



Estudo de um Sistema Fotovoltaico para uma Instalação com uma Antena de Telecomunicações

DIOGO NUNO FERNANDES

Outubro de 2018

ESTUDO DE UM SISTEMA DE AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO PARA UMA INSTALAÇÃO COM UMA ANTENA DE TELECOMUNICAÇÕES

Diogo Nuno Fernandes



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

2018

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

Candidato: Diogo Nuno Fernandes, Nº 1130706, 1130706@isep.ipp.pt

Orientação científica: Prof. Dr. António Carvalho de Andrade, ata@isep.ipp.pt

Empresa: PAINHAS, S.A.

Supervisão: Eng. Rui Rego, ruirego@painhas.pt



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

2018

Dedico este trabalho aos meus avós: Almerinda e João, Cândida e José.

Agradecimentos

Gostaria de apresentar os meus sinceros agradecimentos a todos aqueles que me acompanharam durante a realização deste percurso.

Em especial:

Aos meus pais, que me deram condições e ensinamentos essenciais, fazendo de mim a pessoa que sou hoje;

Ao meu irmão e futuro colega de profissão, David;

À minha família;

À minha namorada, Laura Alves, pela paciência e apoio para que nunca baixasse os braços;

Aos meus amigos e a todas as pessoas mais próximas;

Aos meus colegas de curso, Alexandre Oliveira, Inês Duarte e Nair Pereira, que para além de colegas são verdadeiros amigos;

A todos os engenheiros e meus professores do ISEP;

Ao Prof. Dr. António Carvalho de Andrade, por ter aceitado ser meu orientador de dissertação e por toda a preocupação e empenho colocado neste projeto;

Ao Eng. Rui Rego, diretor operacional, pela excelente oportunidade que me proporcionou ao estagiar na PAINHAS, S.A. e por toda a orientação necessária para um bom desempenho neste trabalho final de curso;

Ao Eng. Luciano Gomes, pela transmissão de uma outra perspetiva dos conhecimentos já adquiridos durante o curso e aplicação ao trabalho real em âmbito empresarial;

Aos colaboradores da PAINHAS, S.A. por todo o apoio, ajuda e companheirismo no quotidiano durante todo o período desta experiência;

Ao Eng. Fernando Pita, formador da Cenertec, pelo curso «Projeto de Sistemas Fotovoltaicos – Autoconsumo».

Ao Eng. Miguel Brochado, da empresa SOLVENAG, pela disponibilidade e colaboração em todo o projeto.

Resumo

O presente relatório foi desenvolvido no âmbito da unidade curricular de Dissertação do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica, com especialização em Sistemas Elétricos de Energia, do Instituto Superior de Engenharia do Porto (ISEP), e apresenta o meu trabalho de estágio realizado em contexto empresarial, na PAINHAS, S.A..

Este estágio, com duração de doze meses, permitiu a aplicação de conceitos teóricos, adquiridos ao longo da licenciatura e mestrado, a situações práticas, o que possibilitou obter uma visão mais elucidativa destes.

O propósito deste projeto visa o estudo, projeto e dimensionamento de sistemas fotovoltaicos para produção de energia em autoconsumo.

Inicialmente, o percurso começou pela pesquisa e investigação sobre a energia solar, a sua história, métodos de usá-la e progressão dessa forma de energia.

Numa segunda fase, foi recolhida e analisada a documentação e informação importante para enquadrar toda a atividade tendo participado no Curso Intensivo «Projeto de Sistemas Fotovoltaicos – Autoconsumo», promovido pela Cenertec – Centro de Energia e Tecnologia. Foram analisados outros documentos nomeadamente, o Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS), o Decreto-Lei n.º 153/2014 de 20 de outubro e as Portaria n.º 14/2015 e Portaria n.º 15/2015, ambas de 23 de janeiro.

Posteriormente, foram realizadas várias visitas às instalações onde iria ser implementado o projeto onde foram medidas e demonstradas soluções para o que viria a ser o projeto.

Foram realizados contactos com colaboradores da EDP Solar, da Solvenag e acompanhamento no terreno da equipa especializada na simulação e análise de projetos fotovoltaicos.

Após a avaliação técnica do local, instalou-se um analisador de rede e simulou-se cenários do sistema fotovoltaico a implementar num futuro próximo,

Finalmente, elaborou-se um estudo de viabilidade económica fazendo uma comparação relativa a análise financeira dos mesmos, no que concerne o custo/benefício.

Palavras-Chave

Energia Elétrica, Módulos Fotovoltaicos, Autoconsumo, Viabilidade Económica.

Abstract

This report was written under the scope of the course “Dissertation for the Masters in Electrotechnical Engineering” at Polytechnic of Porto — School of Engineering (ISEP). The essay hinges on electric energy systems following a twelve-month curricular internship in PAINHAS, S.A..

This was key to employ theoretical concepts, and knowledge learned during bachelors and masters programmes to a real-world situation.

The internship focused on planning and simulating the implementation of photovoltaic systems for self-consumption energy production.

To bring this problem in better focus, this report was developed in several stages. We began by exploring the initial development and subsequent advancements of social energy on a theoretical basis. Hinging on this first literature review, we gathered and analysed relevant documentation for the implementation of photovoltaic systems. To this aim, we engaged in legislation analysis and attended an intensive course on “Self-Consumption Photovoltaic Systems” – by CENERTEC.

At the internship, we visited several facilities to design targeted solutions for the implementation of these systems. During the whole process, we had the critical input of employees of several companies — notably EDP Solar and Solvenag, as well as the monitoring of a specialized field team.

After the on site technical evaluation, an energy monitoring kit was installed for performing simulations of the photovoltaic system to be implemented.

Lastly, a study on the economic viability of the project was carried out. This study was instrumental to compare the costs and benefits of the alternatives available for the project.

Keywords

Electric Energy, Photovoltaic Modules, Self-consumption, Economic Viability

Índice

AGRADECIMENTOS	I
RESUMO	III
ABSTRACT	V
ÍNDICE	VII
ÍNDICE DE FIGURAS	IX
ÍNDICE DE TABELAS	XV
ACRÓNIMOS	XVII
1. INTRODUÇÃO	1
1.1.CONTEXTUALIZAÇÃO	2
1.2.OBJETIVOS	3
1.3.CALENDARIZAÇÃO	3
1.4.ORGANIZAÇÃO DO RELATÓRIO.....	4
2. APRESENTAÇÃO DA EMPRESA	7
2.1.PA GRUPO	7
2.2.PAINHAS, S.A.....	8
3. ENERGIA SOLAR	13
3.1.HELIOTECNIA - GENERALIDADES	14
3.2.RADIAÇÃO SOLAR	15
3.3.RECURSOS DE ENERGIA SOLAR EM PORTUGAL	18
4. LEGISLAÇÃO	21
4.1.OBJETIVOS	22
4.2.VANTAGENS DO NOVO MODELO DE PRODUÇÃO DISTRIBUÍDA	22
4.3.UPAC vs UPP	23
4.4.CONTAGEM	33
4.5.INSPEÇÕES PERIÓDICAS	33
4.6.PORTARIAS ASSOCIADAS AO NOVO DECRETO-LEI	33
5. TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA	35
5.1.PRINCÍPIO DO EFEITO FOTOVOLTAICO	35
5.2.CÉLULA FOTOVOLTAICA	36

5.3.MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	44
5.4.ASSOCIAÇÃO DE MÓDULOS	48
5.5.DÍODOS DE <i>BY-PASS</i> E DÍODOS DE FILEIRA	50
5.6.ORIENTAÇÃO DOS MÓDULOS SOLARES	52
5.7.EFEITO DE SOMBREAMENTO	52
5.8.PRINCIPAIS APLICAÇÕES FOTOVOLTAICAS	55
5.9.BATERIAS	56
5.10.INVERSORES	57
6. PROJETO FOTOVOLTAICO	59
6.1.CARACTERIZAÇÃO DO LOCAL	59
6.2.SELEÇÃO E ESPECIFICAÇÃO DOS EQUIPAMENTOS	69
6.3.SIMULAÇÕES COM <i>SUNNY DESIGN</i>	74
6.4.ESTUDO DOS SISTEMAS 1 E 3	82
7. ANÁLISE ECONÓMICA	91
7.1.ORÇAMENTOS DOS SISTEMAS	91
7.2.ESTUDO DE VIABILIDADE	92
7.3.VIABILIDADE SISTEMA 1	96
7.4.VIABILIDADE SISTEMA 3	101
8. CONCLUSÕES.....	107
REFERÊNCIAS DOCUMENTAIS.....	111
ANEXO A. – RECOLHA DE DADOS DO ANALISADOR.....	113
ANEXO B. – FICHA TÉCNICA MÓDULO FOTOVOLTAICO	135
ANEXO C. – FICHA TÉCNICA INVERSOR SISTEMA 1	137
ANEXO D. – FICHA TÉCNICA INVERSOR SISTEMA 3	139
ANEXO E. – FICHA TÉCNICA BATERIA	141

Índice de Figuras

Figura 1 – Logo PA GRUPO [3]	7
Figura 2 – Cronologia da evolução do PA GRUPO [3]	8
Figura 3 – Logo PAINHAS, S.A. [3]	9
Figura 4 - PAINHAS - Infraestruturas da Rede de Distribuição [3]	11
Figura 5 - Tipos de aproveitamento de energia solar [4]	14
Figura 6 – Piranómetro [5]	15
Figura 7 – Actinógrafo [5]	15
Figura 8 – Heliógrafo [5]	16
Figura 9 – Pirheliómetro [5]	16
Figura 10 – Componentes da radiação solar [4]	17
Figura 11 – Ilustração da radiação [4]	18
Figura 12 - Potencial Fotovoltaico [7]	19
Figura 13 – Esquema UPAC [2]	25
Figura 14 – Exemplo diagrama de produção e consumo [2]	26
Figura 15 – Esquema UPP [2]	27
Figura 16 – Exemplo ilustrativo de registo para UPAC com potência superior a 1,5 kW [2]	32
Figura 17 – Exemplos ilustrativo de registo para UPP [2]	32
Figura 18 – Repartição de competências [2]	32

Figura 19 - Estrutura cristalina do silício	37
Figura 20 - Princípio de funcionamento de uma célula fotovoltaica	37
Figura 21 – Gráfico da curva característica I/U de uma célula fotovoltaica [4]	39
Figura 22 – Gráfico da curva característica I-U de um módulo fotovoltaico [4]	40
Figura 23 - a) Efeito da variação da irradiância b) Efeito da variação da temperatura	41
Figura 24 - Gráfico: Célula com baixo FF [16]	43
Figura 25 – Gráfico: Célula com alto FF [16]	44
Figura 26 - Célula, módulo e painel fotovoltaico	44
Figura 27 – Pormenor de interligação entre células	45
Figura 28 - Pormenor da constituição interna de um módulo FV	45
Figura 29 – Pormenor da constituição interna de um módulo FV [4]	46
Figura 30 - Composição de um gerador fotovoltaico [4]	47
Figura 31 - Caixa de ligação de um módulo fotovoltaico. Fonte: <i>Weidmüller</i>	48
Figura 32 - Caixas de ligações de módulos fotovoltaicos. Fonte: <i>Flickr</i>	48
Figura 33 – Esquema elétrico: Associação em série [17]	49
Figura 34 - Esquema elétrico: Associação em paralelo [17]	49
Figura 35 - Esquema elétrico: Associação mista [17]	50
Figura 36 - Esquema elétrico: díodos de <i>by-pass</i> e díodos de fileira [17]	51
Figura 37 – Orientação dos módulos	52
Figura 38 – Disposição dos painéis	53
Figura 39 – Principais aplicações FV [4]	55

Figura 40 – Aplicação FV em telhado de uma habitação [11]	55
Figura 41 – Sistema FV de grande dimensão [20]	55
Figura 42 - Representação das soluções de ligação dos inversores num sistema FV.	58
Figura 43 - Imagem aérea do local do projeto	60
Figura 44 - Medições do local a instalar o painel fotovoltaico (334 m ² de área disponível)	61
Figura 45 - Página da <i>Photovoltaic Geografic Informacion System</i> , onde se poderá escolher dados sobre irradiação e horas solares de pico [22]	62
Figura 46 – Gráfico de temperatura mensal	63
Figura 47 – Gráfico de Radiação diária média mensal	63
Figura 48 – Instalação das pinças amperimétricas	65
Figura 52 – Instalação do <i>Hub</i>	66
Figura 54 – Consumo instantâneo no dia 7 julho	67
Figura 55 – Gráfico consumo diário do dia 7 julho	67
Figura 52 – Diagrama de barras da energia consumida e produzida (ver tabela 10)	68
Figura 53 – Módulo Fotovoltaico Astronergy Stave II CHSM6610P 280	70
Figura 54 – Módulo Fotovoltaico SolarWorld PL 280 MONO WOB	70
Figura 55 – Distância entre módulos FV	71
Figura 56 – Inversor SMA STP 5000TL-20	72
Figura 57 – Inversor Fronius Symo 4.5-3-M	72
Figura 58 – Inversor (com bateria) Fronius Symo Hybrid 5.0-3-S	72
Figura 59 – Dados iniciais, no <i>SunnyDesign</i>	74

Figura 60 – Configuração do gerador fotovoltaico, no <i>SunnyDesign</i>	75
Figura 61 – Configuração do inversor, no <i>SunnyDesign</i>	76
Figura 62 – Resultados do Autoconsumo, no <i>SunnyDesign</i>	76
Figura 63 – Rendimento energético por mês	77
Figura 64 – Gráfico de demonstração do pior, médio e melhor dia de rendimento	77
Figura 65 – Configuração do gerador fotovoltaico, no <i>SunnyDesign</i>	78
Figura 66 – Distância entre módulos FV	78
Figura 67 – Configuração do inversor, no <i>SunnyDesign</i>	79
Figura 68 – Configuração do sistema de armazenamento, no <i>SunnyDesign</i>	80
Figura 69 – Bateria LG RESU10H a instalar	80
Figura 70 – Resultados do Autoconsumo, no <i>SunnyDesign</i>	80
Figura 71 – Rendimento energético por mês	81
Figura 72 – Gráfico de demonstração do pior, médio e melhor dia de rendimento	82
Figura 73 – Cenário 1 – janeiro – Diagrama de energias da instalação	84
Figura 74 - Cenário 1 – julho – Diagrama de energias da instalação	86
Figura 75 - Cenário 3 – janeiro – Diagrama de energias da instalação	88
Figura 76 - Cenário 3 – julho – Diagrama de energias da instalação.	90
Figura 77 – Resultados de rentabilidade, no <i>SunnyDesign</i>	97
Figura 78 – Poupança efetiva, no <i>SunnyDesign</i>	98
Figura 79 – Comparação de custos de eletricidade acumulados, no <i>SunnyDesign</i>	98
Figura 80 – <i>Payback</i> da poupança efetiva, no <i>SunnyDesign</i>	99

Figura 81 - Evolução do investimento no Sistema 1	101
Figura 82 – Resultados de rentabilidade, no <i>SunnyDesign</i>	102
Figura 83 – Poupança efetiva, no <i>SunnyDesign</i>	103
Figura 84 – Comparação de custos de eletricidade acumulados, no <i>SunnyDesign</i>	103
Figura 85 – <i>Payback</i> da poupança efetiva, no <i>SunnyDesign</i>	104
Figura 86 – Evolução do investimento no Sistema 3	106

Índice de Tabelas

Tabela 1 – Calendarização do Projeto	4
Tabela 2 – Albedos de alguns tipos de superfície	18
Tabela 3 – Detalhes comparativos UPAC vs UPP	23
Tabela 4 – Características comparativas UPAC vs UPP	24
Tabela 5 - Valores típicos da OMIE em Portugal no ano de 2017 [10]	28
Tabela 6 – Requisitos exigidos às UPAC [8]	30
Tabela 7 - Exemplos de baterias [21]	56
Tabela 8 - Características do Edifício	62
Tabela 9 – Resultados PVGIS Porto	64
Tabela 10 – Energia consumida e produzida hora a hora no dia 7 julho	68
Tabela 11 – Características dos módulos FV	70
Tabela 12 - Características dos inversores	73
Tabela 13 – Descrição dos cenários 1, 2 e 3	73
Tabela 14 – Detalhe energético por mês	77
Tabela 15 – Detalhe energético por mês	81
Tabela 16 – Dados de energia referentes a janeiro – cenário 1	83
Tabela 17 – Quadro resumo das energias referentes a janeiro – cenário 1	84
Tabela 18 - Dados de energia referentes a julho – cenário 1	85
Tabela 19 – Quadro resumo das energias referentes a julho – cenário 1	86

Tabela 20 - Dados de energia referentes a janeiro – cenário 3	87
Tabela 21 – Quadro resumo das energias referentes a janeiro – cenário 3	88
Tabela 22 - Dados de energia referentes a julho – cenário 3	89
Tabela 23 – Quadro resumo das energias referentes a julho – cenário 3	90
Tabela 24 - Orçamento Sistema 1	91
Tabela 25 – Orçamento Sistema 3	92
Tabela 26 – Dados Sistema 1	99
Tabela 27 – Análise financeira do Sistema 1	100
Tabela 28 – Resultados conclusivos do Sistema 1	101
Tabela 29 – Dados Sistema 3	104
Tabela 30 - Análise financeira do Sistema 3	105
Tabela 31 – Resultados conclusivos do Sistema 3	106

Acrónimos

AT	-	Alta Tensão
BT	-	Baixa Tensão
EDP	-	Energias de Portugal, S.A.
ERSE	-	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
IP	-	Iluminação Pública
MAT	-	Muita Alta Tensão
MT	-	Média Tensão
PA	-	PAINHAS, S.A.
PdE	-	Ponto de Energia
PT	-	Posto de Transformação (de MT/BT)
PV	-	Fotovoltaico
PTC	-	Posto de Transformação de Cliente
PTD	-	Posto de Transformação de Distribuição
RQS	-	Regulamento da Qualidade de Serviço
SERUP	-	Sistema Eletrónico de Registo das Unidades de Produção
TET	-	Trabalhos em Tensão
UPAC	-	Unidade de Produção para Autoconsumo
UPP	-	Unidade de Pequena Produção
Wp	-	Watt pico

1. INTRODUÇÃO



“Não é o mais forte que sobrevive, nem o mais inteligente, mas o que melhor se adapta às mudanças”

Charles Darwin



Vive-se, atualmente, uma época em que a energia se tornou um vetor essencial para o desenvolvimento das nações, constituindo o motor que alimenta o seu progresso. A contrapartida do uso intensivo de energia, nas suas diversas formas, releva-se na destruição progressiva do meio ambiente e na degradação da qualidade de vida.

A sociedade contemporânea portuguesa está extremamente dependente das fontes de energia fósseis (petróleo e carvão), fontes essas que a sua produção e utilização têm um impacto ambiental que é necessário reduzir numa ótica de não comprometer o equilíbrio climático do planeta. Por isso, assiste-se hoje a investigações e a grandes investimentos na área das energias renováveis e no seu desenvolvimento.

Entre as energias renováveis merece destaque, pelo seu forte crescimento recente a nível mundial, a energia solar fotovoltaica.

A eletricidade produzida diretamente da luz solar é chamada de *fotovoltaica* que é a junção de duas palavras: *foto*, que significa luz, e *voltaica*, que vem da palavra *Volt*. [1]

Em Portugal, a radiação solar é abundante e possuímos uma das maiores reservas de silício do Mundo e isto faz com que o nosso país seja um local privilegiado para uma indústria fotovoltaica, gerando empregos, retorno em impostos e benefícios para a nossa rede elétrica.

Os sistemas fotovoltaicos geram poucos impactes ambientais, permitindo o aproveitamento de um recurso renovável para produzir eletricidade sem gerar emissões atmosféricas. No entanto, ocorrem alguns impactes ambientais negativos associados a esta forma de energia, sobretudo decorrentes da ocupação de áreas relativamente extensas e do processo e materiais envolvidos na produção das células. Os principais impactes ambientais ocorrem assim nas fases de produção, construção e desmantelamento dos sistemas, sendo os impactes na fase operacional bastante reduzidos. [2]

De facto, tem-se assistido a uma utilização e instalação crescente de sistemas fotovoltaicos no país e no Mundo.

1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO

É este o propósito que será desenvolvido ao longo deste relatório, que descreve este estágio curricular e profissional realizado na empresa PAINHAS, S.A., consistindo na aquisição de competências técnicas na área de projeto e dimensionamento de um sistema fotovoltaico.

O estágio proporcionou a integração do estagiário no mundo do trabalho, baseando-se essencialmente na componente prática, exigindo a aplicação dos conhecimentos adquiridos e outros adquiridos em formações extra. Deste modo, o estágio implica não só o uso de conhecimentos teóricos em situações práticas, mas também o desenvolvimento de capacidades de decisão, superar desafios, bem como aprender a planear e coordenar tarefas.

Para além dos objetivos mencionados, o estágio também permitiu um melhor conhecimento ao nível dos trabalhos, métodos e regulamentação de empresas.

1.2. OBJETIVOS

Os objetivos desta dissertação consistem em realizar uma abordagem geral do setor da energia fotovoltaica em Portugal, analisando os principais documentos legislativos e as suas especificidades, com maior foco para o Decreto-de-Lei n.º 153/2014, que promove o autoconsumo através de fontes renováveis.

Foi desenhado um projeto de autoconsumo fotovoltaico a instalar num dos armazéns da PAINHAS, S.A. fazendo o tratamento dos dados de consumo de energia elétrica da rede, permitindo analisar qual a poupança e rentabilidade financeira obtida pelo sistema fotovoltaico.

Através do perfil de consumos desta instalação, foram feitas simulações para definir a potência ótima do sistema fotovoltaico, numa ótica de maior poupança e maior rentabilidade financeira possível. Estas simulações foram realizadas com recurso a uma folha de cálculo de desenvolvida através do *software SunnyDesign* de dimensionamento e simulação de sistemas fotovoltaicos.

1.3. CALENDARIZAÇÃO

O estágio seguiu um programa de atividades específico mas não vinculativo. O trabalho foi realizado à medida que as tarefas iam surgindo, consoante a sua importância e disponibilidade do estudante e empresa.

No entanto, projetou-se a calendarização apresentada na Tabela 1. Esta inclui o seguinte conjunto de tarefas:

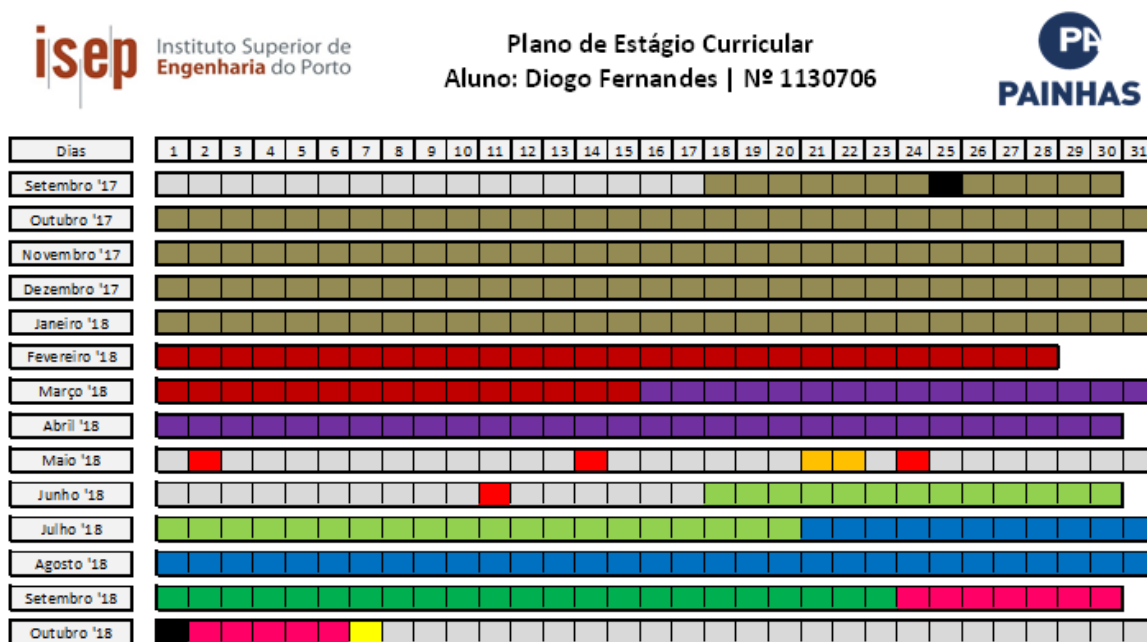
- 1) Pesquisa e Investigação sobre Energia Solar
- 2) Análise de Documentação e Legislação
- 3) Participação no Curso Intensivo «Projeto de Sistemas Fotovoltaicos – Autoconsumo», promovido pela Cenertec – Centro de Energia e Tecnologia.
- 4) Visitas às instalações onde o projeto ia ser implementado
- 5) Instalação do analisador de rede para obtenção de dados e sua análise
- 6) Simulação e Dimensionamento do projeto
- 7) Estudo de viabilidade económica do projeto

- 8) Finalização de trabalhos
- 9) Entrega/Apresentação da Dissertação

- Aulas
- Início/Fim Estágio

Durante todo o período do estágio, foi elaborado o Relatório Final em simultâneo com o trabalho na empresa.

Tabela 1 – Calendarização do Projeto



1.4. ORGANIZAÇÃO DO RELATÓRIO

Ao longo deste relatório, procurou-se realizar, nos capítulos que o compõem, uma análise crítica e rigorosa sobre o trabalho executado.

O Capítulo 1 é constituído pela introdução e contextualização do projeto.

No Capítulo 2, é mostrado o enquadramento do projeto com a empresa PAINHAS, S.A. e a sua apresentação.

No Capítulo seguinte, 3, são apresentados os aspetos gerais e toda a parte teórica sobre o tema pilar desta dissertação: energia solar.

O Capítulo 4 apresenta uma análise à legislação em vigor.

No Capítulo 5, é descrita toda a tecnologia associada ao fotovoltaico desde princípios físicos e químicos associados à conversão da energia solar em energia elétrica, são apresentadas as fórmulas matemáticas que demonstram o verdadeiro funcionamento das células fotovoltaicas e ainda os diferentes tipos de dispositivos necessários para o projeto de um sistema FV.

O Capítulo 6 é aquele que demonstra todo o trabalho prático desenvolvido para a simulação, projeto e dimensionamento do sistema FV, com fotografias, demonstrações matemáticas e análise de dados.

No 7.º Capítulo é analisada a viabilidade económica com a implementação do projeto dimensionado em 6.

Por fim, no último capítulo, o 8.º, são reunidas as principais conclusões e perspetivados futuros desenvolvimentos.

2. APRESENTAÇÃO DA EMPRESA

2.1. PA GRUPO

Reconhecido na área da construção, de redes de Energia e Telecomunicações pela qualidade, inovação, dedicação e foco na satisfação de clientes, em 1980, nasce o **PA Grupo**, com a criação da **PAINHAS**, em Viana do Castelo.



Figura 1 – Logo PA GRUPO [3]

Com o lema «Juntos somos + energia», o PA Grupo foi crescendo nas cinco áreas de negócio que se propôs desenvolver. São estas: Energia e Telecomunicações, Água, Gás e Georreferenciação; Ambiente; Parques de Estacionamento e Formação.

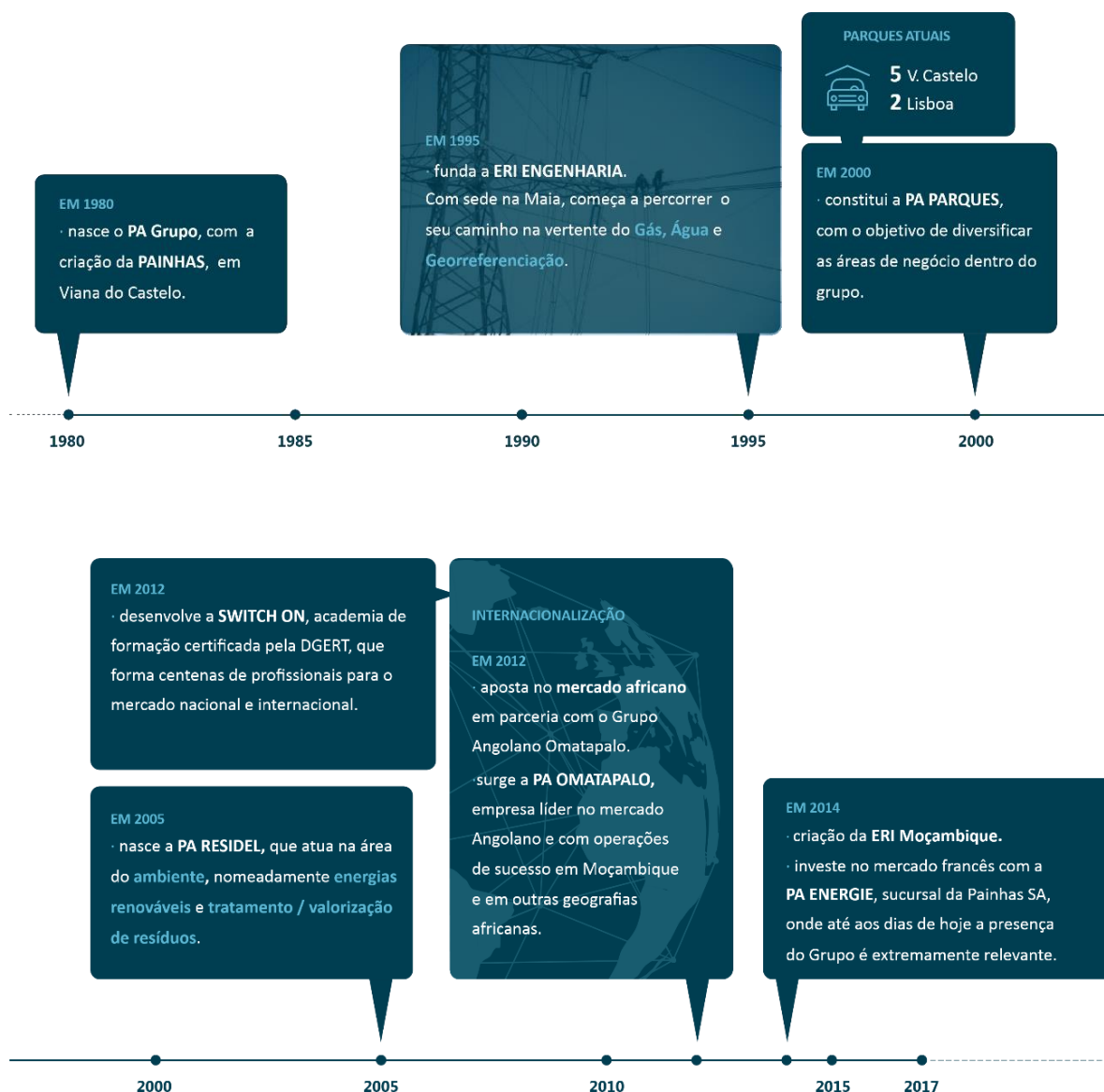


Figura 2 – Cronologia da evolução do PA GRUPO [3]

2.2. PAINHAS, S.A.

A **PAINHAS, S.A.** apresenta-se hoje como um prestador de serviços de referência na construção, manutenção e gestão de operações (assistência comercial, assistência à rede e clientes) em toda a cadeia de valor do Setor de Energia em redes de MAT, AT, MT, BT/IP e trabalhos específicos em Trabalhos em Tensão (TET) AT, MT e BT, desenvolvendo a sua atividade nas áreas de produção, transporte, distribuição e manutenção de redes e infraestruturas.

A PAINHAS, S.A. conta com equipas de Gestão e Operacionais especializadas, possuindo competências, meios, equipamentos e tecnologias adaptadas às necessidades dos clientes.



Figura 3 – Logo PAINHAS, S.A. [3]

No que concerne às infraestruturas de distribuição, a PA é parceira da EDP Distribuição há mais de 3 décadas e é atualmente adjudicatária de 3 grandes contratos de referência:

- Empreitada Contínua de Redes;
- Empreitada Contínua de Subestações da componente Eletromecânica;
- Empreitada Contínua de Subestações da componente Civil.

Nesta atividade, construímos, operamos e mantemos as redes e instalações destinadas à distribuição de eletricidade.

- Construção e Manutenção de Redes AT, MT e BT
- Construção e Manutenção de IP
- Postos de Transformação (PT)
- Assistência à Rede e Clientes InovGrid
- Assistência comercial (Contagens)
- BAU
- Campanhas (InovGrid)
- Projetos de Inovação tecnológica
- Atividades de TET

- Mobi E: instalação de Posto de carregamento elétrico de veículos
- Telecomando de PT's

Como parte integrante, realiza atividades de Projeto, Construção e Manutenção de Subestações e Postos de Corte AT/MT, Instalação e Remodelação de Sistemas de Comando e Controlo e Proteção e Sistemas de Alimentação;

- Projetos de execução
- Execução de Redes de Terra
- Montagem estruturas metálicas
- Montagem de equipamento AT/MT e BT
- Execução de ligações AT/MT rígidas e flexíveis
- Passagem de ligação de cabos MT e BT
- Montagem de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo (SPCC)
- Ensaios e Comissionamentos
- Montagem de sistemas de alimentação de Corrente Contínua

Em obras de referência, como da ENERCON, APDL, DB SHENKER, existem também mais objetos de trabalho:

- Postos de transformação;
- Sistemas de AVAC;
- Projeto;
- Eficiência energética;
- Redes BT;
- Iluminação e força motriz;
- Redes de informática;

- Telecomunicações;
- Quadros elétricos;
- Serviços de manutenção.

Enquanto integradores de sistemas com experiência, a empresa oferece uma gama completa de serviços para operadores de Redes Fixas, Móveis e FTTH.

A atividade inclui o desenho, planificação, aquisição, instalação ‘chave na mão’ e serviços de apoio, utilizando os amplos conhecimentos e experiência dos seus colaboradores.

- Instalação e manutenção da rede fixa
- Colocação e manutenção de postos públicos
- Instalação de infraestruturas de estações base
- Medições de campo eletromagnético em estações
- Serviços Service Provider Global
- Montagem de cabos de fibras óticas em linhas aéreas e subterrâneas de MT/AT

O retorno positivo dos seus clientes e parceiros leva a empresa a querer evoluir, a marcar presença com a sua imagem de tradição e experiência noutros mercados.

O futuro cria-se com a solidez de um presente que é feito de escolhas, dedicação e trabalho. É este o propósito do PA Grupo.



Figura 4 - PAINHAS - Infraestruturas da Rede de Distribuição [3]

3. ENERGIA SOLAR

Atualmente, a nossa economia tem uma elevada dependência de fontes de energias tradicionais que exercem um impacto que é prejudicial ao equilíbrio ecológico do planeta.

Os preços do petróleo, carvão e gás natural não param de subir à medida que as suas reservas diminuem a cada dia que passa. O nosso país utiliza imensos recursos na importação de energia, o que pode representar que esse capital não seja investido noutras áreas muito mais benéficas para o país.

As energias renováveis são sem dúvida uma alternativa a este problema, uma vez que o nosso país possui energia solar, eólica, biomassa e de ondas em abundância. É ainda preciso ter em conta que da utilização de equipamentos de energias alternativas, apenas advêm custos da sua manutenção, instalação e compra.

No caso do solar fotovoltaico, esta é uma fonte de energia que, através das suas células, converte diretamente a radiação solar em energia elétrica. Esta fonte de energia para produção de eletricidade (que tem como base as células fotovoltaicas), apresenta as seguintes vantagens: [4]

- É uma fonte de energia renovável;
- Não é poluidora;

- É economicamente competitiva e permite rápidos períodos de retorno de investimento;
- Contribui para a redução da dependência energética externa de Portugal;
- A tecnologia existente no mercado está já suficientemente madura;
- Não exige grandes manutenções;

Como sabemos, a energia solar tem imensas aplicações. Sem dúvida que este tipo de energia não polui, não produz ruído, sendo utilizada em sistemas com uma elevada fiabilidade e com extensa durabilidade. A energia solar pode ser aproveitada para produção de água quente e de energia elétrica, para energia hídrica (é proveniente da evaporação da água e posteriormente transformada em chuva), etc.

De seguida é apresentada uma figura que indica alguns tipos de aproveitamento de energia solar.

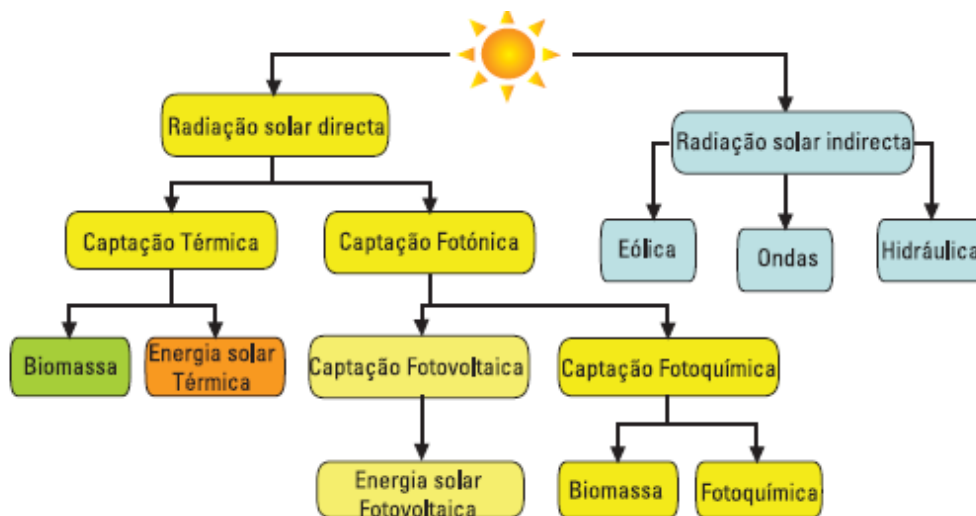


Figura 5 - Tipos de aproveitamento de energia solar [4]

3.1. HELIOTECNIA - GENERALIDADES

A luz, seja ela de origem solar ou gerada por um foco incandescente ou luminoso, é formada por um conjunto de radiações eletromagnéticas de frequência muito alta que estão agrupadas dentro de um intervalo ao qual chamamos de espectro luminoso.

O Sol transfere energia para a Terra através da luz que nos envia, isto é, por radiação. A radiação solar refere-se à radiação eletromagnética emitida pelo Sol.

Devido à grande distância existente entre Sol e Terra, apenas uma parte mínima dessa radiação atinge a superfície terrestre, que corresponde a uma quantidade de energia de 1×10^{18} kWh/ano. [4]

De toda a energia emitida pelo Sol ($3,9 \times 10^{26}$ J/s) apenas $1,8 \times 10^{17}$ J/s chega ao nosso planeta, devido ao facto deste se encontrar algo distanciado do astro-rei (a distância entre o Sol e a Terra é de 150 milhões de quilómetros).

3.2. RADIAÇÃO SOLAR

A radiação é um mecanismo de transmissão de energia entre dois corpos a temperaturas diferentes, baseado em ondas eletromagnéticas, que não necessita de um suporte físico. É a forma de transferência de energia entre o Sol e a Terra.

Para a medição da radiação solar existem tipos de aparelhos que foram construídos para esse efeito, como por exemplo:

– Piranómetro: Este aparelho mede a irradiação solar sobre uma superfície plana, com uma elevada exatidão.



Figura 6 – Piranómetro [5]

– Actinógrafo: Aparelho que mede e também regista a radiação global



Figura 7 – Actinógrafo [5]

– Heliógrafo: Aparelho que mede e regista o número horas de Sol. Em geral estamos interessados em conhecer a quantidade de energia por unidade de área e por unidade de tempo que chega a um determinado lugar da superfície da Terra, o que chamamos de insolação do lugar. A insolação pode variar de acordo com o lugar, com a hora do dia e com a época do ano.



Figura 8 – Heliógrafo [5]

– Pirheliómetro: Aparelho que mede e regista a radiação direta normal



Figura 9 – Pirheliómetro [5]

Existe outro tipo de equipamentos disponíveis para medir o valor da radiação incidente, que usam fotocélulas como elemento de deteção, e também “aparelhos caseiros” de medição solar.

3.2.1. COMPONENTES DA RADIAÇÃO SOLAR

A radiação solar sobre uma superfície dentro da atmosfera terrestre tem três componentes. São: [6]

- a radiação direta - vem diretamente do sol;
- radiação difusa - Proveniente de todo o céu exceto do disco solar. A radiação, ao atravessar a atmosfera, é em parte refletida pelos componentes atmosféricos (as

nuvens), outra parte é absorvida e a restante é difundida (moléculas, gotas de água, pó em suspensão);

- radiação refletida - Proveniente da reflexão no chão e em objetos circundantes. A refletividade do chão designasse por albedo e depende apenas da composição e cor do chão (existência de neve, água, vegetação, etc.).

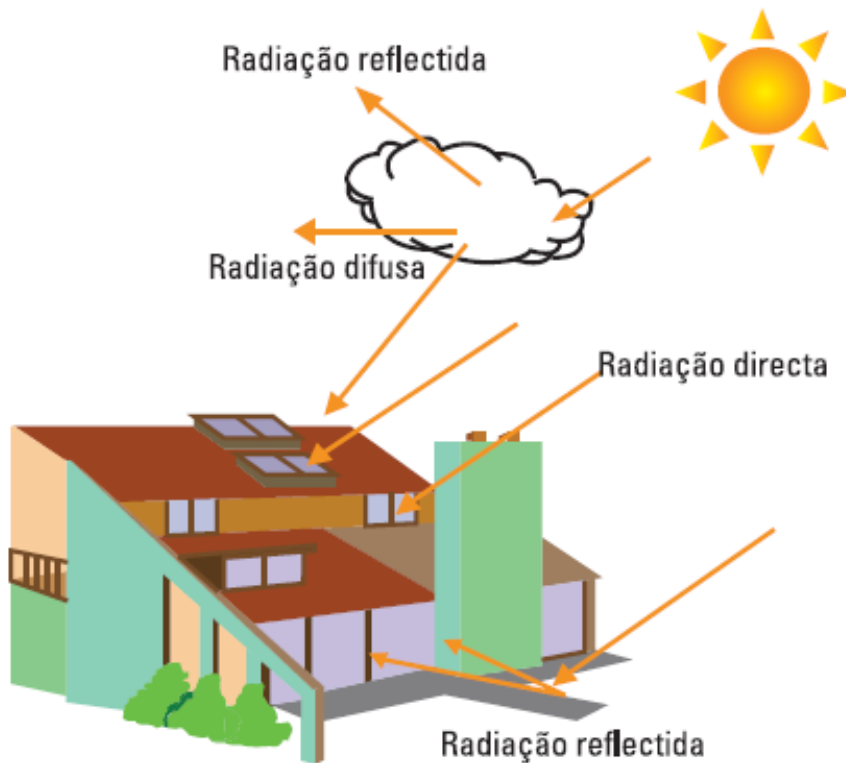


Figura 10 – Componentes da radiação solar [4]

Chamamos de radiação total à soma global das três radiações: radiação direta, radiação difusa e radiação de albedo.

Em termos gerais, o albedo é a quantidade de radiação solar refletida por um corpo ou uma superfície, sendo calculado como a razão entre a quantidade de radiação refletida e a quantidade de radiação recebida. Esta relação varia fortemente com o tipo de materiais existentes à superfície. O albedo varia também com a inclinação (ou obliquidade) dos raios solares: quanto maior for essa inclinação, maior será o albedo.

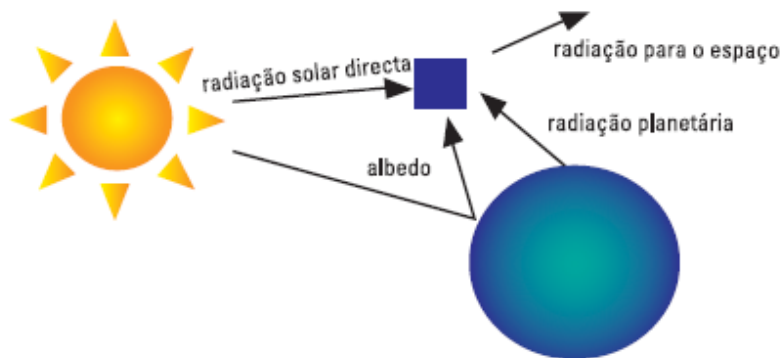


Figura 11 – Ilustração da radiação [4]

De seguida é apresentada uma tabela de albedos para alguns tipos de superfície [6].

Tabela 2 – Albedos de alguns tipos de superfície

SUPERFÍCIE	ALBEDO	SUPERFÍCIE	ALBEDO
Relva	0,18 a 0,23	Asfalto	0,15
Pastos secos	0,28 a 0,32	Florestas	0,05 a 0,18
Campos lavrados	0,26	Camada de neve fresca	0,80 a 0,90
Pastos (julho/agosto)	0,25	Área de urzes e areal	0,10 a 0,25
Terra estéril	0,17	Camada de neve velha	0,45 a 0,70
Pedregulhos	0,18	Superfície água ($\gamma_s > 45^\circ$) 0,05	0,05
Cimento liso	0,55	Superfície água ($\gamma_s > 30^\circ$)	0,08
Betão liso	0,30	Superfície água ($\gamma_s > 10^\circ$)	0,22

3.3. RECURSOS DE ENERGIA SOLAR EM PORTUGAL

Portugal é dos países da Europa com maior índice global anual de radiação solar de $1650 \pm 150 \text{ kWh/m}^2$, como se pode observar pela figura 26. [7]

Pela análise da figura referida anteriormente, verifica-se que existe uma irradiância mais elevada a sul de Portugal. Quando perto do equador, esta excede os 2300 kWh/m^2 , ainda que no sul da Europa não ultrapasse os 1900 kWh/m^2 . Quando comparadas as distribuições globais de irradiação solar de dois períodos distintos, é possível notar uma variação geral.

Sem dúvidas que Portugal é um país com uma radiação solar excelente, e neste momento, com as tecnologias existentes no mercado, esta pode ser aproveitada para numerosas aplicações, de forma a diminuirmos o consumo energético nacional e, conseqüentemente, a dependência dos combustíveis fósseis. No entanto, o aproveitamento da energia do sol em Portugal é ainda francamente reduzido, verificando-se que este setor tem estado confinado à sombra, quando comparado com a utilização das fontes eólica e hídrica.

Portugal é um país com uma boa exposição solar ao longo do ano. Por esta razão, a energia fotovoltaica é uma boa oportunidade de investimento.

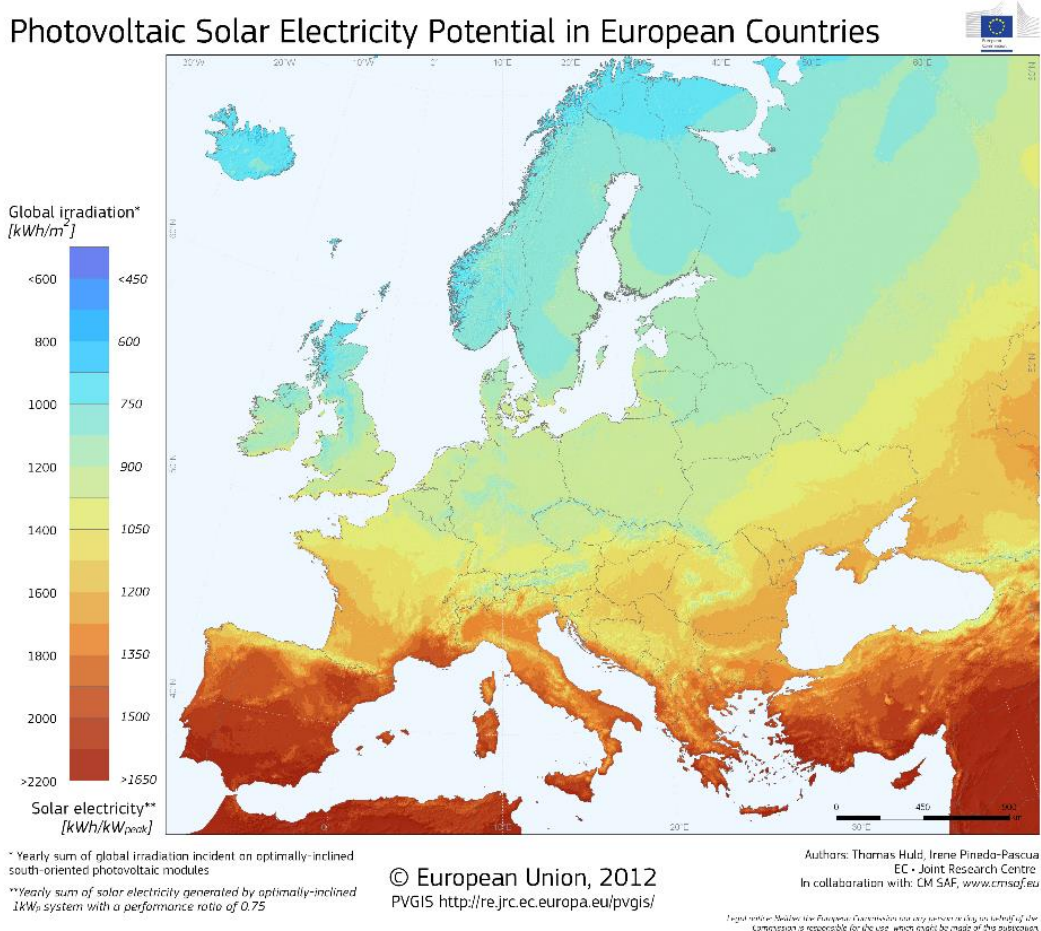


Figura 12 - Potencial Fotovoltaico [7]

4. LEGISLAÇÃO

A produção FV para autoconsumo está legislada em Portugal desde outubro de 2014 através do Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro, o qual veio regulamentar e potenciar o autoconsumo energético, que permitiu a qualquer empresa ou particular produzisse a sua própria eletricidade e reduzisse os encargos financeiros com esta despesa mensal.

Deste modo, o autoconsumo veio possibilitar aos consumidores/empresas não ficarem tão expostos às flutuações de preço de mercado da eletricidade. O autoconsumo também é visto como um produto bastante atrativo para investimento de capitais ativos, permitindo aos investidores retornos muito superiores aos obtidos na banca e com um risco reduzido.

4.1. OBJETIVOS

Segundo o Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia, os objetivos do novo diploma são [8]:

- Dinamizar a atividade de produção distribuída em Portugal, evitando possíveis sobrecustos para o sistema;
- Garantir o desenvolvimento ordenado da atividade, possibilitando a injeção de excedentes na RESP;
- Garantir que as novas instalações de produção distribuída sejam dimensionadas para fazer face às necessidades de consumo verificadas no local;
- Reduzir a vertente de negócio associada ao atual regime de Microprodução;
- Simplificar o atual modelo da Mini + Microprodução;

4.2. VANTAGENS DO NOVO MODELO DE PRODUÇÃO DISTRIBUÍDA

A tecnologia fotovoltaica oferece uma série de vantagens significativas no que concerne ao tema da produção distribuída, entre elas [9]:

1. Produção próxima do ponto de consumo minimizando as perdas no transporte da energia;
2. Promove a produção de energia de origem solar ajustável ao consumidor (contemplando valores impossíveis anteriormente > 1MW);
3. Reduz as necessidades energéticas nas horas de ponta;
4. Dinamiza a indústria FV, com grande incorporação nacional;
5. Promove a criação de emprego na área das energias renováveis.

4.3. UPAC vs UPP

A nova legislação em vigor apresenta múltiplos detalhes, sendo que todos os sistemas fotovoltaicos de Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC) e Unidade de Pequena Produção (UPP) ficam integrados numa só legislação [6].

Prevê:

Tabela 3 – Detalhes comparativos UPAC vs UPP

AUTOCONSUMO	PEQUENA PRODUÇÃO
<ul style="list-style-type: none">• Energia produzida é entregue preferencialmente na instalação de consumo;• Excedentes de produção instantânea, podem ser injetados na RESP;• O modelo proposto pressupõe a adequação da capacidade de produção ao perfil de consumo no local, relegando para segundo plano a injeção de energia na RESP.	<ul style="list-style-type: none">• Toda a energia produzida é injetada na RESP;• O modelo de atribuição de tarifa mantém-se via leilão, agregando o atual regime da Micro e Miniprodução mantêm requisitos de produção indexados ao consumo de energia da instalação de consumo associada.

Os dois sistemas acima descritos diferem não só na legislação mas também nas suas características. Na tabela 4, são comparadas essas mesmas características.

Tabela 4 – Características comparativas UPAC vs UPP

CARACTERÍSTICA	AUTOCONSUMO	PEQUENA PRODUÇÃO
Fonte	Renovável e não renovável	Renovável
Limite de Potência	Potência de ligação 100% da potencia contrata	Potência de ligação 50% da potencia contratada
Requisitos	Produção anual deve ser inferior ao consumo; Venda do excedente instantâneo ao CUR.	Produção anual inferior a 2x o consumo; Venda da totalidade da produção á rede.
Remuneração	Valor do excedente instantâneo inferior ao preço de compra	Tarifa obtida em leilão
Compensação	Entre 30 a 50% do valor do CIEG quando a potencia acumulada de unidades de autoconsumo exceda 1% da potencia instalado no SEN	Não aplicável
Contagem	Contagem de autoconsumo obrigatório para potencias ligadas á rede superiores a 1,5 kW	Obrigatório para quantificação da produção entregue á RESP
Processo de Licenciamento	Processo gerido por plataforma SERUP; Mera comunicação prévia de 200 a 1,5 kW; Registo + certificado de exploração de 1,5 a 1MW; Licença de produção + exploração superior a 1MW.	Processo gerido por plataforma SERUP; Registo + certificado de exploração.
Quotas de Atribuição	Não existe	Potência anual atribuída 20 MW/ano

Para as UPAC, as características são as seguintes:

- A UPAC é instalada no local de consumo;
- A Potência de ligação da UPAC tem de ser inferior à potência contratada na instalação de consumo;

- A Potência da UPAC não pode ser superior a duas vezes a potência de ligação;
- A energia elétrica produzida é instantaneamente injetada na instalação de consumo e produz preferencialmente para satisfazer necessidades de consumo do produtor;
- O excedente produzido é injetado na RESP, evitando o desperdício;
- Possibilidade de armazenamento do excesso de energia produzida;
- Qualquer *mix* de fontes de energia;
- Potência máxima de 1 MVA.

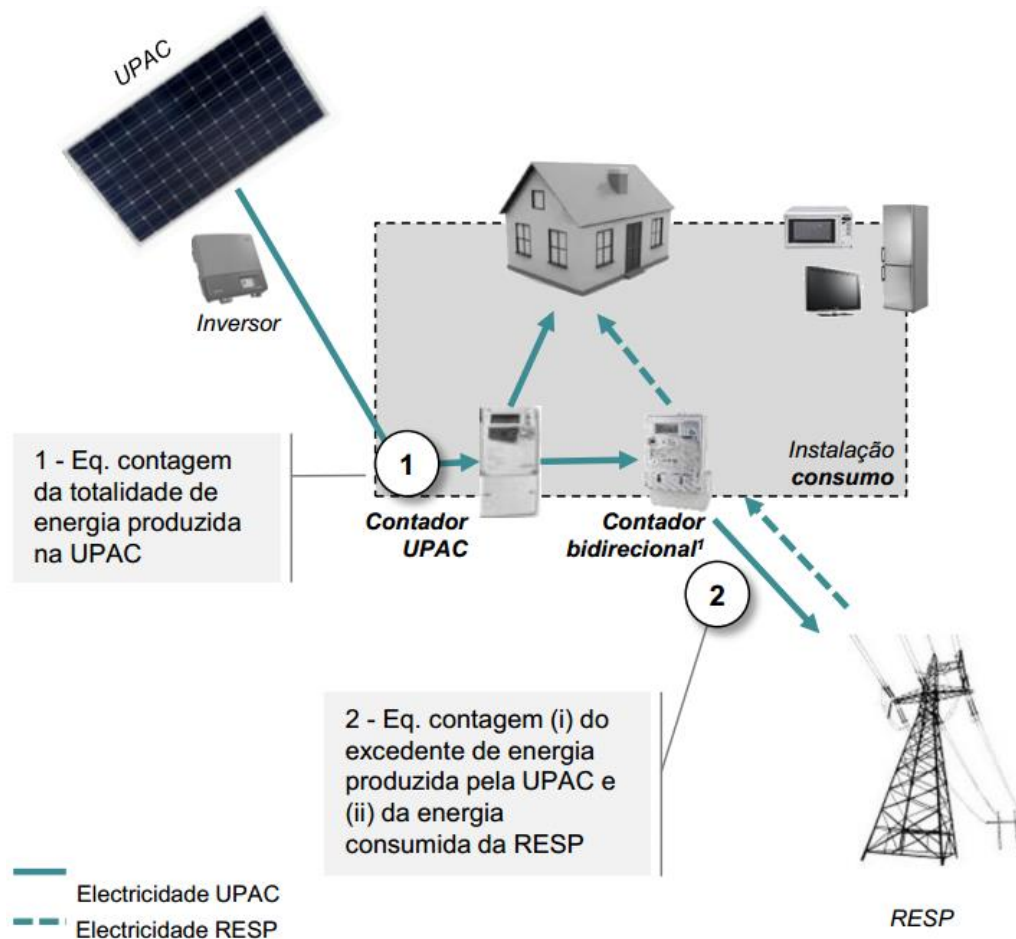


Figura 13 – Esquema UPAC [2]

Diagrama de Produção e Consumo
Consumidor Doméstico (sem baterias de armazenamento)

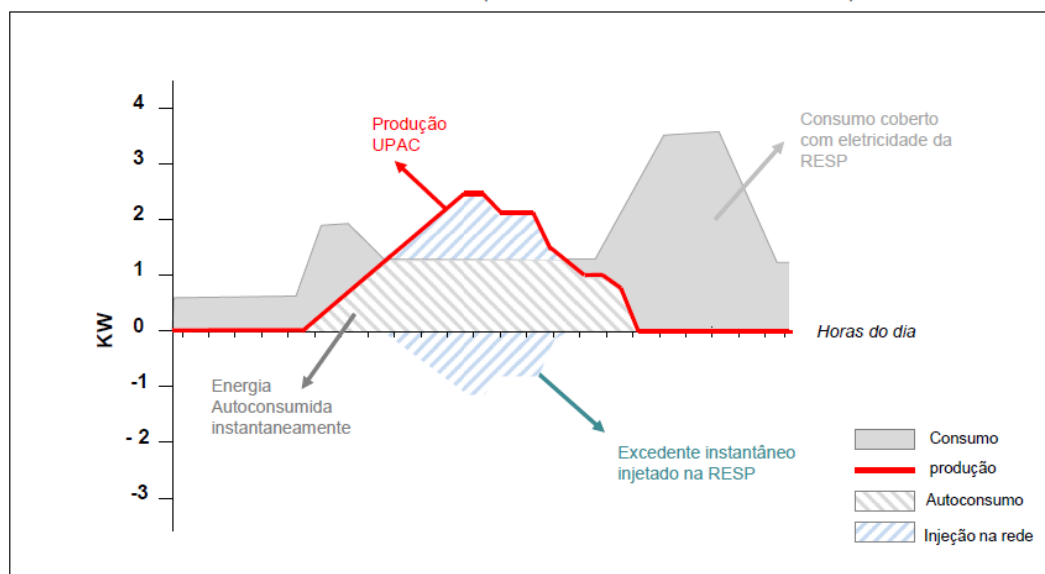


Figura 14 – Exemplo diagrama de produção e consumo [2]

Para as UPP, as características são as seguintes:

- A UPP é instalada no local de consumo;
- A unidade de pequena produção (UPP) injeta a totalidade da energia produzida na RESP;
- A instalação de consumo associada recebe toda a eletricidade proveniente do respetivo comercializador;
- A Potência de ligação da UPP tem de ser inferior à potência contratada na instalação de consumo e nunca superior a 250kW;
- Numa base anual, a energia produzida pela UPP não pode exceder o dobro da eletricidade consumida na instalação de consumo;
- Uma só fonte de energia;
- Tarifa sujeita a leilão e aplicada por 15 anos.

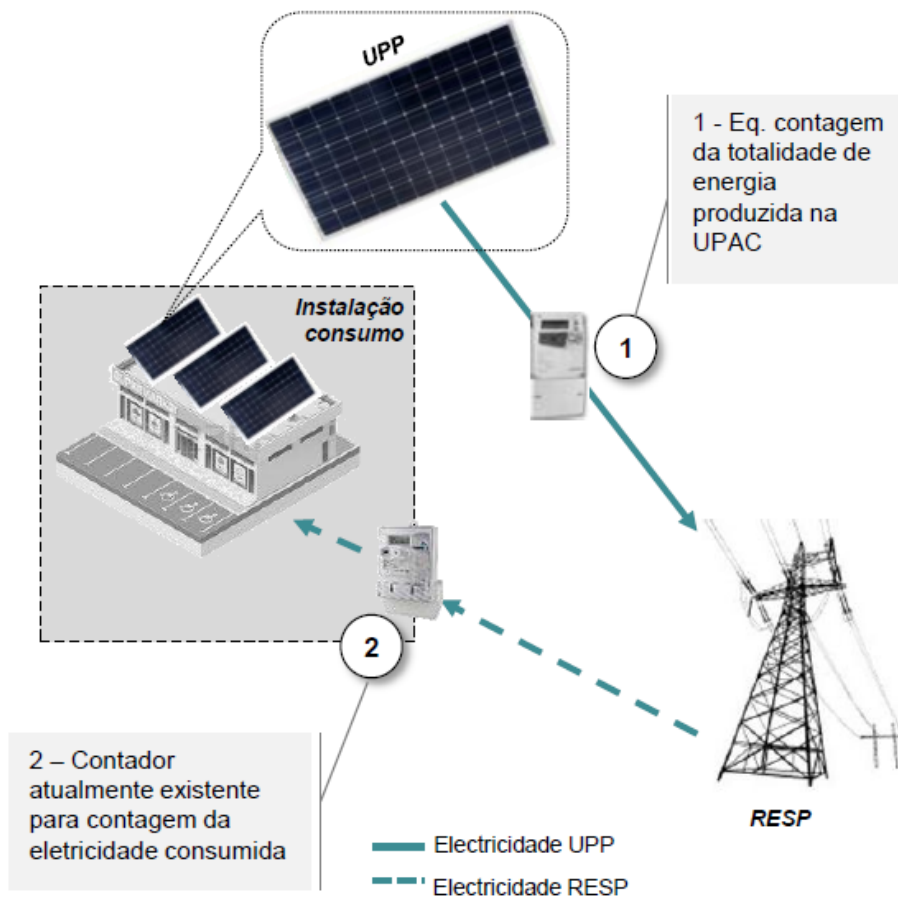


Figura 15 – Esquema UPP [2]

A remuneração da energia proveniente das UPAC é calculada de acordo com a equação 1.

$$R_{UPAC,m} = E_{fornecida,m} \times OMIE_m \times 0,9 \quad [1]$$

Em que:

- $R_{UPAC,m}$ - A remuneração da eletricidade fornecida à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) no mês m , em €;
- $E_{fornecida,m}$ - A energia fornecida no mês m , em kWh;
- $OMIE_m$ - O valor resultante da média aritmética simples dos preços de fecho do Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIE) para Portugal (mercado diário), relativos ao mês m , em €/kWh;
- m - O mês a que se refere a contagem da eletricidade fornecida à RESP.

A Tabela 5 apresenta os valores dos preços médios mensais do OMIE para Portugal durante 2017, assim como o valor que lhe estaria associado para a remuneração da geração injetada na rede. Como se pode observar tais valores são bastante reduzidos e muito inferiores ao preço pago pela energia consumida, pelo que a energia injetada na rede apresenta uma baixa rentabilidade económica, quando comparada com o autoconsumo.

Tabela 5 - Valores típicos da OMIE em Portugal no ano de 2017 [10]

ANO 2017	VALOR OMIE (C€/kWh)	90% DO VALOR PAGO DA OMIE (C€/kWh)
Janeiro	7,152	6,437
Fevereiro	5,139	4,625
Março	4,395	3,956
Abril	4,418	3,976
Maio	4,712	4,240
Junho	5,022	4,520
Julho	4,860	4,374
Agosto	4,743	4,269
Setembro	4,916	4,424
Outubro	5,697	5,127
Novembro	5,936	5,342
Dezembro	5,949	5,351
Valor médio total	5,248	4,723

As UPAC com potência instalada superior a 1,5 kW e cuja instalação elétrica de utilização se encontre ligada à RESP, estão sujeitas ao pagamento de uma compensação mensal fixa, nos primeiros 10 anos após obtenção do certificado de exploração, calculada com base na seguinte expressão presente no Decreto-lei nº 153/2014 de 20 de outubro:

A compensação devida pelas UPAC é calculada através da equação 2:

$$C_{UPAC,m} = P_{UPAC} \times V_{CIEG,t} \times K_t \quad [2]$$

Sendo:

- $C_{UPAC,m}$ - A compensação paga no mês m por cada kW de potência instalada, que permite recuperar uma parcela dos custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral (CIEG) na tarifa de uso global do sistema relativa ao regime de produção de eletricidade em autoconsumo;
- P_{UPAC} - O valor da potência instalada da UPAC, constante no respetivo certificado de exploração;
- $V_{CIEG,t}$ - O valor que permite recuperar os CIEG da respetiva UPAC, medido em €/kW, apurado no ano « t » nos termos do número seguinte;
- K_t - O coeficiente de ponderação, entre 0% e 50%, a aplicar ao $V_{CIEG,t}$ tendo em consideração a representatividade da potência total registada das UPAC no Sistema Elétrico Nacional, no não « t »;
- t - O ano de emissão do certificado de exploração da respetiva UPAC.

O coeficiente K_t , depende da potência instalada no respetivo ano e é:

- 50% caso o total acumulado de potência registada de UPAC exceda 3% do total da potência instalada de centro electroprodutores do SEN;
- 30% em caso de 1-3%;
- 0% em caso de <1%.

A tabela 6 apresenta de forma simplificada os principais requisitos exigidos às UPAC.

Tabela 6 – Requisitos exigidos às UPAC [8]

DIMENSÃO DAS UPAC LIGADAS À RESP (POTÊNCIA DE LIGAÇÃO)					
CARACTERÍSTICA	< 200 W	200 - 1500 W	1,5 kW-1MW	> 1 MW	“EM ILHA”
Registo	-	Mera comunicação	Controlo prévio/certificado de exploração	Licença de exploração	Mera comunicação prévia
Taxas de Registo	-	Isento	V	V aplicável ao respetivo regime	Isento
Equipamentos de Contagem	-	-	Sistema com Telecontagem	Sistema com Telecontagem	-
Remuneração excedente (“Pool”)	- (apenas se existir registo)	- (apenas se existir registo)	V	- (Terá de ser definida com contraparte)	-
Compensação	Isento	Isento	V	V	-
Seguro e Responsabilidade Civil	-	-	V	V	-

Na nova legislação estão também contemplados os direitos e deveres dos produtores. Os seguintes são direitos do produtor:

- Estabelecer uma UPAC por cada instalação elétrica de utilização, recorrendo a um qualquer *mix* de fontes de energia, renováveis e não renováveis, e respetivas

tecnologias de produção associadas e, no caso de uma UPP, recorrendo a apenas uma tecnologia de produção;

- Consumir, a eletricidade gerada na UPAC, bem como exportar eventuais excedentes para a RESP
- Celebrar contrato de venda da eletricidade proveniente da UPAC não consumida
- Acumular a energia produzida na UPAC e não consumida instantaneamente e consumir posteriormente

Sem prejuízo do cumprimento da demais legislação e regulamentação aplicáveis, no exercício da atividade de produção de eletricidade prevista no presente Decreto-Lei constituem deveres do produtor, nomeadamente:

- Suportar o custo das alterações da ligação da instalação elétrica de utilização à RESP;
- Suportar o custo dos contadores;
- Pagar a compensação devida pela UPAC;
- Possuir um seguro de responsabilidade civil;
- Assegurar que os equipamentos de produção instalados se encontram certificados.

No que se refere ao processo de licenciamento, quer nas UPAC quer nas UPP, trata-se de um processo gerido pela plataforma SERUP (Sistema Eletrónico de Registo das Unidades de Produção).

No caso das UPP, é sempre necessário registo e certificado de exploração. Relativamente às UPAC, estas encontram-se divididas em diferentes escalões, sendo diferente o processo de licenciamento para cada um desses escalões. Assim sendo existem os seguintes escalões:

- $P_{\text{instalada}} \leq 200 \text{ W}$ – isenta de controlo prévio;
- $200 \text{ W} \leq P_{\text{instalada}} \leq 1,5 \text{ kW}$ – mera comunicação prévia de exploração;
- $1,5 \text{ kW} \leq P_{\text{instalada}} \leq 1 \text{ MW}$ – registo e certificado de exploração.

- $P_{instalada} \geq 1 \text{ MW}$ – licença de produção e licença de exploração. Importa, ainda, referir que, no caso de uma instalação elétrica de utilização que não se encontre ligada à RESP, ela está sujeita a mera comunicação prévia de exploração.

São apresentados na figura 16 e na figura 17 exemplos ilustrativos de registo para UPAC com potência superior a 1,5 kW e para o licenciamento de UPP, respetivamente [30].



Figura 16 – Exemplo ilustrativo de registo para UPAC com potência superior a 1,5 kW [2]



Figura 17 – Exemplos ilustrativo de registo para UPP [2]

A figura 18 apresenta a repartição de competências entre as diferentes entidades envolvidas no processo de autorização dos sistemas de energia renovável (ER).

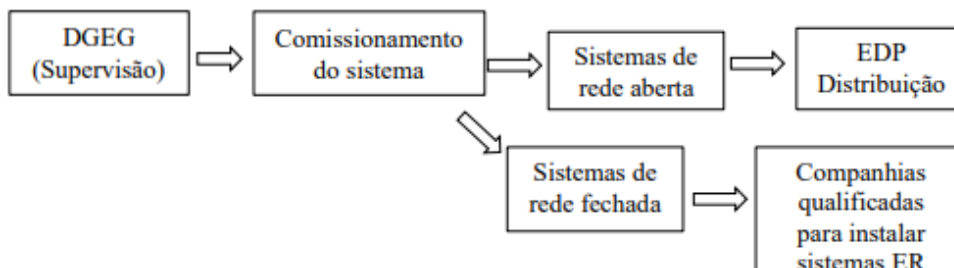


Figura 18 – Repartição de competências [2]

4.4. CONTAGEM

A contagem de energia é obrigatória nas UPAC para potências ligadas à rede superiores a 1,5 kW. No caso das UPP a contagem é obrigatória em qualquer situação, uma vez que isso é imprescindível para quantificação da produção entregue à RESP. [8]

4.5. INSPEÇÕES PERIÓDICAS

As Unidades de Produção com potência instalada superior a 1,5 kW encontram-se sujeitas a inspeções periódicas, as quais são realizadas com a seguinte periodicidade:

- 10 anos, quando a potência da UP seja inferior a 1 MW;
- 6 anos, nos restantes casos.

A DGEG [11] divulga, anualmente no SERUP, até 31 de Dezembro de cada ano, a programação da inspeção periódica a realizar no ano seguinte, e publicita, até 31 de Março de cada ano, as conclusões do relatório das ações de fiscalização realizadas no ano imediatamente anterior.

4.6. PORTARIAS ASSOCIADAS AO NOVO DECRETO-LEI

4.6.1. PORTARIA Nº 14/2015, DE 23 DE JANEIRO

Esta portaria tem por objeto [12] definir o procedimento para apresentação de mera comunicação prévia de exploração das unidades de produção para autoconsumo, bem como para obtenção de um título de controlo prévio no âmbito da produção para autoconsumo ou da pequena produção para injeção total na rede elétrica de serviço público (RESP) da energia elétrica produzida, incluindo os elementos instrutórios dos respetivos pedidos, a sua marcha, extinção dos títulos em causa e alteração das unidades de produção (UP), procedendo à regulamentação do Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro.

Determina ainda o montante, o modo de pagamento e as fases do procedimento em que são devidas as taxas previstas no artigo 37.º do Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro.

4.6.2. PORTARIA Nº 15/2015, DE 23 DE JANEIRO

Esta portaria procede [12] à fixação da tarifa de referência prevista no n.º 1 do artigo 31.º do Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro e determina as percentagens a aplicar à tarifa de referência, consoante a energia primária utilizada pelas unidades de pequena produção.

4.6.3. PORTARIA N.º 60-E/2015, DE 2 DE MARÇO

Altera a portaria n.º 14/2015, de 23 de janeiro, que define [12] o procedimento para apresentação de mera comunicação prévia de exploração das unidades de produção para autoconsumo, bem como para obtenção de um título de controlo prévio no âmbito da produção para autoconsumo ou da pequena produção para injeção total na rede elétrica de serviço público da energia elétrica produzida, e determina o montante das taxas previstas no Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro.

5. TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA

5.1. PRINCÍPIO DO EFEITO FOTOVOLTAICO

A energia solar fotovoltaica consiste na energia obtida através da conversão direta da radiação solar em eletricidade, fenómeno conhecido como efeito fotovoltaico. O efeito fotovoltaico, segundo Edmond Becquerel, trata-se do facto de ser criada uma diferença de potencial nos extremos de um material semiconductor, produzida pela absorção da luz, sendo que a célula fotovoltaica é a unidade fundamental deste processo de conversão.

Neste processo são utilizados materiais semicondutores como o silício, o arsenieto de gálio, telureto de cádmio ou disseleneto de cobre e índio. A célula de silício cristalina é a mais comum, sendo que atualmente, cerca de 95% de todas as células solares do mundo são compostas por este material. Numa posição próxima do oxigénio, é o segundo elemento químico mais utilizado na Terra e apresenta uma disponibilidade quase ilimitada. O silício não existe como um elemento químico, mas apenas associado à areia de sílica. [13]

5.2. CÉLULA FOTOVOLTAICA

A célula fotovoltaica permite a conversão direta de energia luminosa em energia elétrica e o seu funcionamento é semelhante ao de um díodo fotossensível, baseando-se nas propriedades dos materiais semicondutores: quando a luz incide sobre certas substâncias e desloca elétrons que, circulando livremente de átomo para átomo, formam uma corrente elétrica. São os fótons com uma faixa de luz visível que fazem com que exista a agitação e que os elétrons da banda de valência passem para a banda de condução. [4]

A célula fotovoltaica é uma aplicação prática do efeito fotoelétrico descoberto em 1887 pelo físico alemão Heinrich Rudolf Hertz (1857-1894) e explicado em 1905 por Albert Einstein (1879-1955).

Quando a luz incide sobre certas substâncias, descola elétrons que, circulando livremente de átomo para átomo, formam uma corrente que pode ser armazenada. [4]

A célula fotovoltaica é constituída por um material semicondutor, o silício, ao qual são adicionadas substâncias ditas dopantes de modo a criar um meio adequado ao estabelecimento do efeito fotovoltaico.

Uma célula fotovoltaica constituída por cristais de silício puro não produziria energia elétrica. Para haver corrente elétrica é necessário que exista um campo elétrico, isto é, uma diferença de potencial entre duas zonas da célula.

Através do processo conhecido como dopagem do silício, que consiste na introdução de elementos estranhos com o objetivo de alterar as suas propriedades elétricas, é possível criar duas camadas na célula: a camada tipo p e a camada tipo n, que possuem, respetivamente, um excesso de cargas positivas e um excesso de cargas negativas, relativamente ao silício puro. [14] [15]

O boro é o dopante normalmente usado para criar a região tipo p. Um átomo de boro forma quatro ligações covalentes com quatro átomos vizinhos de silício, mas como só possui três elétrons na banda de valência, existe uma ligação apenas com um elétron, enquanto que as restantes três ligações possuem dois elétrons. A ausência deste elétron é considerada uma lacuna, a qual se comporta como uma carga positiva que viaja através do material, pois de cada vez que um elétron vizinho a preenche, outra lacuna é criada. A razão entre átomos de boro e átomos de silício é normalmente da ordem de 1 para 10 milhões. [14] [15]

O fósforo é o material usado para criar a região n, sendo que um átomo de fósforo tem cinco elétrons na sua banda de valência, pelo que consegue criar quatro ligações covalentes com os átomos de silício deixando um elétron livre, que viaja através do material.

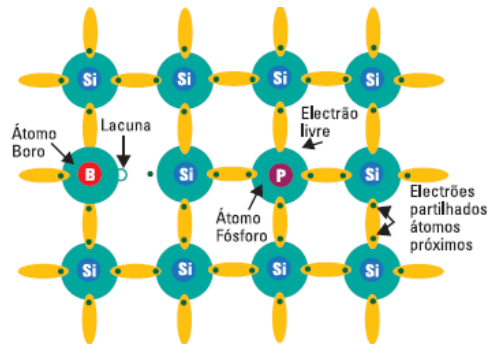


Figura 19 - Estrutura cristalina do silício

Ao juntar as camadas n e p dos semicondutores impuros forma-se uma região de transição denominada junção p-n, onde é criado um campo elétrico que separa os portadores da carga que a atingem. Quando uma célula solar é exposta à radiação solar os fótons são absorvidos pelos elétrons. Assim, quando o fóton contém energia suficiente, a ligação entre os elétrons é quebrada e estes movem-se para a banda de condução e são conduzidos através do campo elétrico para a camada n, sendo que as lacunas criadas seguem para a camada p.

Quando se ligam os terminais da célula a um circuito exterior que se fecha através de uma carga irá circular corrente elétrica. Se a célula não estiver ligada a nenhuma carga, é obtida a tensão em circuito aberto da célula solar. [14] [15]

Na figura 20, é ilustrada a constituição interna de uma célula fotovoltaica típica, bem como o princípio funcionamento anteriormente descrito.

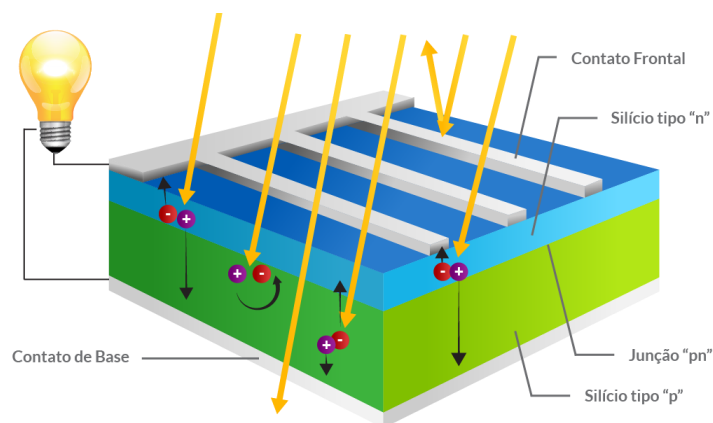


Figura 20 - Princípio de funcionamento de uma célula fotovoltaica

5.2.1. TIPOS DE CÉLULAS

O silício monocristalino é o material mais usado na composição das células fotovoltaicas, atingindo cerca de 60% do mercado. A uniformidade da estrutura molecular resultante da utilização de um cristal único é ideal para potenciar o efeito fotovoltaico. O rendimento máximo atingido em laboratório ronda os 24%, o qual em utilização prática se reduz para cerca de 15%. A produção de silício cristalino é cara. [4] [15]

O silício policristalino, constituído por um número muito elevado de pequenos cristais da espessura de um cabelo humano, dispõe de uma quota de mercado de cerca de 30%. As descontinuidades da estrutura molecular dificultam o movimento de eletrões e encorajam a recombinação com as lacunas, o que reduz a potência de saída. Por este motivo os rendimentos em laboratório e em utilização prática não excedem os 18% e 12%, respetivamente. Em contrapartida, o processo de fabricação é mais barato do que o do silício cristalino. [4] [15]

O silício amorfo não tem estrutura cristalina, apresentando defeitos estruturais que, em princípio, impediriam a sua utilização em células fotovoltaicas, uma vez que aqueles defeitos potenciavam a recombinação dos pares eletrão-lacuna. No entanto, se ao silício amorfo for adicionada uma pequena quantidade de hidrogénio, por um processo chamado hidrogenização, os átomos de hidrogénio combinam-se quimicamente de forma a minimizar os efeitos negativos dos defeitos estruturais. O silício amorfo absorve a radiação solar de uma maneira muito mais eficiente do que o silício cristalino, pelo que é possível depositar uma fina película¹⁶ de silício amorfo sobre um substrato (metal, vidro, plástico). Este processo de fabrico é ainda mais barato do que o do silício policristalino. Os equipamentos solares domésticos (calculadoras, relógios) são habitualmente feitos com células de silício amorfo, representando cerca de 4% do mercado. Em laboratório é possível obter rendimentos da ordem de 13%, mas as propriedades conversoras do material deterioram-se em utilização prática, pelo que os rendimentos descem para cerca de 6%. [4] [15]

5.2.2. CURVA CARACTERÍSTICA

As curvas características das células fotovoltaicas são de extrema importância quando se pretende um dimensionamento correto de um sistema de produção, tendo em conta os dados dos fabricantes das células.

A representação típica da característica de saída de um equipamento fotovoltaico (célula, módulo, sistema) denomina-se por curva de corrente/tensão.

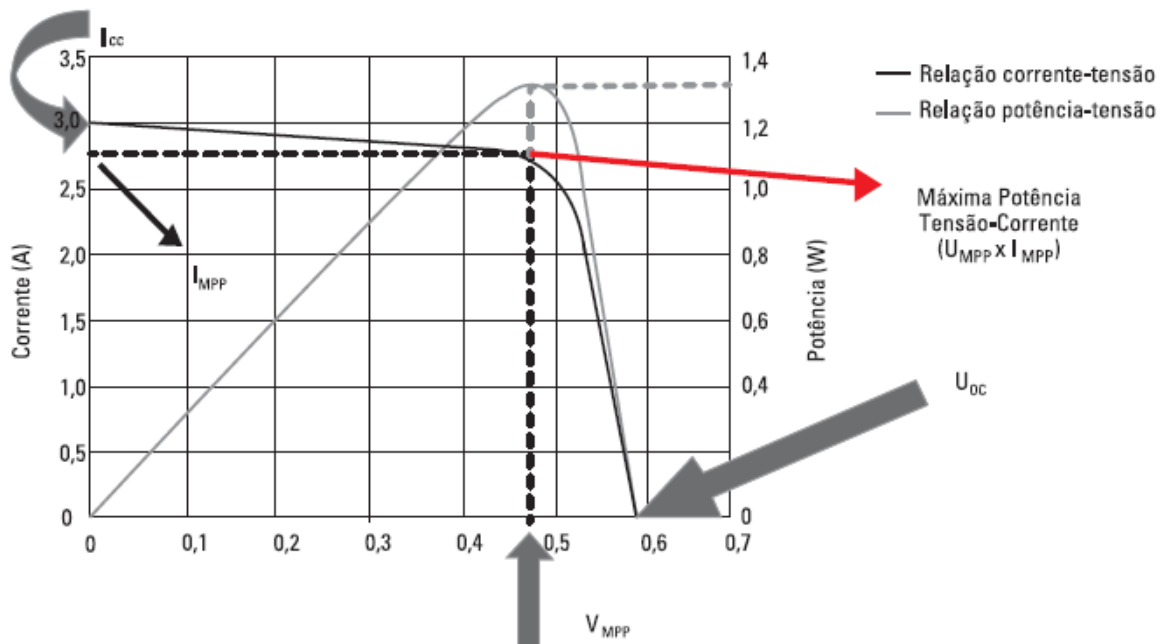


Figura 21 – Grafico da curva característica I/U de uma célula fotovoltaica [4]

Analisando a curva (relação corrente-tensão), verifica-se que a corrente se mantém constante desde o curto-circuito ($U = 0 \text{ V}$) até um determinado valor da resistência da nossa carga, diminuindo o valor da corrente.

Ao incidir luz numa célula solar desligada da carga, haverá uma tensão de valor aproximado de $0,6 \text{ V}$, passível de ser medida a partir dos dois contactos que saem da célula. A corrente de curto-circuito pode ser determinada se fizermos um shunt entre os contactos com um amperímetro. Conclui-se então que os restantes valores da curva podem ser determinados recorrendo a uma resistência variável (potenciômetro), um voltímetro e um amperímetro. [4]

Se o projetista possuir dados sobre as curvas características das células, melhor rendimento obterá das instalações dos sistemas fotovoltaicos.

O ponto da curva tensão-corrente onde o produto destas duas grandezas é máximo, chama-se MPP – *Maximum Power Point*, e corresponde à máxima potência produzida pela célula/módulo.

Os valores da tensão e da corrente que causam este valor de potência máxima são designados, respetivamente, por U_{MPP} e I_{MPP} .

Se uma célula solar de c-Si de elevada qualidade estiver à temperatura de funcionamento de 25 °C, poderá apresentar uma tensão de circuito aberto (V_{CA}) na ordem dos 0,60 V. O aumento da temperatura de funcionamento vai influenciar o valor de V_{CA} , isto é, se a temperatura aumentar para 45 °C, o valor de V_{CA} poderá reduzir moderadamente para um valor na ordem dos 0,55 V, até atingir a corrente de curto-circuito ICC.

No caso de uma célula de fraca qualidade, o valor da tensão baixa mais acentuadamente com o aumento da corrente, podendo o valor da potência máxima ser reduzido em cerca de 25 %.

De seguida, é apresentada a curva característica de uma célula em função da radiação solar emitida.

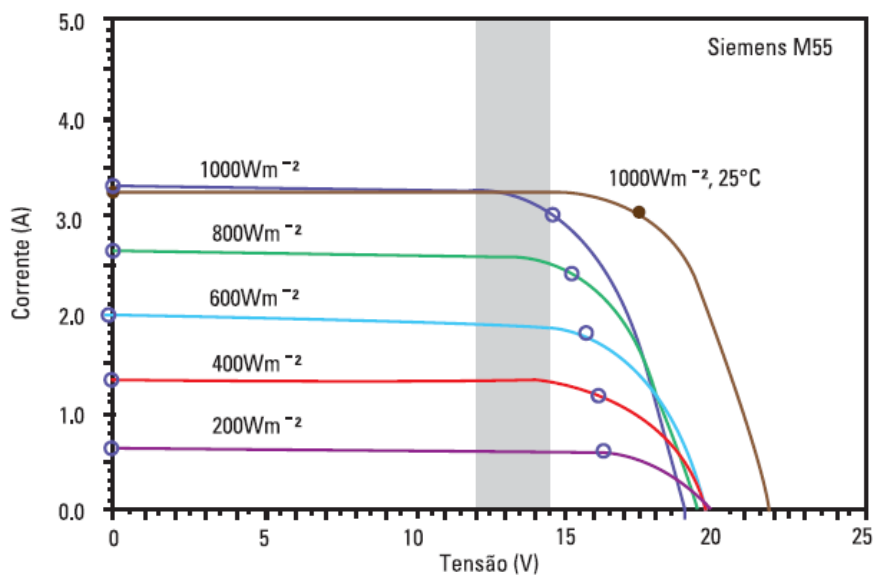


Figura 22 – Gráfico da curva característica I-U de um módulo fotovoltaico [4]

Nota: A cinzento está indicada a região de funcionamento do módulo quando ligado a uma bateria de 12 V.

5.2.3. PARÂMETROS CARACTERÍSTICOS DE UMA CÉLULA FOTOVOLTAICA

– Corrente de curto-circuito (I_{CC} para $U = 0$): É o valor da corrente máxima que uma célula pode entregar a uma carga sob determinadas condições de radiação e temperatura correspondentes a um valor de tensão nula e, conseqüentemente, potência nula.

- Tensão de circuito aberto (U_{OC} com $I = 0$): É o máximo valor de tensão que uma célula pode entregar a uma carga sob determinadas condições de radiação e de temperatura, correspondentes a uma circulação de corrente com valor nulo e, conseqüentemente, potência nula.
- Potência pico (P_{MPP}): É o valor máximo de potência que se pode entregar a uma carga e corresponde ao ponto da curva no qual o produto $V \times I$ é máximo.
- Corrente a máxima potência (I_{MPP}): É o valor da corrente que é entregue a uma carga à máxima potência, sob determinadas condições de radiação e de temperatura. É utilizada como corrente nominal do mesmo.
- Tensão a máxima potência (U_{MPP}): É o valor da tensão que é entregue à carga à máxima potência, sob determinadas condições de radiação e temperatura. É utilizada como tensão nominal do mesmo.

De referir que a curva de máxima potência será maior de acordo com a radiação solar ao longo do dia. Por exemplo, às 13.30 h, no Verão, terá o seu valor máximo de potência. [4]

Fatores como a intensidade da radiação solar incidente e temperatura ambiente influenciam diretamente o desempenho de uma célula fotovoltaica, o que facilmente se consegue observar através da sua característica I-V.

A corrente de curto-circuito aumenta de forma aproximadamente linear com o aumento da radiação incidente, ao passo que o valor de tensão de circuito aberto pouco varia com a variação da radiação (ver figura 23), sendo esta habitualmente desprezada nos cálculos.

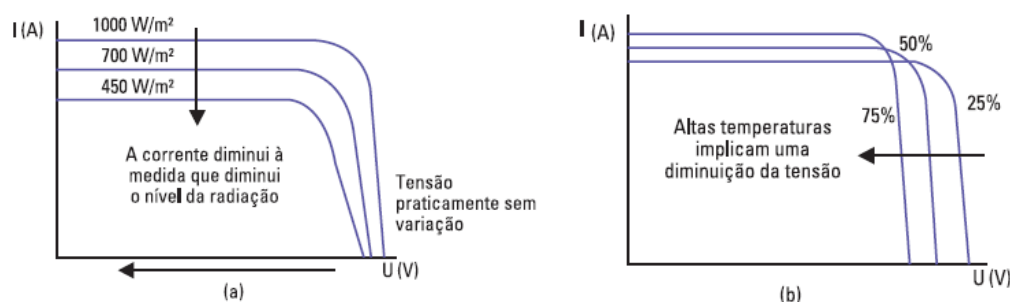


Figura 23 - a) Efeito da variação da irradiância | b) Efeito da variação da temperatura

Fonte: FER - Fontes de Energia Renováveis. "Energia Fotovoltaica – Manual sobre Tecnologias, Projetos e Instalações, Volume III".
Projeto parcialmente financiado pela Comissão Europeia, designadamente através do programa ALTENER, 2004.

A temperatura é um parâmetro importante uma vez que, estando as células expostas aos raios solares, o seu aquecimento é avultado. Além disso, uma parte da incidência solar absorvida não é convertida em energia elétrica, mas sim dissipada sob a forma de calor.

Esta é a razão pela qual a temperatura de uma célula é sempre mais elevada em relação à temperatura ambiente. Num sistema com módulos ligados em série e perante baixas temperaturas, o aumento de tensão num módulo poderá ultrapassar a tensão máxima permitida pelos dispositivos a jusante. No Verão, devido ao aumento de temperatura, pode-se verificar uma diminuição na potência produzida de 35 %, sendo que para evitar este fenómeno, os módulos devem ser capazes de dissipar o excesso de calor para o exterior.

Para saber o valor da temperatura da célula, T_c , a partir da temperatura ambiente, T_A , pode utilizar-se a seguinte fórmula:

$$T_c = T_A + \frac{E_m}{800} \times (T_{UC} - 20) \quad [3]$$

Onde:

- E_m – luminosidade média (em W/m^2);
- T_{UC} – temperatura de utilização da célula ($^{\circ}C$)

Nota: $T_{UC} = N_{OTC}$ ou T_{ONC} . A temperatura T_{UC} determina-se para uma radiação de $800W/m^2$ a uma temperatura ambiente de $20^{\circ}C$ e a uma velocidade de $1 m/s$.

Esta fórmula de cálculo da temperatura aproxima-se em muitas ocasiões da temperatura de trabalho da célula e que poderá ser observada com uma câmara termográfica.

5.2.4. FATOR DE FORMA E RENDIMENTO

Outro parâmetro muito importante nas células fotovoltaicas é a sua eficiência. A eficiência de uma célula fotovoltaica é o quociente entre a energia fornecida pela célula e a radiação solar incidente na célula. O símbolo desta grandeza é η e a unidade vem expressa em percentagem (%).

$$\eta = \frac{P_{m\acute{a}x}}{A \times G} \quad [4]$$

Em que:

- A – área da célula em m²;
- G – radiação solar incidente por unidade de superfície em W/m².

A título de exemplo, uma célula solar com 12 % de eficiência e uma área de 0,01 m² disponibilizaria 1,2 Wp de potência.

Existem alguns fatores que influenciarão a eficiência de uma célula fotovoltaica, tais como:

- Perdas causadas pelas resistências internas;
- Perdas por recombinação;
- Eficiência termodinâmica, isto é, no processo de conversão da energia, terá de se diminuir o valor da tensão para se obter um fluxo de corrente na célula, onde existirá a denominada perda por efeito de Joule que reduz a energia obtida num período de tempo;
- Perdas por reflexão.

Outro parâmetro a ter em conta é o fator de forma (FF), em que este nos indica a qualidade da célula solar e faz a comparação entre a potência máxima obtida, relacionando a tensão e corrente máxima com a corrente em curto-circuito e a tensão em circuito aberto, tal como é indicado na seguinte equação:

$$F_F = \frac{I_{PPM} \times V_{PPM}}{I_{CC} \times V_{oc}} \quad [5]$$

Nota: O FF tem valor menor que uma unidade, normalmente entre 0,7 e 0,8 para células de silício cristalino e de 0,5 a 0,7 para silício amorfo.

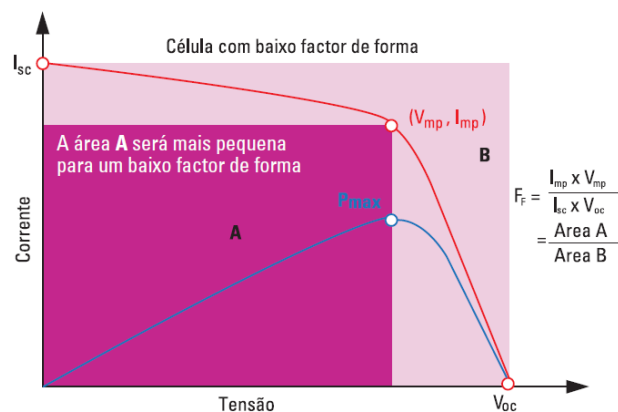


Figura 24 - Gráfico: Célula com baixo FF [16]

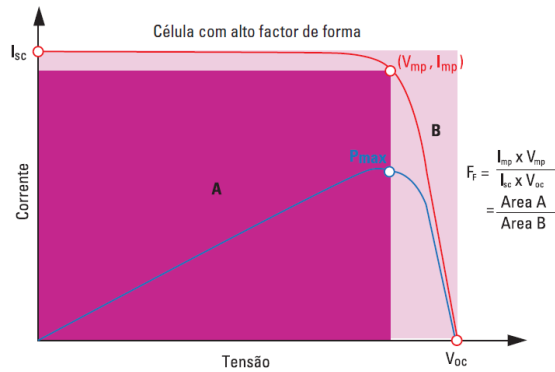


Figura 25 – Gráfico: Célula com alto FF [16]

5.3. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Antes de mais, há que referir a diferença entre células, módulos e painéis fotovoltaicos. Analisemos a seguinte figura que explica essa diferença.

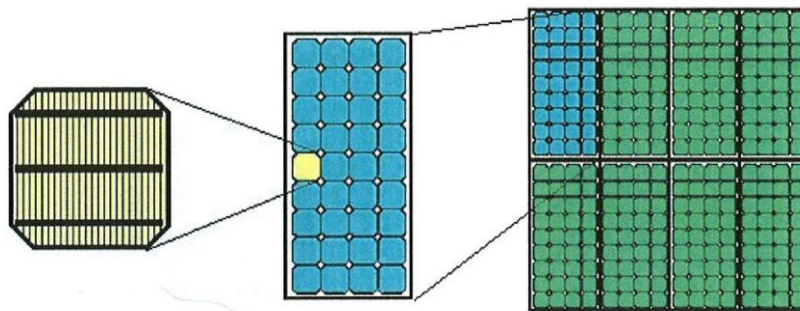


Figura 26 - Célula, módulo e painel fotovoltaico

A potência máxima de uma única célula fotovoltaica não excede 2 W, o que é manifestamente insuficiente para a maioria das aplicações. Por este motivo, as células são agrupadas em série e em paralelo formando módulos que permite adaptá-lo aos níveis de tensão e corrente.

Um módulo fotovoltaico é constituído de células solares associadas eletricamente e, regra geral, em série. A maioria dos módulos convencionais encontrados no mercado é constituída por 36 células solares de silício. Consequentemente, a tensão de circuito aberto, isto é, a diferença de potencial quando a corrente elétrica é nula, é da ordem dos 20 V. A potência do módulo, sob condições padrão, é variável desde 10 a 150 W. Em consequência, o tamanho do dispositivo varia entre 0,2 a 1,5 m².

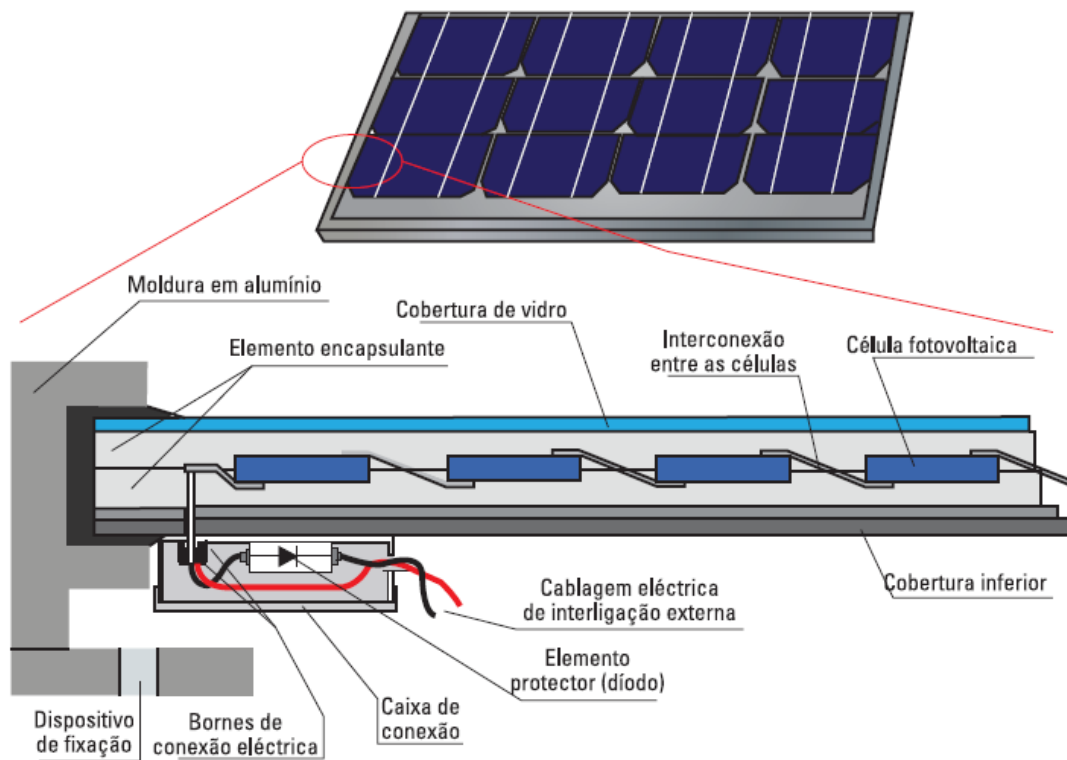


Figura 27 – Pormenor de interligação entre células

Após construídas as células fotovoltaicas, estas são aplicadas entre uma placa de tedlar que se encontra no fundo e um vidro temperado na parte superior. São encapsuladas por camadas finas de EVA (Etileno, Vinil, Acetato), que garantem a resistência e estabilidade à radiação ultravioleta. A face que será exposta à radiação solar adquire um vidro temperado com baixo teor de ferro, que assegura uma elevada eficiência na condução da energia solar. Para proteção da parte anterior ao encapsulamento, são revestidas a tedlar, altamente resistente às agressões de agentes ambientais externos (humidade, poeira, chuva, ventos, etc.). Normalmente, um módulo é emoldurado em alumínio para proporcionar o aperfeiçoamento e facilitar a sua instalação. [4]

Nota: E.V.A. – Etileno, Vinil, Acetato é o nome técnico que é dado a um material de borracha e com uma densidade macia e textura normalmente lisa.

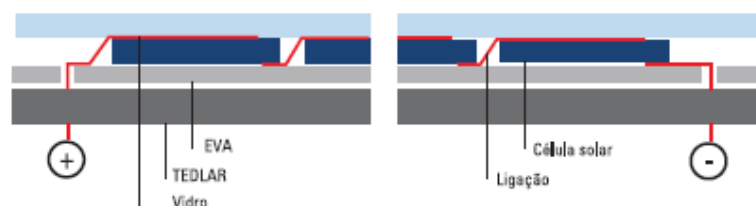


Figura 28 - Pormenor da constituição interna de um módulo FV

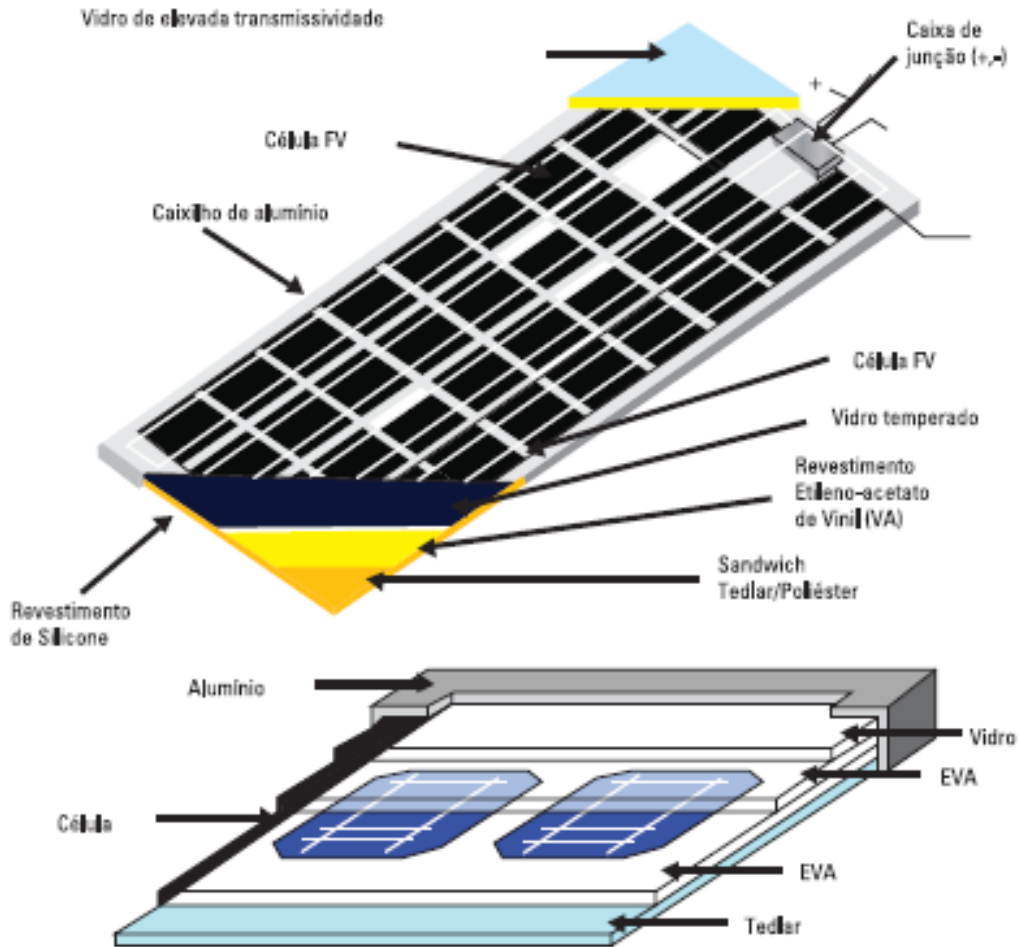


Figura 29 – Pormenor da constituição interna de um módulo FV [4]

5.3.1. CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS

Também, de seguida, serão deixadas aqui algumas características de painéis fotovoltaicos existentes no mercado.

Para o cálculo da intensidade de corrente há que ter em conta o número de células em paralelo:

$$I_{CC \text{ módulo}} = I_{CC \text{ célula}} \times N_{\text{células em paralelo}} \quad [6]$$

Para o cálculo da tensão há que ter em conta o número de células em série:

$$V_{CO \text{ módulo}} = V_{CO \text{ célula}} \times N_{\text{células em série}} \quad [7]$$

Para o cálculo da potência há que ter em conta o número de células em série e a potência de cada célula. Se ligarmos vários módulos em paralelo, a potência total da instalação será igual à potência dos módulos pelo número de ramos em paralelo.

$$P_{\text{máxima módulo}} = N_{\text{célula em paralelo}} \times N_{\text{células em série}} \times P_{\text{célula}} \quad [8]$$

A radiação é medida numa superfície horizontal ao longo de um determinado período de tempo, sendo este valor dado em kWh/m². Pode ser uma média anual, mensal ou um valor diário. A potência produzida por um módulo fotovoltaico é determinada através da equação:

$$P_{\text{produzida}} = P_{\text{pico}} \times N_{\text{horas radiação solar}} \quad [9]$$

A curva característica do módulo tem a mesma forma que a das células.

Os módulos podem ter diversas configurações, que serão descritas com o decorrer do capítulo. Estes podem ser ligados em série, paralelo ou mista. Com este tipo de configurações podemos obter diferentes valores de tensão ou corrente, permitindo ao projetista dimensionar o seu sistema de acordo com o projeto a implementar.

Ao conjunto total de módulos fotovoltaicos dá-se a designação de gerador fotovoltaico. A um conjunto de módulos em série dá-se o nome de fileira ou *string*, podendo ligar-se várias em paralelo.

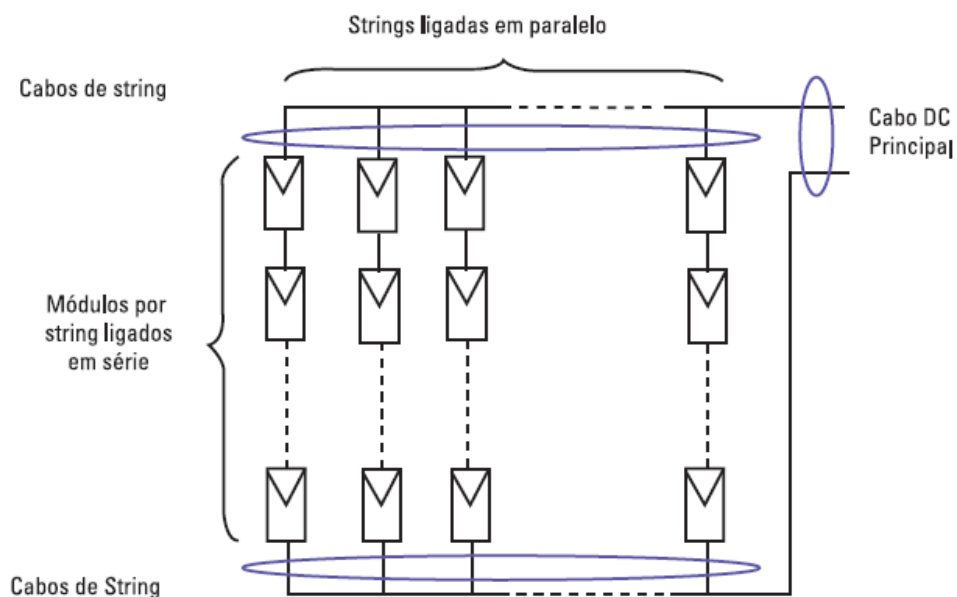


Figura 30 - Composição de um gerador fotovoltaico [4]

5.4. ASSOCIAÇÃO DE MÓDULOS

Como as células fotovoltaicas, de forma isolada, produzem pouca energia elétrica e são extremamente frágeis e vulneráveis a agentes externos, são ligadas entre si formando assim módulos fotovoltaicos. Consegue-se assim uma estrutura compacta, manuseável e muito resistente que protege as células fotovoltaicas de ruturas e das condições atmosféricas.

As células são associadas em série e/ou em paralelo num módulo segundo os níveis de tensão e corrente pretendidos, sucedendo o mesmo no que diz respeito aos módulos, formando estes o painel fotovoltaico. [1] [13]

Para a realização das conexões, existe nos módulos FV uma caixa de ligações que se encontra na parte superior e na parte traseira do módulo FV (ver figuras abaixo).

Em alguns casos, os módulos poderão dispor de uma cablagem de conexão com conectores especiais para que seja facilitada a sua ligação. [1] [13]



Figura 31 - Caixa de ligação de um módulo fotovoltaico. Fonte: *Weidmüller*



Figura 32 - Caixas de ligações de módulos fotovoltaicos. Fonte: *Flickr*

5.4.1. ASSOCIAÇÃO EM SÉRIE

A ligação de dois ou mais módulos em série produz uma tensão igual à soma da tensão individual de cada um, permanecendo a corrente igual, como se fosse um único módulo. Dois ou mais módulos ligados em série tomam a designação de fileira. O número máximo de módulos por fileira é definido pela tensão máxima de entrada do inversor. [13]

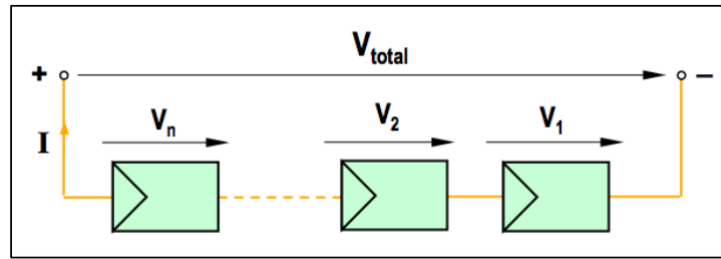


Figura 33 – Esquema elétrico: Associação em série [17]

Logo:

$$V_T = V_1 + V_2 + \dots + V_n \quad [10]$$

$$I_T = I_1 = I_2 = \dots = I_n \quad [11]$$

5.4.2. ASSOCIAÇÃO EM PARALELO

A ligação de dois ou mais módulos em paralelo gera uma corrente igual à soma da corrente individual de cada um. A tensão permanece igual como se fosse um único módulo. O número de fileiras é definido pela corrente máxima de entrada do inversor. [13]

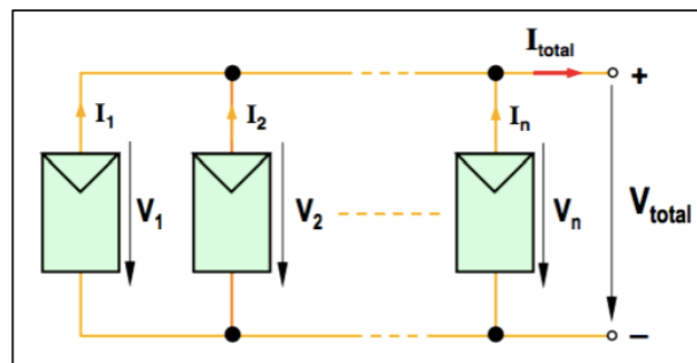


Figura 34 - Esquema elétrico: Associação em paralelo [17]

Logo:

$$V_T = V_1 = V_2 = \dots = V_n \quad [12]$$

$$I_T = I_1 + I_2 + \dots + I_n \quad [13]$$

5.4.3. ASSOCIAÇÃO MISTA

Neste tipo de associação os módulos são ligados em série, formando fileiras, por forma a aumentar a tensão, seguindo-se a ligação das fileiras em paralelo a fim de aumentar a corrente. Neste tipo de ligação, as fileiras têm de ter o mesmo número de módulos e estes têm de ter obrigatoriamente as mesmas características (tensão, corrente e potência). [13]

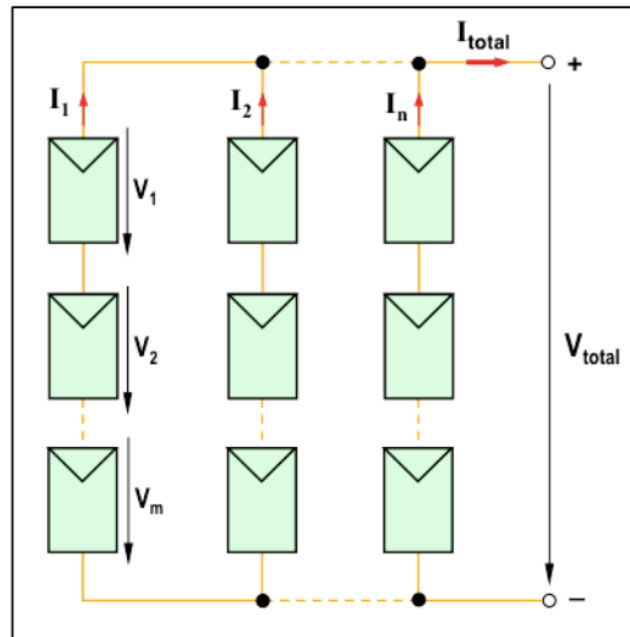


Figura 35 - Esquema elétrico: Associação mista [17]

Logo:

$$V_T = V_1 + V_2 + \dots + V_n \quad [14]$$

$$I_T = I_1 + I_2 + \dots + I_n \quad [15]$$

5.5. DÍODOS DE *BY-PASS* E DÍODOS DE FILEIRA

Como é lógico, em todos os sistemas elétricos ocorrem avarias, e por vezes estas avarias podem resultar de alterações no ambiente onde se encontram os equipamentos. No caso dos módulos fotovoltaicos é muito frequente que ocorra o sombreamento de algumas das suas células, e em consequência disso a potência de saída do módulo irá diminuir drasticamente, o que comprometerá todo o funcionamento das demais células no módulo. De modo a evitar este tipo de inconvenientes são ligados aos módulos fotovoltaicos díodos de desvio, também

denominados por díodos de *by-pass*. Estes díodos são ligados em paralelo com as células fotovoltaicas e servem para desviar a corrente produzida pelas outras células do módulo e limita a dissipação de calor na célula defeituosa, evitando deste modo que toda a corrente do módulo não seja limitada e prejudicada por uma célula com pior desempenho. [18] [19]

Um outro tipo de díodo também utilizado em módulos fotovoltaicos são os díodos de fileira. Estes tipos de díodos são instalados de modo a evitarem curto-circuitos e correntes inversas entre as fileiras do módulo que ocorrem frequentemente em caso de avarias. As correntes inversas ao passarem pelas células fazem com que o módulo ao invés de gerar corrente passe a receber muita mais corrente do que aquela que é produzida, originando a diminuição da eficiência das células e, em casos mais graves, a célula pode ser desconectada causando assim a perda total do fluxo de energia do módulo. Por estas razões os díodos de fileira são componentes essenciais num módulo fotovoltaico e são ligados em série no final de cada uma das fileiras do módulo fotovoltaico. [18] [19]

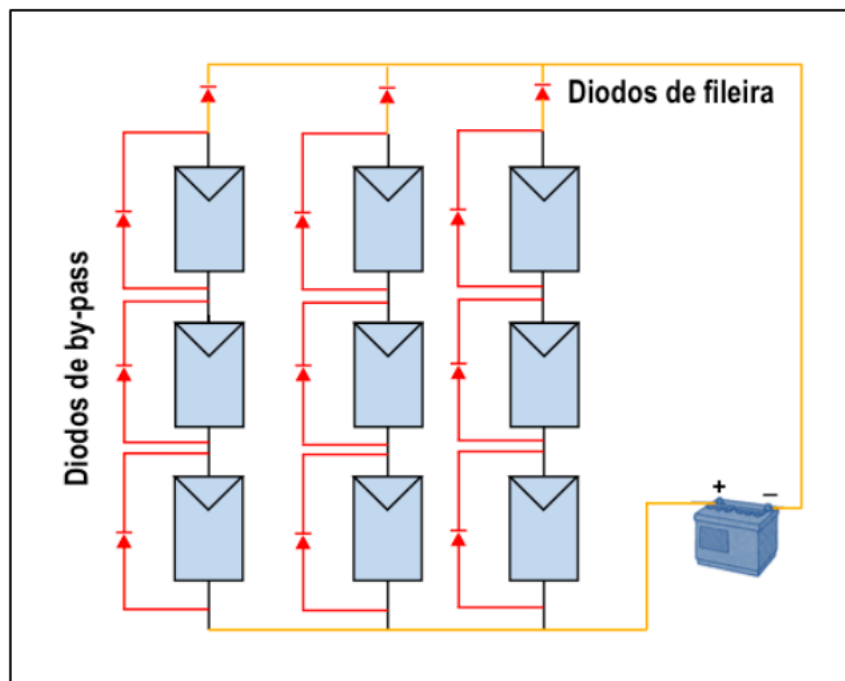


Figura 36 - Esquema elétrico: díodos de *by-pass* e díodos de fileira [17]

Existem outros tipos de cuidados a ter com os módulos fotovoltaicos que se prendem mais com a sua manutenção, tal como a deposição de lixo ou a deposição de neve. Em ambos os casos pode haver avarias e causar o sombreamento de células fotovoltaicas do módulo sendo que estas situações são facilmente contornáveis através de uma manutenção periódica e de um bom planeamento do local de instalação do módulo fotovoltaico.

5.6. ORIENTAÇÃO DOS MÓDULOS SOLARES

A inclinação dos coletores deve otimizar a captação de radiação solar tendo em conta a variação da altura solar ao longo do ano. Em Portugal, normalmente, a inclinação dos painéis solares situa-se nos $\pm 35^\circ$. [4]

Este ângulo denominado de “ângulo ótimo” pode ser calculado de acordo com a seguinte fórmula:

$$\alpha_{\text{ótimo}} = 3,7 + 0,69 \times \varphi \quad [16]$$

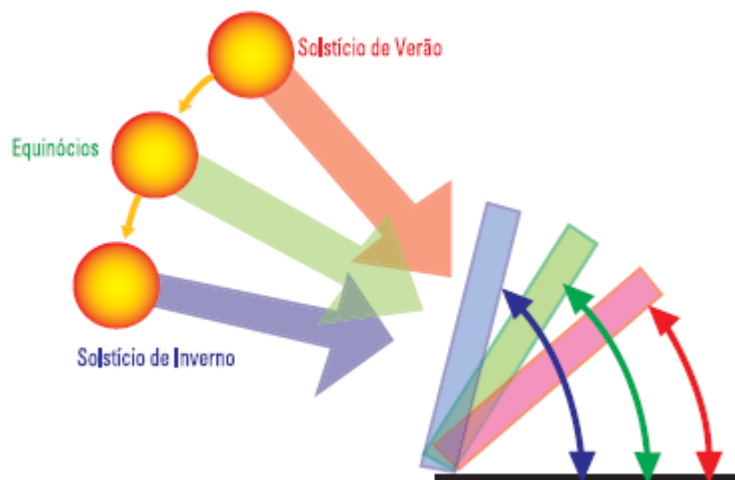


Figura 37 – Orientação dos módulos

5.7. EFEITO DE SOMBREAMENTO

O sombreamento é uma questão essencial a ter em conta no dimensionamento de uma instalação fotovoltaica.

Os efeitos dos sombreamentos estão diretamente relacionados com fatores como:

- A distância mínima entre fileiras de módulos FV. (Os próprios módulos poderão provocar sombreamentos uns nos outros);
- Perdas por orientação e inclinação;
- Perdas por sombreamentos.

No caso de existirem sombreamentos, para além de vir diminuída a produção, a vida útil do painel pode ser posta em causa. Por exemplo, se um painel de uma *string* possui algumas das células sombreadas, estas funcionam como uma resistência, opondo-se à passagem da corrente, o que provocará dois efeitos nefastos, um deles é exatamente o facto da energia, que poderia estar a ser produzida, não ser aproveitada e outro é que a parte sombreada, ao não deixar passar a corrente, irá aquecer podendo causar danos irreversíveis no módulo. Este tipo de problema pode ser evitado com a utilização de díodos *by-pass*. Estes díodos irão desviar a corrente das células afetadas evitando assim que estas aqueçam. No caso concreto deste projeto, serão garantidas as condições para que não existam sombreamentos. Neste caso, só é necessário garantir que não ocorrem sombreamentos entre painéis de *strings* diferentes, ou seja, entre *strings* sucessivas. [4]

Na figura 38, está ilustrada a disposição dos painéis e a distância mínima entre *strings*, por forma a evitar sombreamento.

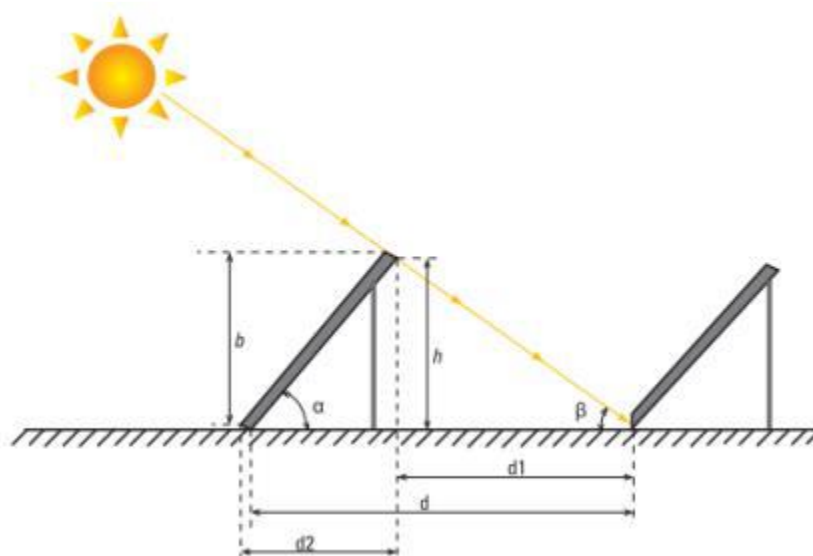


Figura 38 – Disposição dos painéis

$$d = b \times \left(\cos \beta + \frac{\sin \alpha}{\tan \beta} \right) \quad [17]$$

Na figura 38, tem-se:

- β - Ângulo que corresponde à altura mínima do Sol a 22 de dezembro, que vai determinar a distância mínima entre *strings*, por forma a evitar sombreamento entre elas;

- α - Inclinação dos painéis;
- d - Distância entre as *strings*;
- b - Comprimento do painel;
- h - altura;

A distância entre fileiras consecutivas de painéis fotovoltaicos, $d(m)$, depende do comprimento do módulo $b(m)$, da inclinação do painel β e do valor mínimo da altura solar que é tolerada no sombreamento α .

De forma a reduzir as perdas do sistema por sombreamento mútuo entre as fileiras de módulos inclinados, poderá ser aplicado um dos dois métodos que se seguem:

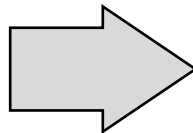
- Para uma minimização das perdas por sombreamento aplica-se a regra: $3,5 \times h$, em que d_1 (m) representa a distância entre o final de um módulo FV e o início de outro, e h (m) representa a altura a que se eleva o módulo FV;
- Para otimizar a área a utilizar dever-se-á usar a fórmula: $d = 2,5 \times b$.

A dedução da fórmula anterior é feita da seguinte forma:

$$d = d_1 + d \leftrightarrow \quad [18]$$

$$d_2 = b \times \cos \alpha \leftrightarrow \quad [19]$$

$$d_1 = \frac{h}{\tan \beta} \quad [20]$$



$$d_1 = \frac{b \times \sin \alpha}{\tan \beta} \quad [22]$$

$$h = b \times \sin \alpha \quad [21]$$

Como: $d = d_1 + d_2 = b \times \cos \alpha + \left[\frac{h}{\tan \beta} \right] = b \times \cos \alpha + [b \times \sin \alpha] / \tan \beta$

Então:

$$d = b \times \cos \beta + \frac{\sin \alpha}{\tan \beta} \quad [23]$$

5.8. PRINCIPAIS APLICAÇÕES FOTOVOLTAICAS

Sem dúvida que a energia solar tem imensas aplicações, não só a nível doméstico, como a nível industrial. Também a energia fotovoltaica apresenta uma série de utilizações finais.

De seguida é mostrado um esquema com as principais aplicações dos sistemas fotovoltaicos

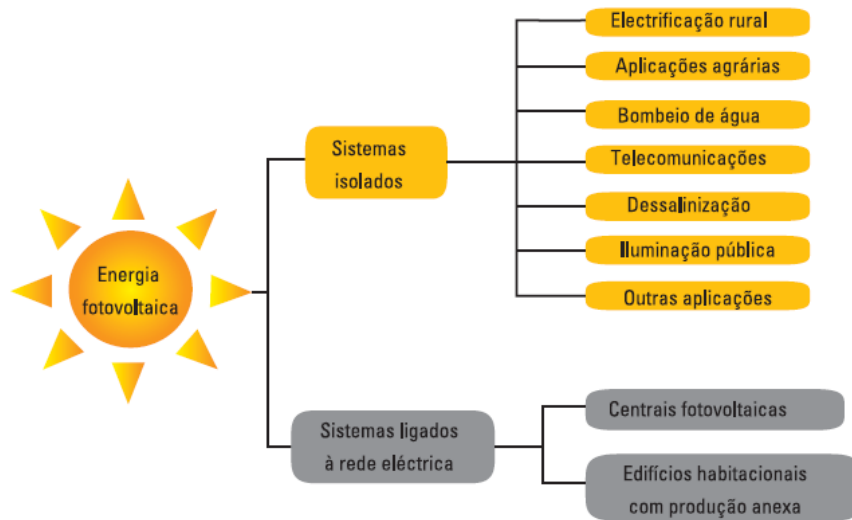


Figura 39 – Principais aplicações FV [4]



Figura 40 – Aplicação FV em telhado de uma habitação [11]



Figura 41 – Sistema FV de grande dimensão [20]

5.9. BATERIAS

As baterias são dispositivos de armazenamento de energia, sendo um dos componentes mais importantes nos sistemas isolados. Permitem armazenar os excedentes de produção, disponibilizando-a quando for necessário.

Ainda que a alguns anos atrás as baterias tivessem um custo elevado e um baixo nível de ciclos de carga/descarga, atualmente verifica-se uma grande evolução tecnologia, impulsionada pela urgência de desenvolver baterias de grande capacidade e durabilidade a um preço reduzido, para os carros elétricos. Empresas como a Tesla aproveitaram o investimento e as suas pesquisas para comercializar também baterias para aplicação em sistemas solares de grande capacidade e eficiência, a preços nunca imaginados.

Na tabela 7, é possível observar algumas das baterias, que se encontram em comercialização. [21]

Tabela 7 - Exemplos de baterias [21]

FABRICANTE	<i>TESLA POWERWALL 2</i>	<i>LG CHEM RESU</i>	<i>MERCEDES- BENZ</i>	<i>FREEDOM LITE</i>
Capacidade	13,5 kWh	10 kWh	15 kWh	15 kWh
Potência de saída	5 kW – 7 kW	5 kW	4,6 kW	6 kW
Profundidade de descarga	100%	90%	80%	85%
Ciclo de vida	10 anos	6000-8000	8000 ciclos / 20 anos	7000
Inversor incluído	Sim	Sim	Não	Não
Garantia	10 anos	10 anos	10 anos	10 anos
Preço	7.000,00 €	5.300,00 €	8.660,00 €	8.990,00 €

Como é possível observar na tabela 7, o mercado das baterias tem crescido e alterado bastante o seu paradigma, podendo as baterias descritas serem ligadas até 10, o que faz assim uma capacidade de cerca de 150 kWh a um preço relativamente baixo quando comparado a alguns anos atrás.

5.10. INVERSORES

O inversor tem como função a conversão de uma corrente DC para uma corrente AC com uma determinada amplitude e frequência. Para sistemas ligados à rede de distribuição a tensão de saída do inversor deve ser (230 ou 400 V) alternada de componente fundamental sinusoidal e com 50 Hz, contendo baixo conteúdo harmônico. Para além da conversão do sinal o inversor assume outras funções como o ajuste do ponto operacional do inversor ao MPP do gerador através do seguidor de potência *Maximum Power Point Tracking* (MPPT), dispositivos de proteção AC e DC e registo de dados operacionais e sinalização.

Os inversores para ligação à rede têm características específicas ao nível da segurança. Se a tensão de rede faltar, os sistemas fotovoltaicos devem ser automaticamente desligados por ação do inversor evitando a injeção de energia nessas circunstâncias. O inversor é, por isso, muito importante em sistemas ligados à rede. Os inversores podem ter transformador ou não e a saída pode ser monofásica ou trifásica. Os inversores sem transformadores são menores e mais leves do que os aparelhos com transformador e funcionam com maior eficiência [11]. Os inversores são caracterizados pela sua eficiência de conversão, definida pelo quociente entre a potência de entrada (lado DC) e a potência de saída (lado AC), segundo a seguinte equação:

$$\eta = \frac{P_{out}}{P_{in}} = \frac{V_{AC} \times I_{AC} \times \cos \varphi}{V_{DC} \times I_{DC}} \quad [24]$$

O parâmetro $\cos \varphi$ é o fator de potência, sendo que este deve ser superior a 0,9. O valor usual do rendimento de um inversor situa-se entre os 86 e 95%.

Existe uma grande variedade de inversores no mercado que vão de poucos kW até aos MW, cuja seleção depende se é para pequena produção, autoconsumo ou para uso em grandes centrais fotovoltaicas. Durante muito tempo, foi comum a instalação de um inversor DC/AC central, para todo o sistema fotovoltaico. Atualmente, nem sempre os sistemas fotovoltaicos com alguma dimensão têm um único e poderoso inversor. Consoante a tipologia do sistema fotovoltaico em causa, podem existir três soluções distintas para ligação do equipamento de conversão [11]: inversor central (a conversão de energia de todo o sistema é assegurada por apenas um único inversor e é mais utilizado em sistemas domésticos de pequena dimensão); inversor de fileira (a cada fileira de módulos é associado um inversor, permitindo assim uma melhor gestão da produção); inversor por módulo (é utilizado apenas para sistema de baixa potência, normalmente associado a 1 ou 2 painéis). [13]

A figura 42 representa esquematicamente os três tipos de configuração de inversores para um sistema fotovoltaico.

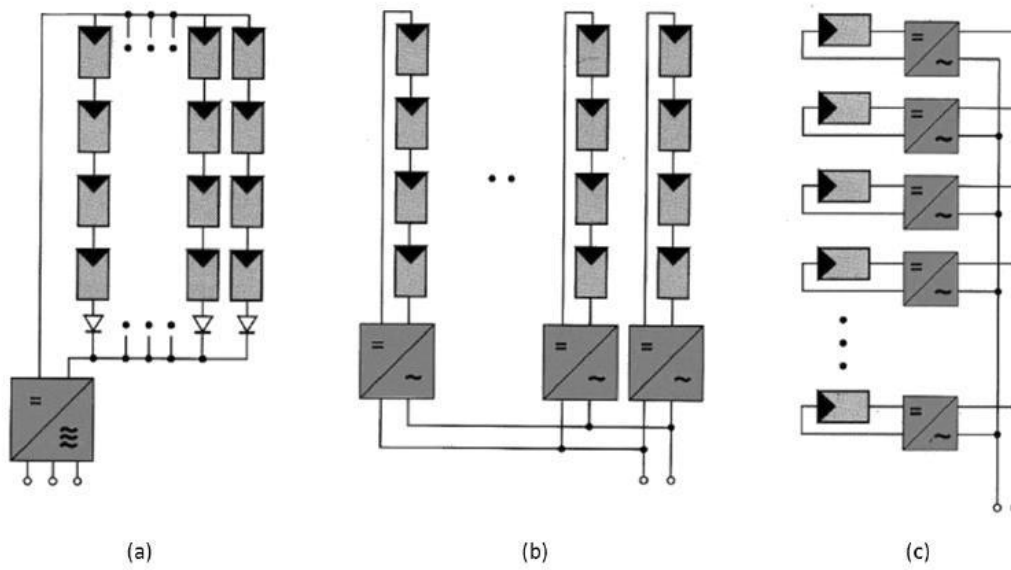


Figura 42 - Representação das soluções de ligação dos inversores num sistema FV.

(a) Inversor central. (b) Inversor de fileira. (c) Inversor por módulo. [19]

6. PROJETO FOTOVOLTAICO

Nos capítulos anteriores foram descritos os vários componentes de um sistema fotovoltaico, os vários equipamentos a dimensionar, bem como as suas principais características. Neste capítulo, será dimensionado uma unidade de produção de autoconsumo com a configuração seguinte:

- Caracterização do local;
- Seleção e especificação dos equipamentos;
- Simulação:
 - Configuração do sistema;
 - Dimensionamento de cabos e proteções;
 - Ligação à rede elétrica.

6.1. CARACTERIZAÇÃO DO LOCAL

O local escolhido como caso de estudo trata-se do antigo edifício dos Bombeiros Voluntários de Areosa – Rio Tinto que, hoje, funciona como um dos armazéns da PAINHAS. Situa-se

na região do Douro, distrito do Porto, concelho de Gondomar, freguesia de Rio Tinto, na Rua Filipa de Lencastre, n.º 321, coordenadas LAT 41.182579 LON -8.580389.

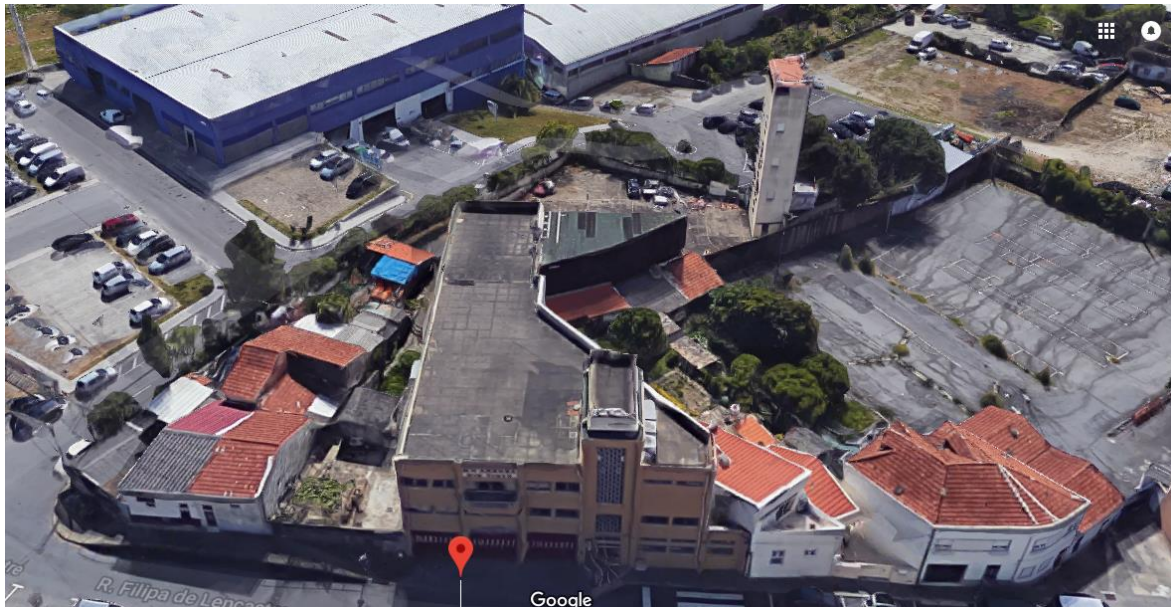


Figura 43 - Imagem aérea do local do projeto

Durante as visitas técnicas ao local da instalação do sistema fotovoltaico durante o mês de maio de 2018, foi especificado ao máximo o sistema a ser implementado, a sua orientação, inclinação, área disponível, tipo de montagem, sombreamento, comprimento de cabos, localização do inversor, dos contadores de consumo/produção e da portinhola, bem como a potência de consumo contratada ao distribuidor de energia. Com estas especificações, foi determinada a potência instalada e a potência contratada, de acordo com a área disponível bem como o número de módulos a instalar. Durante o levantamento das características da envolvente não foi observado qualquer tipo de sombreamento que pudesse por em causa a exposição solar do equipamento durante todo o ano.

Assim sendo, o edifício é constituído por 1 armazém, 1 sala de formação, 3 escritórios, 2 casas de banho e 1 sala de convívio. Existe uma outra parte do edifício que neste momento se encontra desativado

No recinto do parque de estacionamento, está instalada uma torre de telecomunicações na antiga torre de treino que servia os bombeiros. Esta torre está ao serviço da PT que paga um aluguer pelo espaço.

A instalação elétrica é datada de 1975 e possui um contrato de fornecimento de energia elétrica em baixa tensão normal (BTN) estabelecido com a EDP Distribuição, com uma potência contratada de 20,7 kVA com alimentação trifásica, tarifa simples com perfil diário.

Encontra-se virado a Noroeste (NO), sem sombreamentos provocados por prédios vizinhos ou outros obstáculos mais altos, apresentando telhado sem inclinação. A figura 44 corresponde a uma imagem de satélite do edifício.

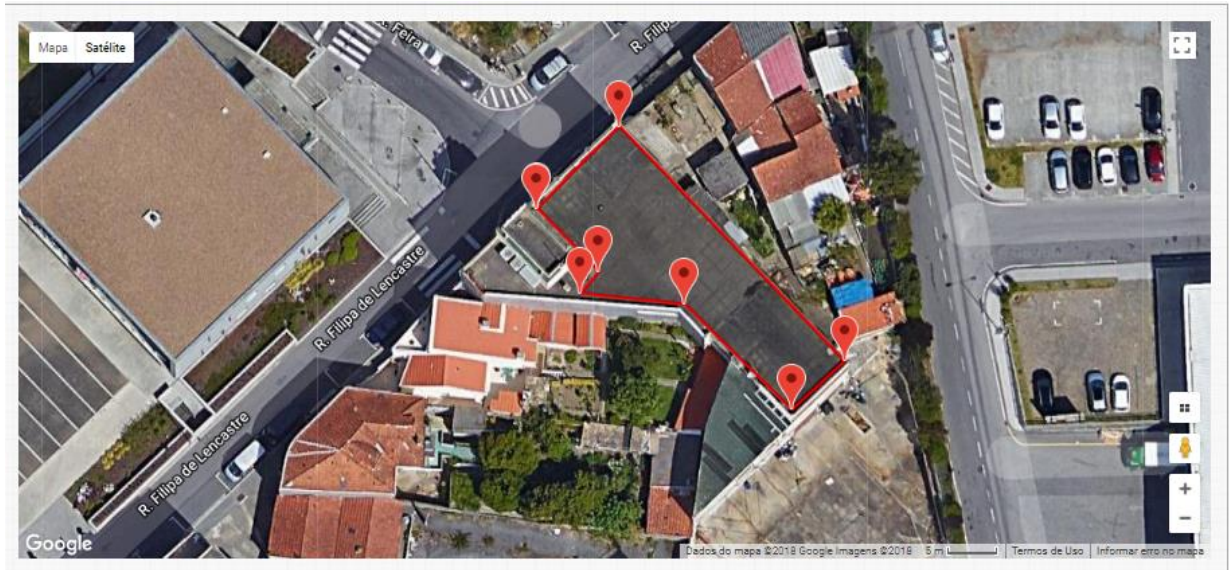


Figura 44 - Medições do local a instalar o painel fotovoltaico (334 m² de área disponível)

Para se poder começar a planear um sistema fotovoltaico, tendo em vista o seu posterior dimensionamento, é fundamental conhecer bem o local da instalação. A escolha do local para implementação do sistema é assim, o primeiro aspeto a ter em conta. Depois de escolhido o local da instalação, é necessário fazer o levantamento das suas características, nomeadamente:

- Área disponível para instalação dos módulos;
- Orientação e inclinação das estruturas disponíveis à colocação do sistema;
- Dados climáticos (radiação e temperatura média mensal);
- Posicionamento solar (altura e azimute);

Na tabela 8, são apresentadas as principais características do edifício nomeadamente a área disponível no edifício bem como a sua orientação e inclinação.

Tabela 8 - Características do Edifício

Tipo de telhado	Comprimento (m)	Largura (m)	Área Total (m ²)	Orientação	Inclinação (°)
Plano	33	12	334	Nenhuma	0°

Os valores apresentados na tabela 8, quer para o comprimento quer para a largura do edifício, foram obtidos através da ferramenta *online* Google Maps. No entanto o telhado do edifício apresenta duas faces, uma virada para Norte e outra para Sul, entretanto só será utilizada a que está virada para sul com uma área disponível de aproximadamente 334 m².

6.1.1. DADOS CLIMÁTICOS

Com recurso ao *software* online “*Photovoltaic Geografic Informacion System*” (PVGIS), disponibilizado pelo *Joint Research Centre* (JRC) - entidade de investigação da Comissão Europeia - no site <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php?lang=en&map=europe>, recolheu-se os dados relativos à radiação e à temperatura média mensal para o local da instalação.

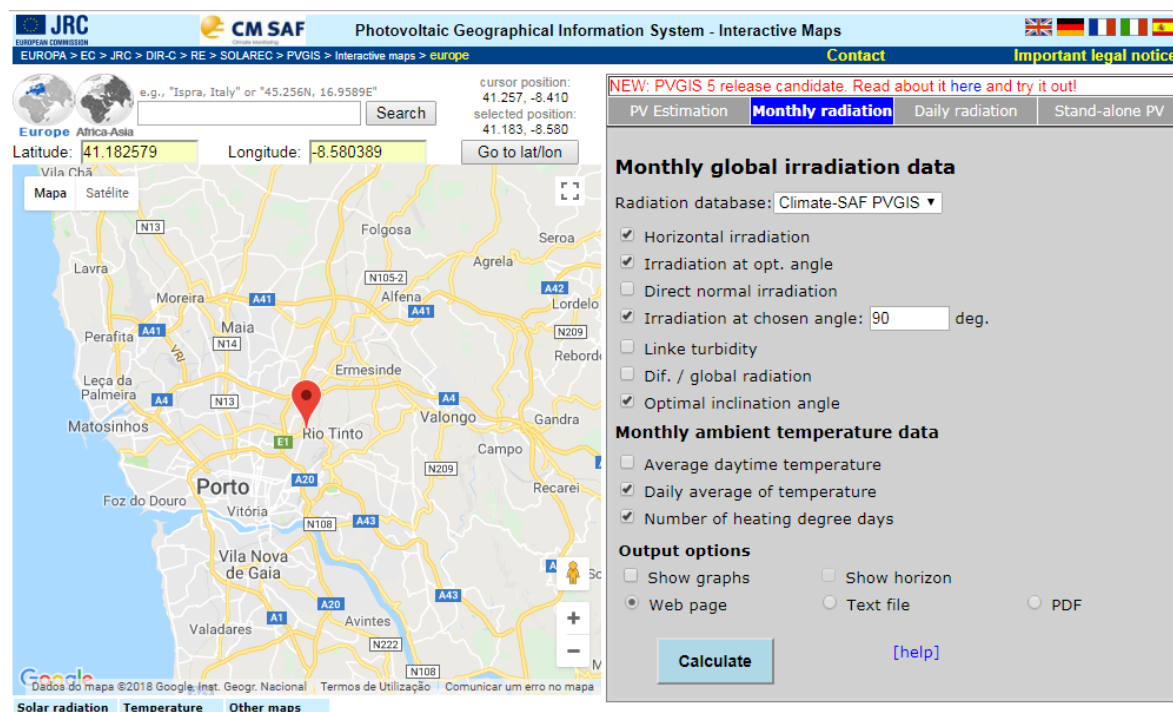


Figura 45 - Página da *Photovoltaic Geografic Informacion System*, onde se poderá escolher dados sobre irradiação e horas solares de pico [22]

Com os valores de radiação e temperatura obtidos através deste instrumento, foi possível criar o gráfico 46 da temperatura ambiente média mensal e o gráfico 47 da radiação diária média mensal para o local da instalação. Os dados da radiação foram obtidos para superfícies fixas com inclinação de 35°.

Estes baseiam-se em cálculos a partir de imagens de satélite realizadas pelo CM-SAF (Geostationary MeteoSat and Polar EUMetSat) [23].

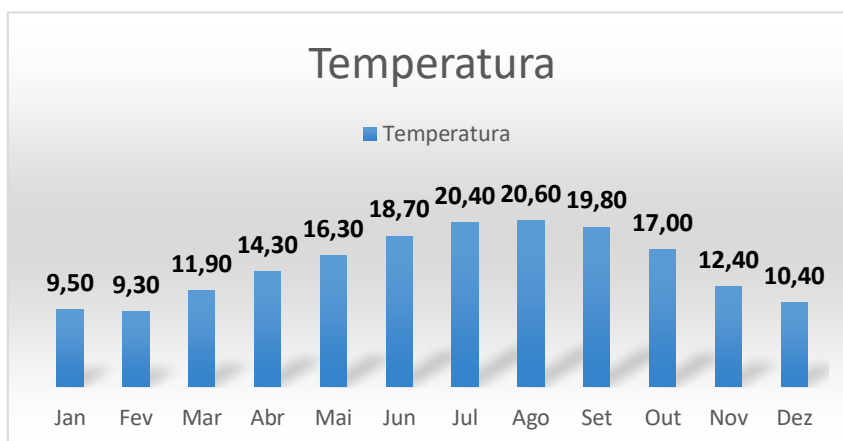


Figura 46 – Gráfico de temperatura mensal

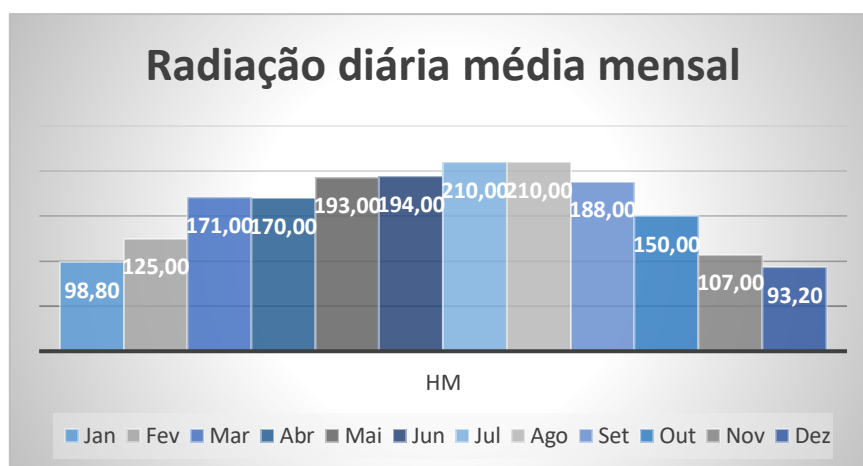


Figura 47 – Gráfico de Radiação diária média mensal

Fazendo uma análise do gráfico acima pode verificar-se que a radiação é superior nos meses de Verão, sendo que os meses que apresentam o maior valor são os meses de julho e agosto com 210 w/m²/dia, e é inferior nos meses de Inverno, sendo que o mês que apresenta o menor valor é dezembro com 93,2 w/m²/dia.

De seguida são apresentados os resultados obtidos para Porto, através do PVGIS, bem como o significado de cada um dos parâmetros referidos.

- Ângulo de inclinação ótimo: 36°

Tabela 9 – Resultados PVGIS Porto

Mês	H_h	H_{opt}	$H(90)$	I_{opt}	T_{24h}	N_{DD}
Janeiro	1860	3210	3260	64	9.5	235
Fevereiro	2920	4500	4100	57	9.3	198
Março	4360	5520	4110	44	11.9	117
Abril	5230	5660	3260	27	14.3	119
Maio	6410	6190	2780	16	16.3	36
Junho	7060	6440	2470	7	18.7	3
Julho	7170	6720	2670	11	20.4	1
Agosto	6480	6760	3400	23	20.6	2
Setembro	5100	6280	4260	39	19.8	23
Outubro	3410	4860	4120	52	17.0	81
Novembro	2160	3600	3550	62	12.4	209
Dezembro	1660	3030	3190	66	10.4	235
Ano	4490	5230	3420	36	15.0	1259

Legenda:

H_h : Irradiation on horizontal plane (Radiação em plano horizontal), Wh/m²/diy

H_{opt} : Irradiation on optimally inclined plane (Radiação no ângulo ótimo), Wh/m²/dia

$H(90)$: Irradiation on plane at angle: 90 deg. (Radiação a 90°), Wh/m²/dia

I_{opt} : Optimal inclination (deg.) (Inclinação ótima, em graus)

T_{24h} : 24 hour average of temperature (°C) (Temperatura média diária, em °C)

N_{DD} : Number of heating degree-days (-) (Número de graus-dia de aquecimento)

6.1.2. CONSUMOS ENERGÉTICOS DO CASO DE ESTUDO

Neste projeto, recorreu-se à instalação de um analisador de rede para obter os consumos instantâneos. Estes aparelhos permitem o registo dos consumos de energia numa instalação elétrica monofásica ou trifásica através de medições indiretas com recurso a pinças amperimétricas.

Estes registos podem ser apresentados ao utilizador numa página *online* e exportados para uma folha de Excel para posteriormente serem importados pelo *software* de simulação de dimensionamento de um sistema fotovoltaico. O período ideal de análise seria 12 meses, contudo economicamente e logisticamente para este projeto tal não foi possível. O analisador esteve instalado a medir num período de 1 mês. Esta janela de tempo permitiu extrapolar os resultados uma vez que o diagrama de cargas foi estudado chegando-se à conclusão que haveria uma tendência de dia para dia equiparada a qualquer dia do ano.

Em resumo, a análise dos consumos para a determinação do diagrama de carga é essencial para determinar qual a potência com que iremos iniciar o estudo e o respetivo dimensionamento do gerador fotovoltaico de forma que este possa produzir uma parte importante da energia necessária ao cliente

Como descrito acima, foi instalado, no dia 18 de junho de 2018, o equipamento kit *Efergy Engage Hub* trifásico que se trata de um analisador de rede da marca EFERGY.



Figura 48 – Instalação das pinças amperimétricas

A pinça (o sensor) mede a partir do campo magnético criado pela circulação da corrente elétrica e tem capacidade de medição entre 50 mA a 120A com uma gama de tensão entre 90 a 600V AC.

O transmissor é utilizado para estabelecer uma comunicação sem fios entre o *hub* e o sensor para que haja troca de informação. Esta comunicação poderá ser selecionada a uma frequência entre 6, 12 ou 18 segundos, tendo um limite de 70 metros e utiliza a frequência de 433 MHz. O transmissor tem ainda uma bateria alcalina de 2400 mAh, com vida mínima de 12 meses [24].

Por sua vez, o *hub* tem acesso à Internet através da rede local (por cabo Ethernet), o que permite o envio de dados para a plataforma da *Efergy*.



Figura 49 – Instalação do *Hub*

A observação, em tempo real, do consumo energético pode ser feita nesta plataforma, na forma de custo monetário, kWh (consumo de potência elétrica) ou CO₂ e com recurso a um computador ou por uma aplicação móvel. É também possível obter relatórios de consumos e médias diárias, semanais e mensais.

Diariamente, foi possível monitorizar os consumos diários da instalação, obter as curvas diárias e, por fim, dispor os valores reais de energia efetivamente consumida com periodicidade diária e no mês junho/julho.

A seguir, são apresentados os valores de um dia médio, dia 7 de julho.

No anexo A, encontram-se todos os dados obtidos.

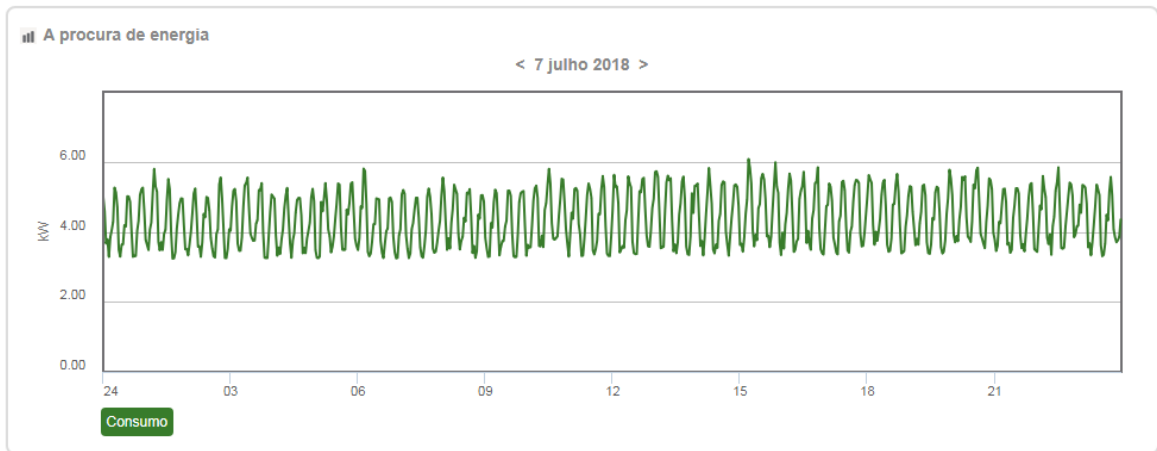


Figura 50 – Consumo instantâneo no dia 7 julho

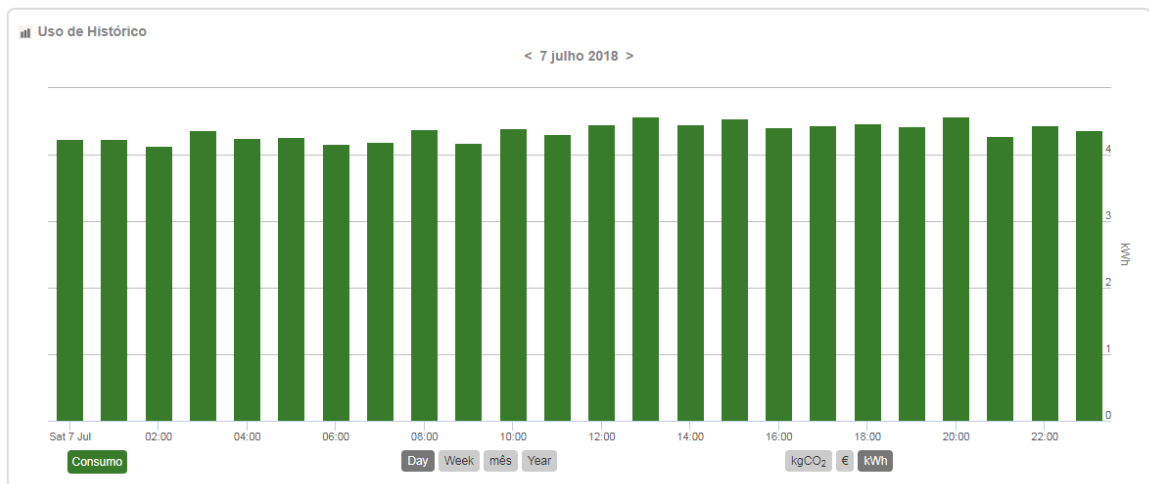


Figura 51 – Gráfico consumo diário do dia 7 julho

Da figura 51 é possível concluir que há uma tendência de consumo praticamente constante, acima de 4 kWh.

Para que este estudo fosse o mais aproximado da realidade possível, era necessário ser conhecedor a produção fotovoltaica com a finalidade de perceber a quantidade de energia que iria ser excedentária entre outros dados.

Para isso, recorreu-se a um projeto semelhante [25] a esta dissertação onde foi instalado um sistema de 0,5 kWp em autoconsumo, junto ao Grande Porto. Os seus valores de produção referentes a 7 de abril (dia de maior produção), foram extrapolados para uma potência instalada de 5,04 kWp e apresentados na tabela 10. Apresentam-se, também, na tabela 10, os consumos recolhidos do analisador instalado (ver 6.1.2.) no dia 7 de julho (dia de maior consumo) e os diagramas de energias desse dia.

Tabela 10 – Energia consumida e produzida hora a hora no dia 7 julho

HORA	PRODUÇÃO FV kWh	CONSUMO REAL INSTALAÇÃO kWh	HORA	PRODUÇÃO FV kWh	CONSUMO REAL INSTALAÇÃO kWh
00:00	0	3,565	12:00	3,6	3,313
01:00	0	3,972	13:00	3,4	3,343
02:00	0	3,573	14:00	3,2	4,966
03:00	0	4,993	15:00	2,6	5,193
04:00	0	5,311	16:00	1,9	3,259
05:00	0	5,387	17:00	0,9	3,74
06:00	0	4,116	18:00	0,2	4,293
07:00	0,2	3,424	19:00	0	6,037
08:00	1,2	4,264	20:00	0	4,94
09:00	2,3	4,475	21:00	0	3,544
10:00	3,1	5,333	22:00	0	3,454
11:00	3,5	4,696	23:00	0	4,613

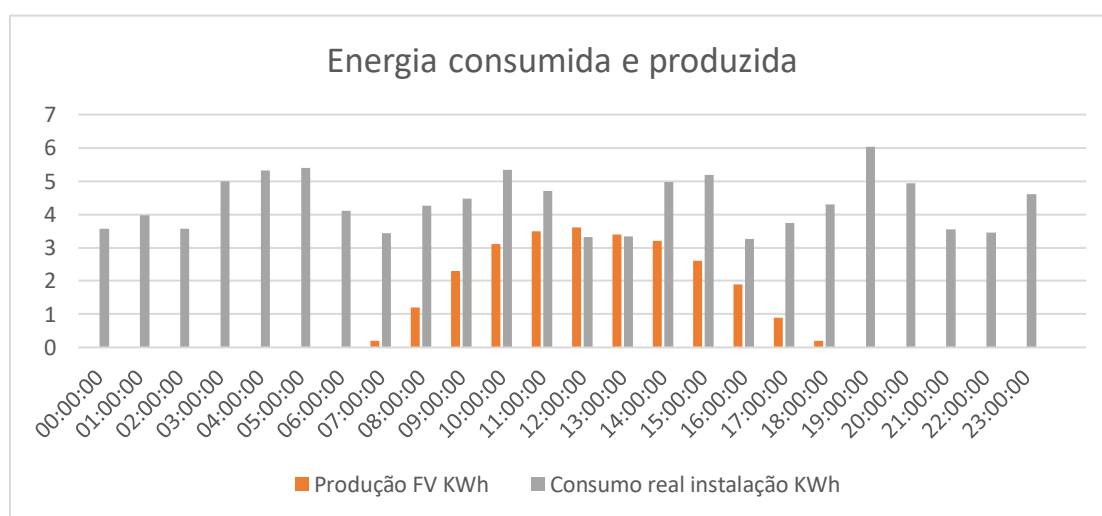


Figura 52 – Diagrama de barras da energia consumida e produzida (ver tabela 10)

Da análise da tabela 10 e dos diagramas apresentados, constata-se que a produção FV se estende por um período de cerca de 12 horas, iniciando-se no período da 7.^a hora e acabando no período da 18.^a hora. A produção atinge um máximo de 3,6 kWh no período de máxima radiação solar na 12.^a hora.

Da análise do gráfico constante na figura 52 relativo à energia produzida e consumida no dia 7 julho, verifica-se a existência de dois períodos de tempo, 12.^a e 13.^a horas, onde a energia produzida é superior à consumida. A existência de energia excedentária (“desperdiçada”) poderia ser armazenada em bancos de baterias e ser depois utilizada em horário onde a produção FV já não assegurasse o consumo real da instalação ou canalizada para a RESP e num sistema de banco de energia ser reavida posteriormente quando a produção já não fosse suficiente para assegurar a alimentação das cargas da instalação. Este método é conhecido por *net metering* já implementado em vários países. Isto leva-nos a pensar num possível sobredimensionamento do sistema FV com o aumento do número de painéis sem que o consumo próprio o justifique mas mostra-se ineficaz pois torna o sistema FV de autoconsumo mais caro, acrescido do facto de se correr o risco de nunca (ou demorar muito) se obter o retorno do investimento feito inicialmente.

6.2. SELEÇÃO E ESPECIFICAÇÃO DOS EQUIPAMENTOS

Dependendo da configuração a adotar, o processo de projeto e dimensionamento de sistemas fotovoltaicos envolve a avaliação das soluções possíveis. O mínimo e máximo número de módulos, a potência de pico do painel, o tipo de módulos ou de inversor pode ter que ser modificado.

6.2.1. ESCOLHA DO MÓDULO FV

Sendo o módulo responsável pela captação da radiação solar e conseqüentemente a sua conversão em energia elétrica, assume uma importância vital no sistema. São diversos os módulos solares FV disponíveis no mercado. Enfrenta-se uma complicada tarefa de selecionar os módulos mais adequados às necessidades.

Para este projeto, a seleção, além da qualidade dos módulos, cumprimento dos requisitos e normas internacionais do sector e, também, pela área disponível, recaiu sobre o vetor da eficiência verificando-se que quanto maior é o valor da eficiência menor vai ser a área ocupada por kW produzido.

Na tabela 11, são apresentadas em forma de resumo as principais características dos módulos escolhidos (ver figuras 53 e 54), para uma consulta mais pormenorizada, no Anexo B estão disponibilizadas as folhas de características dos mesmos.



Figura 53 – Módulo Fotovoltaico Astronergy Stave II CHSM6610P 280



Figura 54 – Módulo Fotovoltaico SolarWorld PL 280 MONO WOB

Tabela 11 – Características dos módulos FV

MARCA	ASTRENERGY	SOLARWORLD
Modelo	STAVE II_CHSM6610P 280	SW PL 280 MONO WOB
Fabrico	Alemanha	Alemanha
Tipo de célula	Policristalino	Monocristalino
Potência STC (P_{mpp})	280 Wp	280 Wp
Eficiência	17,2%	16,7%

Comparadas as características de cada um dos módulos selecionados, concluindo-se que ambos os módulos são equivalentes. Por isso, a decisão apoiou-se na maior eficiência do módulo, sendo este o módulo da marca ASTRONERGY.

Para dimensionar a disposição dos módulos, recorreu-se às fórmulas do capítulo 5.7.

Cada módulo utiliza uma área de 1973 mm, no plano horizontal.

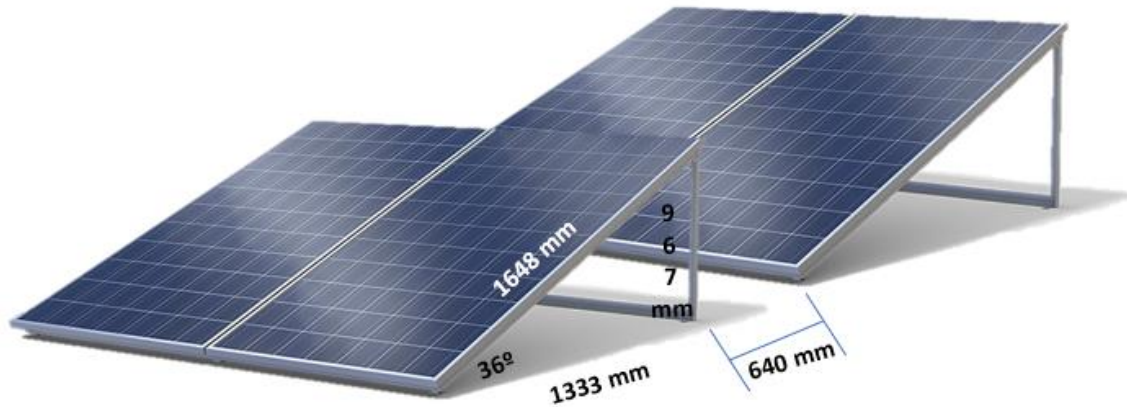


Figura 55 – Distância entre módulos FV

6.2.2. ESCOLHA DO INVERSOR

Para o dimensionamento do inversor, como se trata de um projeto de pequena dimensão quando comparado com outros grandes projetos, será utilizado apenas 1 inversor. É garantida uma grande redução em cabos DC mas, em caso de avaria do inversor, o funcionamento é colocado em risco, ao contrário do que aconteceria utilizando mais do que um inversor central.

O inversor é escolhido respeitando a seguinte condição:

$$0,7 \times PPV < P_{inv DC} < 1,2 \times PPV \quad [25]$$

Em que:

PPV - Potência do sistema fotovoltaico (neste caso, 5040 Wp ou 6720 Wp);

$P_{inv DC}$ - Potência do inversor;

Pela condição anterior, a potência de cada inversor deverá situar-se entre:

- Para $PPV = 5040$ Wp,

$$0,7 \times 5,04 < P_{inv DC} < 1,2 \times 5,04 \quad [26]$$

$$3,528 < P_{inv DC} < 6,048 \quad [27]$$

- Para $PPV = 6720 \text{ Wp}$,

$$0,7 \times 6,72 < P_{inv DC} < 1,2 \times 6,72 \quad [28]$$

$$4,704 < P_{inv DC} < 8,064 \quad [29]$$

Desta forma, na tabela 12, são apresentadas algumas características consideradas relevantes dos inversores utilizados nos dimensionamentos.



Figura 56 – Inversor SMA STP 5000TL-20



Figura 57 – Inversor Fronius Symo 4.5-3-M



Figura 58 – Inversor (com bateria) Fronius Symo Hybrid 5.0-3-S

Tabela 12 - Características dos inversores

FABRICANTE	SMA	FRONIUS	FRONIUS
Modelo	STP 5000TL-20	Symo 4.5-3-M	Symo Hybrid 5.0-3-S
Potência máxima	9000 Wp	4500 W	8000 W
Máx. Eficiência	98%	97,2%	97,6% / 96,0%

As suas fichas técnicas encontram-se nos anexo C e D.

6.2.3. DEFINIÇÃO DE CENÁRIOS

De forma a dimensionar um sistema fotovoltaico que seja o mais viável possível para este caso de estudo, foram dimensionados 3 sistemas, doravante designados por Sistema 1 a 3.

Os três sistemas são constituídos pelo mesmo módulo FV, selecionado no ponto 6.2.1., diferenciando-se na potência instalada e no inversor a implementar.

Resumidamente, na tabela 13, são descritos os três sistemas:

Tabela 13 – Descrição dos cenários 1, 2 e 3

CENÁRIO	POTÊNCIA FV	Nº DE MÓDULOS	MARCA MÓDULO FV	Nº DE INVERSORES	MARCA INVERSOR
Sistema 1	5040 Wp	18 módulos	AstroEnergy 280 W Poly	1 inversor	SMA STP 5000TL-20
Sistema 2	5040 Wp	18 módulos	AstroEnergy 280 W Poly	1 inversor	Fronius Symo 4.5-3-M
Sistema 3	6720 Wp	24 módulos	AstroEnergy 280 W Poly	1 inversor	Fronius Symo Hybrid 5.0-3-S
	1 sistema de armazenamento				Bateria LG RESU10H

Uma vez que o sistema 1 e 2 apenas diferem no tipo e marca de inversor, pode-se concluir através das características acima descritas que o inversor SMA STP 5000TL-20 tem um rendimento de 98% e o do Fronius Symo 4.5-3-M é 97,2% pelo que se excluiu o sistema 2 por ser semelhante ao sistema 1.

6.3. SIMULAÇÕES COM *SUNNY DESIGN*

Uma vez obtidos todos os valores necessários para o dimensionamento do sistema fotovoltaico (ver 6.1.2.), estes foram introduzidos num livro de *Excel* de forma a reorganizar estes dados para que sejam extrapolados e apresentados na forma de uma coluna com 35040 linhas. O número de linhas é igual ao número de horas de um ano medido 4 vezes numa hora porque os valores foram retirados de 15 em 15 minutos. (24x365x4)

Este número linhas é necessário visto que no dimensionamento do sistema fotovoltaico em que é utilizado o *software* da SMA “*SunnyDesign*”, este no input dos dados de consumos só admite estas 35040 linhas, apresentando “erro” sempre que falte ou haja uma linha a mais.

Com auxílio do programa *Sunny Design* [20], é possível repetir várias vezes o processo para se estimar a melhor solução.

Foram simulados os Sistemas 1 e 3 sob as mesmas condições de inclinação do módulo (36°) e azimute (0° Norte), como é mostrado na figura 59.



Figura 59 – Dados iniciais, no *SunnyDesign*

Depois desta primeira análise, iniciou-se a simulação no *SunnyDesign*:

Começou-se por inserir os dados do projeto, tais como o local de instalação do sistema fotovoltaico, selecionando a região, o país e o local e indicando a ligação trifásica do inversor à rede.

O passo seguinte neste simulador é definir o perfil de carga do sistema a projetar. Como explicado anteriormente, o perfil de carga deste projeto foi recolhido através das medições do analisador de rede, colocadas num livro Excel para ser submetido no *SunnyDesign*.

O consumo anual de energia deste perfil de carga é de 36.090 kWh.

A configuração do sistema fotovoltaico é o próximo passo.

Uma vez que o módulo fotovoltaico selecionado é o mesmo para os 3 sistemas, este processo é igual para os cenários que vão ser discriminados abaixo, diferenciando apenas no número de módulos.

Para isso é necessário configurar, pelo menos, um gerador fotovoltaico através da seleção do modelo dos módulos fotovoltaicos e do número de módulos fotovoltaicos ou da potência de pico.

Dividiu-se a simulação em duas partes consoante o número de painéis definidos e as características do inversor.

6.3.1. SIMULAÇÃO SISTEMA 1

Escolhido qual o módulo fotovoltaico a instalar, definiu-se o número de módulos e, por conseguinte, a potência de pico: 5,04 kWp.

Configurar o sistema fotovoltaico

Aqui pode introduzir as informações relativas ao sistema fotovoltaico planeado. Para isso é necessário configurar, pelo menos, um gerador fotovoltaico através da seleção do modelo dos módulos fotovoltaicos e do número de módulos fotovoltaicos ou da potência de pico. O dimensionamento do inversor pode ocorrer de seguida.

Projecto parcial *

PAINHAS_LP Mudar o nome + Adicionar projecto parcial + Adicionar alternativa

Geradores fotovoltaicos

Nome	Fabricante / módulo fotovoltaico / electrónica de módulos	Número de módulos fotovoltaicos / potência de pico	Alinhamento / tipo de montagem
1 Gerador fotovoltaico 1	Astronergy Co. Ltd. (Chint Solar) CHSM 6610P-280 VIOLIN II 40mm (05/2016) + (Monitoring)	18 módulos fotovoltaicos 5,04 kWp	0° 36°

+ Adicionar gerador FV

Figura 60 – Configuração do gerador fotovoltaico, no *SunnyDesign*

Resultante do 6.2.1., os 18 módulos fotovoltaicos instalados, ocupam uma área de 36 m².

No sistema 1, foi escolhido um inversor da marca SMA com a tipologia STP 5000TL-20.

Ajustando todas as especificações para o dimensionamento, todas as condições de potência máxima/mínima, tensão e corrente foram verificadas.

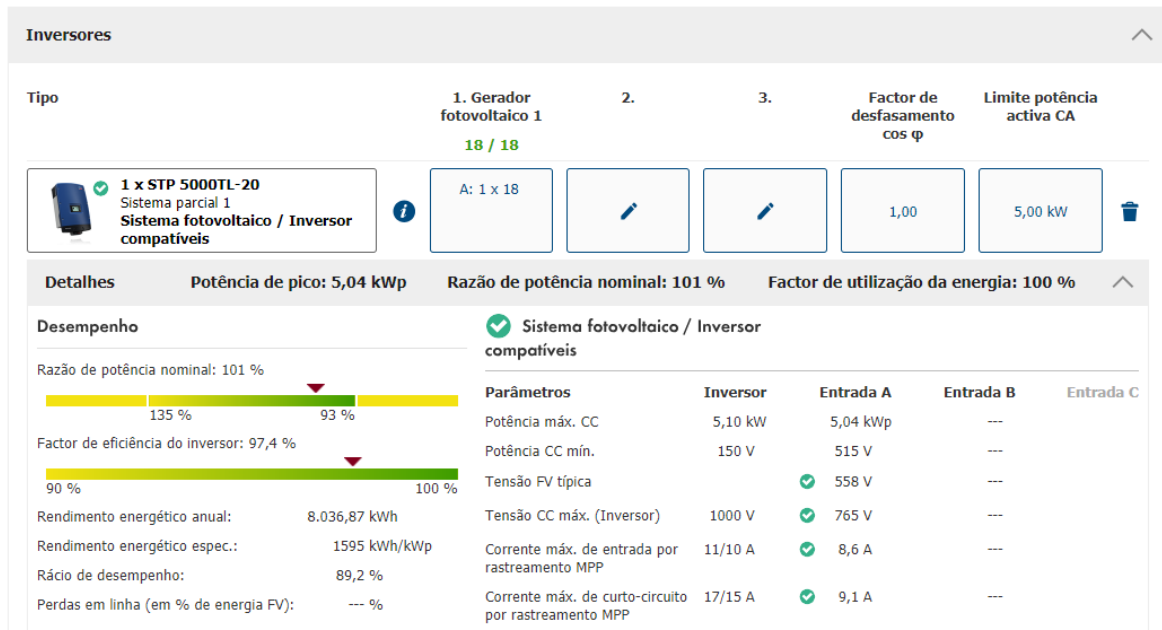


Figura 61 – Configuração do inversor, no *SunnyDesign*

Determinar o autoconsumo, os resultados são os seguintes:

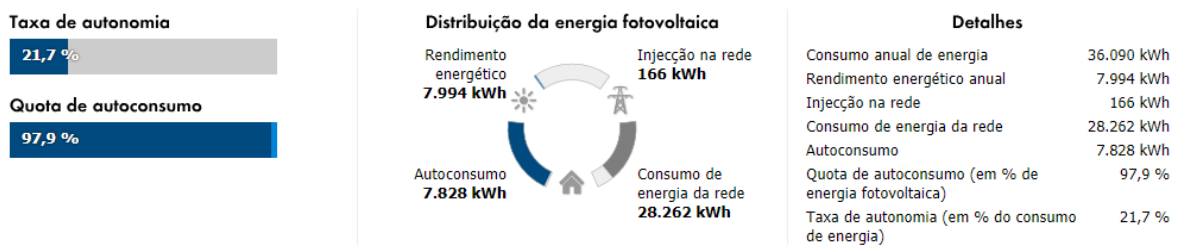


Figura 62 – Resultados do Autoconsumo, no *SunnyDesign*

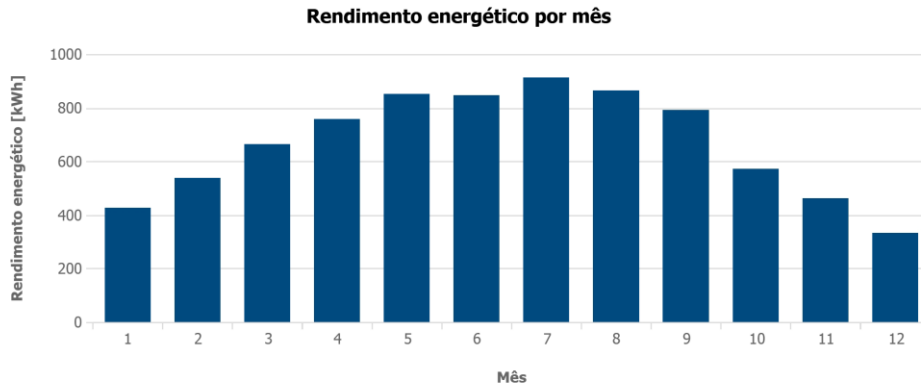


Figura 63 – Rendimento energético por mês

Tabela 14 – Detalhe energético por mês

Mês	Rendimento energético [kWh]	Autoconsumo [kWh]	Injeção na rede [kWh]	Consumo de energia da rede [kWh]
1	425 (5,3 %)	420	5	2656
2	536 (6,7 %)	529	7	2285
3	662 (8,3 %)	646	17	2448
4	755 (9,4 %)	735	21	2259
5	849 (10,6 %)	832	17	2252
6	845 (10,6 %)	829	15	1961
7	909 (11,4 %)	880	29	2115
8	862 (10,8 %)	842	20	2233
9	788 (9,9 %)	763	25	2231
10	570 (7,1 %)	564	6	2536
11	461 (5,8 %)	457	4	2537
12	331 (4,1 %)	331	0	2751

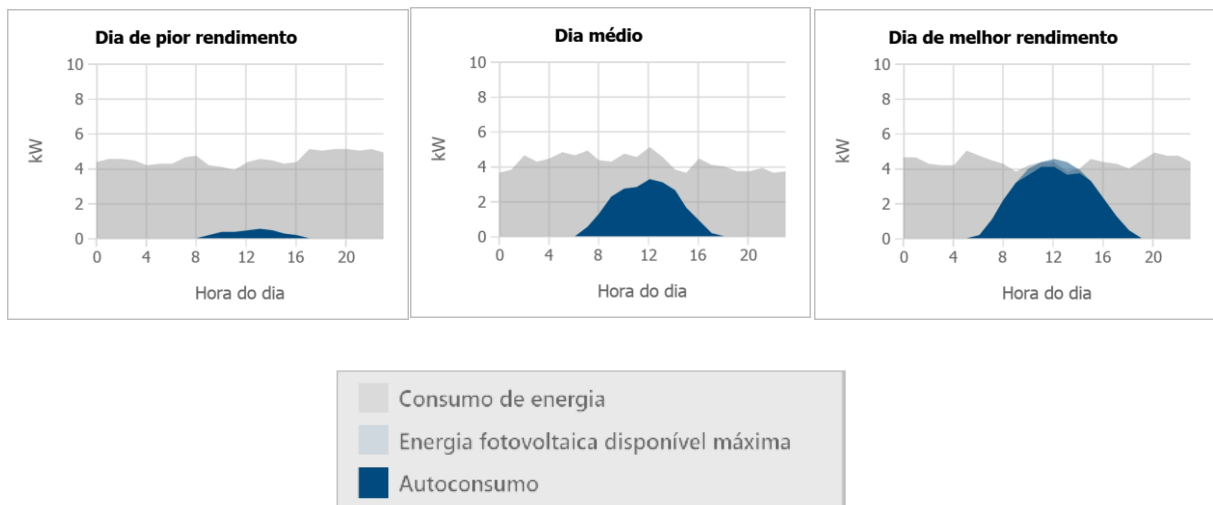


Figura 64 – Gráfico de demonstração do pior, médio e melhor dia de rendimento

6.3.2. SISTEMA 3

Para o sistema 3, definiu-se uma potência de pico de 6,72 kWp pelo que, o número de módulos fotovoltaicos a instalar é de 24.

Configurar o sistema fotovoltaico

Aqui pode introduzir as informações relativas ao sistema fotovoltaico planeado. Para isso é necessário configurar, pelo menos, um gerador fotovoltaico através da selecção do modelo dos módulos fotovoltaicos e do número de módulos fotovoltaicos ou da potência de pico. O dimensionamento do inversor pode ocorrer de seguida.

Projecto parcial *

PAINHAS_LP

Geradores fotovoltaicos

Nome	Fabricante / módulo fotovoltaico / electrónica de módulos	Número de módulos fotovoltaicos / potência de pico	Alinhamento / tipo de montagem
1 Gerador fotovoltaico 1	Astronergy Co. Ltd. (Chint Solar) CHSM 6610P-280 VIOLIN II 40mm (05/2016) + (Monitoring)	24 módulos fotovoltaicos 6,72 kWp	0° 36°

Figura 65 – Configuração do gerador fotovoltaico, no *SunnyDesign*

Para dimensionar a disposição dos módulos, recorreu-se às fórmulas do capítulo 5.7.

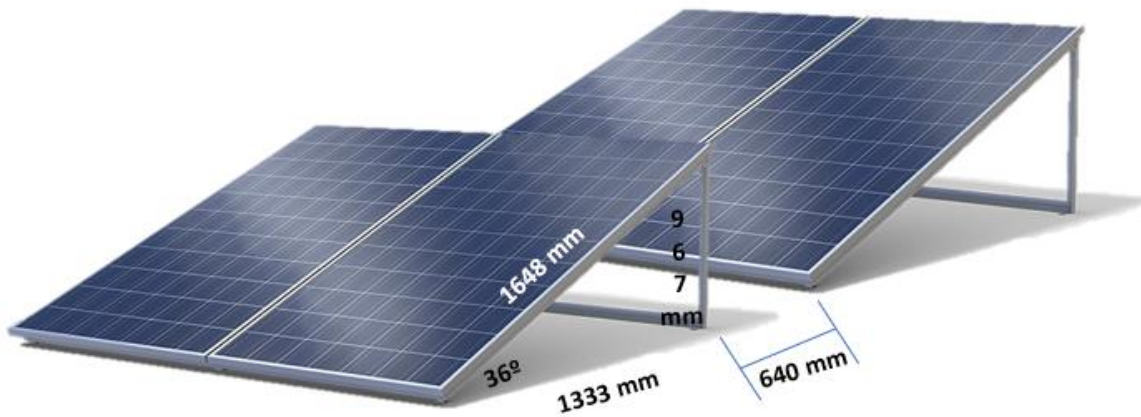


Figura 66 – Distância entre módulos FV

Resultante do 6.2.1., os 24 módulos fotovoltaicos instalados, ocupam uma área de 47 m².

Neste cenário, foi escolhido um inversor da marca Fronius com a tipologia Symo Hybrid 5.0-3-S.

Uma vez que o software de simulação utilizado é propriedade da SMA, os inversores passíveis de serem usados são apenas da SMA. Para colmatar esta questão, fez-se uma aproximação a um outro inversor semelhante da SMA ao escolhido da Fronius.

Ajustando todas as especificações para o dimensionamento, todas as condições de potência máxima/mínima, tensão e corrente foram verificadas.

A disposição dos módulos fotovoltaicos foi auto dimensionada. Verificou-se que a melhor disposição seria de 2 *strings* em paralelo: 1 *string* com 18 módulos e outra *string* com 6, perfazendo os 24 módulos.

Neste tipo de configuração onde todos os módulos que constituem o painel fotovoltaico estão ligados a um único inversor, todas as fileiras do painel fotovoltaico deverão ser ligadas numa caixa de junção antes de serem ligadas no inversor. Os inversores centrais proporcionam uma alta eficiência e baixo custo. No entanto, sabe-se que a sua utilização é limitada pela dependência de um único inversor. Uma falha no inversor central vai provocar uma paralisação total da instalação.

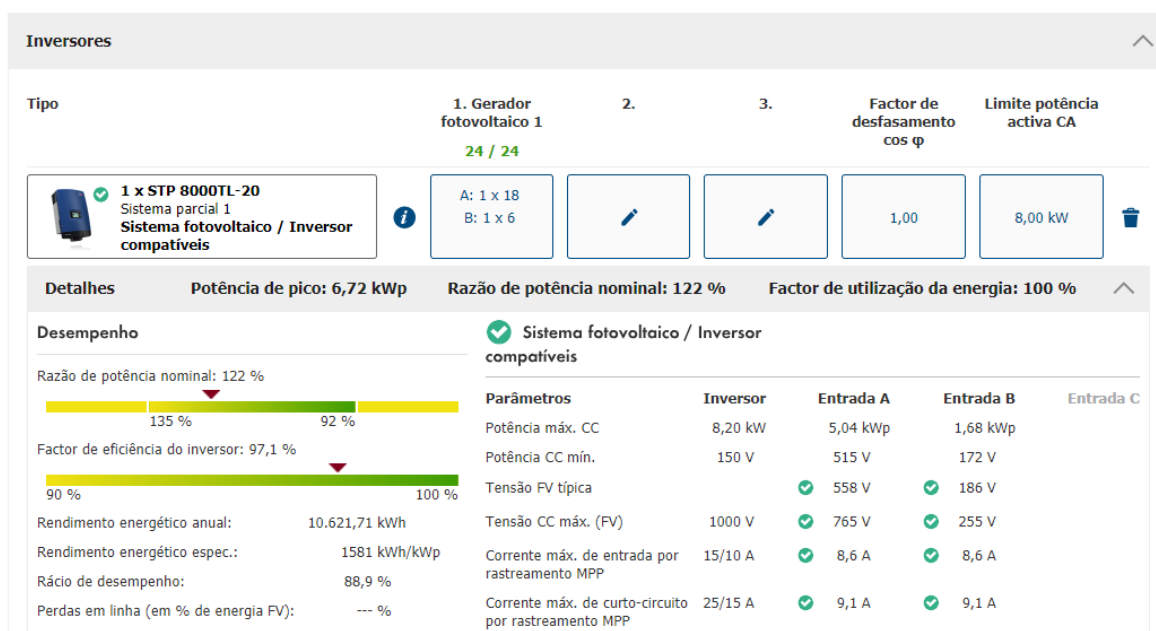


Figura 67 – Configuração do inversor, no SunnyDesign

Para otimizar o autoconsumo, adicionou-se uma bateria trifásica que mais à frente será explicado como se obteve o valor de potência. Como explicado anteriormente, o software pertence à SMA e a bateria projetada é da LG. Fez-se, igualmente, uma aproximação a uma bateria com as mesmas características.

Armazenamento temporário da energia solar excedente

monofásica

trifásica

Multiclustor Box

3 x Sunny Island 6.0H

Para a optimização do autoconsumo e a segurança do fornecimento de electricidade a explorações agrícolas ou aplicações empresariais. Potência de reserva: 13,8 kW, tensão nominal da bateria: 48 V

Baterias: Lítio

Capacidade: 9,80 kWh

Daí utilizável: 80 %

Figura 68 – Configuração do sistema de armazenamento, no *SunnyDesign*



Figura 69 – Bateria LG RESU10H a instalar

Determinado o autoconsumo, os resultados são os seguintes:

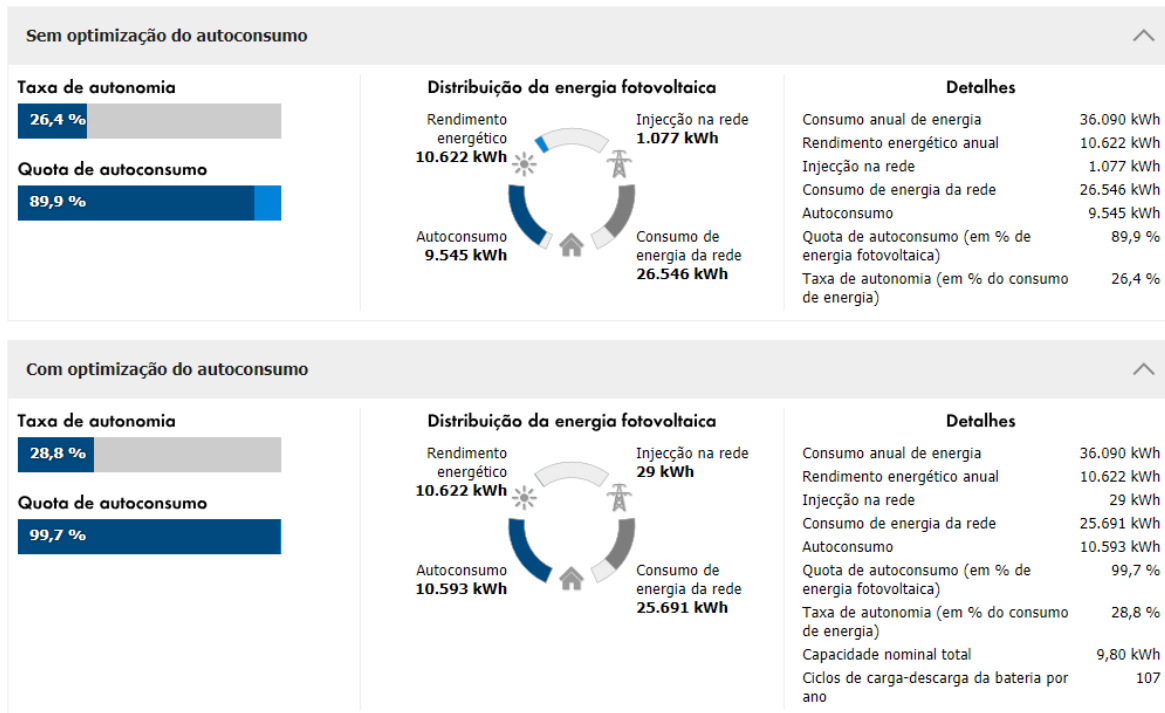


Figura 70 – Resultados do Autoconsumo, no *SunnyDesign*

Estes diferem pela opção do uso ou não de um sistema de armazenamento de energia excedente.

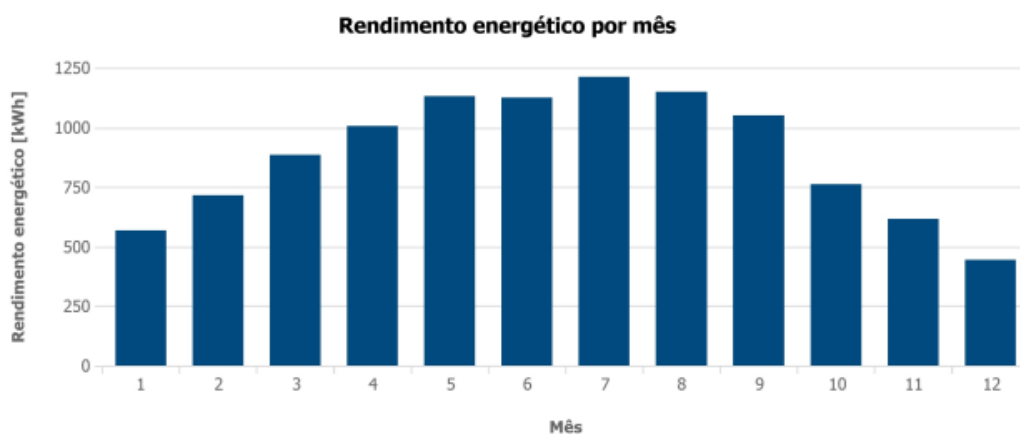


Figura 71 – Rendimento energético por mês

Tabela 15 – Detalhe energético por mês

Mês	Rendimento energético [kWh]	Autoconsumo [kWh]	Injeção na rede [kWh]	Consumo de energia da rede [kWh]
1	565 (5,3 %)	525	39	2550
2	712 (6,7 %)	656	56	2158
3	881 (8,3 %)	792	90	2301
4	1003 (9,4 %)	883	120	2111
5	1128 (10,6 %)	1006	122	2078
6	1122 (10,6 %)	1000	122	1790
7	1208 (11,4 %)	1038	169	1957
8	1145 (10,8 %)	1018	127	2058
9	1047 (9,9 %)	914	133	2080
10	758 (7,1 %)	705	53	2394
11	613 (5,8 %)	577	36	2417
12	442 (4,2 %)	430	12	2652

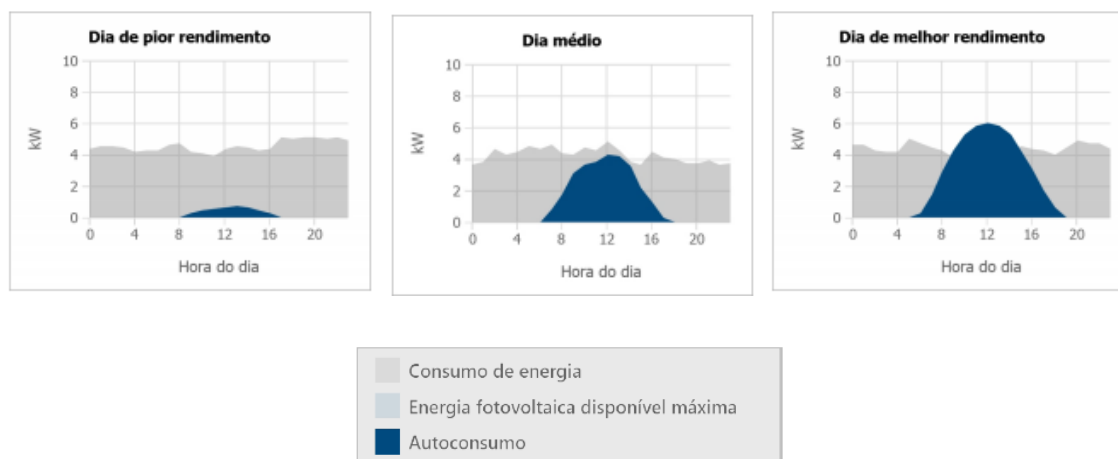


Figura 72 – Gráfico de demonstração do pior, médio e melhor dia de rendimento

6.4. ESTUDO DOS SISTEMAS 1 E 3

É objetivo do estudo analisar a energia excedentária que poderá ter vários fins. Uma das hipóteses seria canalizar esta energia para resistências de aquecimento localizadas num acumulador de águas que entrariam em funcionamento de uma forma faseada e, em função da energia em excedente, controladas por um sistema inteligente.

A solução a estudar foi a instalação de baterias uma vez que, para este caso de estudo, o aquecimento de águas sanitárias não é um objetivo.

6.4.1. CENÁRIO 1: 5040 WP

O cenário 1, para o caso do mês de menor produção no período estudado, janeiro, mostra que o sistema FV nunca é autossuficiente.

Tabela 16 – Dados de energia referentes a janeiro – cenário 1

Dia	Consumo pedido à rede kWh	Produção FV kWh	Consumo real instalação kWh	Excedentes kWh
01/01/2018	66,683	12,7	79,383	0,114
02/01/2018	100,492	4,5	104,992	0
03/01/2018	93,651	10	103,651	0
04/01/2018	94,451	7,4	101,851	0
05/01/2018	83,392	14,2	97,592	0
06/01/2018	81,611	15,6	97,211	0
07/01/2018	87,513	15,6	103,113	0
08/01/2018	85,349	14,4	99,749	0
09/01/2018	82,303	15,5	97,803	0
10/01/2018	104,961	7	111,961	0
11/01/2018	87,324	9,1	96,424	0
12/01/2018	79,781	13,4	93,181	0
13/01/2018	78,444	11,2	89,644	0
14/01/2018	77,334	12,4	89,734	0
15/01/2018	86,98	3,5	90,48	0
16/01/2018	93,6	1,3	94,9	0
17/01/2018	93,319	3	96,319	0
18/01/2018	96,228	9,2	105,428	0
19/01/2018	91,504	12,3	103,804	0
20/01/2018	106,085	4,5	110,585	0
21/01/2018	110,911	3,4	114,311	0
22/01/2018	102,663	2,6	105,263	0
23/01/2018	83,305	10,6	93,905	0
24/01/2018	96,01	14,6	110,61	0
25/01/2018	91,589	12,5	104,089	0
26/01/2018	76,511	14,1	90,611	0
27/01/2018	85,191	14,7	99,891	0
28/01/2018	89,515	7,6	97,115	0
29/01/2018	86,469	10,3	96,769	0
30/01/2018	86,24	14,1	100,34	0
31/01/2018	66,483	12,9	79,383	0
TOTAL	2745,892	314,2	3060,092	0,114

Tabela 17 – Quadro resumo das energias referentes a janeiro – cenário 1

JANEIRO	CENÁRIO 1
Consumos rede (kWh)	2745,89
Produção FV (kWh)	314,2
Consumo real instalação (kWh)	3060,09
Excedentes Globais (kWh)	0,114
Excedentes máximo (kWh)	0,114

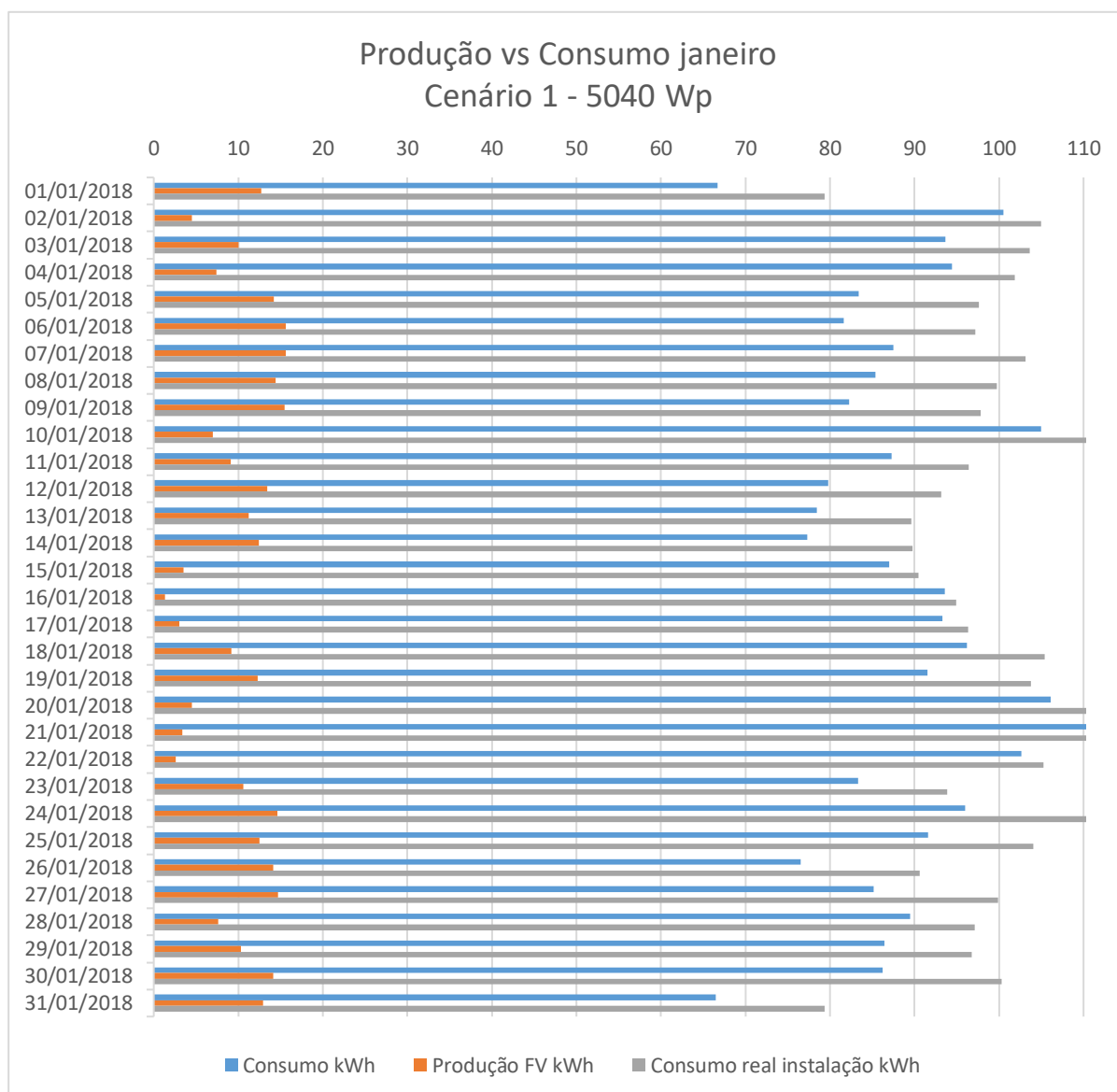


Figura 73 – Cenário 1 – janeiro – Diagrama de energias da instalação

O sistema FV também não é autossuficiente para o mês de maior produção do período estudado, o mês de julho.

Tabela 18 - Dados de energia referentes a julho – cenário 1

Dia	Consumo Pedido à rede kWh	Produção FV kWh	Consumo real instalação kWh	Excedentes kWh
01/07/2018	68,144	21,5	89,644	0
02/07/2018	63,734	26	89,734	0
03/07/2018	65,78	24,7	90,48	0
04/07/2018	70	24,9	94,9	0
05/07/2018	69,619	26,7	96,319	0,462
06/07/2018	78,828	26,6	105,428	0,091
07/07/2018	77,704	26,1	103,804	0,344
08/07/2018	85,685	24,9	110,585	0
09/07/2018	88,911	25,4	114,311	0,136
10/07/2018	85,663	19,6	105,263	0
11/07/2018	69,605	24,3	93,905	0,104
12/07/2018	85,31	25,3	110,61	0
13/07/2018	83,989	20,1	104,089	0
14/07/2018	71,911	18,7	90,611	0
15/07/2018	74,491	25,4	99,891	0
16/07/2018	73,315	23,8	97,115	0,107
17/07/2018	73,669	23,1	96,769	0
18/07/2018	89,04	11,3	100,34	0
19/07/2018	73,447	23,9	97,347	0,294
20/07/2018	75,909	19,6	95,509	0
21/07/2018	71,148	21,6	92,748	0
22/07/2018	68,444	24,1	92,544	0
23/07/2018	69,344	23,2	92,544	0
24/07/2018	73,081	19,7	92,781	0
25/07/2018	83,407	10	93,407	0
26/07/2018	68,24	25,3	93,54	0
27/07/2018	65,012	28,7	93,712	0,092
28/07/2018	66,212	27,5	93,712	0
29/07/2018	74,858	19,4	94,258	0
30/07/2018	71,866	20,6	92,466	0
31/07/2018	72,406	20,6	93,006	0
TOTAL	2308,772	702,6	3011,372	1,63

Tabela 19 – Quadro resumo das energias referentes a julho – cenário 1

JANEIRO	CENÁRIO 1
Consumos rede (kWh)	2308,772
Produção FV (kWh)	702,6
Consumo real instalação (kWh)	3011,37
Excedentes Globais (kWh)	1,63
Excedentes máximo (kWh)	0,3696

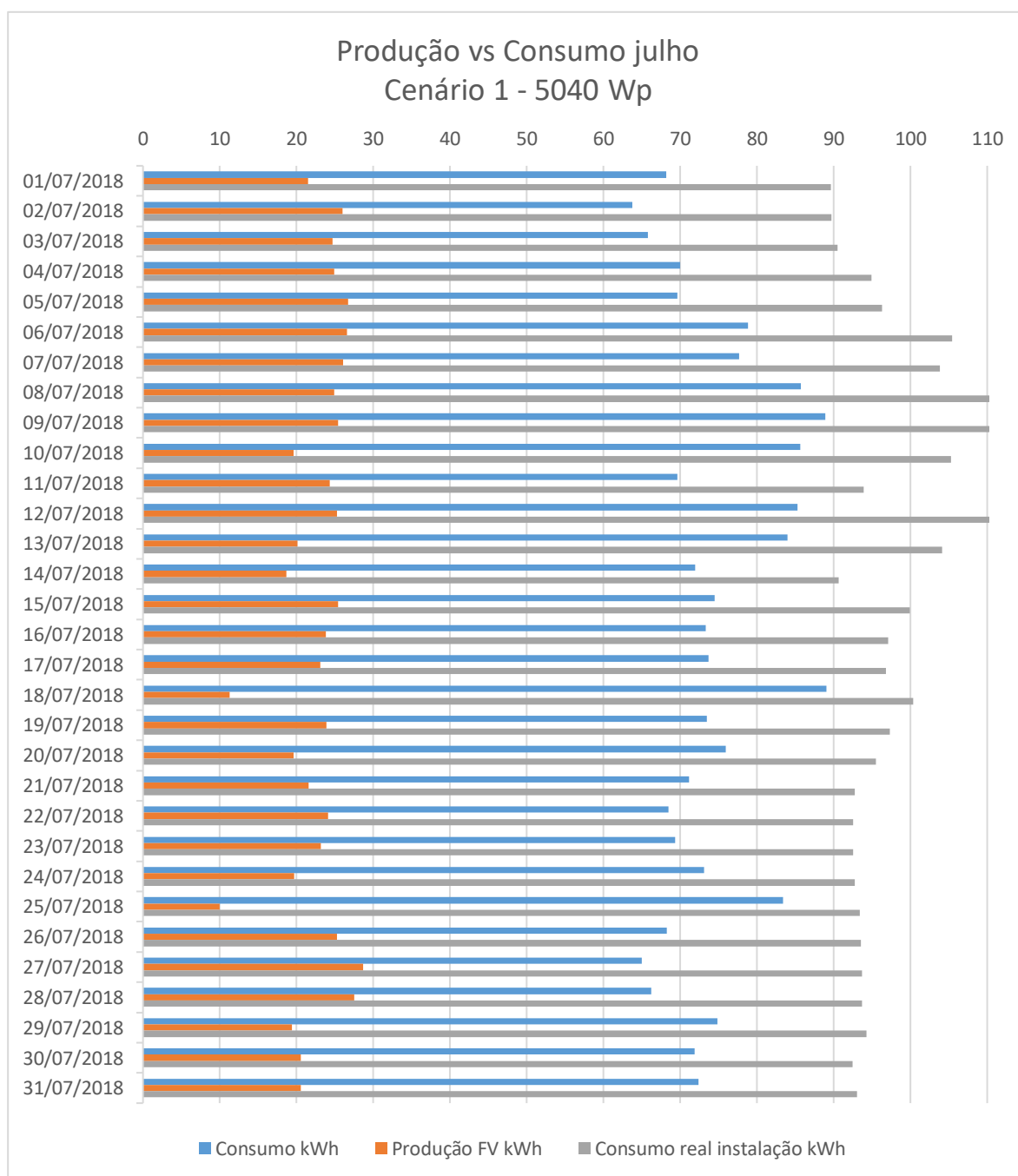


Figura 74 - Cenário 1 – julho – Diagrama de energias da instalação

6.4.2. CENÁRIO 3: 6720 WP

O cenário 1 para o caso do mês de menor produção no período estudado, janeiro, mostra que o sistema FV nunca é autossuficiente.

Tabela 20 - Dados de energia referentes a janeiro – cenário 3

Dia	Consumo Pedido à rede kWh	Produção FV kWh	Consumo real instalação kWh	Excedentes kWh
01/01/2018	62,365	17,018	79,383	1,82
02/01/2018	98,962	6,03	104,992	0
03/01/2018	90,251	13,4	103,651	0
04/01/2018	91,935	9,916	101,851	0
05/01/2018	78,564	19,028	97,592	0
06/01/2018	76,307	20,904	97,211	0,115
07/01/2018	82,209	20,904	103,113	0
08/01/2018	80,453	19,296	99,749	0
09/01/2018	77,033	20,77	97,803	0
10/01/2018	102,581	9,38	111,961	0
11/01/2018	84,23	12,194	96,424	0
12/01/2018	75,225	17,956	93,181	0
13/01/2018	74,636	15,008	89,644	0
14/01/2018	73,118	16,616	89,734	0
15/01/2018	85,79	4,69	90,48	0
16/01/2018	93,158	1,742	94,9	0
17/01/2018	92,299	4,02	96,319	0
18/01/2018	93,1	12,328	105,428	0
19/01/2018	87,322	16,482	103,804	0
20/01/2018	104,555	6,03	110,585	0
21/01/2018	109,755	4,556	114,311	0
22/01/2018	101,779	3,484	105,263	0
23/01/2018	79,701	14,204	93,905	0
24/01/2018	91,046	19,564	110,61	0
25/01/2018	87,339	16,75	104,089	0
26/01/2018	71,717	18,894	90,611	0
27/01/2018	80,193	19,698	99,891	0
28/01/2018	86,931	10,184	97,115	0
29/01/2018	82,967	13,802	96,769	0
30/01/2018	81,446	18,894	100,34	0
31/01/2018	62,097	17,286	79,383	0
TOTAL	2639,064	421,028	3060,092	1,935

Tabela 21 – Quadro resumo das energias referentes a janeiro – cenário 3

JANEIRO	CENÁRIO 3
Consumos rede (kWh)	2639,06
Produção FV (kWh)	421,03
Consumo real instalação (kWh)	3060,09
Excedentes Globais (kWh)	1,94
Excedentes máximo (kWh)	1,82

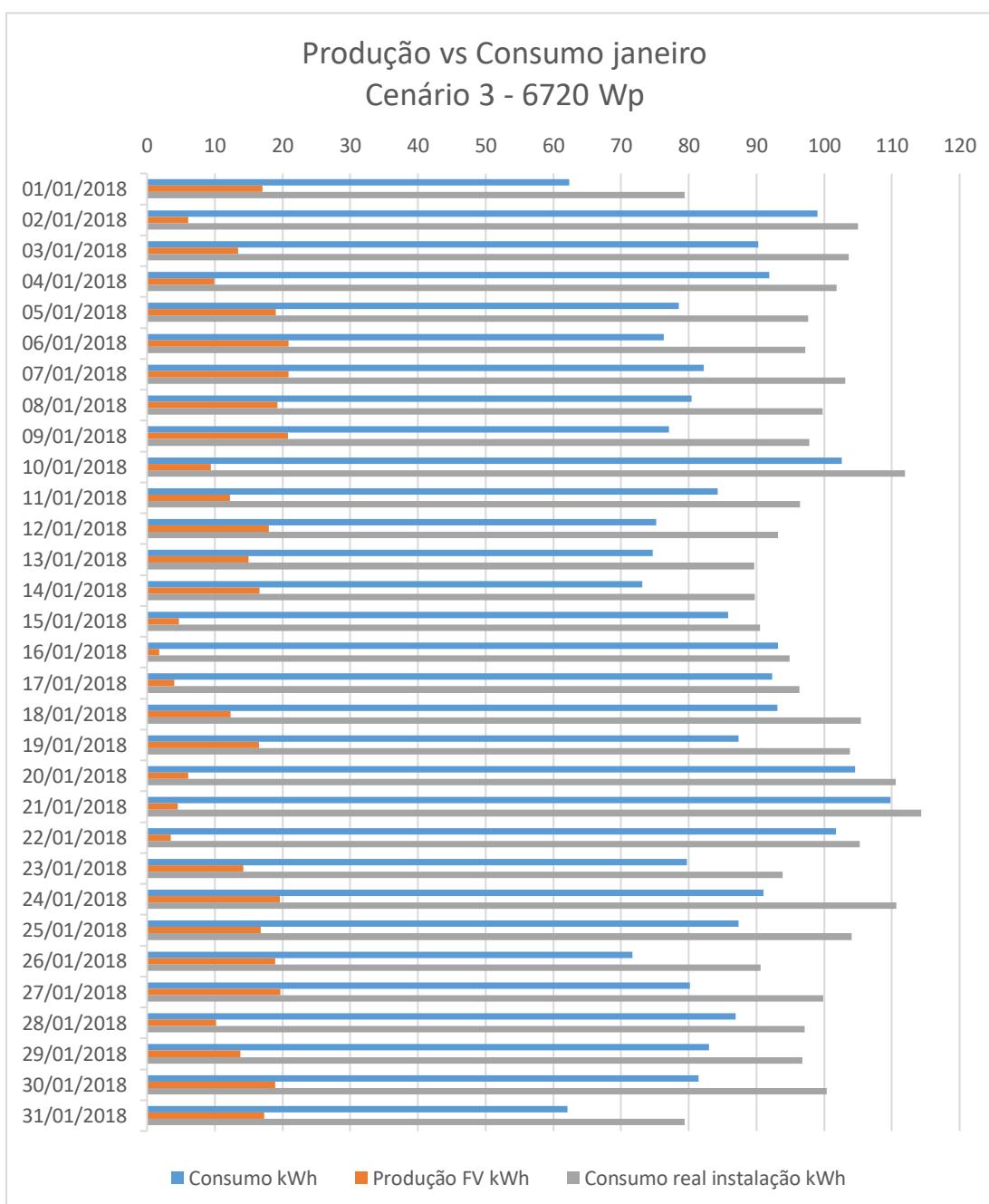


Figura 75 - Cenário 3 – janeiro – Diagrama de energias da instalação

O sistema FV também não é autossuficiente para o mês de maior produção do período estudado, o mês de julho, mas existem excedentes que devem ser considerados.

Tabela 22 - Dados de energia referentes a julho – cenário 3

Dia	Consumo Pedido à rede kWh	Produção FV kWh	Consumo real instalação kWh	Excedentes kWh
01/07/2018	60,834	28,81	89,644	0,751
02/07/2018	54,894	34,84	89,734	3,044
03/07/2018	57,382	33,098	90,48	1,971
04/07/2018	61,534	33,366	94,9	2,175
05/07/2018	60,541	35,778	96,319	5,018
06/07/2018	69,784	35,644	105,428	3,337
07/07/2018	68,83	34,974	103,804	2,724
08/07/2018	77,219	33,366	110,585	0,563
09/07/2018	80,275	34,036	114,311	2,121
10/07/2018	78,999	26,264	105,263	0,501
11/07/2018	61,343	32,562	93,905	3,575
12/07/2018	76,708	33,902	110,61	1,809
13/07/2018	77,155	26,934	104,089	1,457
14/07/2018	65,553	25,058	90,611	0,739
15/07/2018	65,855	34,036	99,891	2,224
16/07/2018	65,223	31,892	97,115	3,271
17/07/2018	65,815	30,954	96,769	3,294
18/07/2018	85,198	15,142	100,34	0
19/07/2018	65,321	32,026	97,347	4,318
20/07/2018	69,245	26,264	95,509	1,231
21/07/2018	63,804	28,944	92,748	0,492
22/07/2018	60,25	32,294	92,544	2,142
23/07/2018	61,456	31,088	92,544	1,74
24/07/2018	66,383	26,398	92,781	1,204
25/07/2018	80,007	13,4	93,407	0
26/07/2018	59,638	33,902	93,54	1,926
27/07/2018	55,254	38,458	93,712	4,884
28/07/2018	56,862	36,85	93,712	4,08
29/07/2018	68,262	25,996	94,258	0,278
30/07/2018	64,862	27,604	92,466	1,321
31/07/2018	65,402	27,604	93,006	1,526
TOTAL	2069,888	941,484	3011,372	63,716

Tabela 23 – Quadro resumo das energias referentes a julho – cenário 3

JANEIRO	CENÁRIO 3
Consumos rede (kWh)	2069,89
Produção FV (kWh)	941,48
Consumo real instalação (kWh)	3011,37
Excedentes Globais (kWh)	63,72
Excedente máximo (kWh)	1,683

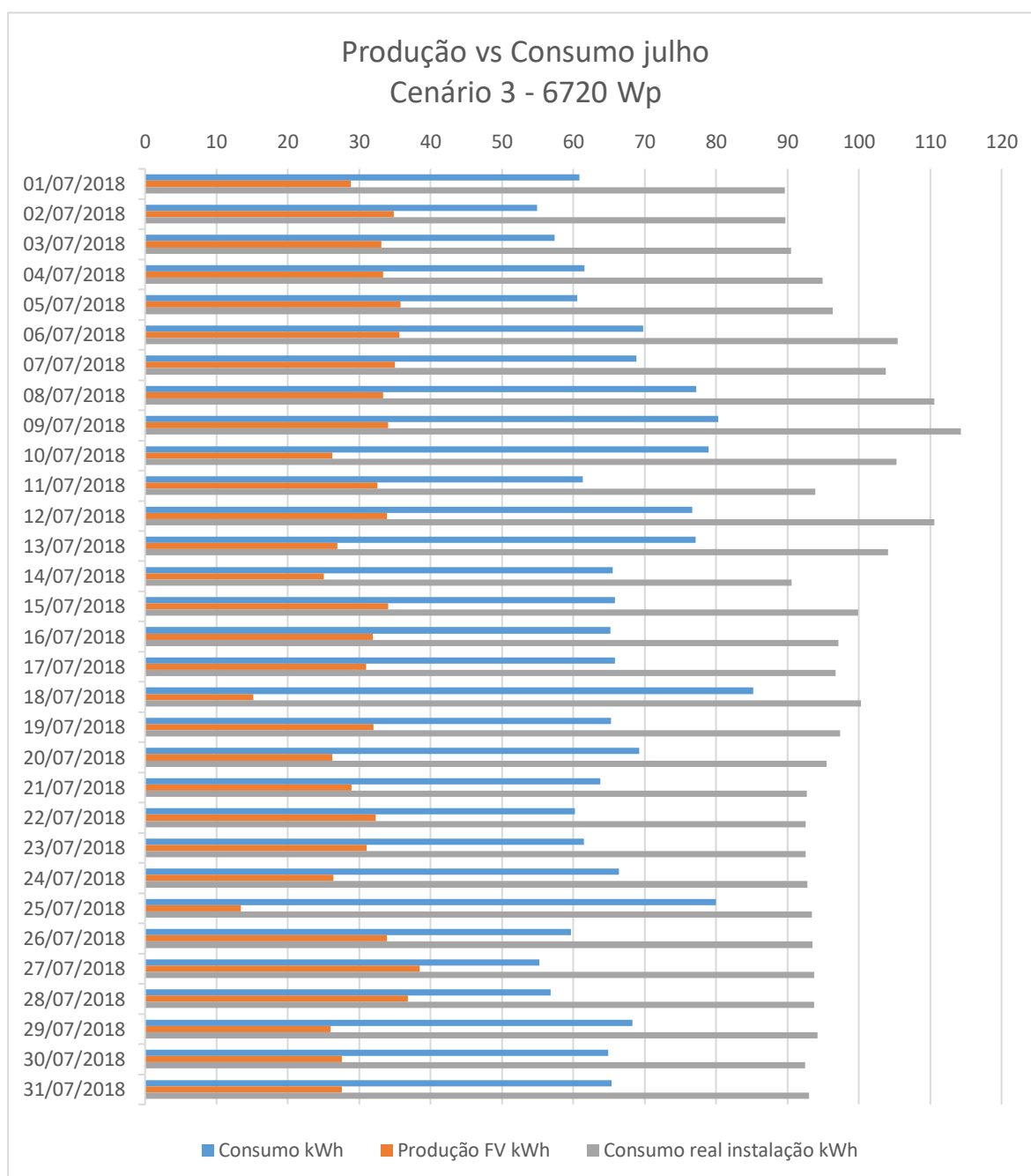


Figura 76 - Cenário 3 – julho – Diagrama de energias da instalação.

7. ANÁLISE ECONÓMICA

7.1. ORÇAMENTOS DOS SISTEMAS

Neste ponto, foi realizado o orçamento para cada sistema descrito no capítulo anterior com a colaboração da empresa SOLVENAG.

Nota: Para o orçamento foram tidos em consideração os equipamentos com maior relevância orçamental neste tipo de projeto.

7.1.1. SISTEMA 1

Tabela 24 - Orçamento Sistema 1

PRODUTO	UNI.	€/UNI.	SUB TOTAL
Astronergy Co. Ltd. (Chint Solar) CHSM 6610P-280 VIOLIN II 40mm	18	200,00	3.600,00
Inversores e monitorização do sistema	1	1.500,00	1.500,00
Sistema de armazenamento	(não contemplado)		
Planeamento e instalação	1	2.150,00	2.150,00
INVESTIMENTO TOTAL	7.250,00€		

7.1.2. SISTEMA 3

Tabela 25 – Orçamento Sistema 3

PRODUTO	UNI.	€/UNI.	SUB TOTAL
Astronergy Co. Ltd. (Chint Solar) CHSM 6610P-280 VIOLIN II 40mm	24	200,00	4.800,00
Inversores e monitorização do sistema	1	1.500,00	1.500,00
Sistema de armazenamento	1	6.000,00	6.000,00
Planeamento e instalação	1	1.450,00	1.450,00
INVESTIMENTO TOTAL		13,750.00 €	

7.2. ESTUDO DE VIABILIDADE

O capital investido deve ser entendido como o montante monetário que é necessário aplicar para implementar o investimento e garantir as adequadas condições de funcionamento das atividades operacionais que lhe estão associadas [26] [27].

Para este projeto será feita uma análise financeira a três variáveis, ou seja, será avaliada a viabilidade económica do mesmo com base no VAL, TIR e PAYBACK PERIOD, fazendo-se antes, uma descrição das mesmas.

7.2.1. CUSTOS DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO

Os custos de operação e manutenção são os gastos necessários para o normal funcionamento da instalação fotovoltaica, estando nela incluídos despesas com pessoal técnico/administrativo, reparações e manutenções previstas para este tipo de instalação.

Os custos de operação e manutenção (C_{om}) podem ser considerados semifixos, ou seja, uma percentagem (i') do investimento [26] [27]:

$$C_{om} = i' \times C_p \times P_n \quad [30]$$

Onde:

C_p - Custo unitário da potência instalada (€/MW);

P_n - Potência nominal da instalação (MW).

7.2.2. VAL

O Valor Atual Líquido (VAL) de um determinado investimento corresponde à diferença dos valores atualizados, para um momento comum (normalmente para o momento zero), de todos os custos e proveitos inerentes a um determinado projeto de investimento, ao longo do prazo de vida útil do projeto.

O prazo de vida útil, deverá ser entendido e assumido como o prazo em que o investimento assegura um desempenho económica e qualitativamente competitivo. Em rigor, o tempo de vida útil deverá ser contado a partir do início da exploração, isto é, deverá excluir o tempo de construção e montagem [26] [27].

Tendo-se assim:

$$VAL = \sum_{j=1}^n P_j 1 + i^{-j} + C_n 1 + i^{-n} - \sum_{j=1}^n C_j 1 + i^{-j} + C_0 ; j = 1, 2, \dots, n \quad [31]$$

Onde:

C_0 - Corresponde ao investimento inicial do projeto;

C_n - Corresponde ao valor residual do investimento em capital fixo e capital circulante;

n - Prazo de Vida útil do investimento;

P_j - *Cash-flows* de exploração;

C_j - *Cash-flows* do investimento em capital fixo e capital circulante depois do início do mesmo.

Quando o $VAL > 0$, significa que a taxa de rentabilidade do investimento é superior à taxa de referência (i) aplicada ou seja, que o investimento gera um excedente para o investidor.

Inversamente, se o $VAL < 0$, a taxa de rentabilidade do investimento é inferior à taxa de referência (i) ou seja, o investimento não gera os proveitos mínimos para remunerar os capitais investidos.

7.2.3. TIR

A taxa interna de rentabilidade (i_r) representa a taxa de rendimento do projeto de investimento. Não é, pois, uma taxa previamente definida, mas sim aquela que torna os fluxos de custos e proveitos descontados iguais [26] [27].

Virá então:

$$0 = \sum_{j=1}^n P_j (1 + i_r)^{-j} + C_n (1 + i_r)^{-n} - \sum_{j=1}^n C_j (1 + i_r)^{-j} + C_0 ; j = 1, 2, \dots, n \quad [32]$$

Sendo a taxa interna de rentabilidade a variável da equação (i_r), a resolução da mesma equação em ordem à variável, ou seja, determinação desta taxa, processa-se por aproximações sucessivas e interpolação.

A taxa interna de rentabilidade compara-se com as taxas de referência ou com as taxas consideradas mínimas para que o risco do investimento seja assumido pelo investidor.

Assim, se a taxa interna de rentabilidade de um investimento é inferior à de uma aplicação financeira sem risco ou de risco significativamente inferior ao do investimento em análise, é normal rejeitar este investimento.

Na TIR, assume-se, implicitamente, que os *cash-flows* gerados são reinvestidos a essa mesma taxa de remuneração [25] [26].

7.2.4. COMPARAÇÃO ENTRE VAL E TIR

O valor atual líquido, quando positivo, representa o excedente gerado pelo investimento em relação ao valor da remuneração mínima requerida pelo investidor e representada pela taxa de juro i .

Neste cenário, a taxa interna de rentabilidade do investimento, i_r , será superior à taxa de juro de referência, isto é, o investimento gera um prémio de risco.

Se o valor atual líquido for nulo, então as duas taxas são iguais, isto é, $i = i_r$ e, conseqüentemente, não haverá remuneração do risco.

Se o valor atual líquido for menor que zero, então o investimento não assegura a remuneração mínima do capital e, naturalmente, a taxa interna de rentabilidade, será inferior à dita taxa de referência.

Estas considerações têm subjacente o pressuposto de que o VAL e a TIR conduzem ao mesmo resultado de avaliação de um investimento. No entanto, há situações em que tal se não verifica, ou seja, em que há incompatibilidades entre o VAL e a TIR.

As razões para a ocorrência daquelas incompatibilidades radicam ou em diferenças de escala dos investimentos (dimensão) ou em diferenças no perfil temporal dos *cash-flows*, ou seja, das diferenças dos montantes dos fluxos mais próximos e mais afastados no tempo [27].

7.2.5. PAYBACK PERIOD

Entende-se por *PAYBACK PERIOD* ou prazo de recuperação, o espaço de tempo necessário para que o investidor efetue o reembolso do capital investido.

Por outras palavras, o prazo de recuperação corresponde ao número de períodos em que o somatório dos fluxos líquidos de caixa (FLC) periódicos seja igual ao capital investido, através da soma algébrica simples ou, depois de atualizados os valores a uma taxa de juro definida [25] [26].

Deste modo, o prazo de recuperação, é dado pela equação:

$$\sum_{j=1}^t CFE_j \cdot 1 + i^{-j} + C_n \cdot 1 + i^{-n} = \sum_{j=0}^n C_j \cdot 1 + i^{-j} + C_0 ; j = 0,1,2, \dots, n, \dots, t; \text{ se } n < t \quad [33]$$

Onde:

t - Prazo de recuperação;

CFE_j - Fluxo líquido de caixa (*Cash-Flow*) de exploração, no período j ;

C_j - Capital investido no período j ;

C_n - Valor residual do investimento a recuperar no final;

n - Prazo de realização dos investimentos;

i - Taxa de juro adotada.

Tendo como base as equações 30, 31, 32 e 33, através de uma folha de cálculo Excel desenvolvida, foram calculadas as variáveis acima referidas, assim como, recorrendo ao simulador do dimensionamento FV, *software* SMA, é possível também concluir com gráficos a viabilidade económica. De seguida, são exibido os resultados.

7.3. VIABILIDADE SISTEMA 1

7.3.1. COM RECURSO AO SOFTWARE SMA

Considerando os custos do sistema fotovoltaico:

- Os custos totais para os módulos fotovoltaicos são de 3.600,00 EUR
- A degradação média da potência dos módulos fotovoltaicos é de 0,68 %
- Os custos totais para os inversores e a monitorização do sistema são de 1.500,00 EUR
- Os custos para planeamento e instalação são de 2.150,00 EUR
- Os custos anuais fixos são de 100,00 EUR

- O investimento total é de 7.250,00 EUR
- Os custos específicos de investimento do sistema fotovoltaico chave-na-mão (CapEx / kWp) são 1.438,49 EUR/kWp

E, ainda, os seguintes dados sobre financiamento e compensação de compra de energia:

- A taxa de inflação é de 3,00 %
- O período de análise da rentabilidade é de 25 anos
- O preço de compra da eletricidade é de 0,16590 EUR/kWh
- A taxa anual de encarecimento da eletricidade é de 3,0 %
- A compensação por injeção na rede é de 0,04000 EUR/kWh
- A duração da compensação por injeção na rede é de 25 anos

Obtemos:

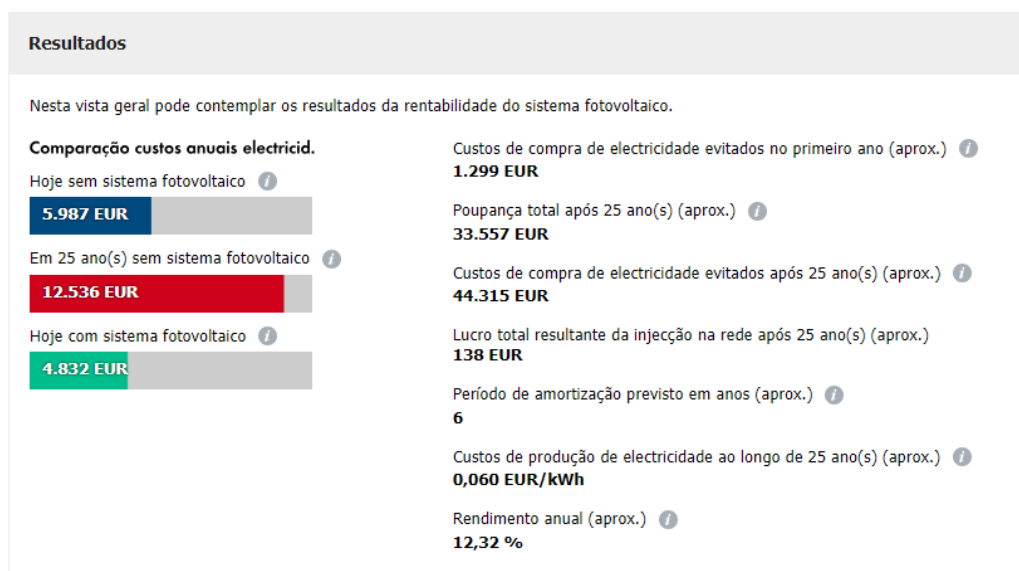


Figura 77 – Resultados de rentabilidade, no *SunnyDesign*

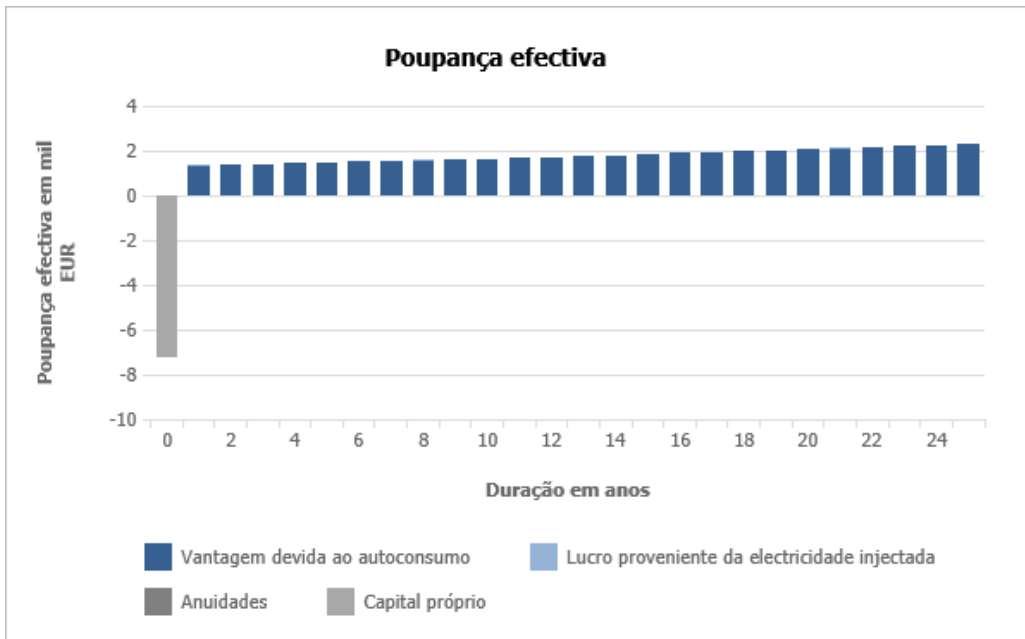


Figura 78 – Poupança efectiva, no *SunnyDesign*

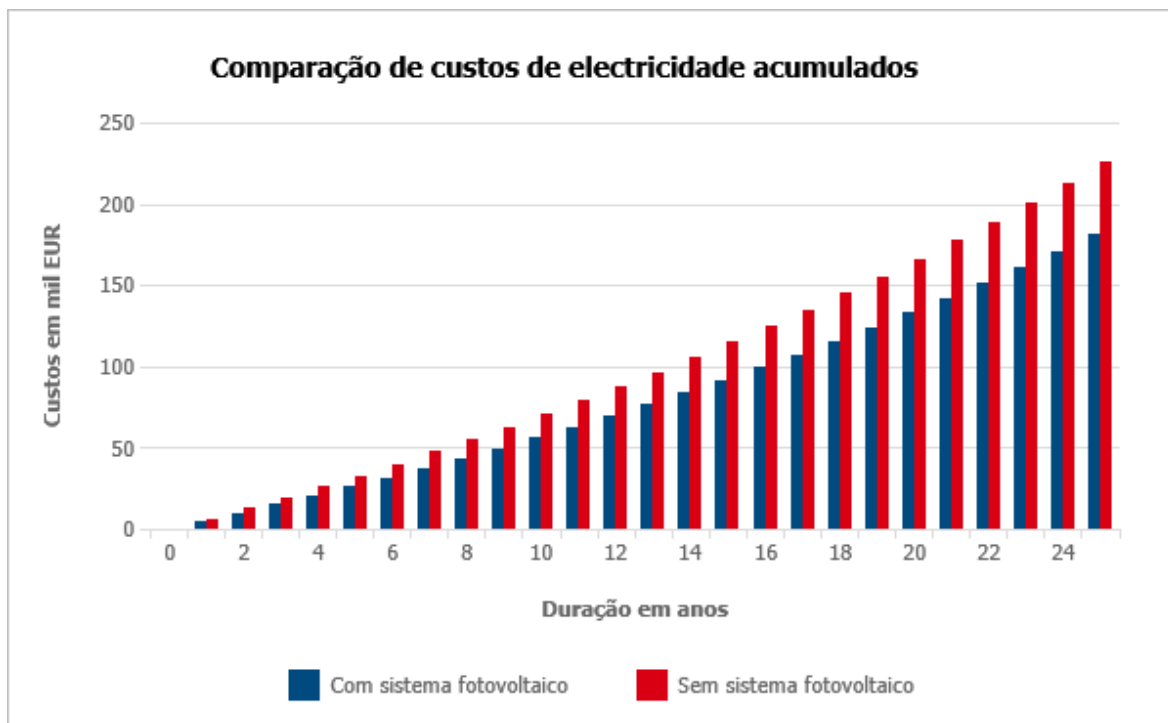


Figura 79 – Comparação de custos de electricidade acumulados, no *SunnyDesign*

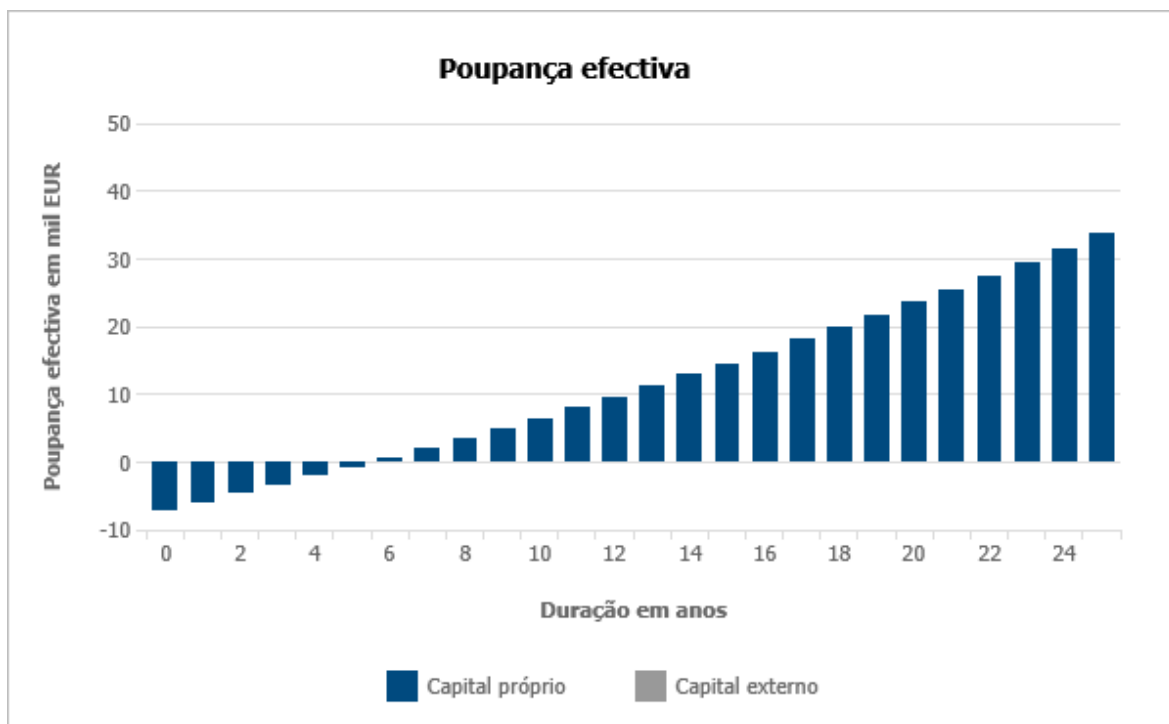


Figura 80 – Payback da poupança efetiva, no SunnyDesign

7.3.2. COM RECURSO À FOLHA EXCEL

Considerada uma taxa de atualização anual de 3 % e os custos de operação e manutenção já assumidos como fixos estabelecidos como €100,00, resultou dos seguintes dados para a obtenção das 3 variáveis económicas.

Tabela 26 – Dados Sistema 1

Investimento inicial	€ 7 250,00
Receita anual (constante)	€ 1 189,503
Taxa de atualização	3%
Despesa investimento anual (manutenção)	€ 100,00

Para a obtenção da receita anual, foi tido em conta os valores resultantes do simulador PVGIS.

- Produção FV anual: 7170 kWh

$$Receita\ anual = 7170\ kWh \times 0,1659\ €/kWh = 1189,503\ € \quad [34]$$

Tabela 27 – Análise financeira do Sistema 1

ANO	CASH FLOW ANUAL	CASH FLOW ANUAL ATUALIZADO	CASH FLOW ANUAL ATUALIZADO ACUMULADO
0	- € 7 250,00	- € 7 250,00	- € 7 250,00
1	€ 1 089,50	€ 1 057,77	- € 6 192,23
2	€ 1 078,61	€ 1 016,69	- € 5 175,54
3	€ 1 067,82	€ 977,21	- € 4 198,33
4	€ 1 057,14	€ 939,26	- € 3 259,07
5	€ 1 046,57	€ 902,78	- € 2 356,29
6	€ 1 036,11	€ 867,72	- € 1 488,57
7	€ 1 025,75	€ 834,02	- € 654,54
8	€ 1 015,49	€ 801,64	€ 147,09
9	€ 1 005,33	€ 770,50	€ 917,60
10	€ 995,28	€ 740,58	€ 1 658,18
11	€ 985,33	€ 711,82	€ 2 370,00
12	€ 975,47	€ 684,18	€ 3 054,18
13	€ 965,72	€ 657,61	€ 3 711,79
14	€ 956,06	€ 632,07	€ 4 343,86
15	€ 946,50	€ 607,52	€ 4 951,38
16	€ 937,04	€ 583,93	€ 5 535,31
17	€ 927,67	€ 561,25	€ 6 096,56
18	€ 918,39	€ 539,46	€ 6 636,02
19	€ 909,21	€ 518,51	€ 7 154,53
20	€ 900,11	€ 498,37	€ 7 652,90
21	€ 891,11	€ 479,02	€ 8 131,91
22	€ 882,20	€ 460,41	€ 8 592,33
23	€ 873,38	€ 442,53	€ 9 034,86
24	€ 864,65	€ 425,35	€ 9 460,21
25	€ 856,00	€ 408,83	€ 9 869,04

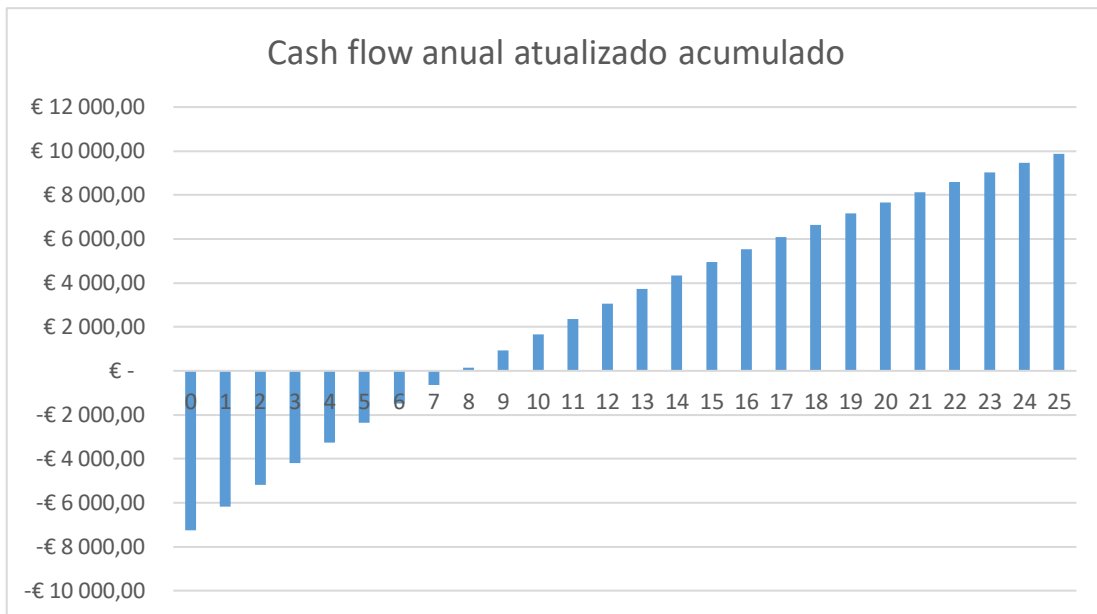


Figura 81 - Evolução do investimento no Sistema 1

Tabela 28 – Resultados conclusivos do Sistema 1

VAL	9 869
TIR	13,54%
PB	7,53 anos

7.4. VIABILIDADE SISTEMA 3

7.4.1. COM RECURSO AO SOFTWARE SMA

Considerando os custos do sistema fotovoltaico:

- Os custos totais para os módulos fotovoltaicos são de 4.800,00 EUR
- A degradação média da potência dos módulos fotovoltaicos é de 0,68 %
- Os custos totais para os inversores e a monitorização do sistema são de 1.500,00 EUR
- Os custos totais para o sistema de armazenamento são 6.000,00 EUR
- Os custos para planeamento e instalação são de 1.450,00 EUR

- Os custos anuais fixos são de 200,00 EUR
- O investimento total é de 13.750,00 EUR
- Os custos específicos de investimento do sistema fotovoltaico chave-na-mão (CapEx / kWp) são 1.153,27 EUR/kWp

E, ainda, os seguintes dados sobre financiamento e compensação de compra de energia:

- A taxa de inflação é de 3,00 %
- O período de análise da rentabilidade é de 25 anos
- O preço de compra da eletricidade é de 0,16590 EUR/kWh
- A taxa anual de encarecimento da eletricidade é de 3,0 %
- A compensação por injeção na rede é de 0,04000 EUR/kWh
- A duração da compensação por injeção na rede é de 25 anos

Obtemos:

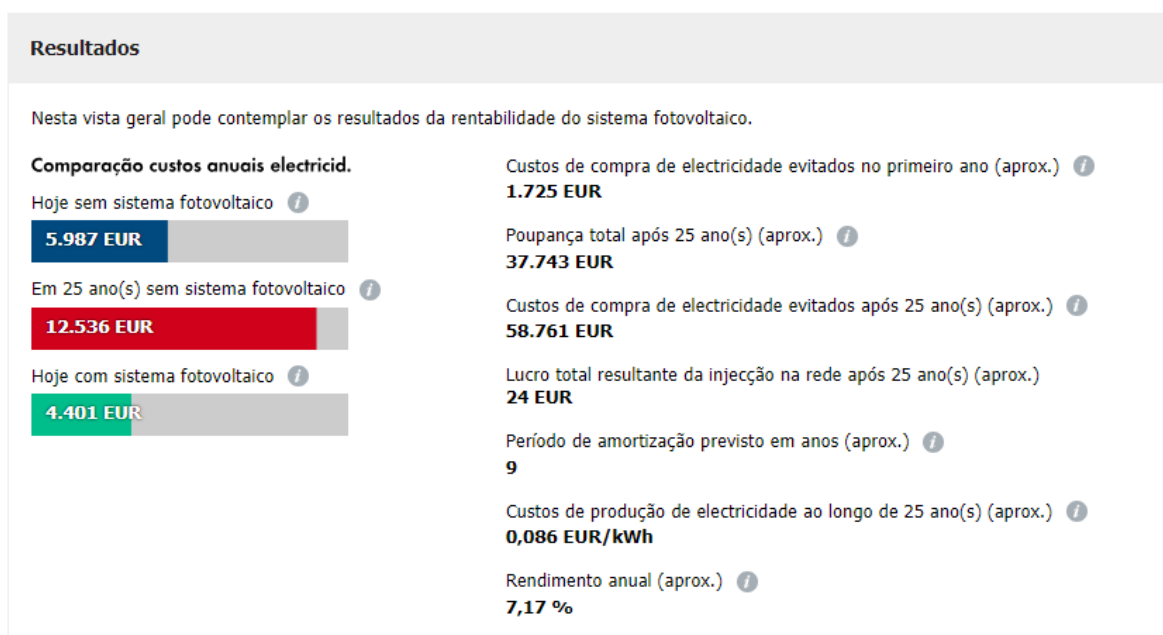


Figura 82 – Resultados de rentabilidade, no SunnyDesign

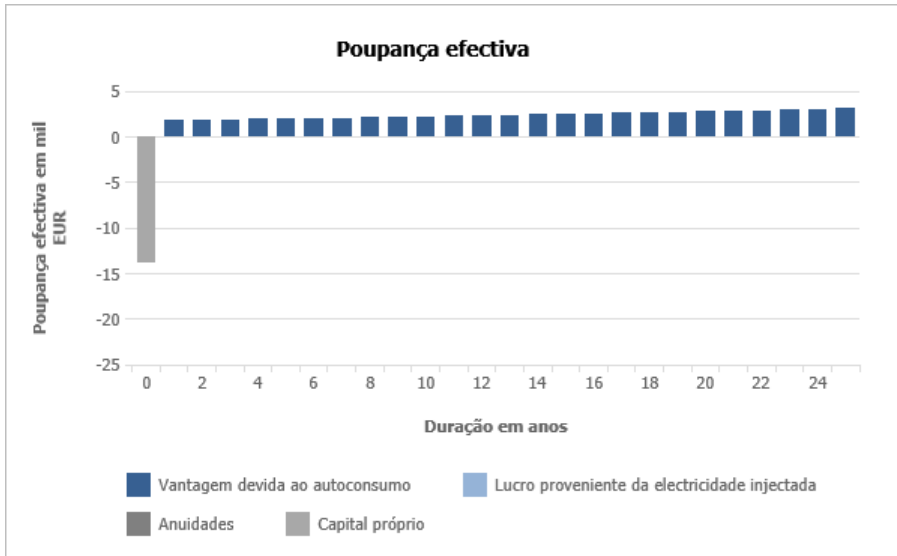


Figura 83 – Poupança efetiva, no *SunnyDesign*

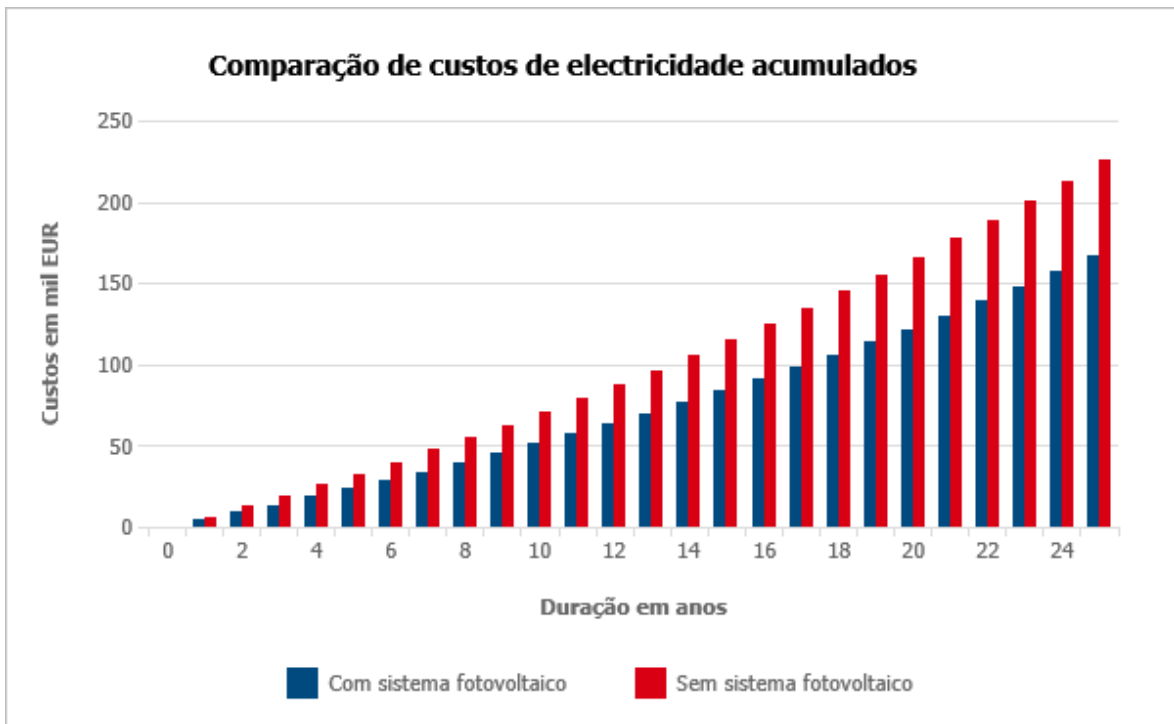


Figura 84 – Comparação de custos de eletricidade acumulados, no *SunnyDesign*

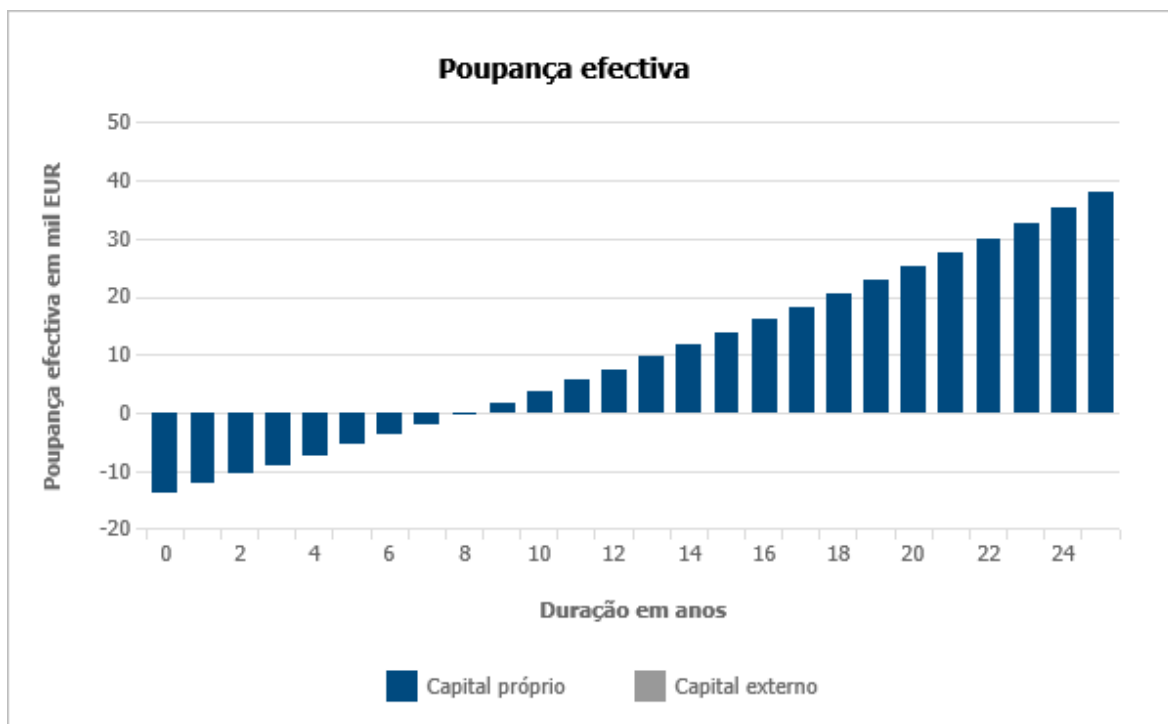


Figura 85 – Payback da poupança efetiva, no SunnyDesign

7.4.2. COM RECURSO À FOLHA EXCEL

Considerada uma taxa de atualização anual de 3 % e os custos de operação e manutenção já assumidos como fixos estabelecidos como €200,00, resultou dos seguintes dados para a obtenção das 3 variáveis económicas.

Tabela 29 – Dados Sistema 3

Investimento inicial	€ 13 750,00
Receita anual (constante)	€ 1 586,004
Taxa de atualização	3%
Despesa investimento anual (manutenção)	€ 200,00

Para a obtenção da receita anual, foi tido em conta, uma vez mais, os valores resultantes do simulador PVGIS:

- Produção FV anual: 9560 kWh

$$Receita\ anual = 9560\ kWh \times 0,1659\ €/kWh = 1.586,004\ € \quad [35]$$

Tabela 30 - Análise financeira do Sistema 3

ANO	CASH FLOW ANUAL	CASH FLOW ANUAL ATUALIZADO	CASH FLOW ANUAL ATUALIZADO ACUMULADO
0	- € 13 750,00	- € 13 750,00	- € 13 750,00
1	€ 1 386,00	€ 1 345,63	- € 12 404,37
2	€ 1 372,14	€ 1 293,38	- € 11 110,99
3	€ 1 358,42	€ 1 243,15	- € 9 867,84
4	€ 1 344,84	€ 1 194,87	- € 8 672,97
5	€ 1 331,39	€ 1 148,47	- € 7 524,50
6	€ 1 318,08	€ 1 103,87	- € 6 420,63
7	€ 1 304,90	€ 1 061,00	- € 5 359,63
8	€ 1 291,85	€ 1 019,80	- € 4 339,84
9	€ 1 278,93	€ 980,19	- € 3 359,64
10	€ 1 266,14	€ 942,13	- € 2 417,52
11	€ 1 253,48	€ 905,54	- € 1 511,98
12	€ 1 240,94	€ 870,37	- € 641,61
13	€ 1 228,53	€ 836,57	€ 194,96
14	€ 1 216,25	€ 804,08	€ 999,05
15	€ 1 204,09	€ 772,86	€ 1 771,90
16	€ 1 192,04	€ 742,84	€ 2 514,75
17	€ 1 180,12	€ 713,99	€ 3 228,74
18	€ 1 168,32	€ 686,27	€ 3 915,01
19	€ 1 156,64	€ 659,62	€ 4 574,62
20	€ 1 145,07	€ 634,00	€ 5 208,62
21	€ 1 133,62	€ 609,38	€ 5 818,00
22	€ 1 122,29	€ 585,71	€ 6 403,71
23	€ 1 111,06	€ 562,97	€ 6 966,68
24	€ 1 099,95	€ 541,10	€ 7 507,78
25	€ 1 088,95	€ 520,09	€ 8 027,87

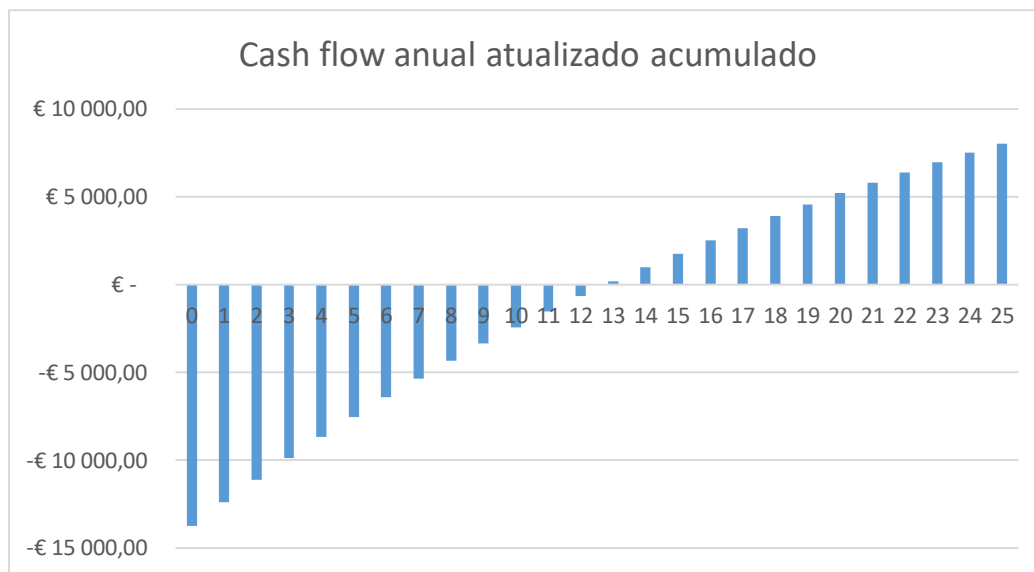


Figura 86 – Evolução do investimento no Sistema 3

Tabela 31 – Resultados conclusivos do Sistema 3

VAL	8 028
TIR	7,91%
PB	12,95 anos

Da observação da tabela 28, podemos ver que o sistema 1 demorará cerca de 7 anos até que o investimento seja liquidado apenas com o retorno da compensação da não compra à rede, isto porque, a empresa de estudo não olhará só ao investimento inicial mas à imagem “verde” que passará aos seus clientes por um investimento mínimo em relação a um orçamento empresarial anual nos valores dos milhões.

O mesmo se constata no sistema 3, na tabela 31, em que o investimento é maior, devido também à maior tecnologia fotovoltaica instalada mas que, ao fim de cerca de 13 anos esse investimento estará liquidado.

No que concerne a taxa interna de rentabilidade (TIR), não há espaço para dúvidas que do ponto de vista do investidor, caso o capital a investir seja o fator condicionante do investimento, a opção recairá sobre qualquer um dos investimentos, seja no sistema 1 ou 3, pois estes têm um custo inicial relativamente baixo mas com as taxas internas de rentabilidade a rondar os 4 dígitos gerarão mais benefícios (em valor) que permitirão recuperar os recursos aplicados mais rapidamente.

8. CONCLUSÕES

As energias renováveis têm vindo cada vez mais a serem consideradas as “energias do futuro”, em detrimento das energias provenientes de combustíveis fósseis, que além de terem impactes ambientais negativos, começam a ser mais dispendiosas.

Foi este o mote que contextualizou o desenvolvimento desta dissertação no sentido de abordar a temática da produção fotovoltaica, no âmbito do Decreto-Lei n.º 153/2014, efetuando a análise do perfil de carga de uma das instalações da empresa de estágio – PAINHAS, S.A. – com a instalação de um analisador de rede e simulando dois possíveis cenários do sistema fotovoltaico a instalar num futuro próximo, adaptado ao regime de autoconsumo, e, posteriormente, elaborar um estudo de viabilidade económica fazendo uma comparação relativa a análise financeira dos mesmos, no que concerne o custo/benefício.

O dimensionamento de um sistema fotovoltaico é relativamente complexo, uma vez que existem diversos fatores teóricos e práticos a considerar. Assim, este projeto foi desenvolvido com o auxílio de ferramentas computacionais como o *Google Earth/Maps*, *PVGIS* e *Sunny Design*, de forma interativa.

Comprova-se que é possível implementar um sistema de produção fotovoltaica viável, na PAINHAS, com uma potência instalada de 5,04 kWp ou 6,72 kWp sendo que, a solução adotada como a melhor será a de 5,04 kWp pois os consumos da instalação são constantes

ao longo do dia e também pelo facto de que o grande objetivo do projeto seria conseguir baixar a fatura mensal da eletricidade para que o aluguer monetário (fixo) do espaço da antena da PT instalada fosse mais proveitoso. Com uma área ocupada de 36 m², 18 módulos fotovoltaicos, 1 inversor e apresentando uma potência instalada de 5,04 kWp, a produção de energia elétrica para o primeiro ano seria de 7.560,00 kWh.

A análise efetuada corresponde a um período de 25 anos, prevendo que o tempo de exploração de um sistema fotovoltaico seja de 25 anos. Assim, este estudo representa um menor risco para o produtor, neste caso a PAINHAS, pois o preço da energia tende a aumentar, tal como considerado nesta dissertação.

A nível económico, tem-se um VAL de 9.869,00 €, uma TIR de 13,54% e um PAYBACK de 7,5 anos.

Também foi considerado um outro sistema com armazenamento de energia elétrica em baterias de lítio, denominado sistema 3, mas dado o seu custo atual, os indicadores económicos VAL, TIR e PAYBACK são superiores aos encontrados para o sistema 1 tornando inviável esta solução.

Estes indicadores económicos tornam a instalação do sistema fotovoltaico em regime de autoconsumo bastante compensatória e aliciante.

Como trabalhos futuros, perspetiva-se que o projeto desenvolvido deverá ser aperfeiçoado e complementado, no que concerne a uma maior procura de tecnologia fotovoltaica, ao estudo pormenorizado dos aspetos construtivos, assim como o estudo das instalações elétricas quer das novas que das do local, podendo recorrer-se a programas de simulação de uso simplificado de modo a simplificar o trabalho técnico.

Destaca-se também nas melhorias, a análise mais pormenorizada da viabilidade económica por pessoas com maior conhecimento do mercado fotovoltaico.

Assim, o estágio curricular de doze meses na empresa PAINHAS, S.A., proporcionou o contacto direto com a realidade dos sistemas fotovoltaicos, bem como a importância da legislação e regulamentação dos padrões da Qualidade de Serviço e Regras Técnicas, na produção e no consumo de energia elétrica. O acompanhamento e esclarecimento dos colaboradores do Departamento de Operações da PAINHAS, S.A. e da SOLVENAG nas suas diferentes atividades, as reuniões e formação frequentada, permitiram uma

aprendizagem prática inerente aos procedimentos e técnicas utilizadas no dimensionamento de projetos fotovoltaicos.

Resumidamente, os objetivos do estágio foram alcançados demonstrando ser proveitoso para a aprendizagem pessoal, académica e profissional.

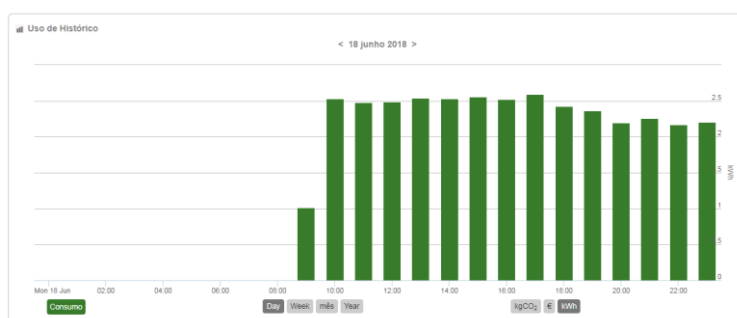
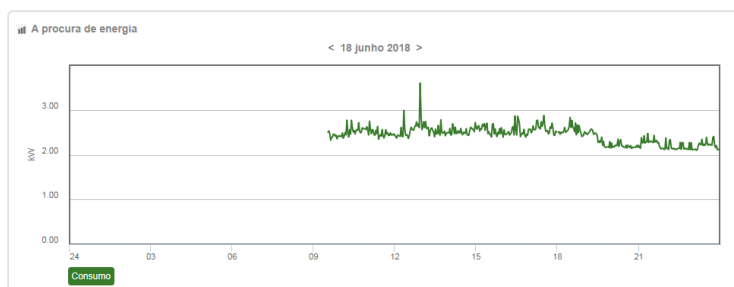
Referências Documentais

- [1] Portal Solar, “Energia Fotovoltaica,” 2018. [Online]. Available: <https://www.portalsolar.com.br/energia-fotovoltaica.html>. [Accessed: 22-Sep-2018].
- [2] ERSE, “ERSE,” 2018. [Online]. Available: www.erse.pt. [Accessed: 07-Oct-2018].
- [3] Painhas, “PAINHAS, S.A.,” 2018. [Online]. Available: <http://painhas.pt/>. [Accessed: 23-Sep-2018].
- [4] F. Pereira and M. Oliveira, *Curso Técnico de Instalador de Energia Solar Fotovoltaica*. 2015.
- [5] “Hukseflux,” 2018. [Online]. Available: <https://www.hukseflux.com/products/solar-radiation-sensors>. [Accessed: 23-Sep-2018].
- [6] C. Intensivos, E. Nacionais, C. Europeus, and A. O. Servi, “CENERTEC: Sistemas Fotovoltaicos de Autoconsumo,” 2018.
- [7] European Commission • Joint Research Centre, “PVGis,” 2012. [Online]. Available: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>. [Accessed: 24-Sep-2018].
- [8] M. do A. O. do T. e Energia, *Decreto-Lei n.º 153/2014 de 20 de outubro*. 2014.
- [9] J. P. N. Alexandre, “Impacto da Nova Legislação sobre o Regime de Autoconsumo de Energia,” Universidade de Coimbra, 2015.
- [10] OMIE, “OMIE Relatório 2017,” 2017.
- [11] DGEG, “DGEG,” 2018. [Online]. Available: www.dgeg.gov.pt. [Accessed: 07-Oct-2018].
- [12] P. Filipe and M. Pereira, “A Produção Fotovoltaica Em Portugal (Análise Da Legislação Em Vigor E Do Custo/Benefício),” UP-FEUP, 2015.
- [13] J. Coutada, “Produção fotovoltaica em autoconsumo e pequena produção: caso de estudo do ISEP,” ISEP, 2015.
- [14] Portal Energia, “Portal Energia,” 2018. [Online]. Available: <http://www.portal-energia.com>. [Accessed: 24-Sep-2018].
- [15] R. M. G. Castro, “Energias Renováveis e Produção descentralizada: Introdução à energia fotovoltaica,” UNIVERSIDADE TÉCNICA DE LISBOA, 2002.

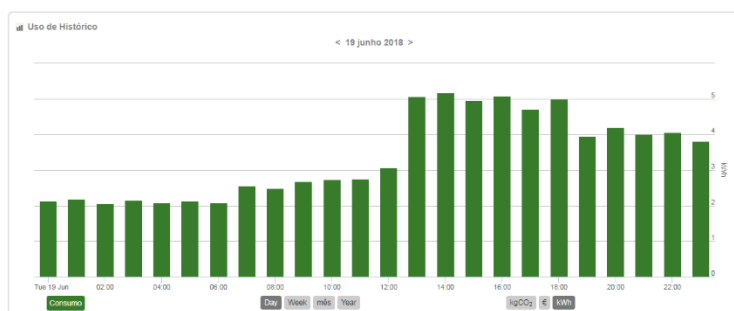
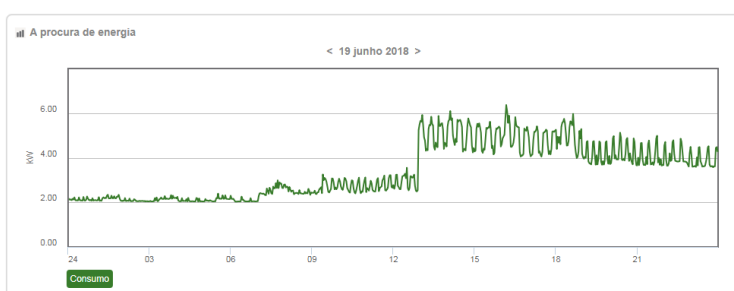
- [16] C. Honsberg and S. Bowden, “PVeducation,” 2018. [Online]. Available: pveducation.org/pvcdrom. [Accessed: 25-Sep-2018].
- [17] Carneiro J., “Módulos Fotovoltaicos Características E Associações,” 2010.
- [18] F. G. C. Oliveira, “Dimensionamento de uma central de miniprodução fotovoltaica para uma exploração agrícola direcionada à indústria de laticínios,” 2013.
- [19] M. J. A. Costa, “A minigeração fotovoltaica em edifícios escolares – Um caso de estudo,” 2013.
- [20] EDP, “EDP_Como funciona um painel fotovoltaico,” 2018. [Online]. Available: <https://www.edp.pt/particulares/comunidade/a-acontecer/como-funciona-um-painel-fotovoltaico/>. [Accessed: 22-Sep-2018].
- [21] R. Miguel and A. Mendes, “Análise Energética e Estudo de Modificações para Melhorar o Desempenho Energético do Edifício PDF do IPP,” 2017.
- [22] “PVGIS,” 2018. [Online]. Available: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php#>. [Accessed: 10-Oct-2018].
- [23] “Geostationary MeteoSat and Polar EUMetSat,” 2018. [Online]. Available: <https://www.eumetsat.int/website/home/Satellites/LaunchesandOrbits/SatelliteOrbits/index.html>. [Accessed: 07-Oct-2018].
- [24] “Efergy2,” 2018. [Online]. Available: <https://the-gadgeteer.com/2013/08/05/efergy-engage-wireless-energy-monitor-review/>. [Accessed: 04-Oct-2018].
- [25] A. M. de O. D. Canas, “Estudo do autoconsumo a partir de centrais FV,” ISEP, 2017.
- [26] I. Soares, J. Moreira, C. Pinho, and J. Couto, *Decisões de Investimento—Análise Financeira de Projetos*. 2012.
- [27] E. R. S. Teixeira, “Projeto de Sistema Fotovoltaico Para as Naves Industriais da Zona Económica Especial de Luanda-Bengo,” 2013.

Anexo A. – Recolha de dados do Analisador

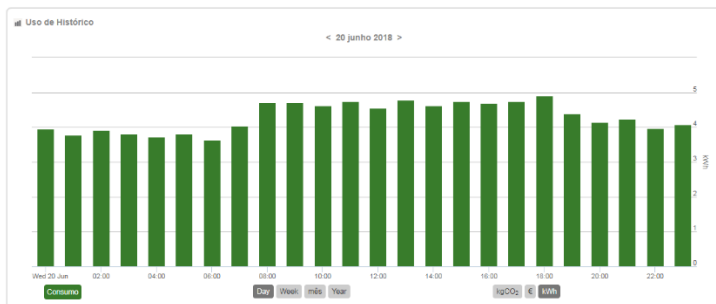
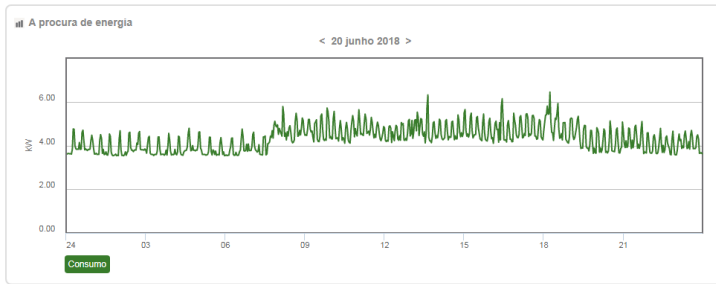
18 de junho



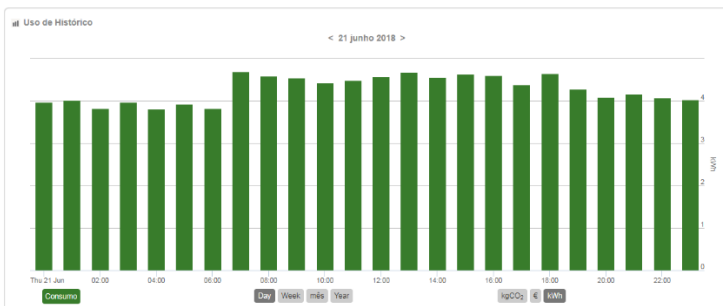
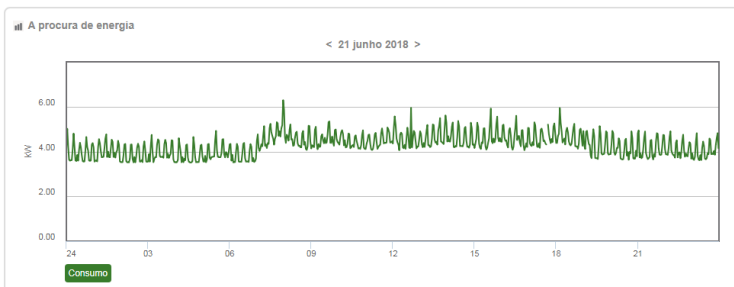
19 de junho



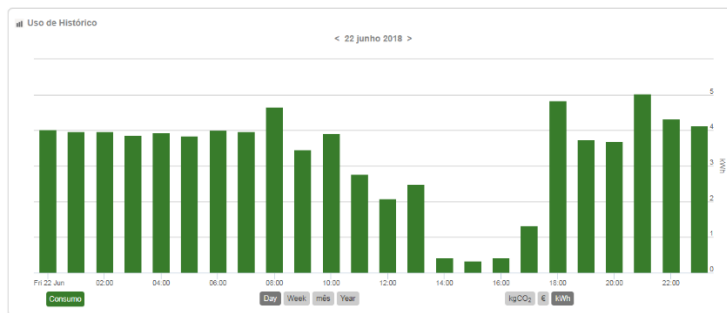
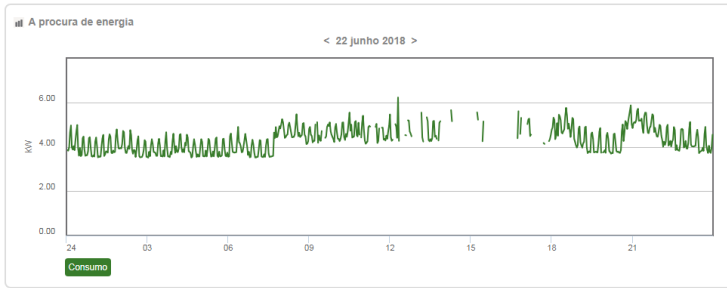
20 de junho



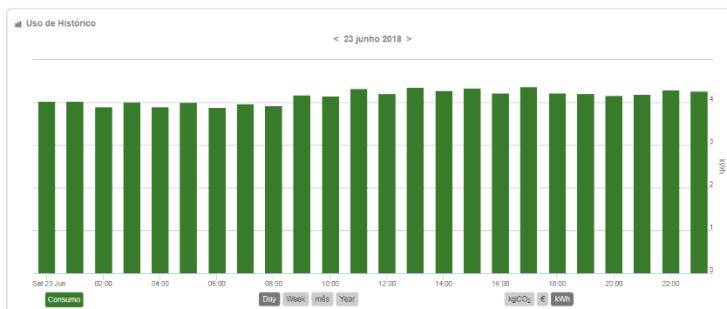
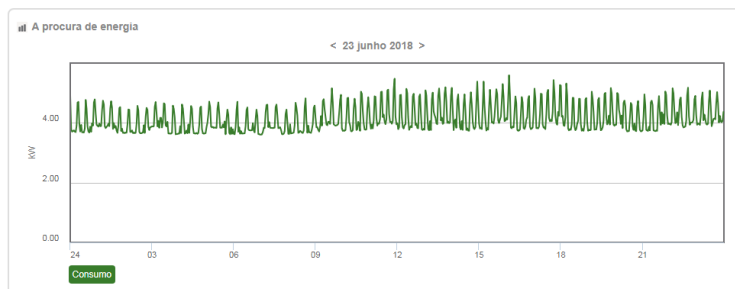
21 de junho



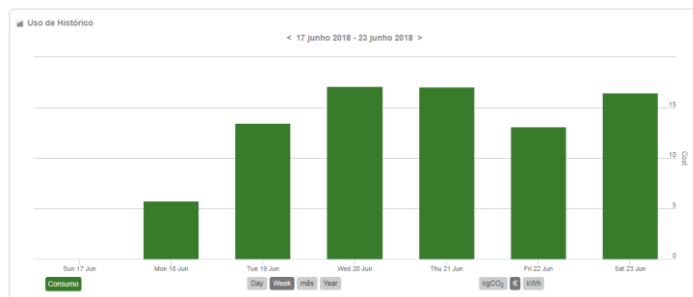
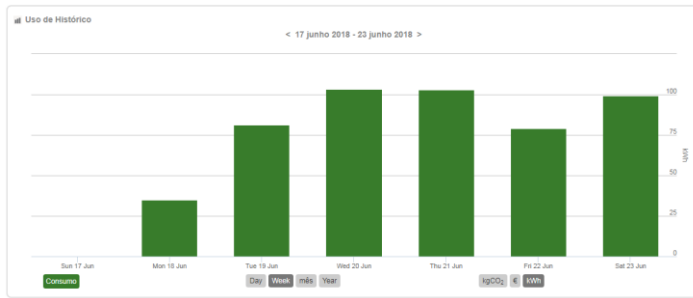
22 de junho



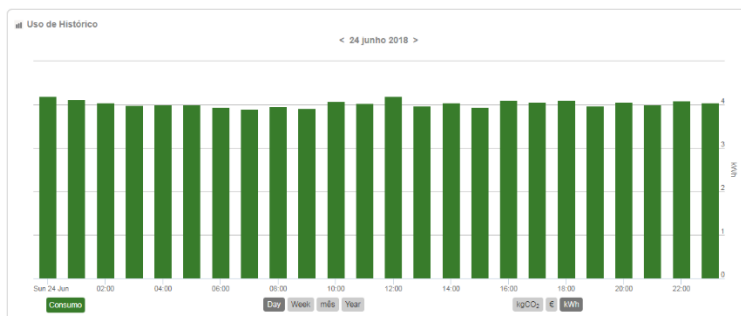
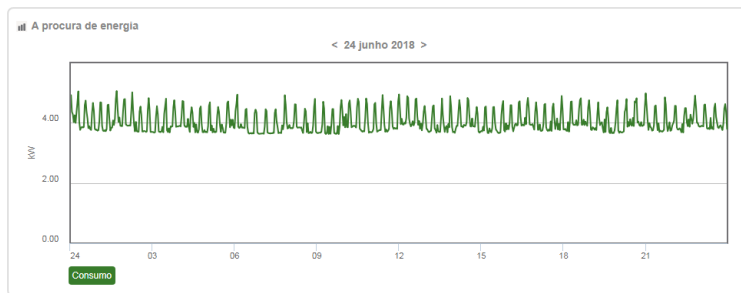
23 de junho



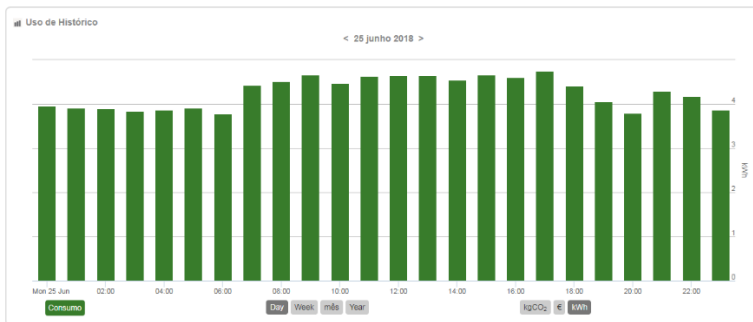
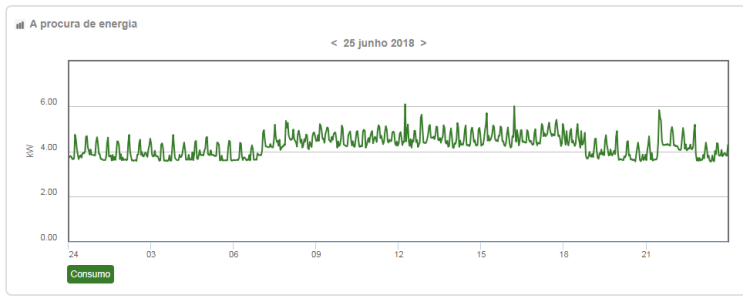
Semana 17 a 23 de junho



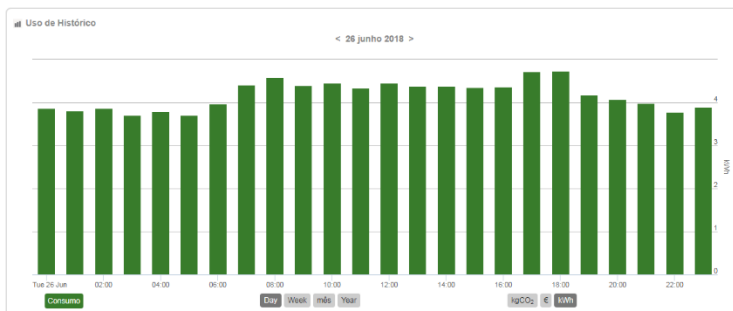
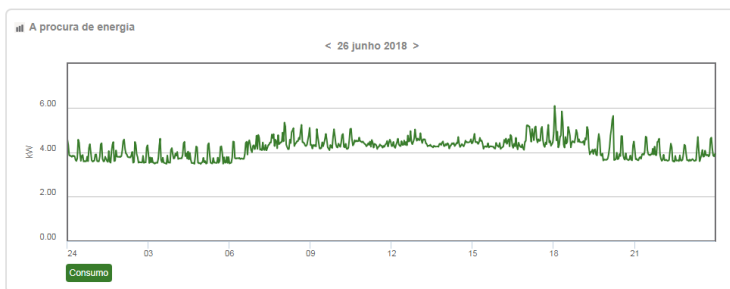
24 de junho



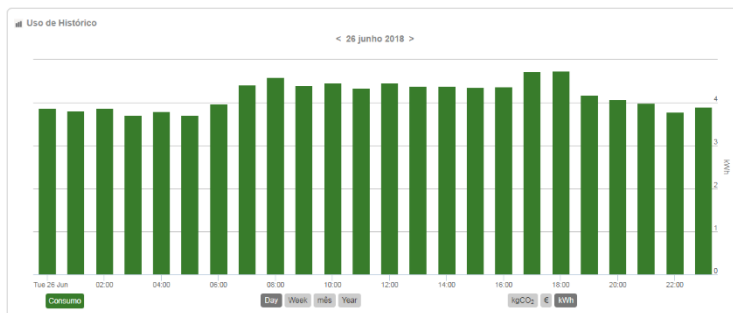
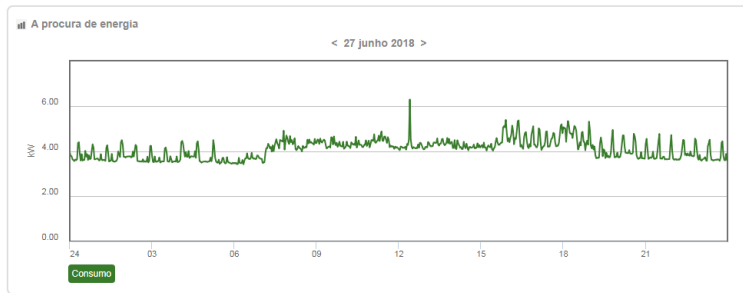
25 de junho



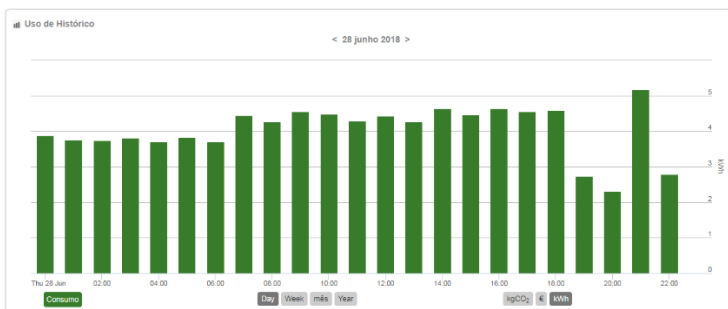
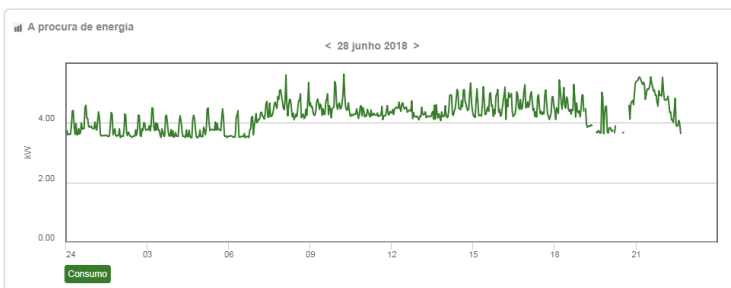
26 de junho



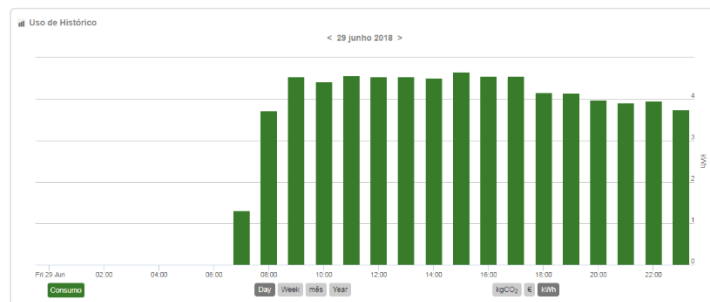
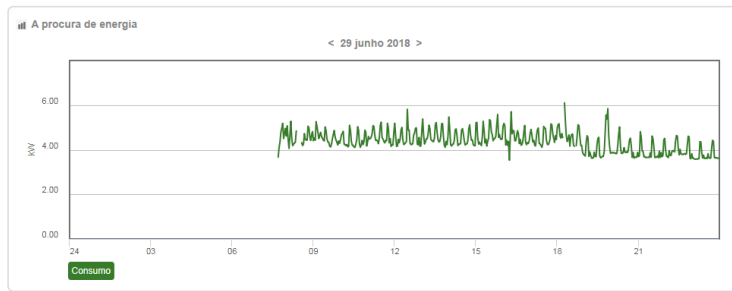
27 de junho



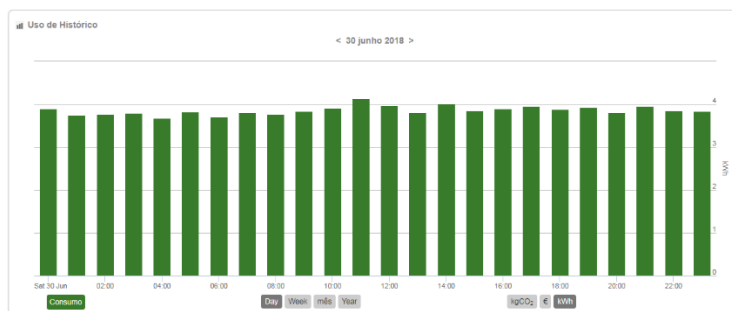
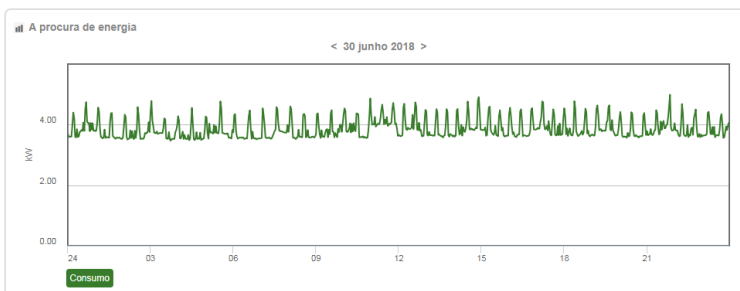
28 de junho



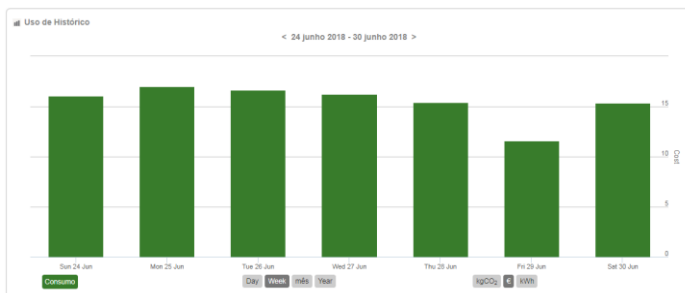
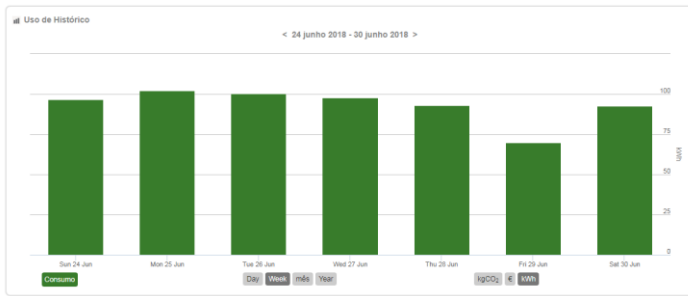
29 de junho



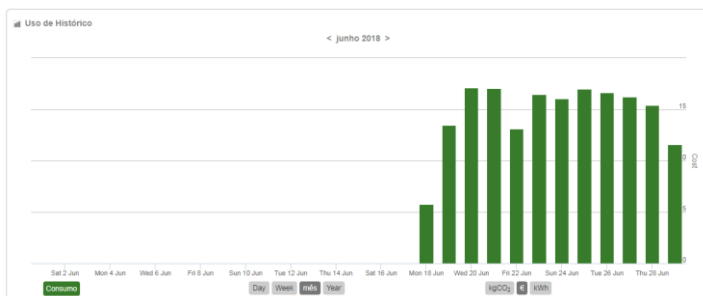
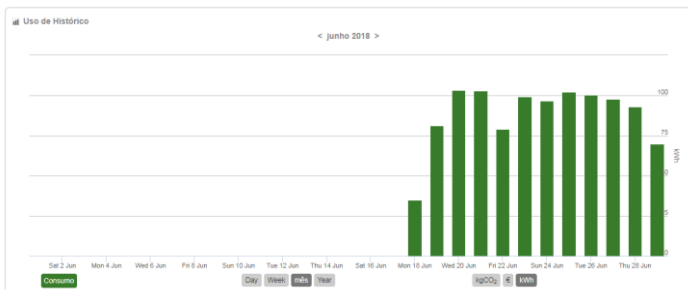
30 de junho



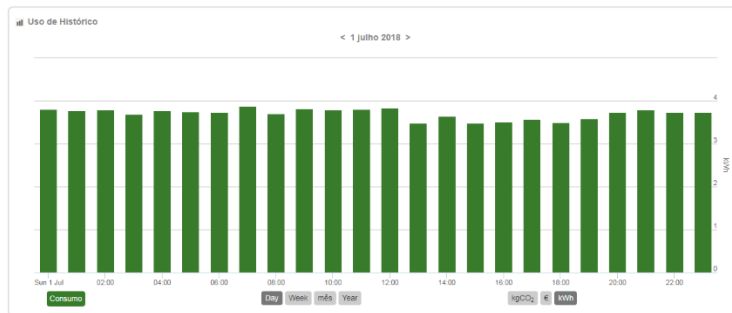
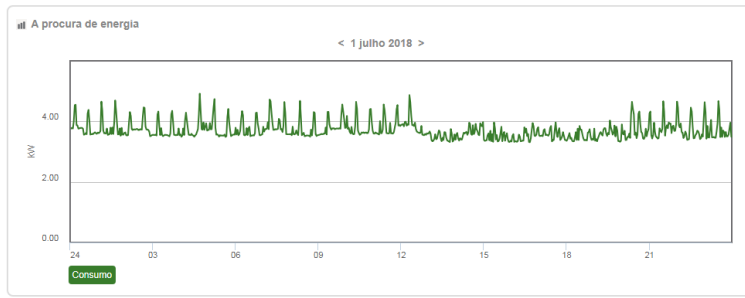
Semana 24 a 30 de junho



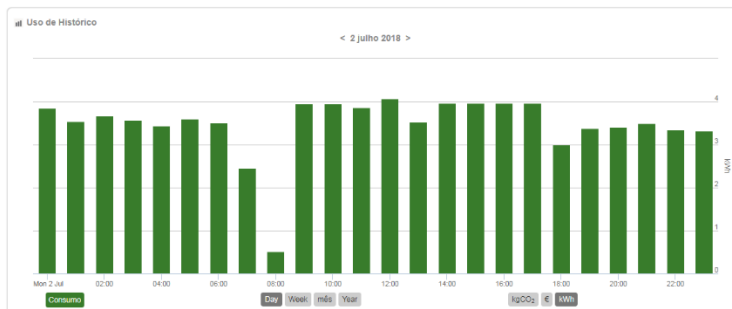
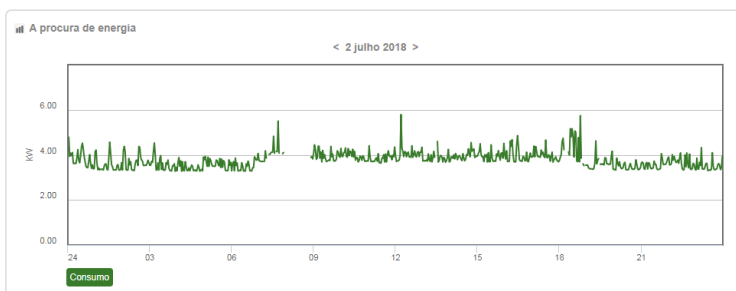
Mês de junho



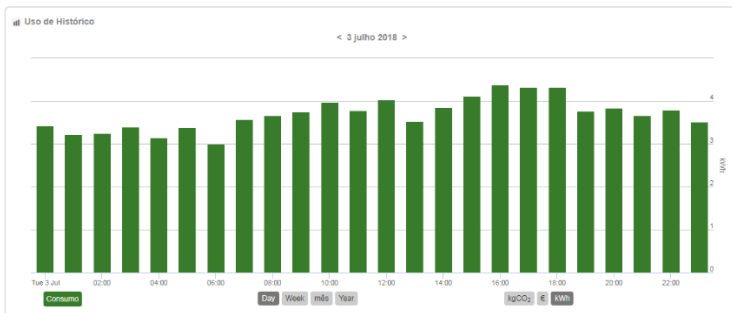
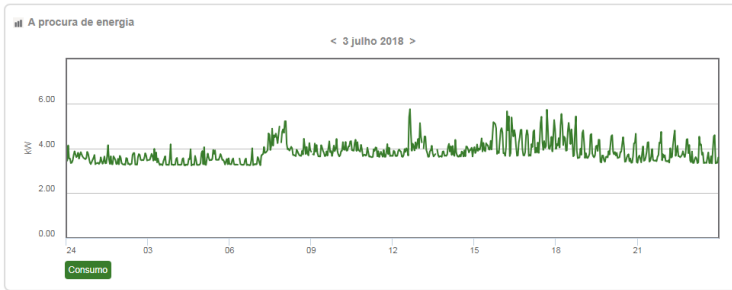
1 de julho



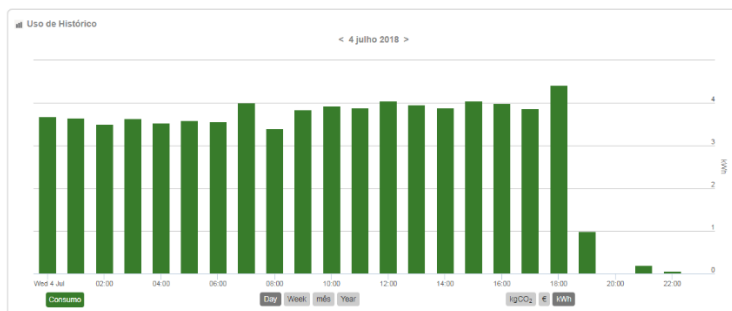
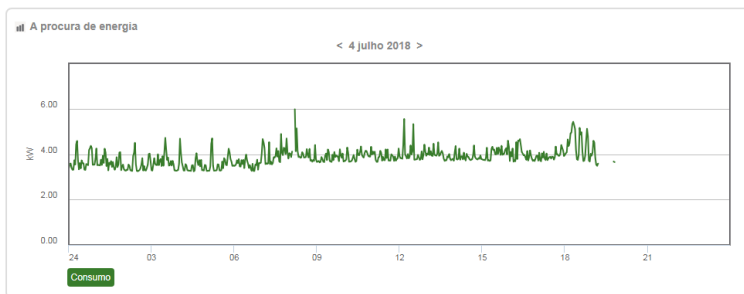
2 de julho



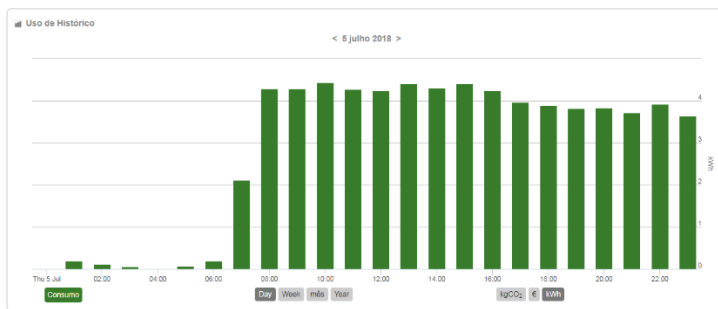
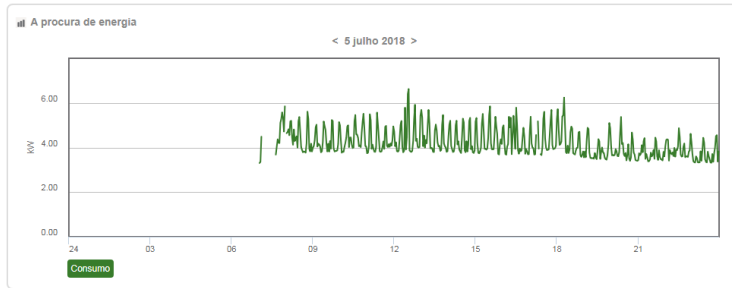
3 de julho



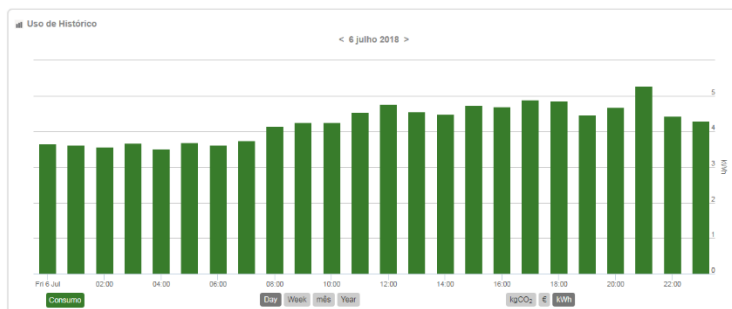
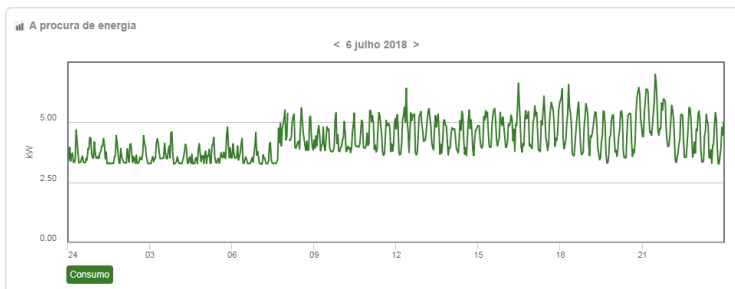
4 de julho



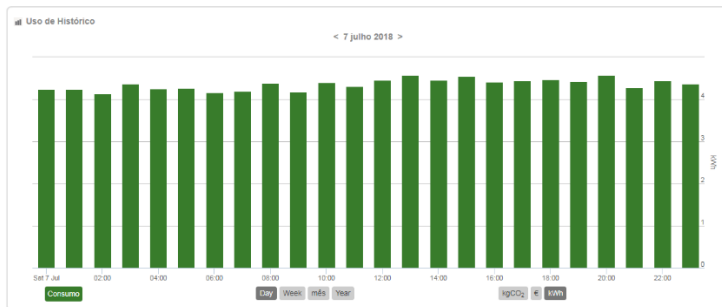
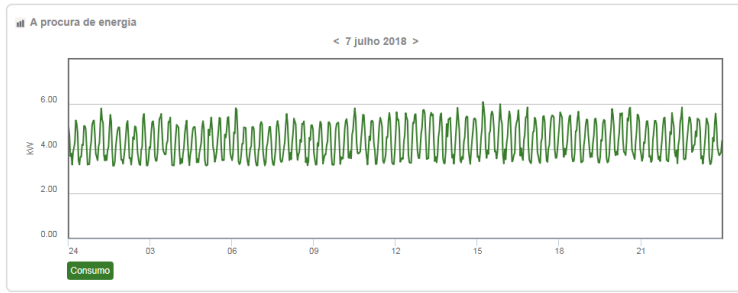
5 de julho



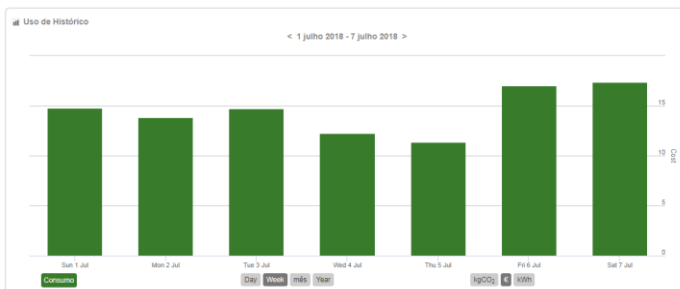
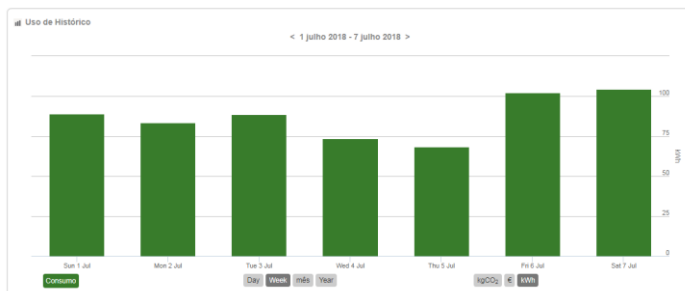
6 de julho



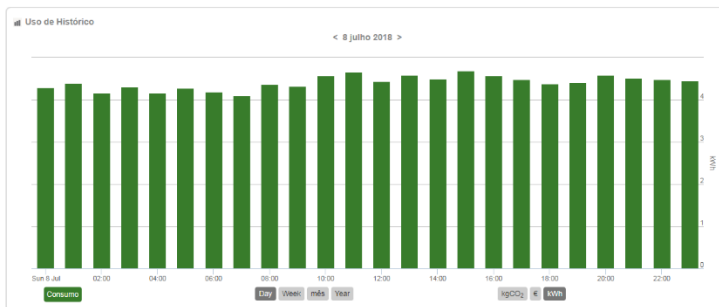
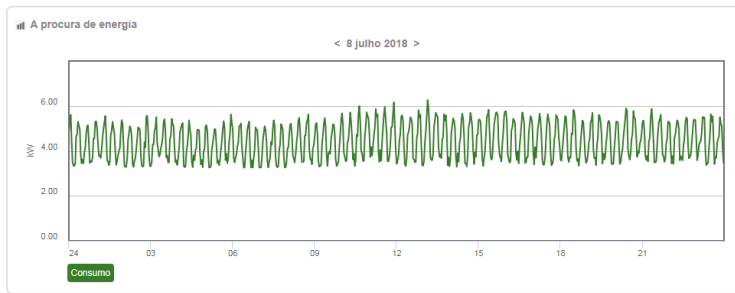
7 de julho



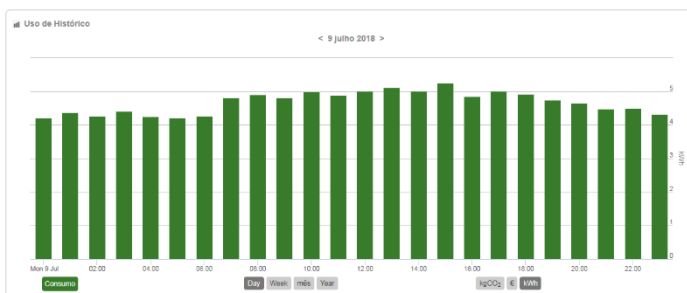
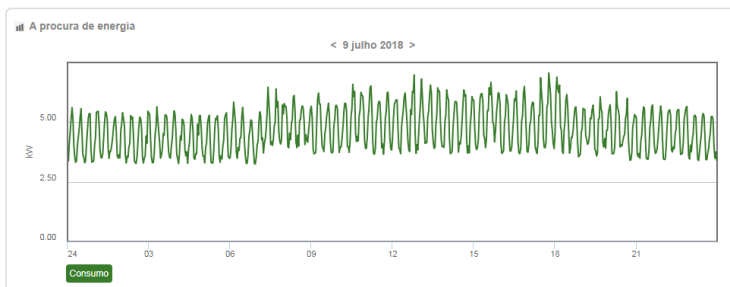
Semana de 1 a 7 de julho



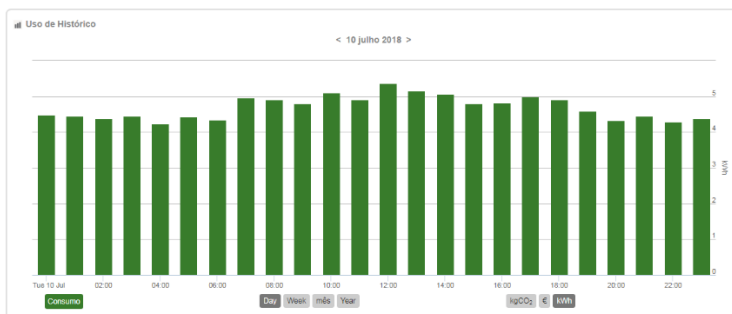
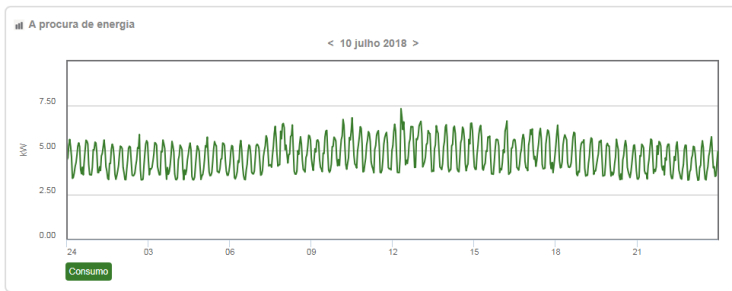
8 de julho



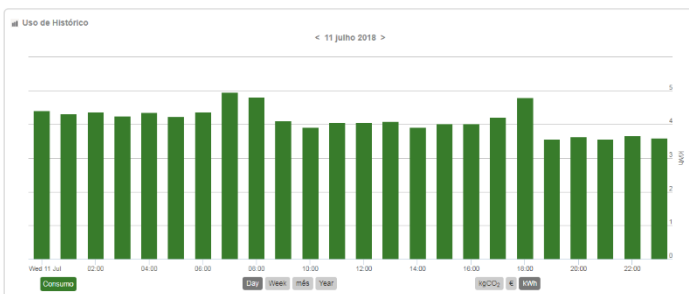
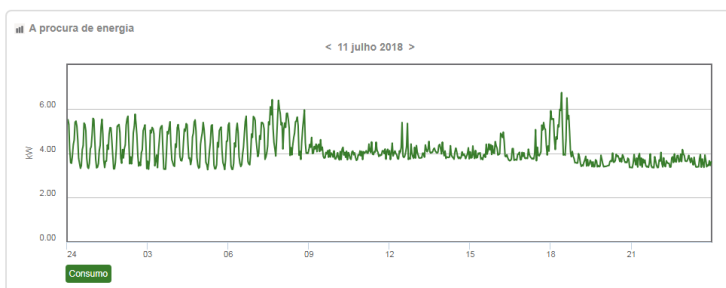
9 de julho



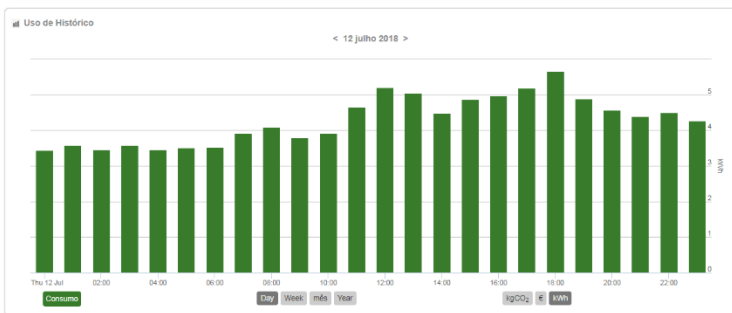
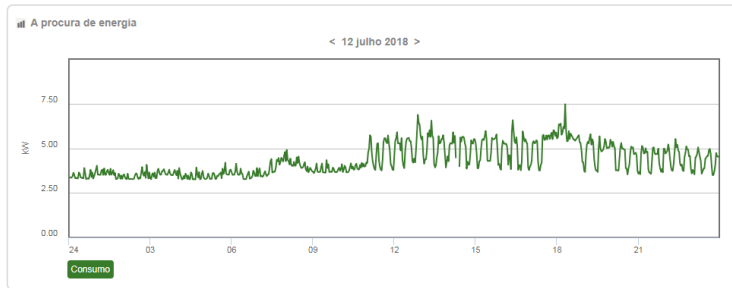
10 de julho



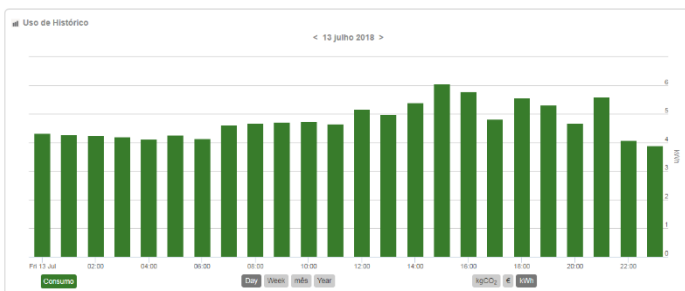
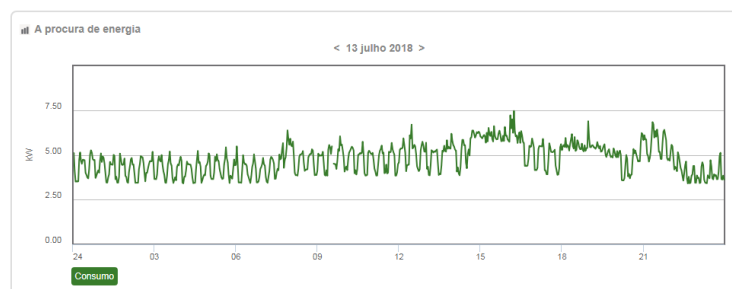
11 de julho



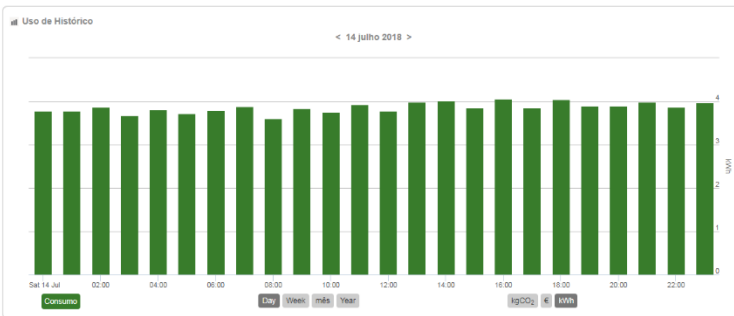
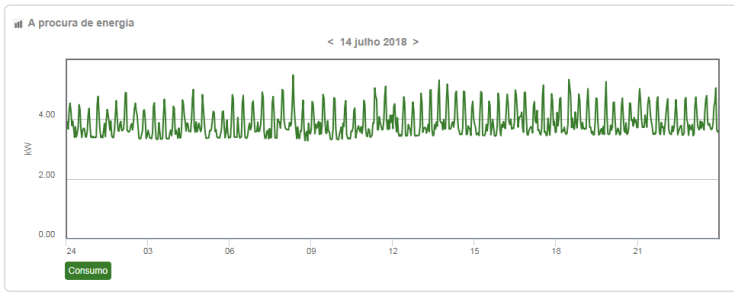
12 de julho



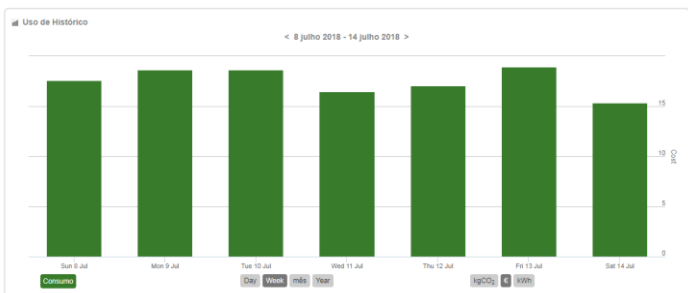
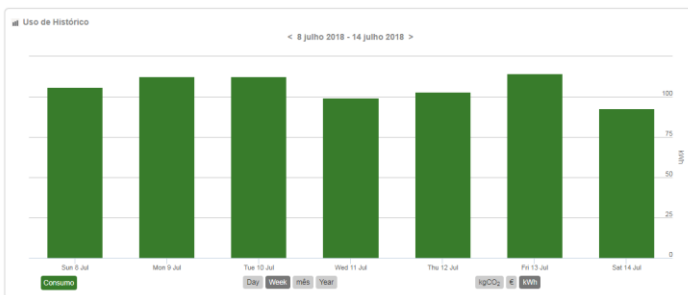
13 de julho



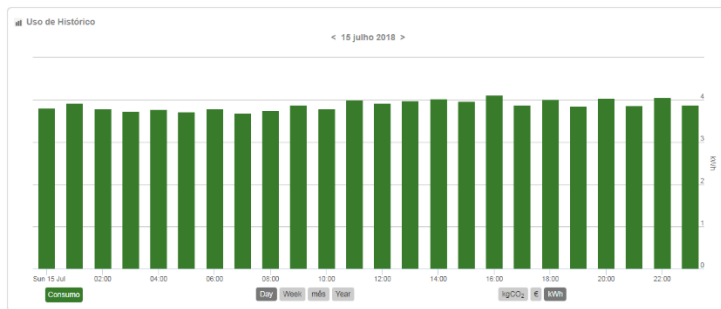
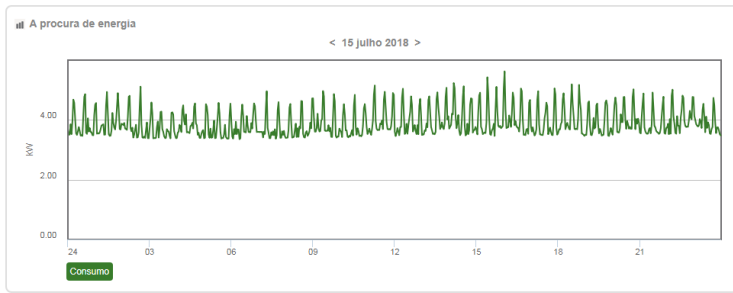
14 de julho



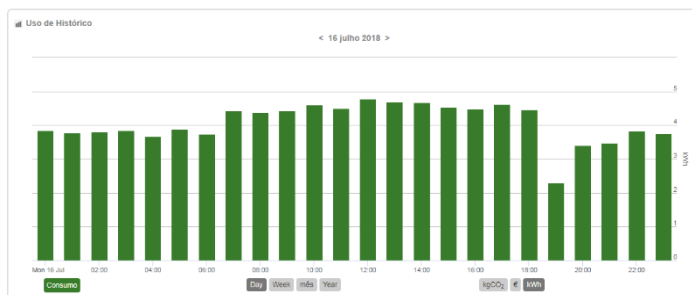
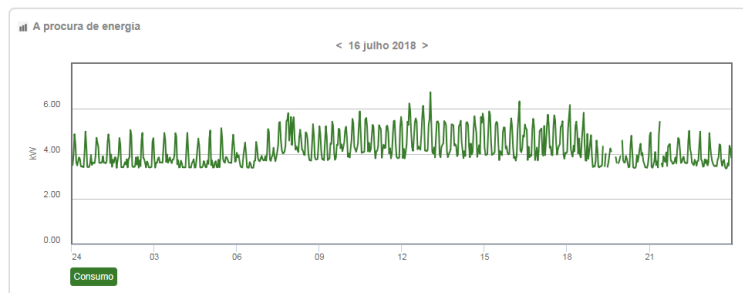
Semana de 8 a 14 de julho



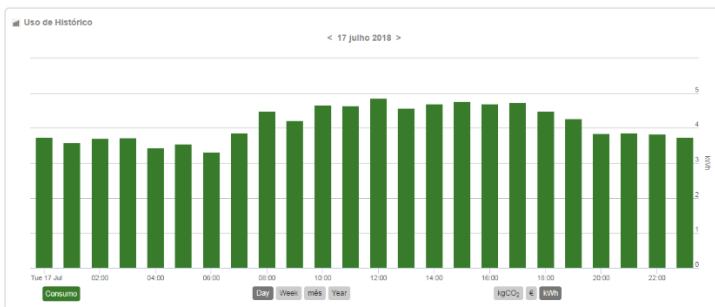
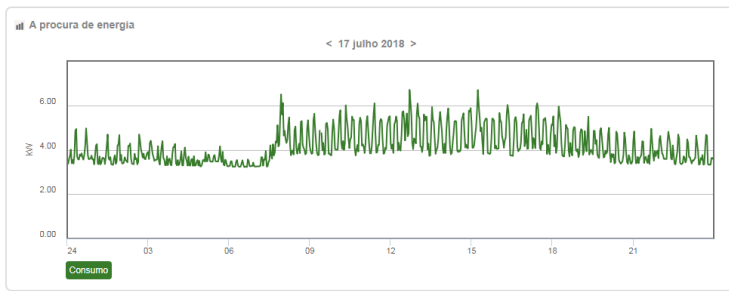
15 de julho



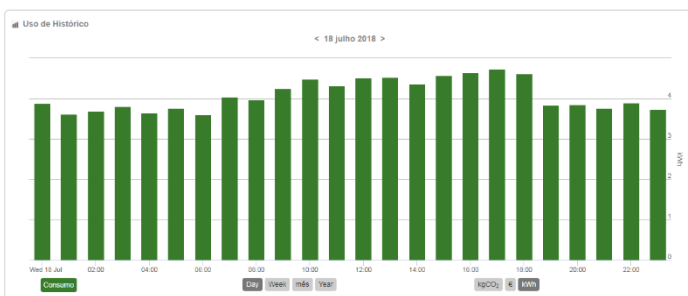
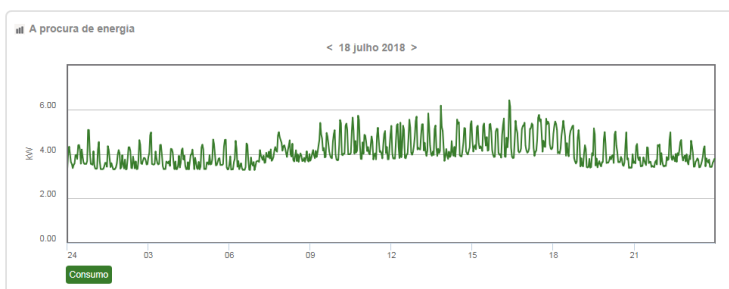
16 de julho



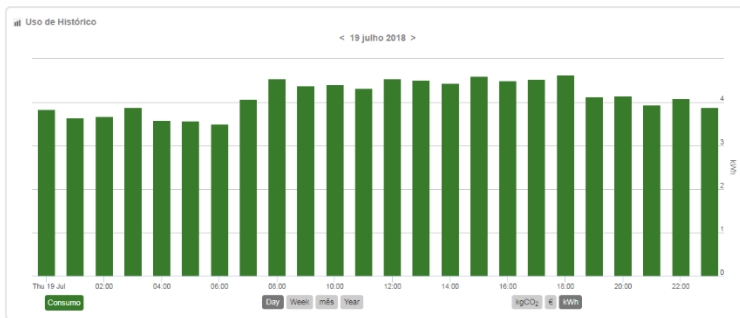
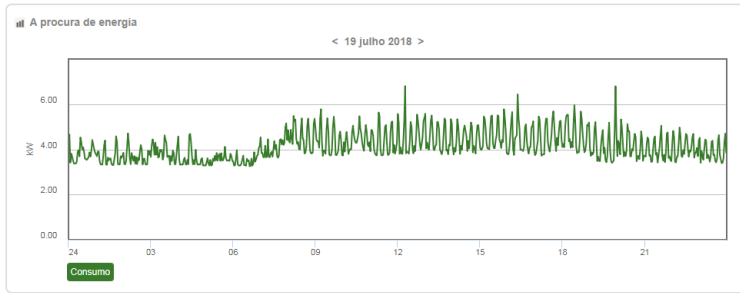
17 de julho



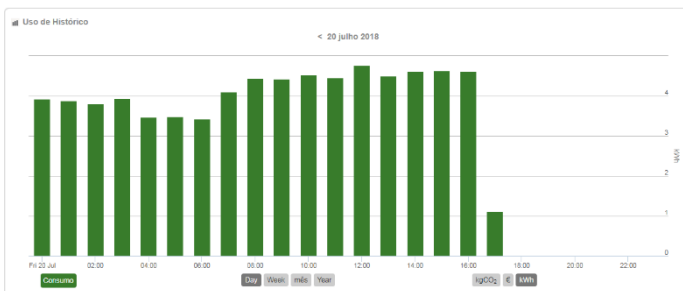
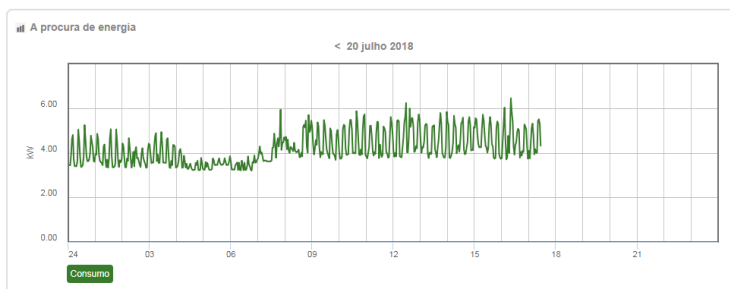
18 de julho



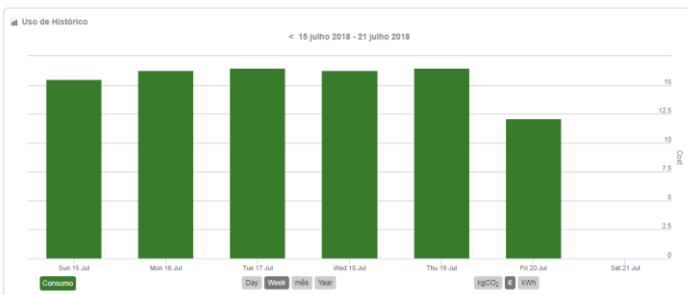
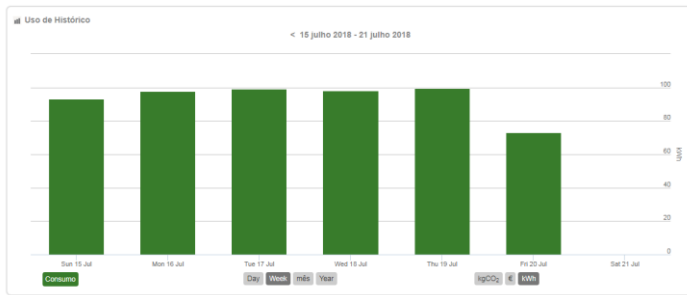
19 de julho



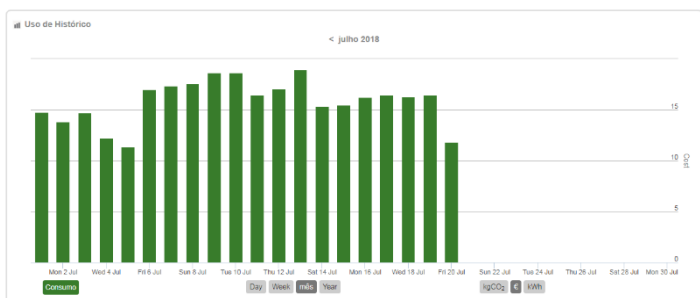
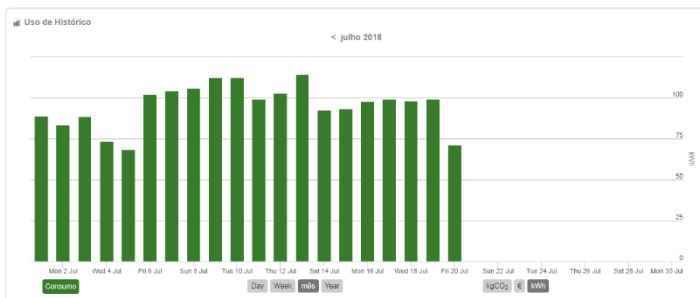
20 de julho



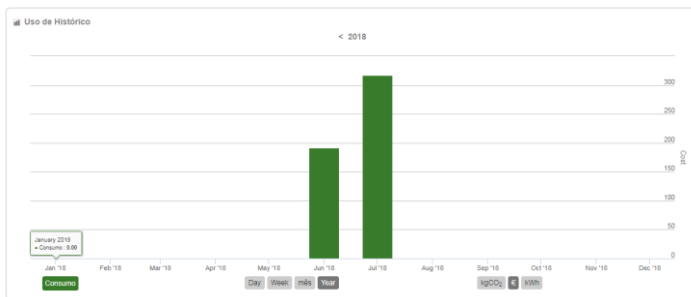
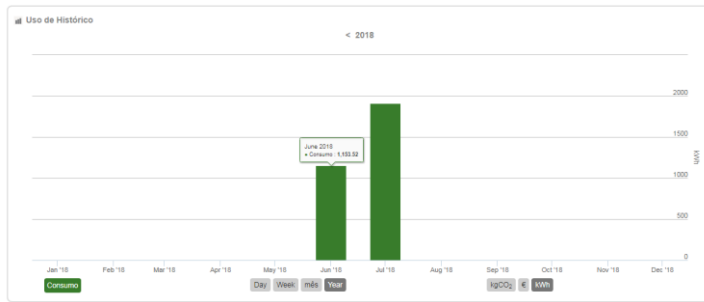
Semana de 15 a 21 de julho



Mês de julho



Ano 2018



Anexo B. – Ficha Técnica Módulo Fotovoltaico

For Global Market



STAVE™ II 275W~290W

5BB-Polycrystalline PV Module
CHSM6610P Series
CHSM6610P/HV Series

CHSM6610P max. system voltage: 1000V standard
CHSM6610P/HV max. system voltage: 1500V standard

Tier 1 (Boosting) **No. 1** (CHN) **RoHS-free** (RoHS) **DNV GL** (DNV GL) **ISO 9001** (ISO 9001)

97.50%
97.00%
96.50%
96.00%
95.50%
95.00%

10-year Warranty for Materials and Processing
25-year Warranty for Extra Linear Power Output
(1st year: ±2.2%, 2nd-25th year: ±0.7%/year)

80.70%

0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25

KEY FEATURES

- (±5W) OUTPUT POSITIVE TOLERANCE**
Guaranteed 0~5W positive tolerance ensures power output reliability.
- INNOVATIONAL 5-BUS BAR CELLS**
Reduces the cell series resistance and internal stress, decreases the risk of micro-crack and improves the module output.
- INNOVATIVE PERC CELL TECHNOLOGY**
Excellent cell efficiency and output.
- EXCELLENT MECHANICAL LOAD CAPABILITY**
Certified to withstand: snow load (5000 Pa) and wind load (3600 Pa).
- HIGHER RELIABILITY AND DURABILITY**
Effectively deals with harsh environments, such as sand, salt mist and ammonia resistance.
- PASSED HAIL TEST**
Certified to hail resistance: ice ball size (d=49mm) and ice ball velocity (v=33.7m/s).
- PID RESISTANCE**
Excellent PID resistance at 96 hours (@85°C / 85% RH) test, and also can be improved to meet higher standards for the particularly harsh environment.

Optional: Back frame designed for the certain projects and applications (e.g. residential rooftop and so on)

COMPREHENSIVE CERTIFICATES



First solar company which passed the TUV Nord IEC/TS 42941 certification audit.

A CHNT COMPANY

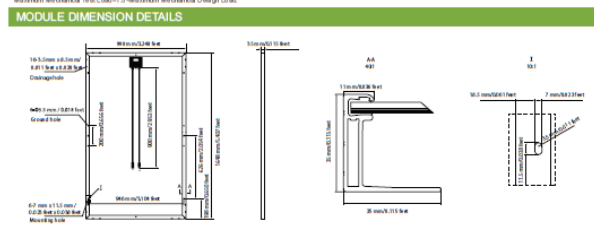


ELECTRICAL SPECIFICATIONS				
	275 Wp	280 Wp	285 Wp	290 Wp
STC rated output (P _{max}) ¹	31.12 V	31.20 V	31.38 V	31.55 V
Rated voltage (V _{mp}) at STC	8.85 A	8.99 A	9.09 A	9.20 A
Rated current (I _{mp}) at STC	38.45 V	38.69 V	38.94 V	39.18 V
Open circuit voltage (V _{oc}) at STC	9.52 A	9.59 A	9.68 A	9.75 A
Short circuit current (I _{sc}) at STC	16.9%	17.2%	17.5%	17.8%
Module efficiency	206.3 Wp	210.0 Wp	213.8 Wp	217.5 Wp
Rated output (P _{max}) at NOCT	28.15 V	28.22 V	28.41 V	28.56 V
Rated voltage (V _{mp}) at NOCT	7.33 A	7.44 A	7.52 A	7.62 A
Rated current (I _{mp}) at NOCT	35.13 V	35.35 V	35.57 V	35.79 V
Open circuit voltage (V _{oc}) at NOCT	8.02 A	8.08 A	8.15 A	8.21 A
Short circuit current (I _{sc}) at NOCT				
Temperature coefficient (P _{max})		-0.407%/°C		
Temperature coefficient (V _{oc})		+0.049%/°C		
Temperature coefficient (V _{mp})		-0.310%/°C		
Normal operating cell temperature (NOCT)		43±2°C		
Maximum system voltage (IEC61215)		1000V _{DC} or 1500V _{DC}		
Number of diodes		3		
Junction box IP rating		IP67		
Maximum series fuse rating		15 A		

¹ Measurement tolerance: ±1~3%
STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, AM=1.5
NOCT: Irradiance 800W/m², Ambient Temperature 25°C, AM=1.5, Wind Speed 1m/s

MECHANICAL SPECIFICATIONS	
Outer dimensions (L x W x H)	1648 x 960 x 35 mm 64.88 x 38.98 x 1.38 in
Frame technology	Aluminum, silver anodized
Module composition	Glass / EVA / Backsheet (white)
Front glass thickness	3.2 mm / 0.13 in
® Cable length (IEC61215)	900 mm / 35.43 in
® Cable diameter (IEC61215)	4 mm ² / 12 AWG
® Maximum mechanical test load	6000 Pa
Fire performance (IEC61215)	Class C (IEC) or Type 1 (UL)
Connector type (IEC61215)	MC4 compatible

® Optional: 900(+/-) 800(-) mm or 1000 mm for defined projects in advance.
® Refer to Astroenergy specification installation manual or contact technical department.
Maximum Mechanical Test Load=1.5*Maximum Mechanical Design Load



© Chint Solar (Zhejiang) Co., Ltd. Reserves the right of final interpretation, please contact our company to use the latest version for contract.
www.astroenergy.com

Astroenergy 01-2018

Anexo C. – Ficha Técnica Inversor Sistema 1

SUNNY TRIPOWER
5000TL – 12000TL



Economical

- Maximum efficiency of 99.3 %
- Shade management with OptiFlex Global Peak
- Active temperature management with OptiCool

Flexible

- DC input voltage of up to 1,000 V
- Integrated grid management functions
- Reactive power supply
- Module-tailored system design with OptiFlex

Communicative

- SMA Webconnect
- Sunny Portal communication
- SMA and SunSpec Modbus communication
- Simple country configuration
- Multifunction relay comes standard

Easy-to-Use

- Three-phase feed-in
- Cable connection without tools
- SUNCLIX DC plug-in system
- Integrated ESS (Electronic Safety Switch)
- Easy wall mounting

SUNNY TRIPOWER 5000TL – 12000TL

The Three-Phase Inverter – Not Only for Your Home...

...but also perfectly suited to the design of the traditional residential PV system up to the higher power output range. After all, with the addition of the new 10 kVA and 12 kVA versions to the portfolio, the Sunny Tripower product range covers a broad spectrum of applications. Users benefit from numerous tried-and-tested product features. Highly flexible with its proven OptiFlex technology and asymmetrical multistring, it delivers maximum yields with a top efficiency rating and OptiTrac Global Peak. In addition to SMA and SunSpec Modbus communication, it also comes standard with a direct Sunny Portal connection via SMA Webconnect. Other standard features include integrated grid management functions, reactive power supply and suitability for operation with a 30 mA RCD. In summary, when it comes to system design in the 5 kW to 12 kW power class, the Sunny Tripower is the optimum product solution – for applications ranging from use in your own home and larger PV rooftop systems to implementation of small-scale PV farms.

Sunny Tripower 7000TL	Sunny Tripower 8000TL	Sunny Tripower 9000TL
13,500 Wp	13,500 Wp	13,500 Wp
1000 V	1000 V	1000 V
290 V to 800 V / 580 V	330 V to 800 V / 580 V	370 V to 800 V / 580 V
150 V / 188 V	150 V / 188 V	150 V / 188 V
15 A / 10 A	15 A / 10 A	15 A / 10 A
25 A / 15 A	25 A / 15 A	25 A / 15 A
2 / A2, B2	2 / A2, B2	2 / A2, B2
7000 W	8000 W	9000 W
7000 VA	8000 VA	9000 VA
3 / N / PE, 220 / 380 V	3 / N / PE, 220 / 380 V	3 / N / PE, 220 / 380 V
3 / N / PE, 230 / 400 V	3 / N / PE, 230 / 400 V	3 / N / PE, 230 / 400 V
3 / N / PE, 240 / 415 V	3 / N / PE, 240 / 415 V	3 / N / PE, 240 / 415 V
160 V to 280 V	160 V to 280 V	160 V to 280 V
50 Hz, 60 Hz / -5 Hz to +5 Hz	50 Hz, 60 Hz / -5 Hz to +5 Hz	50 Hz, 60 Hz / -5 Hz to +5 Hz
50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V
10 A	11.6 A	12.1 A
1	1	1
0.8 oversized to 0.8 undersized	0.8 oversized to 0.8 undersized	0.8 oversized to 0.8 undersized
3 / 3	3 / 3	3 / 3
98 % / 97.5 %	98 % / 97.6 %	98 % / 97.6 %
●	●	●
● / ●	● / ●	● / ●
● / ● / -	● / ● / -	● / ● / -
●	●	●
1 / III	1 / III	1 / III
470 / 730 / 240 mm (18.5 / 28.7 / 9.5 inch)	470 / 730 / 240 mm (18.5 / 28.7 / 9.5 inch)	470 / 730 / 240 mm (18.5 / 28.7 / 9.5 inch)
37 kg (81.6 lb)	37 kg (81.6 lb)	37 kg (81.6 lb)
-25 °C to +60 °C (-13 °F to +140 °F)	-25 °C to +60 °C (-13 °F to +140 °F)	-25 °C to +60 °C (-13 °F to +140 °F)
40 dB(A)	40 dB(A)	40 dB(A)
1 W	1 W	1 W
Transformerless / OptiCool	Transformerless / OptiCool	Transformerless / OptiCool
99.5	99.5	99.5
4K4H	4K4H	4K4H
100 %	100 %	100 %
SUNCLIX / spring-cage terminal	SUNCLIX / spring-cage terminal	SUNCLIX / spring-cage terminal
Graphic	Graphic	Graphic
○ / ● / ●	○ / ● / ●	○ / ● / ●
● / ○	● / ○	● / ○
● / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○
AS 4777:2015, CE, CB 021:2016, C10/11:2012, DIN EN 62109-1, EN 504381, G59/3, G59/2, EC 61727/MSA, IEC 62092, NEM B1 50638, NEC 09731, IEC 60361, IEC 60361-2, IEC 60361-3, IEC 60361-4, IEC 60361-5, IEC 60361-6, IEC 60361-7, IEC 60361-8, IEC 60361-9, IEC 60361-10, IEC 60361-11, IEC 60361-12, IEC 60361-13, IEC 60361-14, IEC 60361-15, IEC 60361-16, IEC 60361-17, IEC 60361-18, IEC 60361-19, IEC 60361-20, IEC 60361-21, IEC 60361-22, IEC 60361-23, IEC 60361-24, IEC 60361-25, IEC 60361-26, IEC 60361-27, IEC 60361-28, IEC 60361-29, IEC 60361-30, IEC 60361-31, IEC 60361-32, IEC 60361-33, IEC 60361-34, IEC 60361-35, IEC 60361-36, IEC 60361-37, IEC 60361-38, IEC 60361-39, IEC 60361-40, IEC 60361-41, IEC 60361-42, IEC 60361-43, IEC 60361-44, IEC 60361-45, IEC 60361-46, IEC 60361-47, IEC 60361-48, IEC 60361-49, IEC 60361-50, IEC 60361-51, IEC 60361-52, IEC 60361-53, IEC 60361-54, IEC 60361-55, IEC 60361-56, IEC 60361-57, IEC 60361-58, IEC 60361-59, IEC 60361-60, IEC 60361-61, IEC 60361-62, IEC 60361-63, IEC 60361-64, IEC 60361-65, IEC 60361-66, IEC 60361-67, IEC 60361-68, IEC 60361-69, IEC 60361-70, IEC 60361-71, IEC 60361-72, IEC 60361-73, IEC 60361-74, IEC 60361-75, IEC 60361-76, IEC 60361-77, IEC 60361-78, IEC 60361-79, IEC 60361-80, IEC 60361-81, IEC 60361-82, IEC 60361-83, IEC 60361-84, IEC 60361-85, IEC 60361-86, IEC 60361-87, IEC 60361-88, IEC 60361-89, IEC 60361-90, IEC 60361-91, IEC 60361-92, IEC 60361-93, IEC 60361-94, IEC 60361-95, IEC 60361-96, IEC 60361-97, IEC 60361-98, IEC 60361-99, IEC 60361-100, IEC 60361-101, IEC 60361-102, IEC 60361-103, IEC 60361-104, IEC 60361-105, IEC 60361-106, IEC 60361-107, IEC 60361-108, IEC 60361-109, IEC 60361-110, IEC 60361-111, IEC 60361-112, IEC 60361-113, IEC 60361-114, IEC 60361-115, IEC 60361-116, IEC 60361-117, IEC 60361-118, IEC 60361-119, IEC 60361-120, IEC 60361-121, IEC 60361-122, IEC 60361-123, IEC 60361-124, IEC 60361-125, IEC 60361-126, IEC 60361-127, IEC 60361-128, IEC 60361-129, IEC 60361-130, IEC 60361-131, IEC 60361-132, IEC 60361-133, IEC 60361-134, IEC 60361-135, IEC 60361-136, IEC 60361-137, IEC 60361-138, IEC 60361-139, IEC 60361-140, IEC 60361-141, IEC 60361-142, IEC 60361-143, IEC 60361-144, IEC 60361-145, IEC 60361-146, IEC 60361-147, IEC 60361-148, IEC 60361-149, IEC 60361-150, IEC 60361-151, IEC 60361-152, IEC 60361-153, IEC 60361-154, IEC 60361-155, IEC 60361-156, IEC 60361-157, IEC 60361-158, IEC 60361-159, IEC 60361-160, IEC 60361-161, IEC 60361-162, IEC 60361-163, IEC 60361-164, IEC 60361-165, IEC 60361-166, IEC 60361-167, IEC 60361-168, IEC 60361-169, IEC 60361-170, IEC 60361-171, IEC 60361-172, IEC 60361-173, IEC 60361-174, IEC 60361-175, IEC 60361-176, IEC 60361-177, IEC 60361-178, IEC 60361-179, IEC 60361-180, IEC 60361-181, IEC 60361-182, IEC 60361-183, IEC 60361-184, IEC 60361-185, IEC 60361-186, IEC 60361-187, IEC 60361-188, IEC 60361-189, IEC 60361-190, IEC 60361-191, IEC 60361-192, IEC 60361-193, IEC 60361-194, IEC 60361-195, IEC 60361-196, IEC 60361-197, IEC 60361-198, IEC 60361-199, IEC 60361-200, IEC 60361-201, IEC 60361-202, IEC 60361-203, IEC 60361-204, IEC 60361-205, IEC 60361-206, IEC 60361-207, IEC 60361-208, IEC 60361-209, IEC 60361-210, IEC 60361-211, IEC 60361-212, IEC 60361-213, IEC 60361-214, IEC 60361-215, IEC 60361-216, IEC 60361-217, IEC 60361-218, IEC 60361-219, IEC 60361-220, IEC 60361-221, IEC 60361-222, IEC 60361-223, IEC 60361-224, IEC 60361-225, IEC 60361-226, IEC 60361-227, IEC 60361-228, IEC 60361-229, IEC 60361-230, IEC 60361-231, IEC 60361-232, IEC 60361-233, IEC 60361-234, IEC 60361-235, IEC 60361-236, IEC 60361-237, IEC 60361-238, IEC 60361-239, IEC 60361-240, IEC 60361-241, IEC 60361-242, IEC 60361-243, IEC 60361-244, IEC 60361-245, IEC 60361-246, IEC 60361-247, IEC 60361-248, IEC 60361-249, IEC 60361-250, IEC 60361-251, IEC 60361-252, IEC 60361-253, IEC 60361-254, IEC 60361-255, IEC 60361-256, IEC 60361-257, IEC 60361-258, IEC 60361-259, IEC 60361-260, IEC 60361-261, IEC 60361-262, IEC 60361-263, IEC 60361-264, IEC 60361-265, IEC 60361-266, IEC 60361-267, IEC 60361-268, IEC 60361-269, IEC 60361-270, IEC 60361-271, IEC 60361-272, IEC 60361-273, IEC 60361-274, IEC 60361-275, IEC 60361-276, IEC 60361-277, IEC 60361-278, IEC 60361-279, IEC 60361-280, IEC 60361-281, IEC 60361-282, IEC 60361-283, IEC 60361-284, IEC 60361-285, IEC 60361-286, IEC 60361-287, IEC 60361-288, IEC 60361-289, IEC 60361-290, IEC 60361-291, IEC 60361-292, IEC 60361-293, IEC 60361-294, IEC 60361-295, IEC 60361-296, IEC 60361-297, IEC 60361-298, IEC 60361-299, IEC 60361-300, IEC 60361-301, IEC 60361-302, IEC 60361-303, IEC 60361-304, IEC 60361-305, IEC 60361-306, IEC 60361-307, IEC 60361-308, IEC 60361-309, IEC 60361-310, IEC 60361-311, IEC 60361-312, IEC 60361-313, IEC 60361-314, IEC 60361-315, IEC 60361-316, IEC 60361-317, IEC 60361-318, IEC 60361-319, IEC 60361-320, IEC 60361-321, IEC 60361-322, IEC 60361-323, IEC 60361-324, IEC 60361-325, IEC 60361-326, IEC 60361-327, IEC 60361-328, IEC 60361-329, IEC 60361-330, IEC 60361-331, IEC 60361-332, IEC 60361-333, IEC 60361-334, IEC 60361-335, IEC 60361-336, IEC 60361-337, IEC 60361-338, IEC 60361-339, IEC 60361-340, IEC 60361-341, IEC 60361-342, IEC 60361-343, IEC 60361-344, IEC 60361-345, IEC 60361-346, IEC 60361-347, IEC 60361-348, IEC 60361-349, IEC 60361-350, IEC 60361-351, IEC 60361-352, IEC 60361-353, IEC 60361-354, IEC 60361-355, IEC 60361-356, IEC 60361-357, IEC 60361-358, IEC 60361-359, IEC 60361-360, IEC 60361-361, IEC 60361-362, IEC 60361-363, IEC 60361-364, IEC 60361-365, IEC 60361-366, IEC 60361-367, IEC 60361-368, IEC 60361-369, IEC 60361-370, IEC 60361-371, IEC 60361-372, IEC 60361-373, IEC 60361-374, IEC 60361-375, IEC 60361-376, IEC 60361-377, IEC 60361-378, IEC 60361-379, IEC 60361-380, IEC 60361-381, IEC 60361-382, IEC 60361-383, IEC 60361-384, IEC 60361-385, IEC 60361-386, IEC 60361-387, IEC 60361-388, IEC 60361-389, IEC 60361-390, IEC 60361-391, IEC 60361-392, IEC 60361-393, IEC 60361-394, IEC 60361-395, IEC 60361-396, IEC 60361-397, IEC 60361-398, IEC 60361-399, IEC 60361-400, IEC 60361-401, IEC 60361-402, IEC 60361-403, IEC 60361-404, IEC 60361-405, IEC 60361-406, IEC 60361-407, IEC 60361-408, IEC 60361-409, IEC 60361-410, IEC 60361-411, IEC 60361-412, IEC 60361-413, IEC 60361-414, IEC 60361-415, IEC 60361-416, IEC 60361-417, IEC 60361-418, IEC 60361-419, IEC 60361-420, IEC 60361-421, IEC 60361-422, IEC 60361-423, IEC 60361-424, IEC 60361-425, IEC 60361-426, IEC 60361-427, IEC 60361-428, IEC 60361-429, IEC 60361-430, IEC 60361-431, IEC 60361-432, IEC 60361-433, IEC 60361-434, IEC 60361-435, IEC 60361-436, IEC 60361-437, IEC 60361-438, IEC 60361-439, IEC 60361-440, IEC 60361-441, IEC 60361-442, IEC 60361-443, IEC 60361-444, IEC 60361-445, IEC 60361-446, IEC 60361-447, IEC 60361-448, IEC 60361-449, IEC 60361-450, IEC 60361-451, IEC 60361-452, IEC 60361-453, IEC 60361-454, IEC 60361-455, IEC 60361-456, IEC 60361-457, IEC 60361-458, IEC 60361-459, IEC 60361-460, IEC 60361-461, IEC 60361-462, IEC 60361-463, IEC 60361-464, IEC 60361-465, IEC 60361-466, IEC 60361-467, IEC 60361-468, IEC 60361-469, IEC 60361-470, IEC 60361-471, IEC 60361-472, IEC 60361-473, IEC 60361-474, IEC 60361-475, IEC 60361-476, IEC 60361-477, IEC 60361-478, IEC 60361-479, IEC 60361-480, IEC 60361-481, IEC 60361-482, IEC 60361-483, IEC 60361-484, IEC 60361-485, IEC 60361-486, IEC 60361-487, IEC 60361-488, IEC 60361-489, IEC 60361-490, IEC 60361-491, IEC 60361-492, IEC 60361-493, IEC 60361-494, IEC 60361-495, IEC 60361-496, IEC 60361-497, IEC 60361-498, IEC 60361-499, IEC 60361-500, IEC 60361-501, IEC 60361-502, IEC 60361-503, IEC 60361-504, IEC 60361-505, IEC 60361-506, IEC 60361-507, IEC 60361-508, IEC 60361-509, IEC 60361-510, IEC 60361-511, IEC 60361-512, IEC 60361-513, IEC 60361-514, IEC 60361-515, IEC 60361-516, IEC 60361-517, IEC 60361-518, IEC 60361-519, IEC 60361-520, IEC 60361-521, IEC 60361-522, IEC 60361-523, IEC 60361-524, IEC 60361-525, IEC 60361-526, IEC 60361-527, IEC 60361-528, IEC 60361-529, IEC 60361-530, IEC 60361-531, IEC 60361-532, IEC 60361-533, IEC 60361-534, IEC 60361-535, IEC 60361-536, IEC 60361-537, IEC 60361-538, IEC 60361-539, IEC 60361-540, IEC 60361-541, IEC 60361-542, IEC 60361-543, IEC 60361-544, IEC 60361-545, IEC 60361-546, IEC 60361-547, IEC 60361-548, IEC 60361-549, IEC 60361-550, IEC 60361-551, IEC 60361-552, IEC 60361-553, IEC 60361-554, IEC 60361-555, IEC 60361-556, IEC 60361-557, IEC 60361-558, IEC 60361-559, IEC 60361-560, IEC 60361-561, IEC 60361-562, IEC 60361-563, IEC 60361-564, IEC 60361-565, IEC 60361-566, IEC 60361-567, IEC 60361-568, IEC 60361-569, IEC 60361-570, IEC 60361-571, IEC 60361-572, IEC 60361-573, IEC 60361-574, IEC 60361-575, IEC 60361-576, IEC 60361-577, IEC 60361-578, IEC 60361-579, IEC 60361-580, IEC 60361-581, IEC 60361-582, IEC 60361-583, IEC 60361-584, IEC 60361-585, IEC 60361-586, IEC 60361-587, IEC 60361-588, IEC 60361-589, IEC 60361-590, IEC 60361-591, IEC 60361-592, IEC 60361-593, IEC 60361-594, IEC 60361-595, IEC 60361-596, IEC 60361-597, IEC 60361-598, IEC 60361-599, IEC 60361-600, IEC 60361-601, IEC 60361-602, IEC 60361-603, IEC 60361-604, IEC 60361-605, IEC 60361-606, IEC 60361-607, IEC 60361-608, IEC 60361-609, IEC 60361-610, IEC 60361-611, IEC 60361-612, IEC 60361-613, IEC 60361-614, IEC 60361-615, IEC 60361-616, IEC 60361-617, IEC 60361-618, IEC 60361-619, IEC 60361-620, IEC 60361-621, IEC 60361-622, IEC 60361-623, IEC 60361-624, IEC 60361-625, IEC 60361-626, IEC 60361-627, IEC 60361-628, IEC 60361-629, IEC 60361-630, IEC 60361-631, IEC 60361-632, IEC 60361-633, IEC 60361-634, IEC 60361-635, IEC 60361-636, IEC 60361-637, IEC 60361-638, IEC 60361-639, IEC 60361-640, IEC 60361-641, IEC 60361-642, IEC 60361-643, IEC 60361-644, IEC 60361-645, IEC 60361-646, IEC 60361-647, IEC 60361-648, IEC 60361-649, IEC 60361-650, IEC 60361-651, IEC 60361-652, IEC 60361-653, IEC 60361-654, IEC 60361-655, IEC 60361-656, IEC 60361-657, IEC 60361-658, IEC 60361-659, IEC 60361-660, IEC 60361-661, IEC 60361-662, IEC 60361-663, IEC 60361-664, IEC 60361-665, IEC 60361-666, IEC 60361-667, IEC 60361-668, IEC 60361-669, IEC 60361-670, IEC 60361-671, IEC 60361-672, IEC 60361-673, IEC 60361-674, IEC 60361-675, IEC 60361-676, IEC 60361-677, IEC 60361-678, IEC 60361-679, IEC 60361-680, IEC 60361-681, IEC 60361-682, IEC 60361-683, IEC 60361-684, IEC 60361-685, IEC 60361-686, IEC 60361-687, IEC 60361-688, IEC 60361-689, IEC 60361-690, IEC 60361-691, IEC 60361-692, IEC 60361-693, IEC 60361-69		


Anexo D. – Ficha Técnica Inversor Sistema 3

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging



FRONIUS ENERGY PACKAGE

/ La solución de almacenamiento para 24 horas de sol



/ Concepto de cambio de circuitos topológicos

/ Tecnología SnapInverter

/ Comunicación de datos integrada

/ Seguimiento inteligente CMPP

/ Smart Grid Ready

/ Preparado para Almacenar

/ La visión de Fronius "24 horas de sol" representa el suministro de energía de las próximas décadas. El Fronius Symo Hybrid es el núcleo de la solución de almacenamiento para 24 horas de sol: el Fronius Energy Package. Con categorías de potencia entre 3,0 y 5,0 kW, este inversor trifásico permite que la energía fotovoltaica producida y no utilizada sea almacenada en una batería. El resultado es la maximización del autoconsumo de energía disponible y la más alta independencia del suministro energético, permitiendo utilizar el exceso de electricidad en los momentos de baja o nula generación de energía. La función de emergencia permite que en caso de fallos en el suministro, apagones...etc, se pueda utilizar la energía almacenada (Puede equiparse con la función de emergencia desde finales de 2015). Este inversor presenta una profesional configuración y visualización del sistema gracias al servidor web integrado con una Interface fácil de utilizar, WLAN y Ethernet. El acoplamiento por corriente continua de la batería asegura la máxima eficiencia de todo el sistema.

DATOS TÉCNICOS FRONIUS SYMO HYBRID

DATOS GENERALES	SYMO HYBRID 3.0-3-S	SYMO HYBRID 4.0-3-S	SYMO HYBRID 5.0-3-S
Dimensiones (altura x anchura x profundidad)	645 x 431 x 204 mm		
Peso	19,9 kg		
Tipo de protección	IP 65		
Clase de protección	1		
Categoría de sobretensión (CC / CA) ¹⁾	2 / 3		
Concepto de Inversor	Sin transformador		
Refrigeración	Refrigeración de aire regulada		
Instalación	Instalación interior y exterior		
Margen de temperatura ambiente	-25 - +60°C		
Humedad de aire admisible	0 - 100 %		
Máxima altitud	2.000 m (rango de tensión sin restricciones / con restricciones)		
Tecnología de conexión CC	Conexión de 2x CC+ y 2x CC- bornes roscados 2,5 mm ² - 16 mm ²		
Tecnología de conexión CC de la batería	Conexión de 1x CC+ y 1x CC- bornes roscados 2,5 mm ² - 16 mm ²		
Tecnología de conexión principal	Conexión de 5-pin CA bornes roscados 2,5 mm ² - 16 mm ²		
Certificados y cumplimiento de normas	VDE AR N 4105, ÖVE / ÖNORM E 8001-4-712, DIN V VDE 0126-1-1		
Capacidad independiente	SI		
Tiempo de transición a la función de emergencia	5 seg.		
RENDIMIENTO	SYMO HYBRID 3.0-3-S	SYMO HYBRID 4.0-3-S	SYMO HYBRID 5.0-3-S
Máximo rendimiento (FV-red)	97,5 %	97,6 %	
Máx. eficiencia (FV-batería-red)	> 90,0 %	> 90,0 %	> 90,0 %
Rendimiento europeo (FV-red)	95,2 %	95,7 %	96,0 %
EQUIPAMIENTO DE SEGURIDAD	SYMO HYBRID 3.0-3-S	SYMO HYBRID 4.0-3-S	SYMO HYBRID 5.0-3-S
Seccionador CC	Integrado		
Comportamiento de sobrecarga	Desplazamiento del punto de trabajo, limitación de potencia		
Medición del aislamiento CC	Integrado		
RCMU integral	SI		
INTERFACES	SYMO HYBRID 3.0-3-S	SYMO HYBRID 4.0-3-S	SYMO HYBRID 5.0-3-S
WLAN / Ethernet LAN	Fronius Solarweb, Modbus TCP SunSpec, Fronius Solar API (JSON)		
Datalogger y Servidor web	Integrado		
Interface con batería y contador	Modbus RTU SunSpec (RS485)		

¹⁾ De acuerdo con IEC 62109-1.

Anexo E. – Ficha Técnica Bateria

Innovation for a Better Life

LG Chem

Change Your Energy Charge Your Life



Compact Size & Easy Installation

The compact and lightweight nature of the RESU is world-class. It is designed to allow easy wall-mounted or floor-standing installation for both indoor and outdoor applications. The inverter connections have also been simplified, reducing installation time and costs.



Powerful Performance

The new RESU series features industry-leading continuous power (4.2kW for RESU6.5) and DC round-trip efficiency (95%). LG Chem's L&S (Lamination & Stacking) technology provides durability ensuring 80% of capacity retention after 10 years.



Proven Safety

LG Chem places the highest priority on safety and utilizes the same technology for its ESS products that has a proven safety record in its automotive battery. All products are fully certified in relevant global standards.

RESU

400V



Models	RESU7H	RESU10H	
Total Energy [kWh]	7.0	9.8	
Usable Energy [kWh]	6.6	9.3	
Capacity [Ah]	63	63	
Voltage Range [V]	350~450	350~450	385~550
Max Power [kW]	3.5	5.0	
Peak Power [kW] (for 10 sec.)	5.0	7.0	
Dimension [W x H x D, mm]	744 x 692 x 206	744 x 907 x 206	
Weight [kg]	76	97	99.8
Enclosure Protection Rating	IP55		
Communication	RS485	RS485	CAN 2.0 B
Certificates	Cell	UL 1642	
	Product	TUV (IEC 62619) / CE	TUV (IEC 62619) / UL1973 / CE

Compatible Inverter Brands: SMA, SolarEdge (As of 3Q, 2016, More brands to be added)