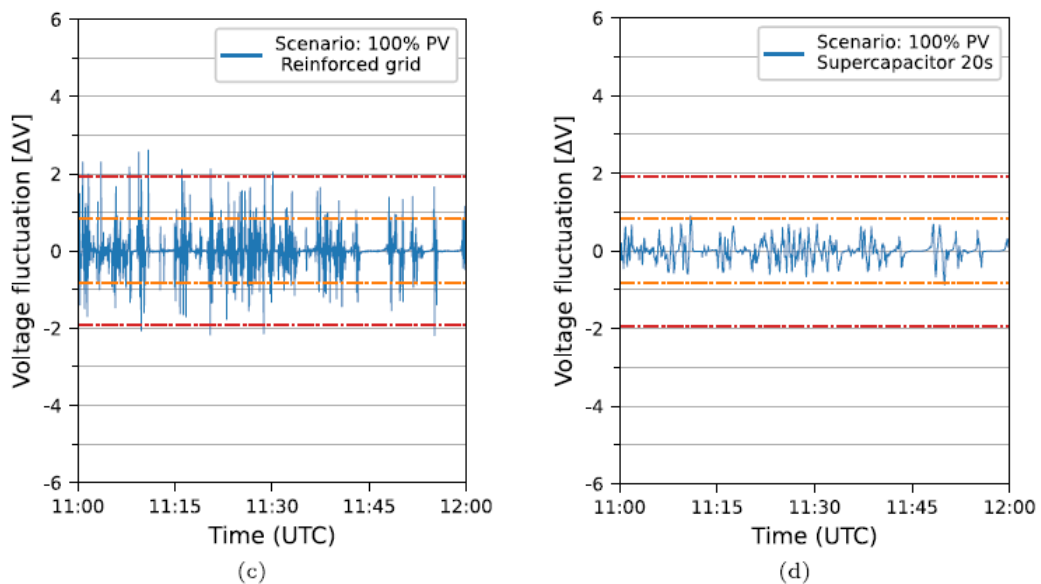


Figura 67 Perfil de flutuações tensão com reforço rede e SC [54].

Os resultados mostram um aumento do número de ocorrências de flutuações de tensão na rede de BT, provocada pelo aumento da penetração dos sistemas PV, embora não sejam observadas flutuações problemáticas no momento atual, as flutuações de tensão estão a crescer em número e em magnitude em todos os cenários de penetração, mais especificamente em níveis superiores a 40% de penetração PV.

Todas as três técnicas de regulação propostas são capazes de diminuir a magnitude das flutuações de tensão, e com isso, o limiar do número de flutuações problemáticas, mas a partir dos resultados obtidos, podemos concluir que o recurso a supercondensadores é o tipo de regulação preferível, além de que, com a sua utilização conseguimos suavizar o perfil de saída de potência do inversor PV, reduzindo muito o número e a magnitude de todas as flutuações de tensão.

Como segunda opção, podemos optar pela redução da potência ativa, uma vez que se mostra também eficaz na redução de ocorrências de flutuações de tensão, no entanto a sua aplicação está dependente de vários upgrades na própria rede de BT.

Por fim, o reforço de rede não se mostra uma opção viável ou adequada, uma vez que a redução observada nas flutuações é relativamente limitada, especialmente à medida que a taxa de penetração fotovoltaica cresce.

A Tabela 29, mostra os requisitos e consequências da adoção de cada estratégia para mitigar os problemas de flutuação de tensão.

Tabela 29 Requisitos e consequências da adoção de cada estratégia, Próprio.

Técnica de regulação	Requisitos para implementar	Consequências adoção
Supercondensadores	<ol style="list-style-type: none"> 1. Instalação de um supercondensador por sistema PV; 2. Necessidade de previsão (<20s) potência PV. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Redução em 2% da produção total do sistema PV, assumindo que a eficiência do SC é de 98%; (<i>perda energia</i>) 2. Necessidade de algoritmo para previsão da saída de potência PV; (<i>técnico</i>) 3. Custo associado à instalação do SC por sistema PV. (<i>económico</i>)

<p>Redução potência ativa</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Necessidade medidor inteligente bidirecional por instalação PV; 2. Necessidade de previsão (<20s) potência PV. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Perda de energia, devido à redução de potência ativa; (<i>perda energia</i>) 2. Os níveis de tensão, produção e consumo têm de ser monitorizados, necessidade de algoritmo para a previsão de saída de potência PV; (<i>técnico</i>) 3. Custos associados à instalação de inversores e medidores inteligentes, custo associado a sistemas informáticos para simulação e backup de dados. (<i>económico</i>)
<p>Reforço da rede</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Substituição dos cabos da rede BT. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Elevados custos, associados à substituição dos cabos. (<i>económico</i>)

5. ANÁLISE DE SOBREINTENSIDADES NOS SISTEMAS ELÉTRICOS DE ENERGIA NA PRESENÇA DE PRODUÇÃO DISTRIBUÍDA POR SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Nesta seção, pretende-se realizar uma simulação e análise em software ETAP, relativa ao estudo e impacto das correntes de curto-circuito em diversos pontos da rede afeta à empresa CP – Comboios de Portugal, Manutenção Norte - Contumil, com e sem a presença do sistema de produção fotovoltaica e de carregamento de veículos elétricos, fazendo uma comparação dos valores de corrente CC entre a situação atual, sem penetração PV e com a integração do sistema PV e carregamento de veículos elétricos.

5.1. INTRODUÇÃO

Um sistema de energia opera normalmente em condições balanceadas, mas quando ocorre por exemplo uma falha de isolamento ou erro humano, pode originar o surgimento de elevados níveis de corrente, ao que se denomina, correntes de curto-circuito (ICC) o que pode levar o mesmo a operar de forma anormal.

De acordo, com a definição apresentada na IEC-60909, “*Curto-circuito é o percurso acidental ou intencional, de baixa impedância, entre duas ou mais partes condutoras onde o potencial entre elas é forçado a ser igual ou próximo a zero*”.

Um curto-circuito (CC) pode ocorrer entre as 3 fases, entre as 3 fases e a terra, ou ambas. Podem também ocorrer entre apenas uma fase e a terra, entre 2 fases e 2 fases e a terra, o CC trifásico que afeta simultaneamente as 3 fases é o único CC balanceado, como demonstra a (Figura 68).

Os termos “simétrico” e “assimétrico” designa a forma como a amplitude da corrente se apresenta ao longo da permanência do defeito em relação ao eixo dos tempos, isto é, se a amplitude da corrente de curto-circuito se apresentar de forma simétrica relativamente ao referido eixo, estaremos perante uma corrente de curto-circuito simétrica. Por outro lado, se a forma de onda da corrente se apresentar com mais presença em um dos lados (positivo ou negativo) estaremos na presença de uma corrente de curto-circuito assimétrica.

A assimetria da forma de onda da corrente curto-circuito depende fundamentalmente da presença de uma componente contínua na corrente de curto-circuito, que por sua vez depende essencialmente do momento em que ocorre o curto-circuito.

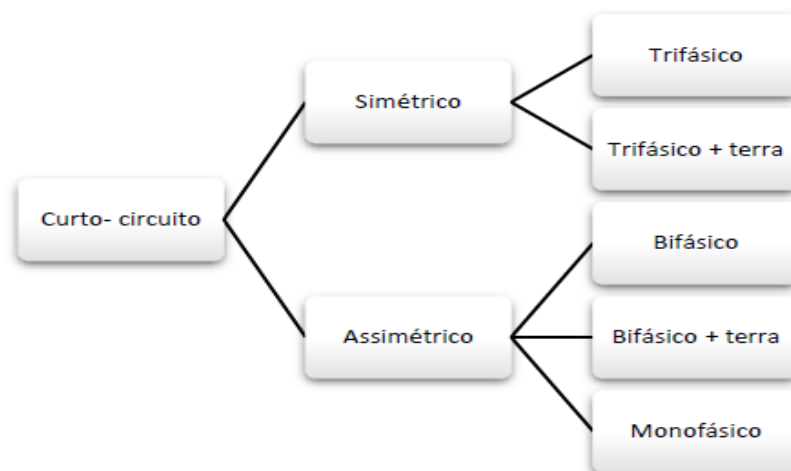


Figura 68 Tipos de curto-circuito [57].

A presença da componente contínua acarreta um aumento significativo do valor de pico das primeiras alternâncias da corrente de curto-circuito, o qual pode atingir na primeira $1,8 \cdot \sqrt{2} = 2,55$ vezes o valor eficaz da componente alternada.

A magnitude da corrente de curto-circuito (máxima ou mínima) num sistema trifásico em um qualquer ponto rede, depende primeiramente da configuração da rede, dos geradores e motores em operação e em segundo lugar do estágio de operação no momento imediatamente antes da ocorrência do curto-circuito.

Nos sistemas de corrente alternada, a maior contribuição para a corrente de curto-circuito tem origem nos geradores e nos motores síncronos e de indução. No momento da ocorrência do curto-circuito os motores síncronos e de indução funcionarão como gerador e fornecerão corrente ao curto-circuito. Os principais componentes que pela sua impedância limitam as correntes de curto-circuito são os transformadores, as linhas e os cabos.

Assim, torna-se necessário a implementação de medidas preventivas, como o correto dimensionamento de dispositivos de proteção e seccionamento para isolar e proteger equipamentos e pessoas dos efeitos causados por este tipo de ocorrências. Por exemplo o cálculo do (ICC máx) é necessário para determinar o valor do poder de corte do equipamento de proteção.

Na grande maioria dos casos, dependendo da finalidade do estudo ou instalação, não são necessário cálculos exaustivos que contemplem a determinação das correntes de curto-circuito em função do tempo (desde o momento inicial até ao momento final do evento). De uma forma geral, quando se calcula as correntes de CC procura-se apenas obter a:

1. Corrente máxima de curto-circuito, valor que determina a capacidade dos equipamentos a instalar.
2. Corrente mínima de curto-circuito, que poderá ser por exemplo, a base para a seleção de fusíveis e a parametrização de proteções elétricas.

Assim, para que tal fosse possível, foi necessário primeiramente implementar a modelização da rede de distribuição elétrica base da empresa em software ETAP. Só depois da rede encontrar-se modelizada e parametrizada é que torna possível a determinação dos valores de correntes de CC.

A modelização e parametrização foi realizada em conformidade com a norma IEC 60909-0:2016 – “*Short-circuit currents in three-phase a.c. systems - Part 0: Calculation of currents*”.

5.2. DESCRIÇÃO GERAL PROCESSO CÁLCULO

Da norma IEC, para o cálculo da corrente de curto-circuito, temos:

1. Uma fonte de tensão equivalente no local da ocorrência do curto-circuito, que será única fonte presente no sistema, as restantes são curto-circuitadas. A fonte equivalente é dada pela expressão 35;

$$\frac{c U_n}{\sqrt{3}} \quad (35)$$

2. Um fator de tensão “c” é usado para ajustar o valor da fonte equivalente de tensão, seja para o cálculo do ICC máx. ou ICC mín., ver (Figura 69);

Nominal system voltage U_n	Voltage factor c for the calculation of	
	maximum short-circuit currents c_{\max}^a	minimum short-circuit currents c_{\min}
Low voltage 100 V to 1 000 V (IEC 60038:2009, Table 1)	1,05 ^c 1,10 ^d	0,95 ^e 0,90 ^d
High voltage ^b >1 kV to 230 kV (IEC 60038:2009, Tables 3, 4)	1,10	1,00
High voltage ^{b, e} > 230 kV (IEC 60038:2009, Table 5)	1,10	1,00

^a $c_{\max} U_n$ should not exceed the highest voltage U_m for equipment of power systems.
^b If no nominal system voltage is defined $c_{\max} U_n = U_m$ or $c_{\min} U_n = 0,90 \cdot U_m$ should be applied.
^c For low-voltage systems with a tolerance of $\pm 6\%$, for example systems renamed from 380 V to 400 V.
^d For low-voltage systems with a tolerance of $\pm 10\%$.
^e For nominal system voltages related to $U_m > 420$ kV, the voltage factors c are not defined in this standard.

Figura 69 Fatores de tensão [58].

3. Todos os equipamentos são representados pelas suas impedâncias, a impedância dos transformadores é relativa à “tap” principal;
4. As impedâncias do sistema são consideradas na componente simétrica, mesmo nos casos assimétricos;

5. Não são considerados capacitâncias de linhas, admitâncias de shunt e cargas não rotativas;
6. Para um curto-circuito distante do gerador, os cálculos assumem que o valor do estado estacionário da corrente de curto-circuito é igual à corrente de curto-circuito simétrica inicial e apenas o componente contínua decai para zero. No entanto, para um curto-circuito próximo do gerador, os cálculos contam para o decaimento em ambas as componentes, contínua e alternada;
7. As relações de (R/X) determinam as taxas de decaimento para ambas as componentes, e que valores são tomados para gerador e cargas próximos ao curto-circuito.

A corrente simétrica inicial de curto-circuito (I''_k) é o valor eficaz da componente simétrica alternada duma corrente de curto-circuito presumida no instante da ocorrência do curto-circuito, considerando que a impedância conserva o seu valor inicial.

8. O cálculo da corrente (I''_k), é então calculado, utilizando a expressão 36, com a aplicação da fonte de tensão equivalente, com o fator “c” de acordo com a (Figura 67), e a impedância equivalente (Z_k), no local do curto-circuito.

$$I''_k = \frac{CV_n}{\sqrt{3Z_k}} \quad (36)$$

A corrente de pico (I_p), é o valor instantâneo máximo possível da corrente de curto-circuito presumida. Pode ser determinada adicionando o contributo individual de cada uma das fontes, separadamente.

9. O cálculo da corrente (I_p) é então calculado, utilizando a expressão 37, onde “k” é dado em função da relação de R/X ou X/R no local do defeito e pode ser calculado utilizando a expressão 38.

$$I_p = \sqrt{2} \ k I''_k \quad (37)$$

$$k = 1,02 + 0,98 e^{-3\frac{R}{X}} \quad (38)$$

O valor de pico total da corrente de curto-circuito (I_{pt}) é dada pela soma da contribuição de fontes individuais e calculada de acordo com a expressão 39.

$$I_{pt} = I_{p1} + I_{p2} + \dots + I_{pn} \quad (39)$$

A determinação do fator de crista depende se a corrente de defeito vem de percursos “não emalhados” ou “emalhados”. A norma fornece três métodos para o cálculo do fator “k”, para percursos de corrente emalhados:

- Método A: **Proporção uniforme R/X**, o valor é determinado através do menor rácio de R/X de todos os ramos da rede. Os ramos da rede contém cerca de 80% da corrente e tensão nominal correspondente ao local do curto-circuito. Por exemplo para rede em BT considera-se um $k \leq 1,8$.
- Método B: **Locação R/X**, é determinado do rácio R/X obtido da impedância complexa no local do curto-circuito. Neste método é utilizado um fator de segurança de 1,15 para levar em consideração os diferentes rácios R/X em ramos paralelos.
- Método C: **Frequência equivalente**, κ é calculado através de um equivalente de frequência sendo κ determinado recorrendo ao rácio R/X calculado de acordo com a expressão 40. X_c e R_c são determinados para a frequência f_c igual a 20Hz num sistema a 50Hz.

$$\frac{R}{X} = \frac{R_c}{X_c} \cdot \frac{f_c}{f} \quad \frac{X}{R} = \frac{X_c}{R_c} \cdot \frac{f}{f_c} \quad (40)$$

Num curto-circuito, “longe” dos geradores, o valor eficaz da corrente inicial simétrica de curto-circuito mantém-se constante, é aproximadamente igual ao valor da corrente simétrica de curto-circuito de corte, I_b , expressão 41.

$$I_b = I''_k \quad (41)$$

Os curto-circuitos, “perto” dos geradores, considera o decréscimo da componente alternada da corrente inicial simétrica de curto-circuito no cálculo subsequente das correntes de curto-circuito.

As correntes de curto-circuito em regime permanente para os geradores “perto” do curto-circuito têm uma magnitude menor do que as correntes iniciais simétricas de curto-circuito. As correntes de corte são, por sua vez, menores em magnitude do que as correntes iniciais de curto-circuito.

Assim, para os curto-circuitos perto do gerador, I_b é obtido pela combinação das contribuições de cada máquina. As expressões 42 e 43 permitem obter o valor para máquinas síncronas e assíncronas, respetivamente.

$$I_b = \mu I''_k \quad (42)$$

$$I_b = \mu q I''_k \quad (43)$$

Onde, μ e q são fatores a ter em conta para o decaimento da componente alternada.

A corrente de corte depende do tempo de separação dos contatos do dispositivo de proteção ou da temporização mínima “ t_{min} ” nos termos da norma IEC60909 e que é representado pelo fator μ . O fator μ também depende da relação entre a corrente de curto-circuito inicial do gerador e da sua corrente nominal.

A componente contínua, da corrente de curto-circuito, para o tempo de atraso mínimo de um dispositivo de proteção é calculado com base na corrente de curto-circuito simétrico inicial e a relação X/R . Podemos ver através da expressão 44.

$$I_{dc} = I''_k \times \sqrt{2} \times \exp\left(\sqrt{\frac{2 \pi f t_{min}}{\frac{X}{R}}}\right) \quad (44)$$

Onde, f é a frequência do sistema.

A corrente de curto-circuito permanente (I_k) é o valor eficaz da corrente de curto-circuito que se mantém após a extinção dos fenómenos transitórios. O cálculo desta corrente é menos preciso do que o cálculo da corrente de curto-circuito inicial (I''_k).

A corrente de curto-circuito permanente, “ I_k ” é uma combinação das contribuições dos geradores síncronos e da própria rede elétrica. A expressão 45 e 46 permite-nos obter o valor de “ I_k ” para cada gerador síncrono.

$$I_{kmax} = \lambda_{max} I_{rG} \quad (45)$$

$$I_{kmin} = \lambda_{min} I_{rG} \quad (46)$$

Onde, λ é em função da tensão de excitação do gerador, relação entre a corrente simétrica inicial de curto-circuito e a corrente nominal, outros parâmetros do gerador, e I_{rG} , corrente nominal do gerador.

5.3. SOFTWARE ETAP

O ETAP é um software para projeto orientado a modelação, simulação e operação em tempo real de sistemas de energia elétrica. As principais ferramentas de modelagem permitem criar, configurar, personalizar e gerenciar de maneira rápida e fácil um modelo de sistema elétrico, utilizando como referência para o método de cálculo a IEC-60909 e bem como o total cumprimento das normas IEC indicadas na Tabela 30.

Tabela 30 Normas IEC para curto-circuito, ETAP.

IEC 62271-100	High-Voltage Switchgear and Controlgear, Part 100: High-Voltage Alternating-Current Circuit Breakers
IEC 62271-200	High-Voltage Switchgear and Controlgear, Part 200: AC Metal-Enclosed Switchgear and Controlgear for Rated Voltages Above 1 kV and up to and including 52 kV
IEC 62271-203	High-Voltage Switchgear and Controlgear, Part 203: Gas-Insulated Metal-Enclosed Switchgear for Rated Voltages Above 52 kV
IEC 60282-2	High-Voltage Fuses, Part 2: Expulsion Fuses
IEC 60909-0	Short Circuit Currents in Three-Phase AC Systems, Part 0: Calculation of Currents Edition 2.0 2016-01
IEC 60909-1	Short Circuit Currents in Three-Phase AC Systems, Part 1: Factors for the Calculation of Short Circuit Currents According to IEC 60909-0
IEC 60909-2	Electrical Equipment – Data for Short Circuit Current Calculations in Accordance with IEC 909
IEC 60909-4	Short Circuit Currents in Three-Phase AC Systems, Part 4: Examples for the Calculation of Short Circuit Currents
IEC 60947-1	Low Voltage Switchgear and Controlgear, Part 1: General Rules
IEC 60947-2	Low Voltage Switchgear and Controlgear, Part 2: Circuit Breakers
IEC 61363-1	Electrical Installations of Ships and Mobile and Fixed Offshore Units, Part 1: Procedures for Calculating Short Circuit Currents in Three-Phase AC
IEC 60781	Application guide for calculation of short circuit currents in low-voltage radial systems

✓ Rede elétrica Manutenção Norte – Contumil

A realização do estudo das correntes de curto-circuito no âmbito deste trabalho, tinha como objetivo, numa primeira fase, a modelização da rede elétrica base da empresa CP – Comboios de Portugal, E.P.E em *software* ETAP (versão 19.0.1).

Tal como referido, a rede elétrica base foi concebida com recurso ao *software* ETAP sob a forma de diagrama unifilar, onde foram considerados e parametrizados os dados dos equipamentos, de acordo com os dados disponíveis nos arquivos da empresa ou de acordo com valores recomendados pela IEC-60909-0 dos seguintes tipos de equipamentos:

- Fonte externa EDP;
- Transformador de potência;

- Disjuntores MT e BT;
- Cabos elétricos de distribuição;
- Sistema fotovoltaico;
- Sistema de carregamento de VE.

Em grande parte, a rede elétrica da empresa, tem origem nos anos 90, e como tal nem sempre foi possível obter-se a informação total ou suficientemente detalhada e nessas situações recorreu-se às referências da IEC-60909-0.

✓ Diagrama unifilar e configuração parâmetros

Para tornar possível, a realização da determinação das correntes de CC propostas neste capítulo, foi necessário primeiramente criar o diagrama base unifilar da rede elétrica da empresa, elemento a elemento no modo de “Edição” (Figura 70) do ETAP. Os componentes são inseridos a partir de uma barra de componentes, localizada ao longo da lateral direita da área de trabalho.

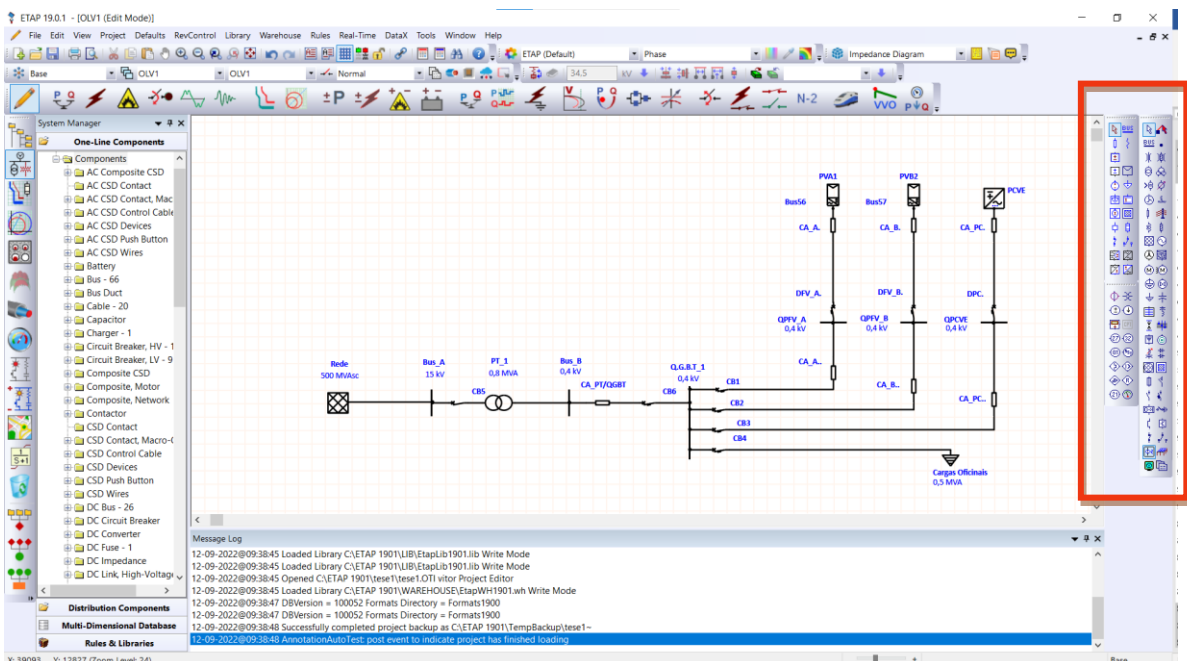


Figura 70 Software ETAP, em modo Edição [59].

A configuração de cada componente foi executada em janelas de edição individuais próprias para o efeito. Como exemplo, nas (Figuras 71 e 72). Na (Figura 73) pode-se visualizar a configuração dos parâmetros do campo fotovoltaico no *software* ETAP.

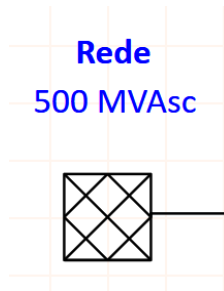


Figura 71 Representação no software, fonte alimentação externa (Rede) [59].

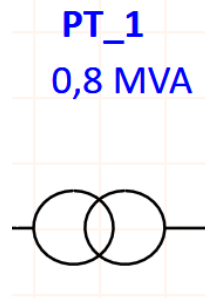


Figura 72 Representação no software, transformador MT/BT [59].

PV Array Editor - PVA1

Info **PV Panel** PV Array Inverter Physical Time Domain Remarks Comments

Rating

Power	Tol. P	
550	5	
Vmp	Voc	% Eff
41,96	49,9	
Imp	Isc	% Fill Factor
13,11	14	78,73

Performance Adjustment Coefficients

Temperature	Alpha Isc	Beta Voc
	0,045	-0,275
Irradiance	Delta Voc	
	0	

Base

Temp
25
Irrad
1000
NOCT
45

Library...

P-V Curve

Power (W) vs Voltage (V)

I-V Curve

Current (A) vs Voltage (V)

Print

Print

PVA1

OK Cancel

Figura 73 Definição dos parâmetros do campo PV [59].

Muitos dos equipamentos podem ser encontrados na “library” do ETAP. Nessas situações a parametrização é realizada automaticamente com dados do próprio fabricante do equipamento, como mostra a (Figura 74).

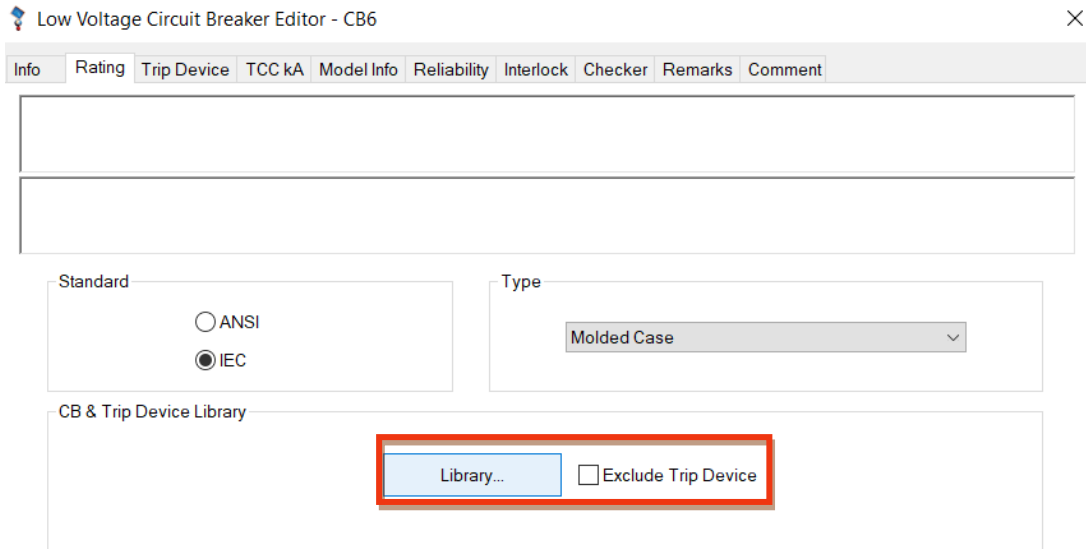


Figura 74 Procura de equipamentos pré-configurados [59].

Nas situações, em que o elemento/equipamento elétrico não existe na “library”, o ETAP permite a sua criação, edição e adição à referida lista. A adição de novos equipamentos ou elementos permite maximizar o número de equipamentos em função das nossas necessidades, permitindo obter uma configuração de rede próxima da real.

Por fim, e de forma a obtermos os dados relativos à corrente de curto-circuito, temos a configuração no editor do software (Figura 75), a definição de parâmetros de cálculo no editor de configuração “*Short Circuit Study Case*” é de acordo com o seguinte:

- Cálculo realizado de acordo com a norma IEC-60909;
- Definição do fator “c” de acordo com tabela 1 da IEC-60909;
- A correção da impedância de transformadores, é selecionado o valor 1,05 por corresponder à tolerância da rede em estudo;
- Método de cálculo da relação R/X (a IEC-60909-0 recomenda a utilização do método C).

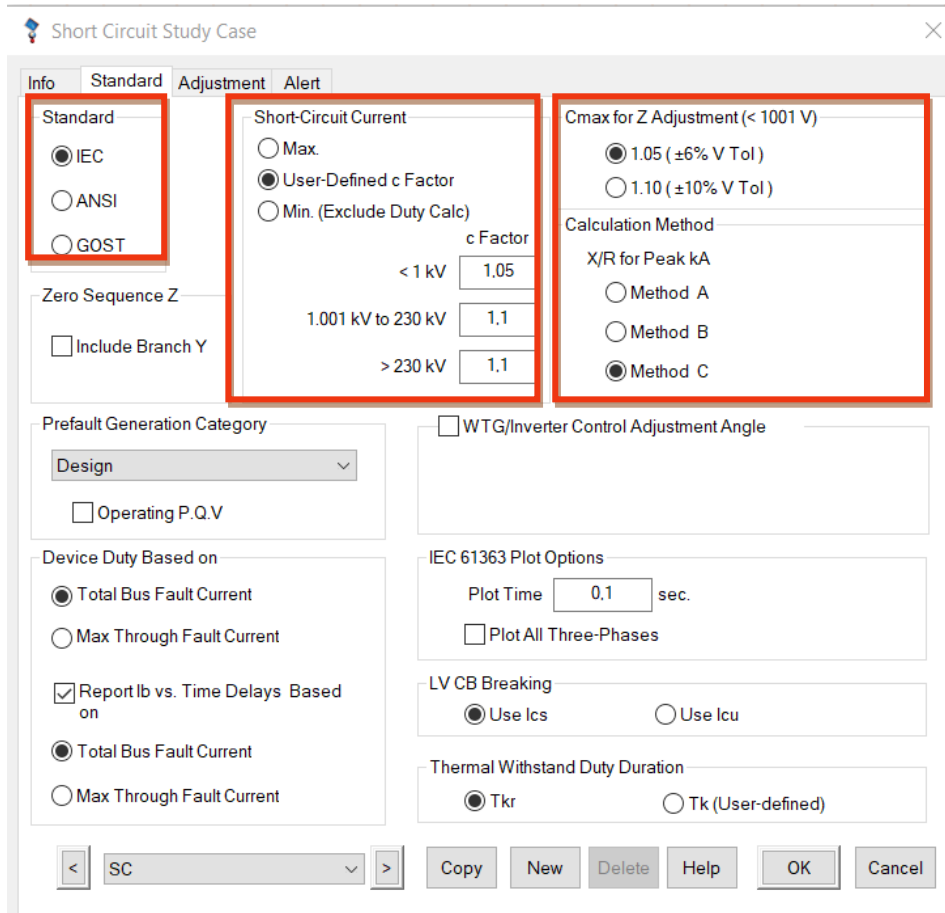


Figura 75 Edição para análise da corrente CC [42].

O aspeto geral do diagrama da nossa rede, já com a atualização da implementação dos dois campos fotovoltaicos e o posto de carregamento de veículos elétricos, pode ser analisado na (Figura 76), com fluxo de potência.

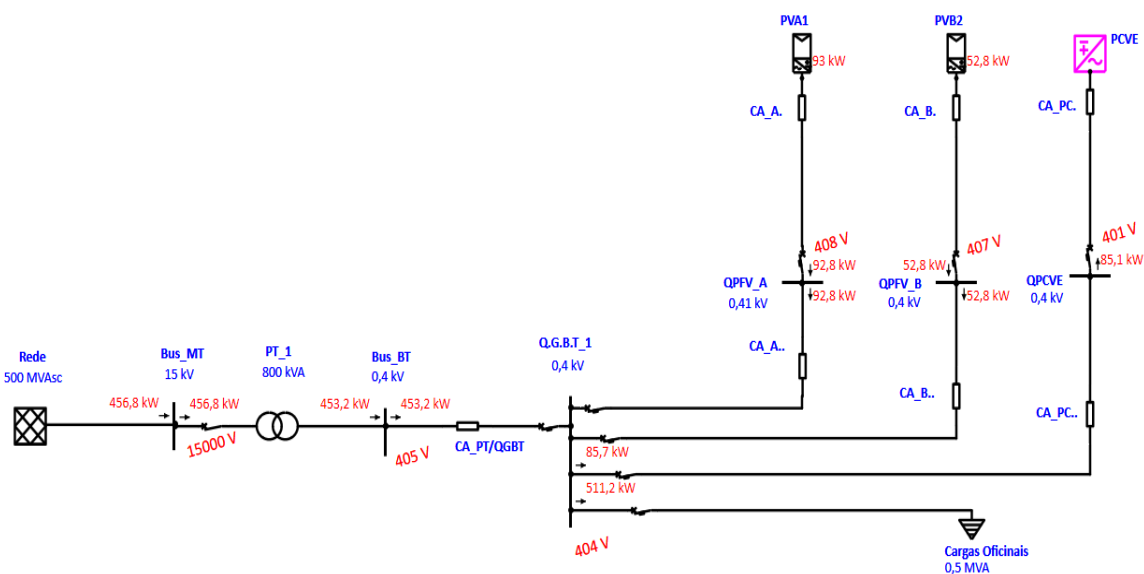


Figura 76 Fluxo de potência rede da empresa [42].

✓ Modo simulação

O modo simulação, é inicializado pela seleção no modo “short-circuit” (Figura 77), na opção “Run 3-phase device duty (IEC-60909)” (Figura 77). O grafismo dos diagramas unifilares modelizados no software, animam de forma semelhante à apresentada à (Figura 78) e é exibido o valor calculado das correntes de curto-circuito “ I_p ” ou “ I_k ”, para a nossa rede elétrica, junto aos barramentos do diagrama. O valor que é mostrado é selecionado pelo utilizador, numa janela própria. É ainda possível verificar na (Figura 78) de que forma a corrente de CC flui no circuito.

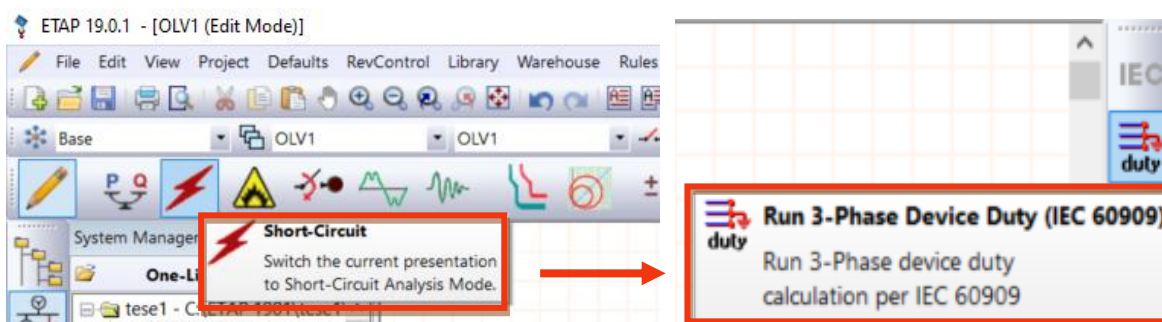


Figura 77 Opção de cálculo para o cálculo do curto-circuito [42].

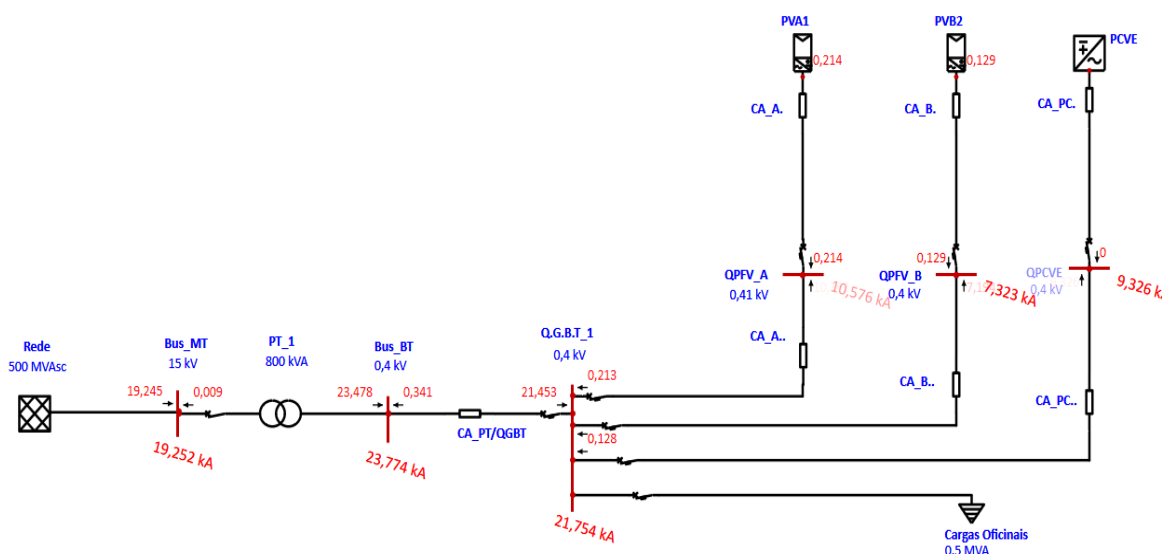


Figura 78 Fluxo da corrente CC na rede da empresa [42].

No exemplo da (Figura 78), é possível verificar-se o diagrama da rede da empresa, com os respetivos contributos para a corrente de curto-circuito em cada um dos barramentos, desde a entrada no barramento de MT até ao barramento do fotovoltaico.

Todos os detalhes podem ser consultados no “ANEXO - J: Short-circuit report”

5.4. ANÁLISE DAS SOBREINTENSIDADES DA REDE EM ESTUDO

O ETAP tem uma opção que permite selecionar uma janela designada por “Short Circuit Duty Analyzer” semelhante à apresentada na (Figura 79), que nos permite a opção do ponto de cálculo de acordo com o tipo de equipamento e corrente de curto-circuito a apresentar, neste caso o nosso estudo vai incidir sobre como o aumento da penetração PV afeta os valores da corrente de curto-circuito, nos diversos pontos da rede.

Para obter os dados, que nos permitam fazer uma comparação, entre os diferentes cenários, iremos realizar 4 simulações distintas:

1. Simulação da instalação atual, sem fotovoltaico;
2. Simulação da instalação prevista, com fotovoltaico a 20%;
3. Simulação com fotovoltaico a 50%;
4. Simulação com fotovoltaico a 100%.

O software disponibiliza também ao utilizador um modo para obter um relatório, com os valores de curto-circuito para cada um dos seguintes pontos:

- Barramento MT e BT;
- Disjuntores MT e BT.

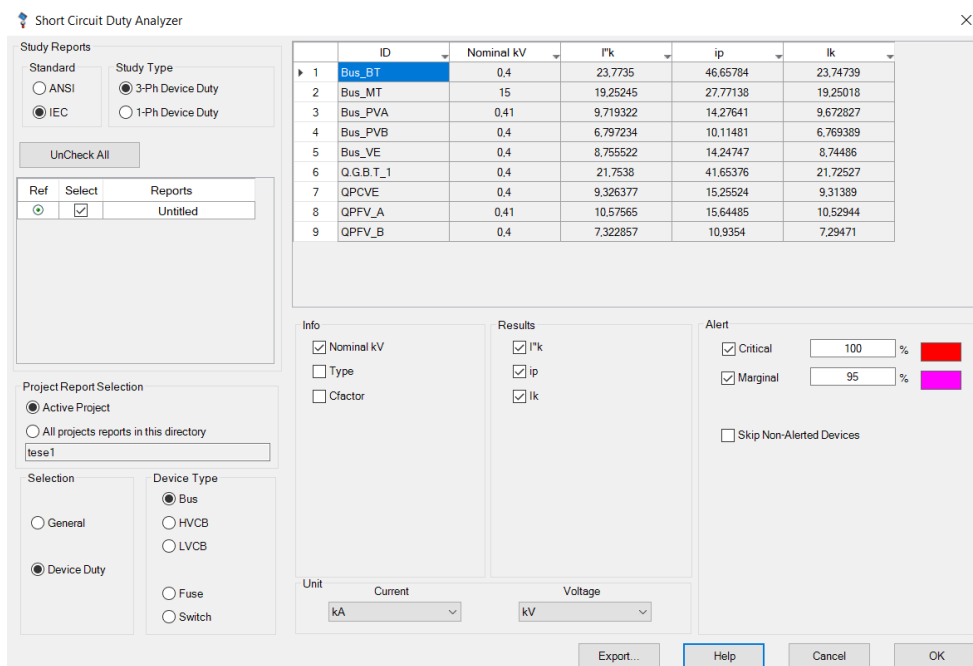


Figura 79 Configuração das variáveis para visualização [42].



CENÁRIO 1: Instalação atual sem fotovoltaico

Na Tabela 31, apresenta-se o “*output report*” do software simulação. Nesta tabela é possível verificar os resultados obtidos das correntes I''_k , I_p , I_k em cada barramento MT e BT da rede elétrica de distribuição elétrica da empresa CP – Comboios de Portugal, E.P.E.

Tabela 31 Resultados I''_k , I_p e I_k para os barramentos MT e BT, Próprio.

Barramento	Tensão [kV]	Rated I_p [kA]	I''_k [kA]	I_p [kA]	I_k [kA]
Bus_MT	15	75	19,24	27,76	19,24
Bus_BT	0,4	63	23,48	46,25	23,48
Q.G.B.T.1	0,4	63	21,45	41,17	21,45

Legenda:



	100% do valor construtivo - Valor crítico
	95% do valor construtivo – Valor marginal

Na Tabela 32, apresentam-se os resultados determinados para as correntes de pico de curto-circuito (I_p) e de corrente simétrica de corte (I_b) para o disjuntor de MT da rede de distribuição elétrica.

Tabela 32 Resultados I_p e I_b Sym para os disjuntores MT, Próprio.

Disjuntor	Tensão [kV]	Rated I_p [kA]	Rated I_b Sym [kA]	I_p [kA]	I_b Sym [kA]
DTM	15	63	25	27,76	19,24

Legenda:



	100% do valor construtivo - Valor crítico
	95% do valor construtivo – Valor marginal

Na Tabela 33, apresentam-se os resultados determinados para as correntes de pico de curto-circuito (I_p) e de corrente simétrica de corte (I_b) para cada um dos disjuntores de baixa tensão.

Tabela 33 Resultados I_p e I_b Sym para os disjuntores BT, Próprio.

Disjuntor	Tensão [kV]	Rated I_p [kA]	Rated I_b Sym [kA]	I_p [kA]	I_b Sym [kA]
D1	0,4	50	35	41,17	21,45
DOF	0,4	40	25	41,17	21,45

Legenda:

	100% do valor construtivo - Valor crítico
	95% do valor construtivo – Valor marginal

Dos dados obtidos, através do “*output report*” referente à determinação das correntes CC iniciais simétricas apresentado na (Figura 80), é possível analisar o contributo proveniente de cada ponto da rede para a corrente de curto-circuito. Na (Figura 81) podemos ver o diagrama da rede em questão.

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginar	X/R Ratio	kA Magnitude
Bus_MT	Total	0,00	19,150	-1,915	0,1	19,245
Bus_BT	Bus_MT	0,00	0,000	0,000	999,9	0,000
Rede	Bus_MT	110,00	19,150	-1,915	0,1	19,245
Q.G.B.T_1	Bus_BT	0,00	0,000	0,000	999,9	0,000

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginar	X/R Ratio	kA Magnitude
Bus_BT	Total	0,00	7,198	-22,347	3,1	23,478
Q.G.B.T_1	Bus_BT	0,00	0,000	0,000	999,9	0,000
Bus_MT	Bus_BT	101,03	7,198	-22,347	3,1	23,478
Rede	Bus_MT	102,44	0,197	-0,611	3,1	0,642

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginar	X/R Ratio	kA Magnitude
Q.G.B.T_1	Total	0,00	7,191	-20,212	2,8	21,453
Bus_BT	Q.G.B.T_1	9,55	7,191	-20,212	2,8	21,453
Bus_MT	Bus_BT	101,05	7,191	-20,212	2,8	21,453

Figura 80 “Output report” com a contribuição para a corrente CC [42].

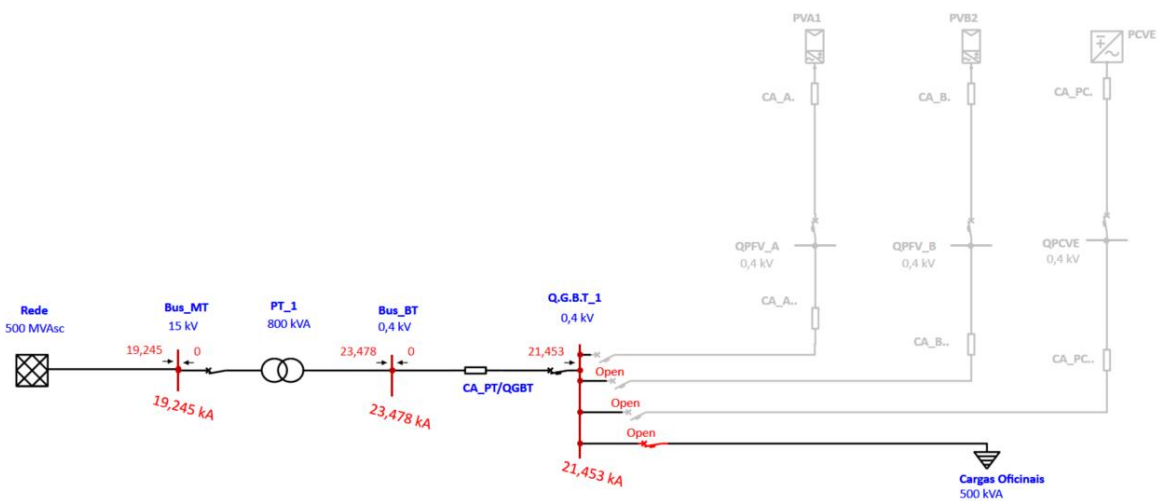


Figura 81 Diagrama da rede existente, sem PV [42].



CENÁRIO 2: Instalação prevista com fotovoltaico a 20%

Na Tabela 34, apresenta-se o “*output report*” do software simulação. Nesta tabela é possível verificar os resultados obtidos das correntes I''_k , I_p , I_k em cada barramento MT e BT da rede elétrica de distribuição elétrica da empresa CP – Comboios de Portugal, E.P.E.

Tabela 34 Resultados I''_k , I_p e I_k para os barramentos MT e BT, Próprio.

Barramento	Tensão [kV]	Rated I_p [kA]	I''_k [kA]	I_p [kA]	I_k [kA]
Bus_MT	15	75	19,25	27,77	19,25
Bus_BT	0,4	63	23,77	46,66	23,74
Q.G.B.T.1	0,4	63	21,75	41,65	21,73
QPFV_A	0,4	25	10,57	13,36	15,64
QPFV_B	0,4	25	7,32	10,93	7,29
QPCVE	0,4	25	9,33	15,25	9,31

Legenda:



	100% do valor construtivo - Valor critico
	95% do valor construtivo – Valor marginal

Na Tabela 35, apresentam-se os resultados determinados para as correntes de pico de curto-circuito (I_p) e de corrente simétrica de corte (I_b) para o disjuntor de MT da rede de distribuição elétrica.

Tabela 35 Resultados I_p e I_b Sym para os disjuntores MT, Próprio.

Disjuntor	Tensão [kV]	Rated I_p [kA]	Rated I_b Sym [kA]	I_p [kA]	I_b Sym [kA]
DTM	15	63	25	27,77	19,25

Legenda:



	100% do valor construtivo - Valor critico
	95% do valor construtivo – Valor marginal

Na Tabela 36, apresentam-se os resultados determinados para as correntes de pico de curto-circuito (I_p) e de corrente simétrica de corte (I_b) para cada um dos disjuntores de baixa tensão.

Tabela 36 Resultados I_p e I_b Sym para os disjuntores BT, Próprio.

Disjuntor	Tensão [kV]	Rated I_p [kA]	Rated I_b Sym [kA]	I_p [kA]	I_b Sym [kA]
D1	0,4	50	37,5	41,65	21,75
D2	0,4	45	25	41,65	21,75
D3	0,4	45	25	41,65	21,75
D4	0,4	45	25	41,65	21,75
DOF	0,4	40	25	41,65	21,75
DFV_A.	0,4	20	15	15,64	10,57
DFV_B.	0,4	20	15	10,93	7,32
DPC.	0,4	17,5	15	15,25	9,33

Legenda:

	100% do valor construtivo - Valor critico
	95% do valor construtivo – Valor marginal

Dos dados obtidos, através do “*output report*” referente à determinação das correntes CC iniciais simétricas apresentado na (Figura 82), é possível analisar o contributo proveniente de cada ponto da rede para a corrente de curto-circuito. Na (Figura 83) podemos ver o diagrama da rede em questão, com uma penetração PV a 20%.

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)					
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginar	X/R Ratio	kA Magnitude	
Bus_MT	Total		0,00	19,156	-1,921	0,1	19,252
Bus_BT	Bus_MT		1,50	0,007	-0,006	0,9	0,009
Rede	Bus_MT		110,00	19,150	-1,915	0,1	19,245
Q.G.B.T_1	Bus_BT		1,64	0,251	-0,229	0,9	0,339

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)					
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginar	X/R Ratio	kA Magnitude	
Q.G.B.T_1	Total		0,00	7,444	-20,441	2,7	21,754
QPFV_A	Q.G.B.T_1		1,39	0,158	-0,143	0,9	0,213
QPFV_B	Q.G.B.T_1		1,36	0,095	-0,086	0,9	0,128
QPCVE	Q.G.B.T_1		0,00	0,000	0,000	999,9	0,000
Bus_BT	Q.G.B.T_1		9,55	7,191	-20,212	2,8	21,453
Bus_PVA	QPFV_A		1,61	0,158	-0,143	0,9	0,213
Bus_PVB	QPFV_B		1,51	0,095	-0,086	0,9	0,128
Bus_VE	QPCVE		0,00	0,000	0,000	999,9	0,000
Bus_MT	Bus_BT		101,05	7,191	-20,212	2,8	21,453
PVA1	Bus_PVA		1,61	0,158	-0,143	0,9	0,213
PVB2	Bus_PVB		1,51	0,095	-0,086	0,9	0,128

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)					
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginar	X/R Ratio	kA Magnitude	
QPFV_A	Total		0,00	8,112	-6,786	0,8	10,576
Bus_PVA	QPFV_A		0,22	0,160	-0,143	0,9	0,214
Q.G.B.T_1	QPFV_A		69,31	7,952	-6,643	0,8	10,362
PVA1	Bus_PVA		0,22	0,160	-0,143	0,9	0,214
QPFV_B	Q.G.B.T_1		70,32	0,056	-0,077	1,4	0,095
QPCVE	Q.G.B.T_1		69,31	0,000	0,000	999,9	0,000
Bus_BT	Q.G.B.T_1		73,12	7,896	-6,566	0,8	10,269

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginar	X/R Ratio	kA Magnitude
QPFV_B	Total	0,00	5,414	-4,931	0,9	7,323
Bus_PVB	QPFV_B	0,15	0,096	-0,086	0,9	0,129
Q.G.B.T_1	QPFV_B	76,29	5,318	-4,845	0,9	7,194
PVB2	Bus_PVB	0,15	0,096	-0,086	0,9	0,129
QPFV_A	Q.G.B.T_1	75,42	0,122	-0,093	0,8	0,153
QPCVE	Q.G.B.T_1	76,29	0,000	0,000	999,9	0,000
Bus_BT	Q.G.B.T_1	79,20	5,196	-4,753	0,9	7,042

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginar	X/R Ratio	kA Magnitude
QPCVE	Total	0,00	5,129	-7,789	1,5	9,326
Bus_VE	QPCVE	0,00	0,000	0,000	999,9	0,000
Q.G.B.T_1	QPCVE	62,73	5,129	-7,789	1,5	9,326
QPFV_A	Q.G.B.T_1	62,19	0,107	-0,124	1,2	0,164
QPFV_B	Q.G.B.T_1	63,76	0,065	-0,074	1,1	0,098
Bus_BT	Q.G.B.T_1	66,75	4,958	-7,591	1,5	9,067

Figura 82 “Output report” com a contribuição para a corrente CC [42].

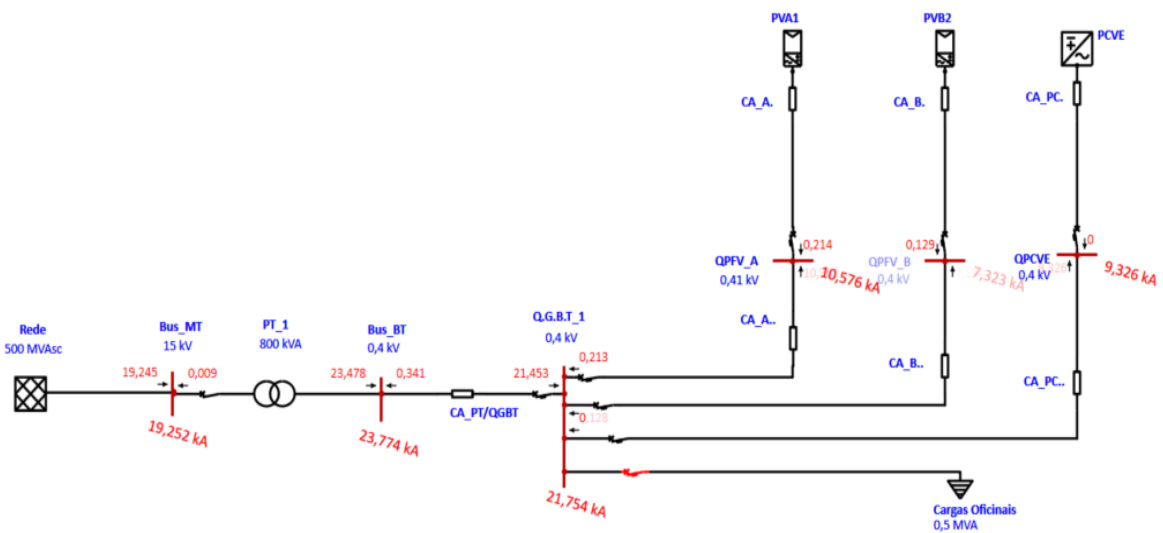


Figura 83 Diagrama da rede com PV previsto a 20% [42].



Cenário 3: Instalação com fotovoltaico a 50%

Na Tabela 37, apresenta-se o “*output report*” do software simulação. Nesta tabela é possível verificar os resultados obtidos das correntes I''_k , I_p , I_k em cada barramento MT e BT da rede elétrica de distribuição elétrica da empresa CP – Comboios de Portugal, E.P.E.

Tabela 37 Resultados I''_k , I_p e I_k para os barramentos MT e BT, Próprio.

Barramento	Tensão [kV]	Rated I_p [kA]	I''_k [kA]	I_p [kA]	I_k [kA]
Bus_MT	15	75	19,26	27,79	19,26
Bus_BT	0,4	63	24,22	47,45	24,15
Q.G.B.T.1	0,4	63	22,21	42,38	22,13
QPFV_A	0,4	40	18,11	31,36	18,01
QPCVE	0,4	20	9,48	15,47	9,45

Legenda:



	100% do valor construtivo - Valor critico
	95% do valor construtivo – Valor marginal

Na Tabela 38, apresentam-se os resultados determinados para as correntes de pico de curto-circuito (I_p) e de corrente simétrica de corte (I_b) para o disjuntor de MT da rede de distribuição elétrica.

Tabela 38 Resultados I_p e I_b Sym para os disjuntores MT, Próprio.

Disjuntor	Tensão [kV]	Rated I_p [kA]	Rated I_b Sym [kA]	I_p [kA]	I_b Sym [kA]
DTM	15	63	25	27,79	19,26

Legenda:



	100% do valor construtivo - Valor critico
	95% do valor construtivo – Valor marginal

Na Tabela 39, apresentam-se os resultados determinados para as correntes de pico de curto-circuito (I_p) e de corrente simétrica de corte (I_b) para cada um dos disjuntores de baixa tensão.

Tabela 39 Resultados I_p e I_b Sym para os disjuntores BT, Próprio.

Disjuntor	Tensão [kV]	Rated I_p [kA]	Rated I_b Sym [kA]	I_p [kA]	I_b Sym [kA]
D1	0,4	50	37,5	42,38	22,21
D2	0,4	45	25	42,38	22,21
D3	0,4	45	25	42,38	22,21
D4	0,4	45	25	42,38	22,21
DOF	0,4	40	25	42,38	22,21
DFV_A.	0,4	35	25	31,36	18,11
DPC.	0,4	17,5	15	15,47	9,48

Legenda:

	100% do valor construtivo - Valor critico
	95% do valor construtivo – Valor marginal

Dos dados obtidos, através do “*output report*” referente à determinação das correntes CC iniciais simétricas apresentado na (Figura 84), é possível analisar o contributo proveniente

de cada ponto da rede para a corrente de curto-circuito. Na (Figura 85) podemos ver o diagrama da rede em questão, com uma penetração PV a 50%.

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)					
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginar	X/R Ratio	kA Magnitude	
Bus_MT	Total		0,00	19,166	-1,931	0,1	19,263
Bus_BT	Bus_MT		3,71	0,017	-0,016	0,9	0,023
Rede	Bus_MT		110,00	19,150	-1,915	0,1	19,245
Q.G.B.T_1	Bus_BT		4,06	0,616	-0,572	0,9	0,840

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)					
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginar	X/R Ratio	kA Magnitude	
Q.G.B.T_1	Total		0,00	7,824	-20,784	2,7	22,207
QPFV_A	Q.G.B.T_1		1,25	0,633	-0,572	0,9	0,853
QPCVE	Q.G.B.T_1		0,00	0,000	0,000	999,9	0,000
Bus_BT	Q.G.B.T_1		9,55	7,191	-20,212	2,8	21,453
Bus_PVA	QPFV_A		1,46	0,633	-0,572	0,9	0,853
Bus_VE	QPCVE		0,00	0,000	0,000	999,9	0,000
Bus_MT	Bus_BT		101,05	7,191	-20,212	2,8	21,453
PVA1	Bus_PVA		1,46	0,633	-0,572	0,9	0,853

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)					
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginar	X/R Ratio	kA Magnitude	
QPFV_A	Total		0,00	8,515	-15,983	1,9	18,110
Bus_PVA	QPFV_A		0,21	0,638	-0,572	0,9	0,857
Q.G.B.T_1	QPFV_A		26,09	7,877	-15,412	2,0	17,308
PVA1	Bus_PVA		0,21	0,638	-0,572	0,9	0,857
QPCVE	Q.G.B.T_1		26,09	0,000	0,000	999,9	0,000
Bus_BT	Q.G.B.T_1		33,59	7,877	-15,412	2,0	17,308

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)					
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginar	X/R Ratio	kA Magnitude	
QPCVE	Total		0,00	5,271	-7,879	1,5	9,479
Bus_VE	QPCVE		0,00	0,000	0,000	999,9	0,000
Q.G.B.T_1	QPCVE		63,76	5,271	-7,879	1,5	9,479
QPFV_A	Q.G.B.T_1		63,16	0,443	-0,477	1,1	0,651
Bus_BT	Q.G.B.T_1		67,68	4,828	-7,401	1,5	8,837

Figura 84 “Output report” com a contribuição para a corrente CC [42].

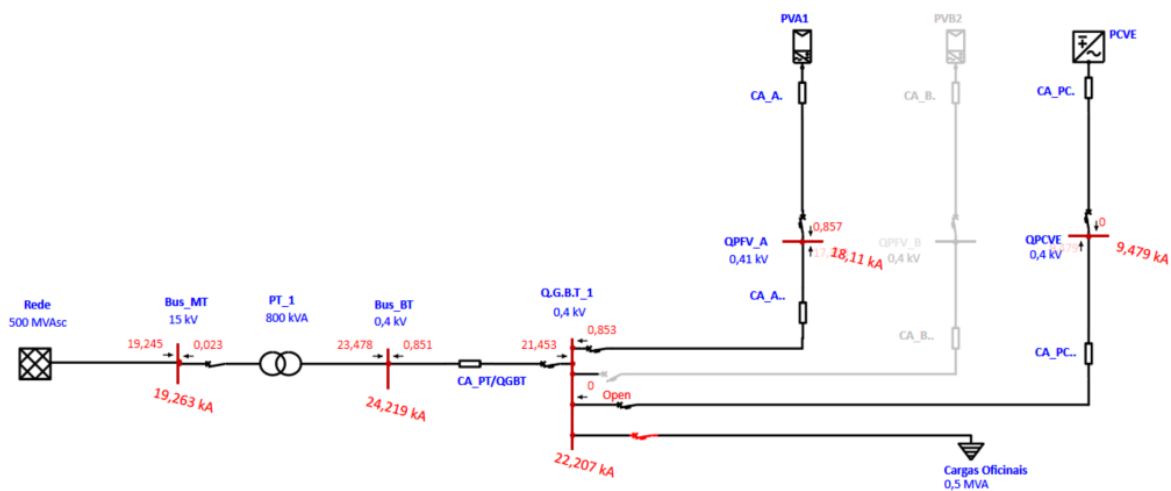


Figura 85 Diagrama da rede com PV previsto a 50% [42].

CENÁRIO 4: Instalação com fotovoltaico a 100%

Na Tabela 40, apresenta-se o “output report” do software simulação. Nesta tabela é possível verificar os resultados obtidos das correntes I''_k , I_p , I_k em cada barramento MT e BT da rede elétrica de distribuição elétrica da empresa CP – Comboios de Portugal, E.P.E.

Tabela 40 Resultados I''_k , I_p e I_k para os barramentos MT e BT, Próprio.

Barramento	Tensão [kV]	Rated I_p [kA]	I''_k [kA]	I_p [kA]	I_k [kA]
Bus_MT	15	75	19,28	27,82	19,27
Bus_BT	0,4	63	24,97	48,65	24,83
Q.G.B.T.1	0,4	63	22,97	43,58	22,82
QPFV_A	0,4	40	20,55	37,03	20,37
QPCVE	0,4	20	9,72	15,81	9,67

Legenda:

- 100% do valor construtivo - Valor crítico
- 95% do valor construtivo – Valor marginal

Na Tabela 41, apresentam-se os resultados determinados para as correntes de pico de curto-circuito (Ip) e de corrente simétrica de corte (Ib) para o disjuntor de MT da rede de distribuição elétrica.

Tabela 41 Resultados Ip e Ib Sym para os disjuntores MT, Próprio.

Disjuntor	Tensão [kV]	Rated Ip [kA]	Rated Ib Sym [kA]	Ip [kA]	Ib Sym [kA]
DTM	15	63	25	27,82	19,28

Legenda:

	100% do valor construtivo - Valor crítico
	95% do valor construtivo – Valor marginal

Na Tabela 42, apresentam-se os resultados determinados para as correntes de pico de curto-circuito (Ip) e de corrente simétrica de corte (Ib) para cada um dos disjuntores de baixa tensão.

Tabela 42 Resultados Ip e Ib Sym para os disjuntores BT, Próprio.

Disjuntor	Tensão [kV]	Rated Ip [kA]	Rated Ib Sym [kA]	Ip [kA]	Ib Sym [kA]
D1	0,4	50	37,5	43,58	22,97
D2	0,4	45	25	43,58	22,97
D3	0,4	45	25	43,58	22,97
D4	0,4	45	25	43,58	22,97
DOF	0,4	40	25	43,58	22,97
DFV_A.	0,4	37,5	15	37,03	20,55
DPC.	0,4	17,5	15	15,81	9,72

Legenda:

	100% do valor construtivo - Valor crítico
	95% do valor construtivo – Valor marginal

Dos dados obtidos, através do “*output report*” referente à determinação das correntes CC iniciais simétricas apresentado na (Figura 86), é possível analisar o contributo proveniente de cada ponto da rede para a corrente de curto-circuito. Na (Figura 87) podemos ver o diagrama da rede em questão, com uma penetração PV a 100%.

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)					
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginar	X/R Ratio	kA Magnitude	
Bus_MT	Total		0,00	19,182	-1,946	0,1	19,281
Bus_BT	Bus_MT		7,30	0,033	-0,031	1,0	0,045
Rede	Bus_MT		110,00	19,150	-1,915	0,1	19,245
Q.G.B.T_1	Bus_BT		7,99	1,196	-1,143	1,0	1,654

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginar	X/R Ratio	kA Magnitude
Q.G.B.T_1	Total	0,00	8,455	-21,355	2,5	22,968
QPFV_A	Q.G.B.T_1	1,41	1,264	-1,143	0,9	1,704
QPCVE	Q.G.B.T_1	0,00	0,000	0,000	999,9	0,000
Bus_BT	Q.G.B.T_1	9,55	7,191	-20,212	2,8	21,453
Bus_PVA	QPFV_A	1,62	1,264	-1,143	0,9	1,704
Bus_VE	QPCVE	0,00	0,000	0,000	999,9	0,000
Bus_MT	Bus_BT	101,05	7,191	-20,212	2,8	21,453
PVA1	Bus_PVA	1,62	1,264	-1,143	0,9	1,704

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginar	X/R Ratio	kA Magnitude
QPFV_A	Total	0,00	8,778	-18,577	2,1	20,547
Bus_PVA	QPFV_A	0,21	1,276	-1,143	0,9	1,713
Q.G.B.T_1	QPFV_A	16,08	7,502	-17,434	2,3	18,979
PVA1	Bus_PVA	0,21	1,276	-1,143	0,9	1,713
QPCVE	Q.G.B.T_1	16,08	0,000	0,000	999,9	0,000
Bus_BT	Q.G.B.T_1	24,48	7,502	-17,434	2,3	18,979

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginar	X/R Ratio	kA Magnitude
QPCVE	Total	0,00	5,514	-8,009	1,5	9,723
Bus_VE	QPCVE	0,00	0,000	0,000	999,9	0,000
Q.G.B.T_1	QPCVE	65,40	5,514	-8,009	1,5	9,723
QPFV_A	Q.G.B.T_1	64,86	0,923	-0,904	1,0	1,292
Bus_BT	Q.G.B.T_1	69,16	4,592	-7,105	1,5	8,460

Figura 86 “Output report” com a contribuição para a corrente CC [42].

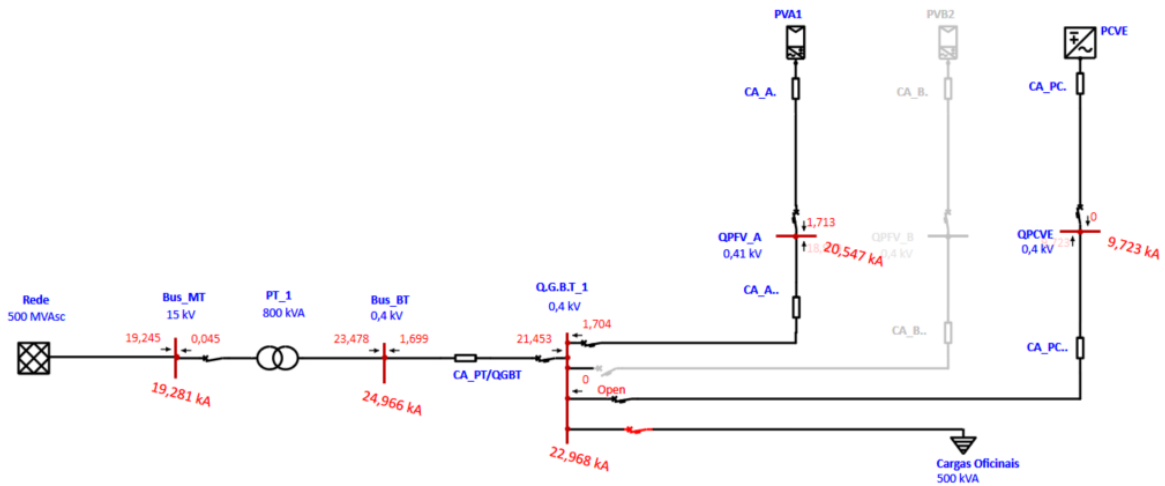


Figura 87 Diagrama da rede com PV previsto a 100% [42].

ANÁLISE DE RESULTADOS:

Os resultados determinados pelo software ETAP para os valores de corrente de curto-circuito simétrico trifásico para cada um dos barramentos MT e BT da rede de distribuição elétrica da empresa, é possível verificar para cada um dos barramentos os valores de corrente I''_k , I_p e I_k , e I_b e I_p para os equipamentos de corte e proteção.

Da análise dos resultados obtidos e que se apresentam o valor de corrente de CC de pico (I_p) apenas é superior ao valor da característica construtivas dos quadros e do "making current" do respetivo disjuntor "DOF", que protege o cabo referente a alimentação da oficina.

Verifica-se, também, a adequabilidade relativamente às características construtivas dos restantes equipamentos de corte e proteção da instalação elétrica existente (quadros elétricos e disjuntores), para a instalação do sistema fotovoltaico e respetivo posto de carregamento de veículos elétricos, para uma penetração de 20% da capacidade do transformador.

Relativamente, ao impacto que o nível de penetração PV, tem na variação da corrente de curto-circuito, ficou demonstrado que à medida que temos uma maior penetração o valor da corrente de curto-circuito aumenta, surgindo também um fluxo bidirecional da mesma.

Este aumento, acontece principalmente no barramento onde o inversor fotovoltaico está conectado, e vai se diluindo à medida que nos afastamos do local de produção de energia, na rede de BT.

Nas simulações realizadas, fica também demonstrado que o impacto da penetração PV, não têm impacto significativo no nível de curto-circuito para a rede externa à empresa, após o PT, no lado da MT.

Para níveis de penetração PV, superior a 50 %, é aconselhável repartir a produção por mais de um local, pois conseguimos garantir valores de curto-circuito significativamente inferiores nos barramentos onde os inversores estão conectados.

Assim, e como tinha sido apresentado no capítulo anterior, confirma-se que o impacto do PV relativamente às correntes CC está interligado com o nível de penetração e localização na rede, mas através das simulações efetuadas confirma-se que o seu aumento não é significativo, desde que o mesmo seja devidamente projetado e implementado com proteções adequadas para o nível de penetração e configuração da rede.

6. CONCLUSÕES E PERSPETIVAS DE TRABALHO FUTURO

6.1. CONCLUSÕES

A reorganização do setor elétrico, que tem ocorrido nos últimos anos, trouxe alterações muito significativas. Com a liberalização, despoletou a introdução de novas técnicas e metodologias, onde o objetivo central, deverá estar na maximização de proveitos e consequente minimização de custos, assim com a introdução da PD, surge a necessidade de adequar os sistemas de modo a dar-se continuidade ao controlo existente nas redes, possibilitando o normal e correto funcionamento do SEN.

Esta dissertação, tinha como um dos objetivos principais, o dimensionamento de um sistema solar fotovoltaico, para corresponder às necessidades do Centro de Manutenção Norte, em Contumil, da empresa CP – Comboios de Portugal, E.P.E., onde a principal premissa era minimizar a injeção da energia elétrica excedente na rede, e ao mesmo tempo instalar uma potência nominal para respeitar as necessidades diárias constantes do diagrama de carga.

Através da análise dos resultados, podemos assegurar simultaneamente a maximização do autoconsumo e a minimização do consumo da rede em horas de ponta, tendo a simulação efetuada conseguido atingir uma diminuição dos consumos de energia da rede na ordem dos 20% anual.

Também, foi verificada a viabilidade económica do sistema, pois conseguimos com a instalação, e com os valores atuais do preço do kWh, a serem diariamente revistos em alta, obter um payback do investimento de 4,4 anos, e tendo em conta as garantias dos equipamentos na ordem dos 25 anos, torna toda a solução extremamente benéfica para o cliente.

A energia solar, especialmente com a utilização de sistemas fotovoltaicos, tem crescido de forma exponencial, nos últimos anos, atingindo níveis de penetração, sem precedentes. A alta penetração destes sistemas pode causar sérias implicações na estabilidade e confiabilidade do próprio sistema elétrico em si, como são exemplo, o impacto ao nível dos valores de tensão, frequência, quantidade e tipologia de harmónicos, como também a coordenação ou falha das proteções existentes na atual rede elétrica.

Não existe atualmente um valor, para o limite máximo de penetração permitido para a produção PV numa determinada rede, pois depende de fatores como, as características da rede, bem como o tipo, localização e distribuição geográfica dos sistemas PV. No entanto, a imprevisibilidade da passagem das nuvens e o aumento obrigatório na regulação de tensão são geralmente o grande fator contra a adoção generalizada de produção PV. Assim não é um exagero dizer que os sistemas de energia elétrica nas atuais circunstâncias ainda não estão prontos para acomodar o aumento previsto de penetração PV.

Sendo que atual transição para um mundo livre de combustíveis fósseis e conseqüente aumento da adoção de sistemas fotovoltaicos não será interrompida pelo impacto dos mesmos, devemos antecipar e adotar soluções para tornar a transição mais fácil e menos onerosa, permitindo assim que a maioria das medidas necessárias não sejam abruptas e reativas aos problemas futuros permitindo determinar com maior exatidão o nível máximo de penetração fotovoltaica para um determinado sistema e localização na rede elétrica.

No decorrer do presente documento descreveu-se pormenorizadamente, a forma como foi realizada a modelização e parametrização da rede elétrica, da empresa CP – Comboios de Portugal, em Contumil, no software ETAP.

O ETAP demonstrou ser adequado ao desenvolvimento do trabalho. É uma ferramenta que com um interface intuitivo e possui um elevado nível de detalhe de edição dos componentes da rede. A utilização plena deste software, exige um basto conhecimento de conceitos eletrotécnicos para os componentes da rede a modelizar, assim como dos defeitos que se pretendem estudar.

No final, foi realizada uma análise relativa às sobreintensidades provocadas pela integração de sistemas PV e de carregamento de VE a obtenção das correntes máximas do curto-circuito trifásico. Como tal, a modelização e parametrização da rede elétrica foi executada essencialmente com vista a concretização desse objetivo, que no essencial foi atingido.

6.2. PERSPETIVA TRABALHO FUTURO

Nos próximos anos, é espectável a existência de grandes alterações no setor energético. As redes estarão mais centradas no papel ativo do consumidor, e na sua própria gestão. É de esperar que surjam no mercado tecnologias mais eficientes, principalmente no que diz respeito ao sistema de acumulação de energia.

Em termos profissionais, espera-se a continuação de um aumento da empregabilidade e especialização, resultado dos crescentes projetos na área da eficiência energética que são alavancados pelas políticas ambientais internacionais.

Espera-se também, um maior investimento nomeadamente nos sistemas de controlo e supervisionamento das redes, o que permitirá ao operador do sistema possuir, em tempo real, um maior controlo da produção distribuída nas redes de BT.

Referências Bibliográficas

- [1] REN, “Dados Técnicos 2020,” 2020.
- [2] “REN,” 2022. https://www.ren.pt/files/2022-06/2022-06-22100030_f7664ca7-3a1a-4b25-9f46-2056eef44c3372f445d4-8e31-416a-bd01-d7b980134d0f14e34a99-fea0-468b-9001-e7517fc83d73storage_imagept1.pdf.
- [3] “Statista - Solar PV.” https://www.statista.com/topics/993/solar-pv/#dossierContents__outerWrapper.
- [4] DGEG, “Renováveis,” 2020, [Online]. Available: <https://www.dgeg.gov.pt/media/vwrlxq1y/dgeg-arr-2020-10.pdf>.
- [5] C. Silva and R. Brandão, “ANÁLISE DA QUALIDADE DE ENERGIA: INSTALAÇÕES ELÉTRICAS COM MINIPRODUÇÃO,” pp. 41–49, 2014.
- [6] ANTÓNIO M. VALLÊRA, “Meio século história fotovoltaica,” *Gaz. da Física*, 2006, doi: 10.1086/493312.
- [7] “ERSE,” 2022. <https://www.erse.pt/consumidores-de-energia/eletricidade/como-funciona/>.
- [8] ERSE, “PDIRT - Relatório Final,” 2021.
- [9] “E-Redes,” 2022. <https://www.e-redes.pt/pt-pt/sustentabilidade>.
- [10] “IST - Instituto Superior Técnico,” 2022. <http://web.ist.utl.pt/palmira/solar.html>.
- [11] “IPMA,” 2022. <https://www.ipma.pt/pt/agrometeorologia/mapas/mensal/index.jsp?page=mrato.xml>.
- [12] DGEG, “Energia e Autoconsumo.” <https://apps.dgeg.gov.pt/DGEG/>.
- [13] Filipe Alexandre de S, *CTI - Energia solar fotovoltaica*. 2015.
- [14] “Fusion Solar,” 2022. <https://eu5.fusionsolar.huawei.com/unisso/login.action?service=%2Funisess%2Fv1%2Fauth%3Fservice%3D%252Fnetecowebext%252Fhome%252Findex.html#/LOGIN>.
- [15] “V2G,” 2022. <https://www.virta.global/vehicle-to-grid-v2g>.

- [16] “Schneider Electric,” 2022. <https://www.se.com/br/pt/download/document/Guia+de+Proteção+de+redes+elétricas>.
- [17] DGEG e Certiel, *RTIEBT - 1ª Edição Anotada*. 2006.
- [18] António Gomes, “INSTALAÇÕES DE LIGAÇÃO À TERRA,” pp. 47–54, 2018.
- [19] Anacom, “Proteções e ligações de terra.” https://www.anacom.pt/streaming/manual_ited_2_XV.pdf?contentId=996366&field=ATTACHED_FILE.
- [20] ERSE, “Regulamento da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico e do Setor do Gás,” 2021.
- [21] “ERSE - Qualidade Serviço,” 2021. <https://www.erse.pt/media/xu5g55m1/mpqs-versão-livro-2021.pdf>.
- [22] “Circutor,” 2021. <https://circutor.com/pt-pt/artigos/harmonicos-origem-efeitos-e-solucoes/>.
- [23] “Próprio.” .
- [24] “Constálica,” 2022. <https://www.constalica.com/pt/produtos/madremax>.
- [25] “General Cable,” 2022. <https://www.globlec.pt/cabo-exzhellent-class-solar-da-general-cable>.
- [26] D. Sampath Kumar, O. Gandhi, C. D. Rodríguez-Gallegos, and D. Srinivasan, “Review of power system impacts at high PV penetration Part II: Potential solutions and the way forward,” *Sol. Energy*, vol. 210, pp. 202–221, 2020, doi: 10.1016/j.solener.2020.08.047.
- [27] M. Ebad and W. M. Grady, “An approach for assessing high-penetration PV impact on distribution feeders,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 133, pp. 347–354, 2016, doi: 10.1016/j.epsr.2015.12.026.
- [28] D. Schwanz, F. Moller, S. K. Ronnberg, J. Meyer, and M. H. J. Bollen, “Stochastic Assessment of Voltage Unbalance Due to Single-Phase-Connected Solar Power,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 32, no. 2, pp. 852–861, 2017, doi: 10.1109/TPWRD.2016.2579680.
- [29] M. S. S. P. and R. D. N. R. E. L. N.W. Miller, “National renewable Energy Laboratory, «Western Wind and Solar Integration Study Phase 3 – Frequency Response and Transient Stability: Executive Summary,” no. December 2014, [Online]. Available: <https://www.nrel.gov/docs/fy15osti/62906.pdf>.

- [30] M. Saeedian, B. Pournazarian, S. S. Seyedalipour, B. Eskandari, and E. Pouresmaeil, "Emulating rotational inertia of synchronous machines by a new control technique in grid-interactive converters," *Sustain.*, vol. 12, no. 13, 2020, doi: 10.3390/su12135346.
- [31] Y. K. Wu, Y. Guan-Ting, and M. Shaaban, "Impact analysis of large PV integration: Case studies in Taiwan," *Conf. Rec. - Ind. Commer. Power Syst. Tech. Conf.*, vol. 2016-June 2016, doi: 10.1109/ICPS.2016.7490221.
- [32] Jack Ballingston - IEEE Std. 519-2014, "IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems," *IEEE Std. 519-2014*, p. 101, 2014.
- [33] M. H. J. Bollen, S. K. Rönnerberg, D. Schwanz, N. Nakhodchi, and V. Ravindran, "Harmonics and Wind Power Installations," pp. 648–652, 2022, doi: 10.1049/icp.2021.1768.
- [34] M. Klatt *et al.*, "Emission levels above 2 kHz - Laboratory results and survey measurements in public low voltage grids," *IET Conf. Publ.*, vol. 2013, no. 615 CP, 2013, doi: 10.1049/cp.2013.1102.
- [35] IEA-PVPS-T14-2, "High Penetration of PV in Local Distribution Grids," pp. 1–206, 2014, [Online]. Available: <http://iea-pvps.org/index.php?id=295>.
- [36] O. Poosri and C. Charoenlarnopparut, "Harmonics Impact of Rooftop Photovoltaic Penetration Level on Low Voltage Distribution System," *Int. J. Electron. Electr. Eng.*, pp. 221–225, 2016, doi: 10.18178/ijeee.4.3.221-225.
- [37] J. Thongpron, U. Sangpanich, C. Limsakul, D. Chenvidya, K. Kirtikara, and C. Jivacate, "Study of a PV – Grid Connected System on its Output Harmonics and Voltage Variation," *Jivacate 60 Asian J. Energy Env.*, vol. 5, no. 1, pp. 59–73, 2004.
- [38] D. Schwanz and M. H. J. Bollen, "Some thoughts about harmonic limits in connection agreements for wind power plants," *Renew. Energy Power Qual. J.*, vol. 1, no. 15, pp. 563–568, 2017, doi: 10.24084/repqj15.395.
- [39] P. Tielens and D. Van Hertem, "The relevance of inertia in power systems," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 55, pp. 999–1009, 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.11.016.
- [40] S. Eftekharnajad, V. Vittal, G. T. Heydt, B. Keel, and J. Loehr, "Impact of increased penetration of photovoltaic generation on power systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 2, pp. 893–901, 2013, doi: 10.1109/TPWRS.2012.2216294.
- [41] E. Munkhchuluun, L. Meegahapola, and A. Vahidnia, "Impact on rotor angle stability with high solar-PV generation in power networks," *2017 IEEE PES Innov.*

Smart Grid Technol. Conf. Eur. ISGT-Europe 2017 - Proc., vol. 2018-Janua, pp. 1–6, 2017, doi: 10.1109/ISGTEurope.2017.8260229.

- [42] E. Ela, M. Milligan, and B. Kirby, “Operating Reserves and Variable Generation,” *Contract*, no. August, pp. 1–103, 2011, [Online]. Available: http://www.researchgate.net/profile/Brendan_Kirby/publication/255245795_Operating_Reserves_and_Variable_Generation/links/54294fc00cf2e4ce940c9d60.pdf%5Cnhttp://www.nrel.gov/docs/fy11osti/51978.pdf%5Cnhttp://www2.econ.iastate.edu/tesfatsi/OperatingReserves.
- [43] J. Bebic, “Power system planning: Emerging practices suitable for evaluating the impact of high-penetration photovoltaics,” *Renew. Energy Grid Integr. Tech. Perform. Requir.*, pp. 141–170, 2011.
- [44] “MEGAwhat,” 2022. <https://megawhat.energy/verbetes/69727/curva-do-pato>.
- [45] GEII, “PJM Renewable Integration Study,” *GE Energy Consult.*, no. 5, 2014, [Online]. Available: <http://www.pjm.com/~media/committees-groups/committees/mic/20140303/20140303-pris-executive-summary.ashx>.
- [46] Argonne, “Integrating Solar PV in Utility System Operations,” 2013, [Online]. Available: <http://www.millenniumassessment.org/en/Framework.html%5Cnhttp://www.who.int/entity/globalchange/ecosystems/ecosys.pdf%5Cnhttp://www.loc.gov/catdir/toc/ecip0512/2005013229.html%5Cnhttp://www.ncbi.nlm.nih.gov/pubmed/15003161%5Cnhttp://cid.oxfordjournals.org>.
- [47] J. Bank, B. Mather, J. Keller, and M. Coddington, “High Penetration Photovoltaic Case Study Report High Penetration Photovoltaic Case Study Report,” no. January, p. 27, 2013, [Online]. Available: <http://www.nrel.gov/docs/fy13osti/54742.pdf>.
- [48] A. Hoke, R. Butler, J. Hambrick, and B. Kroposki, “Steady-state analysis of maximum photovoltaic penetration levels on typical distribution feeders,” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 4, no. 2, pp. 350–357, 2013, doi: 10.1109/TSTE.2012.2225115.
- [49] T. Aziz and N. Ketjoy, “PV Penetration Limits in Low Voltage Networks and Voltage Variations,” *IEEE Access*, vol. 5, pp. 16784–16792, 2017, doi: 10.1109/ACCESS.2017.2747086.
- [50] R. Tonkoski, L. A. C. Lopes, and T. H. M. El-Fouly, “Coordinated active power curtailment of grid connected PV inverters for overvoltage prevention,” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 2, no. 2, pp. 139–147, 2011, doi: 10.1109/TSTE.2010.2098483.

- [51] A. Chidurala, T. K. Saha, and N. Mithulananthan, “Harmonic impact of high penetration photovoltaic system on unbalanced distribution networks - Learning from an urban photovoltaic network,” *IET Renew. Power Gener.*, vol. 10, no. 4, pp. 485–494, 2016, doi: 10.1049/iet-rpg.2015.0188.
- [52] W. T. Jewell and T. D. Unruh, “Limits on cloud-induced fluctuation i photovoltaic generation,” *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 5, no. 1, pp. 8–14, 1990, doi: 10.1109/60.50805.
- [53] IEA, “Renewables 2020,” 2020. [Online]. Available: <https://www.iea.org/%0Areports/renewables-2020>.
- [54] L. R. Visser, E. M. B. Schuurmans, T. A. AlSkaif, H. A. Fidler, A. M. van Voorden, and W. G. J. H. M. van Sark, “Regulation strategies for mitigating voltage fluctuations induced by photovoltaic solar systems in an urban low voltage grid,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 137, 2022, doi: 10.1016/j.ijepes.2021.107695.
- [55] P. Ariyaratna, K. M. Muttaqi, and D. Sutanto, “A novel control strategy to mitigate slow and fast fluctuations of the voltage profile at common coupling Point of rooftop solar PV unit with an integrated hybrid energy storage system,” *J. Energy Storage*, vol. 20, pp. 409–417, 2018, doi: 10.1016/j.est.2018.10.016.
- [56] C. J. N. van Oirsouw P, “Phase to Phase – Netten voor distributie van elektriciteit, hoofdstuk 2.”
- [57] “Voltimum,” 2022. https://www.voltimum.pt/sites/www.voltimum.pt/files/pdflibrary/01_curto-circuitos.pdf.
- [58] “IEC 60909.” https://webstore.iec.ch/preview/info_iec60909-0%7Bed1.0%7Den_d.pdf.
- [59] “Próprio, Parametrização ETAP.” .

Anexo A. Ficha técnica – Módulo fotovoltaico

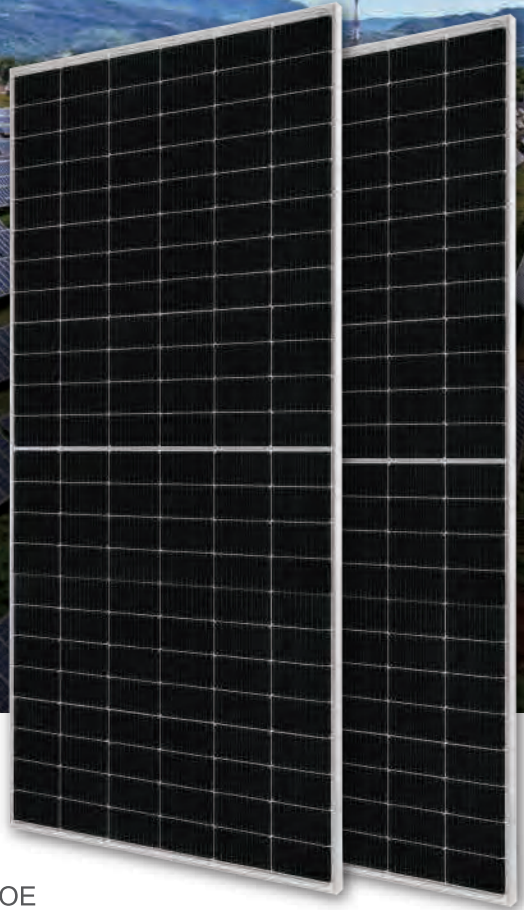
DEEP BLUE 3.0

Mono

550W MBB Half-cell Module
JAM72S30 525-550/MR/1500V Series

Introduction

Assembled with 11BB PERC cells, the half-cell configuration of the modules offers the advantages of higher power output, better temperature-dependent performance, reduced shading effect on the energy generation, lower risk of hot spot, as well as enhanced tolerance for mechanical loading.



Higher output power



Lower LCOE



Less shading and lower resistive loss

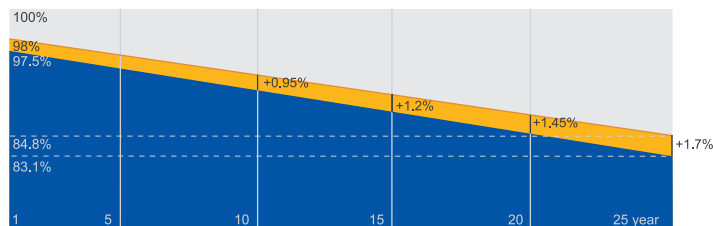


Better mechanical loading tolerance

Superior Warranty

- 12-year product warranty
- 25-year linear power output warranty

0.55% Annual Degradation Over 25 years



■ New linear power warranty ■ Standard module linear power warranty

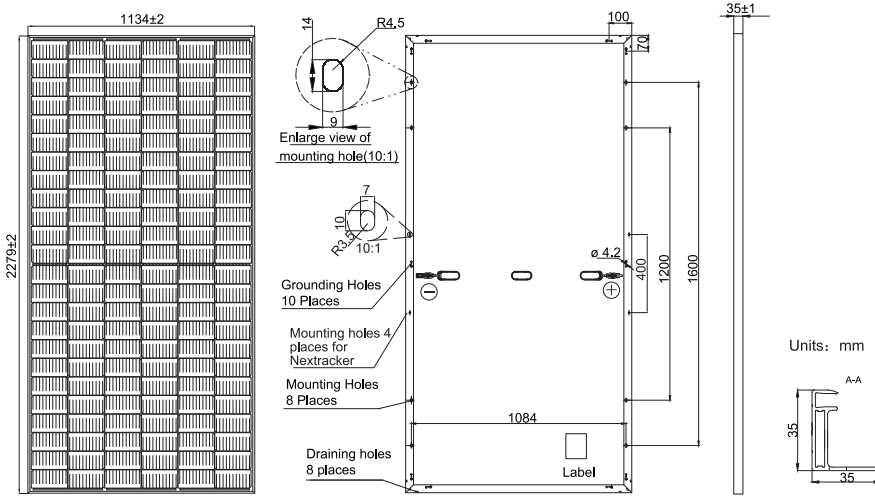
Comprehensive Certificates

- IEC 61215, IEC 61730
- ISO 9001: 2015 Quality management systems
- ISO 14001: 2015 Environmental management systems
- ISO 45001: 2018 Occupational health and safety management systems



MECHANICAL DIAGRAMS

SPECIFICATIONS



Remark: customized frame color and cable length available upon request

Cell	Mono
Weight	28.6kg±3%
Dimensions	2279±2mm×1134±2mm×35±1mm
Cable Cross Section Size	4mm ² (IEC) , 12 AWG(UL)
No. of cells	144(6×24)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	Genuine MC4-EVO2 QC 4.10-35/45
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 300mm(+)/400mm(-); Landscape: 1300mm(+)/1300mm(-)
Country of Manufacturer	China/Vietnam

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM72S30 -525/MR/1500V	JAM72S30 -530/MR/1500V	JAM72S30 -535/MR/1500V	JAM72S30 -540/MR/1500V	JAM72S30 -545/MR/1500V	JAM72S30 -550/MR/1500V
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	525	530	535	540	545	550
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	49.15	49.30	49.45	49.60	49.75	49.90
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	41.15	41.31	41.47	41.64	41.80	41.96
Short Circuit Current(Isc) [A]	13.65	13.72	13.79	13.86	13.93	14.00
Maximum Power Current(Imp) [A]	12.76	12.83	12.90	12.97	13.04	13.11
Module Efficiency [%]	20.3	20.5	20.7	20.9	21.1	21.3
Power Tolerance	0~+5W					
Temperature Coefficient of Isc(α _{Isc})	+0.045%/°C					
Temperature Coefficient of Voc(β _{Voc})	-0.275%/°C					
Temperature Coefficient of Pmax(γ _{Pmp})	-0.350%/°C					

STC Irradiance 1000W/m², cell temperature 25°C, AM1.5G

Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer.They only serve for comparison among different module types.
Measurement tolerance at STC: Pmax ±3 %, Voc ±3% and Isc ±4%.

ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

TYPE	JAM72S30-525 /MR/1500V	JAM72S30-530 /MR/1500V	JAM72S30-535 /MR/1500V	JAM72S30-540 /MR/1500V	JAM72S30-545 /MR/1500V	JAM72S30-550 /MR/1500V
Rated Max Power(Pmax) [W]	397	401	405	408	412	416
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	46.05	46.18	46.31	46.43	46.55	46.68
Max Power Voltage(Vmp) [V]	38.36	38.57	38.78	38.99	39.20	39.43
Short Circuit Current(Isc) [A]	10.97	11.01	11.05	11.09	11.13	11.17
Max Power Current(Imp) [A]	10.35	10.39	10.43	10.47	10.51	10.55

NOCT Irradiance 800W/m², ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s, AM1.5G

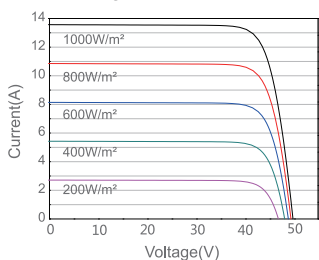
*For NexTracker installations, Maximum Static Load, Front is 2000Pa while Maximum Static Load, Back is 2000Pa.

OPERATING CONDITIONS

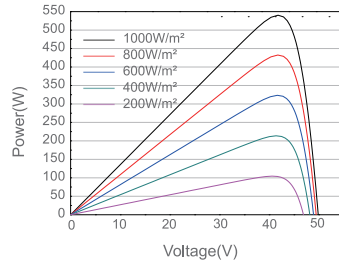
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
Operating Temperature	-40°C~+85°C
Maximum Series Fuse Rating	25A
Maximum Static Load, Front*	3600Pa, 1.5
Maximum Static Load, Back*	1600Pa, 1.5
NOCT	45±2°C
Safety Class	Class II
Fire Performance	UL Type 1

CHARACTERISTICS

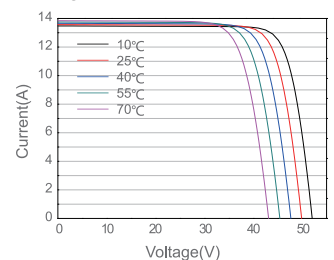
Current-Voltage Curve JAM72S30-540/MR/1500V



Power-Voltage Curve JAM72S30-540/MR/1500V



Current-Voltage Curve JAM72S30-540/MR/1500V



Anexo B. Ficha técnica – Estrutura metálica

FOTOVOLTAICO PHOTOVOLTAIC PHOTOVOLTAÏQUE

Descrição

As estruturas fotovoltaicas MadreMax® são o resultado de desenvolvimentos e inovações baseadas nas experiências obtidas pelas centenas de megawatts (MW) de estruturas fotovoltaicas fornecidas, a Constálica desenvolve estruturas fotovoltaicas modulares e à medida das necessidades do Cliente. Com base nas experiências obtidas no fornecimento e instalação das nossas estruturas, inovamos continuamente a nossa gama de soluções e serviços, oferecendo soluções estruturais para grandes parques fotovoltaicos, microgeração e residencial. No desenvolvimento das nossas soluções optimizamos a segurança estrutural, realizando estudos técnicos para a verificação e validação das características estruturais de acordo com regulamentos e normas aplicáveis. A satisfação com as soluções fornecidas mostra que estamos no caminho certo.

Características

Estrutura modular com base em perfis produzidos com aço estrutural galvanizado (S320GD+Z275 segundo a EN 10346). Peças de ligação produzidas com aço S275JR e galvanizadas a quente segundo a EN 10416. Todas as ligações são efectuadas por meio de parafusos, com total ausência de soldadura e corte em obra, com a aplicação de parafusos INOX (A2-70 ou A4-80, conforme o ambiente). Possibilidade de aplicação de sistema de protecção duplo através da aplicação de lacagem sobre o sistema de protecção base (galvanização). Sistemas de ligação a fundações em betão ou estaca metálica.

Description

The MadreMax® photovoltaic structures are the result of developments and innovations based on the experience gained by hundreds of megawatts (MW) of provided photovoltaic structures, Constálica develops the photovoltaic structures to be modular and to fit the needs of customers. Based on experiences gained in the supply and installation of our structures, continuously innovate our range of solutions and services, offering structural solutions for large photovoltaic parks, microgeneration and residential. In the development of our solutions we optimize the structural safety, conducting technical studies for the verification and validation of structural characteristics in accordance with regulations and standards. Satisfaction with the solutions provided shows that we are on track.

Characteristics

Modular structure based on profiles produced with galvanized structural steel (S320GD+Z275 according to EN 10346). Connecting parts produced with steel S275JR and hot dip galvanized according to EN 10416. All connections are made by means of screws, with no welding or cutting on site, applying stainless steel screws (A2-A4-70 or 80, as the environment). Possibility of using double protection system by the application of lacquer on the basis of the protection system (galvanization). Connection systems to concrete foundations or steel pile.

Description

Les structures photovoltaïques MadreMax® sont le résultat de l'évolution et des innovations fondées sur l'expérience obtenue par des centaines de mégawatts (MW) de structures photovoltaïques fournis, Constálica développe des structures photovoltaïques modulaires adaptées aux besoins des clients. Avec l'expérience obtenue, dans la fourniture et l'installation de nos structures, innover en permanence notre gamme de solutions et des services, offrant des solutions structurelles pour les grands parcs photovoltaïques et micro génération résidentiel. Dans le développement de nos solutions optimisent la sécurité structurale, la réalisation d'études techniques pour la vérification et la validation des caractéristiques structurelles conformément à la réglementation et des normes. La satisfaction avec des solutions fournies montrent que nous sommes sur la bonne voie.

Caractéristiques

Une structure modulaire basée sur les profils de produits en acier structurel galvanisé (S320GD+Z275 selon la norme EN10346). Pièces de connexion en acier galvanisé par immersion à chaud S275JR selon la norme EN 10416. Toutes les connexions sont réalisées à travers de vis en acier inoxydable (A2-70 ou A4-80 dépend de l'environnement), sans soudures e sans coupes sur le chantier. Possibilité d'utiliser double système de protection par l'application de laquage sur la base du système de protection (galvanisé). Systèmes pour connecter à des fondations en béton ou pieu en métal.

CONSTALICA

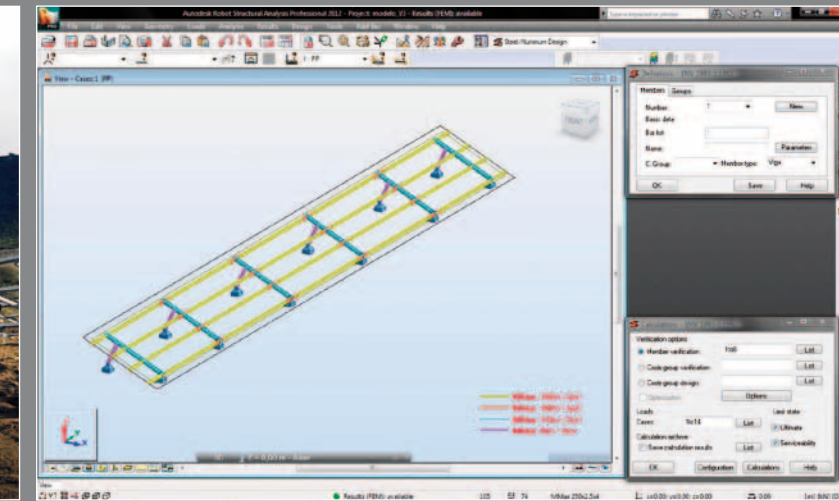


Zona Industrial do Monte Cavalto
3670-273 Vouzela - Portugal
tel.: +351 232 758 127 / 120
fax.: +351 232 748 123
e-mail: comercial@constalica.pt
website: www.constalica.pt



MADREMAX[®]
BY CONSTALICA

building the structures of the future



Vantagens

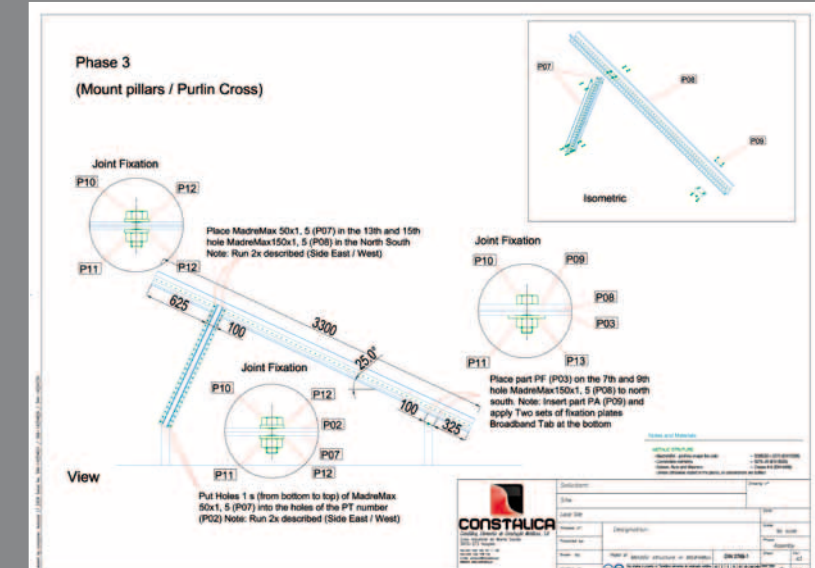
- Excelente rácio preço-qualidade**
Custo optimizado mediante estudo técnico
Baixa complexidade da solução
Baixa taxa de manutenção
- Máxima segurança**
Qualidade em materiais (certificados de qualidade), processos (ISO 9001) e manuseamento
Estudo técnico para validação da resistência estrutural
- Longo tempo de serviço**
Alta resistência da estrutura pela utilização de aço galvanizado e alumínio
Garantia de produto
- Facilidade e rapidez de montagem**
Soluções estruturais simples e de fácil montagem
Esquemas detalhados de montagem
Disponibilidade de supervisores de construção experientes
- Alta compatibilidade com módulos fotovoltaicos**
Desenvolvimento de soluções para adequação às necessidades
Adequado para todos os tipos de módulos e dimensões
- Ambientalmente sustentável**
Economia de material, mão-de-obra, fabrico e montagem
Materiais 100% recicláveis
- Excelente serviço**
Tempo de resposta e entrega reduzido
Apoio técnico e de projecto por técnicos qualificados
Documentação profissional

Advantages

- Excellent ratio price-quality**
Optimized cost through technical study
Low complexity of the solution
Low rate of the maintenance
- Maximum safety**
Quality of materials (quality certificates), processes (ISO 9001) and handling
Technical study to validate the structural strength
- Long service**
High strength of the structure by the use of galvanized steel and aluminum
Guarantee of Product
- Easy and fast assembly**
Structural solutions to simple and easy to assemble
Detailed assembly drawings
Availability of experienced construction supervisors
- High compatibility with photovoltaic modules**
Development of solutions to suit needs
Suitable for all the types of modules and dimensions
- Environmentally sustainable**
Economy of the material, workmanship, manufacture and assembly
100% recyclable materials
- Excellent Service**
Response and delivery time
Technical support and the project by qualified technicians
Professional documentation

Avantages

- Excellent relation prix-qualité**
Coûts optimisés grâce à l'étude technique
Baisse complexité de la solution
Baisse taux de la maintenance
- Une sécurité maximale**
La qualité des matériaux (certificats de qualité), les processus (ISO 9001) et de manutention
L'étude technique pour valider la résistance de la structure
- Longue durée**
Haute résistance de la structure par l'utilisation de l'acier galvanisé et d'aluminium
Garantie du produit
- Montage simple et rapide**
Solutions structurelles simples et faciles à assembler
Dessins détaillée d'assemblage
Disponibilité des superviseurs expérimentés dans la construction
- Haute compatibilité avec les modules photovoltaïques**
Développement de solutions pour répondre aux besoins
Convient pour tous les types de modules et dimensions
- L'environnement durable**
Economie de la matière, main d'ouvreur, fabrication et l'assemblage
Matériaux 100% recyclables
- Excellent service**
Les temps de réponse et les délais de livraison sont réduits
Un appui technique par un personnel qualifié
Documentation professionnelle



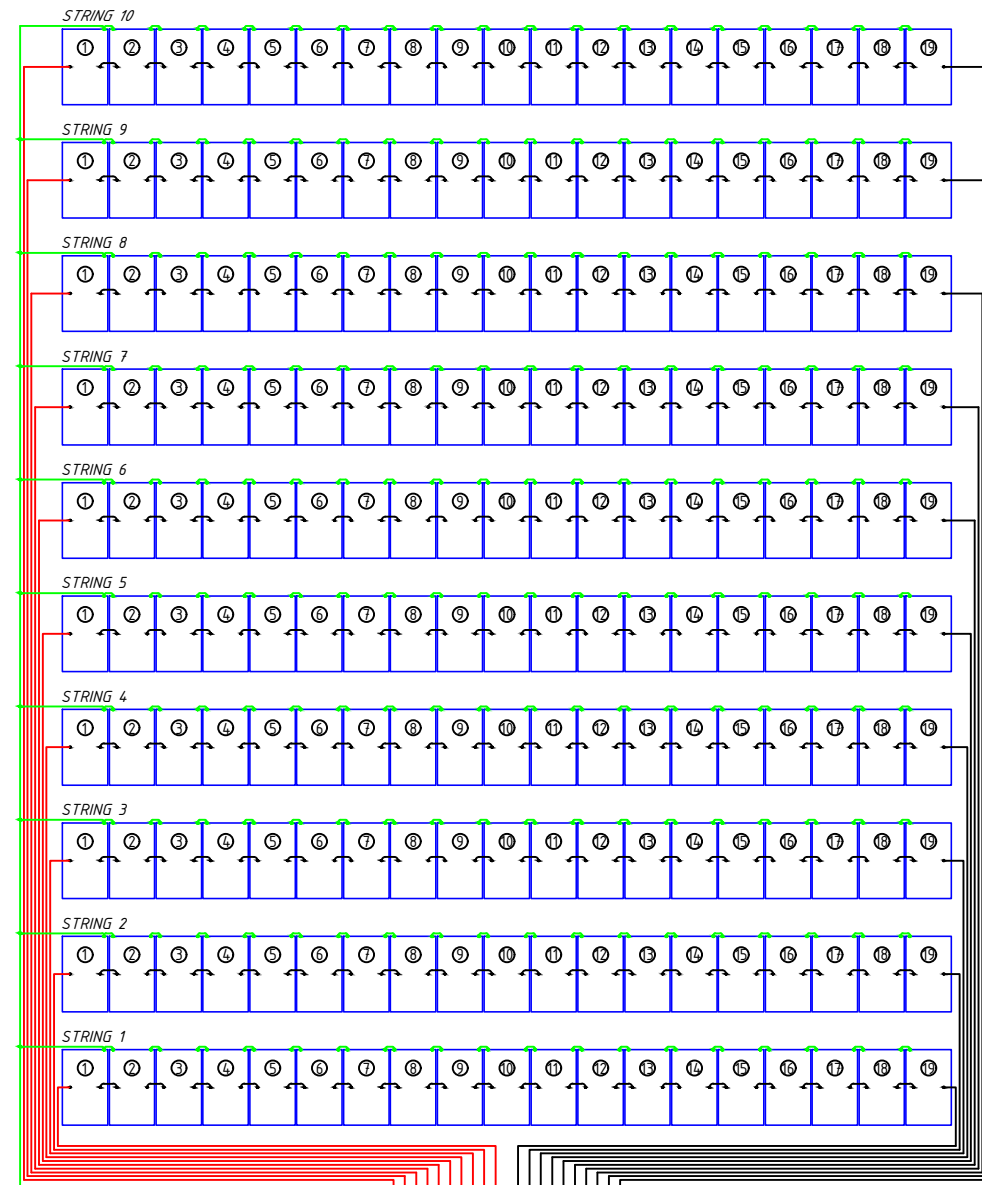
Anexo C. Organização dos string's

This document is property of CP, E.P.E. and may not be copied or distributed without prior authorization

O presente documento é propriedade da CP, E.P.E. e não pode ser reproduzido ou distribuído sem autorização prévia

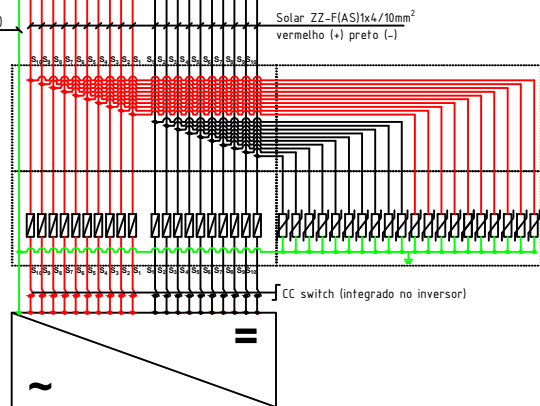
2. ESQUEMA CAMPO FOTOVOLTAICO

PARQUE FOTOVOLTAICO A



QUADRO PROTEÇÃO CC

INVERSOR FOTOVOLTAICO 100 kW

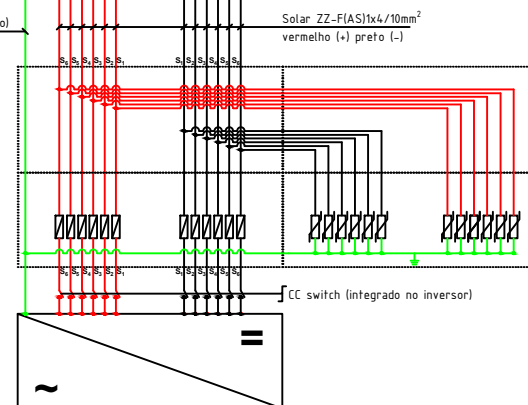


PARQUE FOTOVOLTAICO B



QUADRO PROTEÇÃO CC

INVERSOR FOTOVOLTAICO 60 kW



LEGENDA:

- módulo fotovoltaico
- fusível
- descarregador sobretensão (DST)
- ligação à terra

INFORMAÇÃO CLIENTE CLIENT INFORMATION

Nome e contacto: name and contact
Eng. Hugo Cunha, DEP. PO



INSTALAÇÃO FOTOVOLTAICA INSTALLATION PHOTOVOLTAIC

Nº módulos: n° modules	298
Marca e modelo: Brand and model	JA-SOLAR 550W
Nº inversores/carregadores: n° inverters/chargers	2
Marca e modelo: Brand and model	HUAWEI-60KTL-M0/HUAWEI-100KTL-M1
Potência ligação: Array power output	160 kW
Potência pico: Array peak power	163.90 kW

INFORMAÇÃO INSTALAÇÃO PV PLANT INFORMATION

Área: Area	~700 m ²
Azimute: Azimuth	42° E
Latitude/Longitude:	41.17171969, -8.58043517
Sombreament: Shading	n.a
Temperatura: Temperature	15 °
Inclinação com horizontal: Tilt from the horizontal	15/35 °

DOCUMENTO - INICIAL



Calçada do Duque, 20
1249-109 Lisboa
www.cp.pt - (+351) 211 023 000

Título: Title ESQUEMAS UNIFILARES		
Subtítulo: Subtitle ESQUEMA CAMPO FOTOVOLTAICO		
Desenho: Draw Eng. Vítor Queirós	Data criação: Date of design 2 0 2 2 _ 0 4	
Escala: Scale n . a	Tamanho: Size A3	Folha: Sheet 2/5

Anexo D. Ficha técnica – Inversores fotovoltaicos

SUN2000-60KTL-M0 Smart PV Controller



Smart

12 strings intelligent monitoring



Efficient

Max. efficiency 98.7%



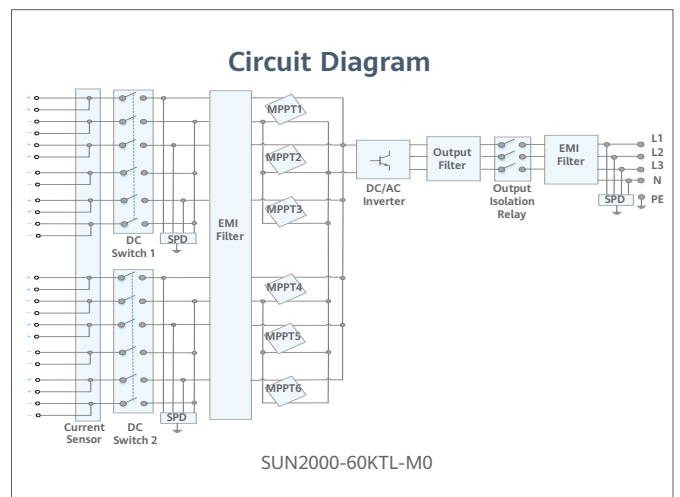
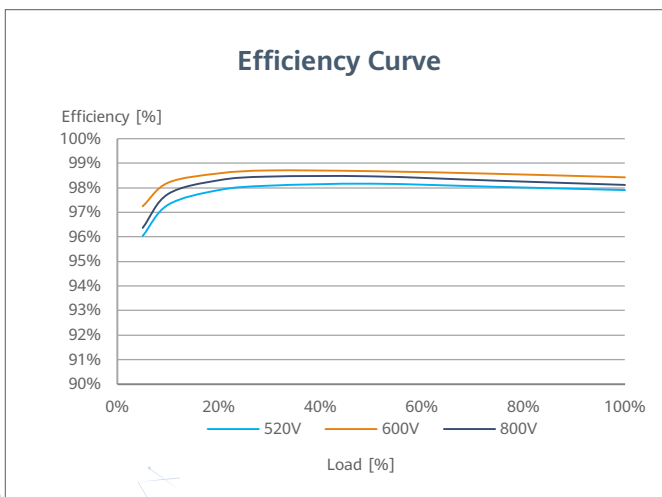
Safe

Fuse free design



Reliable

Type II surge arresters for DC & AC



Technical Specification	SUN2000-60KTL-MO
-------------------------	------------------

Efficiency	
Max. efficiency	98.9% @480 V; 98.7% @380 V / 400 V
European efficiency	98.7% @480 V; 98.5% @380 V / 400 V

Input	
Max. Input Voltage ¹	1,100 V
Max. Current per MPPT	22 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	30 A
Start Voltage	200 V
MPPT Operating Voltage Range ²	200 V ~ 1,000 V
Rated Input Voltage	600 V @380 Vac / 400 Vac; 720 V @480 Vac
Number of MPP trackers	6
Max. input number per MPP tracker	2

Output	
Rated AC Active Power	60,000 W
Max. AC Apparent Power	66,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	66,000 W
Rated Output Voltage	220 V / 380 V, 230 V / 400 V, default 3W + N + PE; 3W + PE optional in settings; 277 V / 480 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Rated Output Current	91.2 A @380 V, 86.7 A @400 V, 72.2 A @480 V
Max. Output Current	100 A @380 V, 95.3 A @400 V, 79.4 A @480 V
Adjustable Power Factor Range	0.8 leading... 0.8 lagging
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%

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

Communication	
Display	LED indicators; WLAN adaptor + FusionSolar APP
RS485	Yes
USB	Yes
Monitoring BUS (MBUS)	Yes (isolation transformer required)
Smart Dongle-4G	4G / 3G / 2G via Smart Dongle - 4G (Optional)

General Data	
Dimensions (W x H x D)	1,075 x 555 x 300 mm (42.3 x 21.9 x 11.8 inch)
Weight (with mounting plate)	74 kg (163.1 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Natural Convection
Max. Operating Altitude	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Amphenol Helios H4
AC Connector	Waterproof PG Terminal + Terminal Clamp
Protection Degree	IP65
Topology	Transformerless
Nighttime Power Consumption	< 2 W

Standard Compliance (more available upon request)	
Certificate	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683
Grid Connection Standards	IEC 61727, VDE-AR-N4105, VDE 0126-1-1, BDEW, VDE 4120, UTE C 15-712-1, CEI 0-16, CEI 0-21, RD 661, RD 1699, P.O. 12.3, RD 413, EN-50438-Turkey, EN-50438-Ireland, C10/11

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

SUN2000-100KTL-M1 Smart PV Controller



Smart

Smart I-V Curve Diagnosis supported



Efficient

Max. efficiency 98.8%



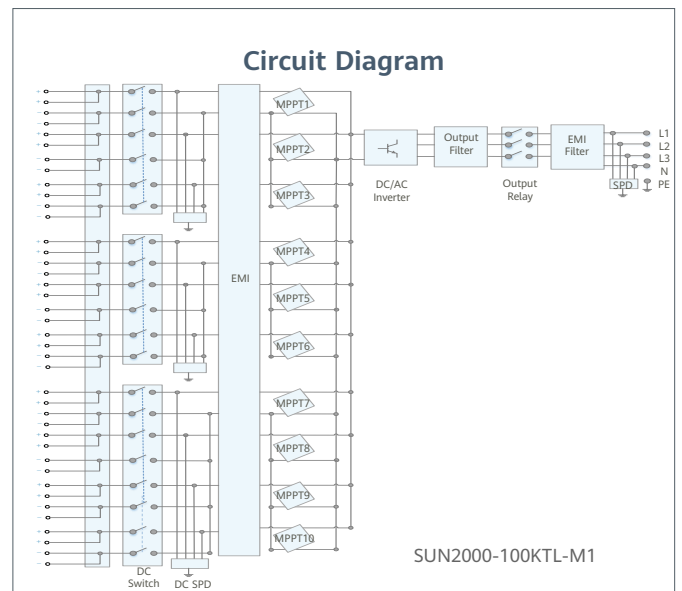
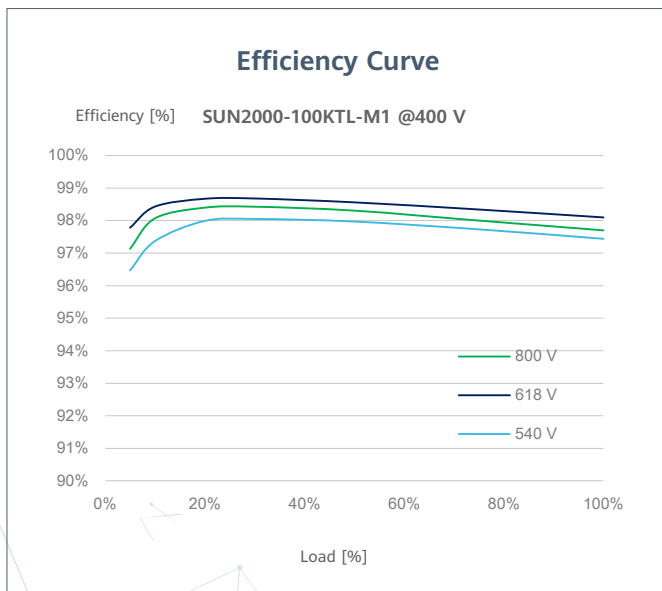
Safe

Fuse free design



Reliable

Type II surge arresters for DC & AC



Technical Specification	SUN2000-100KTL-M1
--------------------------------	--------------------------

Efficiency	
Max. Efficiency	98.8% @480 V; 98.6% @380 V/400 V
European Efficiency	98.6% @480 V; 98.4% @380 V/400 V

Input	
Max. Input Voltage	1,100 V
Max. Current per MPPT	26 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	40 A
Start Voltage	200 V
MPPT Operating Voltage Range	200 V ~ 1,000 V
Rated Input Voltage	570 V @380 V; 600 V @400 V; 720 V @480 V
Number of Inputs	20
Number of MPP Trackers	10

Output	
Rated AC Active Power	100,000 W (380 V / 400 V / 480 V @40°C)
Max. AC Apparent Power	110,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	110,000 W
Rated Output Voltage	220 V / 230 V, default 3W + N + PE; 380 V / 400 V / 480 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Rated Output Current	152.0 A @380 V; 144.4 A @400 V; 120.3 A @480 V
Max. Output Current	168.8 A @380 V; 160.4 A @400 V; 133.7 A @480 V
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	<3%

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

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

General Data	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365mm (40.7 x 27.6x 14.4 inch)
Weight (with mounting plate)	90 kg (187.4 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Staubli MC4
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless
Night Time Power Consumption	≤ 3.5 W

Standard Compliance (more available upon request)	
Safety	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, IEC 62116
Grid Connection Standards	EN 50530, IEC 61727, IEC 60068, IEC 61683

Anexo E. Verificação funcionamento inversores

Project Name : CP - Contumil
Project No. :

Location : Europe/Portugal/Porto
Grid Voltage : 400V(230V/400V)

System Overview

190 × JA Solar 550-MR(PV_one)
Azimuth : 5°, Tilt : 36°, Peak Power : 104.5kWp
108 × JA Solar 550-MR(PV_two)
Azimuth : -43°, Tilt : 10°, Peak Power : 59.4kWp

1 × SUN2000-100KTL-M1

1 × SUN2000-60KTL-M0

 HUAWEI-DTSU666-H

Technical Specifications

Total Number of PV Modules:	298	Annual Energy Yield (Approx.):	254.8MWh
Peak Power:	163.9kWp	Number of Inverters:	2
Performance Ratio (Approx.):	86.7%	Rated AC Power:	160.0kW
Specific Energy(Approx.):	1554.22kWh/kWp/year	DC/AC:	1.02

Design evaluation

Parque fotovoltaico A

1XSUN2000-100KTL-M1

Peak Power:	104.5kWp
Total Number of PV Modules:	190
Number of Inverters:	1
Max. AC active power($\cos\phi=1$):	110.0kW
Grid Voltage:	400V(230V/400V)
DC/AC:	1.04



SUN2000-100KTL-M1

Input MPPT A : PV_one

19 × JA Solar 550-MR, Azimuth : 5°, Tilt : 36°

Input MPPT B : PV_one

19 × JA Solar 550-MR, Azimuth : 5°, Tilt : 36°

Input MPPT C : PV_one

19 × JA Solar 550-MR, Azimuth : 5°, Tilt : 36°

Input MPPT D : PV_one

19 × JA Solar 550-MR, Azimuth : 5°, Tilt : 36°

Input MPPT E : PV_one

19 × JA Solar 550-MR, Azimuth : 5°, Tilt : 36°

Input MPPT F : PV_one

19 × JA Solar 550-MR, Azimuth : 5°, Tilt : 36°

Input MPPT G : PV_one

19 × JA Solar 550-MR, Azimuth : 5°, Tilt : 36°

Input MPPT H : PV_one

19 × JA Solar 550-MR, Azimuth : 5°, Tilt : 36°

Input MPPT I : PV_one

19 × JA Solar 550-MR, Azimuth : 5°, Tilt : 36°

Input MPPT J : PV_one

19 × JA Solar 550-MR, Azimuth : 5°, Tilt : 36°

	MPPT A	MPPT B	MPPT C	MPPT D	MPPT E
Number of PV Strings:	1	1	1	1	1
PV Modules per String:	19	19	19	19	19
PV String Peak Power (input):	10.45kWp	10.45kWp	10.45kWp	10.45kWp	10.45kWp
Normal PV String Voltage:	797.2V	797.2V	797.2V	797.2V	797.2V
PV String Startup Voltage:	✔ 200.0V	✔ 200.0V	✔ 200.0V	✔ 200.0V	✔ 200.0V
Inverter Startup Voltage:	200.0V	200.0V	200.0V	200.0V	200.0V
Max. PV String Voltage:	✔ 1039.4V	✔ 1039.4V	✔ 1039.4V	✔ 1039.4V	✔ 1039.4V
Max. DC Voltage:	1100.0V	1100.0V	1100.0V	1100.0V	1100.0V
Max. PV String Current:	✔ 13.11A	✔ 13.11A	✔ 13.11A	✔ 13.11A	✔ 13.11A
Max. Inverter DC Current:	26.0A	26.0A	26.0A	26.0A	26.0A

	MPPT F	MPPT G	MPPT H	MPPT I	MPPT J
Number of PV Strings:	1	1	1	1	1
PV Modules per String:	19	19	19	19	19
PV String Peak Power (input):	10.45kWp	10.45kWp	10.45kWp	10.45kWp	10.45kWp
Normal PV String Voltage:	797.2V	797.2V	797.2V	797.2V	797.2V
PV String Startup Voltage:	✔ 200.0V	✔ 200.0V	✔ 200.0V	✔ 200.0V	✔ 200.0V
Inverter Startup Voltage:	200.0V	200.0V	200.0V	200.0V	200.0V
Max. PV String Voltage:	✔ 1039.4V	✔ 1039.4V	✔ 1039.4V	✔ 1039.4V	✔ 1039.4V
Max. DC Voltage:	1100.0V	1100.0V	1100.0V	1100.0V	1100.0V
Max. PV String Current:	✔ 13.11A	✔ 13.11A	✔ 13.11A	✔ 13.11A	✔ 13.11A
Max. Inverter DC Current:	26.0A	26.0A	26.0A	26.0A	26.0A

Anexo F. Simulação software Pvsyst

PVsyst - Relatório da simulação

Sistema acoplado à rede

Projeto: MANUTENÇÃO NORTE - CONTUMIL

Potência sistema: 164 kWp

CP Contumil - Portugal



COMBOIOS DE PORTUGAL

Autor

Vítor Leonel Faria Queirós

1200094@isep.ipp.pt



Projeto: MANUTENÇÃO NORTE - CONTUMIL

Variante: MANUTENÇÃO NORTE - CONTUMIL

PVsyst V7.2.8

VCO, Data da simulação: 08/08/22 15:27
com v7.2.8

Resumo do projeto

Localização geográfica

Contumil
Portugal

Localização

Latitude 41.17 °N
Longitude -8.57 °W
Altitude 88 m
Fuso horário UTC

Parâmetros projeto

Albedo 0.20

Dados meteorológicos

Contumil
Meteonorm 8.0 (1996-2015) - Sintético

Resumo do sistema

Sistema acoplado à rede

Orientação do plano dos módulos

Planos fixos 2 orientações
Inclin/azimutes 36 / 0 °
10 / -42 °

Informação do sistema

Grupo FV

Número de módulos 298 unidades
Pnom total 164 kWp

Sem cenário 3D de sombras, sem sombras

Sombras próximas

Sem sombras

Exigências do consumidor

Valores mensais

Inversores

Número de unidades 2 unidades
Pnom total 165 kWca
Rácio Pnom 0.993

Resumo dos resultados

Energia produzida	254.7 MWh/ano	Produção específica	1554 kWh/kWp/ano	Índice de perf. PR	86.75 %
Energia utilizada	1344.3 MWh/ano			Fração solar	18.91 %

Índice

Resumo do projeto e dos resultados	2
Parâmetros gerais, Características do grupo FV, Perdas do sistema	3
Resultados principais	5
Diagrama de perdas	6
Gráficos especiais	7
Custo do sistema	8
Análise financeira	9
Balanço de emissões CO ₂	12



PVsyst V7.2.8

VCO, Data da simulação: 08/08/22 15:27
com v7.2.8

Parâmetros gerais

Sistema acoplado à rede

Sem cenário 3D de sombras, sem sombras

Orientação do plano dos módulos

Orientação

Planos fixos 2 orientações
Inclin/azimutes 36 / 0 °
10 / -42 °

Configuração dos sheds

No 3D scene defined

Modelos utilizados

Transposição Perez
Difuso Perez, Meteonorm
Cicumsolar separado

Horizonte

Sem horizonte

Sombras próximas

Sem sombras

Exigências do consumidor

Valores mensais

Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	Ano	
141	129	135	119	114	113	113	113	112	117	78.1	61.5	1344	MWh/mês

Características do grupo FV

Grupo #1 - Grupo FV_1

Orientação #1
Inclinação/Azimute 36/0 °

Módulo FV

Fabricante JA Solar
Modelo JAM72S30-550MR

(Parâmetros definidos pelo utilizador)

Potência unitária 550 Wp
Número de módulos FV 190 unidades
Nominal (STC) 105 kWp
Módulos 10 Strings x 19 Em série

Em condições de func. (50°C)

Pmpp 94.5 kWp
Umpp 713 V
I mpp 133 A

Inversor

Fabricante Huawei Technologies
Modelo SUN2000-100KTL-M1-400Vac

(Base de dados original do PVsyst)

Potência unitária 100 kWca
Número de inversores 1 unit
Potência total 100 kWca
Tensão de funcionamento 200-1000 V
Potência máx. (=>30°C) 110 kWca
Rácio Pnom (DC:AC) 1.05

Grupo #2 - Grupo FV_2

Orientação #2
Inclinação/Azimute 10/-42 °

Módulo FV

Fabricante JA Solar
Modelo JAM72S30-550MR

(Parâmetros definidos pelo utilizador)

Potência unitária 550 Wp
Número de módulos FV 108 unidades
Nominal (STC) 59.4 kWp
Módulos 6 Strings x 18 Em série

Em condições de func. (50°C)

Pmpp 53.8 kWp
Umpp 676 V
I mpp 80 A

Inversor

Fabricante Huawei Technologies
Modelo SUN2000-65KTL-M0

(Base de dados original do PVsyst)

Potência unitária 65.0 kWca
Número de inversores 1 unit
Potência total 65.0 kWca
Tensão de funcionamento 200-1000 V
Rácio Pnom (DC:AC) 0.91

Potência FV total

Nominal (STC) 164 kWp
Total 298 módulos
Superfície módulos 770 m²
Superfície célula 691 m²

Potência total inversor

Potência total 165 kWca
N.º de inversores 2 unidades
Rácio Pnom 0.99



Projeto: MANUTENÇÃO NORTE - CONTUMIL

Variante: MANUTENÇÃO NORTE - CONTUMIL

PVsyst V7.2.8

VC0, Data da simulação: 08/08/22 15:27
com v7.2.8

Perdas do grupo

Fator de perdas térm.

Temperatura módulos em função irradiância
Uc (const.) 20.0 W/m²K
Uv (vento) 0.0 W/m²K/m/s

Perdas de qualidade dos módulos

Fração perdas -0.3 %

Perdas dos módulos com mismatch

Fração perdas 2.0 % no MPP

Perdas devidas a mismatch, em fiadas

Fração perdas 0.1 %

Fator de perda IAM

Efeito de incidência (IAM): Perfil personalizado

0°	25°	45°	60°	65°	70°	75°	80°	90°
1.000	1.000	0.995	0.962	0.936	0.903	0.851	0.754	0.000

Perdas de cablagem DC

Res. global dos cabos 10 mΩ
Fração perdas 1.5 % em STC

Grupo #1 - Grupo FV_1

Res. global do grupo 89 mΩ
Fração perdas 1.5 % em STC

Grupo #2 - Grupo FV_2

Res. global do grupo 140 mΩ
Fração perdas 1.5 % em STC



Projeto: MANUTENÇÃO NORTE - CONTUMIL

Variante: MANUTENÇÃO NORTE - CONTUMIL

PVsyst V7.2.8

VCO, Data da simulação: 08/08/22 15:27
com v7.2.8

Resultados principais

Produção do sistema

Energia produzida	254.7 MWh/ano	Produção específica	1554 kWh/kWp/ano
Energia utilizada	1344.3 MWh/ano	Índice de performance (PR)	86.75 %
		Fração solar	18.91 %

Avaliação económica

Investimento

Global	175373.00 EUR
Específico	1.07 EUR/Wp

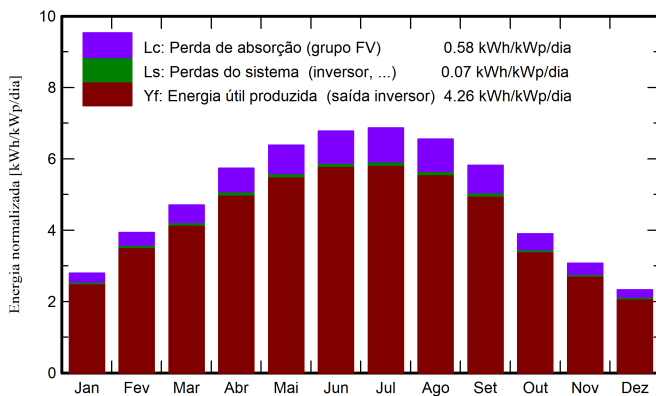
Custo anual

Anuidades	0.00 EUR/ano
Custos operação	947.94 EUR/ano
Período amortização	4.4 anos

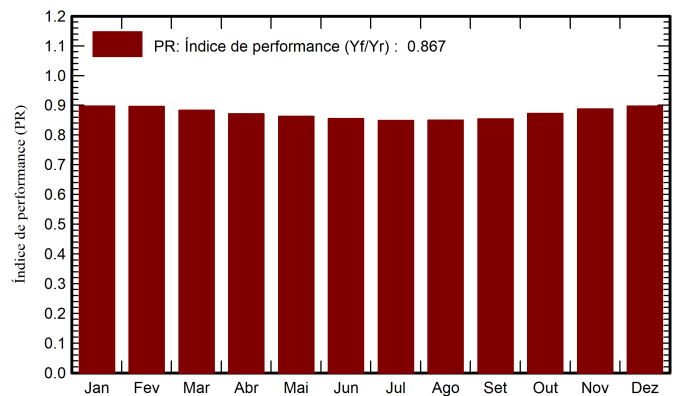
LCOE

Custo da energia	0.03 EUR/kWh
------------------	--------------

Produções normalizadas (por kWp instalado)



Índice de performance (PR)



Balances e resultados principais

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_User MWh	E_Solar MWh	E_Grid MWh	EFrGrid MWh
Janeiro	56.8	24.80	9.85	86.5	84.7	12.96	141.0	12.73	-0.003	128.2
Fevereiro	80.3	34.14	10.37	110.1	108.0	16.45	128.7	16.18	-0.002	112.5
Março	121.5	51.25	12.32	145.7	143.0	21.45	135.2	21.10	-0.002	114.1
Abril	159.0	60.05	13.79	172.1	168.9	24.98	118.6	24.57	-0.002	94.1
Mai	200.9	73.82	16.11	197.8	193.6	28.41	113.6	27.96	-0.002	85.6
Junho	213.6	73.82	18.34	203.3	199.0	28.97	113.0	28.50	-0.002	84.5
Julho	219.7	73.12	19.65	212.8	208.2	30.09	113.4	29.61	-0.002	83.8
Agosto	195.3	67.27	20.11	203.2	199.2	28.75	113.0	28.30	-0.002	84.7
Setembro	150.8	51.14	18.72	174.5	171.3	24.83	111.7	24.43	-0.002	87.2
Outubro	94.5	44.39	16.84	120.8	118.4	17.57	116.7	17.28	-0.002	99.4
Novembro	62.9	28.97	12.56	92.1	90.0	13.63	78.1	13.32	0.080	64.8
Dezembro	47.2	25.27	10.74	72.1	70.3	10.81	61.5	10.27	0.341	51.2
Ano	1602.5	608.04	14.98	1791.0	1754.6	258.89	1344.3	254.25	0.399	1090.1

Legendas

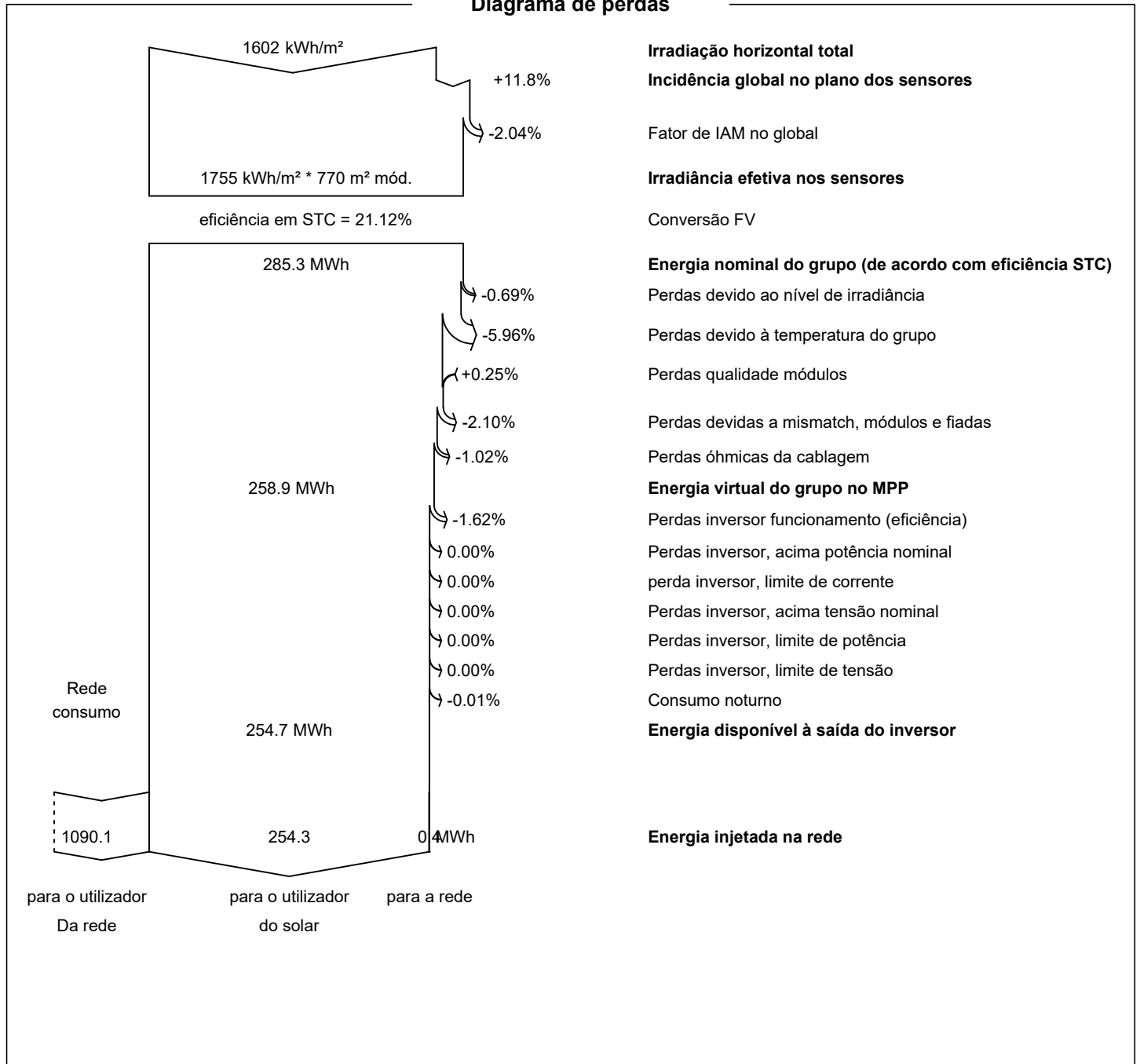
GlobHor	Irradiação horizontal total	EArray	Energia efetiva à saída do grupo
DiffHor	Irradiação difusa horizontal	E_User	Energia fornecida ao consumidor
T_Amb	Temperatura ambiente	E_Solar	Energia do sol
GlobInc	Incidência global no plano dos sensores	E_Grid	Energia injetada na rede
GlobEff	Global efetivo, corrigido para IAM e sombras	EFrGrid	Energia de rede



PVsyst V7.2.8

VC0, Data da simulação: 08/08/22 15:27
com v7.2.8

Diagrama de perdas



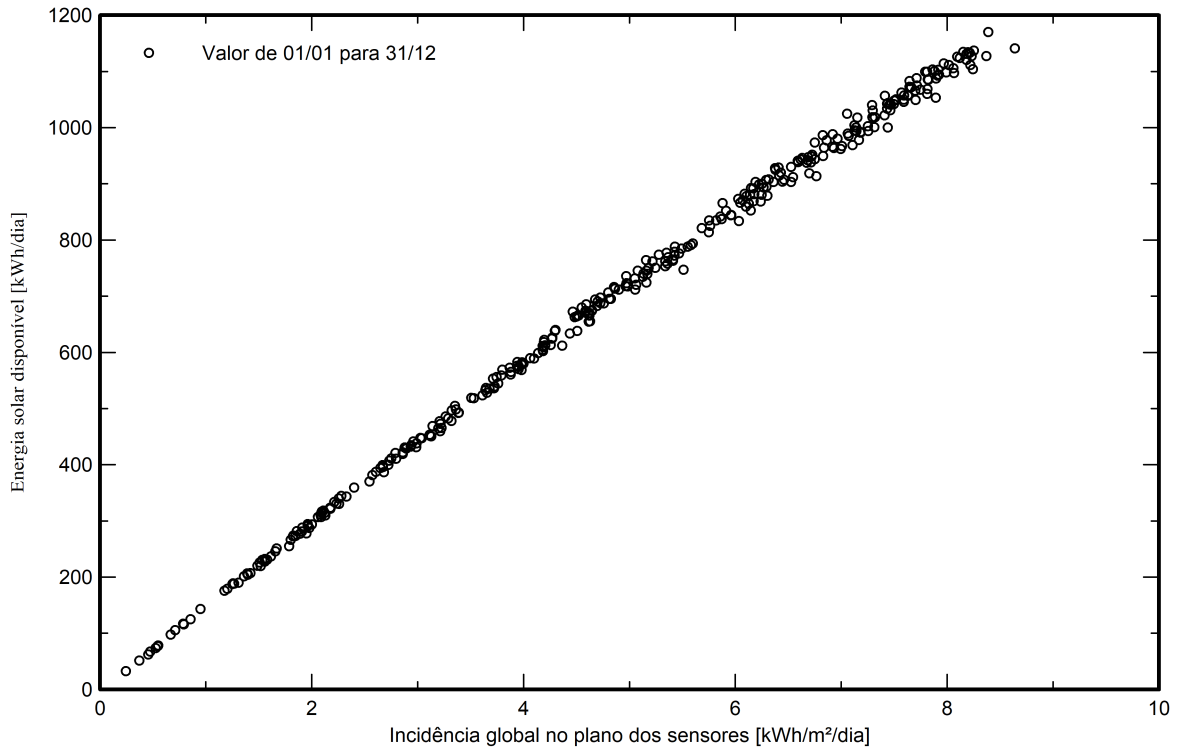


PVsyst V7.2.8

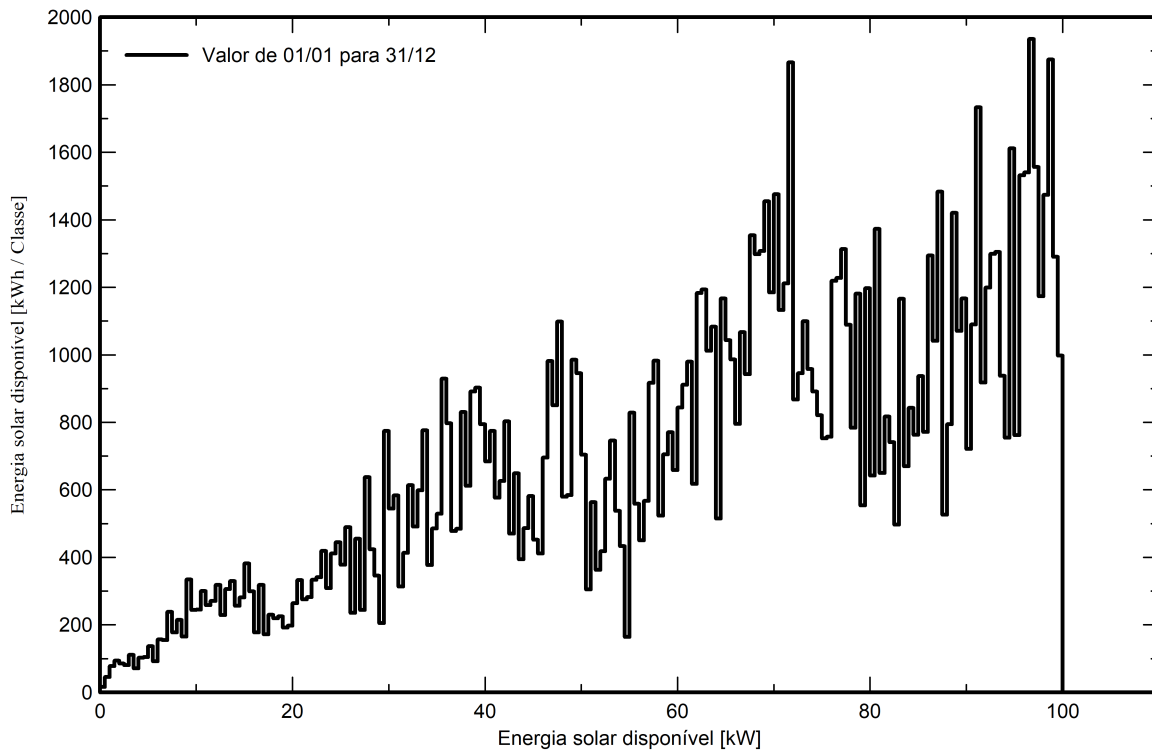
VC0, Data da simulação: 08/08/22 15:27
com v7.2.8

Gráficos especiais

Diagrama de entrada / saída diário



Distribuição da potência à saída do sistema





Projeto: MANUTENÇÃO NORTE - CONTUMIL

Variante: MANUTENÇÃO NORTE - CONTUMIL

PVsyst V7.2.8

VCO, Data da simulação: 08/08/22 15:27
com v7.2.8

Custo do sistema

Custos da instalação

Item	Quantidade unidades	Custo EUR	Total EUR
Instalação			
Custo da instalação completa, por módulo	298	588.50	175373.00
Total			175373.00
Bem amortizável			0.00

Custos de operação

Item	Total EUR/ano
Manutenção	
Limpeza	650.00
Total (OPEX)	650.00
Incluindo inflação (3.00%)	947.94

Resumo do sistema

Custo total de instalação	175373.00 EUR
Custos de operação (incluindo inflação 3.00%/ano)	947.94 EUR/ano
Energia não utilizada	254 MWh/ano
Energia vendida à rede	0.4 MWh/ano
Custo da energia produzida (LCOE)	0.029 EUR/kWh



PVsyst V7.2.8

VCO, Data da simulação: 08/08/22 15:27
com v7.2.8

Análise financeira

Período de simulação

Duração do projeto 25 anos Ano de início 2023

Varição dos rendimentos ao longo do tempo

Inflação 3.00 %/ano
Variação da produção (envelhecimento) 0.70 %/ano
Taxa de desconto 0.00 %/ano

Despesas dependentes dos rendimentos

Taxa de imposto sobre rendimentos 0.00 %/ano
Outros impostos sobre os rendimentos 0.00 %/ano
Dividendos 0.00 %/ano

Financiamento

Fundos próprios 175373.00 EUR

Venda de eletricidade

Tarifa de compra 0.1500 EUR/kWh
Duração da garantia de tarifas 25 anos
Imposto anual de ligação 0.00 EUR/kWh
Variação da tarifa anual 0.0 %/ano
Diminuição da tarifa de compra depois da garantia 50.00 %

Self-consumo

Tarifa de consumo 0.1500 EUR/kWh
Evolução das tarifas +3.0 %/ano

Rendimento

Período de amortização 4.4 anos
Valor atual líquido (VPN) 1099354.27 EUR
Rendimento (ROI) 626.9 %



Projeto: MANUTENÇÃO NORTE - CONTUMIL

Variante: MANUTENÇÃO NORTE - CONTUMIL

PVsyst V7.2.8

VCO, Data da simulação: 08/08/22 15:27
com v7.2.8

Análise financeira

Resultados económicos pormenorizados (EUR)

	Venda de eletricidade	Custos operação	Subsídio de amortização	Rendimento taxável	Impostos	Lucro depois do imposto	Poupança auto-cons.	Lucro cumulado	% amortec.
2023	64	650	0	0	0	-586	38138	-137821	21.4%
2024	64	670	0	0	0	-605	39282	-99144	43.5%
2025	65	690	0	0	0	-625	40426	-59342	66.2%
2026	65	710	0	0	0	-645	41570	-18417	89.5%
2027	66	732	0	0	0	-666	42715	23632	113.5%
2028	66	754	0	0	0	-687	43859	66803	138.1%
2029	67	776	0	0	0	-709	45003	111097	163.3%
2030	67	799	0	0	0	-732	46147	156511	189.2%
2031	68	823	0	0	0	-756	47291	203047	215.8%
2032	68	848	0	0	0	-780	48435	250702	243.0%
2033	68	874	0	0	0	-805	49579	299476	270.8%
2034	69	900	0	0	0	-831	50724	349369	299.2%
2035	69	927	0	0	0	-857	51868	400379	328.3%
2036	70	955	0	0	0	-885	53012	452506	358.0%
2037	70	983	0	0	0	-913	54156	505749	388.4%
2038	71	1013	0	0	0	-942	55300	560107	419.4%
2039	71	1043	0	0	0	-972	56444	615580	451.0%
2040	72	1074	0	0	0	-1003	57588	672165	483.3%
2041	72	1107	0	0	0	-1035	58733	729863	516.2%
2042	72	1140	0	0	0	-1067	59877	788672	549.7%
2043	73	1174	0	0	0	-1101	61021	848592	583.9%
2044	73	1209	0	0	0	-1136	62165	909621	618.7%
2045	74	1245	0	0	0	-1172	63309	971759	654.1%
2046	74	1283	0	0	0	-1209	64453	1035003	690.2%
2047	75	1321	0	0	0	-1247	65597	1099354	726.9%
Total	1733	23699	0	0	0	-21965	1296693	1099354	726.9%

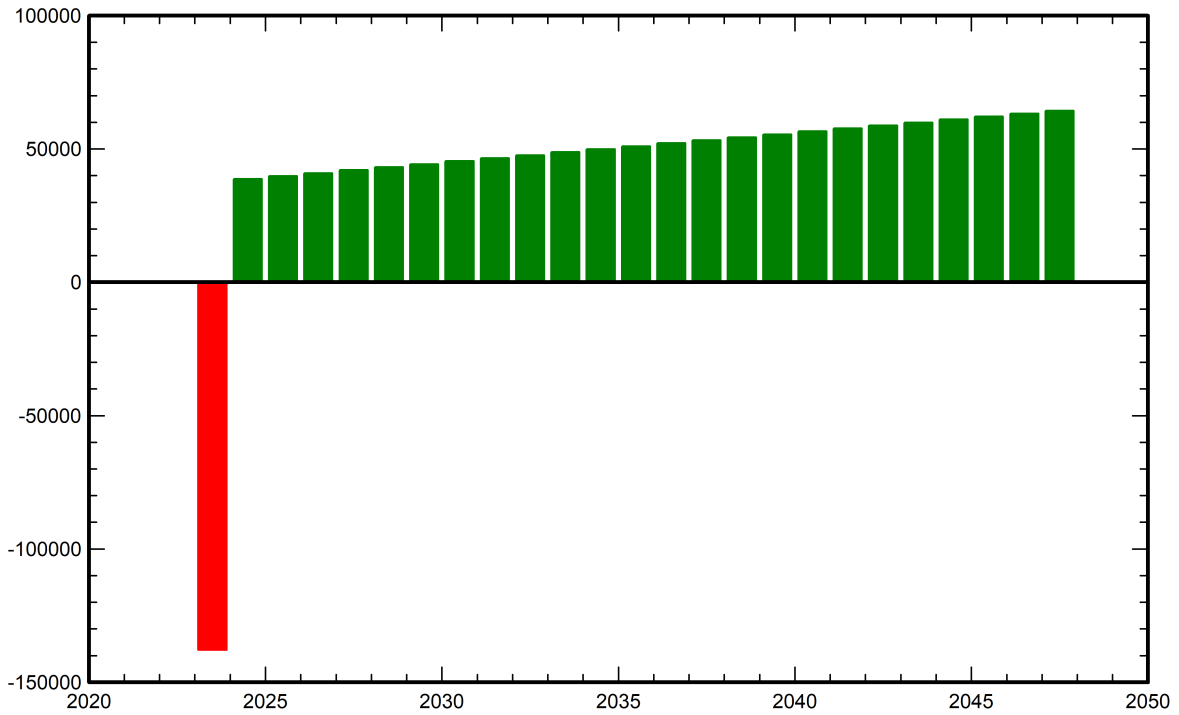


PVsyst V7.2.8

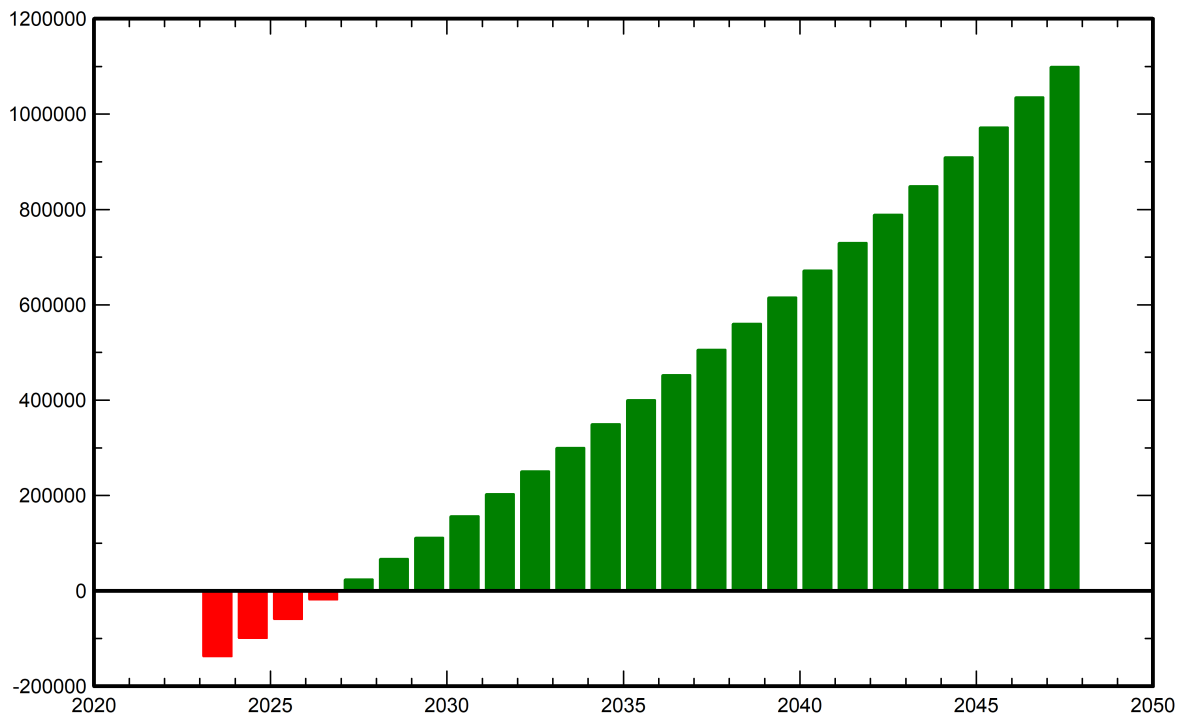
VC0, Data da simulação: 08/08/22 15:27
com v7.2.8

Análise financeira

Lucro anual líquido (EUR)



Fluxo de caixa cumulado (EUR)





Projeto: MANUTENÇÃO NORTE - CONTUMIL

Variante: MANUTENÇÃO NORTE - CONTUMIL

PVsyst V7.2.8

VCO, Data da simulação: 08/08/22 15:27
com v7.2.8

Balanco de emissões CO₂

Total: 2064.1 tCO₂

Emissões geradas

Total: 209.74 tCO₂

Origem: Cálculo em detalhe na tabela abaixo:

Emissões evitadas

Total: 2620.6 tCO₂

Produção do sistema: 254.68 MWh/ano

LCE - Emissões da rede: 343 gCO₂/kWh

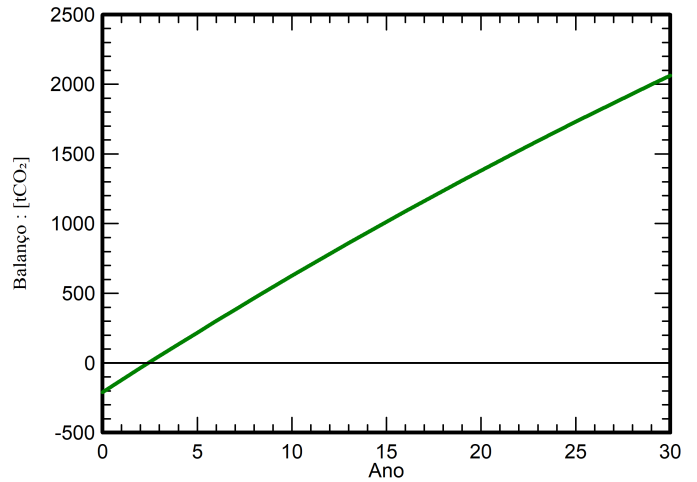
Origem: Lista TEA

País: Portugal

Tempo de vida: 30 anos

Deterioração anual: 1.0 %

Economia de emissões de CO₂ em função do tempo



Pormenores das emissões durante o ciclo de vida do sistema

Item	LCE	Quantidade	Subtotal
			[kgCO ₂]
Módulos	1401 kgCO ₂ /kWp	145 kWp	203471
Suporta	2.29 kgCO ₂ /kg	2640 kg	6040
Inversores	227 kgCO ₂ /unidades	1.00 unidades	227

Anexo G. Ficha técnica – Carregadores veículos elétricos



RAPTION 50 HV CCS2

RAPTION 50 HV CCS2, Estações de carregamento rápido compactas

Código: V17210. (DESCATALOGADO)

- > Comunicações: Ethernet | 4G
- > Saída: 100-920 Vcc - 125 A - 50 kW
- > Tipo conector: CCS Combo 2 (FF)
- > Tipo rede: Trifásica
- > Modo carga: 4
- > N° tomadas: 1

Especificações

Alimentação em corrente alternada

Corrente de entrada	76 A
Eficiência	95 % con potencia nominal de salida
Fator de potência	> 0,98
Frequência	50 / 60 Hz
Tipo de rede	3F + N + PE
Tensão nominal	400 V ~ (± 10 %) (480 V ~ bajo demanda)

Características elétricas

Proteção contra sobretensões (DSP)	Opcional
Proteção contra sobrecorrente	Opcional
Cabo: tipo de conector	CCS Combo 2 (comprimento do cabo 3m)
I máx. de saída (A)	0 ... 125 cc
Modo de carregamento	Modo 4
N° de tomas	1
Potência máx. de saída (kW)	50 (cc)
Tensão	50 ... 500 Vcc

Características mecânicas

Tamanho (mm) larg. x alt. x prof.	940 x 1800 x 520 (mm)
Envolvente	Aço inoxidável
Ruído (dB)	< 55 dB
Peso (kg)	230

Características ambientais

Grau de proteção	IP 54 / IK10
Humidade relativa (sem condensação)	5 ... 95 %
Temperatura de armazenamento	-20 ... +60 °C
Temperatura de trabalho	-30 ... +45 °C

Normas

Certificações	CE
Segurança elétrica, Categoria da instalação	CAT III 300 V
Normas	IEC 61851-1, IEC 61851-22, IEC 61851-23, IEC 62196-1, IEC 62196-2, IEC 62196-3, CHAdeMO Certified, CCS (DIN 70121, ISO 15118)



RAPTION 50 HV CCS2

Estação de carregamento rápido exterior

Código: V17210.

Comunicações

Protocolo	OCPP
Tipo	Ethernet 10/100 Base TX (TCP/IP)
Velocidade	4G / GPRS / GSM Modem

Segurança Elétrica

Classe de isolamento	Double-insulated electric shock protection class II (IEC 61010)
----------------------	---

Interface do utilizador

RFID	ISO/IEC 14443 A/B, MIFARE Classic / Desfire EV1 ISO 18092 / ECMA-340, NFC 13,56 MHz
LED	Indicação luminosa de estado de carga RGB
Tipo de visor	Ecrã táctil TFT de 8", multilingue

Prestações

Aquecedor climatizador	-30 ... +45 °C (Opcional)
Medição de energia	Contador de medição de energia elétrica alterna conforme a UNE-EN 50470

Proteção

Relé de segurança tipo (classe)	RCD (opcional)
---------------------------------	----------------

Saída 1

Corrente máxima	125 A
Potência máxima	50 kW
Intervalo de tensão	50-500 Vcc
Tipo de conector	CCS Combo 2 (FF)
Tipo de rede	Trifásica (CC)

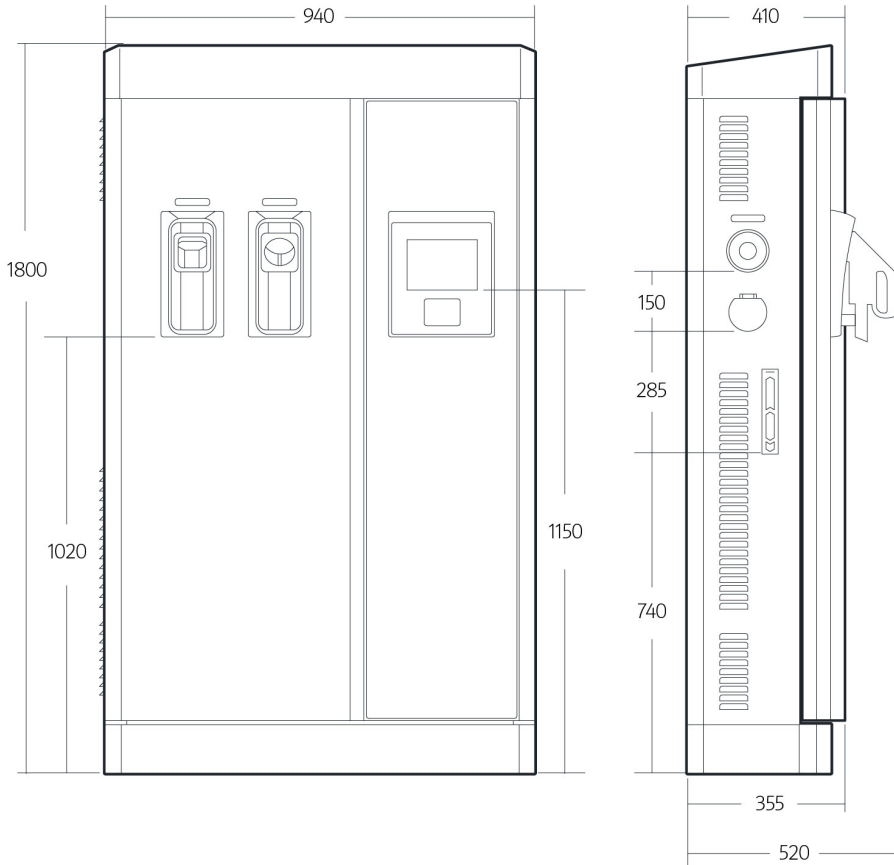
Dimensões



RAPTION 50 HV CCS2

Estação de carregamento rápido exterior

Código: V17210.





URBAN T22

URBAN T22, Postes de carregamento exterior

Código: V10623.

- > Comunicações: Ethernet
- > Saída: 400 Vca - 32 A - 22 kW
- > Corrente entrada: 67 A
- > Tipo conector: Base Tipo 2
- > Tipo rede: Trifásica
- > Modo carga: 3
- > N° tomadas: 2
- > Proteção diferencial: Tipo A

Descrição

Os postes **URBAN** foram criados para garantir uma solução robusta para o carregamento em ambientes de acesso público, capaz de resistir às diferentes condições ambientais e possíveis actos de vandalismo, proporcionando, assim, um processo de instalação e manutenção simplificado para os operadores.

Os equipamentos **URBAN** facilitam as tarefas de carregamento aos diferentes utilizadores de VE, incorporando todas as proteções elétricas necessárias para garantir uma plena segurança no interior de um corpo metálico de alumínio. Podem dispor de cabos tipo 1, tipo 2 ou tomadas Tipo 2 e/ou tomadas Schuko em diversas combinações, possibilitando o carregamento em Modo 1-2 e Modo 3 em função da configuração selecionada.

A série **URBAN 20** foi idealizada para aplicações complexas onde for necessário oferecer as máximas prestações que exige o mercado, onde se precisar de gestão e monitorização com controlo remoto, ou onde for necessário ser integrado em plataformas de gestão baseadas no protocolo OCPP 1.5 ou 1.6.

Aplicativo

Os postes **URBAN** adequam-se especialmente a todo o tipo de estacionamento em intempéries. As suas aplicações estendem-se desde lugares na via pública, grandes superfícies, aeroportos, empresas de venda e aluguer de veículos, estacionamentos privados, etc



URBAN T22

Código: V10623.

Especificações

Alimentação em corrente alternada

Corrente de entrada	67 A
Frequência	50 ... 60 Hz
Tipo de rede	3F + N + PE
Tensão nominal	400 V ~ ± 10 %

Características elétricas

Proteção contra sobretensões (DSP)	Protetor contra sobretensão transitória IEC 61643-1 (Classe II), (Opcional)
Proteção contra sobrecorrente	PIA 40 A (curva C)
Equilíbrio de potência entre tomadas	1
Cabo: tipo de conector	Base Tipo 2
I máx. de saída (A)	32
Modo de carregamento	Modo 3 (IEC 61851-1)
Nº de tomas	2
Potência máx. de saída (kW)	22
Tensão	400 V ~ (± 10 %)

Características mecânicas

Tamanho (mm) larg. x alt. x prof.	450 x 1550 x 290 (mm)
Envolvente	Alumínio e ABS
Fixação	Fixação ao chão com 4 parafusos
Peso (kg)	52

Características ambientais

Grau de proteção	IP 54 / IK10
Humidade relativa (sem condensação)	5 ... 95 %
Temperatura de armazenamento	-20 ... +60 °C
Temperatura de trabalho	-5 ... +45 °C

Comunicações

Protocolo	Ocpp
Tipo	Ethernet 10/100 Base TX (TCP/IP)
Velocidade	4G / GPRS / GSM (opcional)

Normas

Segurança elétrica, Categoria da instalação	CAT III 300 V
Normas	IEC 61851-1, IEC 61851-22, IEC 62196-1, IEC 62196-2, Directiva 2014/35/UE, LVD; 2014/30/UE, EMC

Segurança Elétrica



URBAN T22

Código: V10623.

Classe de isolamento Double-insulated electric shock protection class II (IEC 61010)

Interface do utilizador

RFID ISO/IEC 14443 A/B, MIFARE Classic / Desfire EV1 ISO 18092 / ECMA-340, NFC 13,56 MHz

LED Indicação luminosa de estado de carga RGB

Tipo de visor LCD

Prestações

Medição de energia MID counter Class 1, UNE-EN 50470-3

Opcional

- Portas antivandalismo para tomadas Tipo 2
- Proteção diferencial Tipo A com reconexão automática
- Proteção diferencial Tipo B
- Proteção diferencial Tipo B com reconexão automática
- Protetor contra sobretensões
- Kit de baixa temperatura (-30 °C)
- Aquecedor climatizador (-30 ... +45 °C)

Proteção magnetotérmica

Curva de disparo tipo MCB (Curva C)

Proteção

Relé de segurança tipo (classe) RCD Tipo A (30 mA) RCD Tipo A (30 mA) com reconexão automática (opcional) RCD Tipo B (opcional) RCD Tipo B com reconexão automática (opcional)

Saída 1

Corrente máxima 400 Vca - 32 A - 22 kW

Potência máxima 400 Vca - 32 A - 22 kW

Intervalo de tensão 400 Vca - 32 A - 22 kW

Tipo de conector Base Tipo 2

Tipo de rede Trifásica (CA)

Saída 2

Corrente máxima 400 Vca - 32 A - 22 kW

Potência máxima 400 Vca - 32 A - 22 kW

Intervalo de tensão 400 Vca - 32 A - 22 kW

Tipo de conector Base Tipo 2

Tipo de rede Trifásica (CA)



URBAN T22

Código: V10623.

URBAN 20

Postes de carregamento exterior URBAN 20

CÓDIGO	MODELO	Nº tomadas	Saída	Tipo conector	Tipo rede
V10622.	URBAN M22	2	230 Vca - 32 A - 7,4 kW	Base Tipo 2	Monofásica
V10623.	URBAN T22	2	400 Vca - 32 A - 22 kW	Base Tipo 2	Trifásica
V10625.	URBAN M22-C1	2	230 Vca - 32 A - 7,4 kW	Cabo Tipo 1	Monofásica
V10626.	URBAN T22-C2	2	400 Vca - 32 A - 22 kW	Cabo Tipo 2	Trifásica
V10627.	URBAN T24-MIX	4 (2)	400 Vca - 32 A - 22 kW 230 Vca - 16 A - 3,7 kW	Base Tipo 2 Schuko	Trifásica
V1062A.	URBAN M22-C2	2	230 Vca - 32 A - 7,4 kW	Cabo Tipo 2	Monofásica

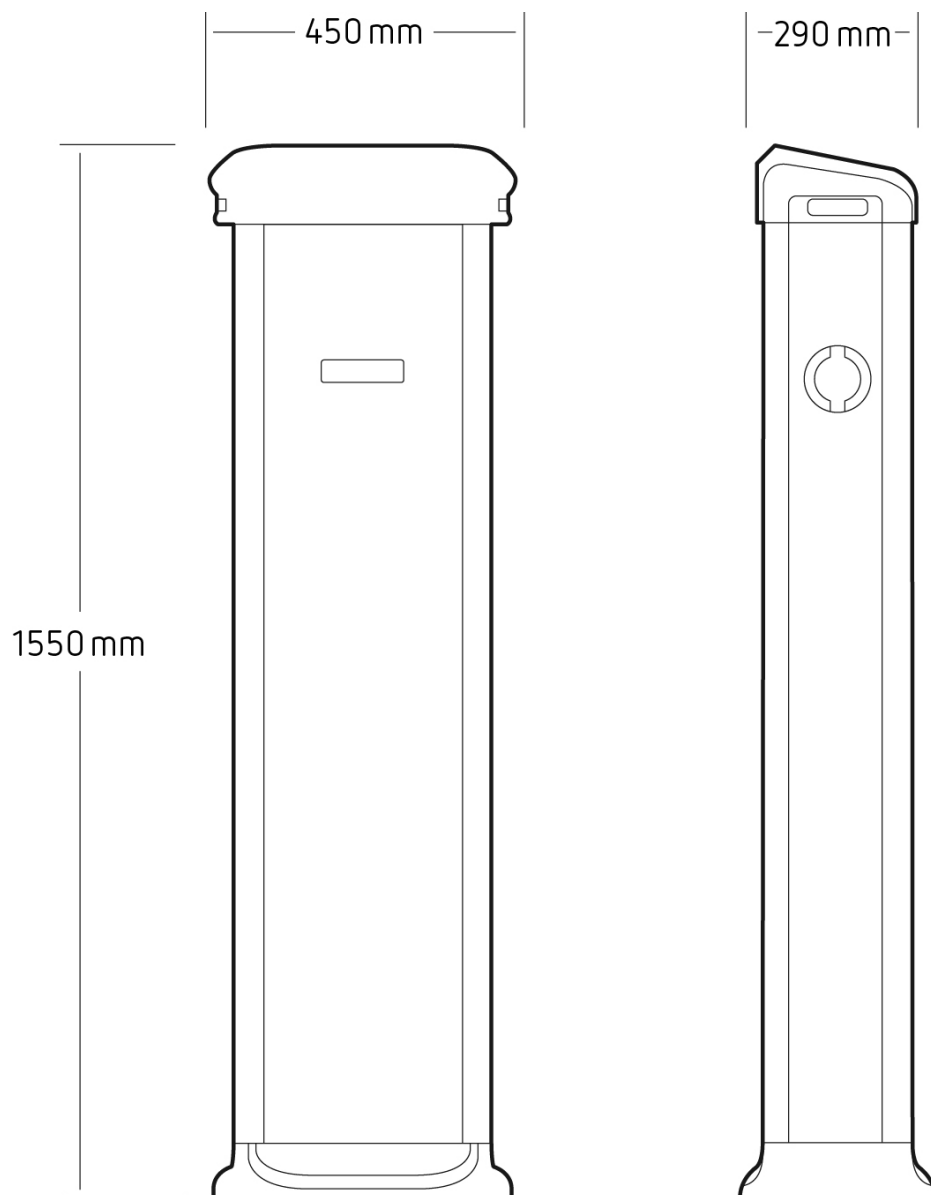
Proteção magnetotérmica e proteção diferencial de 30 mA Tipo A independente por tomada, medição de energia integrada MID, Leitor RFID para identificação e ativação de carga - ISO 14443 A/B, armazenamento de dados, comunicações Ethernet, comunicações 3G (opcional), protocolo de comunicações OCPP 1.5/1.6, Peso: 55 kg, revestimento de alumínio IP54 - IK10, Dimensões 1550 x 450 x 290 mm. Comprimento de cabo de 4 m (de acordo com o modelo).

Dimensões



URBAN T22

Código: V10623.



Anexo H. Ficha Técnica – Cabos e equipamentos proteção

NORMAS:

CONSTRUCCIÓN

TÜV 2Pfg 1169
EN 50618

REACCIÓN AL FUEGO

IEC 60332-1-2 IEC 61034-2
EN 60332-1-2 EN 61034-2
IEC 60754-1
EN 60754-1



CONSTRUCCIÓN:

1. CONDUCTOR

Cobre, clase 5 según IEC 60228.

2. AISLAMIENTO

Compuesto de EVA reticulado.
Color natural.

3. CUBIERTA EXTERIOR

Compuesto de EVA reticulado.
Colores rojo o negro.

APLICACIONES:

Pensados para la interconexión de paneles en instalaciones fotovoltaicas y para la conexión de estos con las cajas de conexión y los inversores, tanto en interiores, exteriores e instalaciones fijas o móviles (seguidores solares), como en tierra, tejados o integrados en edificios. No recomendado para instalación subterránea, ya sea bajo tubo o directamente enterrado.

Estos cables no están diseñados para ser sumergidos.

Temperatura máxima del conductor: +90 °C (120 °C durante 20.000 horas)

Temperatura mínima de trabajo: -40 °C.



CERTIFICACIONES:



• BAUART
GEPRÜFT
• TYPE
APPROVED



LCIE se aplica a secciones desde 4 mm² hasta 25 mm² inclusive.

TÜV no se aplica a la sección 300 mm².

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS:

Código de General Cable	Sección (mm ²)	Diámetro nominal exterior (mm)	Peso nominal (kg/km)	Radio mínimo de curvatura (mm)	Intensidad máx. admisible al aire 60 °C * (A)	Caída de tensión DC system (V/A.km)
1614107	1x2,5	4,8	45	20	41	22,9
1619108	1x4	6,0	65	25	55	14,2
1619109	1x6	6,6	85	25	70	9,45
1619110	1x10	8,0	135	35	96	5,43
1614111	1x16	8,5	195	35	132	3,46
1614112	1x25	10,2	290	45	176	2,22
1614113	1x35	11,5	390	50	218	1,57
1614114	1x50	13,7	550	55	267	1,10
1614115	1x70	15,2	750	65	332	0,772
1614116	1x95	17,1	970	70	397	0,585
1614117	1x120	19,1	1.215	80	471	0,457
1614118	1x150	21,2	1.525	85	541	0,368
1614119	1x185	23,1	1.830	95	615	0,301
1614120	1x240	26,7	2.415	135	745	0,228
1614121	1x300	29,8	3.045	150	857	0,182

* Temperatura máxima del conductor de 120 °C, según TÜV 2Pfg 1169:2007.

Valores nominales sujetos a variación en función de la tolerancia de fabricación.

*CH10x85 gPV 15A/1500V DC UL

Specifications

ETI Code	002625240
Description	*CH10x85 gPV 15A/1500V DC UL
Class name	Fuse link
Rated current (A)	15
Type	CH
Size	CH10
Characteristics	gPV
Rated DC voltage (V)	1500
Dimensions	10x85
Breaking capacity DC (kA)	10
Power dissipation (W)	3,6
Standards	IEC 60269-6, UL 2579, UL 248-1
Power dissipation (0,7xIn) (W)	1,4
Operating joule integral (A2s)	161
L/R (ms)	2
Prearcing joule integral (A2s)	40,6
Application	For protection of photovoltaic modules
UL certificate	E347771

Online product page 

Other documentation

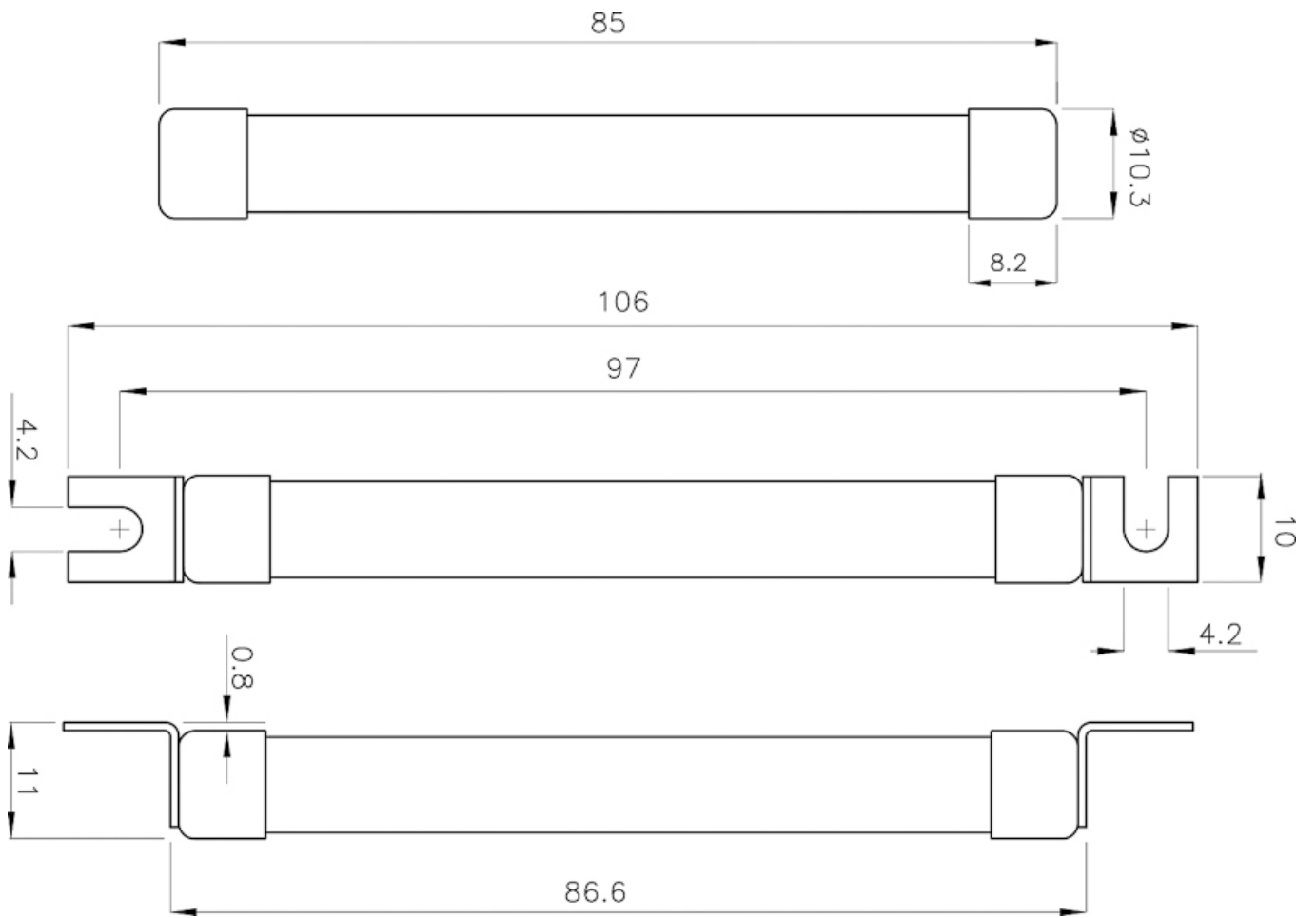


Technical data catalogue

3D Model

CE declaration

Dimension drawing



PSM3-40/1500 PV

77707840

Surge Protection Device, Type 2, 40kA(8/20), YPV, 1500Vdc, Photovoltaic, 3 Poles, Pluggable, 3 Modules



[Link to the product page](#)

Technical Data	Value	Units
Commercial data		
Code	77707840	
Part Number	PSM3-40/1500 PV	
Status	Available	
EAN	8435297855019	
Tariff code (HS)	8536.30.90	
Dimensions		
Product height	90	[mm]
Product width	54	[mm]
Product length	70	[mm]
Product weight	360	[gr]
General data		
Internal configuration	Y	
No. poles	3	
No. DIN rail modules	3	
Installation	(L+/PE/L-)	
Format	Pluggable	
Network configuration	PV	
Product standards	IEC 61643-31; EN 50539-11	
Certifications	CE; UL+C 1449 4th Edition	
Designation according to EN 50539-11	PV Type 2	
Insulating material & flammability class	PA6 CT1; V-0	
Enclosure	IP 20	
Temperature range	-40 °C ... +85 °C	

Technical features

Supply voltage		1500 [Vdc]	
Maximum continuous operating voltage DC	Ucpv	1500	[V]
Maximum discharge current (8/20) (L-L)	I _{max} (L-L)	40	[kA]
Nominal discharge current (8/20) (L-L)	I _n (L-L)	15	[kA]
Nominal discharge current (8/20)	I _n	15	[kA]
Voltage protection level (L-L) at I _n	U _p (L-L)	5	[kV]
Short circuit withstand	I _{scpv}	10000	[A]
Response time (L-L)	t _A (L-L)	25	[ns]
Remote indication		No	
Visual end of life indication		Yes	
Dynamic thermal disconnection (L-L)		Yes	

UL Technical features

File UL		E360120	
SPD UL Type		2CA	
Maximum continuous operating voltage (DC+-DC-)	MCOV (DC+-DC-)	1500	[V]
Maximum continuous operating voltage (DC+ -G)	MCOV (DC+ -G)	1500	[V]
Maximum continuous operating voltage (DC- - G)	MCOV (DC- - G)	1500	[V]
Nominal discharge current (UL)	I _n	10	[kA]
Voltage protection rating (DC+ - DC-)	VPR (DC+ - DC-)	4000	[V]
Voltage protection rating (DC+ - PE)	VPR (DC+ - G)	4000	[V]
Voltage protection rating (DC- - PE)	VPR (DC- - G)	4000	[V]
Short circuit current rating	SCCR	65	[kA]

Certifications	Value	Units
Product standards	IEC 61643-31; EN 50539-11	
Certifications	CE; UL+C 1449 4th Edition	

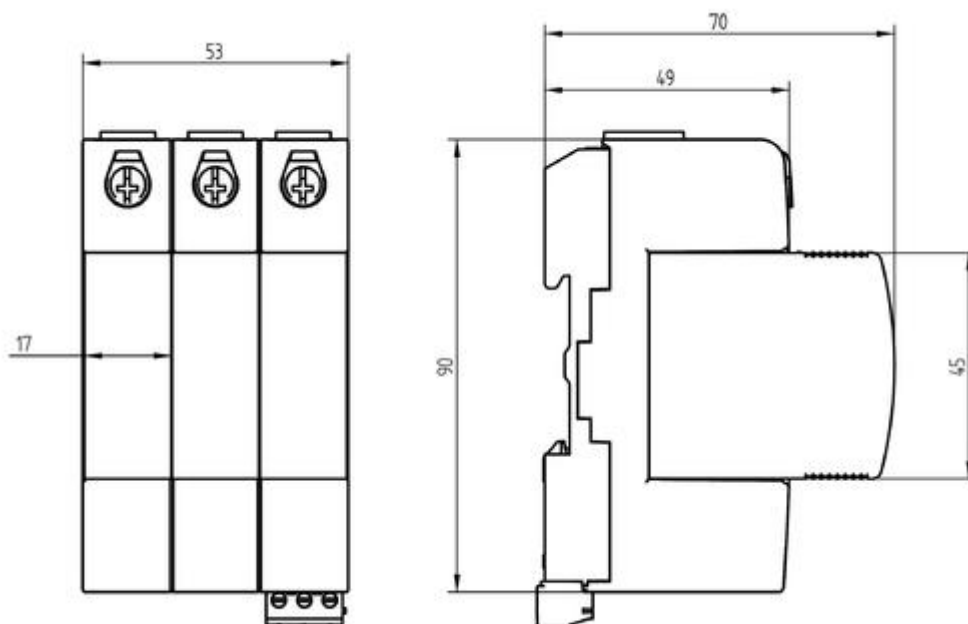
Accessories

Pluggable cartridge 1

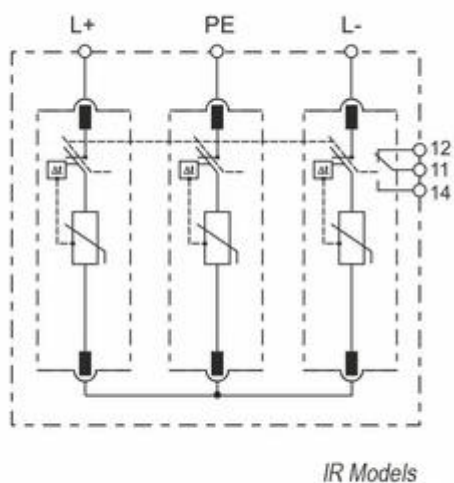
77707683

Wiring diagrams

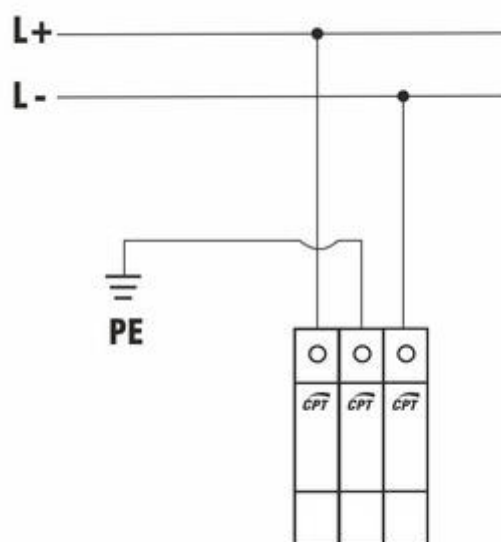
Dimensions



Internal configuration



Wiring diagram





HHT162DR

Disjuntor P250 TM 4P-3D+N/2 160A 25kA

Características técnicas

Arquitectura

Tipo de comando	alternar
Posição do neutro	Esquerda
Número de polos protegidos	4
Nº de pólos	4 P
Tipo de pólos	4P4D N:0/50%
Modo de fixação	aparafusado
Tipo de caixa	Fixo incorporado

Funções

Aparelho equipado com função de proteção	Sim
Função inversor	Não
Version as main switch	Sim
Função interruptor de "paragem de emergencia"	Não
Version as safety switch	Não
Version as maintenance-/service switch	Sim
Tipo de protecção	TM A/A
Protecção contra defeitos à terra	Não
Com corte do neutro	Sim
Isolation suitability	Sim

Compatibilidade

Compatível com montagem sobre perfil DIN	Não
Compatible with RCD AOB	Sim

Comandos e indicadores

Comando motorizado integrado	Não
------------------------------	-----

Conectividade

ACP connection (communication)	Não
CIP connection (communication)	Não
MIP connection (communication)	Não
OAC connection (communication)	Não
PTA connection (communication)	Não
ZSI connection (communication)	Não

Principais características eléctricas

Tensão alternada estipulada de utilização	220 / 690 V
Tipo de tensão de alimentação	AC
Frequência de funcionamento	50/60 Hz

Voltagem

Tensão estipulada de isolamento	800 V
---------------------------------	-------

Tensão estipulada de resistência ao choque	8 kV
Equipado com uma bobina de baixa voltagem	Não
Corrente eléctrica	
Intensidade nominal	160 A
Rated ultimate short-circuit breaking capacity Icu under 110-138V AC IEC 60947-2	35 kA
Pdc limite em c.a. 690V (EN 60947-2)	6 kA
Marca de regulação do térmico	0,63 / 0,8 / 1
Corrente nominal a 30°C de acordo com IEC 60947	180,9 A
Corrente nominal a 35°C de acordo com IEC 60947	175,9 A
Corrente nominal a 40°C de acordo com IEC 60947	170,8 A
Corrente nominal a 45°C de acordo com IEC 60947	165,5 A
Corrente nominal a 50°C de acordo com IEC 60947	160 A
Corrente nominal a 55°C de acordo com IEC 60947	154,3 A
Corrente nominal a 60°C de acordo com IEC 60947	148,5 A
Corrente nominal a 65°C de acordo com IEC 60947	142,3 A
Corrente nominal a 70°C de acordo com IEC 60947	135,9 A
Rated service breaking capacity Ics under 660V AC according IEC 60947-2	6 kA
Poder de corte num polo em IT 230V (EN 60947-2)	6 kA
Poder de corte num polo em IT 400V (EN 60947-2)	6 kA
Poder de corte num 1 polo em IT 415V (NF EN 60947-2)	6 kA
Capacidade de corte em 1 pólo com 690 V NF 60947-2	4,25 kA
Pdc limite em c.a. 230V (EN 60947-2)	35 kA
Pdc último em c.a. 240V (NF EN 60947-2)	35 kA
Pdc limite em c.a. 400V (EN 60947-2)	25 kA
Pdc último em c.a. 415V (NF EN 60947-2)	25 kA
Valor de regulação térmico	100 / 125 / 160 A
Rated short-circuit making capacity Icm under 110-138V AC according IEC 60947-2	105 kA
Rated short-circuit making capacity Icm under 220V AC according IEC 60947-2	105 kA
Rated short-circuit making capacity Icm under 230V AC according IEC 60947-2	105 kA
Rated short-circuit making capacity Icm under 240V AC according IEC 60947-2	105 kA
Rated short-circuit making capacity Icm under 380V AC according IEC 60947-2	84 kA
Rated short-circuit making capacity Icm under 400V AC according IEC 60947-2	84 kA
Rated short-circuit making capacity Icm under 415V AC according IEC 60947-2	84 kA

Sujeito a modificações técnicas

Rated short-circuit making capacity Icm under 660V AC according IEC 60947-2	9 kA
Rated short-circuit making capacity Icm under 690V AC according IEC 60947-2	9 kA
Rated service breaking capacity Ics under 110-138V AC according IEC 60947-2	35 kA
Rated ultimate short-circuit breaking capacity Icu under 220V AC IEC 60947-2	35 kA
Rated ultimate short-circuit breaking capacity Icu under 380V AC IEC 60947-2	25 kA
Rated ultimate short-circuit breaking capacity Icu under 660V AC IEC 60947-2	6 kA
Dimensões	
Profundidade produto instalado	97 mm
Altura produto instalado	165 mm
Largura produto instalado	140 mm
Critical distance switching emission/earthed part bottom	50 mm
Critical distance switching emission/earthed part left	50 mm
Critical distance switching emission/earthed part right	50 mm
Critical distance switching emission/earthed part top	50 mm
Critical distance switching emission/insulated plate	0 mm
Critical distance switching emission/live part	150 mm
Frequência	
Frequency	50 a 60 Hz
Potência	
Potência dissipada por pólo a 0,63 In	3,79 W
Potência dissipada por pólo 0,8 In	5,92 W
Potência dissipada total a 0,63 In	11,37 W
Potência dissipada total a 0,8 In	17,76 W
Potência total dissipada em IN	29,1 W
Potência dissipada por pólo	9,7 W
Disparador	
Disparo rápido (Short time)	Não
Resistência	
Nº de manobras eléctricas em ciclos	10000
Nº de manobras mecânicas	40000
Tampa, porta	
Bloqueável por cadeado	Sim
Instalação, montagem	
Binário de aperto	12Nm
Montagem opcional sobre calha DIN mediante adaptador	Não
Critical distance switching emission/between products sides	0 mm
Suitable for front mounting center	Não
Suitable for front mounting	Não

Adaptado para montagem no solo	Sim
Ligação	
Secção de ligação em cabo flexível	35 / 150mm ²
Secção de ligação em cabo rígido	35 / 185mm ²
Ligação	ligação frontal
Tipo de ligação	intervalo
Protecção	
Earth fault protection (GF)	Não
Instantaneous protection (Ii)	Sim
Instantaneous protection (Ii): deactivatable	Não
Instantaneous protection (Ii): reference for current setting	Ii_In
Instantaneous protection (Ii): dial setting coefficient	6 / 8 / 10 / 13
Long Time overload protection (Itd)	Sim
Long time delay protection (Itd): deactivatable	Não
Neutral overload protection (NP)	Sim
Neutral overload protection (NP): current (IN)	50 %
Pre-Trip Alarm (PTA)	Não
Short time protection (std)	Não
Short time protection by I ² t curve	Não
Cabo	
Material do Cabo	Cu / Al
Configurações	
Valor de regulação magnético	960 / 1280 / 1600 / 2080 A
Regulação do térmico	6 / 8 / 10 / 13
Time adjustable	Não
Equipamento	
Número de contactos auxiliares normalmente fechados	0
Número de contactos auxiliares comutados normalmente abertos	0
Reserva de energia (sem manutenção)	0
Comando motor opcional	Sim
Acessoriável	Sim
Casos de utilização	
Categoria de utilização	A
Padrões	
texto	IEC 60947-2
Directiva Europeia WEEE	em conformidade
Segurança	
Índice de protecção IP	IP4X
Condições de utilização	
Grau de poluição de acordo com a IEC 60664 / IEC 60947-2	3
Altitude	2000 m
Tropicalização	95%HR 55°C sev Kn (IEC 68-2-30/52)



HHT202DR

Disjuntor P250 TM 4P-3D+N/2 200A 25kA

Características técnicas

Arquitectura

Tipo de comando	alternar
Posição do neutro	Esquerda
Número de polos protegidos	4
Nº de pólos	4 P
Tipo de pólos	4P4D N:0/50%
Modo de fixação	aparafusado
Tipo de caixa	Fixo incorporado

Funções

Aparelho equipado com função de proteção	Sim
Função inversor	Não
Version as main switch	Sim
Função interruptor de "paragem de emergencia"	Não
Version as safety switch	Não
Version as maintenance-/service switch	Sim
Tipo de protecção	TM A/A
Protecção contra defeitos à terra	Não
Com corte do neutro	Sim
Isolation suitability	Sim

Compatibilidade

Compatível com montagem sobre perfil DIN	Não
Compatible with RCD AOB	Sim

Comandos e indicadores

Comando motorizado integrado	Não
------------------------------	-----

Conectividade

ACP connection (communication)	Não
CIP connection (communication)	Não
MIP connection (communication)	Não
OAC connection (communication)	Não
PTA connection (communication)	Não
ZSI connection (communication)	Não

Principais características eléctricas

Tensão alternada estipulada de utilização	220 / 690 V
Tipo de tensão de alimentação	AC
Frequência de funcionamento	50/60 Hz

Voltagem

Tensão estipulada de isolamento	800 V
---------------------------------	-------

Tensão estipulada de resistência ao choque	8 kV
Equipado com uma bobina de baixa voltagem	Não
Corrente eléctrica	
Intensidade nominal	200 A
Rated ultimate short-circuit breaking capacity Icu under 110-138V AC IEC 60947-2	35 kA
Pdc limite em c.a. 690V (EN 60947-2)	6 kA
Marca de regulação do térmico	0,63 / 0,8 / 1
Corrente nominal a 30°C de acordo com IEC 60947	234,1 A
Corrente nominal a 35°C de acordo com IEC 60947	226,1 A
Corrente nominal a 40°C de acordo com IEC 60947	217,7 A
Corrente nominal a 45°C de acordo com IEC 60947	209 A
Corrente nominal a 50°C de acordo com IEC 60947	200 A
Corrente nominal a 55°C de acordo com IEC 60947	190,5 A
Corrente nominal a 60°C de acordo com IEC 60947	180,5 A
Corrente nominal a 65°C de acordo com IEC 60947	170 A
Corrente nominal a 70°C de acordo com IEC 60947	158,7 A
Rated service breaking capacity Ics under 660V AC according IEC 60947-2	6 kA
Poder de corte num polo em IT 230V (EN 60947-2)	6 kA
Poder de corte num polo em IT 400V (EN 60947-2)	6 kA
Poder de corte num 1 polo em IT 415V (NF EN 60947-2)	6 kA
Capacidade de corte em 1 pólo com 690 V NF 60947-2	4,25 kA
Pdc limite em c.a. 230V (EN 60947-2)	35 kA
Pdc último em c.a. 240V (NF EN 60947-2)	35 kA
Pdc limite em c.a. 400V (EN 60947-2)	25 kA
Pdc último em c.a. 415V (NF EN 60947-2)	25 kA
Valor de regulação térmico	125 / 160 / 200 A
Rated short-circuit making capacity Icm under 110-138V AC according IEC 60947-2	105 kA
Rated short-circuit making capacity Icm under 220V AC according IEC 60947-2	105 kA
Rated short-circuit making capacity Icm under 230V AC according IEC 60947-2	105 kA
Rated short-circuit making capacity Icm under 240V AC according IEC 60947-2	105 kA
Rated short-circuit making capacity Icm under 380V AC according IEC 60947-2	84 kA
Rated short-circuit making capacity Icm under 400V AC according IEC 60947-2	84 kA
Rated short-circuit making capacity Icm under 415V AC according IEC 60947-2	84 kA

Sujeito a modificações técnicas

Rated short-circuit making capacity Icm under 660V AC according IEC 60947-2	9 kA
Rated short-circuit making capacity Icm under 690V AC according IEC 60947-2	9 kA
Rated service breaking capacity Ics under 110-138V AC according IEC 60947-2	35 kA
Rated ultimate short-circuit breaking capacity Icu under 220V AC IEC 60947-2	35 kA
Rated ultimate short-circuit breaking capacity Icu under 380V AC IEC 60947-2	25 kA
Rated ultimate short-circuit breaking capacity Icu under 660V AC IEC 60947-2	6 kA
Dimensões	
Profundidade produto instalado	97 mm
Altura produto instalado	165 mm
Largura produto instalado	140 mm
Critical distance switching emission/earthed part bottom	50 mm
Critical distance switching emission/earthed part left	50 mm
Critical distance switching emission/earthed part right	50 mm
Critical distance switching emission/earthed part top	50 mm
Critical distance switching emission/insulated plate	0 mm
Critical distance switching emission/live part	150 mm
Frequência	
Frequency	50 a 60 Hz
Potência	
Potência dissipada por pólo a 0,63 In	4,69 W
Potência dissipada por pólo 0,8 In	7,68 W
Potência dissipada total a 0,63 In	14,06 W
Potência dissipada total a 0,8 In	23,04 W
Potência total dissipada em IN	36 W
Potência dissipada por pólo	12 W
Disparador	
Disparo rápido (Short time)	Não
Resistência	
Nº de manobras eléctricas em ciclos	10000
Nº de manobras mecânicas	40000
Tampa, porta	
Bloqueável por cadeado	Sim
Instalação, montagem	
Binário de aperto	12Nm
Montagem opcional sobre calha DIN mediante adaptador	Não
Critical distance switching emission/between products sides	0 mm
Suitable for front mounting center	Não
Suitable for front mounting	Não

Adaptado para montagem no solo	Sim
Ligação	
Secção de ligação em cabo flexível	35 / 150mm ²
Secção de ligação em cabo rígido	35 / 185mm ²
Ligação	ligação frontal
Tipo de ligação	intervalo
Protecção	
Earth fault protection (GF)	Não
Instantaneous protection (Ii)	Sim
Instantaneous protection (Ii): deactivatable	Não
Instantaneous protection (Ii): reference for current setting	Ii_In
Instantaneous protection (Ii): dial setting coefficient	6 / 8 / 10 / 12
Long Time overload protection (Itd)	Sim
Long time delay protection (Itd): deactivatable	Não
Neutral overload protection (NP)	Sim
Neutral overload protection (NP): current (IN)	50 %
Pre-Trip Alarm (PTA)	Não
Short time protection (std)	Não
Short time protection by I ² t curve	Não
Cabo	
Material do Cabo	Cu / Al
Configurações	
Valor de regulação magnético	1200 / 1600 / 2000 / 2400 A
Regulação do térmico	6 / 8 / 10 / 12
Time adjustable	Não
Equipamento	
Número de contactos auxiliares normalmente fechados	0
Número de contactos auxiliares comutados normalmente abertos	0
Reserva de energia (sem manutenção)	0
Comando motor opcional	Sim
Acessoriável	Sim
Casos de utilização	
Categoria de utilização	A
Padrões	
texto	IEC 60947-2
Directiva Europeia WEEE	em conformidade
Segurança	
Índice de protecção IP	IP4X
Condições de utilização	
Grau de poluição de acordo com a IEC 60664 / IEC 60947-2	3
Altitude	2000 m
Tropicalização	95%HR 55°C sev Kn (IEC 68-2-30/52)



HHT252DR

Disjuntor P250 TM 4P-3D+N/2 250A 25kA

Características técnicas

Arquitectura

Tipo de comando	alternar
Posição do neutro	Esquerda
Número de polos protegidos	4
Nº de pólos	4 P
Tipo de pólos	4P4D N:0/50%
Modo de fixação	aparafusado
Tipo de caixa	Fixo incorporado

Funções

Aparelho equipado com função de proteção	Sim
Função inversor	Não
Version as main switch	Sim
Função interruptor de "paragem de emergencia"	Não
Version as safety switch	Não
Version as maintenance-/service switch	Sim
Tipo de protecção	TM A/A
Protecção contra defeitos à terra	Não
Com corte do neutro	Sim
Isolation suitability	Sim

Compatibilidade

Compatível com montagem sobre perfil DIN	Não
Compatible with RCD AOB	Sim

Comandos e indicadores

Comando motorizado integrado	Não
------------------------------	-----

Conectividade

ACP connection (communication)	Não
CIP connection (communication)	Não
MIP connection (communication)	Não
OAC connection (communication)	Não
PTA connection (communication)	Não
ZSI connection (communication)	Não

Principais características eléctricas

Tensão alternada estipulada de utilização	220 / 690 V
Tipo de tensão de alimentação	AC
Frequência de funcionamento	50/60 Hz

Voltagem

Tensão estipulada de isolamento	800 V
---------------------------------	-------

Tensão estipulada de resistência ao choque	8 kV
Equipado com uma bobina de baixa voltagem	Não
Corrente eléctrica	
Intensidade nominal	250 A
Rated ultimate short-circuit breaking capacity Icu under 110-138V AC IEC 60947-2	35 kA
Pdc limite em c.a. 690V (EN 60947-2)	6 kA
Marca de regulação do térmico	0,63 / 0,8 / 1
Corrente nominal a 30°C de acordo com IEC 60947	281,7 A
Corrente nominal a 35°C de acordo com IEC 60947	274,1 A
Corrente nominal a 40°C de acordo com IEC 60947	266,3 A
Corrente nominal a 45°C de acordo com IEC 60947	258,3 A
Corrente nominal a 50°C de acordo com IEC 60947	250 A
Corrente nominal a 55°C de acordo com IEC 60947	241,4 A
Corrente nominal a 60°C de acordo com IEC 60947	232,5 A
Corrente nominal a 65°C de acordo com IEC 60947	223,3 A
Corrente nominal a 70°C de acordo com IEC 60947	213,7 A
Rated service breaking capacity Ics under 660V AC according IEC 60947-2	6 kA
Poder de corte num polo em IT 230V (EN 60947-2)	6 kA
Poder de corte num polo em IT 400V (EN 60947-2)	6 kA
Poder de corte num 1 polo em IT 415V (NF EN 60947-2)	6 kA
Capacidade de corte em 1 pólo com 690 V NF 60947-2	4,25 kA
Pdc limite em c.a. 230V (EN 60947-2)	35 kA
Pdc último em c.a. 240V (NF EN 60947-2)	35 kA
Pdc limite em c.a. 400V (EN 60947-2)	25 kA
Pdc último em c.a. 415V (NF EN 60947-2)	25 kA
Valor de regulação térmico	160 / 200 / 250 A
Rated short-circuit making capacity Icm under 110-138V AC according IEC 60947-2	105 kA
Rated short-circuit making capacity Icm under 220V AC according IEC 60947-2	105 kA
Rated short-circuit making capacity Icm under 230V AC according IEC 60947-2	105 kA
Rated short-circuit making capacity Icm under 240V AC according IEC 60947-2	105 kA
Rated short-circuit making capacity Icm under 380V AC according IEC 60947-2	84 kA
Rated short-circuit making capacity Icm under 400V AC according IEC 60947-2	84 kA
Rated short-circuit making capacity Icm under 415V AC according IEC 60947-2	84 kA

Sujeito a modificações técnicas

Rated short-circuit making capacity Icm under 660V AC according IEC 60947-2	9 kA
Rated short-circuit making capacity Icm under 690V AC according IEC 60947-2	9 kA
Rated service breaking capacity Ics under 110-138V AC according IEC 60947-2	35 kA
Rated ultimate short-circuit breaking capacity Icu under 220V AC IEC 60947-2	35 kA
Rated ultimate short-circuit breaking capacity Icu under 380V AC IEC 60947-2	25 kA
Rated ultimate short-circuit breaking capacity Icu under 660V AC IEC 60947-2	6 kA
Dimensões	
Profundidade produto instalado	97 mm
Altura produto instalado	165 mm
Largura produto instalado	140 mm
Critical distance switching emission/earthed part bottom	50 mm
Critical distance switching emission/earthed part left	50 mm
Critical distance switching emission/earthed part right	50 mm
Critical distance switching emission/earthed part top	50 mm
Critical distance switching emission/insulated plate	0 mm
Critical distance switching emission/live part	150 mm
Frequência	
Frequency	50 a 60 Hz
Potência	
Potência dissipada por pólo a 0,63 In	6,92 W
Potência dissipada por pólo 0,8 In	10,82 W
Potência dissipada total a 0,63 In	20,77 W
Potência dissipada total a 0,8 In	32,45 W
Potência total dissipada em IN	50,7 W
Potência dissipada por pólo	16,9 W
Disparador	
Disparo rápido (Short time)	Não
Resistência	
Nº de manobras eléctricas em ciclos	10000
Nº de manobras mecânicas	40000
Tampa, porta	
Bloqueável por cadeado	Sim
Instalação, montagem	
Binário de aperto	12Nm
Montagem opcional sobre calha DIN mediante adaptador	Não
Critical distance switching emission/between products sides	0 mm
Suitable for front mounting center	Não
Suitable for front mounting	Não

Adaptado para montagem no solo	Sim
Ligação	
Secção de ligação em cabo flexível	35 / 150mm ²
Secção de ligação em cabo rígido	35 / 185mm ²
Ligação	ligação frontal
Tipo de ligação	intervalo
Protecção	
Earth fault protection (GF)	Não
Instantaneous protection (Ii)	Sim
Instantaneous protection (Ii): deactivatable	Não
Instantaneous protection (Ii): reference for current setting	Ii_In
Instantaneous protection (Ii): dial setting coefficient	6 / 7 / 8 / 9 / 10
Long Time overload protection (Itd)	Sim
Long time delay protection (Itd): deactivatable	Não
Neutral overload protection (NP)	Sim
Neutral overload protection (NP): current (IN)	50 %
Pre-Trip Alarm (PTA)	Não
Short time protection (std)	Não
Short time protection by I ² t curve	Não
Cabo	
Material do Cabo	Cu / Al
Configurações	
Valor de regulação magnético	1500 / 1750 / 2000 / 2250 / 2500 A
Regulação do térmico	6 / 7 / 8 / 9 / 10
Time adjustable	Não
Equipamento	
Número de contactos auxiliares normalmente fechados	0
Número de contactos auxiliares comutados normalmente abertos	0
Reserva de energia (sem manutenção)	0
Comando motor opcional	Sim
Acessoriável	Sim
Casos de utilização	
Categoria de utilização	A
Padrões	
texto	IEC 60947-2
Directiva Europeia WEEE	em conformidade
Segurança	
Índice de protecção IP	IP4X
Condições de utilização	
Grau de poluição de acordo com a IEC 60664 / IEC 60947-2	3
Altitude	2000 m
Tropicalização	95%HR 55°C sev Kn (IEC 68-2-30/52)

PSM4-40/400 SG

77727806



Surge Protection Device, Type 2, 4 poles, 3 phase WYE, 40kA(8/20), 230V, with grounding monitoring system.

[Link to the product page](#)

Technical Data	Value	Units
Commercial data		
Code	77727806	
Part Number	PSM4-40/400 SG	
Status	Available	
EAN	8435297861829	
Tariff code (HS)	8536.30.90	
Dimensions		
Product height	90	[mm]
Product width	72	[mm]
Product length	70	[mm]
Product weight	388	[gr]
General data		
Internal configuration	3P+N	
No. poles	4	
No. DIN rail modules	4	
Installation	(L1-L2-L3-N-PE)	
Format	Pluggable	
Network configuration	TT, TNS	
Product standards	EN 61643-11 ; EN 61557-3 ; EN 61010-1	
Certifications	CE	
Designation according to EN 61643-11	Type 2	
Designation according to IEC 61643-11	Class II	
Insulating material & flammability class	PA66 CT1; V-0	
Enclosure	IP20	

Temperature range			-30 °C ... +80 °C
Technical features			
Supply voltage			230 / 400 [V]
Nominal voltage AC 50-60 Hz (L-N)	Un (L-N)		230/400 [V]
Maximum continuous operating voltage (L-N)	Uc (L-N)		275 [V]
Maximum continuous operating voltage (N-PE)	Uc (N-PE)		265 [V]
Maximum discharge current (8/20) (L-N)	I _{max} (L-N)		40 [kA]
Nominal discharge current (8/20) (L-N)	I _n (L-N)		20 [kA]
Nominal discharge current (8/20)	I _n		20 [kA]
Voltage protection level (L-N) at I _n	Up (L-N)		1,3 [kV]
Voltage protection level (N-PE) at I _n	Up (N-PE)		1,5 [kV]
Maximum back-up fuse			125 A [gG]
Short circuit withstand	I _{sc}		25 [kA]
Response time (L-N)	t _A (L-N)		25 [ns]
Response time (N-PE)	t _A (N-PE)		100 [ns]
Following current (N-PE)	I _{fi}		100 [A]
Power consumption			1,6 [VA]
System leakage capacitance	C _e		1 [uF]
Remote indication			Non
Visual end of life indication			Yes
Dynamic thermal disconnection (L-N)			Yes

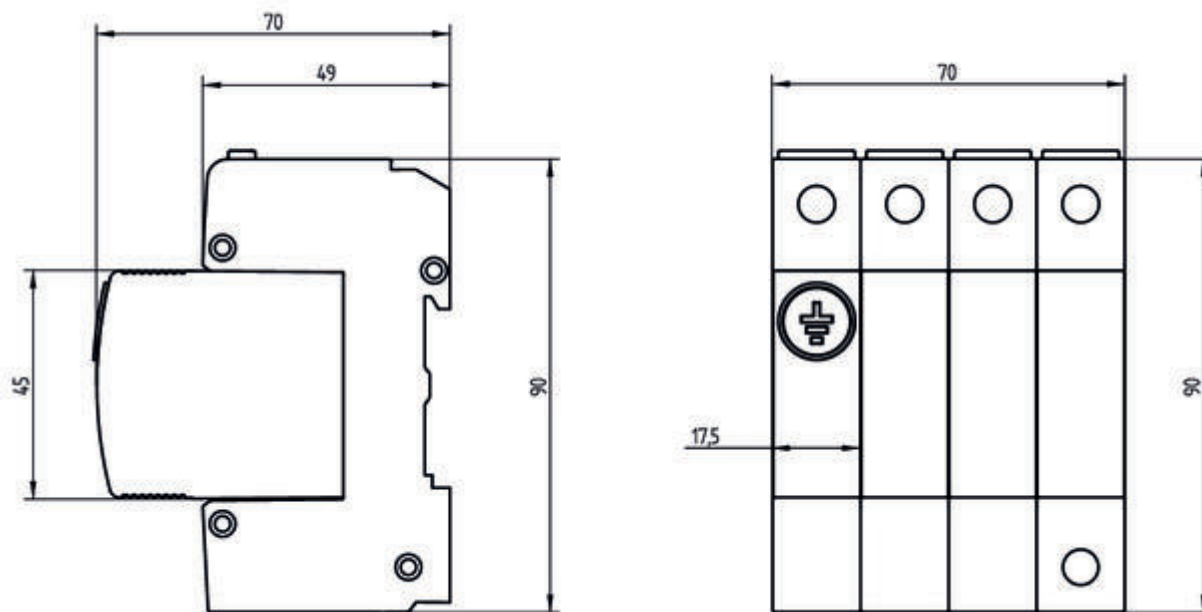
Safeguard indications

Steady green indication	Surge protection has maximum effectiveness
Steady yellow indication	Surge protection without maximum effectiveness
Steady red indication	Surge protection is ineffective
Flashing red indication	Open earth
Flashing yellow indication	Wrong (L-N) wiring
Flashing red/green indication	Permanent overvoltage >275 V
Flashing green/yellow indication	Permanent undervoltage <195 V
Flashing yellow/red indication	High voltage (N-PE)

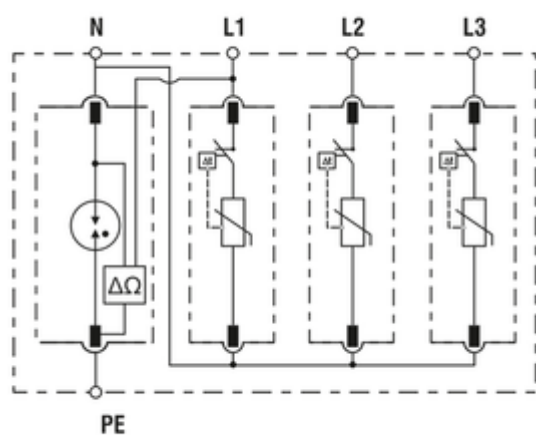
Certifications	Value	Units
Product standards	EN 61643-11 ; EN 61557-3 ; EN 61010:1	
Certifications	CE	

Wiring diagrams

Dimensions



Internal configuration



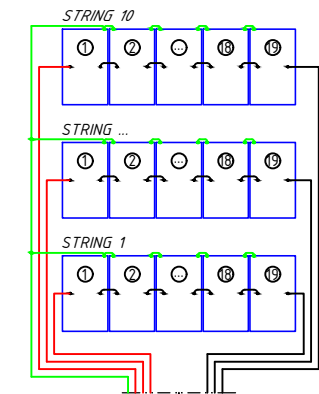
Anexo I. Esquemas eléctricos

This document is property of CP, E.P.E. and may not be copied or distributed without prior authorization

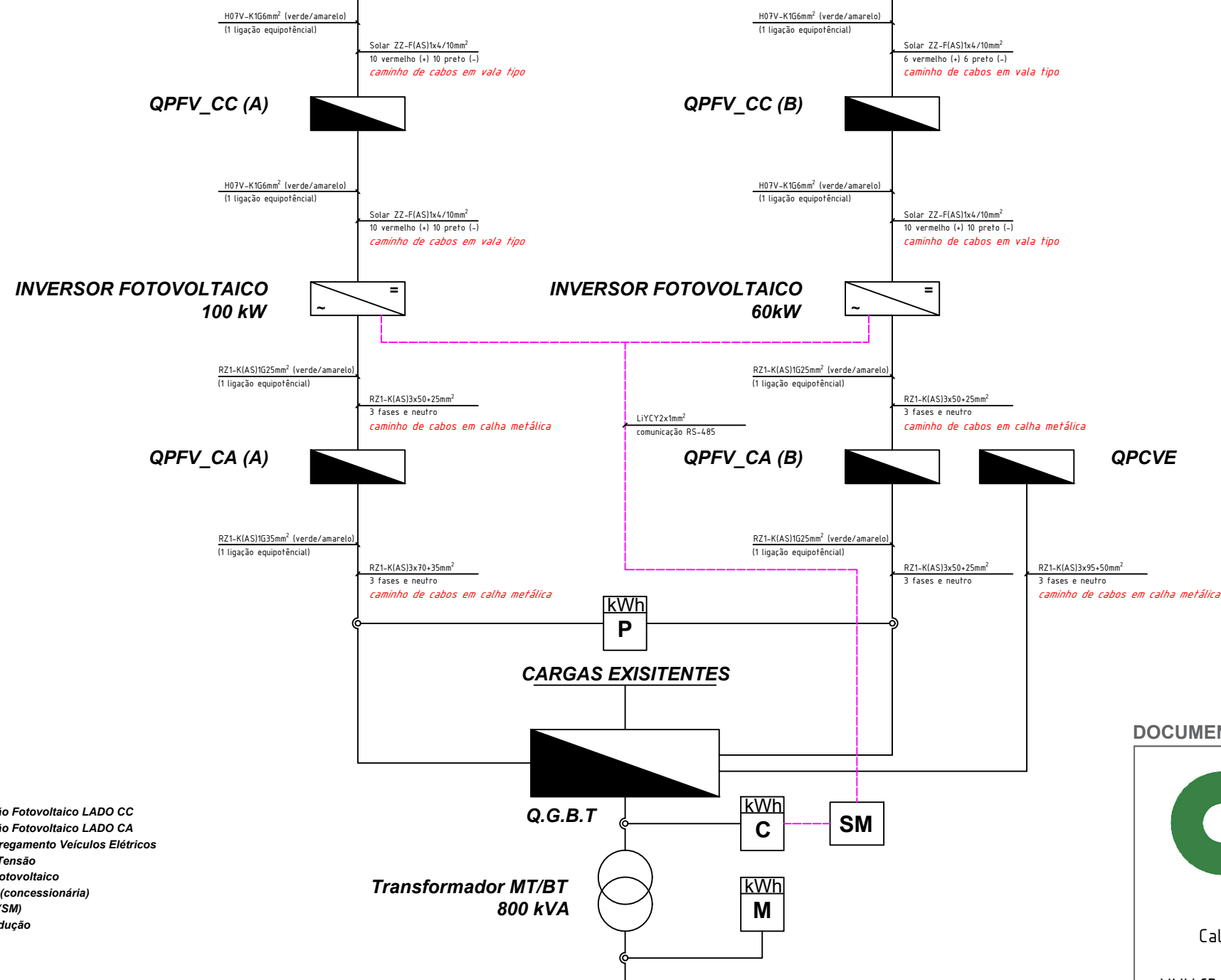
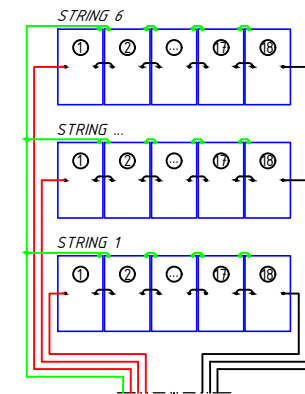
O presente documento é propriedade da CP, E.P.E. e não pode ser reproduzido ou distribuído sem autorização prévia

1. ESQUEMA GERAL FOTOVOLTAICO

PARQUE FOTOVOLTAICO A



PARQUE FOTOVOLTAICO B



LEGENDA:

- QPFV_CC (X) - Quadro Proteção Fotovoltaico LADO CC
- QPFV_CA (X) - Quadro Proteção Fotovoltaico LADO CA
- QPCVE - Quadro Proteção Carregamento Veículos Elétricos
- Q.G.B.T - Quadro Geral Baixa Tensão
- SM - Sistema Gestão Campo Fotovoltaico
- kWh M - Contador Energia MT (concessionária)
- kWh C - Contador Energia BT (SM)
- kWh P - Contador Energia Produção

INFORMAÇÃO CLIENTE CLIENT INFORMATION

Nome e contacto: name and contact
Eng. Hugo Cunha, DEP. PO



INSTALAÇÃO FOTOVOLTAICA INSTALLATION PHOTOVOLTAIC

Nº módulos: n° modules	298
Marca e modelo: Brand and model	JA-SOLAR 550W
Nº inversores/carregadores: n° inverters/chargers	2
Marca e modelo: Brand and model	HUAWEI-60KTL-M0/HUAWEI-100KTL-M1
Potência ligação: Array power output	160 kW
Potência pico: Array peak power	163.90 kW

INFORMAÇÃO INSTALAÇÃO PV PLANT INFORMATION

Área: Area	~700 m ²
Azimute: Azimuth	42º E
Latitude/Longitude:	41.17171969, -8.58043517
Sombreament: Shading	n.a
Temperatura: Temperature	15 °
Inclinação com horizontal: Tilt from the horizontal	15/35 °

DOCUMENTO - INICIAL



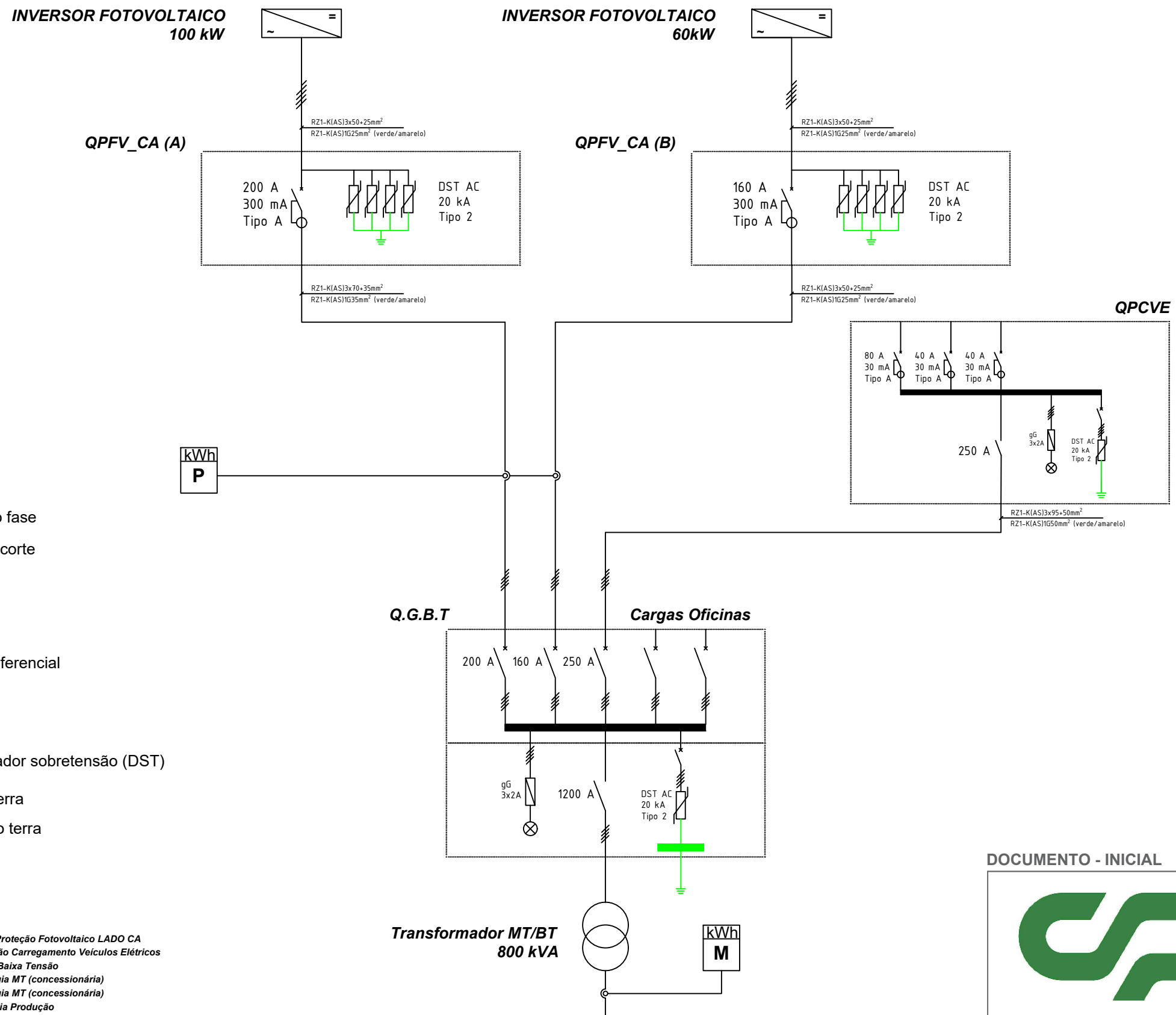
Calçada do Duque, 20
1249-109 Lisboa
www.cp.pt - (+351) 211 023 000

Título: Title ESQUEMAS UNIFILARES		
Subtítulo: Subtitle ESQUEMA GERAL FOTOVOLTAICO		
Desenho: Draw Eng. Vítor Queirós	Data criação: Date of design 2 0 2 2 _ 0 4	
Escala: Scale n . a	Tamanho: Size A3	Folha: Sheet 1/5

This document is property of CP, E.P.E. and may not be copied or distributed without prior authorization

O presente documento é propriedade da CP, E.P.E. e não pode ser reproduzido ou distribuído sem autorização prévia

3. ESQUEMA INVERSORES_INTERLIGAÇÃO



SIMBOLOGIA:

- ⊗ sinalização fase
- |— interruptor corte
- |— disjuntor
- |— disjuntor diferencial
- ⊠ fusível
- ⊠ descarregador sobretensão (DST)
- ⊕ ligação à terra
- ligação terra

LEGENDA:

- QPFV_CA (X) - Quadro Proteção Fotovoltaico LADO CA
- QPCVE - Quadro Proteção Carregamento Veiculos Elétricos
- Q.G.B.T - Quadro Geral Baixa Tensão
- kWh M - Contador Energia MT (concessionária)
- kWh M - Contador Energia MT (concessionária)
- kWh P - Contador Energia Produção

INFORMAÇÃO CLIENTE CLIENT INFORMATION

Nome e contacto: name and contact
Eng. Hugo Cunha, DEP. PO



INSTALAÇÃO FOTOVOLTAICA INSTALLATION PHOTOVOLTAIC

Nº módulos: n° modules	298
Marca e modelo: Brand and model	JA-SOLAR 550W
Nº inversores/carregadores: n° inverters/chargers	2
Marca e modelo: Brand and model	HUAWEI-60KTL-M0/HUAWEI-100KTL-M1
Potência ligação: Array power output	160 kW
Potência pico: Array peak power	163.90 kW

INFORMAÇÃO INSTALAÇÃO PV PLANT INFORMATION

Área: Area	~700 m ²
Azimute: Azimuth	42º E
Latitude/Longitude:	41.17171969, -8.58043517
Sombreament: Shading	n.a
Temperatura: Temperature	15 °
Inclinação com horizontal: Tilt from the horizontal	15/35 °

DOCUMENTO - INICIAL



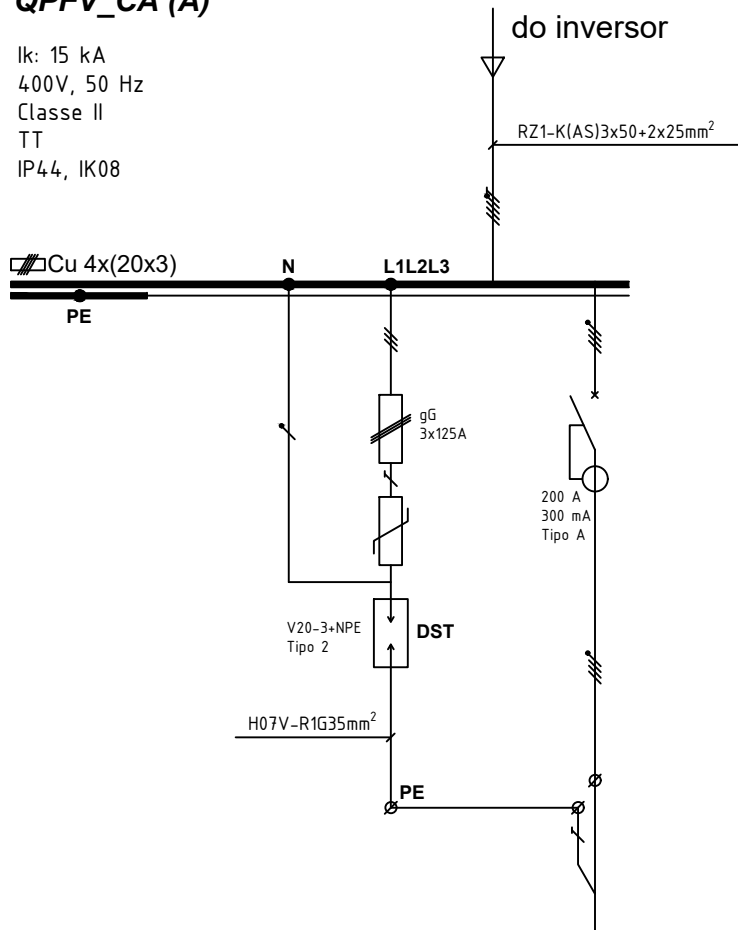
Calçada do Duque, 20
1249-109 Lisboa
www.cp.pt - (+351) 211 023 000

Título: Title ESQUEMAS UNIFILARES		
Subtítulo: Subtitle ESQUEMA INVERSORES_INTERLIGAÇÃO		
Desenho: Draw Eng. Vítor Queirós	Data criação: Date of design 2 0 2 2 _ 0 4	
Escala: Scale n . a	Tamanho: Size A3	Folha: Sheet 3/5

4. ESQUEMA UNIFILAR QUADROS ELÉTRICOS

QPFV_CA (A)

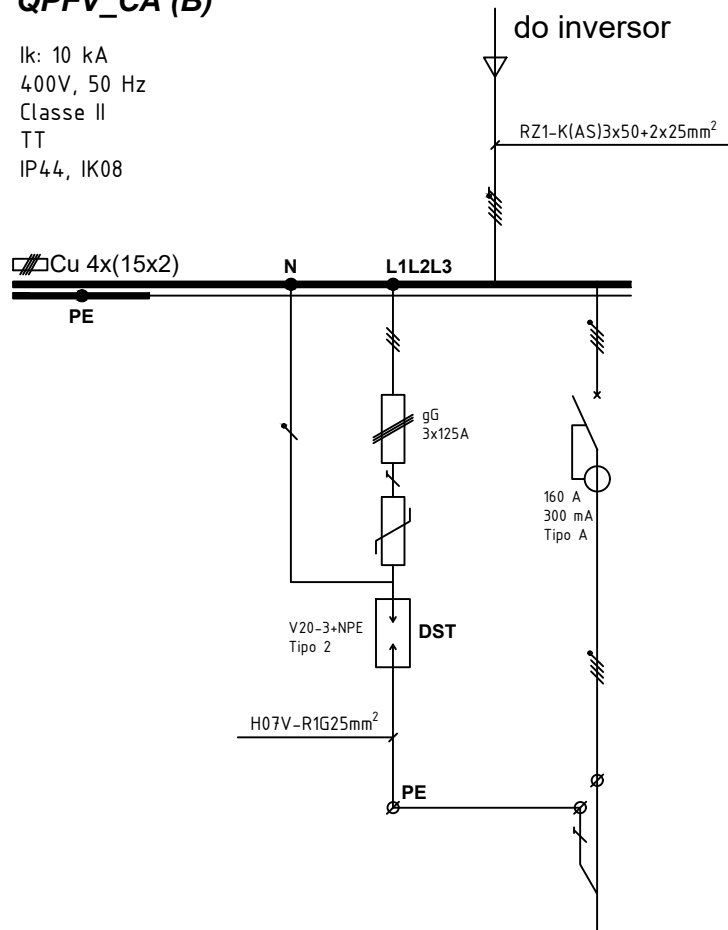
Ik: 15 kA
400V, 50 Hz
Classe II
TT
IP44, IK08



Nº CIRCUITO					1
FASE					L1 L2 L3
POTÊNCIA - kW					110
CANALIZAÇÃO (mm²)					RZ1-K(AS)3x70+2x35
DESTINO					Descarregador Sobre-tensão (DST) Quadro Geral. Baixa Tensão (Q.G.B.T)

QPFV_CA (B)

Ik: 10 kA
400V, 50 Hz
Classe II
TT
IP44, IK08



Nº CIRCUITO					1
FASE					L1 L2 L3
POTÊNCIA - kW					66
CANALIZAÇÃO (mm²)					RZ1-K(AS)3x50+2x25
DESTINO					Descarregador Sobre-tensão (DST) Quadro Geral. Baixa Tensão (Q.G.B.T)

SIMBOLOGIA:

- sinalização fase
- disjuntor diferencial
- barramento terra
- interruptor corte
- fusível
- descarregador sobretensão (DST)
- disjuntor
- ligação à terra

INFORMAÇÃO CLIENTE CLIENT INFORMATION

Nome e contacto: name and contact
Eng. Hugo Cunha, DEP. PO



INSTALAÇÃO FOTOVOLTAICA INSTALLATION PHOTOVOLTAIC

Nº módulos: n° modules	298
Marca e modelo: Brand and model	JA-SOLAR 550W
Nº inversores/carregadores: n° inverters/chargers	2
Marca e modelo: Brand and model	HUAWEI-60KTL-M0/HUAWEI-100KTL-M1
Potência ligação: Array power output	160 kW
Potência pico: Array peak power	163.90 kW

INFORMAÇÃO INSTALAÇÃO PV PLANT INFORMATION

Área: Area	~700 m²
Azimute: Azimuth	42º E
Latitude/Longitude:	41.17171969, -8.58043517
Sombreament: Shading	n.a
Temperatura: Temperature	15 °
Inclinação com horizontal: Tilt from the horizontal	15/35 °

DOCUMENTO - INICIAL



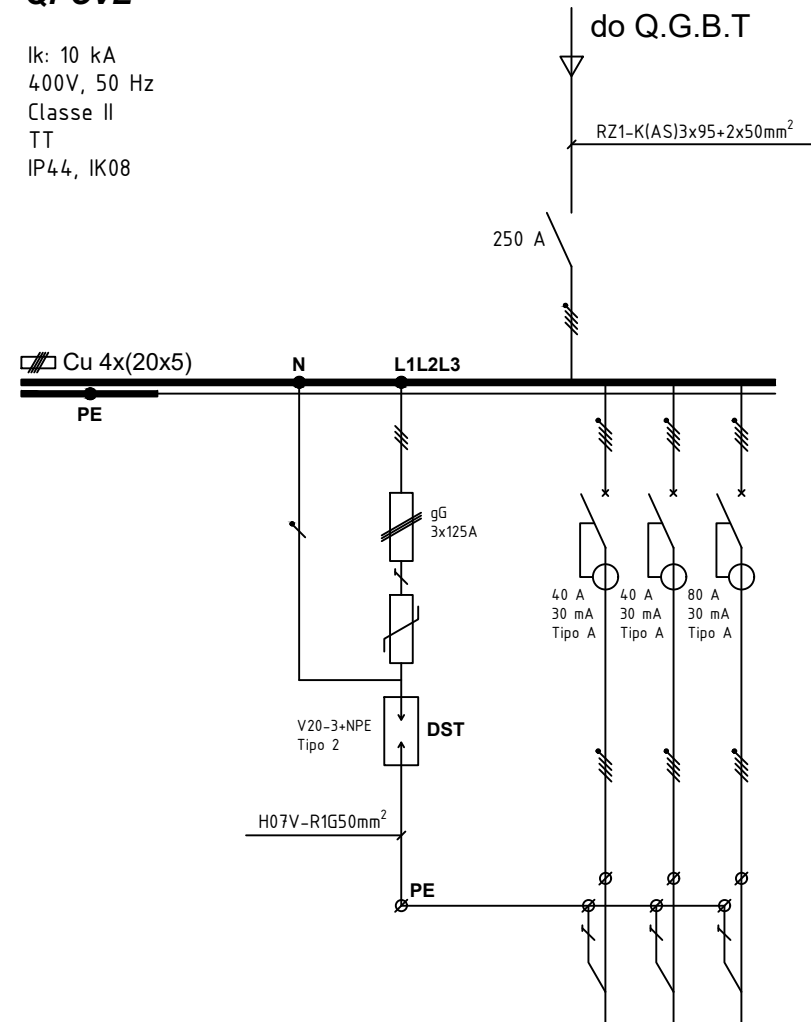
Calçada do Duque, 20
1249-109 Lisboa
www.cp.pt - (+351) 211 023 000

Título: Title ESQUEMAS UNIFILARES		
Subtítulo: Subtitle QUADROS PROTEÇÃO PV		
Desenho: Draw Eng. Vítor Queirós	Data criação: Date of design 2 0 2 2 _ 0 4	
Escala: Scale n . a	Tamanho: Size A3	Folha: Sheet 4/5

5. ESQUEMA UNIFILAR QUADROS ELÉTRICOS

QPCVE

Ik: 10 kA
400V, 50 Hz
Classe II
TT
IP44, IK08



Nº CIRCUITO	1	2	3
FASE	L1L2L3	L1L2L3	L1L2L3
POTENCIA - kW	22	22	50
CANALIZAÇÃO (mm²)			
DESTINO	Descarregador Sobretenção (DST)	Carregador VE 1 22 kW	Carregador VE 2 22 kW Carregador VE 3 50 kW

INFORMAÇÃO CLIENTE CLIENT INFORMATION

Nome e contacto: name and contact
Eng. Hugo Cunha, DEP. PO



INSTALAÇÃO FOTOVOLTAICA INSTALLATION PHOTOVOLTAIC

Nº módulos: n° modules	298
Marca e modelo: Brand and model	JA-SOLAR 550W
Nº inversores/carregadores: n° inverters/chargers	2
Marca e modelo: Brand and model	HUAWEI-60KTL-M0/HUAWEI-100KTL-M1
Potência ligação: Array power output	160 kW
Potência pico: Array peak power	163.90 kW

INFORMAÇÃO INSTALAÇÃO PV PLANT INFORMATION

Área: Area	~700 m²
Azimute: Azimuth	
Latitude/Longitude:	41.17171969, -8.58043517
Sombreament: Shading	n.a
Temperatura: Temperature	15 °
Inclinação com horizontal: Tilt from the horizontal	15/35 °

SIMBOLOGIA:

⊗ sinalização fase	⊕ disjuntor diferencial	— barramento terra
⎓ interruptor corte	⎓ fusível	⎓ descarregador sobretensão (DST)
⎓ disjuntor	⎓ ligação à terra	

DOCUMENTO - INICIAL



Calçada do Duque, 20
1249-109 Lisboa
www.cp.pt - (+351) 211 023 000

Título: Title ESQUEMAS UNIFILARES		
Subtítulo: Subtitle QUADROS PROTEÇÃO CARREGAMENTO VE		
Desenho: Draw Eng. Vítor Queirós	Data criação: Date of design 2 0 2 2 _ 0 4	
Escala: Scale n . a	Tamanho: Size A3	Folha: Sheet 5/5

Anexo J. Relatório ETAP

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: tese1

ETAP
 19.0.1C
 Study Case: SC

Page: 1
 Date: 16-10-2022
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

3-Phase fault at bus: **Bus_BT**

Nominal kV = 0.400
 Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)
 Peak Value = 46.658 kA Method C
 Steady State = 23.747 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
Bus_BT	Total	0.00	7.450	-22.576	3.0	23.774
Q.G.B.T_1	Bus_BT	0.15	0.253	-0.229	0.9	0.341
Bus_MT	Bus_BT	101.03	7.198	-22.347	3.1	23.478
QPFV_A	Q.G.B.T_1	1.51	0.158	-0.143	0.9	0.213
QPFV_B	Q.G.B.T_1	1.50	0.095	-0.086	0.9	0.128
QPCVE	Q.G.B.T_1	0.15	0.000	0.000	999.9	0.000
Rede	Bus_MT	102.44	0.197	-0.611	3.1	0.642

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

<u>TD (S)</u>	<u>Ib sym</u>	<u>Ib asym</u>	<u>Idc</u>
0.01	23.774	26.659	12.063
0.02	23.774	24.175	4.386
0.03	23.774	23.827	1.594
0.04	23.774	23.781	0.580
0.05	23.774	23.774	0.211
0.06	23.774	23.774	0.077
0.07	23.774	23.774	0.028
0.08	23.774	23.774	0.010
0.09	23.774	23.774	0.004
0.10	23.774	23.774	0.001
0.15	23.774	23.774	0.000
0.20	23.774	23.774	0.000
0.25	23.774	23.774	0.000
0.30	23.774	23.774	0.000

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: tese1

ETAP
 19.0.1C
 Study Case: SC

Page: 2
 Date: 16-10-2022
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

3-Phase fault at bus: **Bus_MT**

Nominal kV = 15.000
 Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
 Peak Value = 27.771 kA Method C
 Steady State = 19.250 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
Bus_MT	Total	0.00	19.156	-1.921	0.1	19.252
Bus_BT	Bus_MT	1.50	0.007	-0.006	0.9	0.009
Rede	Bus_MT	110.00	19.150	-1.915	0.1	19.245
Q.G.B.T_1	Bus_BT	1.64	0.251	-0.229	0.9	0.339

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	19.252	19.252	0.000
0.02	19.252	19.252	0.000
0.03	19.252	19.252	0.000
0.04	19.252	19.252	0.000
0.05	19.252	19.252	0.000
0.06	19.252	19.252	0.000
0.07	19.252	19.252	0.000
0.08	19.252	19.252	0.000
0.09	19.252	19.252	0.000
0.10	19.252	19.252	0.000
0.15	19.252	19.252	0.000
0.20	19.252	19.252	0.000
0.25	19.252	19.252	0.000
0.30	19.252	19.252	0.000

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: tse1

ETAP
 19.0.1C
 Study Case: SC

Page: 3
 Date: 16-10-2022
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

3-Phase fault at bus: **Q.G.B.T_1**

Nominal kV = 0.400
 Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)
 Peak Value = 41.654 kA Method C
 Steady State = 21.725 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
Q.G.B.T_1	Total	0.00	7.444	-20.441	2.7	21.754
QPFV_A	Q.G.B.T_1	1.39	0.158	-0.143	0.9	0.213
QPFV_B	Q.G.B.T_1	1.36	0.095	-0.086	0.9	0.128
QPCVE	Q.G.B.T_1	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000
Bus_BT	Q.G.B.T_1	9.55	7.191	-20.212	2.8	21.453
Bus_PVA	QPFV_A	1.50	0.158	-0.143	0.9	0.213
Bus_PVB	QPFV_B	1.51	0.095	-0.086	0.9	0.128
Bus_VE	QPCVE	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000
Bus_MT	Bus_BT	101.05	7.191	-20.212	2.8	21.453
PVA1	Bus_PVA	1.50	0.158	-0.143	0.9	0.213
PVB2	Bus_PVB	1.51	0.095	-0.086	0.9	0.128

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	21.754	23.910	9.922
0.02	21.754	21.994	3.245
0.03	21.754	21.780	1.061
0.04	21.754	21.757	0.347
0.05	21.754	21.754	0.113
0.06	21.754	21.754	0.037
0.07	21.754	21.754	0.012
0.08	21.754	21.754	0.004
0.09	21.754	21.754	0.001
0.10	21.754	21.754	0.000
0.15	21.754	21.754	0.000
0.20	21.754	21.754	0.000
0.25	21.754	21.754	0.000
0.30	21.754	21.754	0.000

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: tese1

ETAP
 19.0.1C
 Study Case: SC

Page: 4
 Date: 16-10-2022
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

3-Phase fault at bus: **QPCVE**

Nominal kV = 0.400
 Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)
 Peak Value = 15.255 kA Method C
 Steady State = 9.314 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
QPCVE	Total	0.00	5.129	-7.789	1.5	9.326
Bus_VE	QPCVE	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000
Q.G.B.T_1	QPCVE	62.73	5.129	-7.789	1.5	9.326
QPFV_A	Q.G.B.T_1	62.19	0.107	-0.124	1.2	0.164
QPFV_B	Q.G.B.T_1	63.76	0.065	-0.074	1.1	0.098
Bus_BT	Q.G.B.T_1	66.75	4.958	-7.591	1.5	9.067

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	9.326	9.476	1.679
0.02	9.326	9.329	0.216
0.03	9.326	9.326	0.028
0.04	9.326	9.326	0.004
0.05	9.326	9.326	0.000
0.06	9.326	9.326	0.000
0.07	9.326	9.326	0.000
0.08	9.326	9.326	0.000
0.09	9.326	9.326	0.000
0.10	9.326	9.326	0.000
0.15	9.326	9.326	0.000
0.20	9.326	9.326	0.000
0.25	9.326	9.326	0.000
0.30	9.326	9.326	0.000

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: tese1

ETAP
 19.0.1C
 Study Case: SC

Page: 5
 Date: 16-10-2022
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

3-Phase fault at bus: **QPFV_A**

Nominal kV = 0.410
 Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)
 Peak Value = 15.645 kA Method C
 Steady State = 10.530 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
QPFV_A	Total	0.00	8.112	-6.786	0.8	10.576
Bus_PVA	QPFV_A	0.11	0.160	-0.143	0.9	0.214
Q.G.B.T_1	QPFV_A	69.31	7.952	-6.643	0.8	10.362
PVA1	Bus_PVA	0.11	0.160	-0.143	0.9	0.214
QPFV_B	Q.G.B.T_1	70.32	0.056	-0.077	1.4	0.095
QPCVE	Q.G.B.T_1	69.31	0.000	0.000	999.9	0.000
Bus_BT	Q.G.B.T_1	73.12	7.896	-6.566	0.8	10.269

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	10.576	10.581	0.342
0.02	10.576	10.576	0.008
0.03	10.576	10.576	0.000
0.04	10.576	10.576	0.000
0.05	10.576	10.576	0.000
0.06	10.576	10.576	0.000
0.07	10.576	10.576	0.000
0.08	10.576	10.576	0.000
0.09	10.576	10.576	0.000
0.10	10.576	10.576	0.000
0.15	10.576	10.576	0.000
0.20	10.576	10.576	0.000
0.25	10.576	10.576	0.000
0.30	10.576	10.576	0.000

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: tse1

ETAP
 19.0.1C
 Study Case: SC

Page: 6
 Date: 16-10-2022
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

3-Phase fault at bus: **QPFV_B**

Nominal kV = 0.400
 Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)
 Peak Value = 10.935 kA Method C
 Steady State = 7.295 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
QPFV_B	Total	0.00	5.414	-4.931	0.9	7.323
Bus_PVB	QPFV_B	0.15	0.096	-0.086	0.9	0.129
Q.G.B.T_1	QPFV_B	76.29	5.318	-4.845	0.9	7.194
PVB2	Bus_PVB	0.15	0.096	-0.086	0.9	0.129
QPFV_A	Q.G.B.T_1	75.42	0.122	-0.093	0.8	0.153
QPCVE	Q.G.B.T_1	76.29	0.000	0.000	999.9	0.000
Bus_BT	Q.G.B.T_1	79.20	5.197	-4.753	0.9	7.042

Breaking and DC Fault Current (kA)

Based on Total Bus Fault Current

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
0.01	7.323	7.330	0.330
0.02	7.323	7.323	0.011
0.03	7.323	7.323	0.000
0.04	7.323	7.323	0.000
0.05	7.323	7.323	0.000
0.06	7.323	7.323	0.000
0.07	7.323	7.323	0.000
0.08	7.323	7.323	0.000
0.09	7.323	7.323	0.000
0.10	7.323	7.323	0.000
0.15	7.323	7.323	0.000
0.20	7.323	7.323	0.000
0.25	7.323	7.323	0.000
0.30	7.323	7.323	0.000

Anexo K. Dimensionamento Canalizações

DIMENSIONAMENTO DE CANALIZAÇÕES

DE ACORDO COM RTIEBT

ADAPTADO PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS



Dimensionamento campo fotovoltaico

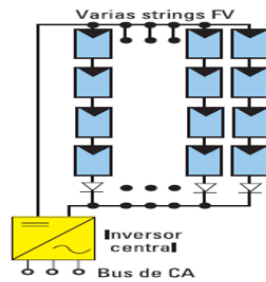
Módulo	
Modelo	JAM72530-550/MR
Potência (W)	550
Voc (V)	49,9
Isc (A)	14
Vmpp (V)	41,96
Impp (A)	13,11
β_{voc} %/°C	-0,275
Max. (V)	1500

Inversor A	
Modelo	SUN2000-100KTL-M1
Potência (kW)	100
Máx Input Voltage (V)	1100
Máx Current MPPT (A)	26
Máx Isc MPPT (A)	40
MPPT	10
Inputs	20
Output Voltage (V)	400

Configuração A			
N. Módulos String	19		
Nº Strings	10		
Pstring (W)	10 450	Pstring's (W)	104 500
VString (Voc)	1039	VString (Voc)	1039
Vstring (Vmpp)	797	Vstring (Vmpp)	797
Istring (Impp)	13,11	Istring's (Impp)	131
Variáveis de Saída			
P (kW)	100		
U (V)	400		
I (A)	144,3		

	Preenchimento automático
	Preenchimento manual

Diagrama String's



Inversor B	
Modelo	SUN2000-60KTL-M0
Potência (kW)	60
Máx Input Voltage (V)	1100
Máx Current MPPT (A)	22
Máx Isc MPPT (A)	30
MPPT	6
Inputs	12
Output Voltage (V)	400

Configuração B			
N. Módulos String	18		
Nº Strings	6		
Pstring (W)	9 900	Pstring's (W)	59 400
VString (Voc)	985	VString (Voc)	985
Vstring (Vmpp)	755	Vstring (Vmpp)	755
Istring (Impp)	13,1	Istring's (Impp)	78,7
Variáveis de Saída			
P (kW)	60		
U (V)	400		
I (A)	86,6		

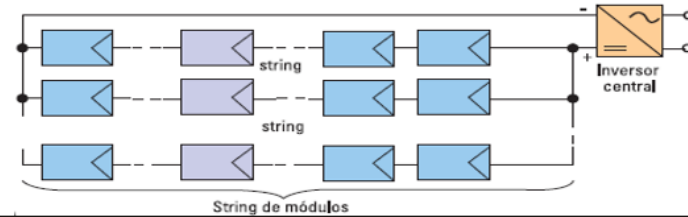
Nº máximo de módulos por string s

DADOS inversor A

T min do local	-10
Voc (T min)	54,7
Nº máx. módulos	20
Configuração A	OK

DADOS inversor B

T min do local	-10
Voc (T min)	54,7
Nº máx. módulos	20
Configuração B	OK



Queda de tensão string s

ORIGEM	DESTINO	MÓDULOS		CABO								VAL<=1%	I N V E R S O R A B
		MODELO	QUANTIDADE	L (m)	Secção (mm ²)	Istring (Imp)	Vstring (Vmpp)	Secção mm ²	ΔU String (V)				
S1	MPPT-1	JAM72S30-550/MR	19	30	4	13,1	797	2,2	8,0		OK	A	
S2	MPPT-2	JAM72S30-550/MR	19	40	4	13,1	797	2,9	8,0		OK		
S3	MPPT-3	JAM72S30-550/MR	19	50	4	13,1	797	3,6	8,0		OK		
S4	MPPT-4	JAM72S30-550/MR	19	60	6	13,1	797	4,3	8,0		OK		
S5	MPPT-5	JAM72S30-550/MR	19	70	6	13,1	797	5,1	8,0		OK		
S6	MPPT-6	JAM72S30-550/MR	19	80	6	13,1	797	5,8	8,0		OK		
S7	MPPT-7	JAM72S30-550/MR	19	90	10	13,1	797	6,5	8,0		OK		
S8	MPPT-8	JAM72S30-550/MR	19	100	10	13,1	797	7,2	8,0		OK		
S9	MPPT-9	JAM72S30-550/MR	19	110	10	13,1	797	8,0	8,0		OK		
S10	MPPT-10	JAM72S30-550/MR	19	120	10	13,1	797	8,7	8,0		OK		
S1	MPPT-1	JAM72S30-550/MR	18	50	4	13,1	755	3,8	7,6		OK	B	
S2	MPPT-2	JAM72S30-550/MR	18	60	6	13,1	755	4,6	7,6		OK		
S3	MPPT-3	JAM72S30-550/MR	18	70	6	13,1	755	5,3	7,6		OK		
S4	MPPT-4	JAM72S30-550/MR	18	80	10	13,1	755	6,1	7,6		OK		
S5	MPPT-5	JAM72S30-550/MR	18	90	10	13,1	755	6,9	7,6		OK		
S6	MPPT-6	JAM72S30-550/MR	18	100	10	13,1	755	7,6	7,6		OK		
						-	-	-	-				
						-	-	-	-				
						-	-	-	-				
						-	-	-	-				

AVALIAÇÃO POTÊNCIA NECESSÁRIA

AVALIAÇÃO POTÊNCIA NECESSÁRIA					
QUADRO	QGBT - Quadro Geral de Baixa Tensão				
S (kVA) Quadro					477,0
N.º CIRCUITO	DESIGNAÇÃO CIRCUITO	UTILIZAÇÃO	P (kVA)	cos ϕ	S Parcial (kVA)
1	Inversor A - QPFV_A	Fotovoltaico	110	1	110,0
2	QPFV_A - QGBT	Fotovoltaico	110	1	110,0
3	Inversor B - QPFV_B	Fotovoltaico	66	1	66,0
4	QPFV_B - QGBT	Fotovoltaico	66	1	66,0
5	QGBT - QPCVE	Outros	100	0,8	125,0

LEGENDA:

S - Potência Aparente

P Quadro - Potência necessária QGBT

S Parcial - Potência circuito parcial

	Preenchimento automático
--	--------------------------

	Preenchimento manual
--	----------------------

QGBT - Quadro Geral de Baixa Tensão														
Nº Circuito	Designação do Circuito	S [kVA]	Ib [A]	U [V]	Sfase [mm ²]	L [m]	cos φ	sen φ	ρ [Ω.mm ² /m]	λ [Ω/m]	u [V]	Δu [%]	Fotovoltaico	Outros
													Δu≤1%	Δu≤5%
1	Inversor A - QPFV_A	110,0	158,8	400,0	50,0	5	1	0,0	0,0225	0,00008	0,4	0,2	OK	-
2	QPFV_A - QGBT	110,0	158,8	400,0	70,0	45	1	0,0	0,0225	0,00008	2,3	1,0	OK	-
3	Inversor B - QPFV_B	66,0	95,3	400,0	50,0	5	1	0,0	0,0225	0,00008	0,2	0,1	OK	-
4	QPFV_B - QGBT	66,0	95,3	400,0	50,0	45	1	0,0	0,0225	0,00008	1,9	0,8	OK	-
5	QGBT - QPCVE	125,0	180,4	400,0	95,0	50	1	0,0	0,0225	0,00008	2,1	0,9	-	OK

LEGENDA:

S - Potência Aparente.

Q - Potência Reactiva.

Ib - Corrente de serviço.

s [mm²] - secção de fase do condutor.

L - Comprimento do condutor.

cosα - Factor de Potência.


ρ [Ω.mm²/m] - Resistência dos condutores.

λ - Reactância linear dos condutores.

Δu - Queda de tensão.

Δu (%) - Queda de tensão relativa.

 - Preenchimento automatico

 - Preenchimento manual

1º Calcular a impedância da rede MT, visto do lado BT

m	1,05	-
U	400	V
Skq	500	MVA

Zq	0,353	mΩ
----	-------	----

legenda:

m	- fator de carga da fonte
U	- tensão composta
Skq	- potência CC fornecida pelo distribuidor

Rq	0,035	mΩ
Xq	0,351	mΩ

2º Calcular a impedância Transformador

m	1,05	-
Ucc	5	%
Srt	800	kVA

Zt	11,0	mΩ
----	------	----

legenda:

m	- fator de carga da fonte
Ucc	- tensão curto circuito
Srt	- potência aparente transformador

Rt	3,42	mΩ
Xt	10,47	mΩ

ΣR	3,45	mΩ
ΣX	10,82	mΩ

3º Calcular a impedância (cabo) entre o Transformador e os terminais disjuntor D1

Material	Cobre
Secção	120 mm ²
Nº cabos	3 uni.
Distância	10 m.
λ	0,085 mΩ/m

S total	360,0	mm ²
---------	-------	-----------------

Zc	0,57	mΩ
----	------	----

Rc	0,50	mΩ
Xc	0,28	mΩ

ΣR	3,95	mΩ
ΣX	11,11	mΩ

Notas: m - fator de carga (igual a 1,05, qualquer que seja a fonte - transformador ou gerador)

Localização do PT	Potência CC (MVA)
zona rural	150
zona semiurbana	250
zona urbana	350-500

Notas:

Potência (kVA)	<= 630	800	1000	1250	1600	2000
Tensão CC %	4	5	5	5	6	6

	Ib (A)	In (A)	PdC(kA)	V
D1	1155	1600	50	OK

Notas:

			ICC máx
ρ Cu	0,0225	Ωmm ² /m	ρ 20° 0,018
ρ Al	0,036	Ωmm ² /m	ρ 20° 0,029

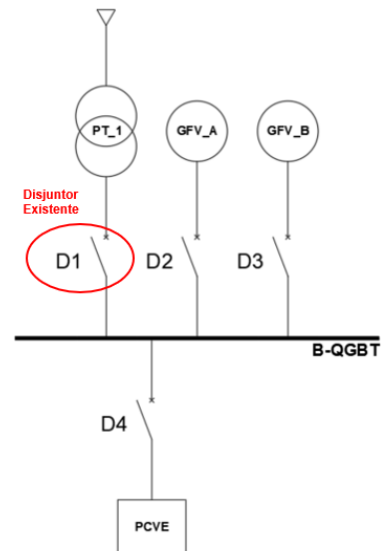
reatâncias tipo (50 Hz)

BT/MT	0,0003	mΩ/m
MT/AT	0,0004	mΩ/m

						uni.
Esquema	JB	C3F	CUS	CUT	3CL	uni.
X unit.	0,15	0,08	0,15	0,085	0,095	mΩ/m

* na falta de valores

DIAGRAMA INSTALAÇÃO



4° Calcular a impedância da Série (Rede+Transformador+Cabo)

Notas:

Ztotal	11,79	mΩ
---------------	-------	----

5° Calcular a Corrente CC máx. simétrica trifásica regime permanente (terminais disjuntor D1)

m	1,05	-
c	1,05	-
Un	230	V

m - fator de carga da fonte
c - fator de tensão (Ccmáx = 1,05; Ccmin. = 0,95)
Un - tensão composta lado BT

Icc máx	21,5	kA
----------------	------	----

Icc min	18,1	kA
----------------	------	----

Rc	1,81	mΩ
Xc	0,71	mΩ

ΣR	5,26	mΩ
ΣX	11,53	mΩ

6° Calcular impedância da Série Disjuntor 1 + Disjuntor 2

R disj.	-	mΩ
X disj.	0,30	mΩ

ΣR	3,95	mΩ
ΣX	11,41	mΩ

Ztotal	12,07	mΩ
---------------	-------	----

7° Calcular a Corrente CC máx. simétrica trifásica regime permanente (terminais disjuntor D2, D3 e D4)

m	1,05	-
c	1,05	-
Un	230	V

m - fator de carga da fonte
c - fator de tensão (Ccmáx = 1,05; Ccmin. = 0,95)
Un - tensão composta lado BT

Icc máx	21,0	kA
----------------	------	----

8° Calcular a impedância (cabo) entre o D2 e QPFV_A

Material	Cobre	
Secção	70	mm ²
Nº cabos	1	uni.
Distância	45	m.
λ	0,085	m/m

Rc	11,57	mΩ
Xc	3,83	mΩ

S total	70,0	mm ²
----------------	------	-----------------

ΣR	15,52	mΩ
ΣX	15,23	mΩ

Zc	12,19	mΩ
Ztotal	21,75	mΩ

Icc máx	11,7	kA
----------------	------	----

Icc min	4,387	kA
----------------	-------	----

Rc	43,4	mΩ
Xc	7,65	mΩ

ΣR	48,7	mΩ
ΣX	19,2	mΩ

9° Regulação térmica (Ir) (disjuntor 2, 3 e 4)

Ib (A)	<=	Ir (A)	<=	Iz (A)	
158,8		Ir		262,6	D2
0,79		200		1,31	

Ib (A)	<=	Ir (A)	<=	Iz (A)	
95,3		Ir		202,9	D3
0,60		100,8		1,27	

Ib (A)	<=	Ir (A)	<=	Iz (A)	
180,4		Ir		321,4	D4
0,72		200		1,29	

	Ib (A)	In (A)	PdC(kA)	V	modelo	NP	Reg. T
D2	159	200	25	OK	HHT202DR	4	1
D3	95	160	25	OK	HHT162DR	4	0,63
D4	180	250	25	OK	HHT252DR	4	0,8

10° Regulação magnética (Im)

m	1,05	-
c	0,95	-
Un	400	V

legenda:

m - fator de carga da fonte
c - fator de tensão (Comax = 1,05; Comin. = 0,95)
Un - tensão composta lado BT

Icc min.	4,4	kA
-----------------	-----	----

Im (kA)	<=	Id (kA)	/	1,2
3,7		4,4		

Im (A)	=	10	*	Ir	
2000				200	D2

Im (A)	=	10	*	Ir	
1008				100,8	D3

Im (A)	=	10	*	Ir	
2000				200	D4