

ALEXANDRE TOMÁS BERGSTROM CHAVES

**ESTUDO DO DESEMPENHO E VIABILIDADE TÉCNICA,
ECONÓMICA E AMBIENTAL DA IMPLEMENTAÇÃO
DE UNIDADES DE PRODUÇÃO PARA AUTOCONSUMO
COM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EM EDIFÍCIOS DO
CAMPUS DE GAMBELAS DA UNIVERSIDADE DO
ALGARVE**



UNIVERSIDADE DO ALGARVE

Instituto Superior de Engenharia

2024

ALEXANDRE TOMÁS BERGSTROM CHAVES

**ESTUDO DO DESEMPENHO E VIABILIDADE TÉCNICA,
ECONÓMICA E AMBIENTAL DA IMPLEMENTAÇÃO
DE UNIDADES DE PRODUÇÃO PARA AUTOCONSUMO
COM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EM EDIFÍCIOS DO
CAMPUS DE GAMBELAS DA UNIVERSIDADE DO
ALGARVE**

**Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de
Computadores
(Especialidade em Sistemas de Energia e Controlo)**

Trabalho realizado sob a orientação de:

António Fernando Marques de Sousa Ph.D.



UNIVERSIDADE DO ALGARVE

Instituto Superior de Engenharia

2024

**ESTUDO DO DESEMPENHO E VIABILIDADE TÉCNICA,
ECONÓMICA E AMBIENTAL DA IMPLEMENTAÇÃO
DE UNIDADES DE PRODUÇÃO PARA AUTOCONSUMO
COM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EM EDIFÍCIOS DO
CAMPUS DE GAMBELAS DA UNIVERSIDADE DO
ALGARVE**

Declaração de autoria da obra

Declaro ser o autor desta obra, que é original e inédita. Os autores e obras consultados são devidamente citados no texto e constam da listagem de referências incluídas.

(Nome Completo do Autor)

©2024, ALEXANDRE TOMÁS BERGSTROM CHAVES

A Universidade do Algarve reserva para si o direito, em conformidade com o disposto no Código do Direito de Autor e dos Direitos Conexos, de arquivar, reproduzir e publicar a obra, independentemente do meio utilizado, bem como de a divulgar através de repositórios científicos e de admitir a sua cópia e distribuição para fins meramente educacionais ou de investigação e não comerciais, conquanto seja dado o devido crédito ao autor e editor respetivos.

Aos meus amados pais, cujo amor incondicional e apoio incansável me guiaram durante esta jornada desafiadora. E aos meus queridos amigos, cujas risadas e encorajamento constante iluminaram cada passo do caminho. A vocês, que sempre acreditaram em mim e me incentivaram a alcançar o meu melhor, dedico esta tese de mestrado com profunda gratidão e amor. Que esta conquista e esta tese sejam um reflexo do quanto sou abençoado por tê-los na minha vida e sejam uma homenagem ao amor e apoio inabaláveis que recebi ao longo destes anos. Que o meu trabalho possa inspirar outros a perseguirem os seus próprios sonhos e encontrar o apoio necessário para alcançá-los. Aos meus... e a todos aqueles que foram parte fundamental desta jornada, dedico esta tese de mestrado com todo o meu carinho e gratidão e a todos aqueles que compartilharam essa trajetória comigo, sejam familiares, amigos ou professores, o meu mais sincero agradecimento.

AGRADECIMENTOS

Aproveito este momento para expressar o meu agradecimento a todos aqueles que me apoiaram ao longo deste percurso.

Um agradecimento particular ao meu orientador do Instituto Superior de Engenharia da Universidade do Algarve, Professor Doutor António Sousa, pela orientação prestada, disponibilidade para prestar esclarecimentos e ajuda proporcionada ao longo do desenvolvimento do trabalho.

Agradeço à Agência Regional de Energia e Ambiente do Algarve pela oportunidade e disponibilidade oferecidas para a realização do estágio.

RESUMO

Este trabalho final de mestrado é um relatório do estágio realizado na empresa AREAL (Agência Regional de Energia e Ambiente do Algarve) no âmbito da unidade curricular de estágio lecionada na Universidade do Algarve. O Sol é a estrela mais próxima da Terra e emite energia na forma de radiação, que é a base de toda a vida no planeta. Os módulos solares fotovoltaicos são constituídos por células fotovoltaicas. Quando a luz solar atinge as células fotovoltaicas, os eletrões são libertados dos seus átomos. À medida que os eletrões se movem através da célula, eles produzem eletricidade. É assim que a radiação solar é diretamente transformada em eletricidade. A resposta à necessidade urgente das economias de reduzir as emissões de dióxido de carbono alterou gradualmente o modelo de produção e distribuição industrial de eletricidade, o que levou à adoção pela União Europeia, em 22 de maio de 2019, do pacote legislativo “Energia Limpa para Todos os Europeus” que coloca o consumidor de energia numa posição central e ativa no sistema de produção-consumo de energia, e levou Portugal à publicação do Decreto 162/2019 (25 de outubro), que estabelece o regime jurídico aplicável ao autoconsumo e à atividade de produção associada, bem como o enquadramento legal aplicável às comunidades energéticas e o conceito de direito à partilha de energia. Neste trabalho é feito um estudo de viabilidade técnica, económica e ambiental da implementação de unidades de produção para autoconsumo com sistemas fotovoltaicos em edifícios do Campus de Gambelas da Universidade do Algarve.

Palavras-Chave: Energia, Sistemas Fotovoltaicos, Autoconsumo, Comunidades de Energia Renovável, Sistema de Produção-Consumo de Energia.

ABSTRACT

This final master's thesis is a report on the internship carried out at the company AREAL (Regional Agency for Energy and Environment of Algarve) as part of the internship course taught by the University of Algarve. The Sun is the closest star to Earth and emits energy in the form of radiation, which is the basis of all life on the planet. Photovoltaic solar modules are made up of photovoltaic cells. When sunlight reaches the photovoltaic cells, electrons are released from their atoms. As the electrons move through the cell, they generate electricity. This is how solar radiation is directly converted into electricity. The response to the urgent need for economies to reduce carbon dioxide emissions has gradually changed the model of industrial electricity production and distribution, leading the European Union to adopt on May 22, 2019, the legislative package "Clean Energy for All Europeans," which places the energy consumer at a central and active position in the energy production-consumption system. This also led Portugal to publish Decree 162/2019 (October 25), which establishes the legal framework applicable to self-consumption and associated production activity, as well as the legal framework applicable to energy communities and the concept of the right to share energy. This work conducts a technical, economic, and environmental feasibility study of the implementation of production units for self-consumption with photovoltaic systems in buildings on the Gambelas Campus of the University of Algarve.

Keywords: Energy, Photovoltaic Systems, Self-consumption, Renewable Energy Communities, Energy Production-Consumption System.

ÍNDICE

1	Introdução	1
1.1	Objetivos e Características do Estágio.....	1
1.2	Contexto do Trabalho	2
1.3	Um pouco sobre a Areal.....	3
1.4	Organização do Documento	4
2	Atividades Desenvolvidas durante a Realização do Estágio.....	6
2.1	Pedidos de Ligação à Rede.....	6
2.2	Projetos de unidades de produção para autoconsumo fotovoltaico.....	11
2.3	Projetos de carregadores de veículos elétricos	17
2.4	Projeto de eletricidade de um edifício público	21
2.5	Estudo de viabilidade técnico-económica da substituição de iluminação pública	
	24	
2.6	Análises Termográficas.....	24
2.7	Serviços de consultoria especializada no âmbito da gestão de energia – Análise	
	de consumos.....	26
3	Estado da Arte	29
3.1	Radiação Solar.....	29
3.1.1	Radiação Solar no Mundo	30
3.1.2	Radiação Solar em Portugal	33
3.2	Sistemas de Autoconsumo Fotovoltaico.....	35
3.2.1	Enquadramento Legal	35
3.2.2	Solar Fotovoltaico.....	36
3.2.3	Módulos Fotovoltaicos.....	37
3.3	Estudos de viabilidade económica.....	42
3.4	Comunidades de Energia Renovável	44
3.4.1	O que é uma Comunidade de Energia Renovável?.....	45
3.4.2	Comunidades de Energia Renovável em Portugal.....	46
3.5	Ferramentas de Simulação Utilizadas	46

3.5.1 SCE.ER	47
3.5.2 Photovoltaic Geographical Information System.....	49
3.6 Revisão de Trabalhos de Investigação Existentes	50
4 Metodologia do Trabalho Realizado	58
4.1 Caso de Estudo: Unidades de Produção Para Autoconsumo Instaladas nos Edifícios do Campus de Gambelas da Universidade do Algarve	59
4.1.1 Edifício 8.....	64
4.1.2 Edifício 2.....	71
4.2 Análise dos consumos e produção fotovoltaica anuais e determinação da quantidade de emissões de CO ₂ evitada com os sistemas fotovoltaicos	78
4.3 Criação de uma Comunidade de Energia Renovável no Campus de Gambelas da Universidade do Algarve.....	80
4.3.1 Estudo da viabilidade da aplicação da legislação portuguesa e europeia sobre as CER aos edifícios em estudo	80
5 Resultados e Discussão.....	83
5.1 Resultados do caso de estudo do Edifício 8	84
5.1.1 Valores Experimentais	84
5.1.2 Simulação através do software SCE.ER	89
5.1.3 Valores simulados através do software PVGIS DAILY DATA	91
5.1.4 Valores simulados através do software PVGIS GRID CONNECTED	97
5.1.5 Estudo de viabilidade económica	102
5.2 Resultados do caso de estudo do Edifício 2	102
5.2.1 Valores Experimentais	102
5.2.2 Valores simulados através do software SCE.ER.....	105
5.2.3 Valores simulados através do software PVGIS DAILY DATA	107
5.2.4 Valores simulados através do software PVGIS GRID CONNECTED	111
5.2.5 Estudo de viabilidade económica	114
5.3 Discussão.....	115
6 Conclusões e Trabalhos Futuros.....	117
6.1 Análise do trabalho realizado	118
6.2 Trabalhos futuros.....	120
Anexos	131

A Ficha Técnica do Inversor <i>Sunny Tripower X 20-50 kW</i>	133
B Ficha Técnica dos Módulos NU-JD540	135
C Ficha Técnica do Inversor <i>Sunny Boy 5.0-1 AV 41</i>	137
D Ficha Técnica de Carregador de Veículos Elétricos <i>URBAN T22 6DC 4G</i>	139
E Armário de Distribuição de Portas Assimétricas Modelo DCWE 2 / A	144
F Ficha Técnica da Câmara termográfica	145
G Ficha Técnica do <i>Power Meter PM710</i>	147
H Ficha Técnica dos Módulos RCM-245-6PB	149
I Ficha Técnica dos módulos EMSH 540BM HC	151
J Ficha Técnica dos Inversores SUN2000-30-40KTL-M3	154
Apêndices	156
A Figuras do Projeto de Eletricidade de um Edifício Público	157

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Ficha técnica e descrição da instalação. [2].....	7
Figura 2 - Ficha Eletrotécnica. [2]	8
Figura 3 -Proposta de alimentação e dados da valorização. [2].....	9
Figura 4 -Relatório final de um PLR depois de feita orçamentação. [2].....	10
Figura 5 - Implantação dos módulos fotovoltaicos na cobertura. [2].....	11
Figura 6 - Implantação dos módulos fotovoltaicos na cobertura. [2].....	12
Figura 7- Localização dos inversores e quadro elétrico geral. [2]	13
Figura 8- Esquema unifilar de ligações. [2].....	14
Figura 9 - Detalhe do sistema de fixação. [2]	15
Figura 10 - Implantação dos módulos fotovoltaicos na cobertura. [2].....	15
Figura 11 - Localização dos inversores e quadro elétrico geral. [2]	16
Figura 12 - Esquema unifilar de ligações. [2].....	17
Figura 13 - Implantação – Esquema unifilar [2]	18
Figura 14 - Esquema unifilar da alimentação dos quadros elétricos. [2]	18
Figura 15 - Armário de energia com portas assimétricas. [2].....	19
Figura 16 - Implantação – Esquema unifilar. [2]	20
Figura 17 - Alimentação quadros elétricos [2]	21
Figura 18 - Circuito tomadas [2].....	22
Figura 19 - Circuito de iluminação escritórios [2].....	23
Figura 20- A e B- imagens tiradas com a câmara termográfica [2].....	25
Figura 21- A e B- imagens tiradas com a câmara termográfica [2].....	25
Figura 22 - Exemplo de relatório termográfico. [2].....	26
Figura 23 - Irradiação direta normal no mundo. [7].....	30

Figura 24 - Irradiação horizontal global no mundo. [7]	31
Figura 25 - Potencial de energia fotovoltaica no mundo. [7]	32
Figura 26 – A-Irradiação direta normal em Portugal. [7] e B-Irradiação horizontal global em Portugal. [7].....	33
Figura 27 - Potencial de energia fotovoltaica em Portugal. [7]	34
Figura 28 -A - Azimute solar. [21] e B- Azimute do módulo PV. [21]	37
Figura 29 - Orientação de painéis solares no hemisfério Norte e no hemisfério Sul. [21]	38
Figura 30 -Módulos PV num plano horizontal e não horizontal. [21]	40
Figura 31 - Parâmetros utilizados para o cálculo da distância mínima entre o objeto ou obstáculo e o módulo PV. [21].....	41
Figura 32 - Fator de afastamento em função da latitude do local dos painéis PV. [21]....	42
Figura 33 - Página inicial do software SCE.ER.....	48
Figura 34 - Arquitetura do sistema de captura e armazenamento de dados de consumo dos edifícios do Campus de Gambelas da Universidade do Algarve.	60
Figura 35 - Datasheet dos módulos RCM-245-6PB [59]	61
Figura 36 - Edifício 8 do Campus de Gambelas. [62].....	63
Figura 37 - Edifício 2 do Campus de Gambelas. [62].....	64
Figura 38 - Dados inseridos para simulação no software SCE.ER	65
Figura 39 - Dados dos módulos inseridos para simulação no software SCE.ER	66
Figura 40 - Dados do autoconsumo baseados em dados medidos inseridos para simulação no software SCE.ER.	66
Figura 41 - Dados inseridos no software PVGIS DAILY DATA [63]	67
Figura 42 - Dados inseridos no software PVGIS GRID CONNECTED [63].....	69
Figura 43 - Disposição escolhida para os módulos na cobertura do edifício 2 em ambiente AutoCAD	72
Figura 44 - Dados inseridos para simulação no software SCE.ER	73
Figura 45 - Dados dos módulos inseridos para simulação no software SCE.ER	74

Figura 46 - Dados do autoconsumo baseados em dados medidos inseridos para simulação no software SCE.ER.....	75
Figura 47 - Dados inseridos no software PVGIS DAILY DATA [63]	76
Figura 48 - Dados inseridos no software PVGIS GRID CONNECTED [63].....	77
Figura 49- Consumo e produção fotovoltaica referentes a 1 ano (01/10/2020 a 01/10/2021) do edifício 8.....	79
Figura 50 - Consumo referente a 1 ano (entre 01/01/2021 e 01/01/2022) do edifício 2...	80
Figura 51 - Mapa do Campus de Gambelas. [71]	81
Figura 52 - Diagramas de carga diários referentes aos meses de outubro e novembro. ...	84
Figura 53 - Diagramas de carga diários referentes aos meses de dezembro e janeiro.	84
Figura 54 - Diagramas de carga diários referentes aos meses de fevereiro e março.....	85
Figura 55 - Diagramas de carga diários referentes aos meses de abril e maio.	85
Figura 56 - Diagramas de carga diários referentes aos meses de junho e julho.	85
Figura 57 - Diagramas de carga diários referentes aos meses de agosto e setembro.....	86
Figura 58 - Resultados obtidos com o programa SCE.ER	89
Figura 59 - Resultados obtidos com o programa SCE.ER	89
Figura 60 - Resultados obtidos com o programa SCE.ER	90
Figura 61 - Diagramas de carga diários referentes aos meses de outubro e novembro. ...	91
Figura 62 - Diagramas de carga diários referentes aos meses de dezembro e janeiro.	92
Figura 63 - Diagramas de carga diários referentes aos meses de fevereiro e março.....	92
Figura 64 - Diagramas de carga diários referentes aos meses de abril e maio.	92
Figura 65 - Diagramas de carga diários referentes aos meses de junho e julho.	93
Figura 66 - Diagramas de carga diários referentes aos meses de agosto e setembro.....	93
Figura 67 - Dados inseridos no PVGIS GRID CONNECTED em conjunto com alguns dos resultados de saída do programa.	97
Figura 68 - Energia gerada por mês de sistema PV com ângulo fixo e Irradiação mensal no plano para ângulo fixo.	98

Figura 69 - Energia fotovoltaica e irradiação solar mês a mês	98
Figura 70 - Produção mês a mês PV PVGIS GRID CONNECTED vs SCE.ER	99
Figura 71 - Produção anual PV PVGIS GRID CONNECTED vs SCE.ER	100
Figura 72 - Produção fotovoltaica mensal da UPAC instalada no Edifício 8 durante o ano de 2023.....	101
Figura 73 - Produção fotovoltaica mensal da UPAC instalada no Edifício 8 por mês ...	101
Figura 74 - Diagramas de carga diários referentes aos meses de janeiro e fevereiro.	103
Figura 75- Diagramas de carga diários referentes aos meses de março e abril.	103
Figura 76 - Diagramas de carga diários referentes aos meses de maio e junho.....	103
Figura 77 - Diagramas de carga diários referentes aos meses de julho e agosto.	104
Figura 78 - Diagramas de carga diários referentes aos meses de setembro e outubro.	104
Figura 79 - Diagramas de carga diários referentes aos meses de novembro e dezembro.	104
Figura 80 - Resultados obtidos com o programa SCE.ER	105
Figura 81 - Resultados obtidos com o programa SCE.ER	106
Figura 82 - Resultados obtidos com o programa SCE.ER	106
Figura 83 - Diagramas de carga diários referentes aos meses de janeiro e fevereiro.	107
Figura 84- Diagramas de carga diários referentes aos meses de março e abril.	108
Figura 85- Diagramas de carga diários referentes aos meses de maio e junho.	108
Figura 86- Diagramas de carga diários referentes aos meses de julho e agosto.	108
Figura 87- Diagramas de carga diários referentes aos meses de setembro e outubro.	109
Figura 88- Diagramas de carga diários referentes aos meses de novembro e dezembro.	109
Figura 89 - Dados inseridos no PVGIS GRID CONNECTED em conjunto com alguns dos resultados de saída do programa.	111
Figura 90 - Energia gerada por mês de sistema PV com ângulo fixo e Irradiação mensal no plano para ângulo fixo.	112
Figura 91 - Energia fotovoltaica e irradiação solar mês a mês	112

Figura 92 - Produção mês a mês PV PVGIS GRID CONNECTED vs SCE.ER	113
Figura 93 - Produção anual PV PVGIS GRID CONNECTED vs SCE.ER	114
Figura 94 - Ficha técnica do inversor Sunny Tripower X 20-50 kW.....	133
Figura 95 - Ficha técnica do inversor Sunny Tripower X 20-50 kW.....	134
Figura 96 - Ficha técnica dos módulos NU-JD540.....	135
Figura 97- Ficha técnica dos módulos NU-JD540.....	136
Figura 98 - Ficha técnica do inversor Sunny Boy 5.0-1 AV 41.	137
Figura 99 - Ficha técnica do inversor Sunny Boy 5.0-1 AV 41.	138
Figura 100 - Ficha técnica carregador de veículos elétricos URBAN T22 6DC 4G.	139
Figura 101 - Ficha técnica carregador de veículos elétricos URBAN T22 6DC 4G.	140
Figura 102- Ficha técnica carregador de veículos elétricos URBAN T22 6DC 4G.	141
Figura 103- Ficha técnica carregador de veículos elétricos URBAN T22 6DC 4G.	142
Figura 104 - Ficha técnica carregador de veículos elétricos URBAN T22 6DC 4G.	143
Figura 105 - Armário de distribuição de portas assimétricas modelo DCWE 2 / A.....	144
Figura 106 - Ficha técnica THT45 46.	145
Figura 107 - Ficha técnica THT45 46.	146
Figura 108 - Ficha técnica do Power Meter PM710	147
Figura 109 - Ficha técnica do Power Meter PM710	148
Figura 110 -Ficha técnica dos módulos RCM-245-6PB.	149
Figura 111 - Ficha técnica dos módulos RCM-245-6PB.	150
Figura 112 - Ficha técnica dos módulos EMSH 540BM HC.	151
Figura 113 - Ficha técnica dos módulos EMSH 540BM HC.	152
Figura 114 - Ficha técnica dos módulos EMSH 540BM HC.	153
Figura 115 - Ficha técnica dos inversores SUN2000-30-40KTL-M3.....	154
Figura 116 - Ficha técnica dos inversores SUN2000-30-40KTL-M3.....	155
Figura 117 - Circuito tomadas estabilizadas. [2]	157

Figura 118 - Circuito de iluminação WC e corredores. [2]	159
Figura 119 - Iluminação de emergência. [2].....	160

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Fator de vazio para os dias de semana em cada mês do ano em estudo.	86
Tabela 2 - Consumo coberto pela produção fotovoltaica entre as 12 e as 16 horas nos dias de semana para cada mês do ano em estudo.....	87
Tabela 3 - Diferença média entre os valores de PsistCS e PsistI em percentagem para os meses do ano em estudo.....	94
Tabela 4 - Diferença média entre os valores de produção obtidos através da simulação PsistI e os valores registados na realidade em percentagem para os meses do ano em estudo.	95
Tabela 5 - Diferença média entre os valores de produção obtidos através da simulação PsistCS e os valores registados na realidade em percentagem para os meses do ano em estudo.	96
Tabela 6 - Produção PV(DC) (resultante do SCE.ER) comparada com E_m (resultante do PVGIS GRID CONNECTED) para cada mês do ano em estudo.	99
Tabela 7 - Diferença média entre os valores de PsistCS e PsistI em percentagem para os meses do ano em estudo.....	110
Tabela 8 - Produção PV(DC) (resultante do SCE.ER) comparada com E_m (resultante do PVGIS GRID CONNECTED) para cada mês do ano em estudo.	113

LISTA DE ACRÓNIMOS

API	<i>Application Programming Interface</i> /Interface de Programação de Aplicação
AREAL	Agência Regional de Energia e Ambiente do Algarve
CER	Comunidade de Energia Renovável
DEEC	Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia
DL	Decreto-lei
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
ESTI	Instalação de Teste Solar Europeia
EU	<i>European Union</i> /União Europeia
FEUP	Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto
HTTP	<i>Hypertext Transfer Protocol</i> /Protocolo de transferência de Hipertexto
IDN	<i>Direct Normal Irradiation</i> /Irradiação Normal Direta
IHG	<i>Global Horizontal Irradiation</i> /Irradiação Horizontal Global
LED	<i>Light-emitting diode</i> /Díodo Emissor de Luz
LNEG	Laboratório Nacional de Energia e Geologia
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i> /Rastreador do Ponto de Máxima Potência
NMOT	<i>Nominal Operating Module Temperature</i> /Temperatura Nominal de Operação do Módulo
NOCT	<i>Nominal Operating Cell Temperature</i> /Temperatura Nominal de Operação da Célula
NUTS III	Nomenclatura das Unidades Territoriais para fins Estatísticos
NZEB	<i>Net Zero Energy Building</i> /Edifício com Balanço Energético Nulo
IP	<i>Internet Protocol</i> /Protocolo de Internet
ISEP	Instituto Superior de Engenharia do Porto
JRC	<i>Joint Research Center</i> /Centro Comum de Investigação
PLR	Pedido(s) de Ligação à Rede
PV	Fotovoltaico(a) Da língua inglesa Photovoltaics.

PVGIS	<i>Photovoltaic Geographical Information System/Sistema de Informação Geográfica Fotovoltaica</i>
PVSYST	<i>Photovoltaic Software System/Sistema de Software Fotovoltaico</i>
QGBT	Quadro Geral de Baixa Tensão
RED II	<i>Renewable Energy Directive/Diretiva de Energias Renováveis</i>
RESP	Rede Elétrica de Serviço Público
ROI	<i>Return on Investment/Período de retorno do investimento</i>
SCE	Sistema de Certificação de Energética dos Edifícios
TCP	<i>Transmission Control Protocol/Protocolo de Controle de Transmissão</i>
TIR	Taxa Interna de Retorno
UALG	Universidade do Algarve
UPAC	Unidade(s) de Produção para Autoconsumo
UPS	<i>Uninterruptible Power Supply/Fonte de Alimentação Ininterrupta</i>
URL	<i>Uniform Resource Locator/Localizador Uniforme de Recursos</i>
VAL	Valor Atual Líquido

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Vigência
C	Fluxo monetário
c	Custo médio anual da energia produzida
c_c	Coeficiente que representa a perda de eficiência quando a radiação decresce
C_f	Custo fixo anual
C_{om}	Custo de operação e manutenção
c_{om}	Custo de operação e manutenção por unidade de energia produzida
C_p	Custo específico por kW instalado
C_q	Custo específico do calor
C_v	Custo variável
d	Distância mínima entre os painéis no plano horizontal
d'	Distância mínima entre módulos referida ao plano horizontal
d_1	Distância entre a borda superior de um painel e a borda inferior do painel seguinte referida ao plano horizontal
d_2	Distância entre a borda superior de um painel e a borda inferior desse mesmo painel referida ao plano horizontal.
d_n	dia do ano; $1 \leq d_n \leq 365$ (366 em anos bissextos);
E_a	Energia produzida anualmente
€	Euro
Fe	Fator de afastamento
G	Irradiância
h_a	Fator de capacidade da instalação de produção de energia
h_0	Altura solar mínima
h_i	Altura de instalação das células solares
h_{ob}	Altura do objeto ou obstáculo
I	Investimento
I_t	Investimento total

K_{om}	Percentagem do investimento total destinada ao custo de operação e manutenção
kVA	Kilovolt-Ampere
kW	Kilowatt
kWh	Kilowatt-hora
kWp	Kilowatt-pico
L	Comprimento do módulo PV
m	Metros
MWh	Megawatt-hora
P^*	Potência máxima
P_i	Potência Instalada
P_m	Potência gerada
q_w	Consumo unitário de calor
R_L	Receita Líquida
T	Temperatura do ar medida a 2m altura do solo
t	Taxa de atualização
T_a	Temperatura do ar
T_c	Temperatura na célula
Wp	Watt-pico
Z	Altura da borda superior medida a partir do plano horizontal do módulo PV

Subscritos

i	Inverso do fator do valor presente da anuidade
j	Número de anos

Sobrescritos

$*$	Indica valores de referência às Condições Padrão de medida (STC)
n	Número de anos de vida útil da instalação
j	Número de anos

Letras gregas

α	Ângulo de altura solar
----------	------------------------

β	Ângulo de inclinação do módulo PV
γ	Coefficiente de variação da potência máxima com a temperatura
γ_s	Azimute solar
γ_{PV}	Azimute do módulo PV
δ	Ângulo de declinação
θ	Ângulo do plano não horizontal
θ_s	Ângulo de incidência da radiação direta
θ_z	Ângulo de incidência zenital

1

INTRODUÇÃO

Este trabalho final de mestrado foi conduzido de acordo com as diretrizes da unidade curricular de estágio ministrada pela Universidade do Algarve e é um relatório do estágio realizado na empresa AREAL (Agência Regional de Energia e Ambiente do Algarve), onde foi prestada assessoria em trabalhos de levantamento de informação para ligação à rede de energia elétrica, efetuada a elaboração de trabalhos técnicos na área da eficiência energética e sustentabilidade, projetos de eletricidade e mobilidade elétrica e realizadas outras tarefas complementares.

Além destas atividades desenvolvidas no âmbito dos trabalhos da AREAL, foi desenvolvido um estudo do desempenho e viabilidade das Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC) com sistemas fotovoltaicos instalados em alguns edifícios do Campus de Gambelas da Universidade do Algarve e da sua contribuição para a sustentabilidade do Campus, e da possível integração dos edifícios em estudo numa Comunidade de Energia Renovável (CER).

1.1 OBJETIVOS E CARACTERÍSTICAS DO ESTÁGIO

O objetivo da unidade curricular de estágio é o de promover em meio empresarial, a aplicação integrada de conhecimentos e de competências adquiridas ao longo do percurso formativo a situações novas de interesse prático atual, com adoção de metodologias e estratégias apropriadas à aquisição, exploração e/ou análise de dados. Já os objetivos a atingir durante a realização do estágio foram adquirir conhecimentos práticos em ambiente laboral, ganhar capacidade para de forma autónoma vir a realizar e desenvolver projetos na área de formação e adquirir competências pessoais em contexto profissional.

A parte prática do estágio teve a duração de 9 meses.

1.2 CONTEXTO DO TRABALHO

Nos últimos anos a procura crescente de energia elétrica associada à necessidade de mitigar os impactos ambientais causados pela geração convencional (tradicional) de energia, tem impulsionado a adoção de fontes de energia renovável. Nesse contexto, as UPAC têm ganho destaque como uma alternativa viável para suprir parte ou em alguns casos a totalidade (normalmente quando surgem associadas a baterias) das necessidades energéticas de edifícios e promover a mudança para uma forma de produção de energia mais sustentável.

Esta tese de mestrado tem como objetivo realizar um estudo abrangente de viabilidade técnica, económica e ambiental da instalação de uma UPAC em um edifício localizado no campus universitário. O edifício selecionado possui uma UPAC instalada na sua cobertura, que gera energia elétrica a partir de fontes renováveis, nomeadamente a partir da energia solar. Através da análise dos dados de consumo de energia elétrica e da produção da UPAC, pretende-se avaliar a eficácia dessa unidade e verificar se a produção energética está de acordo com as expectativas para esse local e equipamento específico. Além disso, serão realizadas simulações utilizando software especializado, a fim de melhorar a compreensão do desempenho da UPAC e identificar possíveis lacunas entre a produção real e a esperada. Essas simulações fornecerão informações valiosas sobre os fatores que afetam a produção de energia renovável e ajudarão a encontrar formas de otimizar o desempenho da unidade em questão.

A importância deste estudo reside na necessidade de promover o uso de fontes de energia limpa e renovável, bem como no potencial de redução dos custos energéticos e das emissões de gases de efeito estufa associadas à implementação de UPAC. Além disso, os resultados obtidos contribuirão para a tomada de decisões informadas no que diz respeito à implementação e expansão do projeto a ser estudado, bem como de projetos semelhantes em outros edifícios do campus universitário e de outros edifícios de serviços no geral.

Ao abordar os aspetos técnico, económico e ambiental, este trabalho visa fornecer uma análise holística da instalação de uma UPAC, fornecendo informações valiosas para os profissionais da área de energia, investigadores e decisores, que procuram promover soluções sustentáveis e eficientes em termos energéticos.

No final deste estudo, espera-se que seja possível compreender melhor a viabilidade da UPAC instalada no edifício e identificar oportunidades para maximizar a produção de energia limpa. Através deste trabalho, espera-se contribuir para o avanço do conhecimento e o incentivo à adoção de fontes de energia renovável, fomentando a transição para um futuro energético mais sustentável e mais alinhado com as necessidades da sociedade atual.

1.3 UM POUCO SOBRE A AREAL

A AREAL-Energia é uma associação sem fins lucrativos sediada no Algarve, com a missão de promover o uso de fontes de energia renováveis na região, melhorar a eficiência energética e incentivar uma atitude consciente e sustentável por parte de todos os envolvidos. A associação é composta por entidades de renome regional e nacional, e busca impulsionar a inovação energética por meio do desenvolvimento de projetos que envolvem o aumento do uso de energias renováveis e a implementação das mais recentes tecnologias.

A AREAL-Energia presta diversos serviços, como apoio na elaboração de candidaturas para projetos de energias renováveis, com foco na promoção da sustentabilidade social e ambiental. A associação também realiza estudos e projetos em parceria com entidades internacionais, visando agregar valor ao conhecimento e trazer benefícios energéticos significativos para a região do Algarve.

Uma das principais áreas de atuação da AREAL-Energia é o desenvolvimento e implementação de projetos de energia solar térmica e fotovoltaica em infraestruturas públicas e privadas. Além disso, a associação oferece suporte aos municípios e empresas da região na produção de energia elétrica renovável e no acesso a financiamentos e projetos europeus.

A eficiência energética também é uma preocupação central da AREAL-Energia. A associação realiza estudos e projetos de inovação para melhorar a eficiência energética em novas construções e intervenções de reabilitação. Além disso, são realizadas auditorias energéticas em infraestruturas de captação e tratamento de água e desenvolvidos estudos e projetos com o objetivo de melhorar a eficiência energética na iluminação pública.

A AREAL-Energia desempenha um papel ativo no planeamento e na definição de políticas regionais relacionadas à energia, meio ambiente e mudanças climáticas. Através do Pacto de

Autarcas para o Clima e Energia [1], a associação desenvolve planos de ação para energia sustentável e adaptação às mudanças climáticas, oferecendo aconselhamento técnico às autoridades locais.

Outros serviços oferecidos pela AREAL-Energia incluem a emissão de certificados energéticos para imóveis residenciais e comerciais, bem como a realização de auditorias energéticas para identificar oportunidades de racionalização energética.

Além disso, a associação desempenha um papel importante na informação, formação e sensibilização sobre energia e meio ambiente, realizando ações de formação em eficiência energética e energias renováveis para municípios e empresas da região do Algarve.

Em resumo, a AREAL-Energia é uma associação sem fins lucrativos dedicada à promoção das energias renováveis, eficiência energética e consciência sustentável no Algarve. Através de parcerias, projetos e serviços, a associação procura impulsionar a inovação energética e contribuir para um futuro mais sustentável [1].

1.4 ORGANIZAÇÃO DO DOCUMENTO

Este trabalho inicia-se com o capítulo 1 introdutório, seguido do capítulo 2 onde são descritas as atividades desenvolvidas durante a realização do estágio na AREAL. Procede-se ao capítulo 3 com informações relevantes para se compreender o trabalho a desenvolver e a sua importância onde surgem informações relativas à radiação solar no Mundo e em Portugal, aos sistemas de autoconsumo fotovoltaico, às CER, às ferramentas de simulação a ser usadas no trabalho, aos estudos de viabilidade económica e uma revisão da literatura existente relativa ao assunto em estudo. Segue-se o capítulo 4 onde é tratada a metodologia do trabalho realizado apresentando o caso de estudo UPAC instaladas nos edifícios do Campus de Gambelas da Universidade do Algarve, é feita a análise dos consumos e produção fotovoltaica anuais e determinação da quantidade de emissões de CO₂ evitadas com os sistemas fotovoltaicos em estudo e ainda a avaliação da possibilidade de criação de uma CER no Campus de Gambelas da Universidade do Algarve. O capítulo 5 apresenta os resultados e discussão do trabalho realizado. Por fim tem-se o capítulo 6 onde são tiradas as conclusões do trabalho e propostos possíveis trabalhos futuros.

2

ATIVIDADES DESENVOLVIDAS DURANTE A REALIZAÇÃO DO ESTÁGIO

Este capítulo resulta numa exposição e descrição das atividades práticas desenvolvidas durante o estágio curricular e profissional, nele são descritos os procedimentos para efetuar os pedidos de ligação à rede de energia elétrica, apresentadas peças desenhadas com recurso à ferramenta AutoCAD que são parte integrante de projetos desenvolvidos nomeadamente nas áreas de projetos de UPAC, projetos de carregadores de veículos elétricos e de um projeto de eletricidade de um edifício público. São ainda descritas as atividades realizadas que resultaram num estudo de viabilidade técnico-económica da substituição de iluminação pública, em análises termográficas e de serviços prestados de consultoria especializada no âmbito da gestão de energia, nomeadamente análise de consumos de energia elétrica.

2.1 PEDIDOS DE LIGAÇÃO À REDE

Durante o estágio foram realizadas assessorias em cerca de trezentos trabalhos de levantamento de informação para ligação à rede de energia elétrica.

Quando a E-Redes recebe um PLR para as localidades entre Albufeira e Vila Real de Santo António, esta envia para a AREAL uma ficha técnica onde vêm descritas informações como a data de abertura do pedido, o nome do requerente, o nº que identifica o PLR, o NIP da instalação, o contacto telefónico do requerente, o tipo de pedido, o nome e contacto do técnico e do gestor da E-Redes. A E-redes envia na mesma folha, logo abaixo na ficha técnica uma descrição da instalação com o concelho, freguesia, localidade, código postal, lugar e rua onde

a mesma se encontra e as suas coordenadas geográficas. A potência existente, a potência requerida, o sistema de tensões e eventuais comentários acerca da instalação. Na Figura 1 encontra-se um exemplo de uma ficha técnica da E-Redes.


		FICHA TÉCNICA		Data Pedido RD: <input type="text"/>
IDENTIFICAÇÃO GERAL (E-REDES)				
Requerente:	<input type="text"/>	Tipo de Pedido:	<input type="text"/>	
PLR:	<input type="text"/>	Técnico E-REDES:	<input type="text"/>	
NIP:	<input type="text"/>	Gestor E-REDES:	<input type="text"/>	
Cont. Telf. Téc./Req.:	<input type="text"/>	Técnico Responsável (Req.):	<input type="text"/>	
INSTALAÇÃO (E-REDES)				
Concelho:	<input type="text"/>	Lugar:	<input type="text"/>	
Freguesia:	<input type="text"/>	Rua:	<input type="text"/>	
Localidade:	<input type="text"/>	Coordenadas P.E.:	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Código Postal:	<input type="text"/>		<small>Longitude</small>	<small>Latitude</small>
Potência Ex.:	<input type="text"/> kVA	Potência Req.:	<input type="text"/> kVA	Sistema de Tensões:
				<input type="text"/>
Comentário E-REDES:	<input type="text"/>			
	<input type="text"/>			

Figura 1 - Ficha técnica e descrição da instalação. [2]

A E-redes envia também uma ficha eletrotécnica a descrever a instalação. Na ficha eletrotécnica vem descrita informação relativa ao requerente ou entidade exploradora, ao técnico responsável, à localização e caracterização do imóvel e ao tipo de instalação. Na Figura 2 está apresentado o modelo de uma ficha eletrotécnica.

FICHA ELETROTÉCNICA													
DE INSTALAÇÕES ELÉTRICAS DE SERVIÇO PARTICULAR													
<small>(emitido nos termos do disposto no artigo 12.º do Decreto-Lei n.º 96/2017, de 10 de agosto)</small>													
1 - Requerente/Entidade Exploradora													
Nome:										NIF/NIPC:			
Telefone:				E-Mail:									
Morada:													
C. Postal:													
2 - Técnico Responsável													
Nome:										NIF:			
Telefone:				E-Mail:				N.º DGEG:					
3 - Localização do imóvel													
Freguesia:				Concelho:				Distrito:					
Entrada ⁽¹⁾ principal (Lugar/Rua):		E1						Coordenadas GPS:					
Outra Entrada ⁽¹⁾ do imóvel:								Coordenadas GPS:					
Inserir linha													
4 - Caracterização do imóvel													
Descrição do imóvel:										Instalação:			
Classificação das instalações ⁽²⁾ :										Total Ramais:		0	
5 - Instalação Elétrica													
Tipo da instalação ⁽³⁾	Entrada do imóvel	Ramal N.º	NIP ⁽⁴⁾ (existente)	CPE ⁽⁵⁾ (existente)	Andar	Fração	Tipo utilização individual ⁽⁶⁾	Entrada	Total Instalado (kVA)	Fator de Simultaneidade	Potência a Alimentar (kVA)		
											0,00		
											0,00		
											0,00		
											0,00		
											0,00		
Inserir linha													
Tipo de Instalação	Potência Total Instalada (kVA)												
Tipo A: geradores de segurança e de socorro	0,00												
Tipo B: instalações alimentadas em MT/AT/MAT	0,00												
Tipo C: instalações alimentadas em BT	0,00												

- (1) Localização (Rua e numeração de porta ou Lugar) do(s) ponto(s) de entrega ao imóvel (ramais de alimentação). Caso a instalação de utilização seja alimentada por um ramal próprio, deve mencionar a respetiva localização.
- (2) Conforme Anexo I do Despacho n.º 1/2018 da DGEG.
- (3) Conforme art.º 3.º do Decreto-Lei nº 96/2017. Para instalações do "Tipo A", de socorro ou segurança, indicar a "Entrada", "Ramal N.º", "NIP" e "CPE" da instalação de utilização a que está associado.
- (4) NIP - Número de Identificação do Prédio. Caso ainda não esteja atribuído, colocar "-".
- (5) CPE - Código do Ponto de Entrega (conforme art.º 229º do RRC). Caso ainda não esteja atribuído, colocar "-".
- (6) Conforme Anexo II do Despacho n.º 1/2018 da DGEG.

Figura 2 - Ficha Eletrotécnica. [2]

Com a ficha técnica e a ficha eletrotécnica da instalação em mãos, a Areal é responsável por ir ao local e preencher um formulário onde é descrita a proposta de alimentação e os dados da valorização.


No fim de ir ao local e recolher todos os dados necessários para preenchimento do formulário presente na Figura 3, o relatório que a Areal envia à E-Redes é semelhante ao da

Figura 4 onde consta a soma dos dados enviados pela E-redes à Areal com os dados recolhidos pela Areal para orçamentação do projeto a desenvolver. Na Figura 3 é apresentado um modelo de proposta de alimentação e dados da valorização.

PROPOSTA DE ALIMENTAÇÃO (PSE)					
PT:	<input type="text"/>	Circuito:	<input type="text"/>	Armário:	<input type="text"/>
Potência PT:	<input type="text"/>	Portinhola:	<input type="text"/>	Tipo de Rede:	<input type="text"/>
Descrição Técnica: <input style="width: 100%; height: 40px;" type="text"/>					
Distância ao PT:	<input type="text"/> m	Rede Existente:	<input type="text" value="LVAV 3x185 + 95"/>	Dist. à Rede Existente:	<input type="text" value="13"/> m
DADOS DA VALORIZAÇÃO (PSE)					
Elementos de Uso Exclusivo:			Elementos de Uso Partilhado:		
Cabo Aéreo:	<input type="text"/>	<input type="text"/> m	Cabo Aéreo:	<input type="text"/>	<input type="text"/> m
Cabo Subterrâneo:	<input type="text"/>	<input type="text"/> m	Cabo Subterrâneo:	<input type="text"/>	<input type="text"/> m
Nº de Apoios:	<input type="text"/>	un	Nº de Apoios:	<input type="text"/>	un
TOTAL	<input type="text"/>	m	TOTAL	<input type="text"/>	m
	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Sim	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Não	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Coordenadas:		<input type="text"/>		<input type="text"/>	
		Longitude		Latitude	
Simbologia: ▲ - Posto de transformação ○ - Ponto de Rede ■ - Ponto de Entrega					

Figura 3 -Proposta de alimentação e dados da valorização. [2]

Na Figura 4 observa-se um relatório semelhante ao que a Areal envia à E-Redes no fim de feita a orçamentação de um PLR.



FICHA TÉCNICA

Data Pedido RD:

IDENTIFICAÇÃO GERAL (E-REDES)																				
Requerente: <input type="text"/>		Tipo de Pedido: <input type="text"/>																		
PLR: <input type="text"/>		Técnico E-REDES: <input type="text"/>																		
NIP: <input type="text"/>		Gestor E-REDES: <input type="text"/>																		
Cont. Telf. Téc./Req.: <input type="text"/>		Técnico Responsável (Req.): <input type="text"/>																		
INSTALAÇÃO (E-REDES)																				
Concelho: <input type="text"/>		Lugar: <input type="text"/>																		
Freguesia: <input type="text"/>		Rua: <input type="text"/>																		
Localidade: <input type="text"/>		Coordenadas P.E.: <input type="text"/>																		
Código Postal: <input type="text"/>		Longitude <input type="text"/> Latitude <input type="text"/>																		
Potência Ex.: <input type="text"/> kVA	Potência Req.: <input type="text"/> kVA	Sistema de Tensões: <input type="text"/>																		
Comentário E-REDES: <div style="border: 1px solid black; height: 40px;"></div>		Tipo Pedido BT: <input type="text"/>																		
PROPOSTA DE ALIMENTAÇÃO (PSE)																				
PT: <input type="text"/>	Circuito: <input type="text"/>	Armário: <input type="text"/>	Tribloco: <input type="text"/>																	
Potência PT: <input type="text"/>	Portinhola: <input type="text"/>	Tipo de Rede: <input type="text"/>																		
Descrição Técnica: <div style="border: 1px solid black; height: 50px;"></div>																				
Distância ao PT: <input type="text"/> m	Rede Existente: <input type="text" value="LVAV 3x185 + 95"/>	Dist. à Rede Existente: <input type="text" value="13"/> m																		
DADOS DA VALORIZAÇÃO (PSE)																				
Elementos de Uso Exclusivo:		Elementos de Uso Partilhado:																		
Cabo Aéreo: <input type="text"/> m		Cabo Aéreo: <input type="text"/> m																		
Cabo Subterrâneo: <input type="text"/> m		Cabo Subterrâneo: <input type="text"/> m																		
Nº de Apoios: <input type="text"/> un		Nº de Apoios: <input type="text"/> un																		
TOTAL <input type="text"/> m		TOTAL <input type="text"/> m																		
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th></th> <th>Estrada Nacional</th> <th>Abertura Valas</th> <th>Fibra Ótica</th> <th>CP/REFER</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Sim</td> <td><input type="text"/></td> <td><input type="text"/></td> <td><input type="text"/></td> <td><input type="text"/></td> </tr> <tr> <td>Não</td> <td><input type="text"/></td> <td><input type="text"/></td> <td><input type="text"/></td> <td><input type="text"/></td> </tr> </tbody> </table>			Estrada Nacional	Abertura Valas	Fibra Ótica	CP/REFER	Sim	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	Não	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>Fibra Ótica:</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td><input type="text"/></td> </tr> </tbody> </table>		Fibra Ótica:	<input type="text"/>
	Estrada Nacional	Abertura Valas	Fibra Ótica	CP/REFER																
Sim	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>																
Não	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>																
Fibra Ótica:																				
<input type="text"/>																				
Coordenadas:		Longitude	Latitude																	

Simbologia: ▲ - Posto de transformação ○ - Ponto de Rede □ - Ponto de Entrega

Figura 4 -Relatório final de um PLR depois de feita orçamentação. [2]

2.2 PROJETOS DE UNIDADES DE PRODUÇÃO PARA AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO

Durante o estágio auxiliou-se na realização de 19 projetos de unidades de produção para autoconsumo fotovoltaico. 16 dos projetos são a implementar em escolas e jardins de infância e 3 dos projetos são a implementar em edifícios de serviços públicos.

Nas Figura 5 a Figura 12 são apresentados exemplos de algumas peças desenhadas com recurso às ferramentas Google Earth e AutoCAD que fazem parte de 3 dos projetos realizados: Na figura 5 pode ver-se a implantação dos módulos fotovoltaicos na cobertura de uma escola.



Legenda:

- Painel PV tipo SHARP NU-JD540 PT, ou equivalente, de 540 Wp, 2279×1134×35 mm, ou equivalente
- Caminho de cabos em PVC 200x60, do tipo 66 da UNEX ou equivalente

Figura 5 - Implantação dos módulos fotovoltaicos na cobertura. [2]

O sistema fotovoltaico apresentado na Figura 5 terá 19,98 kWp, será composto por 37 módulos fotovoltaicos de 540 Wp e um inversor com potência de 20 kW.

Para decidir qual a potência do sistema fotovoltaico a instalar em cada escola/creche foi tida em conta a potência contratada do edifício em questão e depois tentou-se aproximar a potência do sistema fotovoltaico desse mesmo valor, sempre tendo em conta o espaço disponível para colocação dos módulos e a disposição dos módulos fotovoltaicos de modo a evitar que os mesmos ficassem sombreados para evitar perdas de produção de energia por sombreamento dos módulos. Nos projetos das UPAC realizados tentou-se sempre que possível fazer com que os módulos ficassem orientados a sul para maximizar a energia produzida pelos mesmos.

Na Figura 6 observa-se se a implantação dos módulos fotovoltaicos na cobertura de uma segunda escola.



Legenda:

- Painel PV tipo SHARP NU-JD540 PT, ou equivalente, de 540 Wp, 2279×1134×35 mm, ou equivalente
- Caminho de cabos em PVC 200x60, do tipo 66 da UNEX ou equivalente

Figura 6 - Implantação dos módulos fotovoltaicos na cobertura. [2]

O sistema fotovoltaico apresentado na Figura 6 terá 19,98 kWp, será composto por 37 módulos fotovoltaicos de 540 Wp e um inversor com potência de 20 kW.

Na Figura 7 observa-se se a localização dos inversores e quadro elétrico geral na segunda escola (mesma escola que na figura 6).

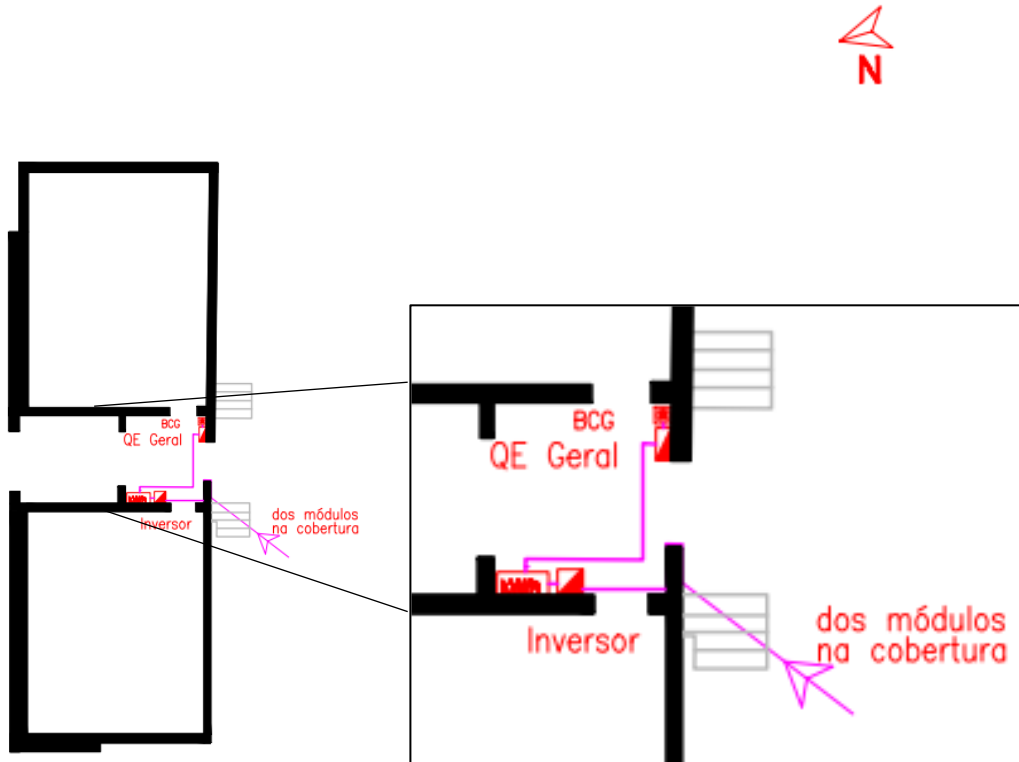


Figura 7- Localização dos inversores e quadro elétrico geral. [2]

O inversor proposto para ser utilizado nos projetos das escolas apresentadas nas Figura 5 e Figura 6 foi o *Sunny Tripower X 20-50kW* (cuja ficha técnica se encontra presente no Anexo A), com as seguintes características: não tem transformador, é trifásico, tem uma potência nominal em corrente alternada de 20 kW e eficiência europeia de 97,6%. Este inversor foi escolhido em função das especificações dos módulos.

Na Figura 8 pode-se observar o esquema unifilar de ligações dos painéis a instalar na segunda escola (mesma escola que nas figuras 6 e 7).



Figura 8- Esquema unifilar de ligações. [2]

O número de módulos em cada fileira bem como o número de fileiras a ser alimentadas pelo inversor foi calculado através do simulador disponível online *SMA Sunny Design Web* [3]. Neste simulador, criou-se um novo projeto para um sistema fotovoltaico com autoconsumo, onde foi introduzido, o nome do projeto, o local da instalação, o tipo de ligação dos inversores à rede 230V (230V / 400V), o tipo perfil de carga empresa e o perfil de carga edifício de escritórios com consumo anual de energia de 30 000 kWh. De seguida selecionou-se as opções ir para configuração do sistema fotovoltaico e dimensionamento manual. Alterou-se o campo Fabricante/ Módulo fotovoltaico/ eletrónica de módulos para Fabricante: Sharp e Módulo Fotovoltaico: NU-JD540 (05/2022) (cuja ficha técnica se encontra presente no Anexo B) e clicou-se em OK. Depois alterou-se o campo Número de módulos fotovoltaicos/ Potência de pico, alterando-se o número de módulos até 37 que conseqüentemente levou a que a potência de pico se alterasse para 19,98 kWp o maior valor que se pode alcançar com estes módulos abaixo dos 20 kWp. Clicou-se novamente em OK e depois em sugestões de dimensionamento e escolheu-se aquela que se achou mais adequada para o projeto em questão tendo em conta o número de inversores, a razão da potência nominal, o rendimento energético, a rentabilidade e a potência nominal. Ao escolher a sugestão de dimensionamento que se achou mais adequada clicando na sugestão e depois em aceitar dimensionamento, o programa devolve o tipo de inversor e o número de módulos por fileira bem como o número de fileiras a ser alimentadas pelo inversor. Esses valores foram depois usados para fazer o desenho do esquema unifilar de ligações do projeto como se apresenta na Figura 8 e usados como guia

para realizar o projeto da UPAC. O esquema da Figura 8 apresenta um inversor a alimentar três fileiras de módulos, em que as primeiras duas fileiras são compostas por 15 módulos fotovoltaicos cada uma e a terceira fileira é composta por 7 módulos.

Na Figura 9 está apresentado o detalhe do sistema de fixação dos painéis a instalar na segunda escola (mesma escola que nas figuras 6,7 e 8).

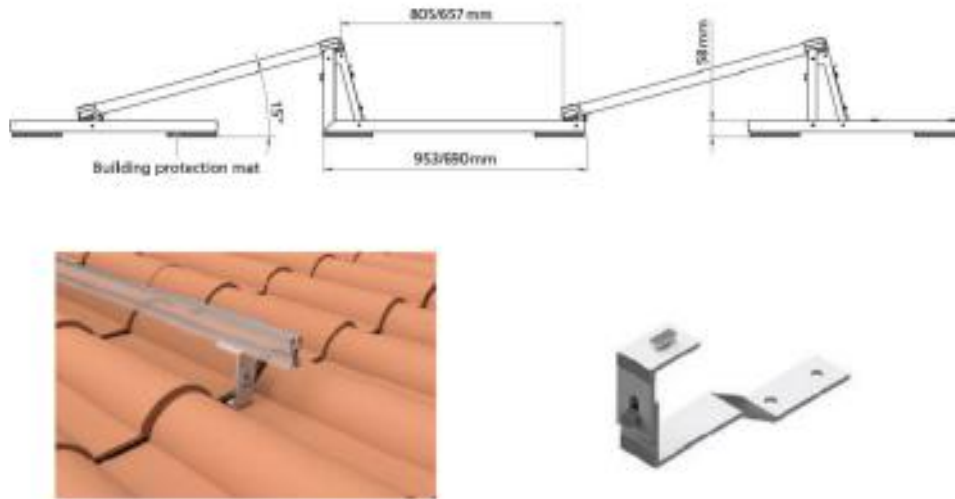


Figura 9 - Detalhe do sistema de fixação. [2]

Na Figura 10 observa-se se a implantação dos módulos fotovoltaicos na cobertura de uma terceira escola.



Legenda:

- Painel PV tipo SHARP NU-JD540 PT, ou equivalente, de 540 Wp, 2279×1134×35 mm, ou equivalente
- Caminho de cabos em PVC 200x60, do tipo 66 da UNEX ou equivalente

Figura 10 - Implantação dos módulos fotovoltaicos na cobertura. [2]

O sistema fotovoltaico apresentado na Figura 10 terá 5,4 kWp, será composto por 10 módulos fotovoltaicos de 540 Wp e um inversor com potência de 5 kW. O inversor proposto para ser utilizado no projeto da escola apresentada na Figura 10 foi o *Sunny Boy 5.0-1 AV 41* (ficha técnica presente no Anexo C), com as seguintes características: sem transformador, monofásico, tem uma potência nominal em corrente alternada de 5 kW e eficiência europeia de 96,5%. Este inversor também foi escolhido em função das especificações dos módulos.

Na Figura 11 é exibida a localização dos inversores e quadro elétrico geral da terceira escola (mesma escola que na Figura 10).

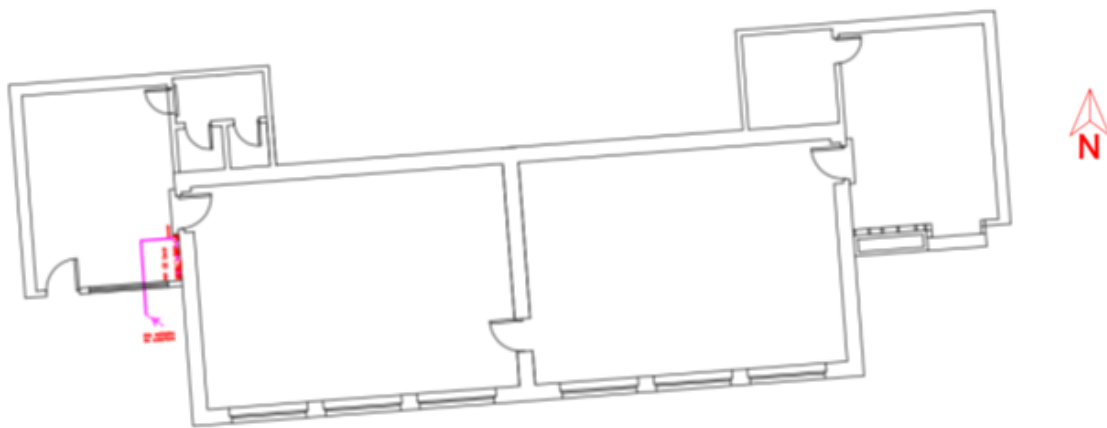


Figura 11 - Localização dos inversores e quadro elétrico geral. [2]

Apesar de não estar perceptível, o esquema da Figura 11 é semelhante ao da Figura 7 no sentido em que, os cabos vêm dos módulos na cobertura, são ligados ao inversor, ligando-se depois ao contador e por fim ao quadro elétrico geral que se liga a uma botoneira de corte geral por razões de segurança.

Na Figura 12 está exposto o esquema unifilar de ligações dos painéis a instalar na terceira escola (mesma escola que nas figuras 10 e 11).

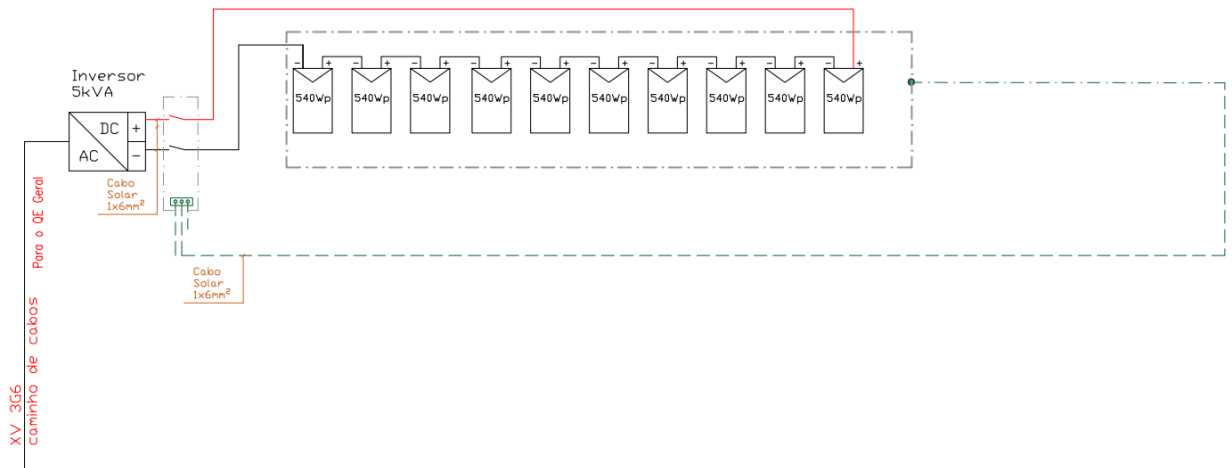


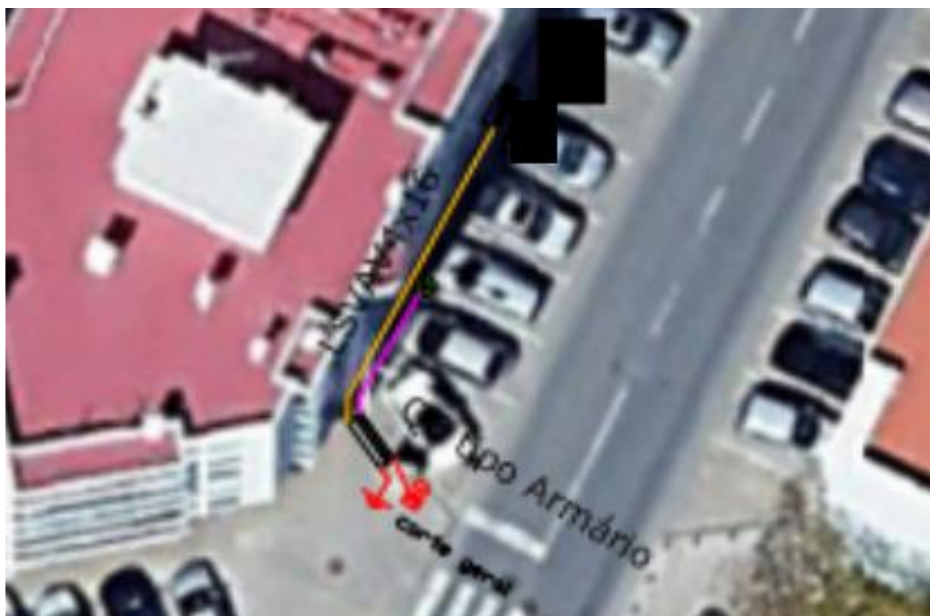
Figura 12 - Esquema unifilar de ligações. [2]

A Figura 12 apresenta um esquema de ligações unifilar em que o inversor apenas alimenta uma fileira de 10 módulos.

2.3 PROJETOS DE CARREGADORES DE VEÍCULOS ELÉTRICOS

Durante o estágio auxiliou-se na realização 17 projetos de carregadores de veículos elétricos.

Nas Figura 13 a Figura 16 estão apresentados exemplos de algumas peças desenhadas com recurso às ferramentas Google Earth e AutoCAD que fazem parte dos projetos realizados. A Figura 13 apresenta a implantação – esquema unifilar de um projeto de carregador de veículos elétricos.



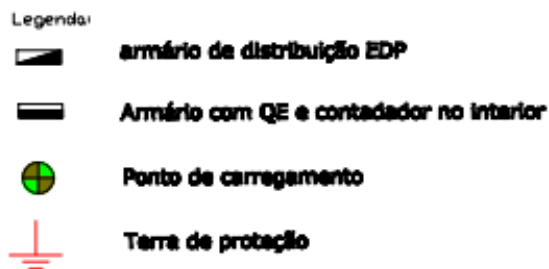


Figura 13 - Implantação – Esquema unifilar [2]

O carregador de veículos elétricos apresentado na Figura 13 será alimentado pela RESP (Rede Elétrica de Serviço Público) com uma potência de 41,4 kVA. O Carregador em causa será dotado de dois pontos de carregamento, de 22 kW em corrente alternada e será do tipo semi-rápido *URBAN T22 6DC 4G* (ficha técnica encontra-se presente no Anexo D), ou equivalente.

A Figura 14 mostra o esquema unifilar da alimentação dos quadros elétricos do projeto que é apresentado na figura 13.

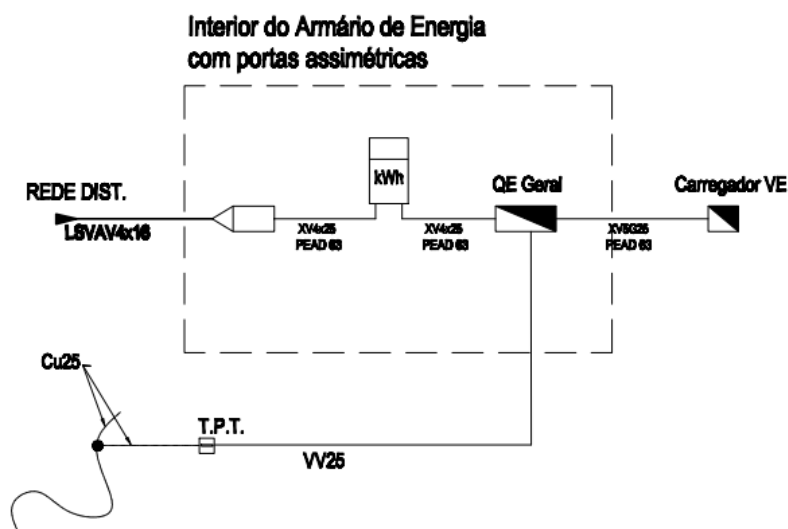


Figura 14 - Esquema unifilar da alimentação dos quadros elétricos. [2]

Na Figura 15 pode-se verificar o armário de energia com portas assimétricas que irá ser usado no projeto das figuras 13 e 14.



Figura 15 - Armário de energia com portas assimétricas. [2]

O armário será dotado de dois compartimentos fisicamente separados. O primeiro compartimento para o ponto de entrega, constituído por caixa de contador e Portinhola P100. Este compartimento será dotado de fechadura tipo EREDES ou triângulo. O segundo compartimento para acoplar o quadro elétrico geral com todos os equipamentos indicados nas peças desenhadas. O armário será do tipo Armário DCWE 2 / A da onpag (presente no Anexo E) ou equivalente.

Na Figura 16 vê-se a implantação – esquema unifilar de um outro projeto de carregador de veículos elétricos.



Legenda:





-  **armário de distribuição EDP**
-  **Armário com QE e contador no interior**
-  **Ponto de carregamento**
-  **Terra de proteção**

Figura 16 - Implantação – Esquema unifilar. [2]

O carregador de veículos elétricos apresentado na Figura 16 será alimentado pela RESP com uma potência de 41,4 kVA. Tal como o carregador anteriormente apresentado, o carregador em causa também será dotado de dois pontos de carregamento, de 22 kW em corrente alternada e será do tipo semi-rápido *URBAN T22 6DC 4G*, ou equivalente.

2.4 PROJETO DE ELETRICIDADE DE UM EDIFÍCIO PÚBLICO

Durante o estágio ajudou-se na realização de 1 projeto de eletricidade de um edifício. As Figura 17 a Figura 19 permitem observar algumas das diferentes peças desenhadas com recurso à ferramenta AutoCAD que dizem respeito ao projeto desse mesmo edifício. As restantes peças desenhadas do projeto encontram-se no Apêndice A.

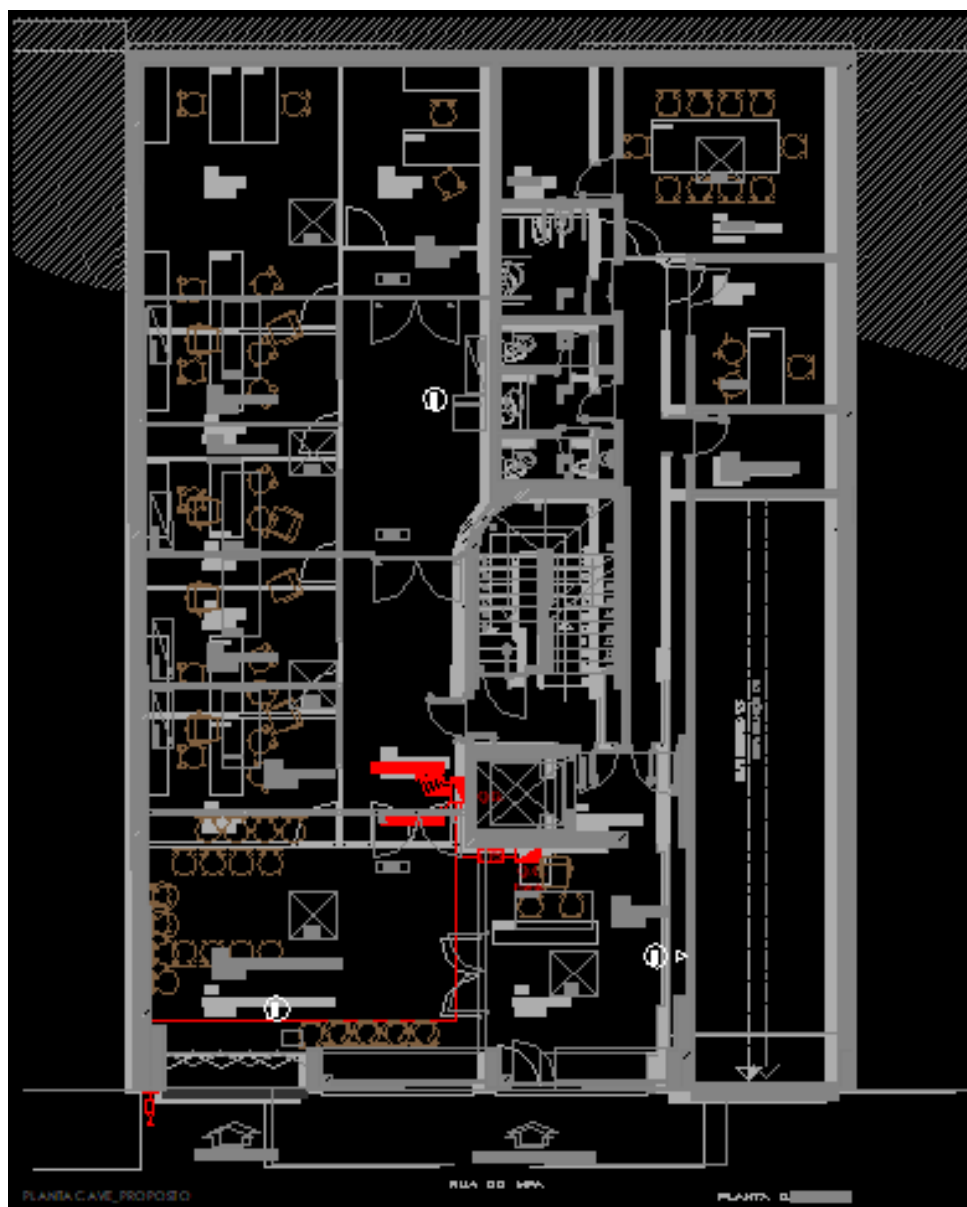


Figura 17 - Alimentação quadros elétricos [2]

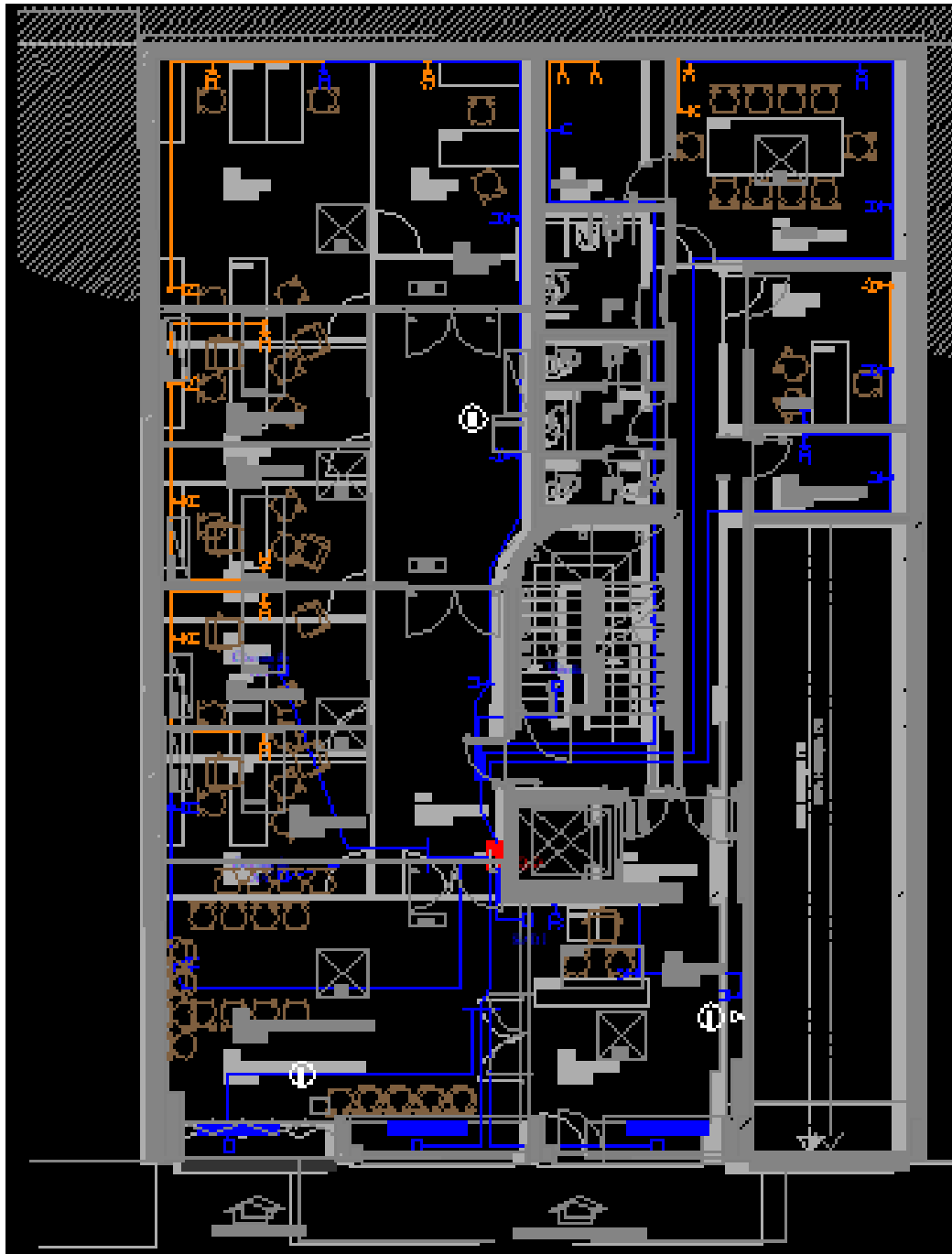


Figura 18 - Circuito tomadas [2]

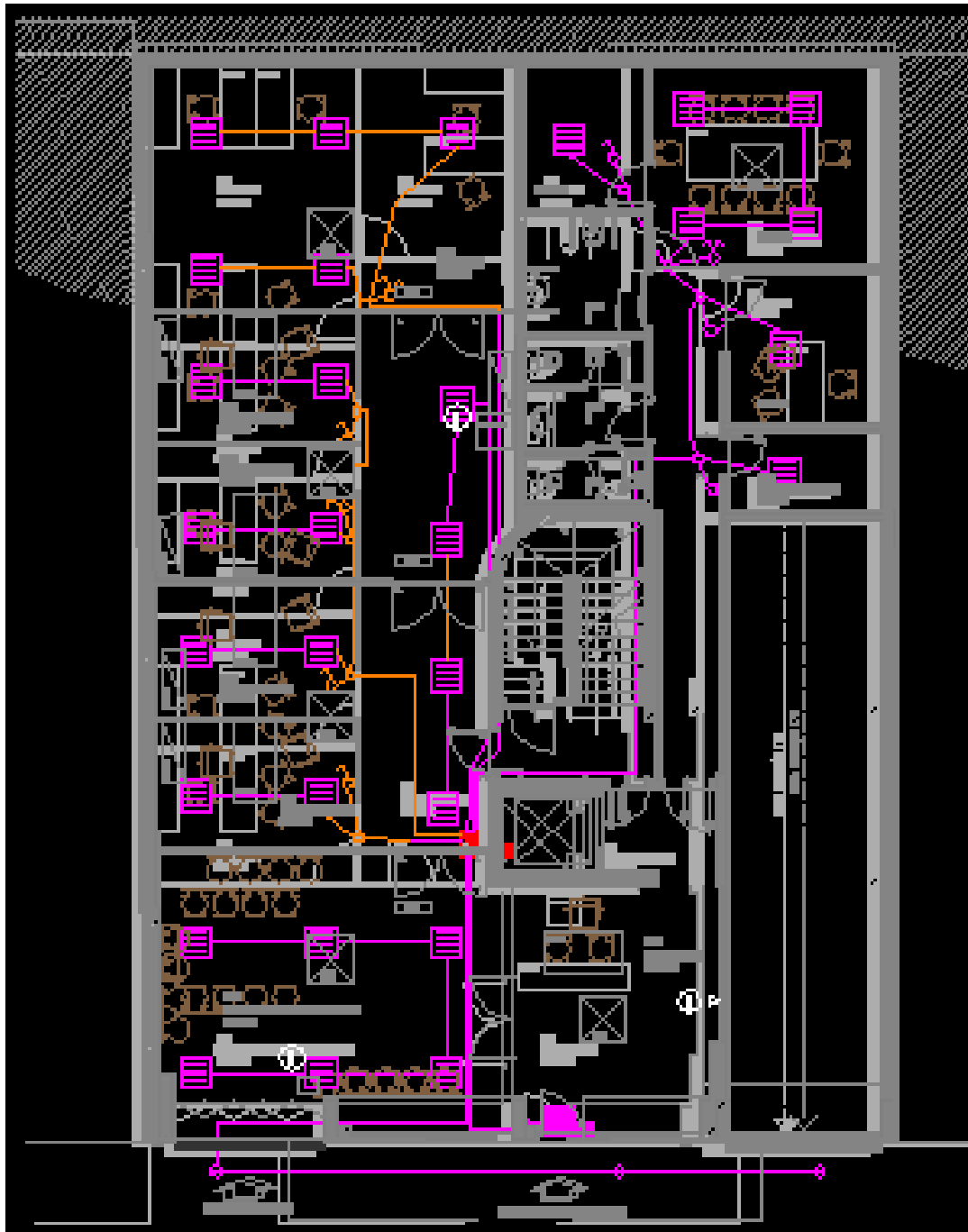


Figura 19 - Circuito de iluminação escritórios [2]

2.5 ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÓMICA DA SUBSTITUIÇÃO DE ILUMINAÇÃO PÚBLICA

Foi realizado um estudo de viabilidade técnico-económica de substituição de equipamentos de iluminação pública existentes por outros mais recentes e eficientes. Este tipo de substituição de equipamento de iluminação pública enquadra-se nos objetivos de eficiência energética, de redução das emissões de gases de efeito de estufa e de uma utilização racional da energia elétrica. No caso do estudo realizado em concreto, estudou-se a viabilidade técnico-económica da substituição de luminárias existentes de mercúrio, de vapor de sódio de alta pressão e de iodetos metálicos por luminárias LED mais recentes e eficientes do ponto de vista económico e ambiental.

2.6 ANÁLISES TERMOGRÁFICAS

Uma análise termográfica consiste em verificar os componentes de uma instalação elétrica utilizando uma câmara de infravermelhos. A câmara de infravermelhos é utilizada para detetar e fotografar a radiação produzida pelos objetos quentes que não é possível através de uma simples inspeção visual, permitindo assim que a temperatura de um objeto seja analisada de forma não invasiva e com um elevado nível de precisão. As análises termográficas servem para efetuar um diagnóstico preventivo de riscos de avaria analisando a temperatura dos componentes incluindo quadros elétricos, dispositivos de proteção, cabos de distribuição, transformadores, sistemas de correção do fator de potência, UPS (Fonte de Alimentação Ininterrupta), baterias, etc. [4].

Durante o estágio houve envolvimento na realização de análises termográficas em 84 quadros elétricos. Os equipamentos utilizados para tirar as fotografias durante a realização das termografias foram as câmaras de infravermelhos compactas do tipo *THT45W46* da marca *HT Instruments* (cuja ficha técnica se encontra no Anexo F) que foram devidamente calibradas antes de iniciar a recolha de fotografias. Nas Figura 20 e Figura 21 são apresentadas imagens tiradas com a câmara termográfica e um relatório termográfico realizado pela Areal a um quadro elétrico de um cliente.

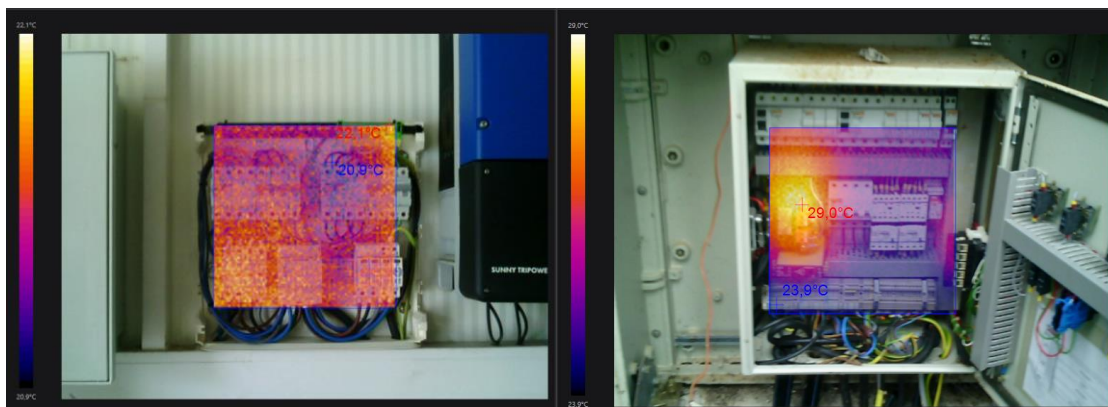


Figura 20- A e B- imagens tiradas com a câmara termográfica [2]

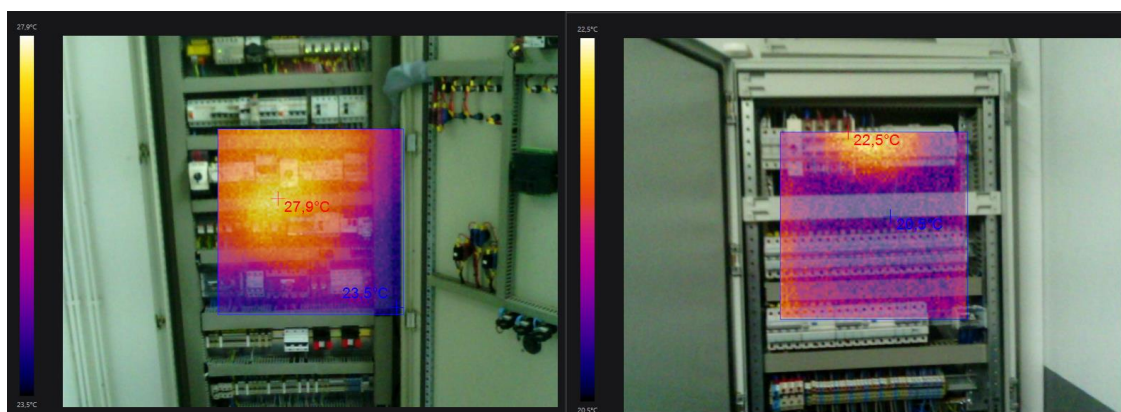


Figura 21- A e B- imagens tiradas com a câmara termográfica [2]

A Figura 22 exibe um exemplo de relatório termográfico realizado pela AREAL, no qual foi inserido na parte da identificação o nome da Localidade QCE4 e na parte das medições de temperatura foi inserida a data em que foi tirada a imagem 21-11-2022, a temperatura do alvo no ponto mais quente 25°C, a emissividade 0,98 e o modo de temperatura refletida desligado.

RELATÓRIO TERMOGRÁFICO


Empresa	AREAL		
Problema #			
IDENTIFICAÇÃO			
Nome da Localidade	QCE4		
Equipamento			
DESCRIÇÃO DO PROBLEMA			
TERMOGRAMA		MEDIÇÕES DE TEMPERATURA	
		Imagem Data	21-11-2022
		Temperatura do Alvo	25°C
		Emissividade	0.98
		Temp Refletida	OFF
TEMPAMB		Temp Ar	
		Céu	
		Veloc Vento	
		De	
Distância	Cap. carga	Med. Leitura	% Leitura
AÇÃO DE MANUTENÇÃO			
Descrição	Reparado por		
PRIORIDADE DE REPARO			
Classe Equip			
Classif Temp			
Reinspeção			
Reinspeccionado por			
Data			
Comentários			
Não foram detetadas temperaturas anómalas na instalação.			

Figura 22 - Exemplo de relatório termográfico. [2]

2.7 SERVIÇOS DE CONSULTORIA ESPECIALIZADA NO ÂMBITO DA GESTÃO DE ENERGIA – ANÁLISE DE CONSUMOS

Foram analisadas todas as faturas referentes à aquisição de energia elétrica de um cliente da AREAL durante o ano de 2022 para respetiva análise. As faturas eram referentes a pontos de

consumo em Média Tensão, Baixa Tensão Especial e Baixa Tensão Normal. Foi feita a comparação do contrato que o cliente tem atualmente com um fornecedor do mercado livre de energia com o contrato que o cliente teria caso tivesse feito o contrato com o único fornecedor do mercado regulado de energia designado de Serviço Universal Eletricidade.

Após a análise dos consumos elaborou-se um relatório que permite ao cliente obter uma estimativa de quanto pagou, durante o ano de 2022, pela energia que adquiriu ao seu fornecedor do mercado livre atual e quanto teria pagado caso tivesse efetuado o contrato com o Serviço Universal Eletricidade. Após analisar o relatório concluiu-se que é bastante mais vantajoso do ponto de vista económico para o cliente da AREAL o contrato que tem feito com o fornecedor do mercado livre do que aquele que pode fazer com o fornecedor do mercado regulado.

3

ESTADO DA ARTE

Este capítulo inicia-se com a introdução e revisão de alguns conceitos teóricos necessários para realizar o desenvolvimento do trabalho. O primeiro subcapítulo aborda a radiação solar no Mundo e em Portugal, em termos de irradiação normal direta, irradiação horizontal global e potencial de energia fotovoltaica. O segundo subcapítulo foca-se no enquadramento legal relativo ao autoconsumo e às UPAC, passado depois para o funcionamento dos sistemas de autoconsumo fotovoltaico e finalmente para uma revisão dos fatores que influenciam o desempenho dos mesmos. O terceiro subcapítulo trata os estudos de viabilidade económica, introduzindo métricas como o Valor Atual Líquido (VAL), a Taxa Interna de Retorno (TIR), o Período de Retorno do Investimento (ROI), o custo unitário da energia e *payback* ou tempo de retorno bruto. O quarto subcapítulo introduz o tema das CER, explica o que é uma CER e apresenta o regime jurídico aplicado às CER em Portugal. Segue-se o quinto subcapítulo que introduz as ferramentas de simulação a utilizar durante a realização do trabalho e por fim o sexto subcapítulo onde é feita uma revisão de trabalhos de investigação existentes.

O capítulo em questão desempenha um papel fundamental na compreensão e no desenvolvimento do trabalho, ao abordar uma série de conceitos teóricos essenciais para o desenvolvimento do trabalho. Além disso, a revisão dos trabalhos de pesquisa existentes proporciona uma base sólida para a realização deste estudo.

3.1 RADIAÇÃO SOLAR

O Sol é a estrela mais próxima da Terra e emite energia na forma de radiação, que é a base de toda a vida no planeta. No centro do Sol, os núcleos de hidrogénio transformam-se em núcleos

de hélio por um processo chamado de fusão nuclear. Durante esse processo, parte da massa é convertida em energia [5].

Devido à grande distância entre o Sol e a Terra, apenas uma pequena parte da energia irradiada pelo Sol atinge a superfície da Terra [5]. Essa radiação corresponde a uma quantidade de energia de $\cong 1,5 \times 10^{18}$ kWh/ano [6].

3.1.1 RADIAÇÃO SOLAR NO MUNDO

Na Figura 23 é apresentado um mapa com a irradiação direta normal no mundo.

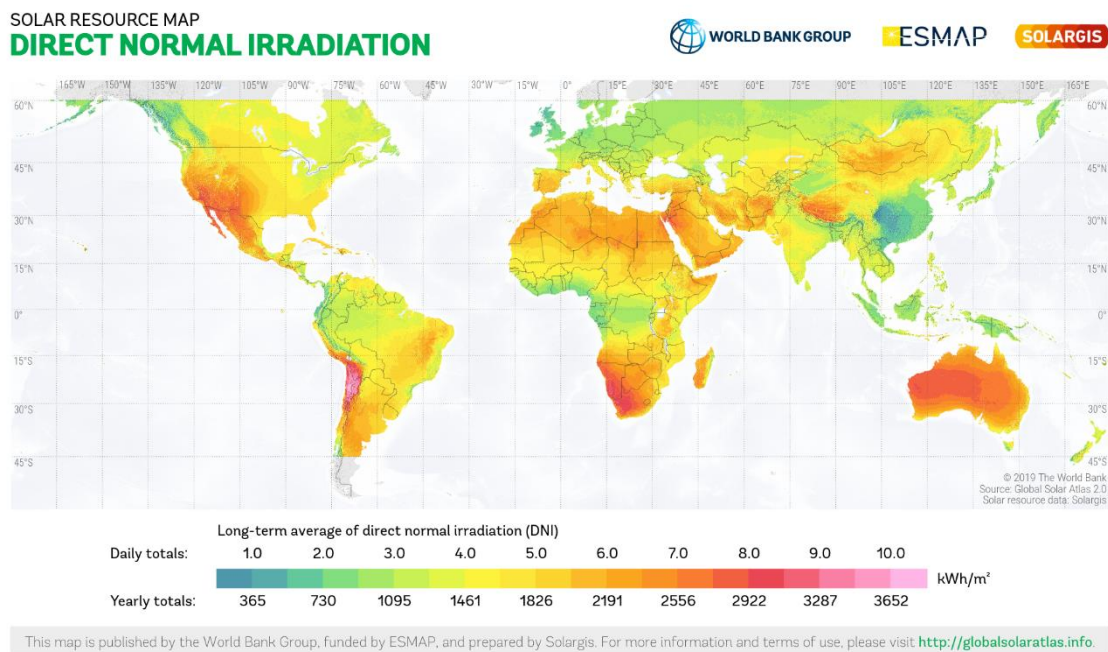


Figura 23 - Irradiação direta normal no mundo. [7]

A irradiação direta normal (IDN) traduz-se pela quantidade de energia solar que atinge uma superfície perpendicular ao sol, sem que seja dispersa pela atmosfera. Na Figura 23 a irradiação normal direta aparece apresentada em kWh/m²/ano e em kWh/m²/dia. A irradiação normal direta é o parâmetro mais importante para o cálculo do rendimento energético e a avaliação de desempenho das tecnologias de energia solar concentrada e fotovoltaica solar concentrada, é também crucial para o cálculo da irradiação global recebida por módulos fotovoltaicos inclinados ou que seguem o sol [7].

As regiões com valores mais elevados de IDN são os locais onde a luz solar atinge a superfície da Terra em um ângulo mais direto. As regiões com valores mais baixos são as regiões, onde a luz solar atinge a superfície da Terra num ângulo mais inclinado. Os valores

de IDN também são influenciados pela cobertura de nuvens. As regiões com menos nuvens têm valores mais elevados de IDN. De forma simples, pode-se dizer que as regiões com os valores mais elevados de IDN são: África, América do Sul, Austrália, Ásia Central, Médio Oriente, Chile, México e sul dos Estados Unidos. As regiões com os valores mais baixos de IDN são: Europa central e do Norte, América do Norte, Ásia Oriental e regiões polares. Por exemplo, a região do Saara, na África, tem valores de IDN de até 8 kWh/m² por dia. Já a região da Groenlândia, no Ártico, tem valores de IDN de apenas 0,5 kWh/m² por dia.

Na Figura 24 pode-se verificar um mapa com a irradiação horizontal global no mundo.

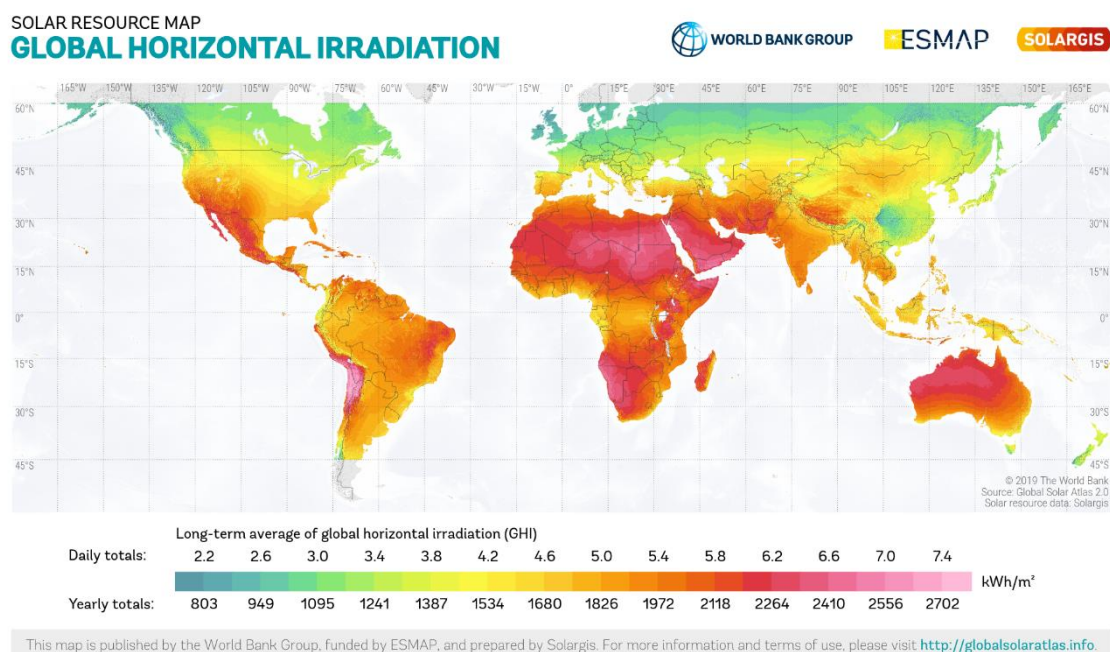


Figura 24 - Irradiação horizontal global no mundo. [7]

A irradiação horizontal global representa a soma da energia solar total, incluindo tanto a componente direta (radiação que chega à superfície da Terra em uma linha reta a partir do sol, sem ser dispersa ou refletida na atmosfera) quanto a difusa (radiação solar que é dispersa ou espalhada na atmosfera e chega à superfície da Terra proveniente de diferentes direções), que atinge uma superfície horizontal em relação ao solo. A IHG é o parâmetro mais importante para o cálculo do rendimento energético e a avaliação de desempenho de tecnologias de módulos fotovoltaicos de placa plana (estes módulos são o tipo mais comum de sistemas fotovoltaicos) [7].

As regiões com valores mais elevados são as que recebem mais radiação solar, o que significa que têm mais potencial para a produção de energia solar. As regiões com os valores mais elevados de radiação solar são: o Norte de África, a Namíbia, o Médio Oriente, a Ásia Central e Meridional, América do Sul, Sudoeste dos Estados Unidos, México, Chile e Austrália todos com valores acima dos 2000 kWh/m² por ano em média chegando em alguns casos a ser superior a 2700 kWh/m² por ano em média. As regiões com os valores mais baixos de radiação solar são: Canadá, Rússia, Escandinávia e Antártida onde os valores andam abaixo em média dos 800 kWh por ano.

As regiões com maior radiação solar são aquelas que estão mais próximas do equador, pois recebem mais horas de sol por ano. As regiões com menor radiação solar são aquelas que estão mais próximas dos polos, pois recebem menos horas de sol por ano.

Na Figura 25 vê-se um mapa com o potencial de energia fotovoltaica no mundo.

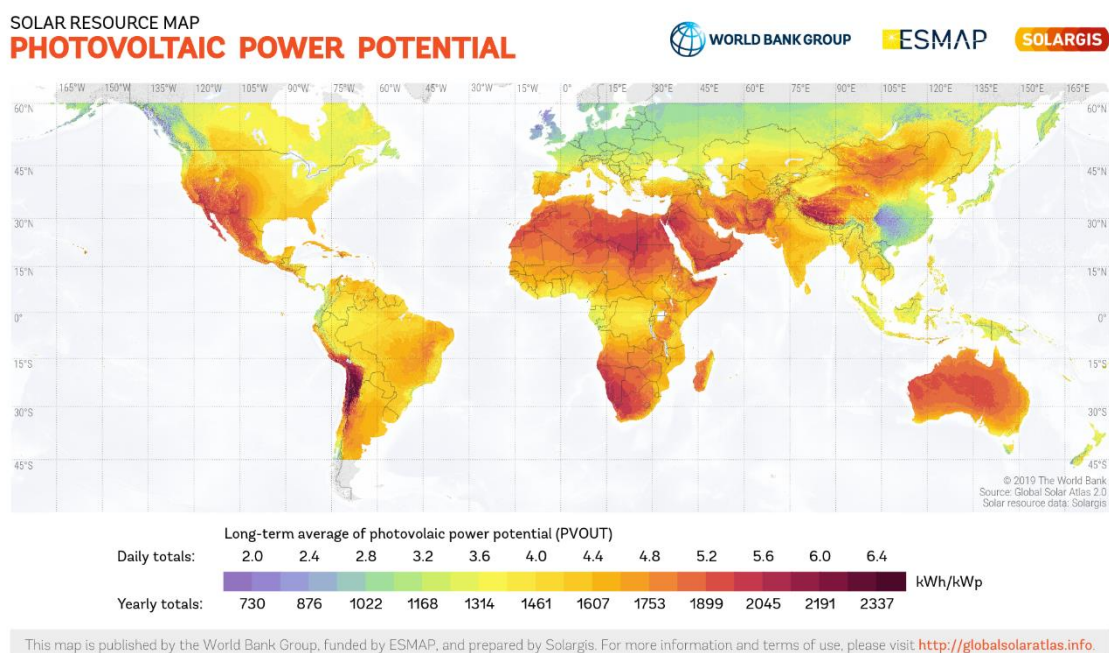


Figura 25 - Potencial de energia fotovoltaica no mundo. [7]

O mapa da Figura 25 apresenta o potencial de geração de energia fotovoltaica em todo o mundo em kWh/kWp por dia e por ano, o potencial de geração de energia fotovoltaica indica a quantidade de energia que pode ser produzida por uma instalação fotovoltaica numa determinada região, com base na quantidade de luz solar que recebe.

O potencial de geração de energia fotovoltaica é determinado por vários fatores, incluindo a quantidade de luz solar recebida, a duração do dia e a temperatura. As áreas com maior potencial geralmente são aquelas que recebem mais luz solar, têm dias mais longos e temperaturas mais amenas.

No mapa, as áreas com maior potencial de geração de energia fotovoltaica estão localizadas no Deserto do Saara, Austrália, Chile, Bolívia, Sudoeste dos Estados Unidos, México, América Central, Sul da Europa, Norte da África e Médio Oriente. As regiões com os valores mais baixos de potencial de geração de energia fotovoltaica são o Norte da Europa, o Norte da Ásia, o Norte da América do Norte e algumas províncias na China.

3.1.2 RADIAÇÃO SOLAR EM PORTUGAL

As Figura 26 a Figura 27 apresentam a irradiação direta normal em Portugal, a irradiação horizontal global em Portugal e o potencial de energia fotovoltaica em Portugal respetivamente.

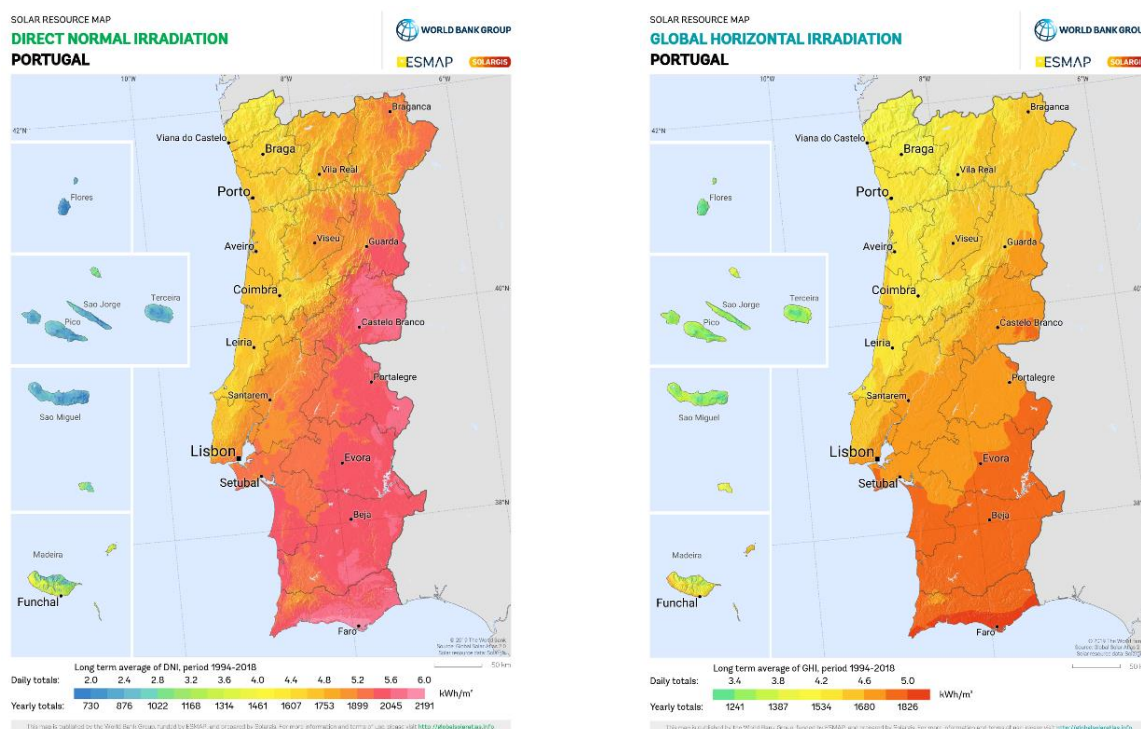


Figura 26 – A-Irradiação direta normal em Portugal. [7] e B-Irradiação horizontal global em Portugal. [7]

Através da análise feita à Figura 26A, verifica-se que o Algarve, recebe a maior quantidade de IDN, com valores regra geral superiores 5,4 kWh/m² por dia e em muitas zonas a rondar os 6 kWh/m² por dia. O Alentejo e o distrito de Castelo Branco também recebem uma quantidade significativa de IDN. O Norte de Portugal recebe uma quantidade menor de IDN, mas ainda assim significativa, com valores a ser regra geral maiores ou iguais a 4 kWh/m² por dia.

Analisando o mapa da Figura 26B, constata-se que o sul de Portugal recebe maior irradiação horizontal global do que o Norte. A região litoral Sul do Algarve, recebe a maior quantidade de IHG, com valores a rondar entre os 5,0 e 5,2 kWh/m² por dia. O Alentejo também recebe uma quantidade significativa de IHG. A região Norte, recebe valores de IHG de cerca de 4 kWh/m² por dia.



Figura 27 - Potencial de energia fotovoltaica em Portugal. [7]

Atendendo ao mapa da Figura 27, observa-se que toda a região litoral a Sul de Setúbal é onde se encontram os valores mais elevados do potencial de geração de energia fotovoltaica em Portugal, com valores a rondar os 4,6 a 4,8 kWh/kWp por dia. Também nas zonas mais interiores do Algarve, Alentejo e a zona de Castelo Branco têm valores elevados de potencial de energia fotovoltaica (a rondar os 4,4 kWh/kWp). No fundo o que se pode concluir com base nos mapas das Figura 26 e Figura 27 é que Portugal é um país com um potencial de geração de energia a partir do sol significativo.

3.2 SISTEMAS DE AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO

Entende-se por autoconsumo o consumo assegurado de eletricidade produzida por uma ou mais unidades de produção de autoconsumo (UPAC) e efetuada por um ou mais autoconsumidores de energia renovável. Desta forma, os consumidores finais têm o direito de se tornarem autoconsumidores, produzindo a sua própria energia nas suas instalações a partir de fontes de energia renováveis, de acordo com as condições previstas no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro [8]. O mesmo diploma legal permite ainda aos autoconsumidores armazenar ou vender eletricidade através de mercados de eletricidade, isto é, mercados organizados, contratos bilaterais ou sistemas de comercialização *peer-to-peer*, diretamente ou através de terceiros com fontes renováveis de produção própria, desde que sejam autoconsumidores cuja atividade não constitua o seu negócio ou atividade profissional principal [9].

3.2.1 ENQUADRAMENTO LEGAL

O Despacho n.º 46/2019, de 30 de dezembro [10], define o procedimento para obtenção de um título de controlo prévio no âmbito da produção para autoconsumo: apresentação de mera comunicação prévia de exploração das unidades de produção para autoconsumo, pedido de registo e de certificado de exploração, nos termos dos n.ºs 2, 3, 4, 5 e 9 do artigo 27.º-B e do artigo 27.º-C do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto [11], na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho [12], e pedido de licença de produção e de exploração.

O Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro [13], estabelece o regime aplicável ao autoconsumo de energias renováveis desde que ligadas à RESP, bem como ao consumo comunitário de energias renováveis que se destine ao autoconsumo. O Decreto-Lei n.º 16/2020, de 23 de janeiro [14], que regulamentou o valor das taxas previstas no Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro [13]. O Decreto n.º 4/2020, de 3 de fevereiro [15], aprovou o Regulamento de Inspeção e Certificação e o Regulamento Técnico e de Qualidade. O Regulamento n.º 8/2021, de 7 de abril [16], aprovou o regulamento de implementação do regime de autoconsumo da sua competência, nos termos do artigo 13.º, n.º 4, e do artigo 16.º, n.ºs 14 e 15. A Diretiva n.º 1/2021 da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), de 8 de janeiro [17], veio confirmar as tarifas e preços da eletricidade e outros serviços, ou seja, tarifários de acesso às redes da mobilidade e autoconsumo, que entraram em vigor em 2021 [18].

Atualmente as atividades de produção descentralizada de eletricidade são reguladas pela atual redação do Decreto n.º 15/2022, de 14 de janeiro [8], que estabelece o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade para consumo próprio por instalações relacionadas com base em tecnologias de produção renováveis (conhecidas como UPAC [9]). Estas instalações são utilizadas nas respetivas unidades de produção com ou sem ligação à rede pública.

O Decreto n.º 15/2022, de 14 de janeiro [8], aborda o autoconsumo de energias renováveis, estabelecendo a disciplina das atividades produtivas associadas a instalações que utilizem energias renováveis para autoconsumo. O decreto n.º 15/2022, de 14 de janeiro [8], contempla as Comunidades de Energia Renovável, traduzindo nesta parte para o direito nacional a Diretiva 2018/2001 do Parlamento Europeu e do Conselho de 11 de dezembro de 2018 sobre a promoção da utilização de energias renováveis [19]. Nos termos do artigo 306.º do Decreto-Lei n.º 15/2022 [8], mantêm-se em vigor, em todos os atos não contrários ao disposto no presente diploma, os regulamentos existentes relativos ao decreto revogado ao abrigo do artigo anterior, bem como as correspondentes disposições sancionatórias até à sua renovação.

3.2.2 SOLAR FOTOVOLTAICO

Os módulos solares fotovoltaicos são constituídos por células fotovoltaicas, módulos que podem ser usados em naves espaciais, edifícios, centrais de geração de energia, sistemas autónomos e dispositivos como calculadoras portáteis. As células fotovoltaicas são feitas de semicondutores. Quando a luz solar atinge as células, os eletrões são libertados dos seus átomos. À medida que os eletrões se movem através da célula, eles produzem eletricidade. É assim que a radiação solar é diretamente transformada em eletricidade. Isso deve-se ao fenómeno fotovoltaico, que corresponde à diferença de potencial criada nas extremidades da estrutura do material semiconductor devido à absorção da luz.

Os dispositivos fotovoltaicos podem ser instalados no solo, telhados, paredes, certas estruturas fixas ou mesmo em estruturas flutuantes como na barragem do Alqueva. A instalação também pode ser feita com um rastreador solar para seguir o movimento do sol. Assim, os sistemas de energia solar variam de pequenos sistemas montados no telhado ou integrados em edifícios com uma capacidade que varia de algumas dezenas a várias dezenas de kilowatts, às vezes para autoconsumo, até grandes empresas distribuidoras ou

transportadoras de energia elétrica e centrais solares com capacidade de injetar centenas de megawatts de energia na rede elétrica.

Também podem existir coletores de calor híbridos que convertem a radiação solar em calor e eletricidade ao mesmo tempo. Existem também sistemas concentradores fotovoltaicos que utilizam lentes e espelhos para focar a luz do sol em pequenas células solares, obtendo assim maior potência fotovoltaica [20].

3.2.3 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

O desempenho de um módulo fotovoltaico (módulo PV) depende da posição do painel em relação à incidência dos raios solares, e o bom desempenho é alcançado quando a incidência da radiação solar é maior e por um maior período de tempo. Orientações e inclinações que maximizam a eficiência do módulo PV são aquelas que utilizam a maior quantidade de radiação solar disponível.

A orientação é dada pelo azimute. O azimute solar (γ_s) é o ângulo entre a projeção horizontal dos raios solares e a direção geográfica Norte-Sul ($-180^\circ \leq \gamma_s \leq 180^\circ$). O azimute do módulo PV (γ_{FV}) é o ângulo entre a projeção normal ao plano horizontal do módulo PV e a direção geográfica Norte-Sul.

As Figura 28 A e B representam o azimute solar e o azimute do módulo PV respectivamente.

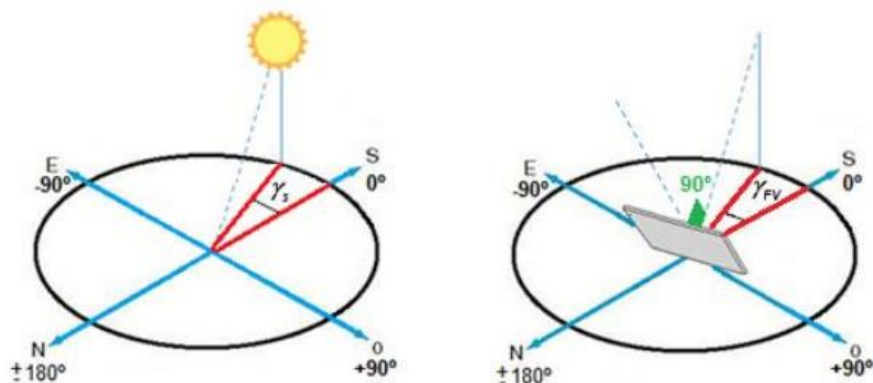


Figura 28 -A - Azimute solar. [21] e B- Azimute do módulo PV. [21]

No hemisfério Norte, o azimute é zero quando a projeção da normal do painel no plano horizontal coincide com o Sul geográfico, e os valores a Este são negativos e a Oeste são positivos. No hemisfério Sul, o azimute é zero quando a projeção da normal do painel no plano

horizontal coincide com o Norte geográfico, e os valores a Este são positivos e a Oeste são negativos. Para obter um melhor desempenho os módulos PV devem estar voltados para o Sul geográfico no hemisfério Norte e orientados para o Norte geográfico no hemisfério Sul.

Na Figura 29 pode observar-se a orientação de painéis solares no hemisfério Norte e no hemisfério Sul.

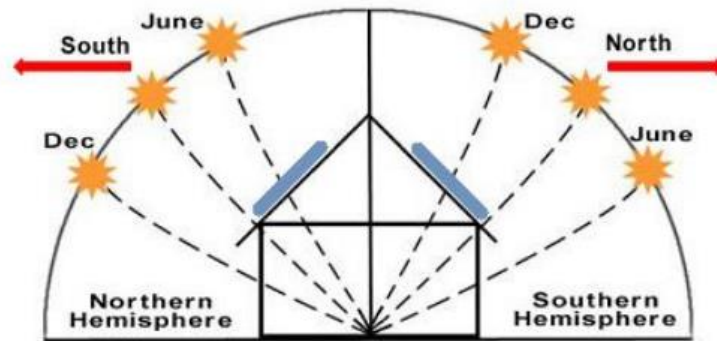


Figura 29 - Orientação de painéis solares no hemisfério Norte e no hemisfério Sul. [21]

O Norte geográfico no Hemisfério Norte pode ser determinado, através da direção de uma sombra ao meio-dia. Em Portugal, o azimute ótimo do módulo é igual ao Sul geográfico. O ângulo de incidência da radiação direta (θ_s) é o ângulo entre a radiação solar direta e a linha normal do painel, e neste caso às 12 horas solares é zero.

O ângulo de inclinação (β) do módulo PV em residências destinadas a uso permanente é igual à latitude do local menos 5° para obter um bom desempenho da radiação solar. Em residências com uso sazonal, a inclinação é igual à latitude do local menos 15° no verão e a mesma latitude mais 15° no inverno.

Em suma, para determinar a orientação ótima de um módulo PV é necessário conhecer o ângulo de orientação do painel no plano horizontal e a direção geográfica Norte-Sul. Já para determinar a inclinação ótima do módulo é necessário conhecer a latitude do local onde o mesmo será instalado e a utilização da residência (permanente ou sazonal) ao longo do ano.

Existem outras definições para ângulos relacionados à incidência da radiação solar, tais como:

- ângulo de incidência zenital (θ_z) que é o ângulo entre a radiação direta e a reta vertical do local, o zénite;

- ângulo da altura solar (α_s) que é o ângulo entre a radiação solar direta e a projeção horizontal da radiação solar direta;

- ângulo de declinação (δ) é o ângulo entre o plano no equador, plano perpendicular ao eixo de rotação da Terra, e o plano da eclíptica, plano do movimento da Terra à volta do Sol ou translação.

O valor da declinação varia ao longo do ano e o seu valor máximo é de $23,5^\circ$. A declinação tem um valor positivo quando o sol está a norte do equador ($\delta = 23,5^\circ$) e um valor negativo quando o sol está a sul do equador ($\delta = -23,5^\circ$). Nos equinócios, a radiação solar atinge o equador diretamente, ou seja, perpendicularmente ao equador e a declinação é zero ($\delta = 0^\circ$).

A declinação solar, em um determinado dia do ano, pode ser calculada usando a seguinte fórmula:

$$\sin \delta_s = \sin 23,45^\circ \cdot \sin \left[\frac{360(284+d_n)}{365} \right]^0 \quad \text{Equação (1)}$$

Onde:

d_n : dia do ano; $1 \leq d_n \leq 365$ (366 em anos bissextos);

A instalação de um módulo PV pode ser na cobertura ou na fachada da edificação, sendo que a sua inclinação e orientação devem ser as mais favoráveis. A orientação de um módulo PV é vertical ou perpendicular ao plano horizontal da terra, mas as orientações das matrizes de células solares podem ser horizontais ou verticais.

As fileiras de módulos PV, devem ser separadas por uma distância mínima para garantir que os painéis não sombreiam uns aos outros. O valor da distância entre os módulos fotovoltaicos é dado pela sombra da borda superior, de modo que não ultrapasse a borda inferior do painel imediatamente atrás, no dia mais desfavorável do ano de radiação solar, às 12 horas solares ou seja, em 21 de junho no hemisfério Sul e em 21 de dezembro no hemisfério Norte. A Figura 30 representa módulos PV instalados num plano horizontal e num plano não horizontal.

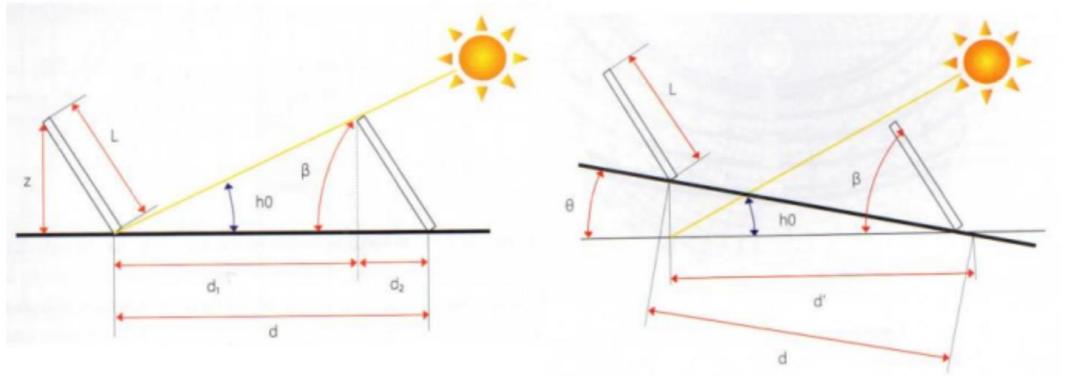


Figura 30 -Módulos PV num plano horizontal e não horizontal. [21]

Em primeiro, calcula-se a altura solar mínima (h_0) às 12 horas de 21 de junho no hemisfério Sul ou 21 de dezembro no hemisfério Norte usando seguinte fórmula:

$$h_0 = (90^\circ - \text{Latitude do local} - 23,5^\circ). \quad \text{Equação (2)}$$

onde, $23,5^\circ$ é o valor aproximado da declinação solar.

Depois de obter a altura solar mínima h_0 e com a medida do comprimento do painel (L) e a altura da borda superior medida a partir do plano horizontal (Z), aplica-se uma das seguintes fórmulas para obter o valor da distância mínima (d) entre os painéis no plano horizontal.

$$d = d_1 + d_2 = \frac{z}{\tan h_0} + \frac{z}{\tan \beta} \quad \text{Equação (3)}$$

Em que d_1 é a distância entre a borda superior de um painel e a borda inferior do painel seguinte referida ao plano horizontal e d_2 é a distância entre a borda superior de um painel e a borda inferior desse mesmo painel referida ao plano horizontal.

$$d = L \cdot \left(\frac{\sin \beta}{\tan h_0} + \cos \beta \right) \quad \text{Equação (4)}$$

Para superfícies horizontais, normalmente pode ser utilizado um método rápido, considerando a latitude de Portugal Continental, onde a distância entre os painéis é igual ou superior a 2 vezes a altura de instalação dos painéis. Para obter o valor d entre painéis num plano não horizontal, usam-se as seguintes fórmulas, conhecendo θ (ângulo do plano não horizontal). Calcula-se d' (distância mínima entre módulos referida ao plano horizontal).

$$d' = L \cdot \left(\frac{\sin(\beta - \theta)}{\tan(h_o + \theta)} + \cos(\beta - \theta) \right) \quad \text{Equação (5)}$$

$$d = \frac{d'}{\cos(\theta)} \quad \text{Equação (6)}$$

Se houver um objeto, como um prédio ou uma árvore, que possa projetar uma sombra nos painéis, o objeto e os painéis devem estar distantes o suficiente para que os módulos PV não fiquem sombreados. Para calcular a distância mínima em metros entre o objeto e os módulos PV, deve-se conhecer a altura do objeto ou obstáculo (h_{ob}), a altura de instalação das células solares (h_i) e o fator de afastamento (Fe) [21]. A Figura 31 ilustra os parâmetros utilizados para o cálculo da distância mínima entre o objeto ou obstáculo e o módulo PV.

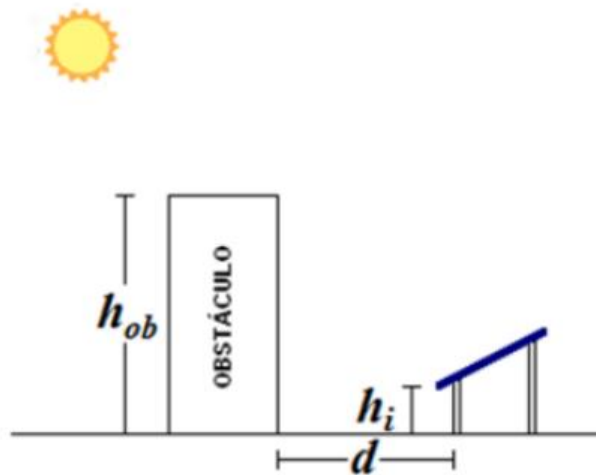


Figura 31 - Parâmetros utilizados para o cálculo da distância mínima entre o objeto ou obstáculo e o módulo PV. [21]

$$d = Fe(h_{ob} - h_i) \quad \text{Equação (7)}$$

Para o cálculo da equação 7 o fator de afastamento é dado em função da latitude do local pelos valores apresentados na Figura 32.

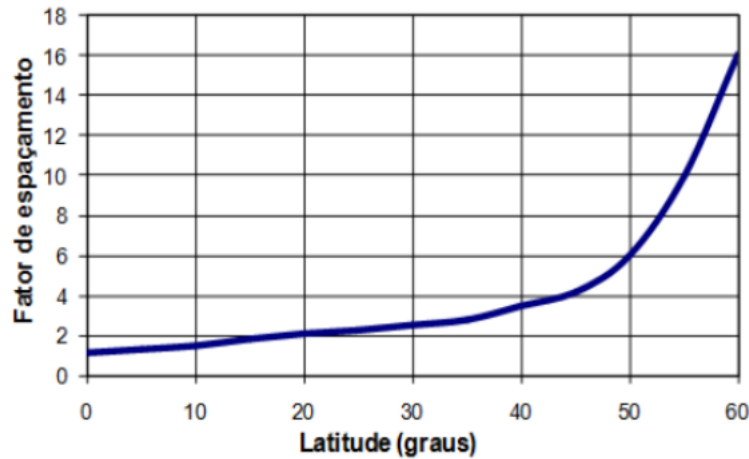


Figura 32 - Fator de afastamento em função da latitude do local dos painéis PV. [21]

3.3 ESTUDOS DE VIABILIDADE ECONÓMICA

Ao analisar a viabilidade económica do projeto, serão utilizados indicadores de desempenho que permitem avaliar a sua atratividade financeira. Esses indicadores são calculados com base nos fluxos de caixa projetados e fornecem informações essenciais sobre a rentabilidade do investimento. Entre os principais indicadores utilizados estão o Valor Atual Líquido (VAL), que mede a diferença entre os fluxos de caixa presentes e futuros, a Taxa Interna de Retorno (TIR), que representa a taxa de retorno do investimento, o Período de Retorno do Investimento (ROI), que indica em quanto tempo o investimento inicial irá ser recuperado e o custo unitário da energia (€/kWh) permite avaliar o custo de produção de energia a partir da UPAC em comparação com o custo de aquisição de energia da rede elétrica convencional. Ao considerar o custo unitário da energia, é possível determinar se a geração de energia a partir da UPAC é economicamente viável em relação às opções convencionais. Isso auxilia na tomada de decisões e na avaliação do potencial retorno financeiro do investimento na UPAC, contribuindo para uma análise mais abrangente da viabilidade económica do projeto. Estas métricas ajudam a tomar decisões informadas sobre a viabilidade financeira do projeto [22].

O VAL é o somatório de todos os fluxos monetários referidos ao momento presente, ou seja, é o valor atual de todos os fluxos de tesouraria positivos (receitas) subtraído do valor atual das despesas de investimento e custos durante o desenrolar do projeto.

$$VAL = \sum_{j=0}^n \frac{C_j}{(1+t)^j} \quad \text{Equação (8)}$$

Onde C corresponde ao fluxo monetário, t corresponde à taxa de atualização e j ao número de anos.

A TIR é a taxa de atualização que anula o VAL, à qual o investimento não gera nem lucros nem prejuízos. É a taxa máxima de rentabilidade do projeto. Obtém-se esta taxa resolvendo a equação 9 em ordem a t.

$$\sum_{j=0}^n \frac{C_j}{(1+t)^j} = 0 \quad \text{Equação (9)}$$

O ROI é o período de recuperação do investimento, ou seja, o número de anos decorridos até que os proveitos compensem o investimento. Caso o período de retorno de investimento seja mais longo que o período de vida útil do projeto, o investimento é economicamente inviável [22].

$$ROI = \frac{\sum_{j=1}^n \frac{R_{Lj}}{(1+t)^j}}{\sum_{j=0}^{n-1} \frac{I_j}{(1+t)^j}} \quad \text{Equação (10)}$$

Onde R_L corresponde à a receita líquida e I corresponde ao investimento.

O custo unitário médio anual do kWh produzido por uma instalação de produção independente obtém-se dividindo os custos anuais pela energia emitida ao longo do ano. Os custos anuais compreendem: o Custo do capital (fixo), o Custo do combustível (variável) para os casos em que a energia é produzida a partir de combustíveis e o Custo de operação e manutenção (semi-fixo).

O custo fixo anual C_f referente ao capital é dado por:

$$C_f = iI_t = ic_p P_i \quad \text{Equação (11)}$$

onde i é o inverso do fator do valor presente da anuidade, I_t o investimento total ((€), c_p o custo específico por kW instalado (€/kW) e P_i a potência instalada (kW).

O fator i é o inverso do fator do valor presente da anuidade, sendo dado por:

$$i = \frac{(1+t)^{nt}}{(1+t)^{n-1}} \quad \text{Equação (12)}$$

onde t é a taxa de atualização e n o número de anos de vida útil da instalação.

O custo variável C_v referente ao combustível é dado por:

$$C_v = c_q q_w E_a \quad \text{Equação (13)}$$

onde c_q é o custo específico do calor (€/MJ), q_w o consumo unitário de calor (MJ/kWh) e E_a a energia produzida anualmente (kWh).

O custo de operação e manutenção C_{om} (semi-fixo) pode ser considerado como uma percentagem do investimento:

$$C_{om} = k_{om} I_t \quad \text{Equação (14)}$$

onde k_{om} é a percentagem do investimento total I_t que é destinada ao custo de operação e manutenção.

ou proporcional à energia produzida

$$C_{om} = c_{om} E_a \quad \text{Equação (15)}$$

onde c_{om} é o custo de operação e manutenção por unidade de energia produzida E_a .

Usando as equações 11, 13 e 15 o custo médio anual c da energia produzida (€/kWh) vem então:

$$c = \frac{ic_p P_i + c_q q_w E_a + c_{om} E_a}{E_a} = \frac{ic_p P_i}{E_a} + c_q q_w + c_{om} = \frac{ic_p}{h_a} + c_q q_w + c_{om} \quad \text{Equação (16)}$$

Onde:
$$h_a = \frac{E_a}{P_i} \quad \text{Equação (17)}$$

e h_a é o fator de capacidade da instalação de produção de energia.

No caso deste estudo o custo de combustível é nulo, porque se trata de uma fonte de energia renovável, a equação 16 simplifica-se para:

$$c = \frac{ic_p}{h_a} + c_{om} \quad \text{Equação (18)}$$

Outro indicador geralmente utilizado é o *payback* ou tempo de retorno bruto que se pode calcular dividindo o investimento inicial pelo fluxo monetário atualizado por ano.

3.4 COMUNIDADES DE ENERGIA RENOVÁVEL

A transição para um sistema de energia sustentável, acompanhada por uma integração significativa de fontes de energia renováveis, é disruptiva para todo o sistema energético e requer formas inovadoras de planeamento, organização e operação, afastando-se do modelo tradicional de produção centralizada como é conhecido hoje, onde os cidadãos são consumidores passivos da energia que é produzida e colocada nos pontos de consumo. Neste paradigma, a emergência de “comunidades de energia” traduz necessidades não só de

flexibilidade na utilização de fontes renováveis de energia, mas também de necessidades coletivas de energia que convergem com base em diferentes motivações e interesses individuais, resultando em obrigações coletivas de acordo com o modelo de gestão - tendo em conta as oportunidades oferecidas pelo ambiente operacional e os desafios que se colocam a nível social, ambiental e económico na produção de energia e utilização local/regional.

Neste sentido, identificam-se diferentes vetores de mudança, nomeadamente: os desafios da ação climática, o rápido desenvolvimento e difusão das tecnologias renováveis e do abastecimento energético descentralizado e flexível nas últimas décadas, e as inovações tecnológicas, sociais e de políticas públicas promovendo energia limpa e sustentável. A resposta à necessidade urgente das economias de reduzir as emissões de dióxido de carbono alterou gradualmente o modelo de produção e distribuição industrial de eletricidade, o que levou à adoção pela UE, em 22 de maio de 2019, do pacote legislativo “Energia Limpa para Todos os Europeus” que coloca o consumidor de energia numa posição central e ativa no sistema de produção-consumo de energia, e levou Portugal à publicação do Decreto 162/2019 (25 de outubro), que estabelece o regime jurídico aplicável ao autoconsumo e à atividade de produção associada, bem como o enquadramento legal aplicável às comunidades energéticas e o conceito de direito à partilha de energia, enquadramento que promove – neste sentido, a transposição parcial da Diretiva UE 2018/2001 (11 de dezembro) para o ordenamento jurídico nacional [23].

3.4.1 O QUE É UMA COMUNIDADE DE ENERGIA RENOVÁVEL?

1) "Comunidades de energia renovável", que se enquadram no escopo da Diretiva da UE 2018/2001 (11 de dezembro) [19] para a promoção de energia produzida a partir de fontes de energia renováveis ("RED II"), é:

1a) Definido de acordo com o artigo 2º da Diretiva da UE "RED II" [19], uma entidade legal que existe sob a lei nacional atual e é apoiada por um conceito social como "o uso de energia renovável local para atender às necessidades locais":

(1a.1) é baseado na participação aberta e voluntária, é independente e controlado por acionistas ou membros localizados próximos aos projetos de energia renovável de propriedade e desenvolvidos por essa pessoa jurídica;

(1a.2) Os seus acionistas ou membros são pessoas singulares, PMEs ou autoridades locais, incluindo Municípios;

(1a.3) O seu principal objetivo é produzir benefícios ambientais, económicos e sociais para seus acionistas, membros ou instituições, em vez de lucro financeiro;

1b) Regulamentado no artigo 22º [24].

3.4.2 COMUNIDADES DE ENERGIA RENOVÁVEL EM PORTUGAL

As Comunidades de Energia Renovável em Portugal estão definidas no âmbito do DL 162/2019 (25 Out) [13]. O DL 162/2019 (25 Out) [13] estabelece o regime jurídico aplicável:

(a) Autoconsumo de energia renovável que permite aos autoconsumidores, para além da produção e consumo, proceder à partilha de excedentes de energia, com armazenamento e comercialização, que é um sistema em que uma ou mais unidades de produção de energia renovável UPAC podem ser ligadas a um ou mais pontos de consumo;

(b) Comunidades de energia renovável, que permitem que os consumidores que se encontrem em uma relação de vizinhança próxima, ou seja, em proximidade física, possam em conjunto organizar e realizar autoconsumos conjuntos ou criar uma CER - duas formas distintas de organização energética: na primeira definindo direitos e obrigações com regulamento interno, e na segunda cooperativa através de uma espécie de pessoa jurídica ou comunidade, da qual participam tanto os seus consumidores quanto as demais entidades participantes do projeto de autoconsumo. Assim, o DL 162/2019 (25 de outubro) [13] dirige-se tanto a consumidores individuais como a grupos de consumidores - coletivamente ou organizados em comunidades energéticas (incluindo residências, áreas/bairros urbanos, parques empresariais, unidades agrícolas, unidades industriais, freguesias e municípios) cujas infraestruturas se encontrem em relação de vizinhança e próximo ao empreendimento energético [25].

3.5 FERRAMENTAS DE SIMULAÇÃO UTILIZADAS

Neste trabalho irão ser utilizadas duas ferramentas de simulação para simular a produção fotovoltaica esperada dos sistemas em estudo. O facto de se estar a usar diferentes programas para realizar as simulações serve para comparar os resultados obtidos e para nos certificarmos dos mesmos. Em seguida serão apresentadas as principais características de cada programa a utilizar.

3.5.1 SCE.ER

SCE.ER - Dados e cálculos para aproveitamento de Energias Renováveis em edifícios [26]. O software denominado SCE.ER foi mencionado no Despacho DGEG nº 3156/2016, de 1 de março [27], que sofreu alterações pelo Despacho n.º 10346/2018, de 22 de outubro [28]. Este software utiliza as metodologias oficiais do Sistema de Certificação de Energética dos Edifícios (SCE), regulamentado pelo Decreto-Lei nº 118/2013 de 20 de agosto [29], que sofreu alterações pelo Decreto-Lei n.º 68-A/2015, de 30 de abril [30], pelo Decreto-Lei n.º 194/2015, de 14 de setembro [31], pelo Decreto-Lei n.º 251/2015, de 25 de novembro [32], pelo Decreto-Lei n.º 28/2016, de 23 de junho [33], e pela Lei n.º 52/2018, de 20 de agosto [34], bem como pelas Portarias e Despachos relacionados, em particular pelos Despachos DGEG nº 15793/2013-F, de 3 de dezembro [35]; nº 15793/2013-H de 3 de dezembro [36], alterado pelo Despacho n.º 3156/2016, de 1 de março [27]; e nº 14985/2015, de 17 de dezembro [37]. Este software é utilizado para calcular a energia produzida por sistemas solares térmicos ou fotovoltaicos no âmbito do SCE.

O software SCE.ER está disponível gratuitamente para download através do site da DGEG, com a versão mais recente (e utilizada neste trabalho) sendo a 1.7.0 (10/01/2020). Ele é implementado em folhas de cálculo do Microsoft Excel que contêm macros. É importante salientar que a responsabilidade da DGEG se limita apenas ao fornecimento do software, e não se estende ao seu uso ou incapacidade de uso, e consequências decorrentes de qualquer fim.

Os utilizadores podem consultar o histórico de atualizações do software e as melhorias que foram introduzidas. Além disso, a DGEG disponibiliza o software SCE.CLIMA (v1.0) que também é implementado em Microsoft Excel com "macros", para preparar os ficheiros climáticos de referência do SCE, ajustados para a altitude desejada.

Na Figura 33 pode ver-se a página inicial do software SCE.ER.



Figura 33 - Página inicial do software SCE.ER

O SCE.ER permite que os utilizadores adicionem equipamentos aos seus bancos de dados, desde que os dados técnicos sejam transcritos corretamente dos *datasheets*. No entanto, é importante notar que, no caso de edifícios novos, os equipamentos a serem instalados devem ser certificados. Para energia solar térmica, os equipamentos com certificados válidos e seus anexos técnicos podem ser encontrados no site *SolarKeymark*.

É importante salientar que, em anos anteriores, o software foi distribuído com bases de dados que continham definições de alguns equipamentos disponíveis no mercado, com o objetivo de auxiliar na utilização do programa. No entanto, a presença desses equipamentos nas bases de dados não correspondia a nenhuma exigência legal, e não era necessária para a execução ou validade dos cálculos. Infelizmente, essa prática foi mal interpretada por algumas partes do mercado, e por isso não é mais utilizada.

A legislação portuguesa permite o uso de software alternativo ao SCE.ER, desde que a sua validação seja feita pela DGEg seguindo os procedimentos estabelecidos no Despacho n.º

10346/2018, de 22 de outubro [28]. Até o momento, o *SOLTERM* 5.3, desenvolvido pelo Laboratório Nacional de Energia e Geologia (LNEG), foi considerado não alternativo ao SCE.ER, e a avaliação do software POLYSUN 11.1, desenvolvido pela *Vela Solaris / Critical Kinetics*, ainda está em andamento.

Para ajudar na preparação e teste de software alternativo, a DGEG disponibiliza os dados climáticos padronizados do SCE, que incluem os dados climáticos de referência por NUTS III, o algoritmo de ajuste com altitude dos dados climáticos de referência descrito na publicação [38], que se refere apenas à temperatura ambiente T , e um código de implementação desse algoritmo em VBA (Visual Basic para Aplicações) [26].

3.5.2 PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM

O *Photovoltaic Geographical Information System* (PVGIS) é uma aplicação web que permite ao utilizador obter dados sobre a radiação solar e a produção de energia de sistemas fotovoltaicos (PV) em qualquer local do mundo, na maioria das partes do globo. É completamente gratuito, sem restrições sobre o uso dos resultados e sem necessidade de registo [39].

O PVGIS fornece informações sobre a radiação solar e o desempenho de sistemas fotovoltaicos (PV) para qualquer localização na Europa e em África, bem como em grande parte da Ásia e América. O idioma padrão é o inglês, mas o francês, italiano, espanhol e alemão também estão disponíveis.

O PVGIS usa dados de radiação solar de alta qualidade obtidos a partir de imagens de satélite, bem como temperatura ambiente e velocidade do vento de modelos de reanálise climática. O modelo de rendimento energético é validado a partir de medições realizadas em módulos comerciais na Instalação de Teste Solar Europeia (*ESTI*) do *JRC (Joint Research Center)*. A *ESTI* é um laboratório de calibração fotovoltaica acreditado pela ISO 17025 para todos os materiais fotovoltaicos.

Além disso, o PVGIS oferece acesso gratuito e aberto a:

- Potencial de geração de eletricidade fotovoltaica para diferentes tecnologias e configurações.
- Radiação solar e temperatura, como médias mensais ou perfis diários.

- Séries temporais completas de valores horários tanto de radiação solar quanto de desempenho de PV.
- Dados *TMY* para nove variáveis climáticas, formatados para ferramentas de cálculo de energia de edifícios.
- *APIs* para acesso rápido e automatizado.
- Mapas de recursos solares e potencial PV, por país ou região, em arquivos prontos para impressão.
- *PVMAPS*, um conjunto de programas para que os usuários possam criar mapas personalizados.

Cabe lembrar que as designações utilizadas e a apresentação do material nos mapas do PVGIS não implicam a expressão de qualquer opinião por parte da União Europeia sobre o estatuto jurídico de qualquer país, território, cidade ou área ou das suas autoridades, ou sobre a delimitação das suas fronteiras ou limites [40].

3.6 REVISÃO DE TRABALHOS DE INVESTIGAÇÃO EXISTENTES

Para dimensionar um sistema fotovoltaico para autoconsumo nas instalações da empresa Eri [41]. A aluna que escreveu a dissertação [22] começou por realizar uma investigação acerca da energia fotovoltaica, abordando o princípio de funcionamento, os equipamentos e os diversos sistemas. Em seguida, foi realizada uma avaliação ao local de instalação em termos da sua orientação, exposição ao sol, e área disponível para a implantação. Foi apresentado o consumo da empresa e foram discutidos todos os aspetos relacionados à sua análise. Posteriormente, dimensionaram-se dois possíveis sistemas fotovoltaicos, com e sem armazenamento. Para terminar, os sistemas foram avaliados técnica e economicamente, ou seja, em termos de custos e como a sua implementação afeta o consumo de energia da ERI. De acordo com a metodologia proposta, dimensionaram-se ambos os sistemas para a altura de Verão, quando as necessidades energéticas são mais baixas, e o sistema produzirá mais energia. Para analisar a viabilidade deste investimento foram realizadas simulações, com o objetivo de aferir qual seria a produção total do sistema, a energia fotovoltaica consumida e a energia excedente. A partir daí foi possível calcular os parâmetros necessários para proceder à análise tecnológica e económica: Índice de autoconsumo; Índice de autossuficiência; Tarifa média evitada; VAL; TIR; Período de Retorno. Enquanto do ponto de vista do autoconsumo e autossuficiência os resultados são mais favoráveis com a introdução de baterias, este sistema não é economicamente viável, pelo que não se justifica, para já, a introdução de baterias. Prevê-se que os preços destes equipamentos baixem, pelo que poderá ser considerado no

futuro. Portanto, o sistema fotovoltaico sem armazenamento continua a ser mais viável, devido ao rápido retorno do investimento, e ao mais baixo custo de investimento.

Durante um ano, foi investigada a utilização de painéis solares na cobertura do Instituto Superior de Engenharia do Porto, de forma a elaborar uma análise de viabilidade técnico-económica e possíveis benefícios diretos, como a redução dos custos de energia elétrica e benefícios indiretos para a sociedade [42]. Este estudo, confirmou a viabilidade da instalação de painéis fotovoltaicos na cobertura de vários edifícios que compõem a escola de engenharia utilizando o software de simulação de produção de energia PVSYST (*Photovoltaic Software System*). Distribuído através da cobertura de nove edifícios, com a aplicação de 2000 painéis fotovoltaicos, obteve-se um potencial de produção elétrico no primeiro ano de 823 MWh/ano, sendo possível amortizar em até 36 % do atual consumo elétrico do instituto, e economicamente apresentar valores de período de retorno de investimento simples de 7 anos e 10 meses, e um positivo valor atual líquido, apresentando uma viabilidade capaz de reduzir a dependência energética da rede elétrica, e fornecer uma boa solução técnica para a comunidade.

Com a realização da dissertação [43] pretendia-se principalmente abordar a temática da produção fotovoltaica no âmbito do Decreto-Lei n.º 153/2014, efetuando a simulação de um sistema fotovoltaico adaptado aos regimes de autoconsumo e pequena produção e posteriormente elaborar um estudo de viabilidade económica referente ao sistema fotovoltaico dimensionado para ambos os regimes. Neste estudo optou-se pelo dimensionamento de uma única central fotovoltaica com características idênticas, para que a análise de viabilidade nos dois regimes fosse o mais coerente possível a fim de determinar qual dos dois é mais favorável para o Instituto Superior de Engenharia do Porto (ISEP).

O crescimento contínuo da população mundial e a crescente procura por energia têm levado os principais países do mundo a explorar meios para reduzir o elevado consumo de energia. Neste panorama, os edifícios comerciais e residenciais são responsáveis por cerca de 40% do consumo total de energia na União Europeia [44]. O crescimento deste setor causa o aumento do consumo, tornando-se relevante implementar medidas e tecnologias inovadoras no sentido de reduzir o consumo da energia utilizada e produzir esta a partir de fontes de energia renovável. Em [45] foram analisadas e comparadas diferentes potências de sistemas solares

fotovoltaicos para atingir o balanço energético zero e um nível ótimo de custo em dois tipos de edifícios que representam o setor de serviços e o setor residencial. Esta dissertação consiste na análise custo-benefício, com base na metodologia de custo-ótimo, da utilização de estratégias de eficiência energética em edifícios de balanço energético nulo (NZEB), nomeadamente a geração de energia solar fotovoltaica no local. Desta forma foi realizado um estudo da Biblioteca Municipal Laureano Santos para analisar se a utilização de tecnologia solar fotovoltaica permite atingir os requisitos de um edifício de balanço energético nulo. Posteriormente procurou-se compreender os custos e os benefícios num investimento na construção de um NZEB e a adoção de estratégias de forma a atingir os critérios de um NZEB. Os resultados indicam que a integração de PV no regime de autoconsumo permite diminuir significativamente a energia primária de um edifício típico de serviços em 53%. Já para um edifício típico residencial, a integração desta tecnologia permite uma diminuição de 40% da energia primária inicial. Se for considerado a venda à rede do excedente de energia produzida, esta diminuição é ainda mais acentuada, na ordem dos 76% e dos 78% para as duas tipologias de edifícios, respetivamente. Os resultados permitem também confirmar que o custo-ótimo desta tecnologia varia consoante a área de integração do sistema solar fotovoltaico, da taxa de atualização aplicada e também da consideração de venda de energia produzida excedente, parâmetros que foram estudados nesta dissertação.

A dissertação [46] teve como objetivos principais sugerir medidas de eficiência energética a serem aplicadas num edifício público, tendo em conta a redução dos encargos com o consumo de energia elétrica, o panorama atual das alterações climáticas e a problemática da redução dos gases com efeito de estufa no planeta. Das várias medidas sugeridas no trabalho [46] a única que se enquadra diretamente no âmbito do trabalho a desenvolver mais adiante nesta dissertação é a instalação de painéis fotovoltaicos, sendo por isso a única a ser abordada nesta parte do trabalho. Segundo concluiu o estudo, esta medida (instalação de painéis fotovoltaicos) tem como principais vantagens, a geração de energia elétrica com recurso a fontes de energia renovável, diminuição dos custos com a energia elétrica, contribuição para a redução das emissões de gases com efeito de estufa e contribuição para a sustentabilidade do planeta.

A instalação de um sistema de armazenamento de energia, pode permitir tirar um maior proveito de um sistema de produção fotovoltaica, pois este permite reduzir a troca de energia

com a RESP e assim maximizar o autoconsumo. Além disso, possibilita a gestão de energia elétrica de forma a minimizar o consumo nas horas de ponta, facultando assim uma redução dos custos de energia. O objetivo principal da dissertação [47] foi analisar um sistema de produção de energia solar fotovoltaico em conjunto com um sistema de armazenamento no Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores (DEEC), edifício que conta com um sistema solar fotovoltaico instalado e com um sistema de armazenamento. Foi acompanhada a implementação do sistema de armazenamento, assim como desenvolvido um algoritmo MATLAB que permite analisar o funcionamento do sistema de armazenamento. O referido algoritmo conta com dois objetivos, o primeiro é a redução das trocas de energia com a RESP, e o segundo é o armazenamento de energia nas horas de super-vazio com o fornecimento da energia armazenada nas horas de ponta. O sistema de armazenamento escolhido para o DEEC foi avaliado. Foram, também, simulados e analisados diferentes cenários e através da análise da viabilidade técnica e económica foi possível constatar que as estratégias de controlo desenvolvidas foram bem-sucedidas permitindo obter bons resultados relativos à redução dos custos com a importação de energia da rede e maximização do autoconsumo. Além disso, verificou-se que a melhor estratégia de controlo é a que engloba o armazenamento de energia nas horas de super-vazio.

A dissertação [48], começa com um breve levantamento do estado da arte da tecnologia solar fotovoltaica, assim como uma abordagem ao autoconsumo e à legislação que lhe diz respeito (Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro). Segue-se um caso de estudo que tem como principal objetivo, o estudo da viabilidade da aplicação de sistemas de armazenamento de energia, associados a sistemas solares fotovoltaicos para autoconsumo a nível residencial. É feita uma avaliação através de diferentes cenários considerados, onde são combinadas várias capacidades de armazenamento (1 kWh, 2 kWh, 3 kWh, 4 kWh, 5 kWh, 6 kWh e 7 kWh) com várias capacidades de produção (250 W, 500 W, 750 W, 1000 W, 1250 W, 1500 W). Toda a análise foi feita com base em indicadores, tais como, estado de carga das baterias, número de horas em que estão à carga mínima e máxima, quantidade de energia injetada e proveniente da rede elétrica de serviço público, entre outros, sendo feito um estudo tanto mensal como anual, assim como uma análise sazonal. Por fim, os resultados obtidos demonstram que um bom dimensionamento energético do sistema de produção e do sistema de armazenamento, pode trazer muitos benefícios ao consumidor, ao planeta e para a rede elétrica de serviço público, pela possibilidade de maior integração de energia renovável no consumo.

Complementar um sistema para autoconsumo com um sistema de armazenamento, sempre que devidamente dimensionado, não só se irá refletir numa redução de encargos energéticos para o consumidor, como num maior aproveitamento da energia proveniente da unidade produtora.

O principal objetivo desta dissertação [49] foi analisar o impacto da geração de energia elétrica solar fotovoltaica em conjunto com um sistema de armazenamento de energia elétrica com baterias de iões de lítio em edifícios do setor dos serviços. Para o efeito, utilizou-se como objeto de estudo o edifício do DEEC da Universidade de Coimbra onde já tinha sido instalado um sistema solar fotovoltaico. Foi realizado o dimensionamento de uma possível expansão do sistema já instalado, assim como o dimensionamento de um sistema de armazenamento que permite reduzir os custos com a compra de energia elétrica da rede. Assim, foi também implementado em ambiente MATLAB um algoritmo de controlo inteligente com o objetivo de fazer a gestão e controlo do sistema de armazenamento para assegurar os objetivos de maximização do autoconsumo e de minimização dos custos com a energia importada da rede. Foram simulados e analisados diferentes cenários e através da análise de viabilidade técnica e económica realizada foi possível constatar que as estratégias de controlo desenvolvidas foram bem-sucedidas, permitindo alcançar bons resultados relativos à redução dos custos com a importação de energia da rede e maximização do autoconsumo, assim como tornar rentável o investimento no sistema de armazenamento.

Em [50] foi feito um estudo breve do estado da arte da tecnologia solar fotovoltaica, seguido do seu funcionamento. Seguiu-se uma abordagem do conceito de microprodução aplicada à tecnologia solar fotovoltaica e a evolução da legislação ao qual lhe diz respeito. Por fim, foi explorado o algoritmo desenvolvido que integra a ferramenta de simulação que é usada para analisar um estudo de caso em que se pretende determinar, de forma aproximada, o retorno de investimento tendo em conta a remuneração obtida com a produção de eletricidade. Para isto recorreu-se a várias ferramentas de simulação e cálculo, nomeadamente o simulador PVGIS, o programa MATLAB da *MathWorks* e a folha de cálculos do Microsoft Excel. O objetivo deste trabalho, desenvolver uma ferramenta de apoio ao dimensionamento de um sistema fotovoltaico para a microprodução a instalar numa instalação no sector residencial, foi conseguido.

Em [51] os autores desenvolveram uma solução inovadora com aplicação em um contexto real, que permite o reaproveitamento da energia produzida por sistemas fotovoltaicos residenciais, operantes na configuração de autoconsumo sem o auxílio de um banco de baterias. Geralmente esses sistemas injetam na rede da concessionária o excedente da potência gerada que não é consumida instantaneamente, e isso a um preço menor do que o preço de compra. A partir dessa problemática, desenvolveu-se um sistema "*plug and play*" de baixo custo baseado em eletrônica analógica, que tem a capacidade de monitorizar a potência ativa média que o sistema está a consumir ou injetar na rede da concessionária, e realocar a maior parcela das sobras de potência para uma resistência inserida numa caldeira. Dessa maneira o excedente de energia elétrica é transformado em energia térmica, passando a auxiliar o sistema de águas quentes sanitárias principal da residência, podendo gerar para o auto consumidor uma boa economia no fim do mês. Conseguiu-se desenvolver o sistema na teoria e implementá-lo na prática. Os resultados obtidos foram muito positivos, demonstrando que o sistema tem capacidade de reaproveitar em média 80% da energia excedente proveniente das fotovoltaicas.

Nesta dissertação [52] é elaborado um guia de caderno de encargos que possa servir para que responsáveis técnicos tenham uma ferramenta documental técnica em que se possam orientar, quando estão a desenvolver um caderno de encargos de natureza ligada ao autoconsumo fotovoltaico tendo como principal preocupação a orientação para escolhas de solução técnica e economicamente otimizadas para boas relações de custo/benefício a longo prazo. O trabalho tem como base o caso de estudo prático de uma instalação fotovoltaica no Campus da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto (FEUP).

Em [53], foi feito um sucinto estado da arte das tecnologias que compõem um sistema fotovoltaico, abordando seus princípios de operação para a produção de energia elétrica. Em seguida, é apresentada uma abordagem do conceito de autoconsumo aplicado a tecnologia fotovoltaica e os enquadramentos legislativos que permeiam a tecnologia em Portugal. Por fim, é desenvolvida uma metodologia que aborda os princípios de dimensionamento dos elementos que compõem um sistema fotovoltaico, e a partir dessa metodologia aplicada ao estudo de caso, são propostos cenários com distintos enquadramentos legislativos e diferentes disposições de módulos fotovoltaicos quanto à sua inclinação e distribuição no edifício. Desse modo, é possível realizar a avaliação através de resultados através de indicadores económicos

e produção energética utilizando algumas ferramentas de cálculo e simulação como o simulador PVGIS, o software MATLAB, a folha de cálculo Excel e o programa HOMER Pro.

A realização deste projeto [54] teve como propósito a apresentação de uma solução sustentável e eficiente que permitirá a uma empresa de indústria têxtil, reduzir as despesas de faturas elétricas, através do aproveitamento solar (autoconsumo ligado à rede). O dimensionamento do sistema englobou a análise dos consumos da instalação, a escolha dos componentes e a associação dos mesmos para um melhor aproveitamento de todo o sistema. Realizou-se o dimensionamento de baterias de condensadores com a finalidade de corrigir o fator de potência da instalação, que após análise às faturas revelou ter um valor relativamente baixo, ou seja, a instalação dispõe de um consumo de energia reativa elevado, o que poderá ser melhorado. Por fim, realizou-se o estudo de viabilidade económica de todo o sistema e percebeu-se a rentabilidade do mesmo, o período de retorno e o impacto, não só financeiro como ambiental, que a implementação deste sistema implicará.

Foi realizada em [55] uma análise detalhada da instalação de uma empresa, onde se pretende elaborar o projeto de uma UPAC. Esta análise envolveu o estudo das necessidades energéticas do consumidor e do contrato de energia aplicável, bem como a caracterização das unidades produtoras de energia elétrica existentes na empresa. Posteriormente, realizou-se o dimensionamento do sistema solar fotovoltaico, com e sem armazenamento de energia. Os cenários definidos são descritos e foi feita uma análise técnico-económica, de maneira a avaliar e a ajudar na tomada de decisão do cliente.

Atendendo ao potencial que uma iniciativa de comunitarização de energia pode ter no contexto português, considera-se pertinente analisar de que forma poderá ser feita a criação de uma Comunidade de Energia para autoconsumo coletivo no Pólo II da Universidade de Coimbra, tendo em conta a diversidade de necessidades energéticas dos Departamentos de Engenharia e das instalações de sistemas de produção fotovoltaicos instalados, através do desenvolvimento de um estudo exploratório e descritivo. Foram analisados os dados de consumo fornecidos pelos diferentes departamentos, fazendo uma comparação entre eles e verificando se existe algum tipo de complementaridade de forma a criar uma comunidade [56].

Com a realização desta dissertação [57], pretendeu-se desenvolver diversos modelos de chave de repartição e selecionar a que melhor se adequa a uma determinada CER. Inicialmente, foi escolhido o edifício onde se localizaria a produção da CER, entre qual dos dois estabelecimentos de ensino, de modo a obter maior quantidade de energia excedente, para uma mesma potência instalada e com igual disponibilidade de área para a sua instalação.

Com base na escolha do local da produção, era necessário partilhar a energia excedentária com o resto da CER, posto isso, foram desenvolvidos vários métodos de partilha de energia para fazer uma análise comparativa dos resultados da sua aplicação.

Foram desenvolvidos três métodos diferentes, dois deles já contemplados no regulamento n°8 da ERSE, o coeficiente fixo e o coeficiente proporcional, e outro com três variantes em que o cálculo dos coeficientes é dinâmico, em função de uma lista de prioridades que ordena os participantes em função do consumo de cada participante. Com as chaves desenvolvidas, procedeu-se à sua implementação através de simulação na partilha dos excedentes da CER criada. Com os resultados obtidos concluiu-se que a chave que otimiza esta CER são duas chaves, a chave proporcional ao consumo, e a chave que segue uma lista de prioridade com base na satisfação total do consumo do participante por ordem de prioridade. Todas as chaves têm as suas vantagens e desvantagens e dependem de CER para CER, dessa forma, é necessário ponderar essas vantagens e desvantagens na escolha do modelo de chave de partilha.

4

METODOLOGIA DO TRABALHO REALIZADO

Este capítulo aborda a forma como o estudo foi realizado, descrevendo detalhadamente todo o processo para obter os resultados das simulações. No primeiro subcapítulo inicia-se com uma curta descrição do sistema integrado de medição de consumos de eletricidade da Universidade do Algarve que foi utilizado para obter os dados de consumo dos edifícios 2 e 8 do Campus de Gambelas seguidamente são introduzidos os 2 edifícios em estudo bem como as características da UPAC instalada no edifício 8. Depois o subcapítulo divide-se em duas partes, uma referente ao edifício 8 e outra referente ao edifício 2. Para o edifício 8 é explicada a forma como se obtém os diagramas de carga diários a partir dos valores medidos (experimentais) da produção PV e do consumo de energia elétrica, é explicada a forma como se obtém os valores simulados através do software SCE.ER e do software PVGIS nos modos *Daily Data* e *Grid Connected*. Para além disso é apresentada a maneira como se realiza o estudo de viabilidade económica do sistema fotovoltaico instalado no edifício 8. Na parte do subcapítulo referente ao edifício 2 é explicada a forma como se obtém os diagramas de carga diários a partir dos valores medidos (experimentais) de consumo de energia elétrica do edifício 2. O edifício 2 não tinha à data da realização do trabalho um sistema PV instalado. Por essa razão dimensionou-se neste capítulo um sistema PV fictício que pudesse ser instalado no edifício e que serviu de base para fazer as simulações referentes ao edifício 2. A partir desse dimensionamento é depois descrita a forma como se obtém os valores simulados através do software SCE.ER e do software PVGIS nos modos *Daily Data* e *Grid Connected*. Para além

disso é apresentada a maneira como se realiza o estudo de viabilidade económica do sistema PV dimensionado (fictício) para o edifício 2.

No segundo subcapítulo dá-se seguimento ao trabalho, é por isso apresentada a análise dos consumos dos edifícios 2 e 8 e da produção fotovoltaica anual do sistema instalado no edifício 8, tendo como base valores experimentais e é feita a determinação da quantidade de emissões de CO₂ que se evitou enviar para a atmosfera terrestre durante o período em estudo com a UPAC instalada no edifício 8. No subcapítulo seguinte verifica-se se é viável ou não a criação de uma CER no Campus de Gambelas da Universidade do Algarve. Esse subcapítulo começa com estudo da viabilidade da legislação portuguesa e europeia sobre as CER aos edifícios em estudo, passa-se depois para a forma como está organizada a Universidade do Algarve e finalmente para a justificação para a viabilidade ou não da implementação de uma CER no Campus de Gambelas da Universidade do Algarve.

Este capítulo oferece uma visão abrangente e sólida sobre a implementação de soluções energéticas sustentáveis no ambiente universitário. Ao explorar os consumos energéticos dos edifícios 2 e 8, bem como a produção fotovoltaica anual do sistema instalado, torna-se possível entender o potencial de redução de emissões de CO₂ e avaliar a viabilidade de uma Comunidade de Energia Renovável no Campus de Gambelas da Universidade do Algarve. Esta abordagem abrangente capacita as pessoas com poder para tomar decisões a tomar medidas de forma mais informada em direção a um futuro mais sustentável na universidade.

4.1 CASO DE ESTUDO: UNIDADES DE PRODUÇÃO PARA AUTOCONSUMO INSTALADAS NOS EDIFÍCIOS DO CAMPUS DE GAMBELAS DA UNIVERSIDADE DO ALGARVE

A Universidade do Algarve dispõe desde 2015 de um sistema integrado de medição contínua dos consumos de eletricidade nos seus diversos edifícios. A arquitetura do sistema de captura e armazenamento de dados de consumo de todos os edifícios do Campus de Gambelas, da Universidade do Algarve está representada na Figura 34.

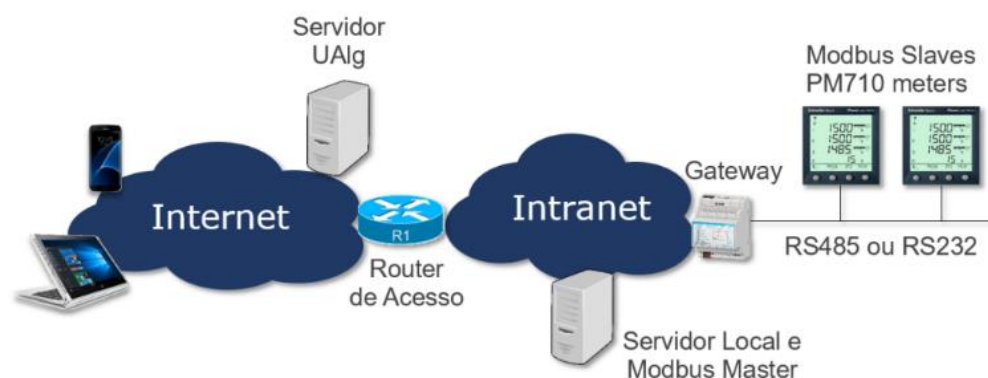


Figura 34 - Arquitetura do sistema de captura e armazenamento de dados de consumo dos edifícios do Campus de Gambelas da Universidade do Algarve.

O Posto de Transformação do Campus de Gambelas é o local onde estão instalados os equipamentos responsáveis pela realização da medição dos consumos de energia elétrica dos edifícios que compõem o Campus. Trata-se de módulos Power Meter (PM710) da Schneider Electric [58] (cuja ficha técnica se encontra no Anexo G), instalados no Quadro Geral de Baixa Tensão (QGBT), e a cada edifício está associado um medidor. Os valores obtidos e registados são os da potência ativa instantânea total consumida para cada edifício, e utilizados neste estudo.

Os medidores possuem a capacidade de se comunicar usando o protocolo de comunicação Modbus/RS485 e estão fisicamente ligados a uma Gateway, que atua como um dispositivo intermediário entre os protocolos Modbus/RS485 e Modbus/TCP/IP (e vice-versa).

O protocolo Modbus é frequentemente empregado em sistemas de automação industrial, especialmente em autómatos programáveis. Por outro lado, TCP é a sigla em inglês para Protocolo de Controle de Transmissão, e IP é o Protocolo de Internet, sendo os protocolos mais comumente utilizados na Internet. O cabo RS485 é um tipo de cabo de comunicação.

Através da Gateway, o Servidor Local na rede de dados IP da universidade pode solicitar aos medidores os valores da potência ativa consumida por cada edifício. Esses valores medidos pelos módulos PM710 são registados no Modbus e solicitados pelo Servidor Local a cada 60 segundos através de um código em linguagem de programação Python. O script Python utiliza a biblioteca PyModbus para se comunicar com os medidores via Modbus/TCP/IP. Depois de

receber os dados, o script Python envia-os para um servidor da Universidade do Algarve, usando uma *API (Application programming interface) Web* para transmitir os dados de consumo por meio de uma solicitação HTTP GET, onde a URL contém os dados de consumo.

O Servidor UALG armazena as informações recebidas numa base de dados, associando-as aos edifícios específicos, permitindo que sejam visualizadas posteriormente ou baixadas para análise. Esse servidor está acessível a partir de qualquer terminal na Internet.

Neste trabalho serão estudados os edifícios 2 e 8 do Campus de Gambelas da Universidade do Algarve.

A UPAC instalada no edifício 8 do Campus de Gambelas é composta por 341 módulos fotovoltaicos com uma potência contratada de 70 kW, uma potência total instalada de 83,345 kW e inclui um total de 7 inversores com 3 fileiras de módulos cada, variando entre 16 e 18 módulos por fileira.

Os módulos instalados no edifício 8 têm uma potência de 245 W, são da marca RECOM e do modelo RCM-245-6PB (a ficha técnica dos módulos RCM-245-6PB encontra-se no Anexo H), cujas características se encontram na Figura 35.

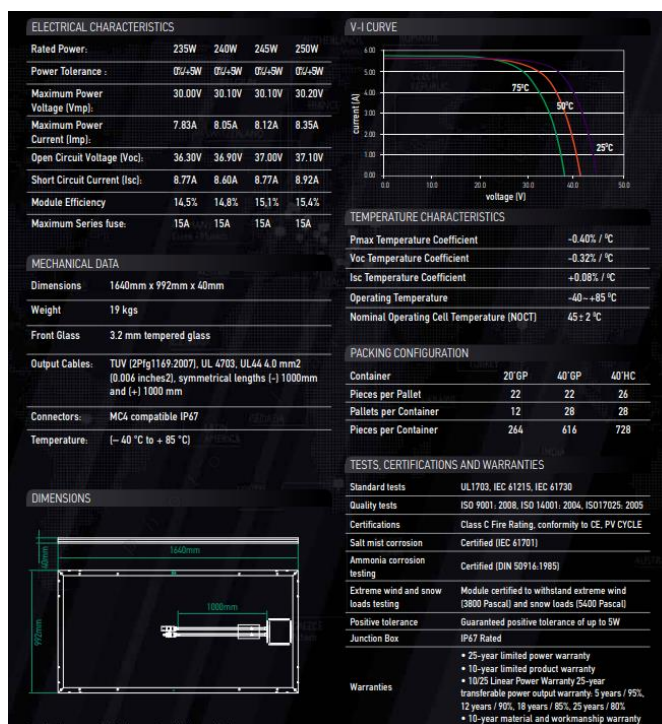


Figura 35 - Datasheet dos módulos RCM-245-6PB [59]

Os inversores são trifásicos com uma potência mínima de 10,1 kVA com as seguintes características:

- Entrada:

- Número de entradas CC (Corrente Contínua) / Número de seguidores PMP (Ponto de Máxima Potência): 3/3;

- Potência recomendada CC: 10,6 kW a 11,1 kW;

- Tensão máxima de entrada (circuito aberto): 950 V;

- Tensão mínima de entrada: 950 V;

- Corrente máxima de entrada: 12,5 A/25 A;

- Saída:

- Tensão de rede: 3/N/PE, AC, 230/400 V;

- Corrente máxima de saída CA (Corrente Alternada): 14,5 A;

- Potência nominal CA ($\cos \theta = 1$): 10 kW;

- Potência aparente máxima ($\cos \theta$, adj): 10 kVA;

- Rendimento (máximo): 96,2%;

- Rendimento (europeu): 95,6%;

- Frequência nominal: 50 Hz;

- Consumo noturno: Inversor < 1W, Placa de comunicação <1,7 W;

- Classe de proteção: I/ IP55;

- Amplitude de configuração do fator de potência $\cos\alpha$: 0,9 cap. a 0,9 ind;

- Proteção contra inversão de polaridade: Díodos de curto-circuito no lado CC

- Proteção de pessoas e animais: Disjuntor de corrente de defeito sensível a todos os tipos de correntes e controlo de defeito à terra;

- Temperatura ambiente: -20° a 60°C;

- Refrigeração: Ventilador com regulação;

- Interfaces de comunicação: Ethernet RJ45 (2x na placa de comunicação 2, *switch* integrado incluído), RS485, SO, 4x entradas analógicas;

- Tipo de monitorização da rede: Conforme as normas nacionais;

- Tecnologia de conexão do lado de entrada: MC4;

- Tecnologia de conexão do lado de saída: Régua de terminais com equilibrador;

- Dispositivo de desconexão: Interruptor de desacoplamento eletrónico integrado.

As coordenadas do edifício 8 do Campus de Gambelas são latitude: 37.043, longitude: - 7.972 e azimute: 14° Este. O azimute do edifício foi calculado através da ferramenta disponível online [60]. A altitude em relação ao nível do mar é de 23m calculada a partir da ferramenta disponível online [61].

Na Figura 36 pode ver-se o edifício 8 do Campus de Gambelas visto de cima.



Figura 36 - Edifício 8 do Campus de Gambelas. [62]

O edifício 2 do Campus de Gambelas não tem à data da realização deste trabalho nenhuma UPAC instalada.

As coordenadas do edifício 2 do Campus de Gambelas são latitude: 37.045, longitude: - 7.971 e azimute: 14° Este. O azimute do edifício foi calculado através da ferramenta [60]. A altitude em relação ao nível do mar é de 23 m calculada a partir da ferramenta disponível online [61].

Na Figura 37 pode ver-se o edifício 2 do Campus de Gambelas visto de cima.

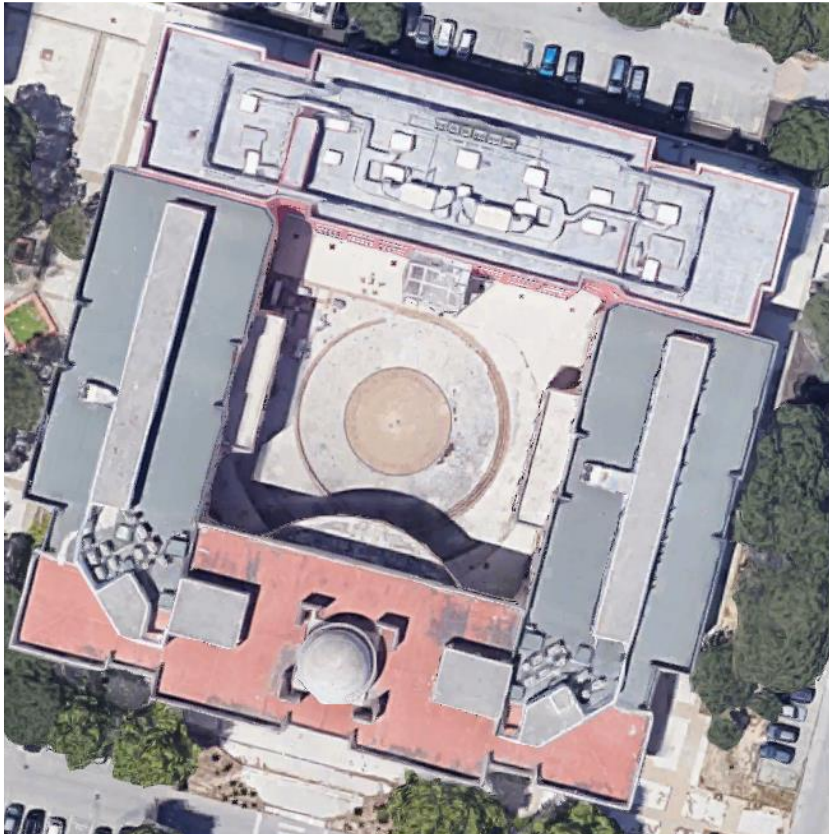


Figura 37 - Edifício 2 do Campus de Gambelas. [62]

4.1.1 EDIFÍCIO 8

Nesta secção do subcapítulo 4.1 do trabalho será apresentada a metodologia utilizada para obter os diagramas de carga diários a partir dos valores medidos (experimentais) da produção PV e do consumo de energia elétrica para o edifício 8, bem como o método utilizado para obter os resultados dos valores simulados através das plataformas SCE.ER, PVGIS *Daily Data* e PVGIS *Grid Connected* para a UPAC instalada no edifício 8. Será ainda exibida a forma como se irá obter os resultados do estudo de viabilidade económica da UPAC instalada no edifício 8 do Campus de Gambelas.

4.1.1.1 Valores Experimentais

Para a realização deste estudo foram recolhidos os dados de consumo de energia elétrica e de produção fotovoltaica do edifício 8 do Campus de Gambelas de hora em hora para o período entre 01/10/2020 e 01/10/2021.

A partir destes dados foram criados diagramas de carga cujos resultados são apresentados como valores experimentais do edifício 8.

4.1.1.2 Valores simulados através do software SCE.ER

As Figura 38 a Figura 40 apresentam os dados inseridos no programa SCE.ER.

The screenshot shows the SCE.ER software interface for a photovoltaic system simulation. The title bar reads "Sistema Solar Fotovoltaico" and "outros sistemas". The main content area is divided into two sections:

- System Parameters:**
 - Sistema instalado em: exemplo A (Faro, Algarve)
 - Utilizados: 341 módulos fotovoltaicos RECOM RCM-245-6PB (245 W)
 - em: 21 strings de potência nominal 83 (ocupando uma área de 555 m²)
 - orientação: 14° em azimute e 30° em inclinação. montagem fixa
 - Bloco inversor/controlador: típico A+ (97%) com eficiência 97,0%
 - Perdas de eficiência PV por variação espectral de: 0,5%
 - Perdas por problemas de limpeza dos painéis de: 0,5%
 - Perdas em interconexões: 1,0% e outras perdas resistivas gerais: 0,7%
 - Auto-consumos de: 3 kWh em ventiladores e 0 kWh em seguimento do sol
 - Tempo diurno gasto em resolução de avarias e manutenção de: 6 horas por ano
 - Perdas adicionais na ligação à rede de: 0,5%
 - Sistema explorado em modo de: autoconsumo Capacidade de baterias: 0,0 kWh
- Diagram:** A schematic diagram showing a solar panel connected to an inverter (labeled "inversor MPPT") and a house. A compass rose indicates the orientation (W, N, E, S).

Footnote: (1) definição Europeia (2) da produção em DC (3) da produção em AC

Figura 38 - Dados inseridos para simulação no software SCE.ER

Para o sistema exemplo A instalado em Faro, no Algarve, foram utilizados 341 módulos fotovoltaicos do tipo RECOM RCM-245-6PB com potência nominal de 245 W. Os módulos fotovoltaicos foram dispostos em 21 fileiras de potência nominal 83,345 kW (ocupando uma área de 555 m²), o tipo de montagem é fixa com orientação 14° Este em azimute e 30° em inclinação. Foi utilizado um bloco inversor/controlador típico A+ com eficiência 97,0%. As perdas de eficiência PV por variação espectral são de 0,5%. As perdas por problemas de limpeza dos painéis são de 0,5%. As perdas em interconexões são de 1,0% e outras perdas resistivas gerais equivalem a 0,7%. Os auto-consumos em ventiladores e seguimento do sol são de 3 kWh e 0 kWh respetivamente. Considerou-se que o tempo diurno gasto em resolução de avarias e manutenção foi de 6 horas por ano, que as perdas adicionais na ligação à rede são de 0,5% e que o sistema é explorado em modo de autoconsumo com capacidade de baterias de 0,0 kWh.

Nota: O valor inserido no bloco inversor/controlador deveria ser de 95,6% ao invés dos 97% inseridos, no entanto, ao realizar a simulação o programa não permite alterar este valor pelo que os cálculos serão feitos mais adiante para converter os valores obtidos de forma que o rendimento do bloco inversor/controlador passe a ser de 95,6% após a conversão.

A Figura 39 apresenta o local onde são inseridos os valores de definição ao criar um novo modelo de módulo fotovoltaico a inserir no programa.

Definição de novo modelo de módulo solar fotovoltaico

Marca e modelo: **RECOM RCM-245-6PB**

Dimensões
 Comprimento: **1,640** m Largura: **0,992** m

Tecnologia
 Material: **Si** Estrutura: **policristalino**

Parâmetros técnicos

Nº de células: **60**

Voc: 37,0 V	δVoc: -0,32% /K	-118 mV/K
Isc: 8,77 A	δIsc: 0,080% /K	7,02 mA/K
Vmpp: 30,1 V	δPmax: -0,40% /K	-0,98 W/K
Imp: 8,12 A	NOCT: 45,0 °C	

degradação máxima: **0,5%** /ano

← Voltar Guardar este modelo

Figura 39 - Dados dos módulos inseridos para simulação no software SCE.ER

Os dados inseridos na Figura 39 são baseados nos valores presentes no *datasheet* dos módulos RECOM RCM-245-6PB.

A Figura 40 mostra os valores que foram introduzidos para o consumo horário do edifício dos dias úteis e de fim de semana além da ocupação mensal (estes dados correspondem aos dados recolhidos através do sistema de medição de consumos do edifício 8 para o período entre 01/10/2020 e 01/10/2021).

Definição de perfil de consumo elétrico

Consumo horário: segunda-feira a sexta-feira

Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	200	23	24	
Potência (W)	74000	72000	71000	72000	73000	76000	79000	82000	93000	1E+05	1E+05	1E+05	1E+05	1E+05	1E+05	1E+05	1E+05	1E+05	1E+05	1E+05	98000	91000	87000	83000	80000

Consumo horário: fins de semana

Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Potência (W)	74000	73000	69000	69000	68000	71000	70000	73000	73000	77000	78000	80000	79000	78000	79000	79000	78000	78000	77000	76000	75000	72000	72000	

Ocupação mensal

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
	on	on	on	on	on	on	on	on	on	on	on	on

Estadísticas

segunda a sexta: média 99792 W <=> 2395,0 kWh por dia
 fins de semana: média 74875 W <=> 1797,0 kWh por dia
 em base anual: média 92927 W <=> 2230,2 kWh por dia <=> 814594 kWh por ano

← Voltar

Figura 40 - Dados do autoconsumo baseados em dados medidos inseridos para simulação no software SCE.ER.

4.1.1.3 Valores simulados através do software PVGIS

Para as simulações apresentadas a seguir foram utilizados novamente os dados de consumo experimentais durante o período entre 01/10/2020 e 01/10/2021, no entanto, os dados de produção foram obtidos através de simulação com o software PVGIS. Para realizar estas simulações foram obtidos dados do *DAILY DATA* do PVGIS que fornece a irradiância solar ao longo do dia, de modo a calcular a produção diária.

A Figura 41 mostra os dados inseridos no PVGIS *DAILY DATA*.

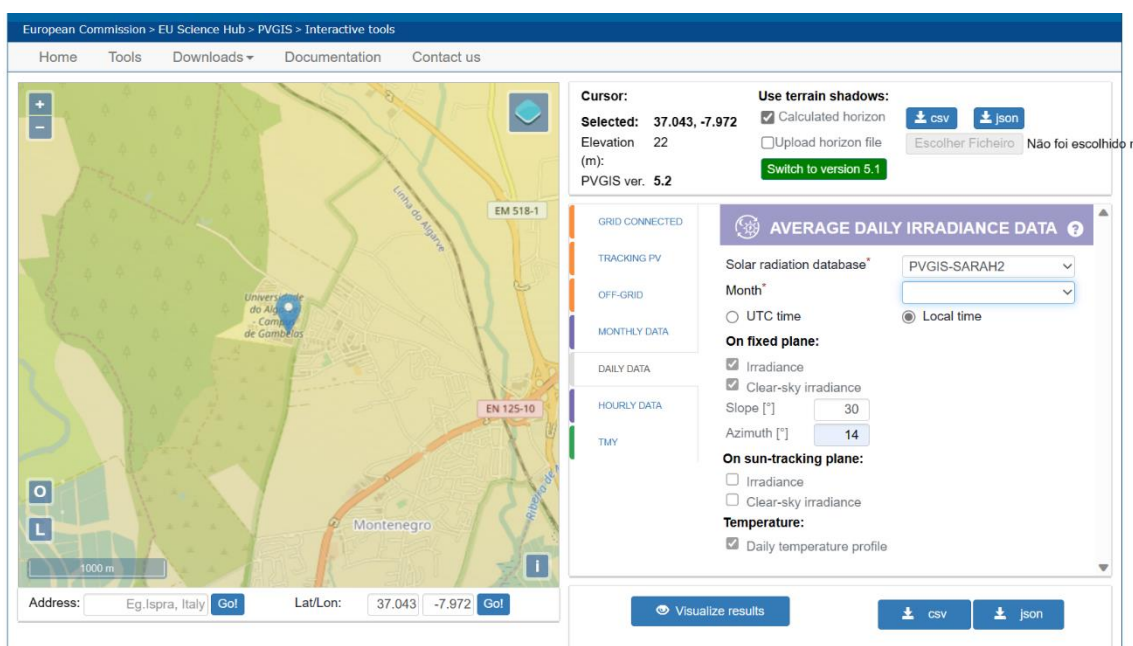


Figura 41 - Dados inseridos no software PVGIS *DAILY DATA* [63]

Os dados inseridos no software PVGIS *DAILY DATA* foram latitude: 37.043, longitude: -7.972, o banco de dados escolhido foi o *PVGIS_SARAH2*. Foram obtidos os valores para os 12 meses do ano de janeiro a dezembro, foi selecionada a hora local, a irradiância num plano fixo e a irradiância do céu limpo. A inclinação escolhida foi de 30° e o azimute 14° Este. Foi selecionado o perfil de temperatura diário.

A simulação do *DAILY DATA* fornece os valores médios de hora a hora de irradiância global num plano fixo (W/m^2), irradiância global com céu limpo num plano fixo (W/m^2) para as 24 horas de um dia médio do mês selecionado e a temperatura do ar medida a 2 metros de altura do solo (T) para o mês selecionado, entre outros valores que são fornecidos, mas não serão utilizados ou abordados. A partir destes dados e sabendo as características dos módulos

bem como o rendimento do sistema é possível calcular a potência gerada (P_m) a partir da fórmula apresentada na equação 19 [64].

$$P_m(G, T) = P^* \left(\frac{G}{G^*} \right) [1 + \gamma(T - T^*)] \left[1 + c_c \cdot \ln \left(\frac{G}{G^*} \right) \right] \quad \text{Equação (19)}$$

Em que * indica valores de referência às Condições Padrão de medida (STC)

$$T^* = 25 \text{ °C}; G^* = 1\,000 \text{ W/m}^2;$$

As temperaturas são os valores registados no módulo ou célula.

Dados do fabricante:

γ – Coeficiente de variação da potência máxima com a temperatura;

P^* – Potência máxima [Wp].

Os restantes são os valores nas condições presentes no momento.

c_c – coeficiente que representa a perda de eficiência quando a radiação decresce;

$c_c = 0,031$ (para uma perda de 5 % dos 1 000 para os 200 W/m²), valor típico para módulos de silício.

Para valores de irradiância $G > 200 \text{ W/m}^2$, o último fator poderia ser desprezado (não o faremos). Representa a redução mais acentuada no valor da tensão quando a irradiância atinge valores abaixo de 200 W/m².

Para usarmos esta fórmula é preciso saber relacionar a temperatura do ar ambiente, obtida no PVGIS, com a temperatura no módulo ou célula, dependendo do valor da irradiância. Estudos revelam que se pode usar uma fórmula empírica para este cálculo:

$$T_c = T_a + G \cdot \frac{\text{NOCT} - 20 \text{ (°C)}}{800 \text{ (W/m}^2\text{)}} \quad \text{Equação (20)}$$

T_c – Temperatura na célula [°C];

T_a – Temperatura do ar [°C];

NOCT/NMOT – Temperatura Nominal de Operação da Célula/Temperatura Nominal de Operação do Módulo; estes valores são fornecidos pelo fabricante e obtidos no ensaio respetivo.

Para as simulações seguintes os dados de produção foram obtidos através de simulação com o software PVGIS. Para realizar estas simulações foram obtidos dados do *GRID CONNECTED* do PVGIS que fornece os valores mensais da produção do sistema PV.

A Figura 42 mostra os dados inseridos no PVGIS *GRID CONNECTED*.

The screenshot displays the PVGIS GRID CONNECTED interface. On the left, a map shows the location in Montenegro with coordinates 37.043, -7.972. The right panel contains the following settings:

- Cursor:** Selected: 37.043, -7.972; Elevation: 22 (m); PVGIS ver. 5.2
- Use terrain shadows:** Calculated horizon; Upload horizon file
- PERFORMANCE OF GRID-CONNECTED PV:**
 - Solar radiation database*: PVGIS-SARAH2
 - PV technology*: Crystalline silicon
 - Installed peak PV power [kWp]*: 83.345
 - System loss [%]*: 14
 - Fixed mounting options:**
 - Mounting position*: Free-standing
 - Slope [°]*: 30
 - Azimuth [°]*: 14
 - Optimize slope
 - Optimize slope and azimuth
 - PV electricity price**
 - PV system cost (your currency)*: 83345
 - Interest [%/year]*: 8
 - Lifetime [years]*: 20

Buttons for 'Visualize results', 'csv', and 'json' are visible at the bottom.

Figura 42 - Dados inseridos no software PVGIS GRID CONNECTED [63]

Os dados inseridos no software PVGIS *GRID CONNECTED* foram os seguintes: A latitude e longitude utilizadas foram 37.043 e -7.972, respetivamente. O banco de dados de radiação solar utilizado foi o PVGIS_SARAH2. A tecnologia fotovoltaica escolhida foi o silício cristalino. A potência pico instalada do sistema fotovoltaico foi de 83,345 kWp. Considerou-se uma perda de sistema de 14%, valor indicado por defeito no PVGIS que normalmente inclui perdas no inversor, nos módulos fotovoltaicos e nos cabos e conexões, perdas por sombreamento, perdas por temperatura, perdas por sobretensão e sobrecorrente, perdas por máxima potência não alcançada MPPT (*Maximum Power Point Tracking*) e por degradação e envelhecimento dos materiais. A posição de montagem selecionada foi livre de suporte. A inclinação escolhida para o painel solar foi de 30° e o azimute de 14° Este. Para o estudo económico que o PVGIS permite realizar foi introduzido como custo total do sistema fotovoltaico o valor de 83 345€. Foi considerada uma taxa de juros de 8% ao ano. A vida útil estimada do sistema é de 20 anos.

4.1.1.4 Estudo de viabilidade económica

O programa, PVGIS fornece um estudo económico do projeto quando se introduzem os dados do custo de energia fotovoltaica, tais como: custo total do sistema fotovoltaico, taxa de juros e vida útil estimada do sistema. O programa SCE.ER não permite realizar este tipo de estudo.

Nesta secção serão detalhados os valores que foram introduzidos numa folha Excel por forma a realizar um estudo económico do sistema PV instalado no edifício 8. Foi considerado como investimento inicial o valor de 83 345€, uma taxa de juros de 8% ao ano e um tempo de vida útil do sistema de 20 anos. Considerou-se para o cálculo do valor do investimento inicial o valor de referência de 1€/Watt-pico, pois este foi um valor próximo do valor pago pela Universidade do Algarve para a aquisição do sistema PV em causa. Tendo isto em consideração, decidiu-se utilizar este mesmo valor para conduzir o presente estudo económico. Para calcular a receita bruta por ano foram utilizados valores constantes de energia produzida anualmente e de valor médio da tarifa, isto é, os valores mantiveram-se os mesmos para os 20 anos do estudo. Foi então considerado um valor de Eproduzida de 88 790,33 kWh que é o valor da energia produzida total do sistema fotovoltaico para o ano em que foram feitas as medições, isto é, entre 01/10/2020 e 30/09/2021 e o valor médio da tarifa de 0,304425 €/kWh, obtido pela média dos custos nas horas de ponta e cheia em 2023 para o Campus de Gambelas. Usou-se este valor médio das horas de ponta e cheia porque estas são horas no período diurno e que coincidem com o período em que o sistema fotovoltaico dispõe de radiação solar incidente e produz energia. Assim, a receita bruta foi calculada pela fórmula.

$$\text{Receita bruta} = \text{Eproduzida} * \text{Valor médio da tarifa} \quad \text{Equação (21)}$$

Ao realizar este estudo verificou-se que houve um aumento significativo do custo unitário da energia de 2022 para 2023, na ordem de aproximadamente 0,135 €/kWh. Isto deveu-se principalmente devido a um aumento generalizado dos preços da energia no mercado internacional devido a uma série de fatores, incluindo a guerra na Ucrânia, a escassez de gás natural e as perturbações nas cadeias de abastecimento [65]. A subida da inflação em Portugal no ano de 2023 também contribuiu para o aumento generalizado dos preços em grande parte dos setores da economia portuguesa e em particular para o aumento dos custos no setor da energia [66].

O valor da despesa anual com o sistema foi considerado depois de consultadas duas empresas locais que trabalham na área de instalação e manutenção de instalações fotovoltaicas. Assim chegou-se a um valor anual para custos de manutenção igual a 300€ considerando uma instalação fotovoltaica para autoconsumo de 50 a 100 kW que é o caso da instalação em estudo em que são feitas duas limpezas dos módulos por ano. Assim a despesa anual foi considerada 300€. A receita líquida foi calculada através da fórmula.

$$Receita\ bruta - Despesa = Receita\ Líquida \quad \text{Equação (22)}$$

Para os cálculos foi ainda considerado que no fim dos 20 anos de tempo de vida útil do sistema o valor residual do mesmo seria de 2 500€. A partir destes dados foi possível calcular o VAL, a TIR e o ROI. O custo unitário da energia foi calculado a partir do valor total da despesa atualizada dividido pelos 20 anos de vida útil do sistema e o resultado disso dividido pela energia produzida. Ou seja,

$$\left(\frac{Despesa\ atualizada\ total\ em\ €}{20\ anos}\right) / 88\ 790,33\ kWh \quad \text{Equação (23)}$$

4.1.2 EDIFÍCIO 2

No caso do edifício 2 não há UPAC instalada e como tal não existem dados de produção fotovoltaica. Desta forma, os diagramas de carga diários serão obtidos apenas com os valores de consumo de energia elétrica.

Para o caso das simulações com os programas SCE.ER e PVGIS será criada uma UPAC fictícia que possa ser implementada no edifício 2 e permita simular a produção esperada para esse mesmo sistema com recurso a ambos os programas. O sistema fictício criado tem as seguintes características: módulos bifaciais monocristalinos com 540 W de potência da marca Intelbras e do tipo Intelbras EMSH 540BM HC. Os 2 inversores escolhidos que compõem o sistema são do tipo Huawei SUN2000-30-40KTL-M3 (30kW). O sistema consiste em 130 módulos EMSH 540BM HC que resultam numa potência instalada do sistema de $130 \times 540 = 70,2$ kW. As características dos módulos e inversores escolhidos podem ser vistas nos anexos I e J. A Figura 43 representa uma possível disposição dos módulos na cobertura do edifício 2 (os módulos estão representados na figura com a cor magenta).

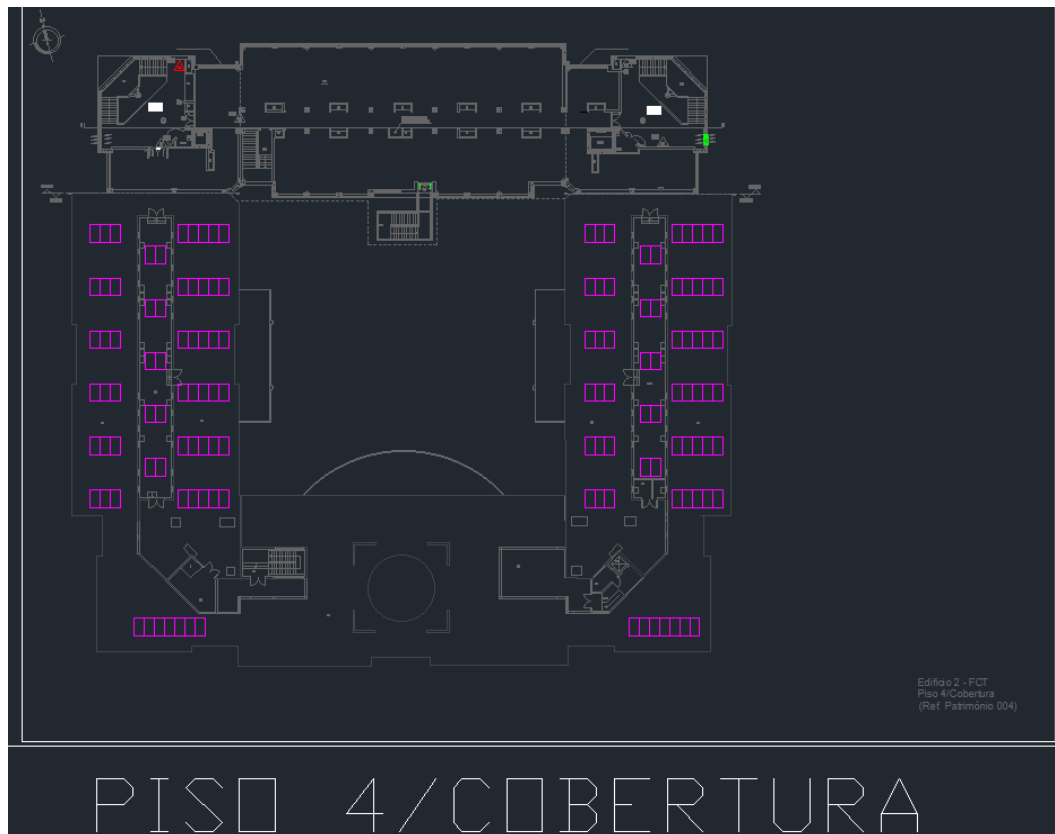


Figura 43 - Disposição escolhida para os módulos na cobertura do edifício 2 em ambiente AutoCAD

Nesta secção do subcapítulo 4.1 do trabalho será apresentado o método utilizado para obter os resultados dos valores simulados através das plataformas SCE.ER, PVGIS *Daily Data* e PVGIS *Grid Connected* para a UPAC fictícia criada para ser instalada no edifício 2. Será ainda exibida a forma como se irá obter os resultados do estudo de viabilidade económica dessa mesma UPAC.

4.1.2.1 Valores Experimentais

Para a realização deste estudo foram também recolhidos os dados de consumo de energia eléctrica do edifício 2 do Campus de Gambelas de hora em hora para o período entre 01/01/2021 e 01/01/2022.

A partir destes dados foram criados diagramas de carga cujos resultados são apresentados como valores experimentais do edifício 2.

4.1.2.2 Valores simulados através do software SCE.ER

Antes de realizar a simulação no software SCE.ER foi necessário calcular o número de fileiras que o sistema iria ter uma vez que este é um valor pedido pelo programa para que se possa realizar a simulação. Assim o número de fileiras foi calculado tendo por base a seguinte lógica.

Para um sistema fotovoltaico com 130 módulos EMSH 540BM HC e 2 inversores huawei SUN2000-30KTL-M3 cada módulo EMSH 540BM HC tem uma potência nominal de 540 W, e cada inversor Huawei Sun2000-30KTL-M3 tem uma potência nominal de 30 kW.

Sabendo a partir das fichas técnicas dos módulos e do inversor que:

$$V_{\text{máxima de entrada do inversor}} = 1\,100\text{ V}$$

$$V_{OC} \text{ dos módulos} = 49,5\text{ V}$$

$$P_{\text{nominal}} \text{ dos módulos} = 540\text{ W}$$

Fazendo os cálculos:

$$\frac{1\,100}{49,5} \cong 22,222 \Rightarrow 22 \text{ módulos em série por string}$$

$$\frac{540}{22} = 24,545\text{ W} = \text{Potência de cada módulo}$$

$$\frac{30\text{ kW}}{24,545\text{ W}} = 12,24 \cong 13 \text{ strings por inversor}$$

Havendo neste caso 2 inversores haverá 26 fileiras no sistema.

As Figura 44 a Figura 46 apresentam os dados inseridos no programa SCE.ER.

The screenshot shows the SCE.ER software interface for a photovoltaic system simulation. The title bar reads "Sistema Solar Fotovoltaico" and "outros sistemas". The main content area is divided into two sections. On the left, a list of system parameters is displayed, including: "Sistema instalado em exemplo A (Faro, Algarve)", "Utilizados 130 módulos fotovoltaicos EMSH 540BM HC (540 W)", "em 26 strings de potência nominal 70 montagem fixa", "orientação 14 ° em azimute e 30 ° em inclinação.", "Bloco inversor/controlador típico A+ (97%) com eficiência 97,0%", "Perdas de eficiência PV por variação espectral de 0,5%", "Perdas por problemas de limpeza dos painéis de 0,5%", "Perdas em interconexões 1,0% e outras perdas resistivas gerais 0,7%", "Auto-consumos de 3 kWh em ventiladores e 0 kWh em seguimento do sol", "Tempo diurno gasto em resolução de avarias e manutenção de 6 horas por ano", "Perdas adicionais na ligação à rede de 0,5%", and "Sistema explorado em modo de autoconsumo Capacidade de baterias 0,0 kWh". On the right, a schematic diagram shows a solar panel connected to an inverter (labeled "INVERSORES MPPT") and a house. A "Simular" button is visible in the top right corner of the diagram area. At the bottom, there are footnotes: "(1) definição Europeia (2) da produção em DC (3) da produção em AC".

Figura 44 - Dados inseridos para simulação no software SCE.ER

Para o sistema exemplo A instalado em Faro, no Algarve foram utilizados 130 módulos fotovoltaicos do tipo EMSH 540BM HC com potência nominal de 540 W. OS módulos fotovoltaicos foram dispostos em 26 fileiras de potência nominal 70,2 kW (ocupando uma área de 336,9 m²), o tipo de montagem é fixa com orientação 14° Este em azimute e 30° em inclinação. Foi utilizado um bloco inversor/controlador típico A+ com eficiência 97,0%. As perdas de eficiência PV por variação espectral são de 0,5%. As perdas por problemas de limpeza dos painéis são de 0,5%. As perdas em interconexões são de 1,0% e outras perdas resistivas gerais equivalem a 0,7%. Os autoconsumos em ventiladores e seguimento do sol são de 3 kWh e 0 kWh respetivamente. Considerou-se que o tempo diurno gasto em resolução de avarias e manutenção foi de 6 horas por ano, que as perdas adicionais na ligação à rede são de 0,5% e que o sistema é explorado em modo de autoconsumo com capacidade de baterias de 0,0 kWh.

Nota: O valor inserido no bloco inversor/controlador deveria ser de 98,4% ao invés dos 97% inseridos, no entanto, ao realizar a simulação o programa não permite alterar este valor pelo que os cálculos serão feitos mais adiante para converter os valores obtidos de forma que o rendimento do bloco inversor/controlador passe a ser de 98,4% após a conversão.

A Figura 45 apresenta o local onde são inseridos os valores de definição ao criar um novo modelo de módulo fotovoltaico a inserir no programa.

Definição de novo modelo de módulo solar fotovoltaico

Marca e modelo EMSH 540BM HC

Dimensões
 Comprimento: 2,285 m Largura: 1,134 m

Tecnologia
 Material: Si Estrutura: cristalino

Parâmetros técnicos

Nº de células: 144

Voc:	49,5 V	δVoc:	-0,29% /K	✔	-144 mV/K
Isc:	13,90 A	δIsc:	0,049% /K	✔	6,81 mA/K
Vmpp:	41,7 V	δPmax:	-0,39% /K	✔	-2,11 W/K
Imp:	12,97 A	NOCT:	45,0 °C	✔	

degradação máxima: 0,5% /ano

← Voltar
Guardar este modelo

Figura 45 - Dados dos módulos inseridos para simulação no software SCE.ER

Os dados inseridos na Figura 45 são baseados nos valores presentes no *datasheet* dos módulos EMSH 540BM HC.

A Figura 46 mostra os valores que foram introduzidos para o consumo horário do edifício dos dias úteis e de fim de semana além da ocupação mensal.

Definição de perfil de consumo elétrico

Consumo horário: segunda-feira a sexta-feira

Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	200	23	24
Potência (W)	48000	47000	46000	46000	47000	47000	49000	52000	62000	81000	92000	97000	93000	93000	98000	1E+05	97000	86000	72000	63000	58000	56000	55000	51000

Consumo horário: fins de semana

Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Potência (W)	47000	45000	45000	45000	45000	45000	45000	47000	48000	50000	51000	53000	53000	53000	54000	55000	55000	54000	53000	51000	50000	50000	49000	47000

Ocupação mensal

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
	on	on	on	on	on	on	on	on	on	on	on	on

Estadísticas

segunda a sexta: média 68208 W <=> 1637,0 kWh por dia
fins de semana: média 49583 W <=> 1190,0 kWh por dia
em base anual: média 63059 W <=> 1513,4 kWh por dia <=> 552777 kWh por ano




Figura 46 - Dados do autoconsumo baseados em dados medidos inseridos para simulação no software SCE.ER.

4.1.2.3 Valores simulados através do software PVGIS

Para as simulações apresentadas a seguir foram utilizados novamente os dados de consumo experimentais durante o período entre 01/01/2021 e 01/01/2022, no entanto, os dados de produção foram obtidos através de simulação com o software PVGIS. Para realizar estas simulações foram obtidos dados do DAILY DATA do PVGIS que fornece a irradiância solar ao longo do dia, de modo a calcular a produção diária.

A Figura 47 mostra os dados inseridos no PVGIS DAILY DATA.

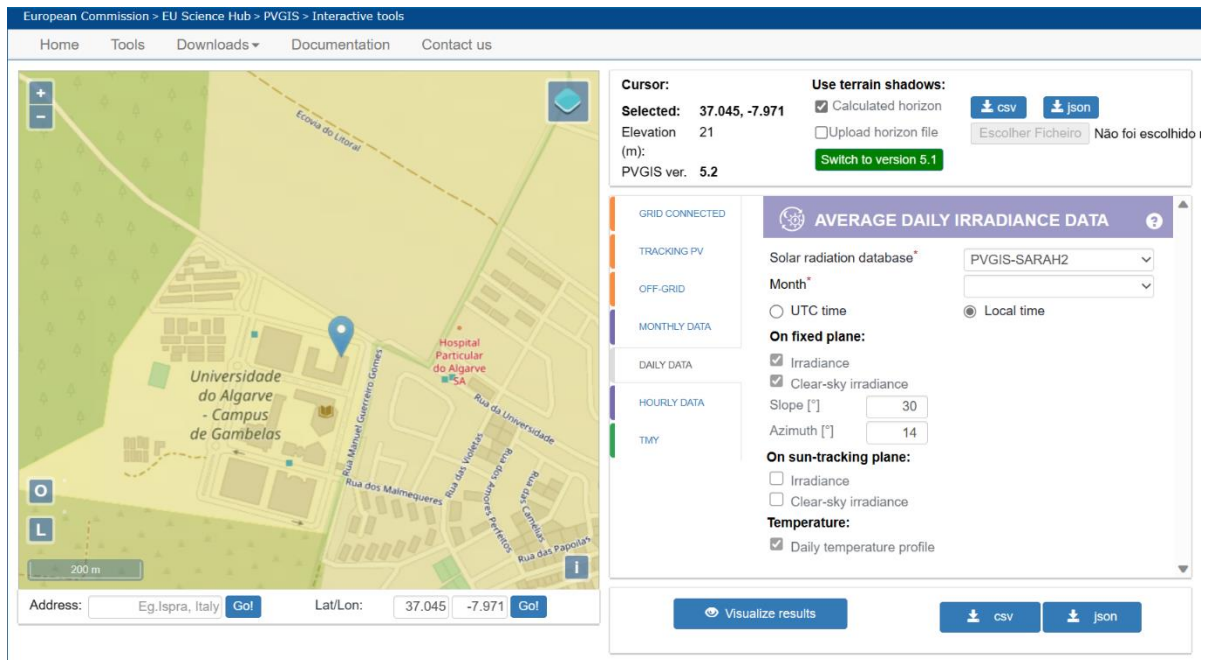


Figura 47 - Dados inseridos no software PVGIS DAILY DATA [63]

Os dados inseridos no software PVGIS DAILY DATA foram latitude: 37.045, longitude: -7.971, o banco de dados escolhido foi o PVGIS_SARAH2. Foram obtidos os valores para os 12 meses do ano de janeiro a dezembro, foi selecionada a hora local, a irradiância num plano fixo e a irradiância do céu limpo. A inclinação escolhida foi de 30° e o azimute 14° Este. Foi selecionado o perfil de temperatura diário.

Para as simulações seguintes os dados de produção foram obtidos através de simulação com o software PVGIS. Para realizar estas simulações foram obtidos dados do *GRID CONNECTED* do PVGIS que fornece os valores mensais da produção do sistema PV.

A Figura 48 mostra os dados inseridos no PVGIS *GRID CONNECTED*.

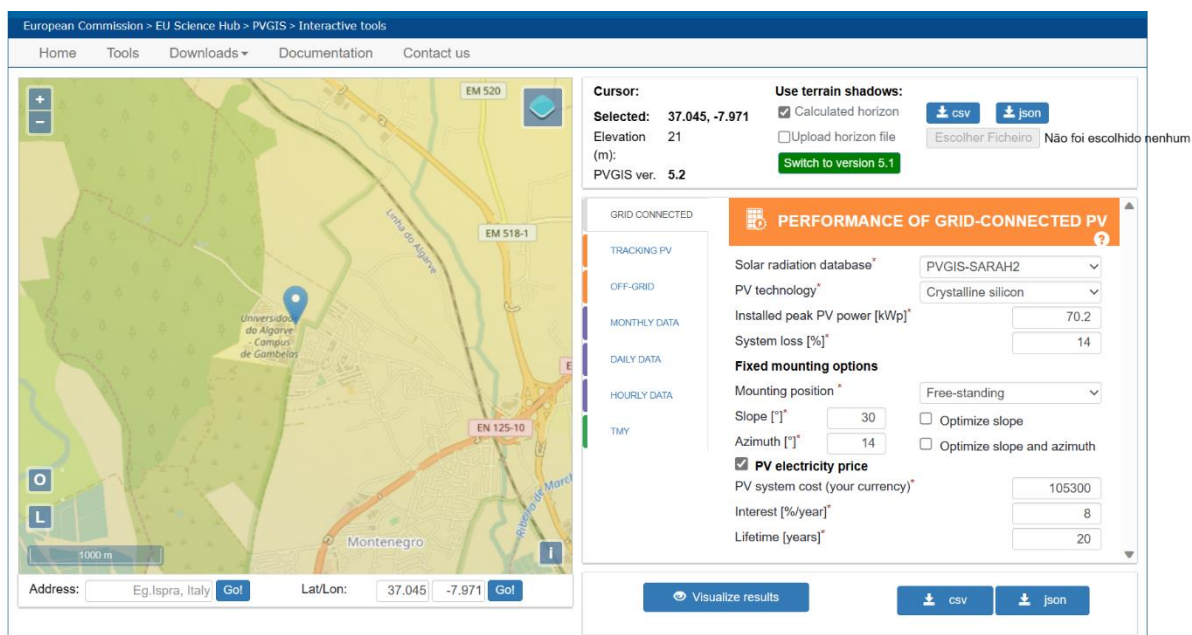


Figura 48 - Dados inseridos no software PVGIS GRID CONNECTED [63]

Os dados inseridos no software PVGIS *GRID CONNECTED* foram os seguintes: A latitude e longitude utilizadas foram 37.045 e -7.971, respetivamente. O banco de dados de radiação solar utilizado foi o PVGIS_SARAH2. A tecnologia fotovoltaica escolhida foi o silício cristalino. A potência pico instalada do sistema fotovoltaico foi de 70,2 kWp. Considerou-se uma perda de sistema de 14%. A posição de montagem selecionada foi livre de suporte. A inclinação escolhida para o painel solar foi de 30° e o azimute de 14° Este. Para o estudo económico que o PVGIS também permite realizar foi introduzido como custo total do sistema fotovoltaico o valor de 105 300,00€. Foi considerada uma taxa de juros de 8% ao ano. A vida útil estimada do sistema é de 20 anos.

Através da consulta a duas empresas distintas do ramo a operar na região do Algarve que fornecem e instalam este tipo de sistemas fotovoltaicos, ficou-se a saber que o valor de referência para o preço de venda ao público deste tipo de sistemas é de 1,5€/Watt-pico, pelo que se utilizou este mesmo valor para calcular o preço total do sistema. Assim sendo, $1,5€ \cdot 70\,200\text{ Wp} = 105\,300€$.

4.1.2.4 Estudo de viabilidade económica

Nesta secção serão detalhados os valores que foram introduzidos numa folha Excel por forma a realizar um estudo económico do sistema PV fictício criado para o edifício 2. Foi considerado como investimento inicial o valor de 105 300€ uma taxa de juros de 8% ao ano e

um tempo de vida útil do sistema de 20 anos. Para calcular a receita bruta por ano foram utilizados valores constantes de energia produzida anualmente e de valor médio da tarifa, isto é, os valores mantiveram-se os mesmos para os 20 anos do estudo. Foi então considerado um valor de Eproduzida de 121 000 kWh que é um valor aproximado dos valores obtidos através da simulação com o PVGIS GRID CONNECTED e com o SCE.ER para a energia produzida pelo sistema fictício criado para o edifício 2 durante um ano de produção e um valor médio da tarifa de 0,304 €/kWh que é a média dos custos nas horas de ponta e cheia em 2023 para o Campus de Gambelas, determinado a partir de dados fornecidos pelos serviços técnicos da UALG.

Pela mesma razão que se evidenciou no estudo económico do edifício 8 utilizou-se um valor anual para custos de manutenção igual a 300 € considerando uma instalação fotovoltaica para autoconsumo de 50 a 100 kW que é o caso da instalação em estudo em que são feitas duas limpezas dos módulos por ano. Assim a despesa anual foi considerada 300€.

Para os cálculos foi ainda considerado que no fim dos 20 anos de tempo de vida útil do sistema o valor residual do mesmo seria de 2 500€. A partir destes dados foi possível calcular o VAL, a TIR e o ROI. O custo unitário da energia foi calculado a partir do valor total da despesa atualizada dividido pelos 20 anos de vida útil do sistema e o resultado disso dividido pela energia produzida. Ou seja,

$$\left(\frac{\text{Despesa atualizada total em } \text{€}}{20 \text{ anos}}\right) / 121\ 000 \text{ kWh} \quad \text{Equação (24)}$$

4.2 ANÁLISE DOS CONSUMOS E PRODUÇÃO FOTOVOLTAICA ANUAIS E DETERMINAÇÃO DA QUANTIDADE DE EMISSÕES DE CO₂ EVITADA COM OS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

A Figura 49 apresenta os dados de consumo e produção fotovoltaica referentes a 1 ano (01/10/2020 a 01/10/2021) do edifício 8.

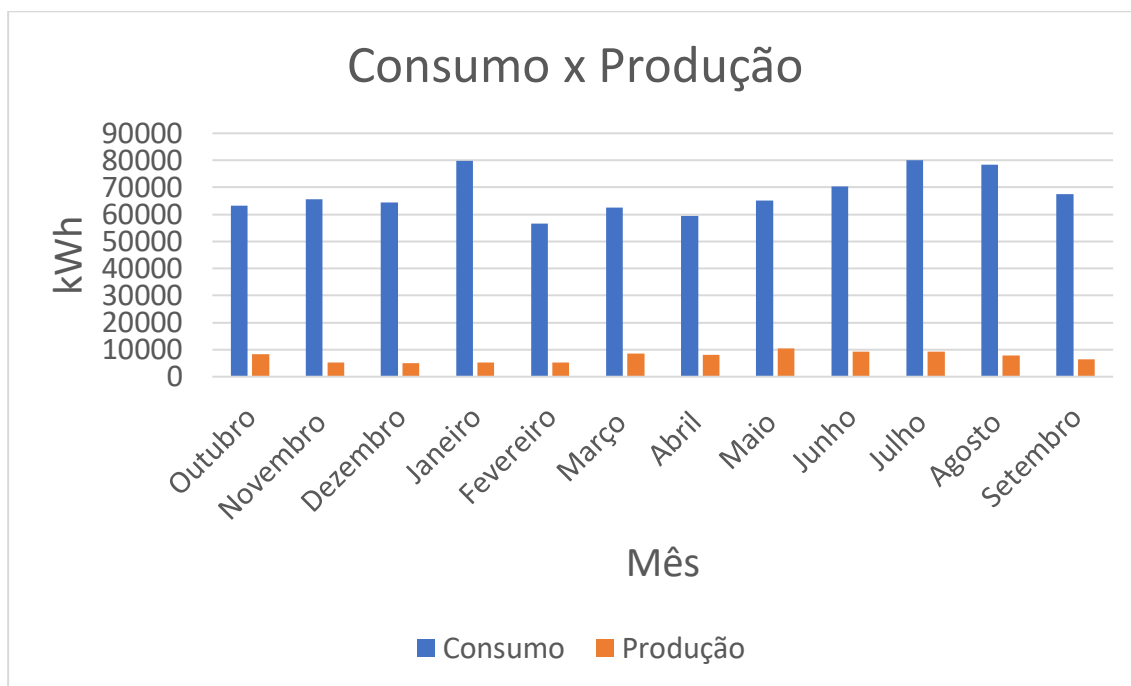


Figura 49- Consumo e produção fotovoltaica referentes a 1 ano (01/10/2020 a 01/10/2021) do edifício 8.

A energia total produzida no período (01/10/2020 a 01/10/2021) dos sistemas fotovoltaicos instalados no Edifício 8 foi de 88 790,33 kWh. Para o ano de 2022 os valores de emissões de CO₂ associadas à produção de energia foram para clientes empresariais da Edp de 273,05 g/kWh [67]. Pode-se assumir que para o período (01/10/2020 a 01/10/2021) as emissões de CO₂ associadas à produção de energia terão sido para clientes empresariais da Edp superiores a 273,05 g/kWh dada a menor capacidade instalada de fontes de energia renovável no sistema elétrico português nessa altura do que em 2022. De qualquer forma será utilizado o valor de 273,05 g/kWh para os cálculos a efetuar sabendo que esta resultará numa estimativa abaixo do valor real de emissões de CO₂.

$$\frac{88790,33 \text{ kWh} * 273,05 \text{ g/kWh}}{1000} = 24\,244,2 \text{ kg} \quad \text{Equação (25)}$$

Conclui-se que com os sistemas fotovoltaicos instalados no edifício 8 terão sido evitadas no mínimo 24,244 toneladas de emissões CO₂ para a atmosfera entre (01/10/2020 e 01/10/2021).

A Figura 50 permite observar o consumo referente a 1 ano (entre 01/01/2021 e 01/01/2022) do edifício 2.

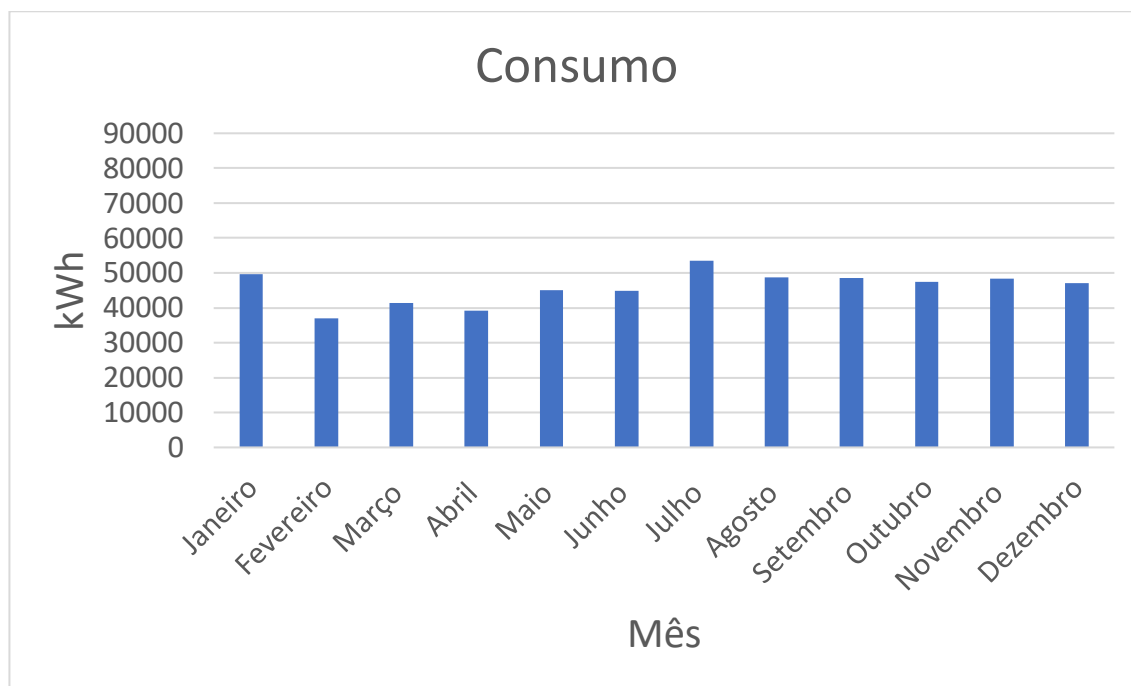


Figura 50 - Consumo referente a 1 ano (entre 01/01/2021 e 01/01/2022) do edifício 2.

Após analisar a Figura 50 verifica-se que o consumo de energia do edifício se manteve mais ou menos constante ao longo do ano, atingiu um valor máximo no mês de julho e mínimo no mês de fevereiro. O mês de janeiro foi o segundo mês com maior consumo.

4.3 CRIAÇÃO DE UMA COMUNIDADE DE ENERGIA RENOVÁVEL NO CAMPUS DE GAMBELAS DA UNIVERSIDADE DO ALGARVE

4.3.1 ESTUDO DA VIABILIDADE DA APLICAÇÃO DA LEGISLAÇÃO PORTUGUESA E EUROPEIA SOBRE AS CER AOS EDIFÍCIOS EM ESTUDO

Com o objetivo de auxiliar o público em geral em projetos de Autoconsumo e Comunidades de Energia Renovável, a ADENE e a Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) desenvolveram o Manual Digital “Autoconsumo e Comunidade de Energia Renovável – Guia Legislativo” [9] que tem como propósito o apoio na leitura da legislação em vigor, nomeadamente: – Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro [8]; – Decreto-Lei n.º 30-A/2022, de 18 de abril [68]; – Decreto-Lei n.º 72/2022, de 19 de outubro [69].

A Universidade do Algarve é definida como pessoa coletiva de direito público, dotada de autonomia estatutária, científica, pedagógica, cultural, administrativa, financeira, patrimonial e disciplinar cujos estatutos foram homologados pelo Despacho Normativo n.º 65/2008 [70].

A Figura 51 expõe um Mapa do Campus de Gambelas.



Figura 51 - Mapa do Campus de Gambelas. [71]

Com a realização deste trabalho chegou-se à conclusão de que do ponto de vista legal não é possível a criação de uma Comunidade Energética Renovável no Campus de Gambelas da Universidade do Algarve porque o Campus de Gambelas constitui um só cliente e de acordo com o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro [8], uma comunidade de energia renovável deve ser constituída por um mínimo de dois clientes finais.

Também se concluiu com a pesquisa decorrente deste trabalho que mesmo que a legislação em vigor em Portugal permitisse que uma CER fosse constituída por um só cliente final a mesma seria na prática inviável do ponto de vista financeiro, uma vez que, os custos de implantação e operação da infraestrutura de geração de energia renovável, bem como os requisitos técnicos que as CER podem ser obrigadas a cumprir como a utilização de equipamentos de sistemas de geração de energia limpa com uma determinada eficiência são elevados e para que uma comunidade de energia renovável seja economicamente viável, é necessário que haja um número suficiente de clientes para partilhar os custos, caso contrário todos os custos teriam de ser suportados por uma única pessoa ou neste caso em concreto entidade.

Apesar de não ser à data de realização deste trabalho legal a criação de uma CER no Campus de Gambelas da Universidade do Algarve por a mesma ser constituída por um único cliente final concluiu-se ainda que caso haja uma forma de incluir outros clientes finais além do Campus de Gambelas a fim criar uma CER que possa ser aprovada do ponto de vista jurídico e viável do ponto de vista financeiro, a criação deste tipo de Comunidade pode trazer uma série de benefícios para o Campus entre os quais estão a redução de emissões de gases com efeitos de estufa, a contribuição para o cumprimento de metas de energia renovável ajudando a cumprir metas institucionais e nacionais de energia renovável, o que pode ser um fator importante para a imagem e reputação da universidade. A redução de despesas com energia, a potencial geração de receita, o aumento da resiliência energética e a diminuição da vulnerabilidade do sistema de energia a interrupções, bem como a redução dos riscos de pico de procura são outros dos proveitos que uma CER poderia trazer para o Campus. Para além destes benefícios tem-se ainda a oportunidade de aprendizagem prática para os estudantes de engenharia e ciências do ambiente entre outras áreas e a demonstração de liderança sustentável. Com a implementação de uma comunidade de energia renovável poder-se-ia inspirar a comunidade académica e a população local, servindo como um exemplo de compromisso com a sustentabilidade. Os estudantes poderiam envolver-se em projetos relacionados à energia renovável, promovendo um senso de pertencimento e responsabilidade na comunidade académica, mas também gerando oportunidades de investigação e de criação de empregos que requeressem mão de obra qualificada. A liderança em sustentabilidade poderia ainda destacar a universidade como uma instituição comprometida com valores ambientais e sociais atraindo estudantes e profissionais que valorizam a oportunidade de estudar ou trabalhar num ambiente que demonstra um compromisso ativo com a sustentabilidade.

5

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Este capítulo é usado para ilustrar os resultados do trabalho realizado, o que envolve análise de dados, interpretação e discussões teóricas dos resultados. Assim são apresentados e analisados os resultados do caso de estudo do edifício 8 para as situações de valores experimentais de consumos de energia elétrica e da produção própria com o sistema fotovoltaico lá instalado, assim como os obtidos por simulação feita através do software SCE.ER e do software PVGIS nos modos *Daily Data* e *Grid Connected*. São também apresentados os resultados do caso de estudo do edifício 2 para os valores experimentais de energia elétrica consumida, e apenas da produção fotovoltaica prevista por simulações, já que neste edifício o sistema PV ainda não foi instalado, realizadas do mesmo modo através dos programas SCE.ER e PVGIS. É realizado um estudo de viabilidade económica para o sistema já instalado no edifício 8 e para o previsto no edifício.

São discutidos neste capítulo estes resultados, comparando os resultados simulados pelos dois referidos programas com os valores experimentais obtidos com o sistema integrado de medição da UAlg, e analisando a quantidade de energia autoconsumida a partir do sistema PV, e os benefícios económicos e ambientais da sua utilização. Esta abordagem detalhada e crítica contribui significativamente para a compreensão e para as conclusões alcançadas neste estudo.

5.1 RESULTADOS DO CASO DE ESTUDO DO EDIFÍCIO 8

5.1.1 VALORES EXPERIMENTAIS

As Figura 52 a Figura 57 apresentam os diagramas de carga diários obtidos para todos os meses do ano durante o período entre 01/10/2020 e 01/10/2021 no que ao consumo e à produção diz respeito para o edifício 8, com base em valores experimentais (medidos) de consumo e produção. Nas legendas das Figuras “fs” corresponde aos valores obtidos para os dias de fim-de-semana e “sem” corresponde aos valores obtidos para os dias de semana (úteis).

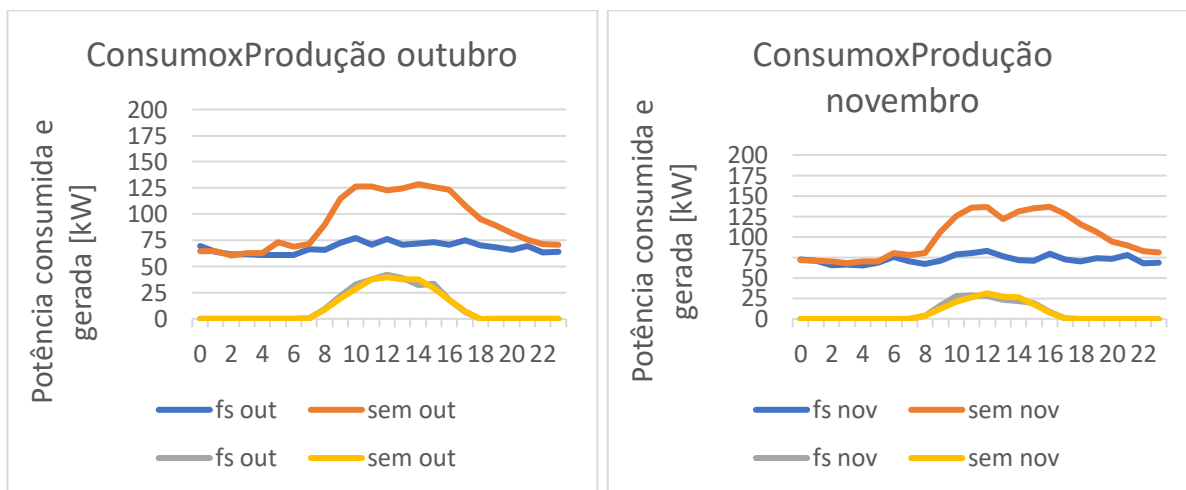


Figura 52 - Diagramas de carga diários referentes aos meses de outubro e novembro.

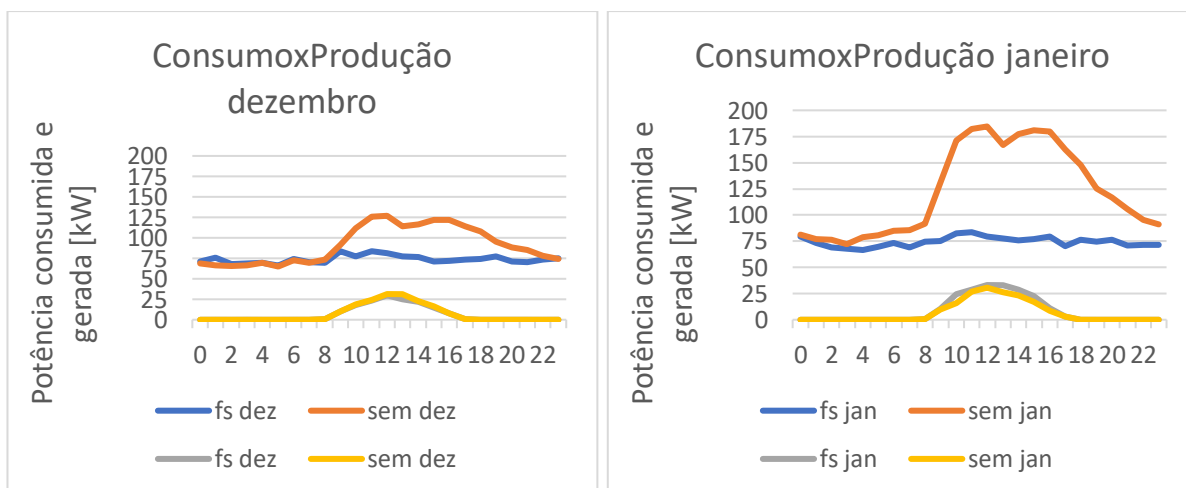


Figura 53 - Diagramas de carga diários referentes aos meses de dezembro e janeiro.

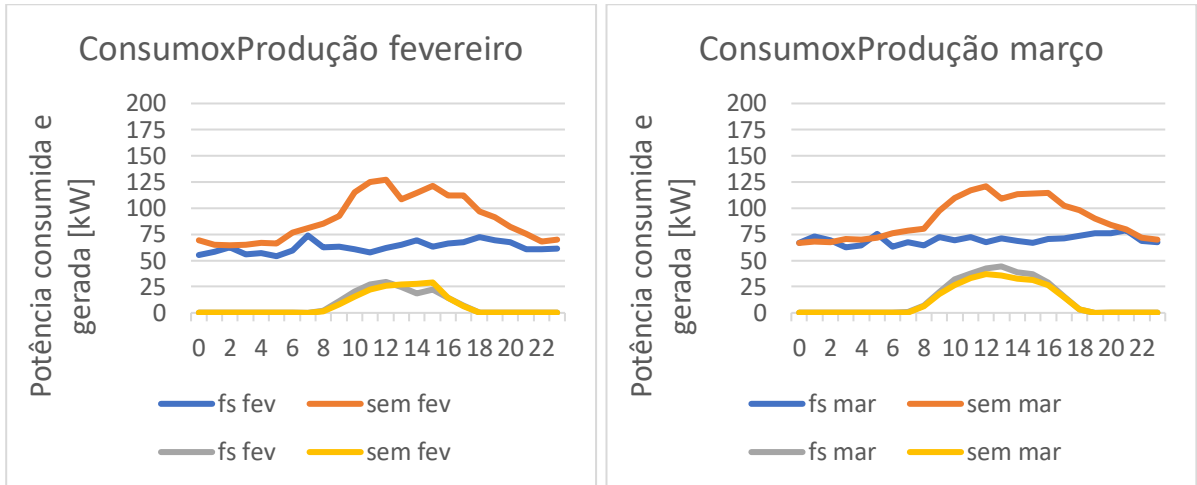


Figura 54 - Diagramas de carga diários referentes aos meses de fevereiro e março.

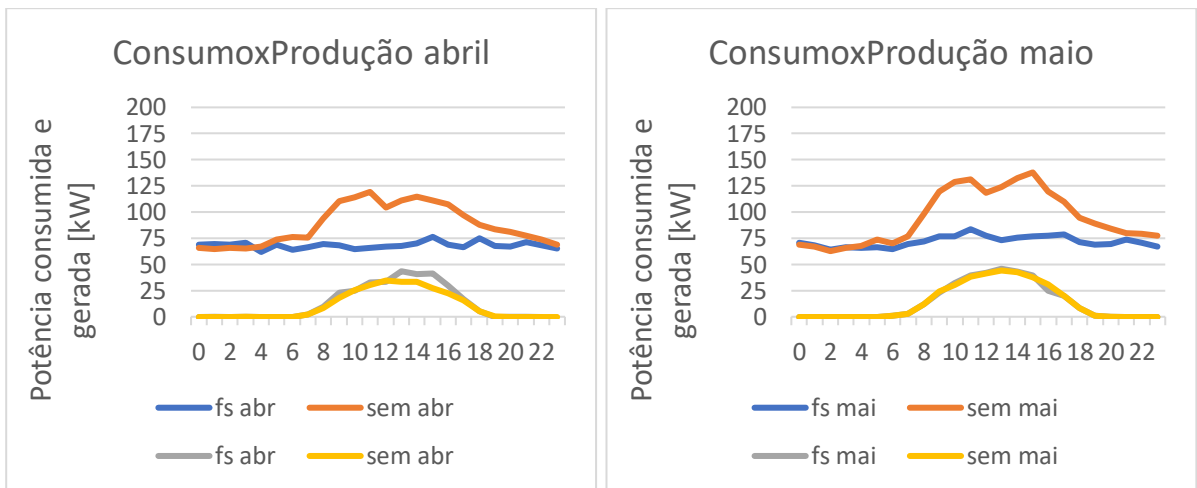


Figura 55 - Diagramas de carga diários referentes aos meses de abril e maio.

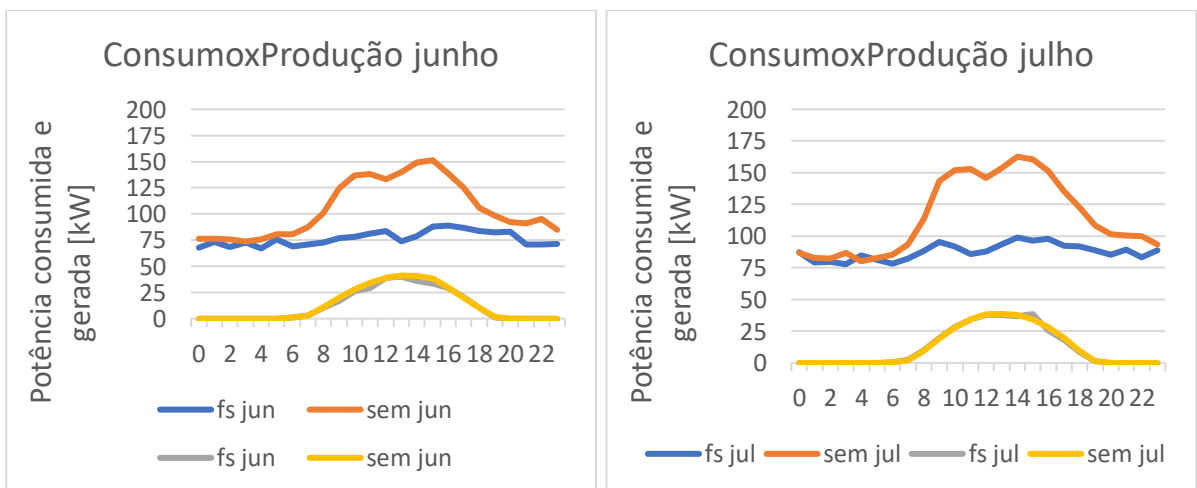


Figura 56 - Diagramas de carga diários referentes aos meses de junho e julho.

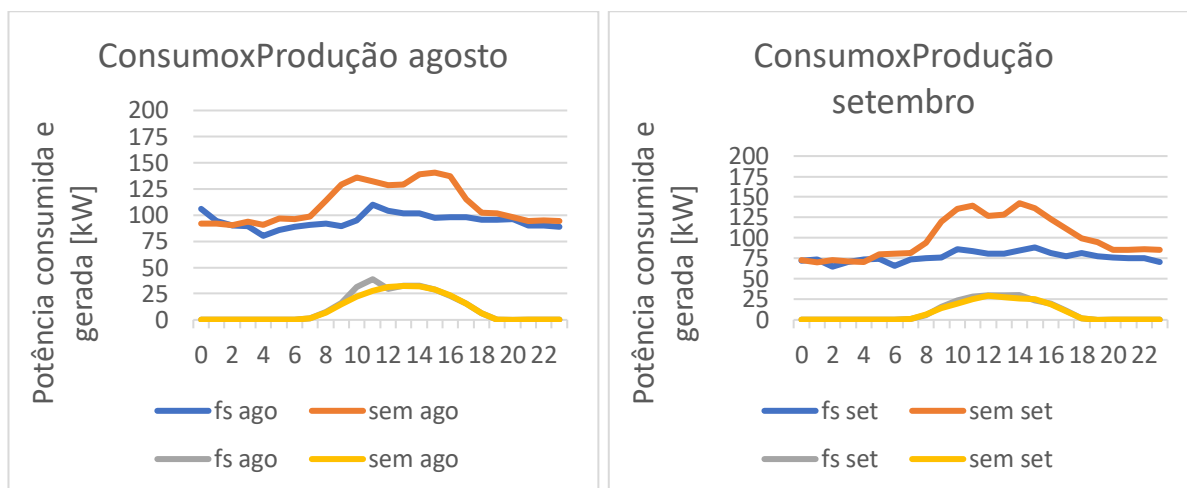


Figura 57 - Diagramas de carga diários referentes aos meses de agosto e setembro.

Pela análise das figuras que ilustram os diagramas de carga diários para os 12 meses do ano verifica-se que o consumo de energia do edifício 8 é bastante superior nos dias de semana quando comparado com os fins-de-semana, apresentando um perfil mais plano nos dias de fim-de-semana. Nos meses de inverno o consumo nos dias de semana é 24% superior em dezembro, 65% superior em janeiro e 43% superior em fevereiro quando comparado ao consumo verificado nos fins-de-semana, já nos meses de verão o consumo nos dias semana é 38% superior em junho, 32% superior em julho e 16% superior em agosto quando comparado ao consumo verificado nos fins-de-semana.

O fator de vazio do diagrama de carga, razão entre a potência mínima do diagrama (horas de vazio) e a potência máxima (horas de ponta) é para os dias de semana de 47% em outubro, 50% em novembro, 51% em dezembro, 39% em janeiro, 51% em fevereiro, 55% em março, 54% em abril, 45% em maio, 49% em junho e julho, 64% em agosto e 49% em setembro, tal como se pode ver na Tabela 1.

Tabela 1 - Fator de vazio para os dias de semana em cada mês do ano em estudo.

Mês do ano	Fator de vazio
outubro	47%
novembro	50%
dezembro	51%
janeiro	39%
fevereiro	51%

março	55%
abril	54%
maio	45%
junho	49%
julho	49%
agosto	64%
setembro	49%
Média anual	50%

Nos meses em que o fator de vazio é inferior a 50%, nomeadamente em outubro, janeiro, maio, junho, julho e setembro, o consumo nas horas de vazio é inferior à metade do consumo em horas de ponta. Nos meses em que o fator de vazio é superior ou igual a 50% o consumo nas horas de vazio é superior ou igual à metade do consumo em horas de ponta. Para os fins de semana, os valores do fator de vazio variam entre 73% e 81% para os meses em estudo.

Na maioria dos meses o consumo durante o dia é maior entre as 9 e as 20 horas atingindo o pico normalmente entre as 10 e as 16 horas. Estes resultados são expectáveis visto a maior utilização do edifício durante os dias de semana e durante as horas de trabalho. De notar ainda que entre as 12 e as 14 horas o consumo decresce ligeiramente em quase todos os meses do ano, devido a ser tempo da pausa para o almoço altura em que a utilização do edifício diminui.

Quanto à produção fotovoltaica do edifício 8 constata-se que não é suficiente para cobrir o consumo que o edifício apresenta. A produção fotovoltaica entre as 12 e as 16 horas (altura do dia em que a produção é maior na maioria dos meses) nos dias de semana cobre 26% do consumo em outubro, 16,8% em novembro, 18% em dezembro, 11,8% em janeiro, 20,8% em fevereiro, 28,4% em março, 27% em abril, 30,6% em maio, 26,6% em junho, 22,9% em julho, 22,2% em agosto e 19,0% em setembro, tal como pode observar através da Tabela 2.

Tabela 2 - Consumo coberto pela produção fotovoltaica entre as 12 e as 16 horas nos dias de semana para cada mês do ano em estudo.

Mês do ano	Consumo coberto pela produção PV
------------	----------------------------------

outubro	26%
novembro	16,8%
dezembro	18%
janeiro	11,8%
fevereiro	20,8%
março	28,4%
abril	27%
maio	30,6%
junho	26,6%
julho	22,9%
agosto	22,2%
setembro	19,0%
Média anual	20,8%

Constata-se que a produção fotovoltaica não é igual ou superior ao consumo de energia do edifício 8 nem em dias de semana, nem em dias de fim-de-semana, em nenhum mês do ano em estudo. Isto permite reforçar a ideia de que o sistema não está a suprir as necessidades energéticas do edifício. Para além disso, caso o sistema tenha estado a operar de forma normal esta constatação pode ser uma indicação de que o sistema estará subdimensionado para o edifício em que foi instalado, ou não foi dimensionado com este objetivo.

A análise dos gráficos permite verificar que a produção fotovoltaica é bastante adequada à utilização de energia do edifício, pois o período de maior produção de energia da UPAC ocorre em simultâneo com o pico do consumo de energia do edifício, o que comprova que este tipo de sistema, quando corretamente dimensionado e em modo de funcionamento normal serve de forma eficaz para suprir as necessidades energéticas do edifício nas horas em que o consumo é maior.

5.1.2 SIMULAÇÃO ATRAVÉS DO SOFTWARE SCE.ER

As Figura 58 a Figura 60 apresentam os resultados obtidos com o programa SCE.ER



Relatório de simulação de sistema solar fotovoltaico																			
Sumário																			
Instalação em exemplo A																			
(Faro)	energia solar incidente:										1 029 610 kWh/ano			Índices de desempenho					
554,8 m ² de módulos RECOM RCM-245-6PB	produção fotovoltaica potencial (DC):										143 841 kWh/ano			produtividade técnica: 1571 kWh/kW instalado					
montagem fixa	perdas de sistema (DC):										-3 865 kWh/ano			aproveitado: 1571 kWh/kW instalado					
com inclinação 30° e orientação 14°.	perdas e consumos parasíticos (AC):										-4 878 kWh/ano			rendimento relativo: 86% (<i>performance ratio</i>)					
Potência: 83,3 kW (nominal)	produção (AC):										130 898 kWh/ano			i.e. 12% da energia incidente					
	autoconsumo (AC):										130 898 kWh/ano			necessidades cobertas: 16%					
Local e clima																			
NUTS III: Algarve					Município: Faro					Local: exemplo A					elevação: Algarve m		albedo: 28%		
obstruções do horizonte																			
azimute:	E	-85°	-80°	-75°	-70°	-65°	-60°	-55°	-50°	NE	-40°	-35°	-30°	-25°	-20°	-15°	-10°	-5°	S
altura angular:	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
azimute:	S	5°	10°	15°	20°	25°	30°	35°	40°	NW	50°	55°	60°	65°	70°	75°	80°	85°	W
altura angular:	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3

Figura 58 - Resultados obtidos com o programa SCE.ER

A Figura 58 apresenta um Sumário da simulação e uma parte relativa ao Local e Clima.

Configuração e operação do sistema solar fotovoltaico														
Sistema fotovoltaico ligado à rede, com 341 módulos RECOM RCM-245-6PB (554,8 m ²) com inclinação 30° e orientação 14°.														
Potência nominal da instalação 83,3 kW; módulos organizados em 21 fileiras (strings). A tensão máxima é 632 V.														
Degradação máxima do rendimento dos módulos: 0,5% por ano (informação não utilizada em cálculos).														
Perdas ambientais: 0,5% por variação espectral, 0,5% por deposição de poeiras e sujidades sobre os módulos.														
Perdas eléctricas (DC): 1,0% na interconexão de módulos, 0,7% perdas resistivas gerais.														
Perdas operacionais: 6 horas (diurnas) para manutenção e reparação de avarias.														
Bloco de inversão e controlo típico A+ (97%) com eficiência 97,0% (definição Europeia).														
Perdas de 0,5% em transmissão e transformação para ligação à rede BT. Consumos parasíticos: 0,25 kWh/ano para ventilação.														
Sem baterias.														
Sistema explorado em regime de autoconsumo.														
Aproveitamento do recurso solar														
radiação solar directa														
	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	anual	
horizontal (à superfície)	5,4	7,0	11,0	11,6	15,3	19,7	19,4	17,6	11,7	6,6	4,4	2,8	11,0	kWh/m ² .dia
incidente nos módulos	9,7	10,8	14,0	12,4	14,4	17,4	17,7	17,7	13,8	9,3	7,6	5,3	12,5	kWh/m ² .dia
absorvida pelos módulos	9,6	10,6	13,8	12,2	14,1	17,0	17,3	17,4	13,5	9,2	7,4	5,2	12,3	kWh/m ² .dia
radiação solar global														
	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	anual	
no topo da atmosfera	17,1	22,2	29,1	34,7	39,7	41,7	40,6	36,4	30,0	22,7	16,3	13,3	28,7	kWh/m ² .dia
na horizontal (à superfície)	8,9	12,2	17,6	19,7	23,6	27,2	27,4	24,5	18,3	11,8	7,7	5,8	17,0	kWh/m ² .dia
incidente nos módulos	13,9	16,6	21,2	20,8	22,7	24,8	25,6	25,0	20,9	15,1	11,4	8,8	18,9	kWh/m ² .dia
absorvida pelos módulos	13,5	16,1	20,6	20,1	21,9	24,0	24,7	24,2	20,3	14,6	11,1	8,5	18,3	kWh/m ² .dia

Figura 59 - Resultados obtidos com o programa SCE.ER

Desempenho energético													
temperatura													
ambiente (média diária)	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	anual
	12	13	15	17	20	24	27	27	24	20	15	13	19 °C
nos módulos (média diurna)	38	36	41	38	42	46	52	58	56	48	45	37	45 °C
energia													
radiação solar incidente	64 313	69 645	98 339	92 934	104 596	110 783	118 194	115 589	93 617	69 905	51 158	40 537	##### kWh
produção fotovoltaica (DC)	9 379	10 133	14 073	13 226	14 601	15 606	15 906	15 557	12 850	9 846	7 331	5 835	143 841 kWh
perdas do sistema (DC)	-252	-272	-378	-355	-392	-419	-427	-418	-345	-265	-197	-157	-3 865 kWh
consumos parasíticos (AC)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0 kWh
outras perdas (AC)	-318	-344	-477	-449	-495	-529	-539	-528	-436	-334	-249	-198	-4 878 kWh
produção disponível (AC)	8 535	9 221	12 807	12 036	13 287	14 202	14 475	14 157	11 694	8 960	6 671	5 310	130 898 kWh
necessidades do edifício (AC)	69 461	62 276	68 863	66 468	69 461	68 684	68 863	69 461	65 870	69 461	67 066	68 265	811 983 kWh
autoconsumo (AC)	8 535	9 221	12 807	12 036	13 287	13 744	14 475	14 157	11 694	8 960	6 671	5 310	130 898 kWh
acumulado entregue à rede, passível de remuneração (AC)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0 kWh
Avaliação do desempenho													
rendimento global:	12%	da energia incidente			produtividade técnica:	1571 kWh/kW instalado							
rendimento relativo:	86%	(performance ratio)			i.e.	236 kWh/m² instalado							
					exploração real:	1571 kWh/kW instalado							
					i.e.	236 kWh/m² instalado							
Análise para DL 153/2014 (Unidades de Produção Distribuída)													
Potência do sistema:	83,3 kW	- deve ser menor que a potência contratada											
##### kWh < ##### kWh	[produção anual < consumo anual]												
Passível de remuneração:	0 kWh												

03/05/2023 19:48

Figura 60 - Resultados obtidos com o programa SCE.ER

O relatório indica que as necessidades do edifício durante o período de um ano são de 811 983 kWh ao passo que a produção é de apenas 130 898 kWh. Como referido anteriormente, o rendimento do bloco inversor é de 95,6% e não de 97% pelo que será necessário realizar uma correção ao valor do rendimento desse mesmo bloco. Assim tem-se

$$130898 * \frac{0,956}{0,97} \cong 129\ 008 \text{ kWh de produção disponível.}$$

Dividindo a produção disponível pelas necessidades do edifício chega-se às necessidades cobertas do edifício que são de aproximadamente 15,89%, como se pode verificar pelo cálculo

$$\frac{129\ 008 \text{ kWh}}{811\ 983 \text{ kWh}} * 100 \cong 15,89\%$$

$$Rendimento\ Global = \frac{Produção}{E_{Solar\ incidente}} = \frac{129\ 008}{1\ 029\ 610} = 0,125 \approx 13\%$$

$$Produtividade\ técnica = \frac{E_{produzida}}{P_{instalada}} = \frac{129\ 008 \text{ kWh}}{83,345 \text{ kW}} \approx 1\ 547,88 \text{ kWh/kW instalado}$$

$$Exploração\ real = \frac{E_{produzida}}{Área\ dos\ módulos} = \frac{129008 \text{ kWh}}{554,8 \text{ m}^2} = 232,53 \text{ kWh/m}^2$$

Verifica-se que os valores são ligeiramente diferentes dos obtidos no relatório do SCE.ER, isto porque se alterou o valor do rendimento do bloco inversor de maneira a corresponder com a realidade.

A potência de pico é superior à potência contratada, essa é uma opção válida desde que haja um método para cortar o excesso de produção quando a produção ultrapasse o valor da potência contratada.

5.1.3 VALORES SIMULADOS ATRAVÉS DO SOFTWARE PVGIS DAILY DATA

As Figura 61 a Figura 66 apresentam os valores do consumo real para o período entre 01/10/2020 e 01/10/2021, e valores de produção obtidos após aplicação das equações 19 e 20 aos dados extraídos do DAILY DATA do PVGIS para o mês selecionado. Os valores PsistI e PsistCS são referentes à potência produzida pelo sistema PV do edifício 8 para condições normais (médias) de irradiância global e à potência produzida pelo sistema PV do edifício 8 para condições de céu limpo de irradiância global, respetivamente.

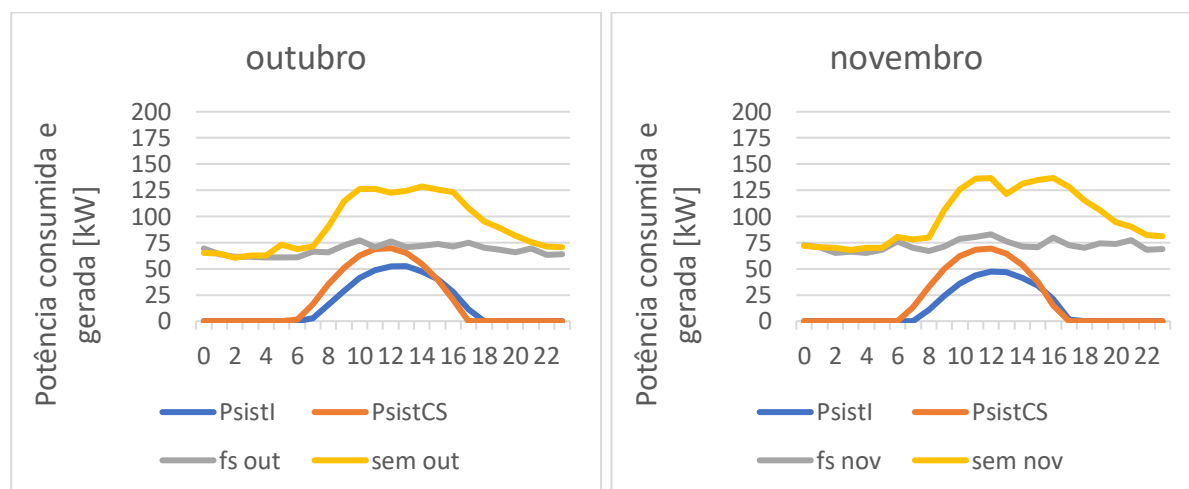


Figura 61 - Diagramas de carga diários referentes aos meses de outubro e novembro.

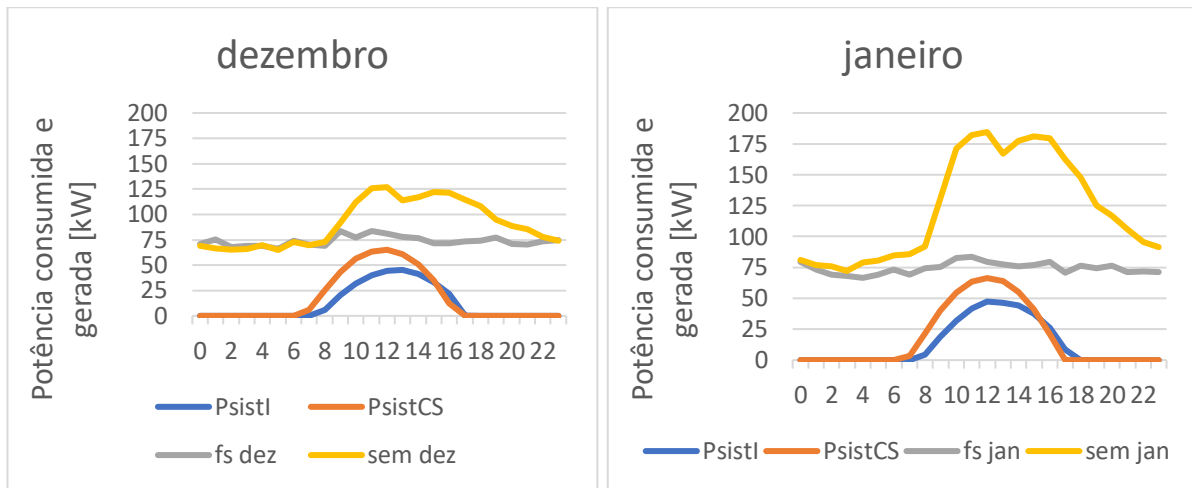


Figura 62 - Diagramas de carga diários referentes aos meses de dezembro e janeiro.

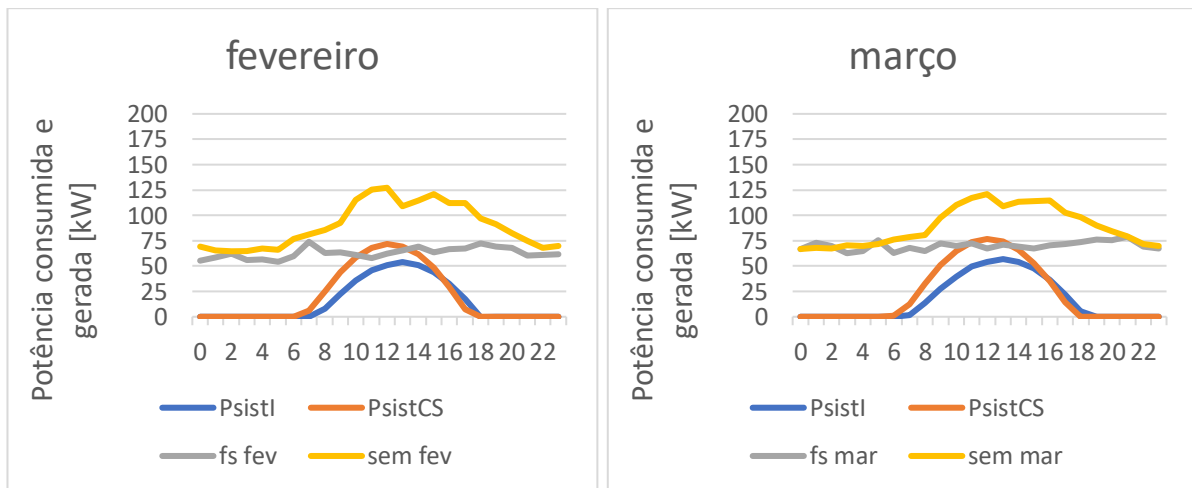


Figura 63 - Diagramas de carga diários referentes aos meses de fevereiro e março.

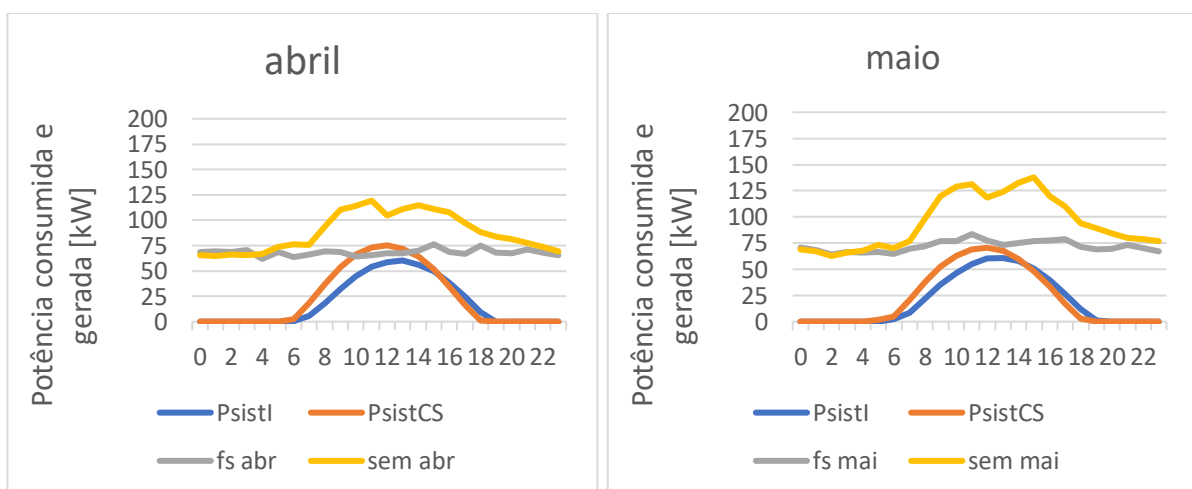


Figura 64 - Diagramas de carga diários referentes aos meses de abril e maio.

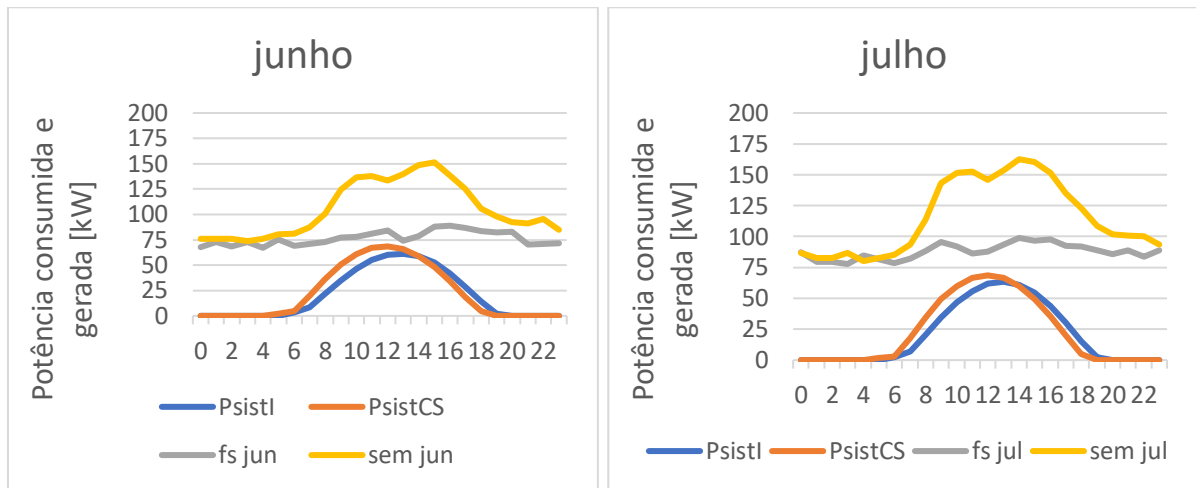


Figura 65 - Diagramas de carga diários referentes aos meses de junho e julho.

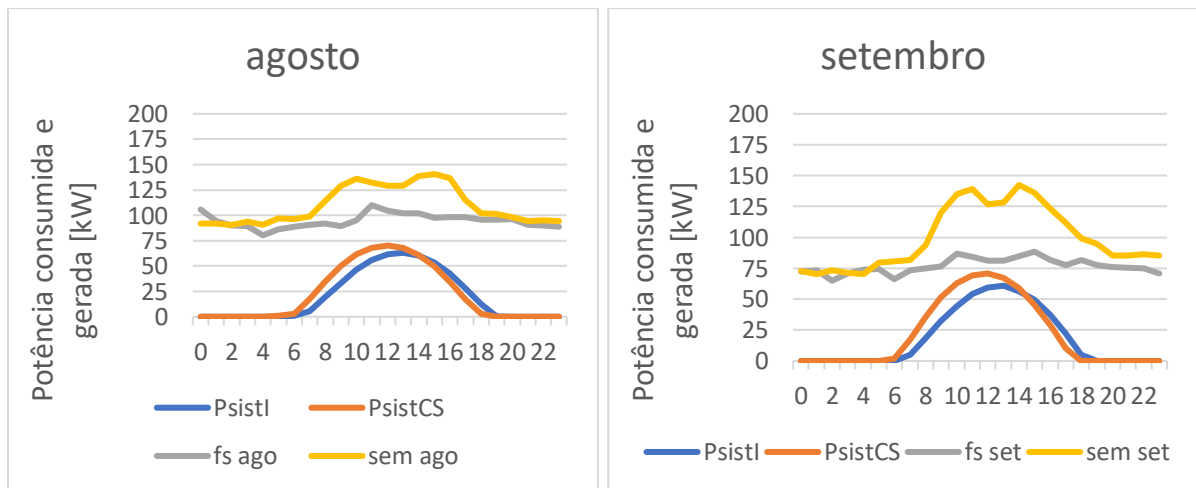


Figura 66 - Diagramas de carga diários referentes aos meses de agosto e setembro.

A partir dos diagramas de carga obtidos é possível verificar que os valores simulados de produção fotovoltaica são diferentes em condições médias de irradiância num plano fixo (PsistI) versus condições de céu limpo de irradiância num plano fixo (PsistCS) sendo as diferenças mais acentuadas nuns meses do que noutros. Conclui-se que nos meses de outubro a abril, os valores de PsistCS são bastante superiores aos valores de PsistI. Em outubro os valores de PsistCS foram em média 32% superiores aos de PsistI, em novembro 52%, em dezembro 48%, em janeiro 40%, em fevereiro 35%, em março 36% e em abril 25%. Já nos meses de maio a setembro (meses em que há mais calor e maiores níveis de radiação solar, considerados meses de verão) as curvas de produção de PsistI e PsistCS tendem a estar mais próximas uma da outra, sendo PsistCS em média maior que PsistI 15% em maio, 10% em

junho, 7% em julho, 11% em agosto e 17% em setembro. Estes valores podem ser consultados na Tabela 3.

Tabela 3 - Diferença média entre os valores de PsistCS e PsistI em percentagem para os meses do ano em estudo.

Mês do ano	(PsistCS > PsistI) em média
outubro	32%
novembro	52%
dezembro	48%
janeiro	40%
fevereiro	35%
março	36%
abril	25%
maio	15%
junho	10%
julho	7%
agosto	11%
setembro	17%
Média anual	27%

Dos diagramas de carga gerados é possível comparar os valores de produção registados na realidade com os valores de produção obtidos através da simulação. O que se verifica ao realizar esta comparação é que os valores de produção resultantes da simulação para condições médias de irradiância global num plano fixo (PsistI) são bastante superiores aos valores de produção experimentais. Em outubro a média dos valores de PsistI foram 39% superiores à média dos valores da produção real em dias de semana, em novembro 77%, em dezembro 74%, em janeiro 91%, em fevereiro 103%, em março 53%, em abril 76%, em maio 43%, em junho 54%, em julho 66%, em agosto 98% e em setembro 115%. Estes resultados encontram-se apresentados na Tabela 4.

Tabela 4 - Diferença média entre os valores de produção obtidos através da simulação PsistI e os valores registados na realidade em percentagem para os meses do ano em estudo.

Mês do ano	(PsistI > Produção real) em média
outubro	39%
novembro	77%
dezembro	74%
janeiro	91%
fevereiro	103%
março	53%
abril	76%
maio	43%
junho	54%
julho	66%
agosto	98%
setembro	115%
Média anual	74%

Quando se compara os valores simulados de produção em condições de céu limpo de irradiância num plano fixo (PsistCS) os valores de produção simulada PsistCS ainda são maiores que os valores de PsistI pelo que a diferença entre os valores simulados e experimentais ainda é maior. Em outubro a média dos valores de PsistCS foram 83% superiores à média dos valores da produção real em dias de semana, em novembro 168%, em dezembro 156%, em janeiro 168% em fevereiro 175%, em março 108%, em abril 120%, em maio 64%, em junho 79%, em julho 78%, em agosto 121% e em setembro 151%. Estes resultados encontram-se apresentados na Tabela 5.

Tabela 5 - Diferença média entre os valores de produção obtidos através da simulação PsistCS e os valores registados na realidade em percentagem para os meses do ano em estudo.

Mês do ano	(PsistCS > <i>Produção real</i>) em média
outubro	83%
novembro	168%
dezembro	156%
janeiro	168%
fevereiro	175%
março	108%
abril	120%
maio	64%
junho	79%
julho	78%
agosto	121%
setembro	151%
Média anual	123%

Existem várias hipóteses que podem explicar porque os valores de geração que seriam esperados obter, i.e., os valores de produção resultantes de simulação são superiores aos valores de produção experimentais. Entre elas tem-se a hipótese de ter havido pouca limpeza dos módulos fotovoltaicos (que deve ser efetuada duas a três vezes por ano). Esta é uma hipótese válida que pode ter contribuído para alguma perda de produção, mas os valores simulados são bastante maiores que os valores experimentais pelo que apenas a falta de limpeza não deve ter sido suficiente para que houvesse uma diferença tão acentuada entre valores simulados e experimentais. Por isso, uma outra causa que poderá ter um efeito mais relevante para as diferenças de valores obtidas é a ocorrência de avarias dos equipamentos, mais especificamente, avarias em inversores, que foi reportada pelos serviços técnicos, e módulos que tenham levado a que o sistema estivesse desligado da rede durante alguns períodos de tempo ou com níveis de produção abaixo do esperado quando comparado com os

valores de produção que se esperaria obter em condições normais de operação, isto é, sem avarias ou desligações da rede.

O facto de os valores PsistCS considerados condições de produção ideal para o sistema em estudo não ultrapassarem ou sequer estarem perto de igualar os valores do consumo do edifício 8 em dias de semana permite confirmar a hipótese sugerida anteriormente através da análise dos resultados com valores experimentais de que a UPAC instalada no edifício 8 do Campus de Gambelas estará subdimensionada para o edifício em que foi instalada.

5.1.4 VALORES SIMULADOS ATRAVÉS DO SOFTWARE PVGIS GRID CONNECTED

A Figura 67 apresenta alguns dos dados inseridos no programa em conjunto com os resultados de saída do programa.

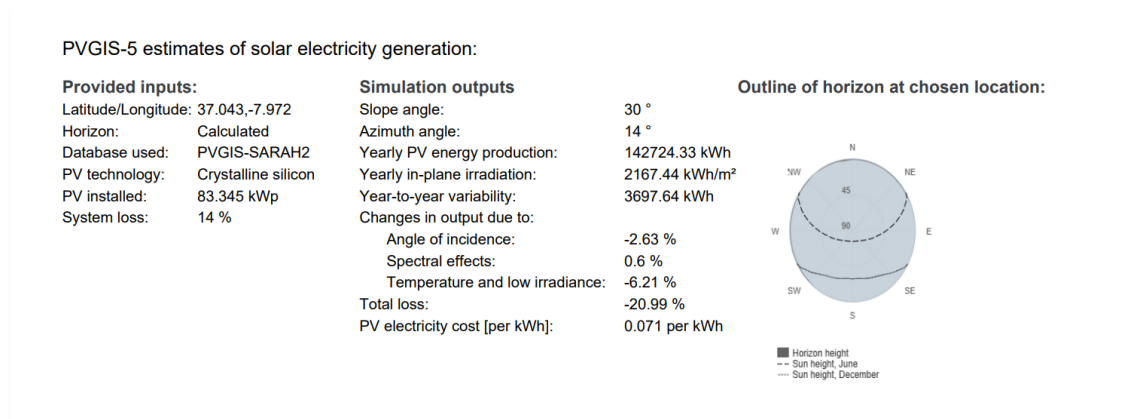
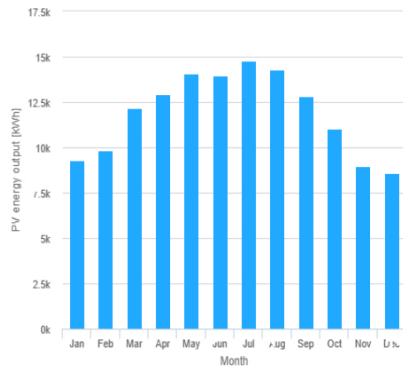


Figura 67 - Dados inseridos no PVGIS GRID CONNECTED em conjunto com alguns dos resultados de saída do programa.

O resultado da simulação indica que a produção de energia PV anual será de 142 742,33 kWh, a irradiação anual no plano será de 2 167,44 kWh/m², a variabilidade ano a ano será de 3 697,64 kWh. As variações da saída devido ao ângulo de incidência serão de -2,63%, devido aos efeitos espectrais de 0,6% e devido à temperatura e baixa irradiância de -6,21% resultando numa perda total de -20,99%. O custo de eletricidade PV por kWh é de 0,071 €/kWh.

As Figura 68 e Figura 69 apresentam os restantes resultados de saída do *PVGIS GRID CONNECTED*.

Monthly energy output from fix-angle PV system:



Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:

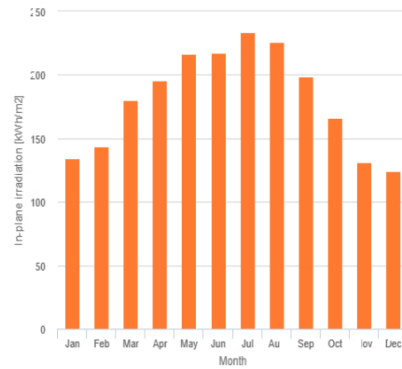


Figura 68 - Energia gerada por mês de sistema PV com ângulo fixo e Irradiação mensal no plano para ângulo fixo.

Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	9279.5	134.1	1430.4
February	9829.2	143.3	1358.0
March	12184.3	3180.3	1092.5
April	12949.8	8195.7	658.6
May	14079.2	2216.7	809.9
June	13943.5	5217.5	490.1
July	14757.8	8233.3	282.5
August	14302.8	226.0	446.5
September	12826.6	6198.6	498.0
October	11008.7	7166.5	925.0
November	8958.6	131.4	889.0
December	8604.4	124.0	992.0

E_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].
 H(i)_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m²].
 SD_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

Figura 69 - Energia fotovoltaica e irradiação solar mês a mês

A partir destes resultados é neste momento possível comparar os valores da produção média mensal de eletricidade do sistema definido obtidos com o software PVGIS GRID CONNECTED (E_m) com os valores da produção fotovoltaica (DC) mês a mês, obtida do software SCE.ER. Como se pode observar no gráfico da Figura 70.

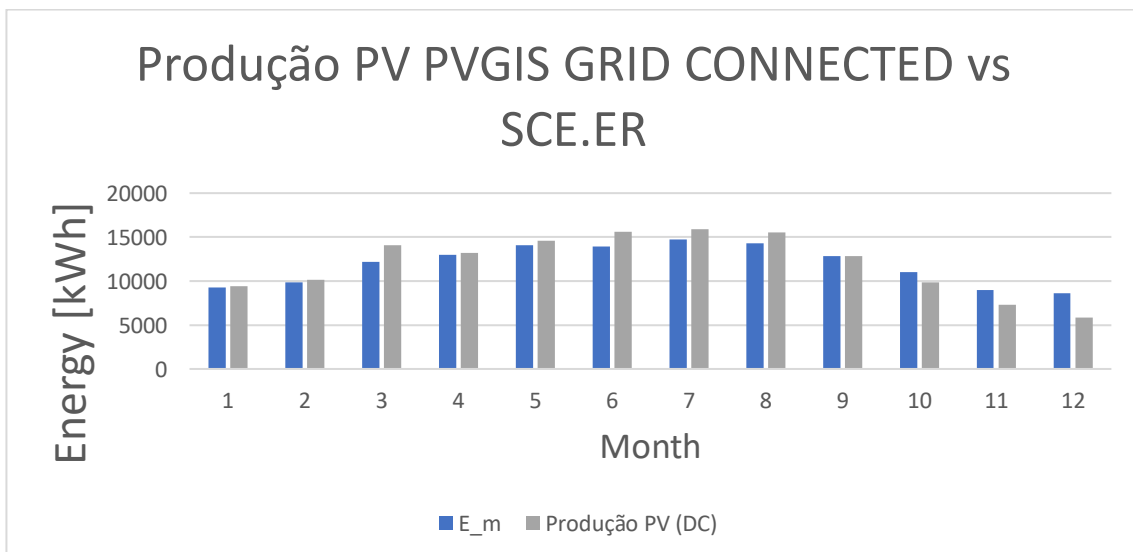


Figura 70 - Produção mês a mês PV PVGIS GRID CONNECTED vs SCE.ER

Através da análise dos dados que permitiram criar o gráfico da figura Figura 70, verifica-se que em janeiro a produção PV (DC) (resultante do SCE.ER) foi 1% maior que E_m (resultante do PVGIS *GRID CONNECTED*), em fevereiro 3%, em março 16%, em abril 2%, em maio 4%, em junho 12%, em julho 8% em agosto 9%, em setembro foram aproximadamente iguais, em outubro foi 12% inferior, bem como em novembro 22% inferior e dezembro 48% inferior. Estes valores encontram-se apresentados na Tabela 6.

Tabela 6 - Produção PV(DC) (resultante do SCE.ER) comparada com E_m (resultante do PVGIS GRID CONNECTED) para cada mês do ano em estudo.

Mês do ano	Produção PV (DC) comparada com E_m
outubro	12% inferior
novembro	22% inferior
dezembro	48% inferior
janeiro	1% superior
fevereiro	3% superior
março	16% superior
abril	2% superior
maio	4% superior
junho	12% superior
julho	8% superior
agosto	9% superior
setembro	aproximadamente igual

Na Figura 71 é ainda possível comparar a produção fotovoltaica anual simulada pelas duas ferramentas de simulação.

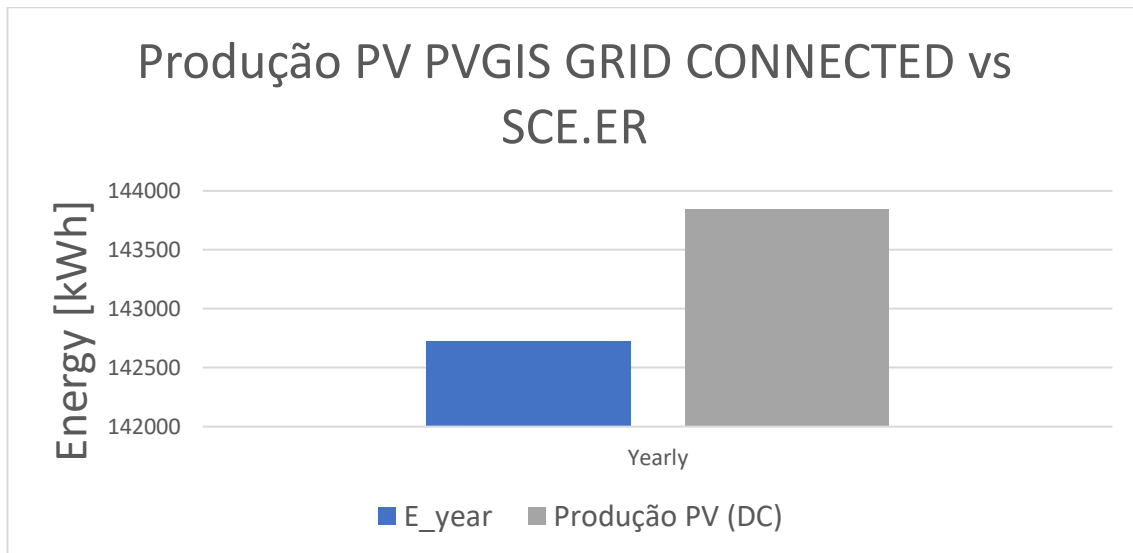


Figura 71 - Produção anual PV PVGIS GRID CONNECTED vs SCE.ER

Verifica-se que a produção PV (DC) prevista durante 1 ano foi 1% maior que E_m. Ou seja, o valor obtido para a produção fotovoltaica através do programa SCE.ER foi 1% superior ao obtido pelo programa PVGIS *GRID CONNECTED*, o que representa uma variação pouco significativa entre os dois programas.

Adicionalmente ao trabalho realizado inicialmente, com o objetivo de verificar a relação entre os dados das medições de produção PV com os resultados obtidos por simulação, para um conjunto de dados experimentais diferentes, foram recolhidos os valores medidos pelo sistema de medição de hora a hora para a produção de energia elétrica da UPAC instalada no edifício 8 no período de 01/01/2023 a 01/01/2024 e compilados por forma a criar um gráfico da produção fotovoltaica mês a mês para o ano de 2023, tal como se pode observar na Figura 72.

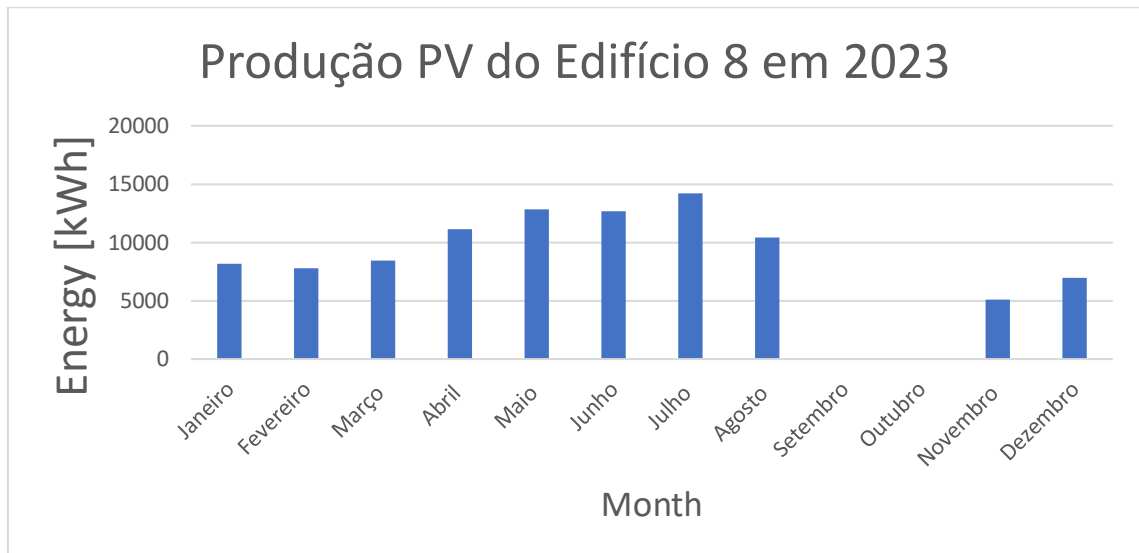


Figura 72 - Produção fotovoltaica mensal da UPAC instalada no Edifício 8 durante o ano de 2023.

Ao realizar a compilação dos dados, verificou-se que entre as 14 horas do dia 25/08/2023 e as 15 horas do dia 02/11/2023 o sistema esteve a ser reconfigurado o que levou à não obtenção dos valores da produção no referido período. A produção fotovoltaica anual em 2023, não incluindo os valores do período da falha da recolha de dados para o edifício 8, foi de 97 679,24 kWh.

Compilaram-se depois os valores recolhidos entre 01/10/2020 e 01/10/2021, com os valores recolhidos entre 01/01/2023 e 01/01/2024 e com os resultados da simulação com o PVGIS GRID CONNECTED, tal como se pode visualizar na Figura 73.

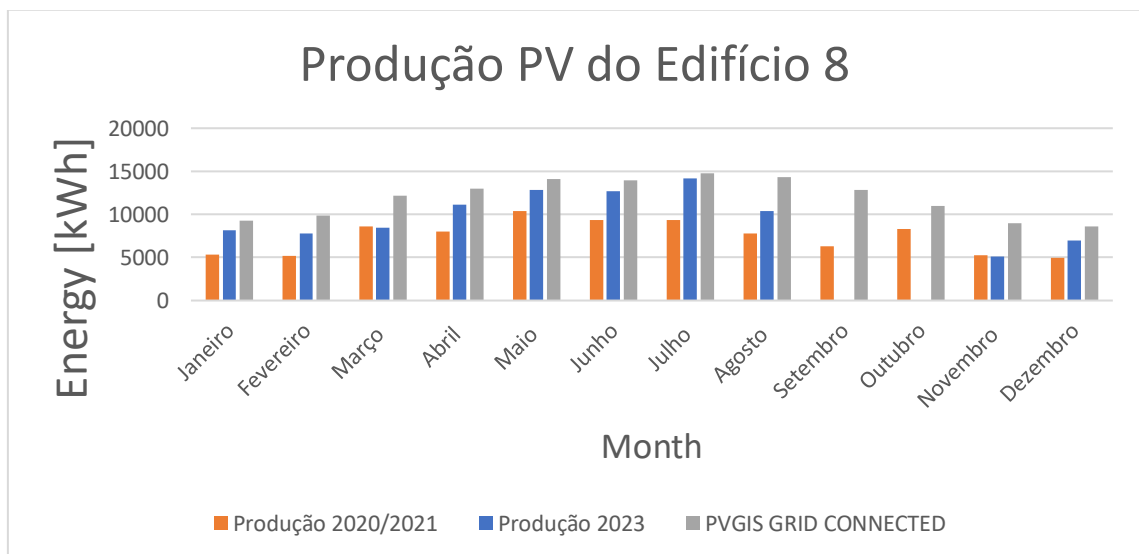


Figura 73 - Produção fotovoltaica mensal da UPAC instalada no Edifício 8 por mês

Verifica-se que os valores de geração PV medidos em 2023 são mais elevados que os valores recolhidos em 2020/2021 e mais próximos dos valores esperados pelo PVGIS. Se for considerada uma degradação de 1% ao ano para a potência produzida pelos painéis e tendo em consideração que a instalação tem mais de 10 anos então, conclui-se que a instalação está a produzir valores próximos dos previstos através do software. O gráfico obtido reforça a hipótese de a produção PV da UPAC instalada no edifício 8, ter estado abaixo do esperado para o período entre 01/10/2020 e 01/10/2021 devido a avarias nos inversores, que foram reportadas pelos serviços da UAIG.

5.1.5 ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÓMICA

Os resultados do estudo de viabilidade económica realizados com recurso a uma folha de cálculo do Excel para o edifício 8 foram: VAL= 179 630,41 €, TIR= 31,95% e ROI=9,28 anos. O custo unitário da energia produzida foi de 0,05 €/kWh. O tempo de retorno bruto foi de 4 anos.

Sendo o valor do VAL superior a 0€ significa que o investimento é rentável. Neste caso apresenta uma rentabilidade ao fim de 20 anos de 179 630,41 €. Sendo o valor das taxas de juro aplicadas no estudo de 8%, ao compará-las com a TIR que neste caso foi de 31,95% sendo a TIR superior às taxas de juro verifica-se mais uma vez que o projeto é viável. O tempo de retorno de investimento de 9,28 anos é inferior, cerca de metade do período de vida útil do sistema, pelo que o projeto é viável. O custo unitário da energia produzida de 0,05 €/kWh compara com o valor da tarifa média da energia consumida que foi de aproximadamente 0,30€/kWh em 2023, pelo que a energia custaria seis vezes menos a produzir com a UPAC instalada do que se fosse comprada da rede. O tempo de retorno bruto de 4 anos é um tempo de retorno bruto a médio prazo, que para este tipo de projeto é claramente aceitável.

5.2 RESULTADOS DO CASO DE ESTUDO DO EDIFÍCIO 2

5.2.1 VALORES EXPERIMENTAIS

As Figura 74 a Figura 79 apresentam os diagramas de carga diários obtidos para todos os meses do ano durante o período entre 01/01/2021 e 01/01/2022 no que ao consumo de energia elétrica diz respeito para o edifício 2, com base em valores experimentais (medidos) de consumo.

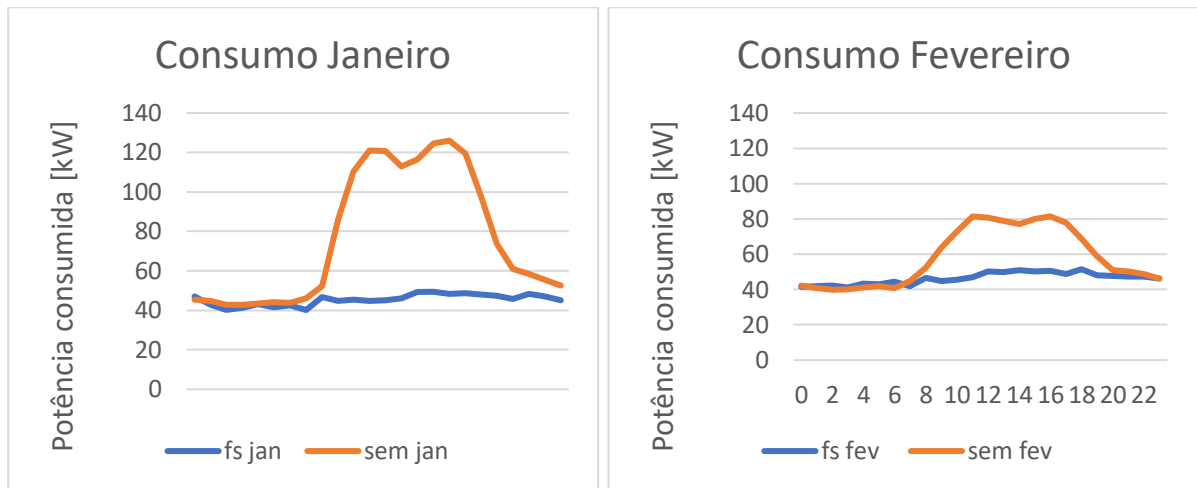


Figura 74 - Diagramas de carga diários referentes aos meses de janeiro e fevereiro.

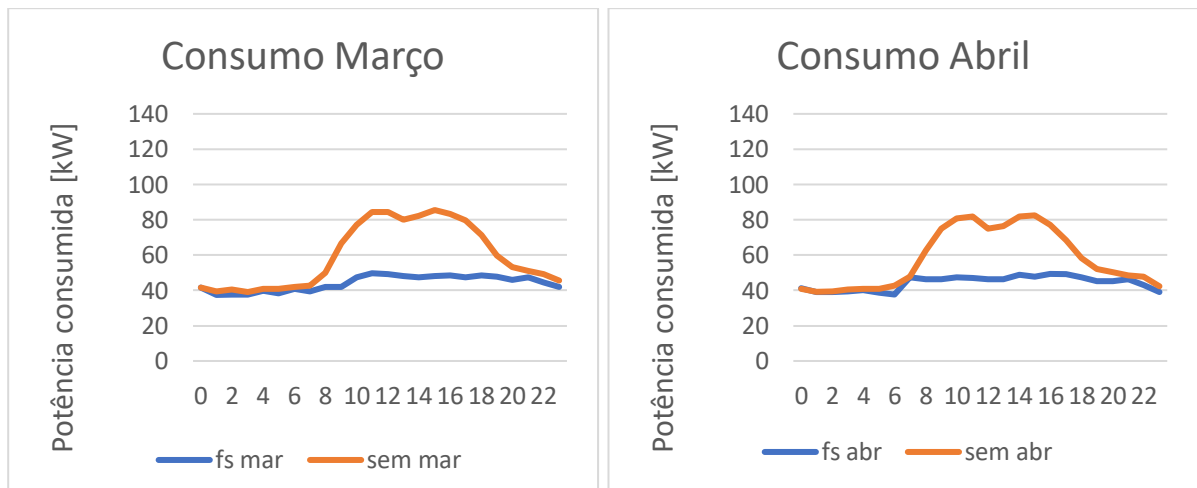


Figura 75- Diagramas de carga diários referentes aos meses de março e abril.

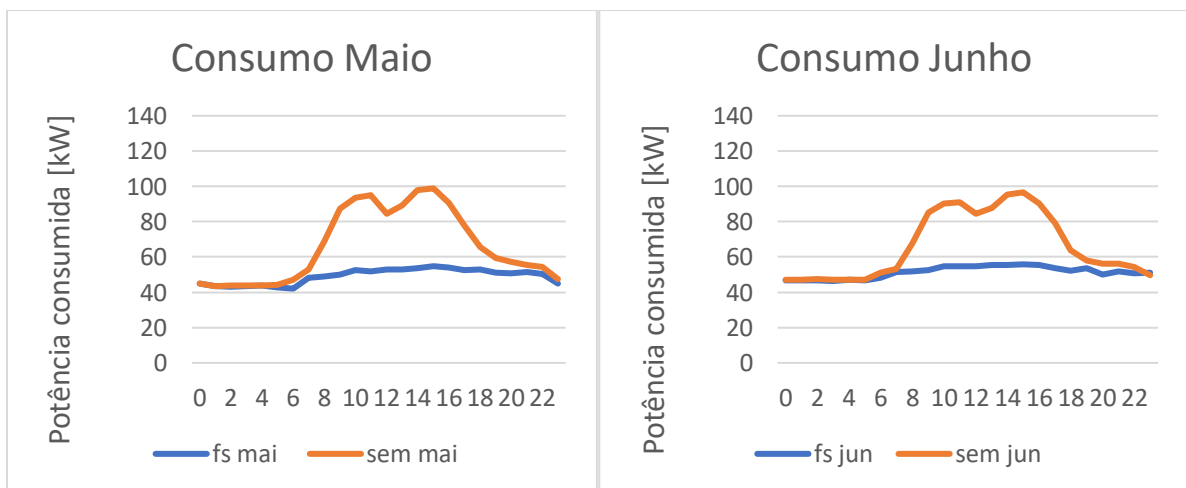


Figura 76 - Diagramas de carga diários referentes aos meses de maio e junho.

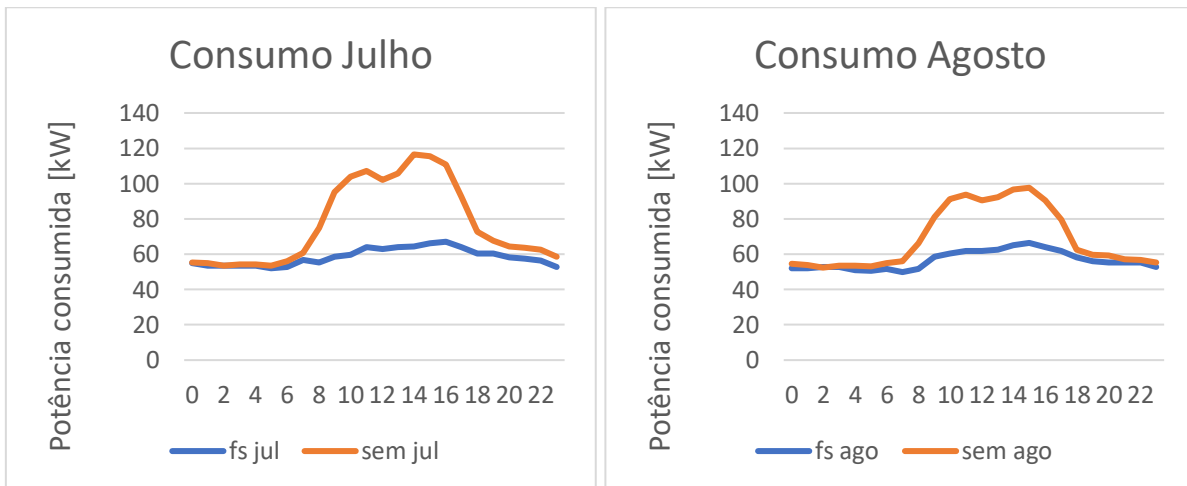


Figura 77 - Diagramas de carga diários referentes aos meses de julho e agosto.

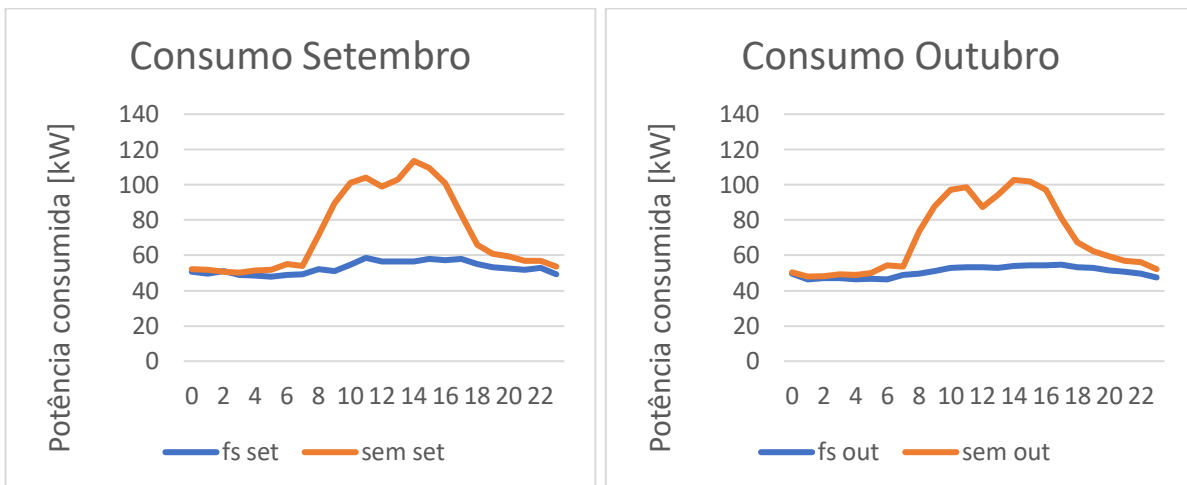


Figura 78 - Diagramas de carga diários referentes aos meses de setembro e outubro.

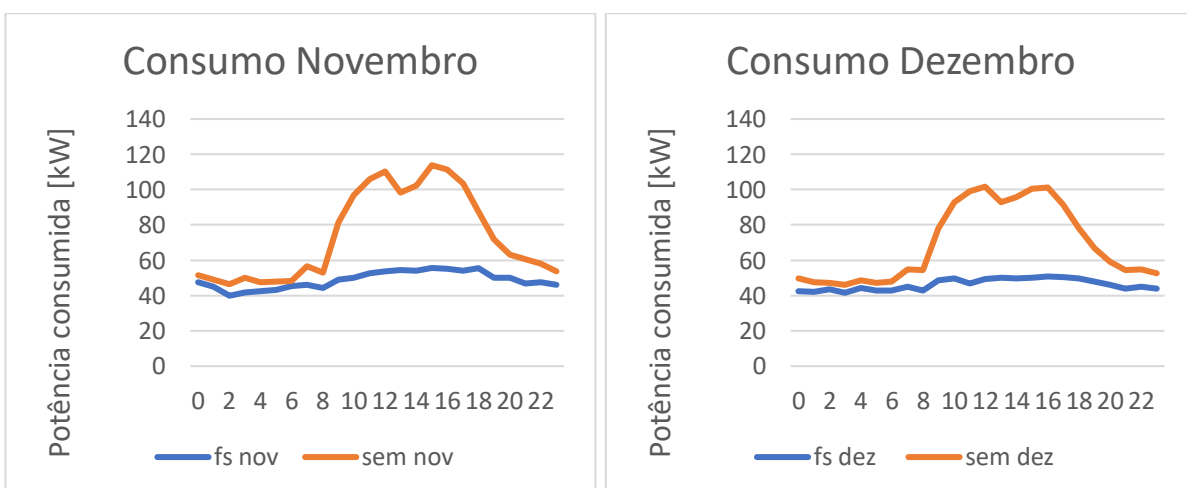


Figura 79 - Diagramas de carga diários referentes aos meses de novembro e dezembro.

Pela análise dos diagramas de carga diários para os 12 meses do ano verifica-se que o consumo de energia do edifício 2 é bastante superior nos dias de semana quando comparado com os

fins-de-semana. Nos meses de inverno o consumo nos dias de semana é 50% superior em dezembro, 69% superior em janeiro e 26% superior em fevereiro quando comparado ao consumo verificado nos fins-de-semana, já nos meses de verão o consumo nos dias semana é 29% superior em junho, 32% superior em julho e 22% superior em agosto quando comparado ao consumo verificado nos fins-de-semana.

Na maioria dos meses o consumo durante o dia é maior entre as 7 e as 20 horas atingindo o pico normalmente entre as 10 e as 16 horas. Estes resultados são expectáveis visto a maior utilização do edifício durante os dias de semana e durante as horas de trabalho. De notar ainda que entre as 12 e as 14 horas o consumo decresce ligeiramente em quase todos os meses do ano, devido a ser tempo da pausa para o almoço altura em que a utilização do edifício diminui.

5.2.2 VALORES SIMULADOS ATRAVÉS DO SOFTWARE SCE.ER

As Figura 80 a Figura 82 apresentam os resultados obtidos com o programa SCE.ER



Relatório de simulação de sistema solar fotovoltaico																								
<i>Sumário</i>																								
Instalação em exemplo A (Faro) 336,9 m ² de módulos EMSH 540BM HC montagem fixa com inclinação 30° e orientação 14°. Potência: 70,3 kW (nominal)										energia solar incidente: 624 960 kWh/ano produção fotovoltaica potencial (DC): 121 489 kWh/ano perdas de sistema (DC): -3 265 kWh/ano perdas e consumos parasíticos (AC): -4 120 kWh/ano produção (AC): 110 557 kWh/ano autoconsumo (AC): 110 029 kWh/ano					<u>Índices de desempenho</u> produtividade técnica: 1584 kWh/kW instalado aproveitado: 1565 kWh/kW instalado rendimento relativo: 85% (<i>performance ratio</i>) i.e. 17% da energia incidente necessidades cobertas: 20%									
<i>Local e clima</i>																								
NUTS III: Algarve					Município: Faro					Local: exemplo A					elevação: Algarve m					albedo: 28%				
obstruções do horizonte																								
azimute:	E	-85°	-80°	-75°	-70°	-65°	-60°	-55°	-50°	NE	-40°	-35°	-30°	-25°	-20°	-15°	-10°	-5°	S					
altura angular:	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3					
azimute:	S	5°	10°	15°	20°	25°	30°	35°	40°	NW	50°	55°	60°	65°	70°	75°	80°	85°	W					
altura angular:	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3					

Figura 80 - Resultados obtidos com o programa SCE.ER

A Figura 80 apresenta um Sumário da simulação e uma parte relativa ao Local e Clima.

Configuração e operação do sistema solar fotovoltaico														
Sistema fotovoltaico ligado à rede, com 130 módulos EM5H 540BM HC (336,9 m ²) com inclinação 30° e orientação 14°.														
Potência nominal da instalação 70,3 kW; módulos organizados em 26 fileiras (strings). A tensão máxima é 1084 V.														
Degradação máxima do rendimento dos módulos: 0,5% por ano (informação não utilizada em cálculos).														
Perdas ambientais: 0,5% por variação espectral, 0,5% por deposição de poeiras e sujidades sobre os módulos.														
Perdas eléctricas (DC): 1,0% na interconexão de módulos, 0,7% perdas resistivas gerais.														
Perdas operacionais: 6 horas (diurnas) para manutenção e reparação de avarias.														
Bloco de inversão e controlo típico A+ (97%) com eficiência 97,0% (definição Europeia).														
Perdas de 0,5% em transmissão e transformação para ligação à rede BT. Consumos parasíticos: 0,21 kWh/ano para ventilação.														
Sem baterias.														
Sistema explorado em regime de autoconsumo.														
Aproveitamento do recurso solar														
radiação solar directa														
	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	anual	
horizontal (à superfície)	5,4	7,0	11,0	11,6	15,3	19,7	19,4	17,6	11,7	6,6	4,4	2,8	11,0	kWh/m ² .dia
incidente nos módulos	9,7	10,8	14,0	12,4	14,4	17,4	17,7	13,8	9,3	7,6	5,3	12,5	12,5	kWh/m ² .dia
absorvida pelos módulos	9,6	10,6	13,8	12,2	14,1	17,0	17,3	13,5	9,2	7,4	5,2	12,3	12,3	kWh/m ² .dia
radiação solar global														
	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	anual	
no topo da atmosfera	17,1	22,2	29,1	34,7	39,7	41,7	40,6	36,4	30,0	22,7	16,3	13,3	28,7	kWh/m ² .dia
na horizontal (à superfície)	8,9	12,2	17,6	19,7	23,6	27,2	27,4	24,5	18,3	11,8	7,7	5,8	17,0	kWh/m ² .dia
incidente nos módulos	13,9	16,6	21,2	20,8	22,7	24,8	25,6	20,9	15,1	11,4	8,8	18,9	18,9	kWh/m ² .dia
absorvida pelos módulos	13,5	16,1	20,6	20,1	21,9	24,0	24,7	20,2	14,6	11,1	8,5	18,3	18,3	kWh/m ² .dia

Figura 81 - Resultados obtidos com o programa SCE.ER

A Figura 81 apresenta dados relativos à Configuração e operação do sistema solar fotovoltaico e ao Aproveitamento do recurso solar.

Desempenho energético														
temperatura														
	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	anual	
ambiente (média diária)	12	13	15	17	20	24	27	27	24	20	15	13	19	°C
nos módulos (média diurna)	38	36	41	38	42	46	52	58	56	48	45	37	45	°C
energia														
	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	anual	
radiação solar incidente	39 037	42 274	59 691	56 410	63 488	67 243	71 742	70 162	56 826	42 432	31 052	24 605	624 960	kWh
produção fotovoltaica (DC)	7 912	8 550	11 881	11 166	12 332	13 189	13 449	13 155	10 860	8 313	6 186	4 921	121 489	kWh
perdas do sistema (DC)	-213	-230	-319	-300	-331	-354	-361	-353	-292	-223	-166	-132	-3 265	kWh
consumos parasíticos (AC)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	kWh
outras perdas (AC)	-268	-290	-403	-379	-418	-447	-456	-446	-368	-282	-210	-167	-4 120	kWh
produção disponível (AC)	7 200	7 780	10 812	10 161	11 223	12 003	12 239	11 971	9 883	7 565	5 629	4 478	110 557	kWh
necessidades do edifício (AC)	47 171	42 260	46 724	45 087	47 171	46 590	46 724	47 171	44 640	47 171	45 534	46 277	551 017	kWh
autoconsumo (AC)	7 183	7 746	10 767	10 033	11 125	11 559	12 172	11 899	9 874	7 565	5 628	4 478	110 029	kWh
acumulado entregue à rede, passível de remuneração (AC)	18	52	96	224	322	378	445	517	526	526	528	528	528	kWh
Avaliação do desempenho														
rendimento global:	17%	da energia incidente			produtividade técnica:	1584 kWh/kW instalado								
rendimento relativo:	85%	(performance ratio)			i.e.	331 kWh/m ² instalado								
					exploração real:	1565 kWh/kW instalado								
					i.e.	327 kWh/m ² instalado								
Análise para DL 153/2014 (Unidades de Produção Distribuída)														
Potência do sistema:	70,3 kW	- deve ser menor que a potência contratada												
##### kWh < ##### kWh	[produção anual < consumo anual]													
Passível de remuneração:	528 kWh													

Figura 82 - Resultados obtidos com o programa SCE.ER

O relatório indica que as necessidades do edifício durante o período de um ano são de 551 017 kWh ao passo que a produção disponível é de apenas 110 557 kWh. Como referido anteriormente, o rendimento do bloco inversor é de 98,4% e não de 97% pelo que será necessário realizar uma correção ao valor do rendimento desse mesmo bloco. Assim tem-se, $110\ 557\ \text{kWh} * \frac{0,984}{0,97} = 112\ 152,67\ \text{kWh}$ de produção disponível.

Dividindo a produção disponível pelas necessidades do edifício chega-se às necessidades cobertas do edifício que são de aproximadamente 20%, como se pode verificar pelo cálculo

$$\frac{112\,152\text{ kWh}}{551\,017\text{ kWh}} * 100 \approx 20\%.$$

$$Rendimento\ Global = \frac{Produção}{E_{Solar\ incidente}} = \frac{112\,152}{624\,960} = 0,18 = 18\%$$

$$Produtividade\ técnica = \frac{E_{produzida}}{P_{instalada}} = \frac{112\,152\text{ kWh}}{70,3\text{ kW}} \approx 1\,595,33\text{ kWh/kW instalado}$$

$$Exploração\ real = \frac{E_{produzida}}{Área\ dos\ módulos} = \frac{112\,152\text{ kWh}}{336,9\text{ m}^2} = 332,89\text{ kWh/m}^2$$

5.2.3 VALORES SIMULADOS ATRAVÉS DO SOFTWARE PVGIS DAILY DATA

As Figura 83 a Figura 88 apresentam os valores do consumo real para o período entre 01/01/2021 e 01/10/2022, e valores de produção obtidos após aplicação das equações 19 e 20 aos dados extraídos do DAILY DATA do PVGIS para o mês selecionado. Os valores PsistI e PsistCS são referentes à potência produzida pelo sistema PV do edifício 2 para condições normais (médias) de irradiância global e à potência produzida pelo sistema PV do edifício 2 para condições de céu limpo de irradiância global, respetivamente.

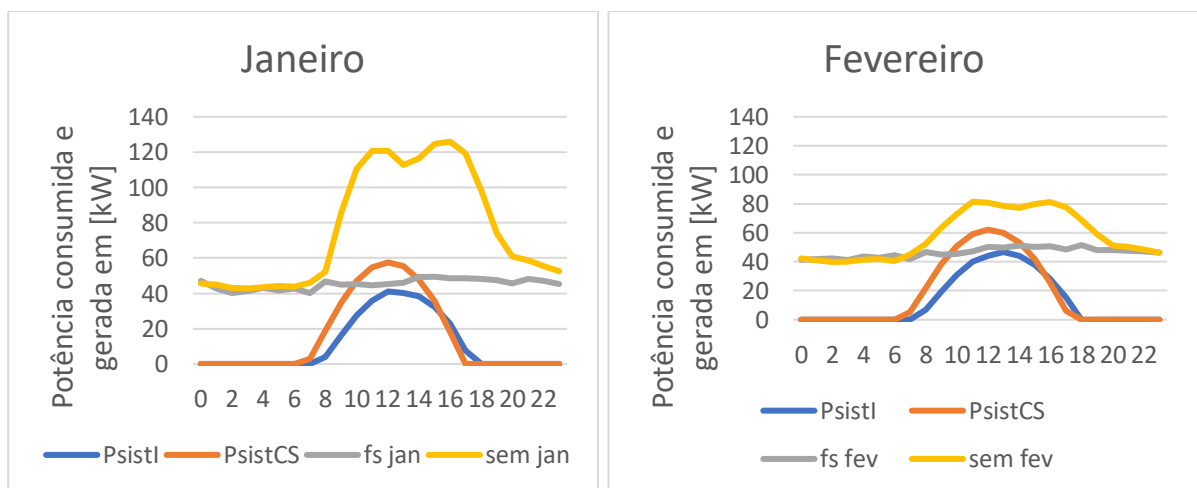


Figura 83 - Diagramas de carga diários referentes aos meses de janeiro e fevereiro.

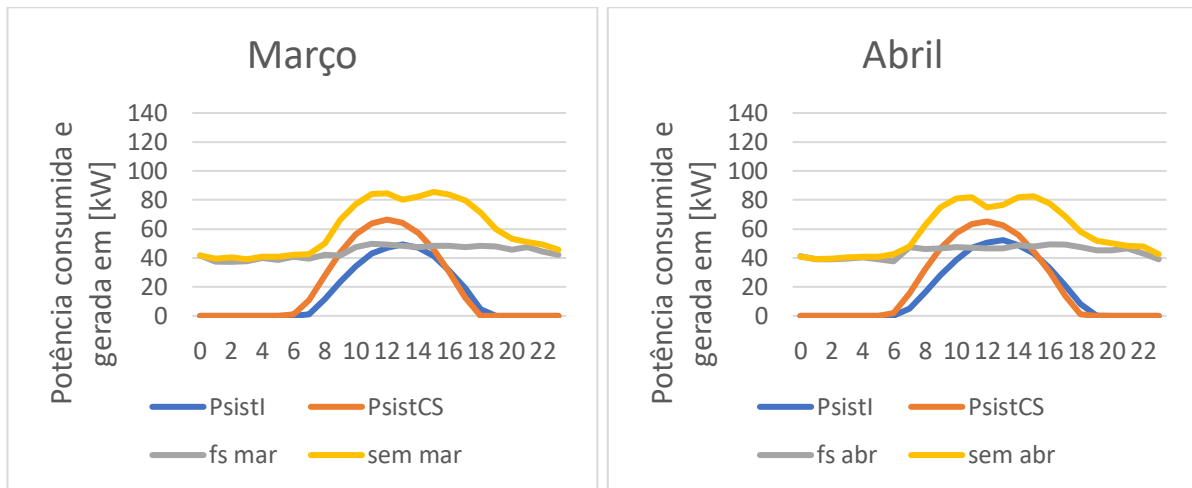


Figura 84- Diagramas de carga diários referentes aos meses de março e abril.

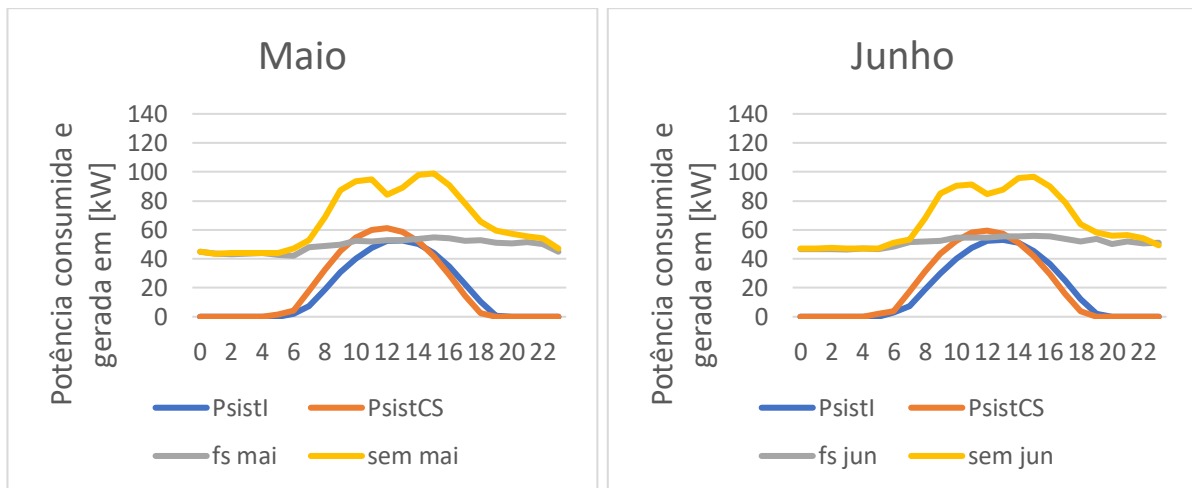


Figura 85- Diagramas de carga diários referentes aos meses de maio e junho.

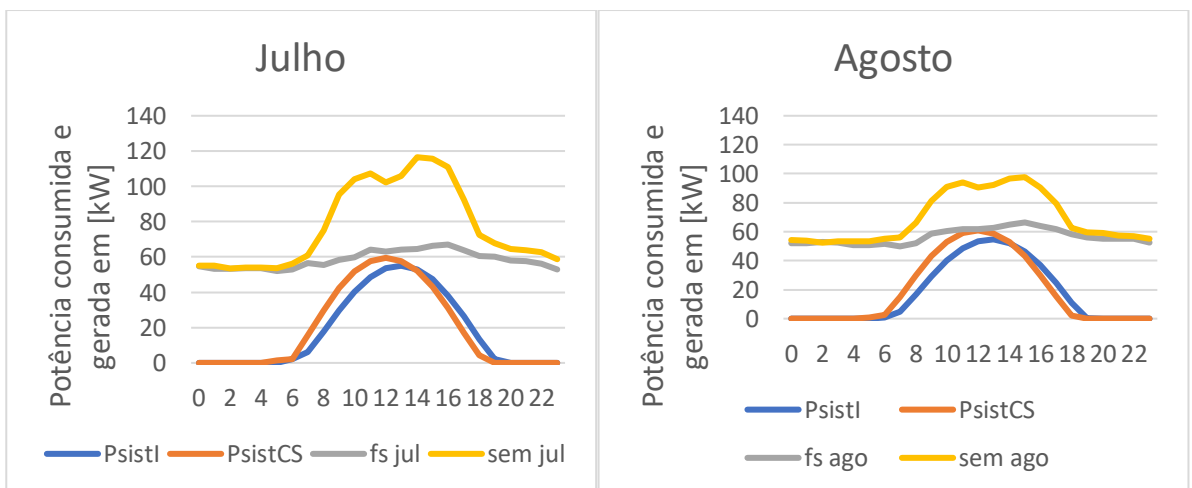


Figura 86- Diagramas de carga diários referentes aos meses de julho e agosto.

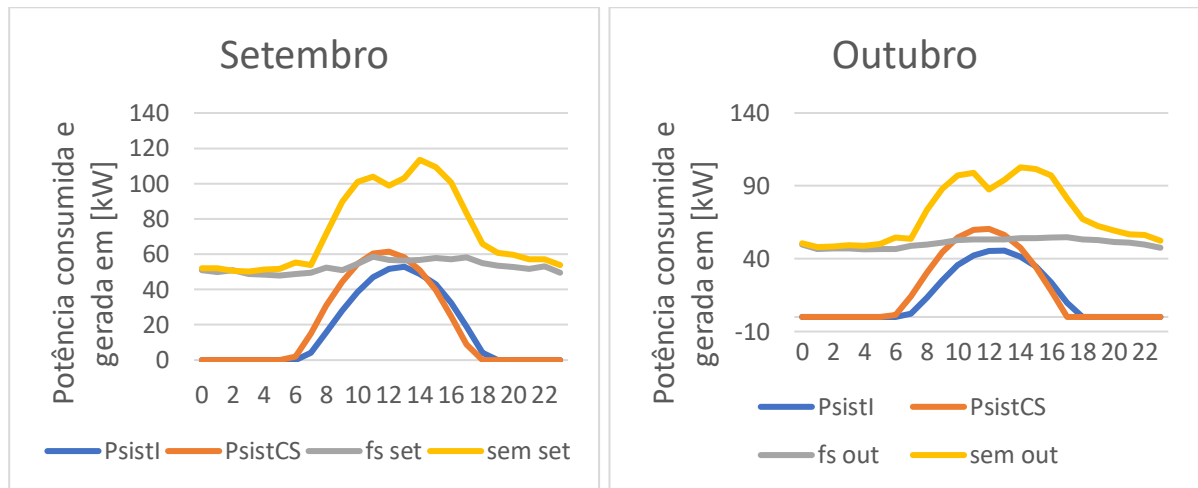


Figura 87- Diagramas de carga diários referentes aos meses de setembro e outubro.

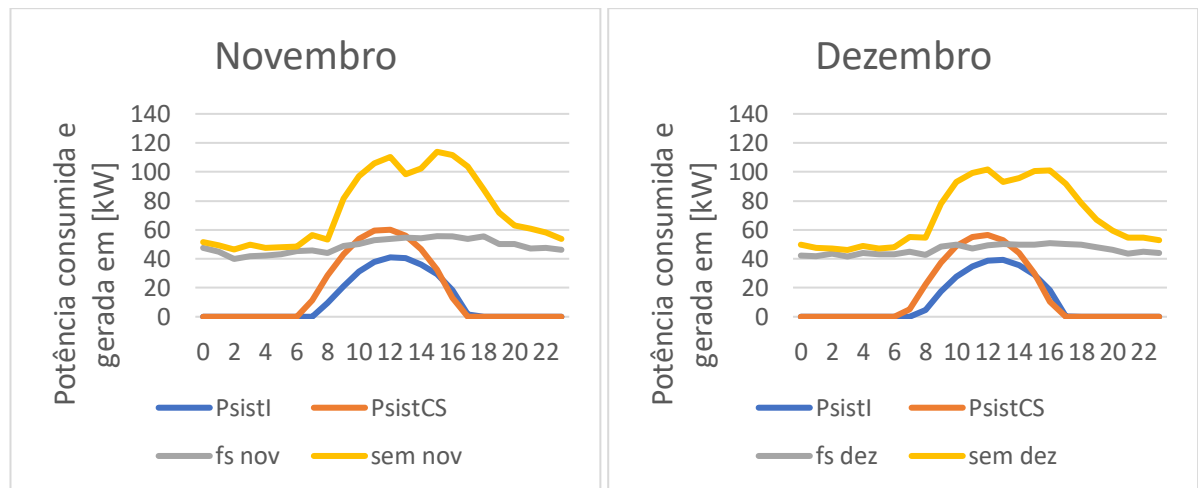


Figura 88- Diagramas de carga diários referentes aos meses de novembro e dezembro.

A partir dos diagramas de carga obtidos é possível verificar que os valores simulados de produção fotovoltaica são diferentes em condições médias de irradiância num plano fixo (PsistI) versus condições de céu limpo de irradiância num plano fixo (PsistCS) sendo as diferenças mais acentuadas nuns meses do que noutros. Conclui-se que nos meses de janeiro a abril e outubro a dezembro, os valores de PsistCS são bastante superiores aos valores de PsistI. Em janeiro os valores de PsistCS foram em média 40% superiores aos de PsistI, em fevereiro 32%, em março 36% e em abril 25%, em outubro 32%, em novembro 52%, em dezembro 48%. Já nos meses de maio a setembro (meses em que há mais calor e maiores níveis de radiação solar, considerados meses de verão) as curvas de produção de PsistI e PsistCS tendem a estar mais próximas uma da outra, sendo PsistCS em média maior que PsistI 15% em maio, 10% em junho, 7% em julho, 11% em agosto e 17% em setembro. Estes valores encontram-se apresentados na Tabela 7.

Tabela 7 - Diferença média entre os valores de PsistCS e PsistI em percentagem para os meses do ano em estudo.

Mês do ano	(PsistCS > PsistI) em média
janeiro	40%
fevereiro	32%
março	36%
abril	25%
maio	15%
junho	10%
julho	7%
agosto	11%
setembro	17%
outubro	32%
novembro	52%
dezembro	48%

Através da observação dos diagramas de carga é possível verificar que o sistema fotovoltaico fictício projetado para o edifício 2 está mais bem dimensionado para as necessidades de consumo energético do edifício 2 do que o sistema instalado no edifício 8 está para os consumos do edifício 8. Isto pode-se afirmar porque em alguns meses, como é o caso de fevereiro, março e abril, a curva de produção em condições ideais PsistCS obtida para a UPAC do edifício 2 quase iguala a curva de consumo para os dias de semana em algumas horas do dia, o que não acontece nas simulações realizadas para o caso da UPAC existente no edifício 8.

Observando as curvas de PsistI para ambos os casos, também se verifica que no caso do edifício 2 há uma maior percentagem de consumo coberta pela produção PV. Ainda assim, tendo em conta que a curva de PsistI (que é mais próxima dos valores de produção que se obtêm na realidade) apenas se aproxima dos valores de consumo dos dias de fim-de-semana em alguns meses do ano e nunca se aproxima suficientemente dos valores de consumo para os

dias de semana para os igualar ou ultrapassar pode-se afirmar que também o sistema fotovoltaico fictício projetado para o edifício 2 está subdimensionado para as necessidades de consumo de energia do edifício 2.

5.2.4 VALORES SIMULADOS ATRAVÉS DO SOFTWARE PVGIS GRID CONNECTED

A Figura 89 apresenta alguns dos dados inseridos no programa em conjunto com os resultados de saída do programa.

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

Provided inputs:

Latitude/Longitude: 37.045,-7.971
 Horizon: Calculated
 Database used: PVGIS-SARAH2
 PV technology: Crystalline silicon
 PV installed: 70.2 kWp
 System loss: 14 %

Simulation outputs

Slope angle: 30 °
 Azimuth angle: 14 °
 Yearly PV energy production: 120217.28 kWh
 Yearly in-plane irradiation: 2167.5 kWh/m²
 Year-to-year variability: 3114.61 kWh
 Changes in output due to:
 Angle of incidence: -2.63 %
 Spectral effects: 0.6 %
 Temperature and low irradiance: -6.21 %
 Total loss: -20.99 %
 PV electricity cost [per kWh]: 0.107 per kWh

Outline of horizon at chosen location:

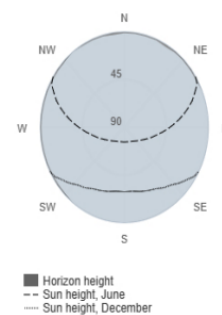
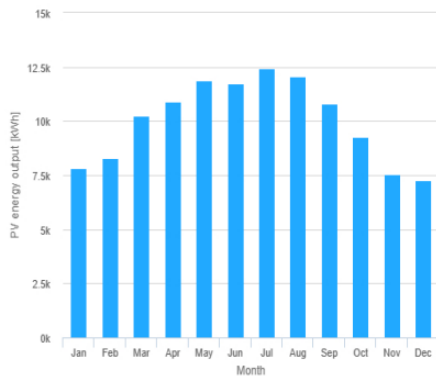


Figura 89 - Dados inseridos no PVGIS GRID CONNECTED em conjunto com alguns dos resultados de saída do programa.

O resultado da simulação indica que a produção de energia PV anual será de 120 217,28 kWh, a irradiação anual no plano será de 2 167,5 kWh/m², a variabilidade ano a ano será de 3 114,61 kWh. As variações da saída devido ao ângulo de incidência serão de -2,63%, devido aos efeitos espectrais de 0,6% e devido à temperatura e baixa irradiância de -6,21% resultando numa perda total de -20,99%. O custo de eletricidade PV por kWh é de 0,107€/kWh.

As Figura 90 e Figura 91 apresentam os restantes resultados de saída do *PVGIS GRID CONNECTED*.

Monthly energy output from fix-angle PV system:



Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:

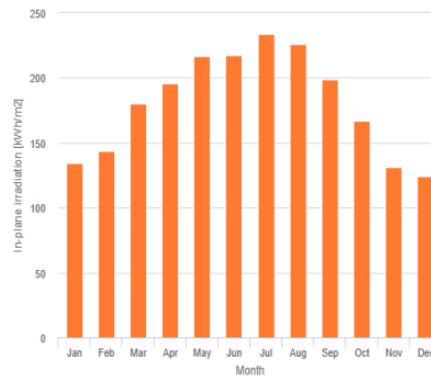


Figura 90 - Energia gerada por mês de sistema PV com ângulo fixo e Irradiação mensal no plano para ângulo fixo.

Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E_m	H(i)_m	SD_m	
January	7816.3	134.1	1204.9	E_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh]. H(i)_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m ²]. SD_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].
February	8279.2	143.3	1143.8	
March	10262.8	180.3	920.3	
April	10907.6	195.7	554.8	
May	11858.9	216.7	682.1	
June	11744.6	217.5	412.9	
July	12430.4	233.3	237.9	
August	12047.2	226.0	376.1	
September	10803.9	198.6	419.5	
October	9272.7	166.5	779.2	
November	7546.0	131.4	748.9	
December	7247.7	124.0	835.6	

Figura 91 - Energia fotovoltaica e irradiação solar mês a mês

A partir destes resultados é neste momento possível comparar os valores da produção média mensal de eletricidade do sistema definido obtidos com o software PVGIS *GRID CONNECTED* (E_m) com os valores da produção fotovoltaica (DC) mês a mês, obtida do software SCE.ER. Como se pode observar no gráfico da Figura 92.

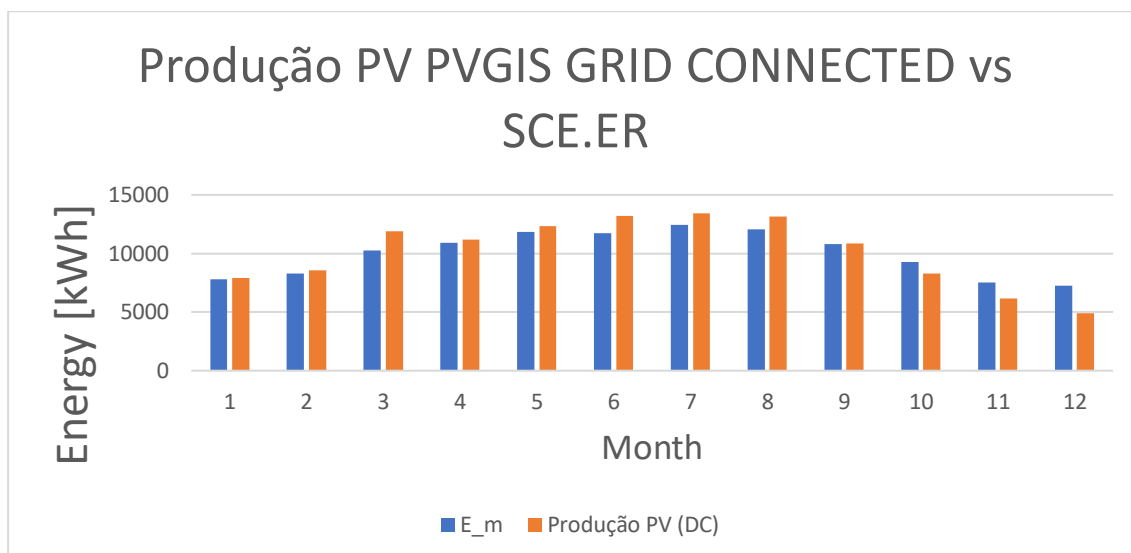


Figura 92 - Produção mês a mês PV PVGIS GRID CONNECTED vs SCE.ER

Através da análise dos dados que permitiram criar o gráfico da Figura 92, verifica-se que em janeiro a produção PV (DC) (resultante do SCE.ER) foi 1% maior que E_m (resultante do PVGIS GRID CONNECTED), em fevereiro 3%, em março 16%, em abril 2%, em maio 4%, em junho 12%, em julho 8% em agosto 9%, em setembro foram aproximadamente iguais, em outubro foi 12% inferior, bem como em novembro 22% inferior e dezembro 48% inferior. Estes valores encontram-se apresentados na Tabela 8.

Tabela 8 - Produção PV(DC) (resultante do SCE.ER) comparada com E_m (resultante do PVGIS GRID CONNECTED) para cada mês do ano em estudo.

Mês do ano	Produção PV (DC) comparada com E_m
janeiro	1% superior
fevereiro	3% superior
março	16% superior
abril	2% superior
maio	4% superior
junho	12% superior
julho	8% superior
agosto	9% superior

setembro	aproximadamente igual
outubro	12% inferior
novembro	22% inferior
dezembro	48% inferior

Na Figura 93 é ainda possível comparar a produção fotovoltaica anual simulada pelas duas ferramentas de simulação.

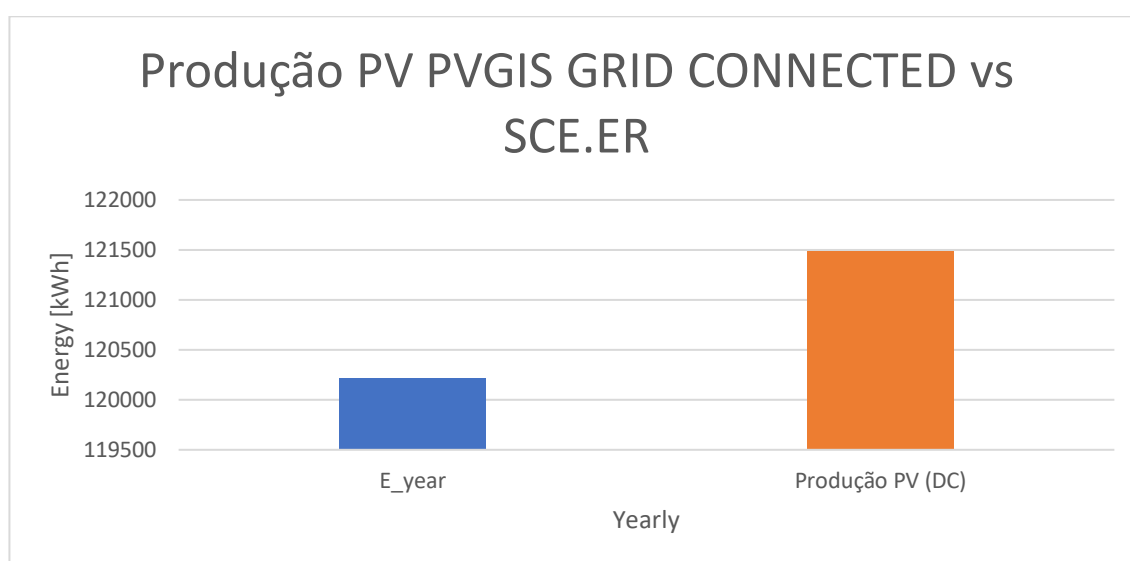


Figura 93 - Produção anual PV PVGIS GRID CONNECTED vs SCE.ER

Tal como para o edifício 8, os valores obtidos pelo software PVGIS GRID CONNECTED foram 1% inferiores aos valores obtidos com o software SCE.ER.

5.2.5 ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÓMICA

Os resultados do estudo de viabilidade económica realizados com recurso a uma folha de cálculo do Excel para o edifício 2 foram: VAL= 259 837,45 €, TIR= 35,18% e ROI=8,11 anos. O custo unitário da energia produzida foi de 0,13 €/kWh. O tempo de retorno bruto foi de 5 anos.

Sendo o valor do VAL superior a 0 € significa que o investimento é rentável. Neste caso apresenta uma rentabilidade ao fim de 20 anos de 259 837,45 €. Sendo o valor das taxas de juro aplicadas no estudo de 8%, ao compará-las com a TIR que neste caso foi de 35,18% sendo

a TIR superior às taxas de juro verifica-se mais uma vez que o projeto é viável. O tempo de retorno de investimento de 8,11 anos é inferior ao período de vida útil do sistema pelo que o projeto é viável. O custo unitário da energia produzida de 0,13 €/kWh compara com o valor da tarifa média da energia consumida que foi de aproximadamente 0,30€/kWh em 2023, pelo que a energia custaria 2 vezes menos a produzir com a UPAC instalada do que se fosse comprada da rede. O tempo de retorno bruto de 5 anos é um tempo de retorno bruto a médio prazo, que para este tipo de projeto é claramente aceitável.

5.3 DISCUSSÃO

No caso dos diagramas de carga obtidos através dos valores experimentais para o edifício 8 percebe-se que o sistema pode não estar bem dimensionado para o edifício, tendo em conta que o consumo de energia elétrica que existe no edifício é muito superior à potência PV produzida pela UPAC. Esta mesma possibilidade passa a ser confirmada como uma realidade quando são analisados os resultados das simulações obtidos com o software SCE.ER e com o software PVGIS *Daily Data*, isto é, a produção esperada simulada com ambos os programas não é suficiente para cobrir as necessidades de energia elétrica do edifício 8, pelo que o sistema está subdimensionado para o edifício em questão. Uma forma de melhorar o desempenho energético do edifício 8 seria colocar um sistema adicional de módulos PV na parte da cobertura do edifício ainda livre de módulos, que seja dimensionado por forma a aproximar a produção PV do consumo. Outra hipótese para melhorar o desempenho energético do edifício será a substituição de parte ou da totalidade do sistema já instalado por outro sistema de modo a aumentar a potência total instalada e consequentemente aumentar a produção PV gerada.

O valor do custo unitário da energia obtido com o estudo de viabilidade económica da simulação com o PVGIS no modo *Grid Connected* foi de 0,071 €/kWh que compara com os 0,05 €/kWh que foi obtido com a folha Excel. Considera-se preciso levar em consideração que a Universidade teve apoio de fundos comunitários para a compra e instalação do sistema instalado no edifício 8 e que por essa razão o custo unitário da energia obtido é bastante mais baixo do que aquele que seria obtido caso a UPAC tivesse sido adquirida sem o apoio desse tipo de fundos.

No caso dos resultados das simulações obtidos com o software SCE.ER e com o PVGIS *Daily Data*, para o edifício 2 verifica-se que o sistema dimensionado neste estudo não está

bem dimensionado para o edifício em questão tendo em conta que o consumo de energia elétrica que existe no edifício é muito superior à potência PV produzida pela UPAC nos dias de semana em quase todos os meses do ano. Isto é, a produção esperada simulada com ambos os programas não é suficiente para cobrir as necessidades de energia elétrica do edifício 2. O valor do custo unitário da energia obtido com o estudo de viabilidade económica da simulação com o PVGIS no modo *Grid Connected* foi de 0,107 €/kWh que compara com os 0,13 €/kWh que foi obtido com a folha Excel. O resultado da avaliação económica apresenta vantagens claras na utilização da UPAC fictícia no edifício 2.

A análise das curvas de produção e consumo de energia apresentadas ao longo deste trabalho mostram que a produção de energia fotovoltaica pode contribuir para a redução do consumo de energia dos edifícios 8 e 2 e conseqüentemente de outros edifícios de serviços do mesmo tipo nas horas de maior consumo. Isso ocorre porque a produção de energia fotovoltaica atinge o seu pico nas horas de maior consumo de energia destes edifícios, ou seja, durante o dia. Como resultado, a energia fotovoltaica pode ser utilizada para suprir a procura de energia dos edifícios durante essas horas, o que pode levar a uma redução no consumo de energia dos edifícios e nos custos de energia.

6

CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

Este trabalho foi iniciado com um 1º capítulo introdutório. No 2º capítulo procedeu-se à descrição das atividades desenvolvidas durante a realização do estágio na AREAL. Seguiu-se o 3º capítulo com informações relevantes para se compreender o trabalho a ser desenvolvido e a sua importância onde surgiram informações relativas à radiação solar no Mundo e em Portugal, aos sistemas de autoconsumo fotovoltaico, às CER e às ferramentas de simulação a ser usadas no trabalho, aos estudos de viabilidade económica e uma revisão da literatura existente relativa ao assunto em estudo. No 4º capítulo foi tratada a metodologia do trabalho desenvolvido que apresenta o caso de estudo UPAC instaladas nos edifícios do Campus de Gambelas da Universidade do Algarve, uma análise dos consumos e produção fotovoltaica anuais e determinação da quantidade de emissões de CO₂ evitada com os sistemas fotovoltaicos em estudo, um estudo do desempenho e viabilidade técnica, económica e ambiental da implementação de UPAC com sistemas fotovoltaicos em edifícios do Campus de Gambelas da Universidade do Algarve e ainda a avaliação da possibilidade de criação de uma CER no Campus de Gambelas da Universidade do Algarve. O 5º capítulo apresentou os resultados e discussão do trabalho realizado. Por fim foi feito este capítulo onde são tiradas as conclusões do trabalho e propostos possíveis trabalhos futuros.

6.1 ANÁLISE DO TRABALHO REALIZADO

Este estudo procurou avaliar a eficácia da UPAC instalada no edifício 8 que se verificou ter em termos experimentais uma cobertura de 11% do consumo total de energia elétrica do edifício no período estudado de um ano. Verificou-se com o recurso ao software SCE.ER que a cobertura deveria rondar os 15,89% do consumo total do edifício para este local e equipamento específico. Através da simulação realizada com recurso ao *PVGIS DAILY DATA* verificou-se que os valores de produção resultantes da simulação para condições médias de irradiância global num plano fixo são em média ao longo de um ano 74% superiores aos valores de produção experimentais. Isso significa que ao fim de um ano em condições de *PsistI* a produção esperada deveria cobrir 18,9% do consumo total do edifício. A simulação realizada com recurso ao *PVGIS GRID CONNECTED* sugere que o equipamento em teoria seria capaz de cobrir 17,6% do consumo de energia do edifício 8. Assim pôde-se concluir com a realização deste trabalho que a produção de energia da UPAC instalada no edifício 8 está abaixo do que seria expectável tendo em conta as 3 simulações realizadas. Este estudo permitiu concluir que o que terá levado a que as simulações tivessem valores superiores aos verificados na realidade, porque foram identificadas muito prováveis causas para esta discrepância, que estão associadas a avarias reportadas nos inversores que acarretaram paragens de parte da produção, e eventualmente a outros fatores diversos, como o sombreamento dos módulos fotovoltaicos, a temperatura ambiente média mais elevada, resultante das alterações climáticas, ou ainda a poluição do ar no local que pode levar a redução da irradiação solar, como alguns eventos pontuais de depósito de poeiras do Sahara.

Através do trabalho realizado concluiu-se que a UPAC instalada no edifício 8 está subdimensionada para o consumo de energia elétrica do edifício, e sugere-se aumentar a potência instalada neste edifício o que traria benefícios ambientais e económicos para a instituição.

Através da análise do consumo e produção fotovoltaica anual e determinação da quantidade de emissões de CO₂ evitada com o sistema fotovoltaico instalado no edifício 8 verificou-se que terão sido evitadas no mínimo 24,244 toneladas de emissões CO₂ para a atmosfera entre (01/10/2020 e 01/10/2021). Também se verificou em primeiro lugar que o sistema fotovoltaico instalado no edifício contribui de forma significativa para a redução das pegadas ecológica e carbónica do edifício e em segundo lugar que do ponto de vista da tentativa de redução do

consumo de recursos e do aumento da eficiência do edifício será útil aumentar a geração fotovoltaica do mesmo.

Através da avaliação económica constatou-se que tendo como base o valor médio tarifa de 0,304425€/kWh e a produção durante o período estudado de 88 790,33 kWh de energia, se alcançaram poupanças a rondar os 27 030 € nesse ano. O custo unitário da energia produzida de 0,05 €/kWh compara com o valor da tarifa média da energia consumida que foi de aproximadamente 0,30€/kWh em 2023, pelo que a energia custaria seis vezes menos a produzir com a UPAC instalada do que se fosse comprada da rede. Esta análise permitiu ainda concluir que a UPAC instalada no edifício 8 é rentável do ponto de vista económico.

A metodologia implementada no trabalho permitiu atingir os seus objetivos na medida em que permitiu analisar os consumos e produção real do edifício 8, calcular a energia produtível através de software dedicado, comparar o consumo com a produção e tirar conclusões. A análise dos consumos e produção real do edifício 8 permitiu identificar o perfil de consumo do edifício, bem como o perfil de produção da energia fotovoltaica. Isso foi essencial para compreender se a energia fotovoltaica é adequada aos consumos do edifício. O cálculo da energia produtível através de software dedicado permitiu estimar a quantidade de energia que se esperaria que fosse produzida pelo sistema fotovoltaico instalado no edifício 8. A comparação do consumo com a produção permitiu determinar se a produção de energia fotovoltaica é suficiente para suprir os consumos do edifício. Isso foi fundamental para avaliar a eficiência do sistema PV, bem como para avaliar a viabilidade técnica e económica da instalação do sistema fotovoltaico.

Relativamente à UPAC fictícia projetada para ser instalada no edifício 2, verificou-se com o recurso ao software SCE.ER que a cobertura deveria rondar os 20% do consumo total do edifício para este local e equipamento específico, já a simulação realizada com recurso ao *PVGIS GRID CONNECTED* sugere que o equipamento em teoria seria capaz de cobrir 21,8% do consumo de energia do edifício 8. Através da avaliação económica constatou-se que o custo unitário da energia produzida pela UPAC fictícia projetada para o edifício 2 seria de 0,13 €/kWh compara com o valor da tarifa média da energia consumida que foi de aproximadamente 0,30€/kWh em 2023, pelo que a energia custaria 2 vezes menos a produzir

com a UPAC do que se fosse comprada da rede. Esta análise permitiu ainda concluir que a UPAC instalada no edifício 2 é rentável do ponto de vista económico.

Através dos estudos de viabilidade económica conclui-se que os sistemas fotovoltaicos produzem energia nas horas em que a energia é mais cara, sendo, portanto, bastante adequados no que diz respeito à diminuição dos custos associados ao consumo de energia.

Constatou-se com este trabalho que, se instaladas em todos os edifícios do Campus, as UPAC irão contribuir de forma muito significativa para a sustentabilidade do mesmo, podendo evitar, com o dimensionamento adequado, centenas de toneladas de emissões de CO₂ para a atmosfera por ano.

Com a realização deste trabalho chegou-se ainda à conclusão de que do ponto de vista legal não é possível a criação de uma Comunidade Energética Renovável no Campus de Gambelas da Universidade do Algarve porque o Campus de Gambelas constitui um só cliente e de acordo com o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro [8], uma comunidade de energia renovável deve ser constituída por um mínimo de dois clientes finais. Também se concluiu que mesmo que a legislação em vigor em Portugal permitisse que uma CER fosse constituída por um só cliente final a mesma seria na prática inviável do ponto de vista financeiro, uma vez que, os custos de implantação e operação da infraestrutura de geração de energia renovável, bem como os requisitos técnicos que as CER podem ser obrigadas a cumprir como a utilização de equipamentos de sistemas de geração de energia limpa com uma determinada eficiência são elevados e para que uma comunidade de energia renovável seja economicamente viável, é necessário que haja um número suficiente de clientes para partilhar os custos, caso contrário todos os custos teriam de ser suportados por uma única pessoa ou neste caso em concreto entidade.

6.2 TRABALHOS FUTUROS

À data de realização deste trabalho, estava a ser instalada uma UPAC no edifício 2 do Campus de Gambelas. Por essa razão, ainda não existiam dados recolhidos para medir a produção PV que estava a ser e iria ser feita por essa UPAC. Quando existir um espaço temporal de dados recolhidos dessa UPAC não inferior a 1 ano poderá ser feito o mesmo estudo para o edifício 2 que o estudo que foi feito para o edifício 8. Ou seja, será possível comparar os valores da

produção real com os valores do consumo real do edifício 2 e verificar se o sistema instalado nesse edifício cobre totalmente, parcialmente ou não cobre de todo as necessidades de consumo de energia elétrica do edifício 2 ao longo do ano. Da mesma forma, será possível realizar as simulações recorrendo ao software SCE.ER e ao software PVGIS no modo *Daily Data* e no modo *Grid Connected*, por forma a verificar se a produção real do sistema está a ser de acordo com o que seria de esperar tendo em conta os resultados das simulações realizadas. Por outras palavras, pretende-se fazer um estudo de acompanhamento da performance do sistema fotovoltaico que está a ser instalado no edifício 2 do Campus de Gambelas semelhante ao estudo que foi feito neste trabalho para o edifício 8 do Campus de Gambelas.

Poderão ser feitos estudos semelhantes, de medição de performance e viabilidade de instalação de UPAC em edifícios universitários dos quais resultam ações concretas a tomar para tornar os edifícios mais eficientes do ponto de vista energético, económico e ambiental, para todos os edifícios dos 3 Campus com que conta atualmente a Universidade do Algarve, nomeadamente, o Campus de Gambelas, da Penha e de Portimão. Trabalhos futuros de carácter semelhante realizados para outros edifícios da Universidade do Algarve, podem trazer enormes benefícios em matéria de sustentabilidade, contribuindo para a redução das emissões de CO₂, redução de custos associados ao consumo de energia elétrica, diminuição da dependência energética da rede com o aumento da resiliência e autossuficiência em casos de interrupção do fornecimento de energia, estímulo da inovação e pesquisa, cumprimento de metas ambientais e de sustentabilidade e valorização do património.

REFERÊNCIAS

- [1] “AREAL - Agência Regional de Energia e Ambiente do Algarve,” [Online]. Available: <https://www.areal-energia.pt/servicos/>. [Acedido em 3 12 2023].
- [2] “Repositório Areal - Agência Regional de Energia e Ambiente do Algarve”.
- [3] “SMA Sunny Design,” [Online]. Available: <https://www.sunnydesignweb.com/sdweb/#/>. [Acedido em 3 12 2023].
- [4] “Análise Termográfica - DGC,” [Online]. Available: <https://dgcgme.pt/servio/analise-termografica/>. [Acedido em 1 4 2023].
- [5] F. E. r. F. Energia Fotovoltaica manual sobre tecnologias, projeto e instalação, www.portal-energia.com, 2004.
- [6] “Radiação solar – Wikipédia, a enciclopédia livre,” [Online]. Available: https://pt.wikipedia.org/wiki/Radia%C3%A7%C3%A3o_solar. [Acedido em 3 12 2023].
- [7] “Global Solar Atlas,” [Online]. Available: <https://globalsolaratlas.info/download/portugal>. [Acedido em 3 12 2023].
- [8] “Diário da República, 1ª série - Decreto-Lei n.º 15/2022,” 14 jan 2022. [Online]. Available: <https://files.dre.pt/1s/2022/01/01000/0000300185.pdf>.
- [9] “Manual Autoconsumo e CER Manual Digital - Guia Legislativo,” 2022. [Online]. Available: https://www.dgeg.gov.pt/media/llfo2mvn/capitulo-i-legisla%C3%A7%C3%A3o_rev_1.pdf.
- [10] “República Portuguesa Despacho N.º:46/2019,” 30 12 2019. [Online]. Available: https://www.dgeg.gov.pt/media/oiveuplj/2019_despacho_46_dg_serup_procedimentos_upac.pdf. [Acedido em 10 dezembro 2023].
- [11] “Diário da República, 1.ª série — N.º 162 — 23 de Agosto de 2006,” 23 agosto 2006. [Online]. Available: <https://files.dre.pt/1s/2006/08/16200/61186156.pdf>.
- [12] “Diário da República, 1.ª série — N.º 106 — 3 de junho de 2019,” 3 junho 2019. [Online]. Available: <https://files.dre.pt/1s/2019/06/10600/0279202865.pdf>.

- [13] “Diário da República, 1.^a série - Nº 206 - 25 de outubro de 2019,” 25 outubro 2019. [Online]. Available: <https://files.dre.pt/1s/2019/10/20600/0004500062.pdf>. [Acedido em 10 dezembro 2023].
- [14] “Diário da República, 1.^a série - Nº 16 - 23 de janeiro de 2020,” 23 janeiro 2020. [Online]. Available: <https://files.dre.pt/1s/2020/01/01600/0000600007.pdf>.
- [15] “DGEG DESPACHO Nº: 4/2020 DATA: 3 fevereiro 2020,” 3 fevereiro 2020. [Online]. Available: https://www.dgeg.gov.pt/media/uhtdo111/2020_despacho_4_ric_rtq-e-anexo.pdf.
- [16] “ERSE REGULAMENTO N.º 8/2021 de 7 de abril,” 7 abril 2021. [Online]. Available: https://d2gi4wa9gc3xa5.cloudfront.net/app/uploads/2021/04/regulamento-erse-n-o-8_2021.pdf.
- [17] “Diário da República, 2.^a série 8 de janeiro de 2021,” 8 janeiro 2021. [Online]. Available: <https://www.apren.pt/contents/legislation/diretiva-1-2021-erse-9836.pdf>.
- [18] “Enquadramento legal,” [Online]. Available: <https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-setoriais/energia/energia-eletrica/producao-de-energia-eletrica/producao-descentralizada-autoconsumo-e-upp-mp-mn/autoconsumo-e-cer/enquadramento-legal/>. [Acedido em 3 12 2023].
- [19] “Jornal Oficial da União Europeia,” 11 (21) dezembro 2018. [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001>. [Acedido em 3 12 2023].
- [20] “Solar fotovoltaico,” [Online]. Available: <https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-setoriais/energia/energias-renovaveis-e-sustentabilidade/energia-solar/solar-fotovoltaico/>. [Acedido em 3 12 2023].
- [21] A. Pedro Martins Loureiro, “Ciências, Tecnologias e Análise Económica de Sistemas de Energia Fotovoltaica,” Dissertação de Mestrado, Universidade do Minho, Escola de Ciências, 2017.
- [22] I. Maia Mendes, “Dimensionamento de um Sistema de Energia Fotovoltaica para Autoconsumo,” Dissertação de Mestrado, Porto, Instituto Superior de Engenharia do Porto, 2019.

- [23] “DGEG - Energias Renováveis e Sustentabilidade,” [Online]. Available: <https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-setoriais/energia/energias-renovaveis-e-sustentabilidade/comunidades-de-energia/>. [Acedido em 3 12 2023].
- [24] “Comunidades de Energia - O que é uma Comunidade de Energia?,” [Online]. Available: <https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-setoriais/energia/energias-renovaveis-e-sustentabilidade/comunidades-de-energia/o-que-e-uma-comunidade-de-energia/>. [Acedido em 3 12 2023].
- [25] “Comunidades de Energia - Comunidades de Energia Renovável em Portugal,” [Online]. Available: <https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-setoriais/energia/energias-renovaveis-e-sustentabilidade/comunidades-de-energia/comunidades-de-energia-renovavel-em-portugal/>. [Acedido em 3 12 2023].
- [26] DGEG, “Energias Renováveis e Sustentabilidade,” [Online]. Available: <https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-setoriais/energia/energias-renovaveis-e-sustentabilidade/sce-er/>. [Acedido em 3 12 2023].
- [27] “Diário da República, 2.^a série — N.º 42 — 1 de março de 2016,” 1 março 2016. [Online]. Available: <https://files.dre.pt/2s/2016/03/042000000/0722107222.pdf>.
- [28] “Diário da República, 2.^a série — N.º 215 — 8 de novembro de 2018,” 8 novembro 2018. [Online]. Available: <https://files.dre.pt/2s/2018/11/215000000/2995229952.pdf>.
- [29] “Diário da República, 1.^a série — N.º 159 — 20 de agosto de 2013,” 20 agosto 2013. [Online]. Available: <https://files.dre.pt/1s/2013/08/15900/0498805005.pdf>.
- [30] “Diário da República, 1.^a série — N.º 84 — 30 de abril de 2015,” 30 abril 2015. [Online]. Available: <https://files.dre.pt/1s/2015/04/08401/0000200052.pdf>.
- [31] “Diário da República, 1.^a série — N.º 179 — 14 de setembro de 2015,” 14 setembro 2015. [Online]. Available: <https://files.dre.pt/1s/2015/09/17900/0789907922.pdf>.
- [32] “Diário da República, 1.^a série — N.º 231 — 25 de novembro de 2015,” 25 novembro 2015. [Online]. Available: <https://files.dre.pt/1s/2015/11/23100/0959109611.pdf>.
- [33] “Diário da República, 1.^a série — N.º 119 — 23 de junho de 2016,” 23 junho 2016. [Online]. Available: <https://files.dre.pt/1s/2016/06/11900/0194501966.pdf>.

- [34] “Diário da República, 1.^a série — N.º 159 — 20 de agosto de 2018,” 20 agosto 2018. [Online]. Available: <https://files.dre.pt/1s/2018/08/15900/0422904251.pdf>.
- [35] “Diário da República, 2.^a série — N.º 234 — 3 de dezembro de 2013,” 3 dezembro 2013. [Online]. Available: <https://files.dre.pt/2s/2013/12/234000003/0002600031.pdf>.
- [36] “Diário da República, 2.^a série — N.º 234 — 3 de dezembro de 2013,” 3 dezembro 2013. [Online]. Available: <https://files.dre.pt/2s/2013/12/234000003/0003600040.pdf>.
- [37] “Diário da República, 2.^a série — N.º 246 — 17 de dezembro de 2015,” 17 dezembro 2015. [Online]. Available: <https://files.dre.pt/2s/2015/12/246000000/3650636507.pdf>.
- [38] R. Aguiar, M. J. Carvalho e H. Gonçalves, “Climatologia e anos meteorológicos de referência para o Sistema Nacional de Certificação de Edifícios (versão 2013),” LNEG, Lisboa, 2013.
- [39] E. Comissão, “EU Science Hub,” [Online]. Available: https://joint-research-centre.ec.europa.eu/pvgis-online-tool/getting-started-pvgis/pvgis-user-manual_en. [Acedido em 3 12 2023].
- [40] E. Comissão, “EU Science Hub,” [Online]. Available: https://joint-research-centre.ec.europa.eu/pvgis-online-tool_en. [Acedido em 3 12 2023].
- [41] “ERI Engenharia,” [Online]. Available: <https://eri.pt/>. [Acedido em 17 12 2023].
- [42] L. Eduardo Marques De Moraes, “Estudo de viabilidade técnico-económica de implementação de painéis fotovoltaicos no ISEP,” Porto, Instituto Superior de Engenharia do Porto, 2020.
- [43] J. Pedro Sousa Coutada, “Produção fotovoltaica em autoconsumo e pequena produção: caso de estudo do ISEP,” Porto, Instituto Superior de Engenharia do Porto, 2015.
- [44] E. T. “EU Proposes Rules Requiring All New Buildings to be Zero Emission by 2030 - ESG Today,” [Online]. Available: <https://www.esgtoday.com/eu-proposes-rules-requiring-all-new-buildings-to-be-zero-emission-by-2030/>. [Acedido em 3 12 2023].

- [45] P. Isabel Gomes Manteiga, “Estudo da integração de sistemas fotovoltaicos de um edifício de balanço energético nulo (NZEB),” Lisboa, Universidade de Lisboa, Departamento de engenharia geográfica, geofísica e energia, 2019.
- [46] P. Miguel Coelho Alves, “Medidas de eficiência energética e integração de renováveis para autoconsumo num edifício público,” Coimbra, Universidade de Coimbra, Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores, 2021.
- [47] V. Isabel da Silva, “Armazenamento de energia no edifício do DEEC,” Coimbra, Universidade de Coimbra, Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores, 2019.
- [48] . R. Daniel Ferreira Dias Perdigão, “Metodologia para dimensionamento de sistema fotovoltaico residencial para autoconsumo com armazenamento,” Coimbra, Universidade de Coimbra, 2018.
- [49] S. Manuel Sampaio Araújo, “Geração fotovoltaica e armazenamento de energia em edifícios do setor dos serviços,” Coimbra, Universidade de Coimbra, Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores.
- [50] D. Brian da Cruz Gomes,, “Dimensionamento de um sistema fotovoltaico para autoconsumo para um edifício ligado à rede pública de distribuição,” Coimbra, Universidade de Coimbra, 2014.
- [51] F. Peretti, “Otimização da energia produzida por sistemas fotovoltaicos de autoconsumo,” Bragança, Instituto Politécnico de Bragança, 2020.
- [52] P. Joaquim da Silva Araújo, “Guia de Especificação de Caderno de Encargos para Sistemas Fotovoltaicos de Autoconsumo - Caso de Estudo da FEUP,” Porto, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2018.
- [53] A. Costa Macedo Sousa, “Avaliação de Cenários Técnico-Económicos entre Projetos de Sistemas Fotovoltaicos em Regime de Autoconsumo,” Bragança, Instituto Politécnico de Bragança, Escola Superior de Tecnologia e Gestão, 2019.
- [54] G. Oliver Tavares Spencer, “Projeto de dimensionamento fotovoltaico para uma empresa da indústria têxtil,” Coimbra, Instituto Superior de Engenharia de Coimbra, 2022.
- [55] D. Francisco Silva Pinheiro, “Avaliação e instalação de uma Unidade de Produção de Autoconsumo (UPAC) com armazenamento de energia,” Porto, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2021.

- [56] A. Filipe Gomes Soares, “Autoconsumo Coletivo Aplicado a um Campus Universitário,” Coimbra, Universidade de Coimbra, Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores, 2022.
- [57] R. João Matos Serra, “Comunidade de energia renovável envolvendo edifícios escolares e de serviço público,” Coimbra, Universidade de Coimbra, Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores, 2022.
- [58] “Schneider Electric,” [Online]. Available: <https://www.se.com/us/en/product/PM710MG/power-meter-pm710-basic-readings-thd-+-min-max-+-rs485/>. [Acedido em 17 12 2023].
- [59] “Datasheet dos módulos RCM-245-6PB”.
- [60] “Academo - Azimuth Calculator,” [Online]. Available: <https://academo.org/demos/azimuth-calculator/>. [Acedido em 3 12 2023].
- [61] “advancedconverter,” [Online]. Available: <https://www.advancedconverter.com/map-tools/find-elevation-of-a-location>. [Acedido em 3 12 2023].
- [62] “Google Earth,” [Online]. Available: <https://earth.google.com/>. [Acedido em 3 12 2023].
- [63] E. Comission, “PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM,” [Online]. Available: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/. [Acedido em 3 12 2023].
- [64] E. Lorenzo, Eletricidad Solar Fotovoltaica - da triologia: Ingeniería fotovoltaica, vol. III, PROGENSA, 2014.
- [65] “Energydigital,” 21 July 2023. [Online]. Available: <https://energydigital.com/oil-and-gas/iea-reports-on-global-gas-crisis-result-from-russia-ukraine>. [Acedido em 3 12 2023].
- [66] “Relatório de Estabilidade Financeira do Banco de Portugal de Maio 2023,” Maio 2023. [Online]. Available: https://www.bportugal.pt/sites/default/files/anexos/pdf-boletim/ref_05_2023_pt.pdf.

- [67] “edp - Emissões associadas à produção de energia,” [Online]. Available: <https://www.edp.pt/origem-energia/?sector=17026&year=2021&trimester=2>. [Acedido em 3 12 2023].
- [68] “Diário da República, 1.^a série,” 18 abril 2022. [Online]. Available: <https://files.dre.pt/1s/2022/04/07502/0000200006.pdf>.
- [69] “Diário da República, 1.^a série,” 19 outubro 2022. [Online]. Available: <https://files.dre.pt/1s/2022/10/20200/0001500020.pdf>.
- [70] “Universidade do Algarve - Organização da UALG,” [Online]. Available: <https://www.ualg.pt/organizacao-da-ualg>. [Acedido em 3 12 2023].
- [71] “Mapa do Campus de Gambelas,” [Online]. Available: https://www.ualg.pt/sites/ualg.pt/files/seccoes/biblioteca/mapa_gambelas.png. [Acedido em 3 12 2023].

ANEXOS

- Anexo A – Ficha técnica do inversor *Sunny Tripower X* 20-50 kW
- Anexo B – Ficha técnica dos módulos *NU-JD540*
- Anexo C – Ficha técnica do inversor *Sunny Boy 5.0-1 AV* 41
- Anexo D – Ficha técnica carregador de veículos elétricos *URBAN T22 6DC 4G*
- Anexo E – Armário de distribuição de portas assimétricas modelo DCWE 2 / A
- Anexo F – Ficha técnica da câmara termográfica
- Anexo G – Ficha técnica do *Power Meter PM710*
- Anexo H – Ficha técnica dos módulos RCM-245-6PB

- Anexo I – Ficha técnica dos módulos EMSH 540BM HC
- Anexo J – Ficha técnica dos inversores SUN2000-30-40KTL-M3



FICHA TÉCNICA DO INVERSOR *SUNNY TRIPOWER X* 20-50 kW



/ STP 12-50 / STP 15-50 / STP 20-50 / STP 25-50

SMA

Sunny Tripower X

12 / 15 / 20 / 25

Integrated intelligence for future-proof system design

powered by **ennexOS**

System manager function

- Monitoring and control for up to 5 inverters (max. 135 kW) included
- Direct access to Sunny Portal powered by ennexOS
- SMA Dynamic Power Control

Safety included

- SMA ArcFix arc-fault circuit interrupter
- DC overvoltage protection (optional)
- Simplified grid and PV system protection

Maximum yields

- Yield increase through integrated SMA ShadeFix
- IV generator diagnostics¹⁾
- Direct selling with SMA SPOT
- SMA Smart Connected

More flexibility

- 3 MPPT trackers
- High input current for high-performance PV modules
- Modular design allowing expansion for future energy management functions

1) optional

The new Sunny Tripower X is the innovative system solution for commercial and large home PV systems.

The integrated System Manager function with direct access to Sunny Portal powered by ennexOS monitors up to five SMA inverters and one energy meter. This enables the dynamic closed-loop control of active and reactive power via SMA Dynamic Power Control. Thanks to the wide input voltage range and the high input current capability, it is compatible with the latest generation of high-performance PV modules. The innovative enclosure design ensures efficient cooling of the electronic components and thus guarantees maximum lifetime of the Sunny Tripower X. Commissioning can be performed quickly and easily as well as centrally for all devices in the system. During operation, users benefit from integrated software solutions: SMA ShadeFix increases PV yields even in the event of partial shading, while SMA ArcFix detects electric arcs effectively and can reliably reduce the risk of fire.

Figura 94 - Ficha técnica do inversor Sunny Tripower X 20-50 kW.



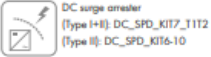
Technical Data	Sunny Tripower X 12	Sunny Tripower X 15	Sunny Tripower X 20	Sunny Tripower X 25
Input (DC)				
Max. PV array power	18000 W _p , STC	22500 W _p , STC	30000 W _p , STC	37500 W _p , STC
Max. input voltage	1000 V			
MPP voltage range	210 V to 800 V	260 V to 800 V	345 V to 800 V	430 V to 800 V
Rated input voltage	580 V			
Min. input voltage / initial input voltage	150 V / 188 V			
Max. usable input current per MPP tracker	24 A			
Max. short-circuit current per MPP tracker	37.5 A			
Number of independent MPP trackers / strings per MPP tracker	3 / 2			
Output (AC)				
Rated power (at 230 V, 50 Hz)	12000 W	15000 W	20000 W	25000 W
Rated apparent power / max. apparent power	12000 VA / 12000 VA	15000 VA / 15000 VA	20000 VA / 20000 VA	25000 VA / 25000 VA
Nominal AC voltage	220 V / 380 V; 230 V / 400 V; 240 V / 415 V			
Voltage range	176 V to 275 V / 304 V to 477 V			
Grid frequency / range	50 Hz / 44 Hz to 56 Hz 60 Hz / 54 Hz to 66 Hz			
Rated grid frequency / rated grid voltage	50 Hz / 230 V			
Rated output current / max. output current	17.4 A / 20 A ⁴⁾	21.7 A / 25 A ⁴⁾	29 A / 36.6 A	36.2 A / 36.6 A
Feed-in phases / AC connection	3 / 3(N)-PE			
Power factor at rated power / adjustable displacement power factor	1 / 0 overexcited to 0 underexcited			
Harmonic (THD)	< 3 %			
Efficiency				
Max. efficiency / European efficiency	98.2 % / 97.6 %	98.2 % / 97.8 %	98.2 % / 97.9 %	98.2 % / 98.0 %
Protective devices				
Inputs disconnection point	●			
Ground fault monitoring / grid monitoring	● / ●			
DC reverse polarity protection / AC short-circuit current capability	● / ●			
All-pole sensitive residual-current monitoring unit	●			
Protection class (according to IEC 62109-1) / overvoltage category (according to IEC 62109-1)	I / AC; III; DC; II			
Arc-fault circuit interrupter (AFCI) / LV generator diagnostics	● / ● ¹⁾			
DC surge arrester (type 2, type 1/2)	○			
General data				
Dimensions (W/H/D)	728 mm / 762 mm / 266 mm (28.7 in / 30.0 in / 10.5 in)			
Weight	35 kg (77 lbs)			
Operating temperature range	-25°C to +60°C (-13°F to +140°F)			
Noise emission, maximum (1 m)	59 dB(A)			
Self-consumption (night)	< 5 W			
Topology / cooling concept	No galvanic isolation / OptiCool			
Degree of protection (according to IEC 60529)	IP65			
Climatic category (according to IEC 60721-3-4)	4K26			
Corrosivity classification according to IEC 61701	C5II			
Max. permissible value for relative humidity (non-condensing)	100 %			
Features / functions / accessories				
DC connection / AC connection	SUNCLIX / spring-cage terminal			
LED display (Status / Fault / Communication)	●			
Interface: Ethernet / local WLAN / RS485 (client)	● (2 ports) / ● / ○ ¹⁾			
Data protocols: SMA Modbus / SunSpec Modbus / Speedwire	● / ● ¹⁾ / ●			
Multi-function relay / slot for expansion module	● / ● (1 port)			
Number of digital inputs	6			
Mounting type	Wall mounting			
SMA ShadeFix / Integrated Plant Control / Q on Demand 24/7	● / ● / ●			
Off-grid capable	●			
Warranty: 5 / 10 / 15 / 20 years	● / ○ / ○ / ○			
Certificates and approvals (more available upon request)	CE, UKCA, EN 50549-1/-2:2018, VDE-AR-N 4105:2018 incl. PAV-E, VDE-AR-N 4110:2018, TOR Erzeuger Typ A:2019-12; C10/C11:2019 & V1:2020 I&M/V; VDE 0126-1-1:2013 / A1:2012; VDE 0126-1-2:2013; CEI 0-16/0-21:2019 & V1:2020; UNEB 21.7002:2020; IED 7449:2020 incl. NTS2.1; EREC G99/1-8:2021 Type A; EFS 2018-2; PSE 2018; NRS 097-2-1:2017; NBR 16149:2013; IEC62109-1/2; AS4777.2:2020; IEC 61727; IEC62116			
System manager function				
Total number of supported devices - of which:	6			
Maximum number of supported SMA inverters	5			
Maximum number of supported energy meters	1			
Maximum nominal system power of PV inverters (nominal AC power)	135 kVA			
Centralized commissioning of all devices in the system	●			
Remote parameterization of SMA devices with Sunny Portal powered by ennexOS	●			
Direct selling via SMA SPOT (Germany)	●			
SMA Dynamic Power Control (e.g., zero export / Q[U])	○ ²⁾			
Type designation	STP 12-50	STP 15-50	STP 20-50	STP 25-50
● Standard feature ○ Optional — Not available *STC* Standard test conditions Data in nominal conditions Last revision: 07/2023 1) upcoming 2) currently free software 3) at a minimum distance of 500 m from the coast 4) valid from date of manufacture: 08/2023				
Accessories				
 SMA Sensor Module MD.SEN-40	 SMA RS485 modules MD.4BS-40 ¹⁾	 DC surge arrester (Type I+II): DC_SPD_KIT7_1112 (Type II): DC_SPD_KIT6-10		

Figura 95 - Ficha técnica do inversor Sunny Tripower X 20-50 kW.

B

FICHA TÉCNICA DOS MÓDULOS NU-JD540

Serie NU-JD

NU-JD540

540 W

A solução do projeto



Principais características

<p>+ 6%[±] Tolerância de potência positiva garantida (0/+5%)</p> <p>↑ 20,89% Módulo de alta eficiência 20,89 % Módulos fotovoltaicos PERC de silício monocristalino</p> <p>⚡ Máx. Tensão do sistema 1.500 V Custos de BOS mais baixos devido a stringe mais longas</p>	<p>MBB Tecnologia de multi busbars Fiabilidade melhorada Maior eficiência Menor resistência em série</p> <p>☰ Half-cut cell Rendimento melhorado em condições de sombra Menores perdas internas Menor risco de hot spots ou pontos quentes</p>	<p>CE Certificações VDE, IEC/EN61215, IEC/EN61730 Classe de segurança II, CE Resistência ao fogo: classe C</p> <p>🛡️ Desenho robusto Aprovado em teste de resistência PID Aprovado para ambientes salinos (IEC61701) Aprovado em teste para amolnaco (IEC62716) Aprovado em teste de areia e pó (IEC60068)</p>
--	--	--

O seu parceiro solar para a vida

<p>60 60 anos de experiência solar</p> <p>🌍 Equipa de assistência local na Europa</p>	<p>25 Garancia de potência lineal</p> <p>50 50 milhões de módulos fotovoltaicos instalados</p>	<p>15* Garancia de produto</p> <p>Tier 1 Tier 1 - BloombergNEF</p>
---	--	--



Energy Solutions

SHARP
Be Original.

* Aplicável aos módulos instalados na UE e nos países adicionais identificados.
Comprove as condições de garantia antes de comprar.

Figura 96 - Ficha técnica dos módulos NU-JD540.

Dados elétricos (STC)			
NU-JD540			
Potência máxima	P_{max}	540	W_p
Tensão de circuito aberto	V_{oc}	50,34	V
Corrente de curto circuito	I_{sc}	13,66	A
Tensão no ponto de máxima potência	V_{mp}	41,64	V
Corrente no ponto de máxima potência	I_{mp}	12,97	A
Eficiência do módulo	η_m	20,89	%

STC = Condições de teste standard: irradiância 1.000 W/m², AM 1,5, temperatura das células 25 °C.
As características elétricas nominais podem diferir ±10% dos valores indicados de I_{sc} , V_{oc} e 0 a 15% de P_{max} .
A redução de eficiência para uma variação de irradiância de 1.000 W/m² a 200 W/m² (T_{módulo} = 25 °C) é inferior a 3%.

Dados elétricos (NMOT)			
NU-JD540			
Potência máxima	P_{max}	404,78	W_p
Tensão de circuito aberto	V_{oc}	47,71	V
Corrente de curto circuito	I_{sc}	11,06	A
Tensão no ponto de máxima potência	V_{mp}	38,81	V
Corrente no ponto de máxima potência	I_{mp}	10,43	A

NMOT = Temperatura de funcionamento do módulo: 42,5°C, irradiância de 800 W/m², temperatura ambiente de 20 °C, velocidade do vento de 1 m/s.

Dados mecânicos		Dimensões (mm)	
Comprimento	2.279 mm		
Largura	1.134 mm		
Profundidade	35 mm		
Peso	27,8 kg		

Coeficientes de temperatura	
P_{max}	-0,341 %/°C
V_{oc}	-0,262 %/°C
I_{sc}	0,054 %/°C

Valores limite	
Máxima tensão do sistema	1.500 V DC
Proteção de sobrecorrente	25A
Intervalo de temperaturas	De -40 a 85 °C
Carga mecânica máxima (neve/vento)	2.400 Pa
Carga de neve testada (teste IEC61215*)	5.400 Pa

Dados da embalagem		Dados gerais	
Módulos por palete	31 unidades	Células	Half-cut cell, 182 mm x 91 mm, MBB, 144 half cells em série
Tamanho da paleta (Comp x Larg x Alt)	2,31 m x 1,13 m x 1,25 m	Vidro frontal	Vidro temperado com baixa concentração de ferro, anti-refletor e altamente transmissivo de 3,2 mm
Peso da paleta	Aprox. 945 kg	Moldura	Liga de alumínio anodizado, cinza
**Requisitos especiais de descarga, veja o código QR ou: www.sharp.eu/NUJD540-discharge-pf		Lâmina posterior	Branco
		Cabo	Ø 4,0 mm ² , comprimento 1.750 mm (ou a pedido (+) 397 mm, (-) 50 mm)
		Caixa de conexões	IP68, 3 diodos de bypass
		Conectores	C1, IP68

*Consulte o manual de instalação SHARP para obter mais detalhes.

Nota: Os dados técnicos estão sujeitos a alterações sem aviso prévio. Sempre consulte os produtos de SHARP ou o site de especificações técnicas para verificação. SHARP não assume nenhuma responsabilidade por danos causados por equipamentos com os produtos SHARP sem a utilização adequada. As especificações podem variar ligeiramente em relação às mostradas aqui sem aviso prévio. SHARP não garante o funcionamento em condições de instalação ou funcionamento fora das especificações. Consulte o manual de instalação para obter mais informações.

SHARP Electronics GmbH
Energy Solutions
Nagelsberg 33 - 35
20097 Hamburg, Alemanha
T: +49 40 2376 2436
E: SolarInfo.Europe@sharp.eu

www.sharp.eu/solar-energy | @SHARPSolarEMEA

SHARP
Be Original.

Figura 97- Ficha técnica dos módulos NU-JD540.

C

FICHA TÉCNICA DO INVERSOR *SUNNY BOY 5.0-1* *AV 41*



The image shows a red SMA Sunny Boy inverter. A circular badge on the top left of the inverter reads "5Y+5Y* OF FACTORY WARRANTY" and includes a QR code. The SMA logo is visible on the top right of the inverter. Below the inverter, there are icons for "SMA Smart Connected" and "SMA ShadeFix".

/ SB3.0-1AV-41 / SB3.6-1AV-41 / SB4.0-1AV-41 / SB5.0-1AV-41 / SB6.0-1AV-41

SMA

Sunny Boy
mit SMA Smart Connected

3.0 / 3.6 / 4.0 / 5.0 / 6.0

Higher yields for private homes
– intelligent solar power generation

SMA Smart Connected SMA ShadeFix

Compakt

- One-person installation due to low weight of 17.5 kg
- Compact design means minimum space requirements

Easy to use

- 100% plug and play installation
- Free online monitoring via SMA Energy App
- Automated service thanks to SMA Smart Connected
- Warranty extension from 5 to 10 years – free of charge

High yields

- Use of surplus energy through dynamic active power limitation
- Yield increase without installation effort due to integrated shade management SMA ShadeFix

Combinable

- Intelligent energy management and storage solutions can be added anytime
- Can be expanded with SMA Power Limiter for use of a ripple control receiver

The new Sunny Boy 3.0–6.0 ensures maximum energy yields for private homes.

This inverter combines the integrated Service SMA Smart Connected service and intelligent technology for all ambient requirements. Thanks to its extremely light design, the device can be installed quickly and easily. The Sunny Boy can be commissioned quickly via smartphone or tablet thanks to its integrated web interface. For specific requirements on the roof, SMA ShadeFix maximizes the PV system's yield. Current communication standards make the inverter future-proof, meaning intelligent energy management solutions as well as SMA storage solutions can be flexibly added anytime.

Figura 98 - Ficha técnica do inversor Sunny Boy 5.0-1 AV 41.

D

FICHA TÉCNICA DE CARREGADOR DE VEÍCULOS ELÉTRICOS *URBAN T22 6DC 4G*


Postes de carregamento exterior URBAN T22
Página 1 de 5



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
- > Nº 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 metálica 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 preceisa 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 estacionamentos 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.



 Data de criação: 05/01/2024 - CIRCUITOR. Não se permite a reprodução total ou parcial sem autorização expressa. Reservados todos os direitos.


Página 1 de 5

Figura 100 - Ficha técnica carregador de veículos elétricos URBAN T22 6DC 4G.



Póster de carregamento exterior URBAN 22

Página 2 de 5



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 III), (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



Data de criação: 06/01/2024 - CIRCUTOR, SAZ reserva-se o direito de fazer alterações técnicas ou modificar o conteúdo/imagem deste documento sem aviso prévio, a fim de melhorar a sua fiabilidade, funcionalidade, desenho ou por outros razões. Não aceita qualquer responsabilidade por quaisquer erros, imprecisões ou possível falta de informação neste documento.

Página 2 de 5

Figura 101 - Ficha técnica carregador de veículos elétricos URBAN T22 6DC 4G.



Postes de carregamento exterior URBAN 20

Página 3 de 5



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	Medidor MID Classe 1, UNE-EN 50470-3
Opcional	<ul style="list-style-type: none"> • 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 ... 445 °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 20
Postes de carregamento exterior URBAN 20

CÓDIGO	MODELO	Nº tomadas	Saída	Tipo conector	Tipo rede
URBAN 20					



Data de criação: 08/01/2024 - CIRCUITOR, SA reserva-se o direito de fazer alterações técnicas ou modificar o conteúdo/imagem deste documento sem avisar previamente, a fim de melhorar a sua fiabilidade, funcionalidade, desenho ou por outras razões. Não aceita qualquer responsabilidade por quaisquer erros, inexactidões ou possível falta de informação neste documento.

Página 3 de 5

Figura 102- Ficha técnica carregador de veículos elétricos URBAN T22 6DC 4G.



Póden de carregamento exterior URBAN 20

Página 4 de 5



URBAN T22

Código: V10623.

CÓDIGO	MODELO	Nº tomadas	Saída	Tipo conector	Tipo rede
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

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 1.5.1/1.6, 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).



Data de criação: 08/07/2024 - CIRCUTOR, S.A.I reserva-se o direito de fazer alterações técnicas ou modificar o conteúdo/imagem deste documento sem aviso prévio, a fim de melhorar a sua fiabilidade, funcionalidade, desenho ou por outras razões.
Não aceita qualquer responsabilidade por quaisquer erros, inexactidões ou possível falta de informação neste documento.

Página 4 de 5

Figura 103- Ficha técnica carregador de veículos elétricos URBAN T22 6DC 4G.

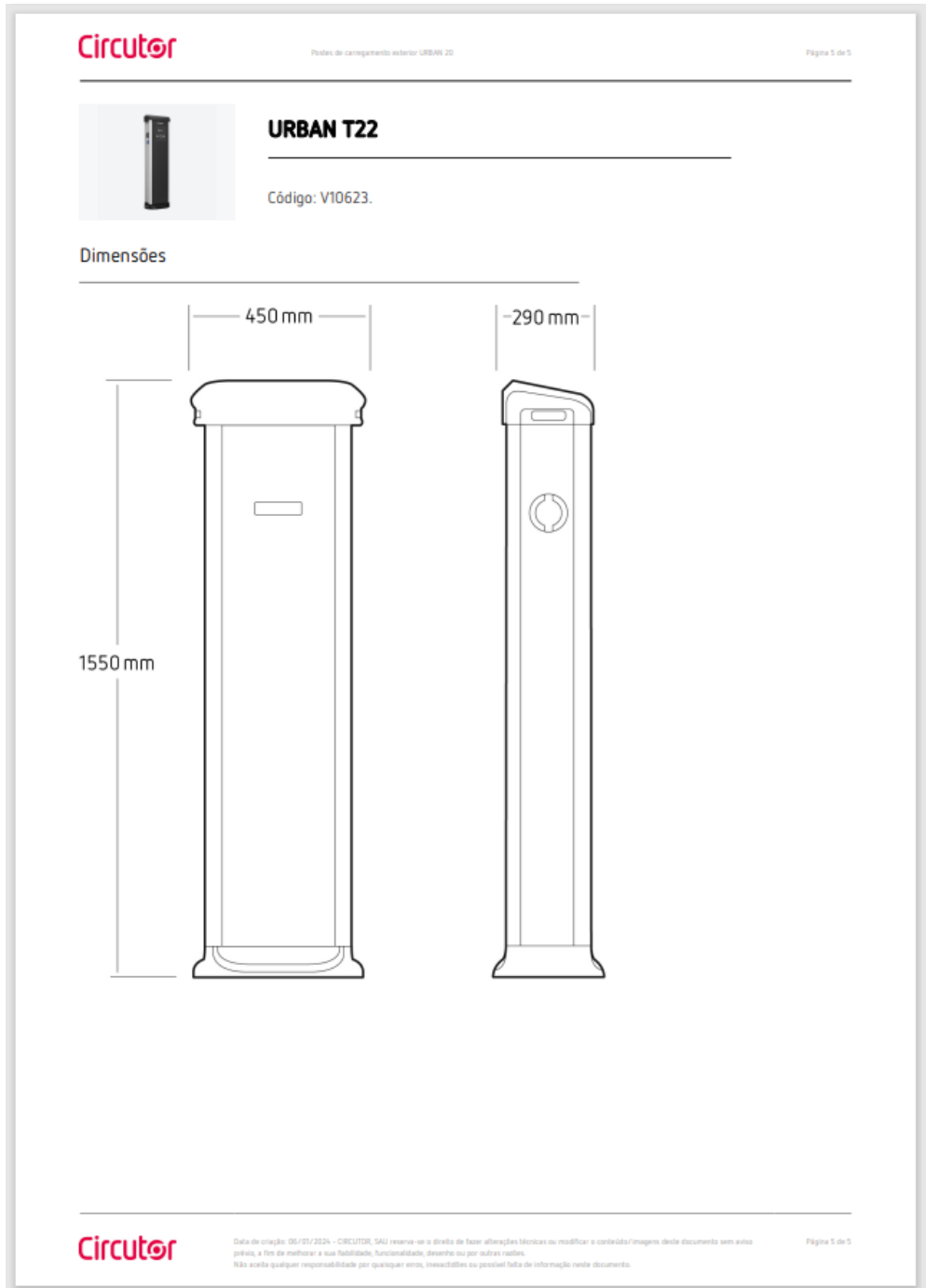


Figura 104 - Ficha técnica carregador de veículos elétricos URBAN T22 6DC 4G.

E

ARMÁRIO DE DISTRIBUIÇÃO DE PORTAS ASSIMÉTRICAS MODELO DCWE 2 / A



Figura 105 - Armário de distribuição de portas assimétricas modelo DCWE 2 / A

F

FICHA TÉCNICA DA CÂMARA TERMOGRÁFICA



Immense technology. In the palm of your hand.
THT45-46 are ultra compact cameras with an incredibly light weight.



Not just infrared.
Thanks to new technology PIP you can mix thermal and visual image.

Tech specs

IMAGING PERFORMANCE

Thermal	
Detector type	UFPFA
Spectral range	8 - 14µm
Resolution / Pixel size	THT45 80x80pixel/34µm THT46 160x120pixel/25µm
Thermal sensitivity	$\leq 0.1^{\circ}\text{C}$ @ 30°C
Field of view (FOV)	THT45 17°x17° (8mm Lens) THT46 25°x19° (8mm Lens)
Minimum focal distance	0.5m
IFOV (Ø/°m)	THT45 3.78mrad THT46 2.78mrad
Focusing	Manual
Image frequency	50Hz
Color palettes	4 (Iron, Rainbow, Grey, Inverse Grey)
Visible	
Integrated camera	1.3Mpixel, FOV 59°

IMAGING / IR VIDEO DISPLAY

Display type	2.8" color LCD, 320x240pxl
Infrared PIP Fusion	IR image inside visible & visible image inside IR
IR / Video	Recording and saving on Micro SD card MP4/MPEG4 file format
Video output	HDMI
Electronic zoom	x1 - x32

MEASUREMENT

Temperature range	-20°C - 350°C
Measurement unit	°C, °F, °K
Accuracy	±2 % reading or ±2°C
Measurement cursors	3 (MIN, MAX, FIXED)
Laser pointer	Class 2 according to IEC 60825-1
Built-in Illuminator	White light LED
Measurement modes	Automatic / Manual
Emissivity correction	0.01 - 1.00 + built-in table with common materials
Measurements features	Automatic correction based on emissivity and offset

IMAGE STORAGE AND PC INTERFACE

Memory	Micro SD card 8GB
File format	JPEG standard
Memory size	> 2000 images
PC interface	USB 2.0 (for video and image transfer)

POWER SYSTEM

Battery type	Rechargeable Li-ION - 3.7V 2000mAh
Charging system	Built-in
Battery life	4 hours of continuous use
External power	External adapter 100/240VAC (50/60Hz)/12VDC

GENERAL SPECIFICATIONS

Operating temperatures	-20°C - 50°C
Operating humidity	10% - 90%RH
Storage temperature	-40°C - 70°C
Storage humidity	10% - 90%RH
Encapsulation	IP50 according to IEC529
Shock	25G, according to IEC60068-2-29
Vibrations	2G, according to IEC60068-2-6
Drop test	2m
Dimensions (L x W x H)	224 x 77 x 96mm
Weight (battery included)	0.5kg

LOCAL REPRESENTATIVE

THT45|46
ESPRESSO
SIZE
INFRARED
CAMERAS



HT ITALIA S.R.L.
Via della Boaria, 40
48018 Faenza (RA) Italia
T +39 0546 021002
F +39 0546 621144
E-mail export@htitalia.it
ht-instruments.com

HT INSTRUMENTS AMERICAS LLC
3145 Bordenstown Avenue
W3, Parlin, NJ 08879
USA
Tel. 1 719 421 9323
E-mail: sales@ht-instruments.us
ht-instruments.us

HT INSTRUMENTS GMBH
Am Waldriedhof, 1b
D-41302 Koocherheim, Deutschland
Tel. +49 (0)2161 564 581
Fax +49 (0)2161 564 583
E-mail: info@ht-instruments.de
ht-instruments.de

HT INSTRUMENTS SA
C/ Legallitat, 89
08024 Barcelona, España
Tel. +34 93 4081777
Fax +34 93 4083630
E-mail: info@htinstruments.es
ht-instruments.es



Figura 106 - Ficha técnica THT45/46.

THT45|46 COMPACT INFRARED CAMERAS

A very gifted series.

- LED Flash
- Visual image camera
- Laser pointer

Stay connected.

- USB 2.0 PC connection
- Video HDMI output
- MicroSD data saving
- Mini USB Plug for recharge/power supply

All answers. In one software.

- Innovative display
- New drop down menu
- Simple and smart interface
- Fast access to all commands
- Fixed cursor + 2 mobile cursors for MIN and MAX temperature
- P.I.P. Visible spectrum and thermal imaging overlap
- Video IR recording
- Thermal sensitivity 0,1°C
- Temperature range -20/+350°C
- Automatic SPAN adjustment
- Selection of material to be inspected to set automatic emissivity
- Ready to use pre-set table of material



**160x120
80x80
PI.P.I.**  **50 hz**

Best display ever.

- 2,8" extra bright, wide display
- Superior sharpness and image quality
- Oversampling technology
- 50Hz refresh frequency

Unstoppables. Unbreakables.

- 3,7V 2600mA Li-ION rechargeable battery
- Up to 4 and a half hours of continuous use
- Built-in charger and external adapter
- Soft carrying bag to carry the camera and the accessories

THTLink™. That's it.

- Innovative PC Software
- Easy to use interface
- Thorough analysis
- Picture Adjustment
- Creation of professional reports



Figura 107 - Ficha técnica THT45|46.



FICHA TÉCNICA DO *POWER METER PM710*

Product data sheet

Specifications

power meter PM710 - basic readings, THD + min/max + RS485

PM710MG

ⓘ Discontinued on: Jul 12, 2021

ⓘ Discontinued

Main

Range Of Product	PowerLogic PM700
Device Short Name	PM710
Product Or Component Type	Power meter

Complementary

Power Quality Analysis	Total harmonic distortion
Type Of Measurement	Current Voltage Frequency Power factor total Apparent power total Active power total Reactive power total Apparent power per phase Active power per phase Reactive power per phase Energy
Supply Voltage	125...250 V DC 115...415 V AC 45...65 Hz
Network Frequency	45...65 Hz
Maximum Power Consumption In Va	5 VA
Display Type	Backlit LCD
Display Resolution	6 lines
Sampling Rate	32 samples/cycle
Measurement Current	5 A 1 A
Input Type	Current 0.005...6 A (impedance <= 0.1 Ohm)
Measurement Voltage	10...480 V AC 45...65 Hz phase to phase 10...277 V AC 45...65 Hz phase to neutral
Measurement Accuracy	Power 1 % Current 0.5 % 1...6 A Voltage 0.5 % 50...227 V Frequency 0.02 Hz 45...65 Hz Power factor 0.0034 1A to 6A and from -0.5 to +0.5
Accuracy Class	Class 2 reactive energy IEC 62053-23 Class 1 active energy IEC 62053-21
Communication Port Protocol	Modbus 19.2 kbauds
Communication Port Support	RS485
Data Recording	Min/max of instantaneous values

Price is "List Price" and may be subject to a trade discount - check with your local distributor or retailer for actual price.

Jan 6, 2024
Life to Go | Schneider
1

Disclaimer: This document shall be used as a reference for only, not to be used for determining suitability or reliability of these products for specific use applications.

Figura 108 - Ficha técnica do Power Meter PM710

Environment	
Electromagnetic Compatibility	Limits for harmonic current emissions IEC 61000-3-2 Conducted and radiated emissions EN 55011 class B Electrostatic discharge immunity testclass III IEC 61000-4-2 Susceptibility to electromagnetic fieldsclass III IEC 61000-4-3 Electrical fast transient/burst immunity testclass III IEC 61000-4-4 1.2/50 µs shock waves immunity testclass III IEC 61000-4-5 Conducted RF disturbanceclass III IEC 61000-4-6 Immunity to impulse wavesclass III IEC 61000-4-8 Immunity to microbreaks and voltage dropsclass III IEC 61000-4-11 Limitation of voltage changes, voltage fluctuations and flicker in low-voltage IEC 61000-3-3
Mounting Mode	Flush-mounted
Mounting Support	Panel
Type Of Installation	Indoor installation
Overvoltage Category	III
Ip Degree Of Protection	Back IP30 IEC 60529 Front face IP52 IEC 60529
Relative Humidity	95 % 122 °F (50 °C)
Pollution Degree	2
Ambient Air Temperature For Operation	23...122 °F (-5...50 °C)
Ambient Air Temperature For Storage	-40...185 °F (-40...85 °C)
Operating Altitude	0...9842.52 ft (0...3000 m)
Standards	IEC 61010-1 UL 508 CSA C22.2 No 14
Product Certifications	CE cULus
Width	3.78 in (96 mm)
Depth	2.72 in (69 mm)
Height	3.78 in (96 mm)
Net Weight	0.82 lb(US) (0.37 kg)
Ordering and shipping details	
Category	09786-SE ENTRY POWER METER
Discount Schedule	PL1
Gtin	3303432028718
Returnability	No
Country Of Origin	US
Contractual warranty	
Warranty	18 months

Figura 109 - Ficha técnica do Power Meter PM710

H

FICHA TÉCNICA DOS MÓDULOS RCM-245-6PB



Figura 110 -Ficha técnica dos módulos RCM-245-6PB.

RECOM

POLY
235, 240, 245, 250

ELECTRICAL CHARACTERISTICS

Rated Power:	235W	240W	245W	250W
Power Tolerance :	0%/+5W	0%/+5W	0%/+5W	0%/+5W
Maximum Power Voltage (Vmp):	30.00V	30.10V	30.10V	30.20V
Maximum Power Current (Imp):	7.83A	8.05A	8.12A	8.35A
Open Circuit Voltage (Voc):	36.30V	36.90V	37.00V	37.10V
Short Circuit Current (Isc):	8.77A	8.60A	8.77A	8.92A
Module Efficiency	14,5%	14,8%	15,1%	15,4%
Maximum Series fuse:	15A	15A	15A	15A

MECHANICAL DATA

Dimensions	1640mm x 992mm x 40mm
Weight	19 kgs
Front Glass	3.2 mm tempered glass
Output Cables:	TUV (2Pfg1169:2007), UL 4703, UL44 4.0 mm2 (0.006 inches2), symmetrical lengths (-) 1000mm and (+) 1000 mm
Connectors:	MC4 compatible IP67
Temperature:	(- 40 °C to + 85 °C)

DIMENSIONS

Specifications are subject to change without further notification

V-I CURVE

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Pmax Temperature Coefficient	-0.40% / °C
Voc Temperature Coefficient	-0.32% / °C
Isc Temperature Coefficient	+0.08% / °C
Operating Temperature	-40 ~ +85 °C
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45 ± 2 °C

PACKING CONFIGURATION

Container	20'GP	40'GP	40'HC
Pieces per Pallet	22	22	26
Pallets per Container	12	28	28
Pieces per Container	264	616	728

TESTS, CERTIFICATIONS AND WARRANTIES

Standard tests	UL1703, IEC 61215, IEC 61730
Quality tests	ISO 9001: 2008, ISO 14001: 2004, ISO 17025: 2005
Certifications	Class C Fire Rating, conformity to CE, PV CYCLE
Salt mist corrosion	Certified (IEC 61701)
Ammonia corrosion testing	Certified (DIN 50916:1985)
Extreme wind and snow loads testing	Module certified to withstand extreme wind (3800 Pascal) and snow loads (5400 Pascal)
Positive tolerance	Guaranteed positive tolerance of up to 5W
Junction Box	IP67 Rated
Warranties	<ul style="list-style-type: none"> • 25-year limited power warranty • 10-year limited product warranty • 10/25 Linear Power Warranty 25-year transferable power output warranty: 5 years / 95%, 12 years / 90%, 18 years / 85%, 25 years / 80% • 10-year material and workmanship warranty

RECOM LTD
www.recom.gr

T: (+30) 210 96 09940
M: info@recom.gr


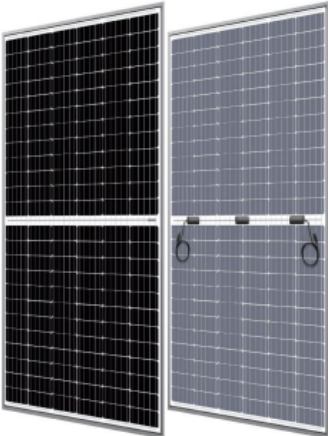
Dealer:

© Copyright 2013. Recom

Figura 111 - Ficha técnica dos módulos RCM-245-6PB.



FICHA TÉCNICA DOS MÓDULOS EMSH 540BM HC

EMSH 540BM HC

Módulo Fotovoltaico
Bifacial Monocristalino 144 células 540 W

O módulo fotovoltaico bifacial, monocristalino, *half cell e double glass* oferece excelente custo-benefício na geração de energia solar, em projetos de todos os tamanhos. Segurança e qualidade aliadas a 30 anos de garantia de desempenho (no mínimo 82,5% de seu desempenho nominal).

- » 540W na parte frontal do módulo
- » Bifacial – até 25% de ganho de energia adicional na parte traseira
- » Fácil instalação
- » Excelente eficiência do módulo de até 20,8%
- » Tecnologia *half cell e double glass*
- » Revestimento PERC
- » Grau de proteção (caixa de junção): IP68
- » Alta eficiência e durabilidade

Especificações técnicas

Modelo	EMSH 540BM HC
Registro INMETRO	008597/2021 (Portaria nº004/2011)
PERFORMANCE EM STC¹	
Potência máxima	540 W
Tensão máxima de operação	41,7 V
Corrente máxima de operação	12,97 A
Tensão de circuito aberto	49,50 V
Corrente de curto circuito	13,90 A
Eficiência do módulo	20,80% ²
<small>¹ Sob Condições Padrão de Teste (STC): irradiância de 1000 W/m², AM de 1,5 e temperatura do módulo de 25°C.</small>	
<small>² Equivalente à 208,03 Wp/m².</small>	
PERFORMANCE EM NMOT³	


intelbras.com.br


Figura 112 - Ficha técnica dos módulos EMSH 540BM HC.

intelbras					
Potência máxima	402 W				
Tensão máxima de operação	38,50 Vcc				
Corrente máxima de operação	10,18 A				
Tensão de circuito aberto	46,90 Vcc				
Corrente de curto circuito	11,22 A				
¹ Sob Condições de Temperatura Nominal de Operação Do Módulo (NMOT): irradiância de 800 W/m ² , AM de 1,5, temperatura ambiente de 20°C, vento de 1 m/s.					
ESPECIFICAÇÕES ELÉTRICAS – GANHOS PARTE TRASEIRA					
Ganho de Energia	P _{mpp}	V _{mpp}	I _{mpp}	V _{oc}	I _{sc}
5%	567 Wp	41,67 V	13,62 A	49,52 V	14,60 A
10%	594 Wp	41,69 V	14,27 A	49,54 V	15,29 A
15%	621 Wp	41,71 V	14,92 A	49,56 V	15,99 A
20%	648 Wp	41,73 V	15,56 A	49,58 V	16,68 A
25%	675 Wp	41,75 V	16,21 A	49,60 V	17,38 A
30%	702 Wp	41,76 V	16,86 A	49,61 V	18,07 A
ESPECIFICAÇÕES MECÂNICAS					
Tipo de célula	Bifacial Silício Monocristalino				
Dimensões das células	182 x 91 mm				
Dimensões do módulo (L x A x P)	1134 (+/-2,0 mm) x 2285 (+/-1,5 mm) x 35 mm				
Número de células	144 (24 x 2)				
Peso	28,5 kg				
Diodos Bypass	3				
Comprimento de cabo	1400 mm				
Seção transversal do cabo	4 mm ²				
Conector	Compatível com MC4				
Grau de proteção (caixa de junção)	IP68				
CONDIÇÕES DE OPERAÇÃO					
Temperatura de operação	-40°C +85°C				
Carga de neve	Até 5400 Pa				
Carga de vento	Até 2400 Pa				
Tensão máxima do Sistema	1500 Vcc				
Corrente máxima do fusível	25 A				
CARACTERÍSTICAS DE TEMPERATURA					
Coefficiente de temperatura máxima (Pmax)	-0,39 %/°C				
intelbras.com.br					
intelbras					

Figura 113 - Ficha técnica dos módulos EMSH 540BM HC.



Coefficiente de temperatura (Voc)	-0,29 %/°C
Coefficiente de temperatura (Isc)	+0,049 %/°C
Temperatura nominal da célula (NOCT)	45±2°C

EMBALAGEM

Módulos por pallet	31 peças
Peças por Container de 40' HQ	620 peças

GARANTIA

Garantia de produto	12 anos
Garantia de desempenho (mínimo de 84,95% de seu desempenho nominal)	30 anos

Figura 114 - Ficha técnica dos módulos EMSH 540BM HC.

J

FICHA TÉCNICA DOS INVERSORES SUN2000-30-40KTL-M3



Figura 115 - Ficha técnica dos inversores SUN2000-30-40KTL-M3.

SUN2000-30/36/40KTL-M3 Technical Specification			
Technical Specification	SUN2000-30KTL-M3	SUN2000-36KTL-M3	SUN2000-40KTL-M3
Efficiency			
Max. Efficiency		98.7%	
European Efficiency		98.4%	
Input			
Max. Input Voltage ¹		1,100 V	
Max. Current per MPPT		26 A	
Max. Short Circuit Current per MPPT		40 A	
Start Voltage		200 V	
MPPT Operating Voltage Range ²		200 V ~ 1000 V	
Rated Input Voltage		600 V	
Number of Inputs		8	
Number of MPPT Trackers		4	
Output			
Rated AC Active Power	30,000 W	36,000 W	40,000 W
Max. AC Apparent Power	33,000 VA ³	40,000 VA	44,000 VA
Rated Output Voltage		230 Vac / 400 Vac / 480 Vac, 3W/N+PE	
Rated AC Grid Frequency		50 Hz / 60 Hz	
Rated Output Current	43.3 A	52.0 A	57.8 A
Max. Output Current	47.9 A	58.0 A	63.8 A
Adjustable Power Factor Range		0.8 LG ~ 0.8 LD	
Max. Total Harmonic Distortion		< 3%	
Protection			
Input-side Disconnection Device		Yes	
Anti-islanding Protection		Yes	
AC Overcurrent Protection		Yes	
DC Reverse-polarity Protection		Yes	
PV-array String Fault Monitoring		Yes	
DC Surge Arrester		Yes	
AC Surge Arrester		Yes	
DC Insulation Resistance Detection		Yes	
Residual Current Monitoring Limit		Yes	
Arc Fault Protection		Yes	
Ripple Receiver Control		Yes	
Integrated PID Recovery ⁴		Yes	
Communication			
Display		LED Indicators, Integrated WLAN + FusionSolar APP	
RS-485		Yes	
Smart Dongle		WLAN/Ethernet via Smart Dongle-WLAN-FE (Optional) 4G / 3G / 2G via Smart Dongle-4G (Optional)	
Monitoring BUS (MBUS)		Yes (Isolation Transformer required)	
General Data			
Dimensions (W x H x D)		840 x 530 x 270 mm (25.2 x 20.9 x 10.6 inch)	
Weight (with mounting plate)		43 kg (94.8 lb)	
Operating Temperature Range		-25 ~ +60 °C (-13 °F ~ 140 °F)	
Cooling Method		Natural Convection	
Max. Operating Altitude		0 ~ 4,000 m (13,123 ft.)	
Relative Humidity		0% RH ~ 100% RH	
DC Connector		Stäubli MCA	
AC Connector		Waterproof Connector + DT/DT Terminal	
Protection Degree		IP 66	
Topology		Transformerless	
Nighttime Power Consumption		≤ 5.5W	
Optimizer Compatibility			
DC MBUS Compatible Optimizer		SUN2000-450W-P	
Standard Compliance (more available upon request)			
Safety		EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60058, IEC 61983	
Grid Connection Standards		IEC 61727, VDE-AR-N105, VDE 0126-1-1, BDEW, G59/3, ITC C 15-712-1, CEI 0-16, CEI 0-21, RD 661, RD 1698, P.D. 12.3/RD 413, EN-50438-Turkey, EN-50438-Indonesia, C10/11, MEA, Resolution No.7, NRS 097-2-1, AS/NZS 4777.2, DEWA	
<small> 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 unstable inverter operating. 3. For Australia, Germany, Belgium & others the Max. AC Apparent Power will not exceed 33,000VA, with regard to grid codes VDE-AR-N105, ITC11 & AS/NZS. 4. SUN2000-30-40KTL-M3 uses potential between PV and ground to detect area through Integrated PID recovery function to recover inverter degradation from PID. Supported inverter types include P type (mono, poly), N type (bifacial, etc). </small>			
SOLAR.HUAWEI.COM			

Figura 116 - Ficha técnica dos inversores SUN2000-30-40KTL-M3.

APÊNDICES

- Apêndice A – Figuras do projeto de eletricidade de um edifício público

A

FIGURAS DO PROJETO DE ELETRICIDADE DE UM EDIFÍCIO PÚBLICO

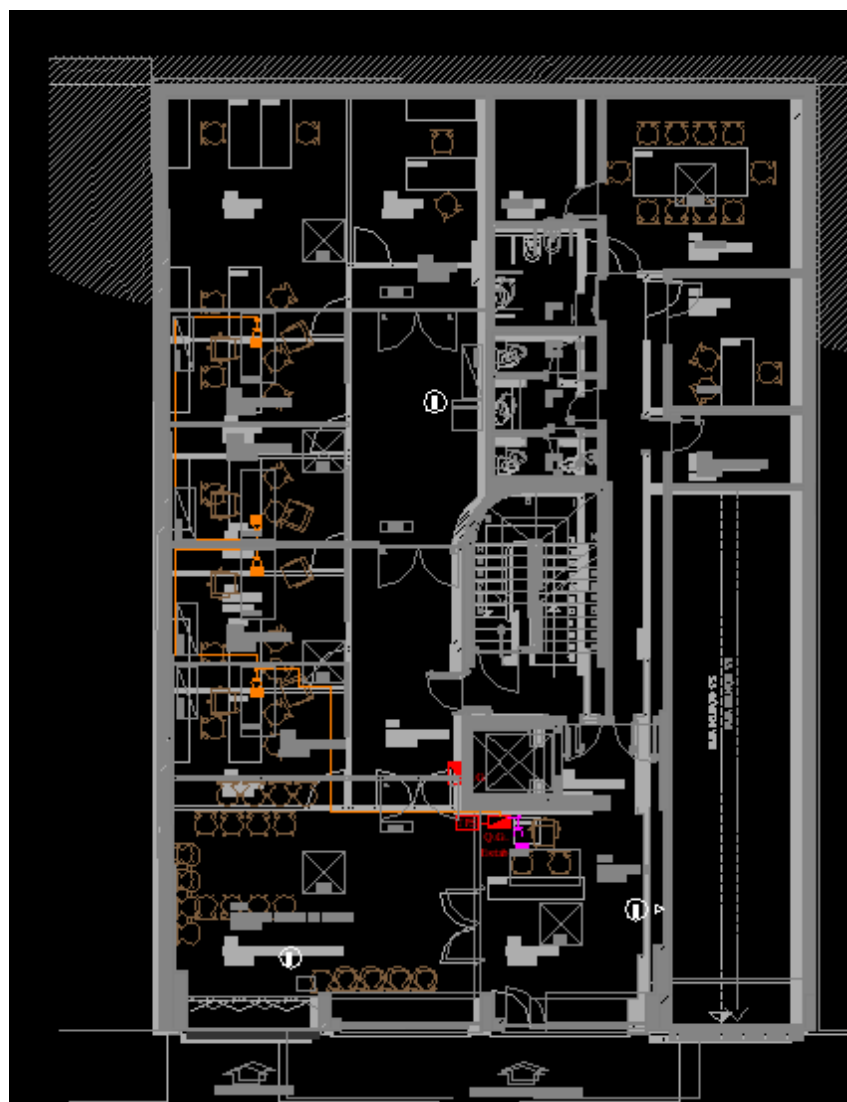


Figura 117 - Circuito tomadas estabilizadas. [2]

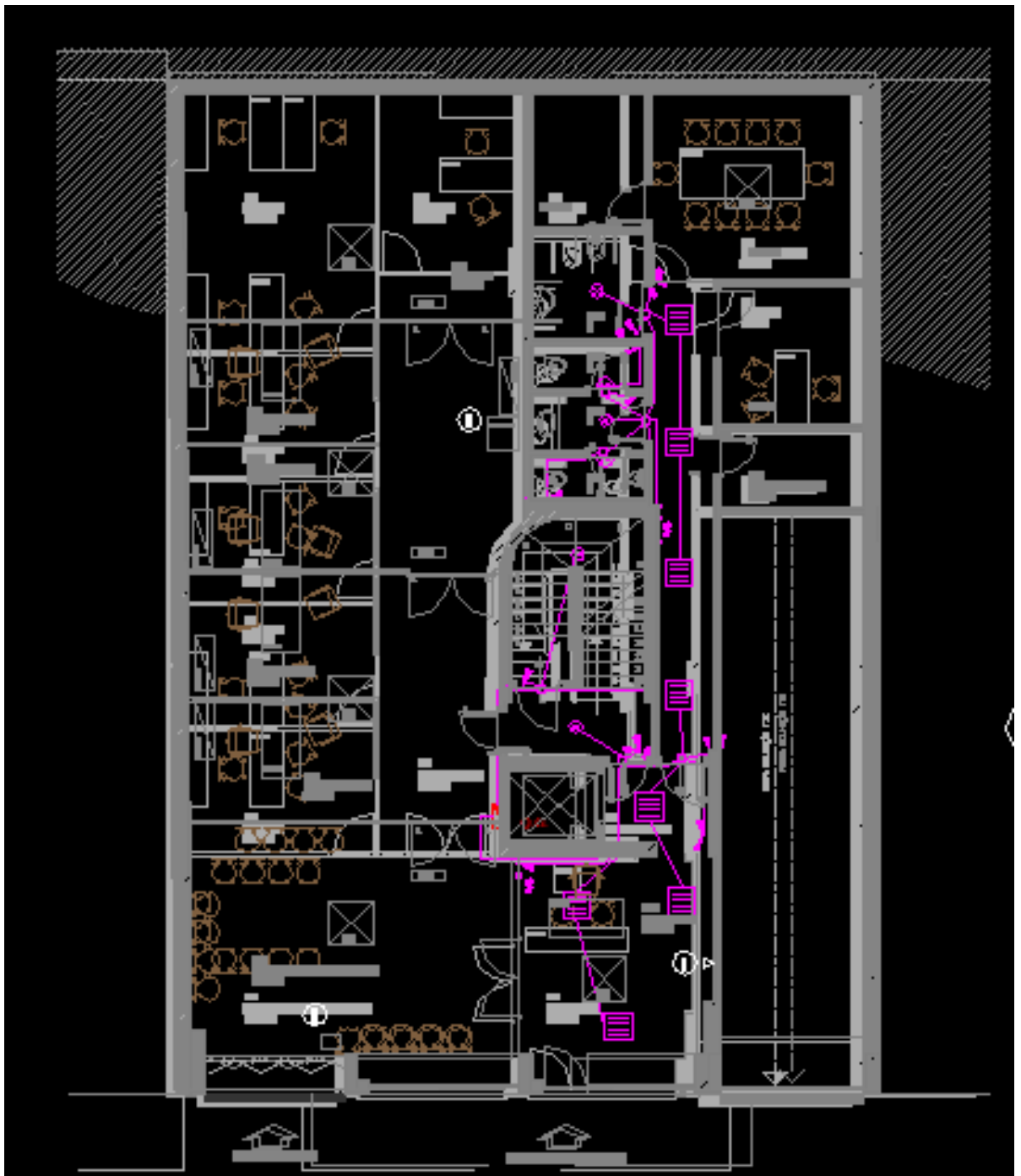


Figura 118 - Circuito de iluminação WC e corredores. [2]

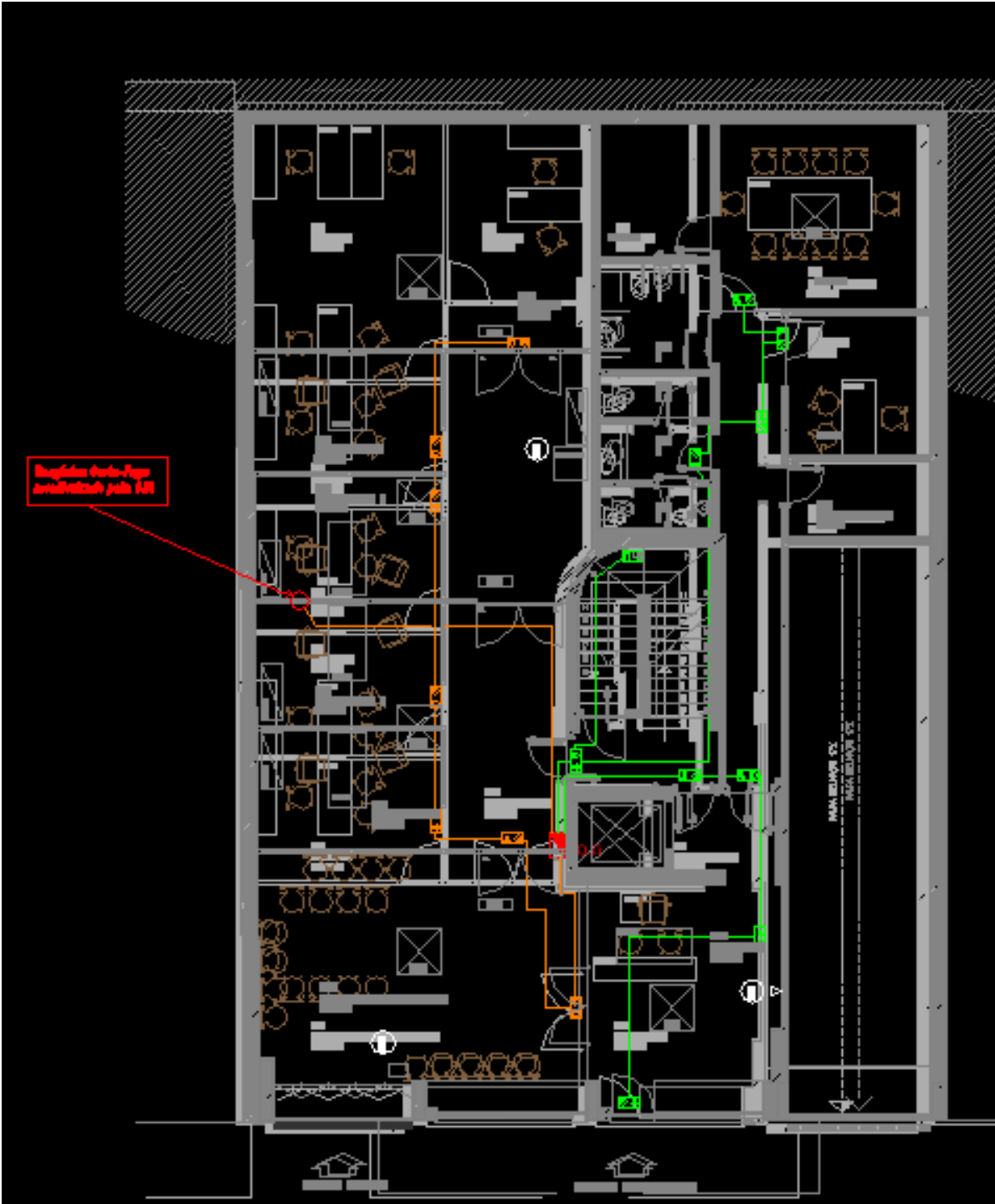


Figura 119 - Iluminação de emergência. [2]