

Estudo da viabilidade técnico-económica de postos de
carregamento para veículos elétricos utilizando
coberturas fotovoltaicas nos parques de
estacionamento do ISEP

Tânia Bastos

Dissertação submetida para a obtenção do grau de Mestre em
Energias Sustentáveis

Instituto Superior de Engenharia do Porto
Departamento de Engenharia Mecânica

28 de novembro de 2016

Relatório da Unidade Curricular de Dissertação/Projeto/Estágio do 2º ano do Mestrado em
Energias Sustentáveis

Candidato: Tânia Bastos, N° 1090799, 1090799@isep.ipp.pt

Orientação Científica: Prof. Doutor António Andrade, ata@isep.ipp.pt

Empresa: Instituto Superior de Engenharia do Porto

Mestrado em Engenharia Energias Sustentáveis
Departamento de Engenharia Mecânica



28 de novembro de 2016

“Aprendi através da experiência amarga a suprema lição: controlar minha ira e torná-la como o calor que é convertido em energia. Nossa ira controlada pode ser convertida numa força capaz de mover o mundo.”

Mahatma Gandhi

Agradecimentos

Este projeto representa o fim de mais um ciclo da minha formação académica e pessoal, acreditando que me leve ao início de outro. Foi uma caminhada muito dura, com alguns contratempos pelo meio, mas que no final vale a pena o sofrimento e o trabalho.

Tenho a agradecer ao Instituto Superior de Engenharia do Porto (ISEP) pela possibilidade que me deu em aqui poder estudar, bem como a todos os docentes que me acompanharam por todos os conhecimentos adquiridos ao longo do mestrado.

Ao meu orientador, Prof. Doutor António Andrade pelo seu apoio, disponibilidade, compreensão e paciência que sempre demonstrou para comigo. O meu sincero obrigado por me ter orientado e indicado o caminho mais correto quando precisei.

À minha família, em especial aos meus pais, que sempre depositaram em mim uma confiança extrema e me compreenderam e apoiaram em todos os momentos da minha vida académica.

Ao meu namorado um agradecimento especial, pois sem ele não teria conseguido realizar este projeto. Obrigada por acreditares em mim, me chamares à razão e por me dares força nos momentos que eu mais precisei.

Ao João e à Ivete pelo apoio incondicional e pelas palavras amigas que sempre me transmitiram.

Por fim, aos meus amigos que ouviram todas as minhas angústias e que me fizeram acreditar que era possível.

A todos o meu sincero obrigada,

Resumo

O paradigma energético atual é caracterizado por uma enorme dependência de combustíveis fósseis para obtenção de energia. Para além da escassez e do preço elevado destes recursos, a sua utilização em larga escala tem graves consequências para o meio ambiente.

O previsível aumento das necessidades energéticas globais, devido ao aumento da população mundial e ao desenvolvimento das denominadas economias emergentes, implica que sejam criadas alternativas para um futuro sustentável onde as energias renováveis assumem um papel fundamental.

Em Portugal existem condições privilegiadas para o bom desenvolvimento no campo das energias renováveis. Como tal, há que, sempre que possível e vantajoso, utilizar este tipo de energias e proteger o ambiente.

Procura-se assim com este projeto para além de apresentar um estudo teórico, proporcionar uma orientação à implementação de sistemas fotovoltaicos destinados ao abastecimento de veículos elétricos, podendo este estudo ser aproveitado pelo ISEP.

Foram analisados os passos que, no seu conjunto, constituem uma metodologia adequada para efetuar o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos. Foi realizado o dimensionamento e o estudo da viabilidade económica de coberturas fotovoltaicas para os parques de estacionamento do ISEP com o intuito de carregamento de veículos elétricos, e concluiu-se que se trata de um projeto viável e rentável para o ISEP, sendo uma mais valia para os seus alunos e funcionários e para a sustentabilidade do planeta.

Também o estado atual e as perspetivas futuras do fotovoltaico em Portugal e no Mundo foram examinados, mediante dados estatísticos e previsões.

Palavras-Chave

Energia Solar, Energias Renováveis, Energia Fotovoltaica, Sustentabilidade, Sistemas Fotovoltaicos, Veículos Elétricos, Estação de Carregamento para Veículos Elétricos, Viabilidade Técnica e Económica.

Abstract

The current energetic paradigm is characterized by a heavy dependence on fossil fuels to obtain energy. Apart from the scarcity and high price of these resources, their large-scale use has serious consequences for the environment.

The predictable rise of the global energetic needs caused both by the world population rise and the development of the nominated emerging economies implies that alternatives have to be created for a sustainable future where renewable energies play a key role.

There are in Portugal privileged conditions for a successful development in the field of renewable energy. Thus whenever possible and advantageous, this type of energies should be used to protect the environment.

More than presenting a theoretical study, it is aimed with this project to provide guidance to the implementation of photovoltaic systems intended for the supply of electric vehicles, enabling this study to be used by ISEP.

It were analyzed the steps which as a whole establish an appropriate methodology to perform the dimensioning of the photovoltaic systems. It was carried out the dimensioning and the study of the economic feasibility of photovoltaic cover for ISEP's car parking with the purpose of charging station for electric vehicles, and concluded that this is a viable and profitable project for ISEP, being an asset for its students and employees and for the sustainability of the planet.

The current status and future prospects of the photovoltaic (PV) in Portugal and in the world were also examined by means of statistical data and forecasts.

Keywords

Solar Energy, Renewables Energies, Photovoltaic Energy, Sustainability, Photovoltaic Systems, Electric Vehicle, Charging Station for Electric Vehicles, Technical and Economical Feasibility

Índice

AGRADECIMENTOS	VII
RESUMO	IX
ABSTRACT	XI
ÍNDICE	XIII
ÍNDICE DE FIGURAS	XV
ÍNDICE DE TABELAS	XIX
NOMENCLATURA	XXII
ABREVIATURAS	XXII
1. INTRODUÇÃO	1
1.1. OBJETIVOS	2
1.2. ORGANIZAÇÃO DO RELATÓRIO	3
2. ESTADO DE ARTE	5
2.1. ENERGIA SOLAR	5
2.1.1. <i>Fatores que influenciam a intensidade da Radiação Solar</i>	6
2.1.2. <i>Componentes da Radiação Solar</i>	8
2.1.3. <i>Níveis de Radiação Solar em Portugal</i>	9
2.2. TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA	10
2.2.1. <i>Efeito Fotovoltaico</i>	11
2.2.2. <i>Princípio de funcionamento</i>	13
2.2.3. <i>Tipos de células</i>	15
a) Células de Silício Cristalino	15
b) Células de Película Fina	16
c) Células Híbridas	17
2.2.4. <i>Componentes de um sistema fotovoltaico e sua função</i>	18
2.2.5. <i>Eficiência das células fotovoltaicas</i>	19
2.2.6. <i>Vantagens e desvantagens</i>	20
2.3. VEÍCULOS ELÉTRICOS	21
2.3.1. <i>História</i>	21
2.3.2. <i>Diferentes Tipos de Carros elétricos</i>	23
2.3.3. <i>Carregamento de um Veículo elétrico</i>	26
a) Modo 1	26
b) Modo 2	27

c) Modo 3	28
d) Modo 4	29
2.3.4. <i>Vantagens e Desvantagens do VE</i>	30
3. CASO EM ESTUDO	31
3.1. LOCALIZAÇÃO E ÁREAS DISPONÍVEIS	31
3.2. DIMENSIONAMENTO DOS SISTEMAS FV	38
3.2.1. <i>Escolha dos painéis</i>	38
3.2.2. <i>Escolha do Inversor</i>	39
3.2.3. <i>Determinação do número de módulos</i>	44
3.3. APRESENTAÇÃO DA CONFIGURAÇÃO DO SISTEMA	47
4. ESTUDO DA VIABILIDADE ECONÓMICA	56
5. CONCLUSÕES	71
REFERÊNCIAS DOCUMENTAIS	75
ANEXO A. CARATERÍSTICAS TÉCNICAS DOS INVERSORES SUNNY TRIPower	79
ANEXO B. CARATERÍSTICAS TÉCNICAS DOS MÓDULOS SUNPOWER X21 335 [43]	82
ANEXO C. CARATERÍSTICAS TÉCNICAS DOS MÓDULOS SW 290 [44]	83
ANEXO D. RESULTADOS DA SIMULAÇÃO PARA O SISTEMA 1	84
ANEXO E. RESULTADOS DA SIMULAÇÃO PARA O SISTEMA 2	87
ANEXO F. RESULTADOS DA SIMULAÇÃO PARA O SISTEMA 3	90
ANEXO G. RESULTADOS DA SIMULAÇÃO PARA O SISTEMA 4	93
ANEXO H. RESULTADOS DA SIMULAÇÃO PARA O SISTEMA 5	96
ANEXO I. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DO POSTO DE CARREGAMENTO PÚBLICO DA EFACEC	99
ANEXO J. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DO POSTO DE CARREGAMENTO RÁPIDO DA EFACEC	101

Índice de Figuras

Figura 1 – Veículos elétricos ligeiros de passageiros vendidos em Portugal [2]	2
Figura 2 - Princípio da reação de fusão [5]	6
Figura 3 - Variação do ângulo de incidência dos raios solares com a latitude [6]	6
Figura 4 - Movimento de Translação da Terra [7]	7
Figura 5 - Movimento do Sol ao longo de um dia.....	7
Figura 6 - Balanço da radiação solar que entra na atmosfera [9]	8
Figura 7 - Componentes da radiação solar [8]	8
Figura 8 - Insolação Solar na Europa [12]	9
Figura 9 - Número de horas de sol diárias (esquerda) e total de horas de sol (direita) no período de Julho de 2015 a Junho de 2016 (programa online) [13].....	10
Figura 10 - Primeira aplicação de uma célula de silício, como fonte de alimentação de uma rede telefónica local, em 1955 [15].....	11
Figura 11 - Dopagem de silício com átomo de fósforo [17]	12
Figura 12 - Dopagem de silício com átomo de Boro [17].....	12
Figura 13 - Associação de células em série e respetivo diagrama [19].....	13
Figura 14 - Associação de células em paralelo e respetivo diagrama [19]	14
Figura 15 - Corte transversal de uma célula fotovoltaica [18]	14
Figura 16 - Célula de silício monocristalino (esquerda) e policristalino (direita)[20]	16
Figura 17 - Célula de silício amorfo (esquerda); célula de película fina (direita) [21]	17
Figura 18 - Sistema Solar Fotovoltaico [22]	19
Figura 19 – Momento em que é atingida a paridade da rede em Portugal [24]	20
Figura 20 – Protótipo do primeiro automóvel elétrico de sucesso construído por William Morrison of Des Moines (1891) [25]	22
Figura 21 - Esquerda: Jeantaud Duc estabeleceu o record oficial de velocidade na estrada em 1898 [28]; Direita: Camille Jenatzy com seu carro elétrico, foi o primeiro a quebrar a velocidade da barreira dos 100km/h em 1899 [29]	22
Figura 22 - Toyota Prius lançado em 1997 [30].....	23
Figura 23 - Exemplo de um veículo puramente elétrico [31].....	24
Figura 24 - Esquema de carregamento de um veículo elétrico a bateria [32]	24
Figura 25 - Exemplo de um veículo elétrico de “vizinhança” – carro de golfe [34].....	24
Figura 26 - Esquema de carregamento de um veículo elétrico híbrido [32]	25
Figura 27 - Esquema de carregamento de um veículo elétrico a bateria [32]	25
Figura 28 -Esquema de carregamento de um veículo elétrico a célula de combustível [35]	25

Figura 29 - Esquema interno do carregamento normal de um VE [36]	26
Figura 30 - Tomada doméstica monofásica de 16 A com terra “Shüco” e respetiva ficha (à esquerda) e tomada industrial IEC 60309 monofásica de 16 A com terra e respetiva ficha (à direita) [36]	27
Figura 31 - Carregamento em Modo 1	27
Figura 32 - Cabo de carregamento Modo 2 com caixa de comando localizada numa extremidade – ICCB [37].....	28
Figura 33 - Carregamento em Modo 2	28
Figura 34 - Carregamento em modo 3.....	29
Figura 35 - Carregamento em Modo 4	29
Figura 36 - Localização dos possíveis locais para instalação dos sistemas fotovoltaicos [39]	32
Figura 37 - Localização do sistema 1: parque das motas	33
Figura 38 - Orientação do sistema 1: parque das motas.....	33
Figura 39 - Localização do sistema 2: Parque dos Funcionários	34
Figura 40 - Localização do sistema 3: fachada do Edifício F (lado esquerdo); Orientação do sistema 3 (lado direito).....	34
Figura 41 - Localização do sistema 4: fachada do Edifício F (lado esquerdo); Orientação do sistema 4 (lado direito).....	34
Figura 42 - Localização do sistema 5: estacionamento Robotics.....	35
Figura 43 - Orientação do sistema 5: estacionamento Robotics.....	35
Figura 44 - Ângulo ótimo a que devem ser instalados os módulos FV no ISEP [40].....	35
Figura 45 – Energia produzida mensalmente se os painéis tiverem uma inclinação de 34°.....	36
Figura 46 - Energia produzida mensalmente se os painéis tiverem uma inclinação de 30°	36
Figura 47 – Radiação diária média mensal incidente no ISEP.....	37
Figura 48 – Fotografia tirada em Outubro às 10:30 horas ao sombreamento da área escolhida para instalar o Sistema 4.....	37
Figura 49 – Esquema representativo da instalação dos módulos fotovoltaicos para os sistemas 3 e 4	39
Figura 50 – esquerda: Public charging station – posto de carregamento lento [46]; direita: Quick charge station – posto de carregamento rápido [47].....	54
Figura 51 - Cash-flow de exploração atualizado e cash-flow global acumulado em função do ano de instalação para o SFV 1 com uma taxa de utilização de 50%.	61
Figura 52 - Cash-flow de exploração atualizado e cash-flow global acumulado em função do ano de instalação para o SFV 2 com uma taxa de utilização de 50%.	62
Figura 53 - Cash-flow de exploração atualizado e cash-flow global acumulado em função do ano de instalação para o SFV 3 com uma taxa de utilização de 50%.	62
Figura 54 - Cash-flow de exploração atualizado e cash-flow global acumulado em função do ano de instalação para o SFV 4 com uma taxa de utilização de 50%.	63

Figura 55 - Cash-flow de exploração atualizado e cash-flow global acumulado em função do ano de instalação para o SFV 5 com uma taxa de utilização de 50%.....	63
--	----

Índice de Tabelas

Tabela 1 - Características dos locais a implementar os painéis fotovoltaicos.....	33
Tabela 2 - Características dos dois tipos de painéis escolhidos [43] [44][45]	38
Tabela 3 - Número de módulos SunPower X21 335 BLK a instalar em cada sistema fotovoltaico	41
Tabela 4 - Número de módulos SW 290 Mono a instalar em cada sistema fotovoltaico.....	41
Tabela 5 - Escolha do inversor para o sistema 1 composto por módulos fotovoltaicos SunPower X21 335 BLK [41]	41
Tabela 6 - Escolha do inversor para o sistema 1 composto por módulos fotovoltaicos SW 290 Mono [41] [42]	42
Tabela 7 - Escolha do inversor para o sistema 2 composto por módulos fotovoltaicos SunPower X21 335 BLK [41] [42].....	42
Tabela 8 - Escolha do inversor para o sistema 2 composto por módulos fotovoltaicos SW 290 Mono [42]	42
Tabela 9 - Escolha do inversor para o sistema 3 composto por módulos fotovoltaicos SunPower X21 335 BLK [41]	42
Tabela 10 - Escolha do inversor para o sistema 3 composto por módulos fotovoltaicos SW 290 Mono [41]	43
Tabela 11 - Escolha do inversor para o sistema 4 composto por módulos fotovoltaicos SunPower X21 335 BLK [41]	43
Tabela 12 - Escolha do inversor para o sistema 4 composto por módulos fotovoltaicos SW 290 Mono [41]	43
Tabela 13 - Escolha do inversor para o sistema 5 composto por módulos fotovoltaicos SunPower X21 335 BLK [42]	43
Tabela 14 - Escolha do inversor para o sistema 5 composto por módulos fotovoltaicos SW 290 Mono [41]	44
Tabela 15 - Dimensionamento do sistema 1 com módulos FV SunPower X21 – 335 BLK.....	47
Tabela 16 - Dimensionamento do sistema 1 com módulos FV SW 290 Mono	47
Tabela 17 - Configuração final do SFV 1 com módulos FV SunPower X21 – 335 BLK	48
Tabela 18 - Configuração final do SFV 1 com módulos FV SW 290 Mono	48
Tabela 19 - Configuração final do SFV 2 com módulos FV SunPower X21 – 335 BLK	48
Tabela 20 - Configuração final do SFV 2 com módulos FV SW 290 Mono	49
Tabela 21 - Configuração final do SFV 3 com módulos FV SunPower X21 – 335 BLK	49
Tabela 22 - Configuração final do SFV 3 com módulos FV SW 290 Mono	49
Tabela 23 - Configuração final do SFV 4 com módulos FV SunPower X21 – 335 BLK	50
Tabela 24 - Configuração final do SFV 4 com módulos FV SW 290 Mono	50

Tabela 25 - Configuração final do SFV 5 com módulos FV SunPower X21 – 335 BLK.....	50
Tabela 26 - Configuração final do SFV 5 com módulos FV SW 290 Mono	51
Tabela 27 - Tabela comparativa do número de módulos a instalar tendo em atenção a área disponível e o(s) inversor(es) escolhido(s)	51
Tabela 28 - Síntese das áreas disponível, utilizada e sobranse para efeitos de manutenção e segurança	52
Tabela 29 - Energia produzida pelos sistemas 1 e 2.....	52
Tabela 30 - Energia produzida pelos sistemas 3 e 4.....	53
Tabela 31 - Energia produzida pelo sistema 5.....	53
Tabela 32 - Resumo dos postos de carregamento de veículos elétricos a instalar em cada sistema	54
Tabela 33 - Tabela resumo da energia produzida em cada sistema.....	57
Tabela 34 - Energia produzida e retorno financeiro para o sistema fotovoltaico 1 com uma taxa de atualização de 50%.....	59
Tabela 35 - Energia produzida e retorno financeiro para o sistema fotovoltaico 2 com uma taxa de utilização de 50%.	59
Tabela 36 - - Energia produzida e retorno financeiro para o sistema fotovoltaico 3 com uma taxa de utilização de 50%.	60
Tabela 37 - Energia produzida e retorno financeiro para o sistema fotovoltaico 4 com uma taxa de utilização de 50%.	60
Tabela 38 - - Energia produzida e retorno financeiro para o sistema fotovoltaico 5 com uma taxa de utilização de 50%.	61
Tabela 39 - Indicadores económicos de decisão dos sistemas fotovoltaicos.....	64
Tabela 40 - Energia produzida e retorno financeiro para o sistema fotovoltaico 1 com uma taxa de atualização de 80%.....	65
Tabela 41 - Energia produzida e retorno financeiro para o sistema fotovoltaico 2 com uma taxa de atualização de 80%.....	65
Tabela 42 - Energia produzida e retorno financeiro para o sistema fotovoltaico 3 com uma taxa de atualização de 80%.....	66
Tabela 43 - Energia produzida e retorno financeiro para o sistema fotovoltaico 4 com uma taxa de atualização de 80%.....	66
Tabela 44 - Energia produzida e retorno financeiro para o sistema fotovoltaico 5 com uma taxa de atualização de 80%.....	67
Tabela 45 - Indicadores económicos de decisão dos sistemas fotovoltaicos para uma taxa de utilização de 80%.	67
Tabela 46 - Energia produzida e retorno financeiro para o sistema fotovoltaico 1 com uma taxa de atualização de 30%.....	68
Tabela 47 - Energia produzida e retorno financeiro para o sistema fotovoltaico 2 com uma taxa de atualização de 30%.....	68

Tabela 48 - Energia produzida e retorno financeiro para o sistema fotovoltaico 3 com uma taxa de atualização de 30%.....	69
Tabela 49 - Energia produzida e retorno financeiro para o sistema fotovoltaico 4 com uma taxa de atualização de 30%.....	69
Tabela 50 - Energia produzida e retorno financeiro para o sistema fotovoltaico 5 com uma taxa de atualização de 30%.....	70
Tabela 51 - Indicadores económicos de decisão dos sistemas fotovoltaicos para uma taxa de utilização de 30%.....	70
Tabela 52 - Tabela-resumo dos indicadores económicos de decisão dos cinco SFV para diferentes taxas de utilização.	72

Nomenclatura

Abreviaturas

AC	–	<i>Corrente Alternada</i>
ACAP	–	<i>Associação Automóvel de Portugal</i>
B	–	<i>Boro</i>
CC	–	<i>Corrente Contínua</i>
CFE	–	<i>Cash-flow de Exploração</i>
CFG	–	<i>Cash-flow Global</i>
CFI	–	<i>Cash-flow de Investimento</i>
DGES	–	<i>Direção Geral da Energia e Geologia</i>
EVSE	–	<i>Electric Vehicle Supply Equipment</i>
FV	–	<i>Fotovoltaico</i>
h	–	<i>hora</i>
ICCB	–	<i>In-Cable Control Box</i>
ISEP	–	<i>Instituto Superior de Engenharia do Porto</i>
ISV	–	<i>Imposto sobre viatura</i>
km	–	<i>Kilometro</i>
m	–	<i>Metro</i>
m/s	–	<i>Metros por segundo</i>
mA	–	<i>Miliamperes</i>
P	–	<i>Fósforo</i>
PB	–	<i>PayBack</i>
PVGIS	–	<i>Photovoltaic Geographical Information System</i>
RCD	–	<i>Dispositivo de Corrente Residual</i>

SFV	– <i>Sistema Fotovoltaico</i>
Si	– <i>Silício</i>
TA	– <i>Taxa de Atualização</i>
TIR	– <i>Taxa Interna de Rendibilidade</i>
UA	– <i>Unidade Astronómica</i>
VAL	– <i>Valor Atual Líquido</i>
Vca	– <i>Volte Corrente Alternada</i>
Vcc	– <i>Volte Corrente Contínua</i>
VE	– <i>Veículo Elétrico</i>

1. Introdução

Este capítulo apresenta uma visão da temática abordada e define quais os objetivos e motivações inerentes à sua realização. Na parte final deste mesmo capítulo apresenta-se uma breve descrição sobre a estrutura desta dissertação. Contextualização

O impacto dos problemas ambientais causados pela explosão da atividade económica e industrial desde a revolução industrial, na década de 1860, está hoje na ordem do dia. Depois de algumas décadas de incertezas e hesitações, os governos das grandes potências mundiais estão mais do que nunca concentrados na resolução do problema do aquecimento global, unindo esforços para diminuir os efeitos secundários negativos que a atividade humana tem no nosso planeta.

O paradigma da produção de energia elétrica é aquele que mais rapidamente se está a adaptar à nova realidade: o recurso a combustíveis fósseis é insustentável a médio prazo, e o recurso às chamadas energias renováveis para produção de energia elétrica é cada vez mais uma aposta global [1]. As energias renováveis é um caminho a apostar, pelo facto de serem fontes de energia limpa e inesgotável, contribuindo na diminuição da dependência aos recursos fósseis.

Uma das medidas a adotar para minimizar a dependência aos recursos fósseis parte pela substituição dos veículos vulgarmente usados com motor de combustão interna por veículos elétricos (VE) que diferenciam dos anteriores pelo facto de utilizarem um sistema de propulsão elétrica.

Em Portugal, apesar de ainda ser uma percentagem mínima do comércio de automóveis ligeiros, as vendas de carros elétricos cresceram 43% nos primeiros seis meses de 2016 em comparação com o mesmo período do ano passado. Segundo a Associação Automóvel de Portugal (ACAP), foram comprados 338 veículos movidos apenas a baterias no primeiro semestre, com a Nissan a liderar a tabela de vendas [2].

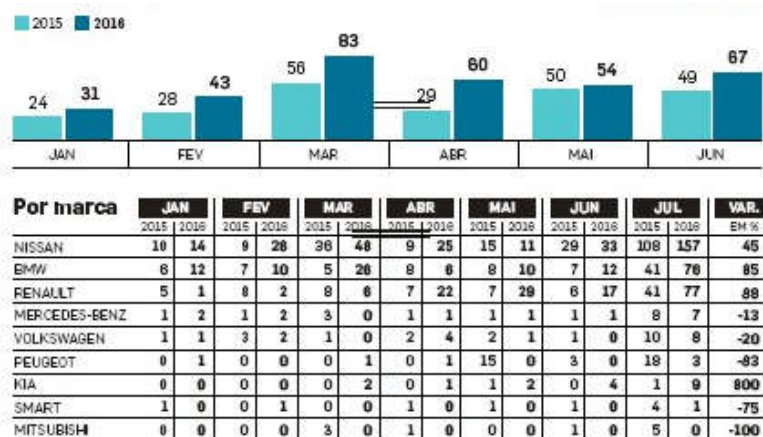


Figura 1 – Veículos elétricos ligeiros de passageiros vendidos em Portugal [2]

O projeto que apresento surgiu, então, do desejo de realizar um estudo técnico-económico no âmbito da instalação de coberturas fotovoltaicas para abastecimento de veículos elétricos e sobretudo oferecer um futuro mais verde à geração vindoura, contribuindo para uma melhor qualidade de vida utilizando energias renováveis.

Como já foi referido anteriormente, já existem em Portugal, apesar de estar muito aquém das expectativas globais, centenas de veículos elétricos nas estradas, principalmente depois do anúncio que o Governo estava a oferecer o incentivo de abate, a isenção dos impostos sobre os VE e garantindo apenas o imposto único.

Os incentivos fiscais à compra de carros elétricos previstos no novo Orçamento de Estado (OE 2016) prevêem um apoio garantido de dois anos (até então tinha sido anual), mas é regressivo, ou seja, em 2017 será metade do valor do subsídio atribuído em 2016 [3].

1.1. Objetivos

O objetivo principal deste projeto é o abastecimento de veículos elétrico pertencentes a alunos, professores ou a outros funcionários do ISEP. Dada a complexidade inerente a este objetivo, sentiu-se a necessidade de o subdividir em múltiplas tarefas de realização mais simples, tais como:

- O dimensionamento de painéis FV para fornecimento de energia elétrica a carregadores de VE;
- O estudo da viabilidade económica do conjunto SFV e postos de carregamento de VE.

1.2. Organização do relatório

Este relatório está dividido em duas partes, uma primeira de cariz mais teórico e a segunda de predominância prática. Ambas as partes são constituídas por diversos capítulos, cinco no total, diferenciando-se cada capítulo pela temática abordada em cada um.

No primeiro capítulo é feita uma breve introdução ao projeto, às energias renováveis e aos veículos elétricos, bem como uma descrição dos objetivos do trabalho, e a organização do relatório.

O segundo capítulo desta tese, Estado de Arte, é subdividido em três subcapítulos sendo todos estes de carácter teórico. É feita uma abordagem geral à Energia Solar, assim como à Tecnologia Fotovoltaica, onde serão abordados os temas teóricos como conceitos físicos associados ao fenómeno fotovoltaico, tipos de células e sua estrutura, vantagens e desvantagens desta tecnologia e ainda será explicado o seu princípio de funcionamento. Há também um subcapítulo dedicado aos veículos elétricos, onde são abordados os vários tipos de veículos elétricos existentes, os diferentes modos de carregamento dos mesmos e as suas vantagens e desvantagens.

No capítulo seguinte, 3, primeiro capítulo da parte prática, será realizado um estudo para escolha da área para a instalação das coberturas fotovoltaicas, bem como a área disponível e a quantidade de painéis fotovoltaicos a instalar.

O estudo da viabilidade económica da instalação será feito no capítulo 4. Serão calculados indicadores económicos, como VAL, TIR e PB, de modo a averiguar a viabilidade económica da solução.

O último capítulo fica destinado às conclusões do estudo efetuado.

2. Estado de Arte

2.1. Energia Solar

A energia solar é uma energia abundante e de fácil acesso, podendo ser aproveitada por toda a gente de diversas maneiras desde o simples secar da roupa, às mais complexas como a produção de eletricidade. Ser uma energia limpa e renovável é uma grande vantagem que a caracteriza.

O sol é a estrela central do nosso sistema planetário. É uma estrela branca quando visto de fora da atmosfera, mas quando é observado da Terra, assume uma cor amarelada devido à dispersão dos seus raios pelos gases constituintes da atmosfera terrestre.

O sol está a uma distância média de 1 UA¹ da Terra e a velocidade da luz que emana o seu corpo é de $2,998 \times 10^8$ m/s, o que significa que o tempo gasto pela luz para percorrer a distância entre o Sol e a Terra é de cerca de 8 minutos e 19 segundos. Esta estrela é composta maioritariamente por hidrogénio, cerca de 74% da sua massa (92% do seu volume), e por hélio, cerca de 24% (7 % do volume solar) [4]. Para além destes dois constituintes primários,

¹ 1 UA = $1,496 \times 10^{11}$ m

apresenta ainda, embora que em percentagens menores, ferro, níquel, oxigénio, silício, enxofre, magnésio, néon, cálcio e crómio.

Os átomos de hidrogénio encontram-se em constante agitação, colidindo a velocidades muito elevadas. Ao colidirem, fundem-se originando um átomo de hélio mais pesado e energia. Não sendo a massa do átomo de fusão igual à soma da massa dos dois átomos de hidrogénio que deram origem a este, é libertada uma quantidade de energia durante este processo de fusão, como se pode ver na figura 2.

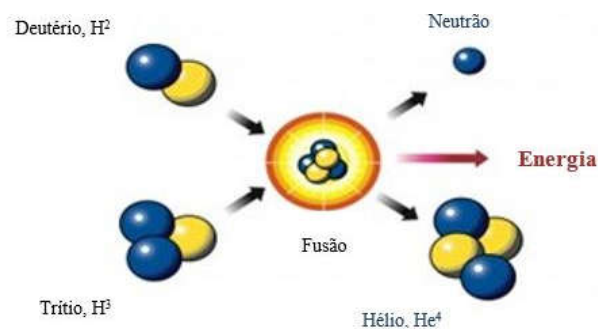


Figura 2 - Princípio da reação de fusão [5]

A energia solar pode ser dividida em duas vertentes, a energia solar térmica e a energia solar fotovoltaica. Nesta dissertação, apenas será abordada a energia solar fotovoltaica. De modo a perceber a energia solar, e em caso particular a energia fotovoltaica, torna-se necessário compreender de que forma é que esta se obtém.

2.1.1. Fatores que influenciam a intensidade da Radiação Solar

O sol fornece energia sob a forma de radiação. A intensidade de radiação que chega à superfície terrestre é influenciada por diversos fatores.

A forma esférica da Terra contribui para a diferente inclinação com que os raios solares atingem a superfície terrestre. Como é mostrado na figura 3, à medida que a latitude aumenta, diminui o ângulo de incidência (porque aumenta a inclinação dos raios solares) e aumenta também a massa atmosférica atravessada pelos raios solares, incrementando assim as perdas por absorção, reflexão e difusão. Por esta razão é possível aproveitar a energia solar em diferentes níveis em todo mundo.

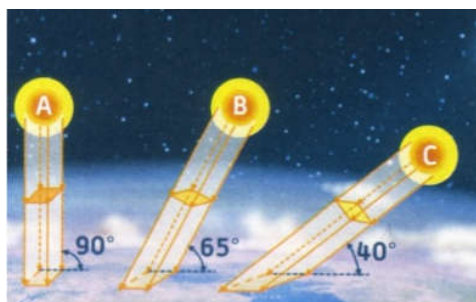


Figura 3 - Variação do ângulo de incidência dos raios solares com a latitude [6]

O movimento de translação da Terra é outro fator responsável pela variação da radiação solar, uma vez que é este movimento que faz variar, ao longo do ano, a duração dos dias e das noites.

Como se mostra na figura 4, no caso concreto de Portugal, no Solstício de Junho (Verão), os dias são maiores do que as noites o que aumenta o tempo de exposição dos raios solares. O mesmo já não acontece no solstício de Dezembro (Inverno), em que os dias são menores do que as noites, diminuindo o tempo de exposição dos raios solares.

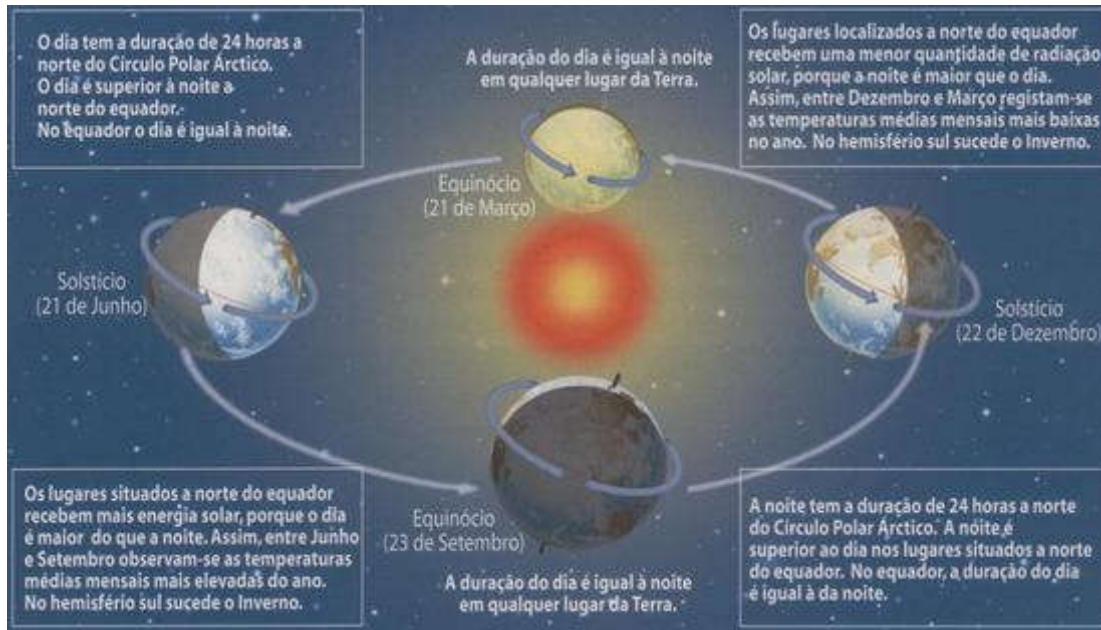


Figura 4 - Movimento de Translação da Terra [7]

Para além disso, como a Terra apresenta uma inclinação constante de cerca de 23,5° do seu eixo com o plano da sua órbita, isto faz com que o ângulo de incidência dos raios solares se altere ao longo de um dia e do ano, alterando também a quantidade de energia que incide na superfície.

Como podemos ver na figura 5, a área **a** recebe maior energia por m^2 , que a área **b**.

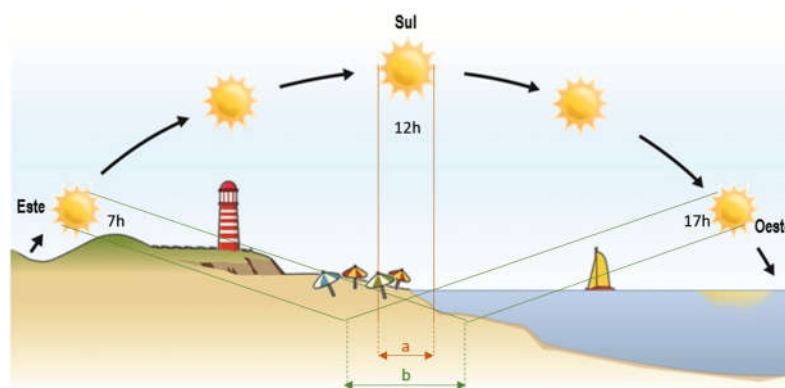


Figura 5 - Movimento do Sol ao longo de um dia

A distância entre o Sol e a Terra também influencia a intensidade de radiação solar. Nem toda a radiação solar emitida atinge a superfície terrestre, chegando até nós cerca de 1 kW/m^2 dos $62,5 \text{ kW/m}^2$ emitidos pelo sol. Ao longo do ano esta distância pode variar entre $1,47 \times 10^8$ e os $1,52 \times 10^8 \text{ km}$ e a radiação que chega à atmosfera terrestre varia entre $1,325 \text{ kW/m}^2$ e $1,412 \text{ kW/m}^2$ [8].

No entanto, apenas uma parte da quantidade total da radiação solar atinge a superfície terrestre. Ao atravessar a atmosfera, a radiação proveniente do Sol é sujeita a vários fenômenos, como reflexão, absorção e difusão, que desviam a direção e diminuem a sua intensidade quando atinge a superfície terrestre.

A figura 6 mostra como está distribuída a radiação que chega à Terra. Cerca de 30 % da energia é interceptada pelas nuvens e gases presentes na atmosfera (azoto, dióxido de carbono e o vapor de água) e é refletida diretamente para o espaço. Os constituintes da atmosfera são responsáveis pela absorção de 19% da energia solar e os restantes 51 % são absorvidos pela superfície terrestre [9].

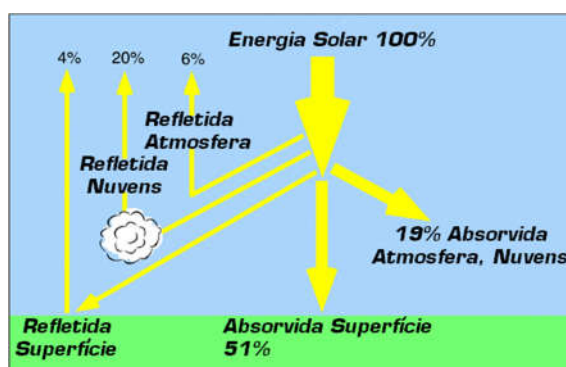


Figura 6 - Balanço da radiação solar que entra na atmosfera [9]

2.1.2. Componentes da Radiação Solar

A radiação solar que atinge a superfície terrestre, é composta por três componentes base, como mostra a figura 7.

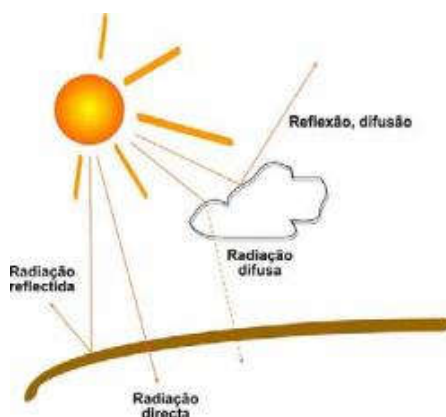


Figura 7 - Componentes da radiação solar [8]

A radiação direta é constituída por raios solares que vêm segundo a direção do Sol, produzindo sombras nítidas em qualquer objeto, enquanto que a direção difusa é proveniente de todas as direções e atinge a superfície após sofrer espalhamento pela atmosfera terrestre.

A radiação refletida ou albedo é refletida pelo solo e resulta da incidência da radiação direta.

À quantidade resultante da soma de todas as componentes da radiação referidas anteriormente dá-se o nome de radiação global [10].

2.1.3. Níveis de Radiação Solar em Portugal

Como se pode verificar pela figura 8, entre os países da União Europeia, Portugal é, depois da Grécia e da Espanha, o país com maior potencial de aproveitamento de energia solar. Com mais de 2200 horas/ano de insolação na Região Norte, e 3000 horas/ano no Algarve, o nosso país dispõe de uma situação privilegiada para o desenvolvimento deste tipo de energia, como mostra o mapa seguinte. “ A insolação em Portugal, é muito superior ao valor médio da Europa, sendo uma das poucas regiões da Europa que têm valores tão elevados de insolação, a não ser as que ocorrem em manchas restritas no litoral do mediterrâneo” [11].

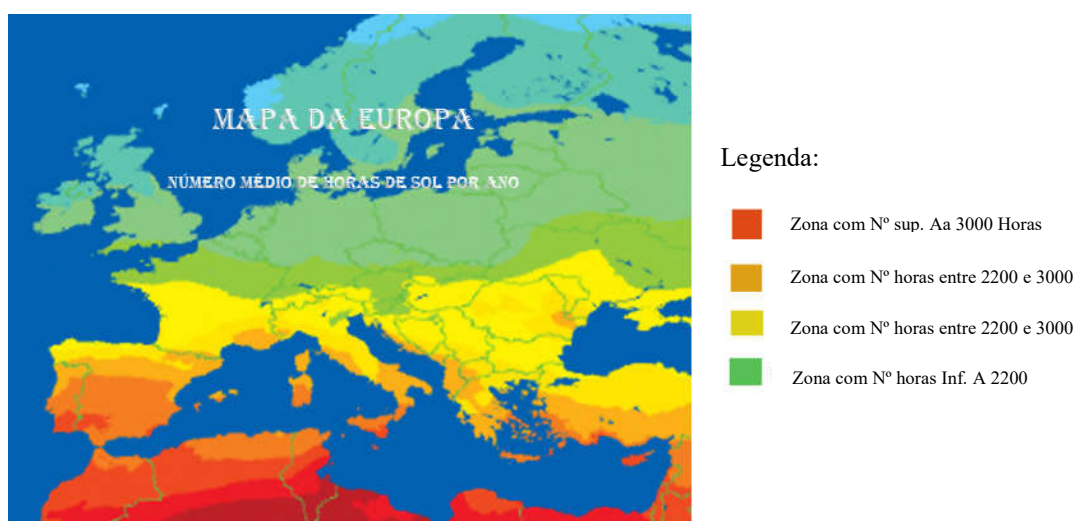


Figura 8 - Insolação Solar na Europa [12]

Para além disso, Portugal tem também uma média de 4 a 6 horas de sol no Inverno e 10 a 12 horas de sol no Verão, o que pode ser verificado, por questão de curiosidade no programa online WeatherOnline. Por exemplo, entre Julho de 2015 e Junho de 2016, o valor médio de horas de sol diárias foi cerca de 8 horas e o valor total de horas de sol anual foi cerca de 2960 horas, como se pode observar pela figura 9 retirada do programa acima referido.

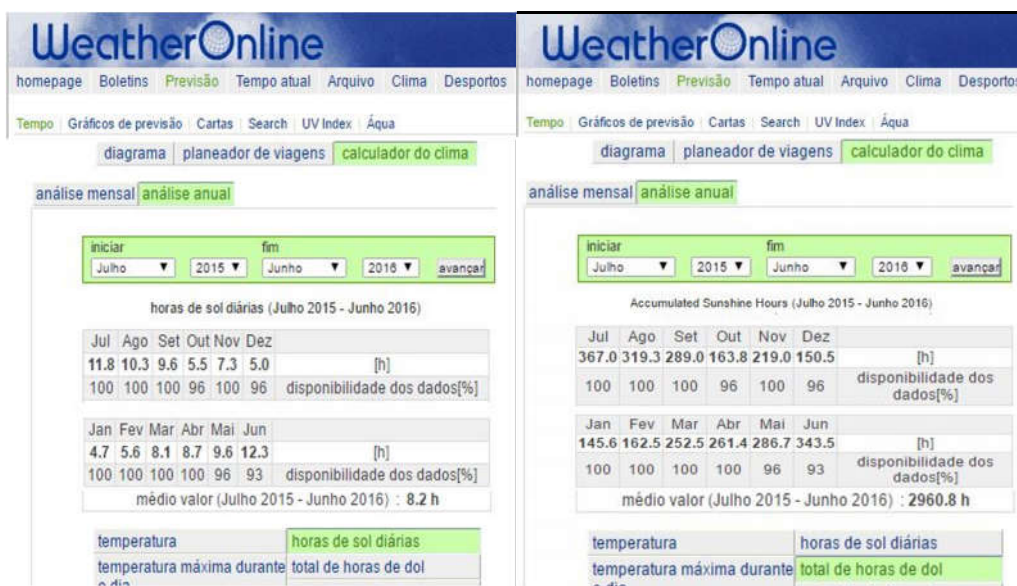


Figura 9 - Número de horas de sol diárias (esquerda) e total de horas de sol (direita) no período de Julho de 2015 a Junho de 2016 (programa online) [13]

No entanto, em Dezembro de 2014, apenas havia 414 MW de potência instalada em Portugal no que diz respeito ao fotovoltaico, o que representa 631 GWh de produção nesse ano, segundo as estatísticas rápidas da DGEG, e grande parte deve-se às centrais fotovoltaicas de grandes dimensões [14].

2.2. Tecnologia Fotovoltaica

O aproveitamento da energia solar não foi sempre conhecida como nos aparece hoje em dia. Ao longo dos anos este aproveitamento para produção de energia elétrica tem sido estudado e aperfeiçoado, continuando ainda hoje alvo de melhorias constantes.

O efeito fotovoltaico foi observado pela primeira vez em 1839 por *Edmond Becquerel*, ao verificar que placas metálicas, de platina ou prata, mergulhadas num eletrólito, eram capazes de produzir uma pequena diferença de potencial quando expostas à luz.

Contudo, só em 1883 é que foram construídas as primeiras células fotoelétricas, por *Charles Fritts*, com uma eficiência de apenas 1 % [15]. A primeira célula solar moderna foi apresentada em 1954: tinha apenas dois centímetros quadrados e era capaz de gerar 5 mW de potência elétrica com uma eficiência de 6% [16]. A primeira aplicação destas células foi realizada no estado da Georgia para alimentar uma rede telefónica local (ver Figura 10).



Figura 10 - Primeira aplicação de uma célula de silício, como fonte de alimentação de uma rede telefônica local, em 1955 [15]

Atualmente já foram produzidas mais de mil milhões de células fotovoltaicas, com eficiências na ordem dos 20%, sendo que em 2004 ultrapassou-se pela primeira vez a barreira do GW de potência elétrica anual instalada.

2.2.1. Efeito Fotovoltaico

Quando se fala em efeito fotovoltaico, automaticamente fala-se na transformação direta da luz em energia elétrica recorrendo-se, para isso, a células solares.

O efeito fotovoltaico dá-se em materiais semicondutores que se caracterizam pela presença de bandas de energia, denominadas por banda de valência e banda de condução. Na banda de valência encontram-se os elétrons associados ao átomo, e a banda de condução é para onde os elétrons de valência se deslocam quando saem da banda de valência. A esta passagem dos elétrons da banda de valência para a banda de condução dá-se o nome de condução elétrica.

Junção P-N

Através de um processo químico, substitui-se no cristal puro de silício, um dos seus átomos por um átomo de *Fósforo* (por exemplo). O átomo de *Fósforo* (*P*) possui 5 elétrons de valência enquanto o átomo de *silício* (*Si*) possui apenas 4. Formam-se assim 4 ligações covalentes, participando um elétron de valência de cada átomo de *Si* e *P*, levando a que um elétron não fique efetivamente ligado - elétron livre, que por sua vez se pode mover livremente no interior do cristal, sendo assim conduzido para a banda de condução, como se pode ver na figura 11. Logo, este elétron age como um portador negativo

de corrente elétrica. Diz-se assim, que o *Fósforo* é um dopante doador de elétrons e denomina-se dopante N².

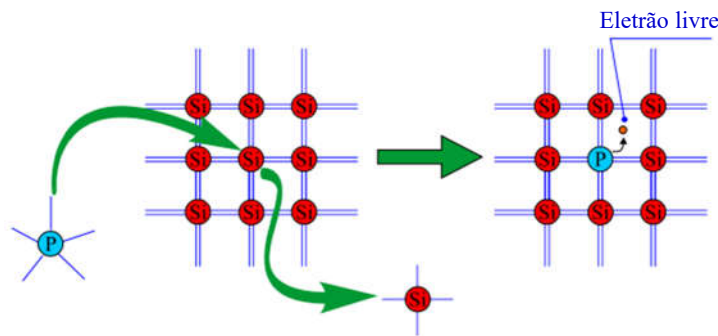


Figura 11 - Dopagem de silício com átomo de fósforo [17]

Por outro lado, se substituirmos um átomo de cristal puro de silício por um átomo de *Boro* (B), através de um processo químico, verifica-se que quando o B estabelecer a ligação com os átomos de Si, haverá uma ligação covalente incompleta, isto porque o B apenas apresenta na sua camada de valência três elétrons de valência. Assim sendo, nesta ligação faltará um elétron para completar a restante ligação, o que dá origem a uma lacuna, como se verifica na Figura 12.

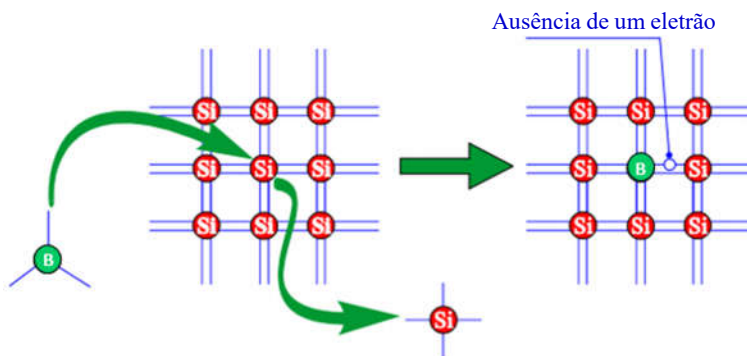


Figura 12 - Dopagem de silício com átomo de Boro [17]

Contudo esta lacuna fica recetível a um elétron livre, que por sua vez gera outra lacuna e assim sucessivamente, agindo como portador positivo de corrente elétrica. Diz-se portanto que o Boro é um aceitador de elétrons ou um dopante P³.

Se forem introduzidos átomos de boro numa metade de um silício puro e de *Fósforo* na outra, formar-se-á uma junção P-N. Com esta configuração, os elétrons livres do lado N passam para o lado P onde encontram lacunas que os capturam; isto faz com que haja um aumento de elétrons no lado P, tornando-o negativamente carregado e uma redução de elétrons do lado N, que o torna eletricamente positivo. As cargas que não poderão libertar-

² N de negativo, refere-se à carga do elétron.

³ P de positivo

se dão origem a um campo elétrico permanente que dificulta a passagem de mais elétrons do lado N para o lado P.

Expondo esta junção P-N a uma radiação solar incidente e se a energia do fóton for superior à energia de remoção dos elétrons, existe uma quebra na ligação covalente entre os elétrons de valência e o núcleo do átomo, fazendo com que sejam emitidos elétrons livres com energia cinética associada. Este fenómeno designa-se por Efeito Fotovoltaico, pois é gerado um fluxo de cargas elétricas que tomam uma direção definida pelo campo elétrico gerado [18].

2.2.2. Princípio de funcionamento

Segundo a hierarquia fotovoltaica, o componente básico dos painéis solares fotovoltaicos é a célula fotoelétrica. Esta célula é geralmente conhecida como célula fotovoltaica porque cria uma diferença de potencial elétrico por ação da luz.

Uma única célula não produz mais de 2W [19]. Como esta potência não é suficiente para a grande maioria das aplicações, torna-se necessária a associação de várias células. Esta associação pode ser feita em série ou em paralelo, obedecendo à Lei de Ohm e, tendo em conta a potência que é necessária fornecer.

Quanto maior for o número de células ligadas em série (o polo negativo da célula liga com o polo positivo da célula seguinte), maior será a tensão do sistema, sendo que a corrente produzida pelo sistema permanece inalterável, como se pode verificar na figura 13.

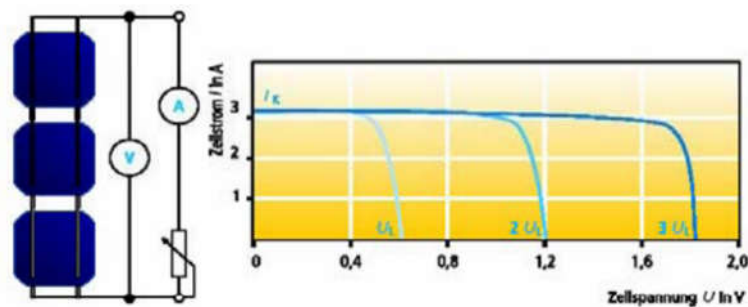


Figura 13 - Associação de células em série e respetivo diagrama [19]

A associação de ramos em paralelo (o polo positivo e o polo negativo da célula ligam, respetivamente com o polo positivo e o polo negativo da célula seguinte) é utilizada quando se pretende que a tensão permaneça inalterada mas que a corrente aumente. Quanto maior for o número de ramos ligados em paralelo, maior vai ser o aumento da corrente, como se verifica pela figura 14.

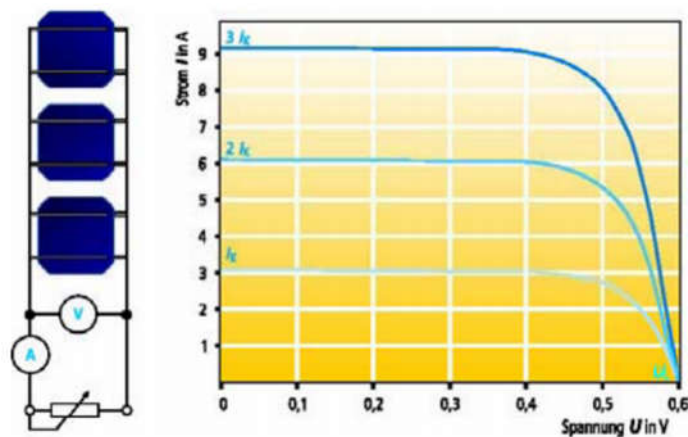


Figura 14 - Associação de células em paralelo e respetivo diagrama [19]

Sendo assim, quando se pretende atingir valores de tensão e corrente compatíveis com a aplicação desejada, conjuga-se uma instalação com células ligadas em série e paralelo simultaneamente.

Um sistema fotovoltaico é uma instalação que produz energia elétrica com módulos fotovoltaicos. Estes módulos fotovoltaicos transformam a radiação solar diretamente em energia elétrica mediante o denominado efeito fotovoltaico já explicado anteriormente.

Os raios solares chegam à terra sob a forma de partículas elementares denominadas por fótons, os quais possuem diferentes quantidades de energia dependendo do comprimento de onda do espectro da radiação solar. Quando a luz solar atinge as células fotovoltaicas, muitos dos fótons são refletidos outros são absorvidos pela célula, como mostra a figura 15.

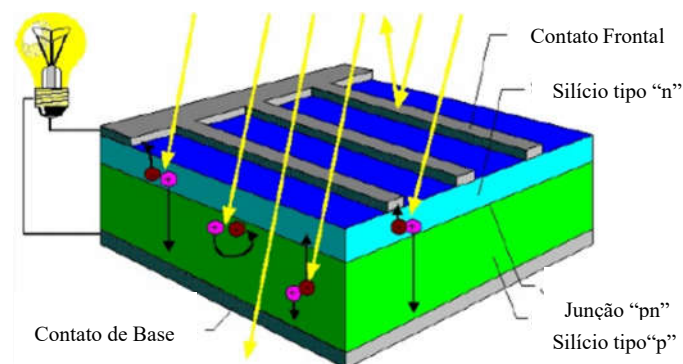


Figura 15 - Corte transversal de uma célula fotovoltaica [18]

Quando a camada negativa da célula (camada N) tiver absorvido fótons suficientes, os elétrons são libertados dessa camada. Migram para a camada semicondutora positiva (camada P), criando uma diferença de potencial entre as 2 camadas semelhante à de 1 bateria comum.

Uma vez que a corrente criada nos painéis fotovoltaicos é corrente contínua (CC), não está pronta para uso próprio já que a grande maioria dos aparelhos utiliza corrente alternada (AC). Torna-se necessário por isso utilizar um inversor de corrente (DC/AC).

Muitas vezes pretende-se armazenar a energia para uso gradual, ao invés de fornecer a energia diretamente ao edifício, para isso o sistema pode incluir também um conjunto de baterias para armazenamento da energia elétrica.

2.2.3. Tipos de células

As células fotovoltaicas podem ser chamadas também de "células solares", por aproveitarem a luz solar para gerar energia elétrica.

Existem essencialmente três grandes grupos de células fotovoltaicas:

- Células de silício cristalino;
- Células de película fina;
- Células híbridas.

O material constituinte das células deve ser da maior pureza possível o que pode ser conseguido através de sucessivas etapas na produção química.

As células fotovoltaicas constituintes dos painéis solares, na grande maioria, usam o silício (Si) e podem ser constituídas de cristais monocristalinos, policristalinos ou de silício amorfo. A célula solar clássica de silício cristalino é composta por duas camadas de silício contaminadas com diferentes impurezas, ou seja, a camada orientada para o sol está contaminada negativamente com fósforo, enquanto a camada inferior é contaminada positivamente com boro para que ocorra o efeito fotovoltaico já explicado anteriormente.

a) Células de Silício Cristalino

Os sistemas solares ligados à rede pública geralmente utilizam as células FV de silício cristalino. Foram o primeiro tipo de célula que surgiram, sendo por isso designadas como a 1ª geração da tecnologia solar e representam cerca de 90% das células disponíveis no mercado.

■ Silício monocristalinos

As células de silício monocristalinos são as mais usadas na composição das células FV, atingindo atualmente 60% do mercado.

A sua estrutura molecular uniforme, resultante da utilização de um único cristal, é ideal para potenciar o efeito fotovoltaico, no entanto, as técnicas utilizadas no seu fabrico são caras e

complexas. Um exemplo desta estrutura molecular uniforme é apresentado na figura 16 (esquerda).

É um processo de cristalização ainda complexo e caro, mas que leva a uma maior eficiência, cerca de 20% na prática.

■ Silício policristalino

As células de silício policristalino são, como o próprio nome indica, constituídas por um número muito elevado de pequenos cristais de espessura de um cabelo humano e dispõem de uma quota de mercado de cerca de 30%.

As descontinuidades da estrutura molecular, mostradas na figura 16 (direita) dificultam o movimento dos elétrons e encorajam a recombinação com os buracos, o que leva a uma redução da sua eficiência.

Estas células em comparação com as anteriores são mais baratas por exigirem um processo de preparação das células menos rigoroso mas a sua eficiência também é menor, entre 11 e 13% na prática e de 18% em laboratório.

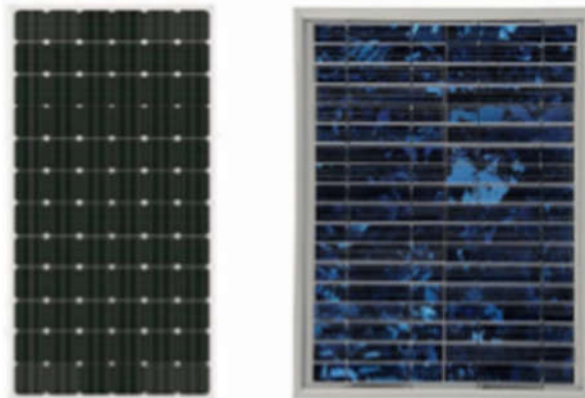


Figura 16 - Célula de silício monocristalino (esquerda) e policristalino (direita)[20]

b) Células de Película Fina

As células de película fina (2ª geração) são células em que os semicondutores fotovoltaicos são aplicados em camadas finas sobre substratos rígidos e podem ser de quatro tipos conforme o material semiconductor utilizado. Os materiais semicondutores utilizados neste tipo de células são o silício amorfo (a-Si), o disselenieto de cobre e índio (CIS), o telureto de cádmio (CdTe), e o arsenieto de gálio (GaAs), uma vez que estes materiais são mais tolerantes à contaminação de átomos estranhos, quando comparados com as células de silício cristalino. Representam aproximadamente 10% do mercado atual.

As células de silício amorfo não têm estrutura cristalina, apresentando defeitos estruturais que, em teoria, impediriam a sua utilização em células FV, uma vez que esses defeitos potenciam a recombinação dos pares elétron-buraco. No entanto, para poder ser utilizado em células FV, é necessário adicionar uma pequena quantidade de hidrogénio (hidrogenização), onde os átomos de hidrogénio se combinam quimicamente minimizando os efeitos negativos.

Os menores consumos de materiais e de energia, assim como a elevada capacidade de automatização da produção em larga escala deste tipo de células, oferecem um potencial considerável para a redução dos custos de produção, quando comparada com a tecnologia de produção do silício cristalino. Assim sendo, as células de silício amorfo são as que apresentam o custo mais reduzido das que utilizam silício, mas o seu rendimento elétrico também é o mais reduzido - cerca de 10%.

Quanto às células à base de CIS e o CdTe, a sua eficiência média ronda os 7% enquanto as células à base de GaAs têm uma eficiência de 30%, apresentando, no entanto, um custo muito elevado, razão pela qual são utilizadas apenas em aplicações espaciais.



Figura 17 - Célula de silício amorfo (esquerda); célula de película fina (direita) [21]

Existem ainda as células que se baseiam em nanotecnologias para formação de películas finas sobre substratos flexíveis (3^a geração). É uma tecnologia ainda em fase de desenvolvimento, mas já se espera que seja uma conversão fotovoltaica promissora pelo seu potencial reduzido custo. Este desenvolvimento passa pelo fabrico de células multi-junção recorrendo a diferentes materiais semicondutores com degraus de energia sucessivamente mais baixos, possibilitando um melhor aproveitamento do espectro da radiação solar.

Estas células podem ser parcialmente transparentes e com cores distintas, formadas sobre plásticos e películas flexíveis, o que as torna interessantes para aplicações em edifícios, por exemplo. Em geral, o objetivo é “copiar” o processo de fotossíntese que ocorre nas plantas.

c) Células Híbridas

As células do tipo híbridas ou células solares HJC (heterojunction technology) são uma combinação da célula fotovoltaica cristalina com uma célula de película fina. Consistem em

camadas finas de silício amorfo depositadas em wafers⁴ de silício monocristalino. Possuem uma eficiência que ronda os 17%, com uma cor escura quase preta.

2.2.4. Componentes de um sistema fotovoltaico e sua função

Uma instalação fotovoltaica é um sistema constituído por componentes elétricos e eletrônicos capazes de converter a luz solar em energia elétrica pronta a ser utilizada, onde a componente básica destes sistemas é a célula solar.

Esta instalação pode estar ligada à rede de energia elétrica, à qual entrega a energia que a radiação solar lhes permite produzir. Para este efeito é necessário um inversor que serve de elemento de interface entre o painel e a rede, de modo a adequar as formas de onda das grandezas elétricas DC do painel às formas de onda AC exigidas pela rede.

Em sistema isolado, alimenta diretamente cargas. Neste modo de funcionamento, o critério de dimensionamento é a radiação disponível no mês com menos sol, uma vez que é necessário assegurar o abastecimento durante todo o ano. Para este modo poder operar, é necessário associarem aos painéis solares outros equipamentos, tais como:

- O controlador de carga gerência a “entrada” e “saída” de energia das baterias, evitando sobrecargas e protegendo contra descargas abaixo do permitido. Recomenda-se a sua instalação o mais próximo possível das baterias, para não provocar perda na cablagem e em local à sombra e ventilado para não provocarem leituras irreais do sistema.

- As baterias são utilizadas nos sistemas fotovoltaicos para assegurar o abastecimento nos períodos em que o recurso é insuficiente ou não está disponível. São carregadas quando o recurso disponível permite obter uma potência superior à potência de carga. A capacidade da bateria ou banco de baterias determina a sua autonomia. Na ligação de baterias em paralelo (terminal positivo com terminal positivo e terminal negativo com terminal negativo), a tensão do banco de baterias permanece a mesma já a capacidade final em ampere-hora é a soma das capacidades de cada bateria. Numa ligação de baterias em série (terminal positivo da primeira bateria com o negativo da segunda e assim sucessivamente) a capacidade ampere-hora do banco de baterias permanece a mesma enquanto que a tensão final é a soma da tensão de cada bateria.

- Inversor, requerido se houver cargas alimentadas em AC.

Para conseguirmos gerar energia elétrica suficiente para alimentar uma casa ou qualquer outro edifício, dependendo do projeto, na totalidade, é necessário combinar em série e em paralelo vários painéis solares tendo em conta os valores de tensão e corrente desejáveis na

⁴ Wafer é uma camada fina de material semicondutor.

instalação. Neste caso, é imprescindível a instalação de díodos para proteção e equalização da carga.

Uma vez consumida mais energia do que a que se produz, a restante terá de ser fornecida automaticamente pela rede pública ou, no caso de existirem baterias, poderá ser utilizada a energia que foi produzida e que não foi gasta anteriormente e que está armazenada nessas baterias. No caso de se produzir em excesso, a energia excedente poderá ser armazenada em baterias para posterior uso ou poderá ser enviada para a rede pública, sendo toda esta energia registada e descontada quando for necessária a utilização da energia pública.

A instalação pode ser esquematizada como mostra a figura 18.

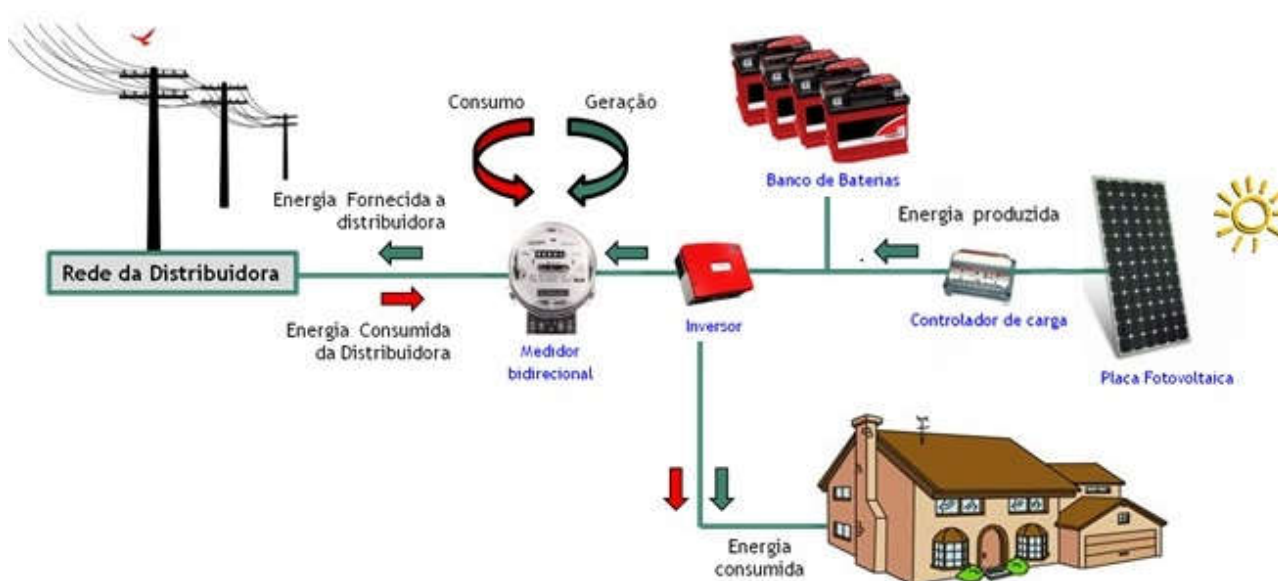


Figura 18 - Sistema Solar Fotovoltaico [22]

2.2.5. Eficiência das células fotovoltaicas

Eficiência é basicamente quanta energia elétrica a célula fotovoltaica é capaz de produzir por 1m^2 durante 1 hora de funcionamento em condições de laboratório (STC⁵ : 25 °C (temperatura da célula); intensidade da radiação solar incidente na superfície = 1000 W/m^2 ; velocidade do vento = 1 m/s; 1.5 AM). Por exemplo, uma célula fotovoltaica de 18% de eficiência consegue produzir em condições de laboratório 180 Watts por 1 m^2 durante 1 hora.

Estas condições de laboratório raramente se verificam na utilização real de um módulo fotovoltaico. Na vida real existem outros fatores a considerar, como: temperatura, direção

⁵ STC – Standart Test Conditions

(posicionamento) do painel, etc. No entanto, mesmo que um módulo opere num cenário em que a temperatura da célula seja de 25 °C, a temperatura do módulo será superior. Por esta razão, os fabricantes especificam na ficha técnica a temperatura nominal de funcionamento (NOCT⁶: intensidade da radiação solar incidente na superfície = 800 W/m²; temperatura do ar = 20 °C; velocidade do vento = 1 m/s) do módulo FV [23].

2.2.6. Vantagens e desvantagens

Um Sistema Solar Fotovoltaico, tal como qualquer outro sistema apresenta vantagens e desvantagens.

Com o decorrer do tempo e dos estudos, os painéis solares vão sendo mais potentes ao mesmo tempo que o seu custo tem decaído, o que torna cada vez mais a energia FV uma solução economicamente viável. No que diz respeito à sua manutenção, este sistema requer uma manutenção reduzida uma vez que o sistema não possui partes móveis que possam sofrer desgaste. Já para não falar da vida útil deste tipo de sistemas que é acima dos 25 anos.

Para além disso, em Portugal, já se atingiu a paridade com a rede elétrica, como se confirma pela figura 19, o que significa que para este momento, o preço de produção de um kWh a partir de um sistema fotovoltaico iguala o preço de compra à rede elétrica. Como os preços da eletricidade em Portugal estão continuamente a aumentar e o custo de instalação de SFV tem vindo a diminuir, torna-se mais vantajoso então a instalação de sistemas de autoconsumo.

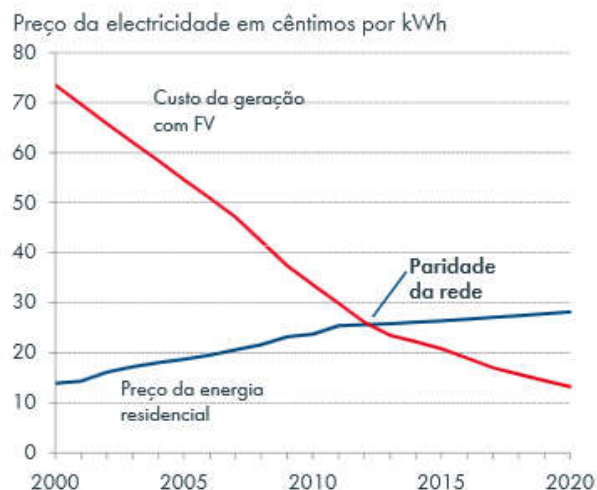


Figura 19 – Momento em que é atingida a paridade da rede em Portugal [24]

⁶ NOCT - Nominal Operating Cell Temperature

Os sistemas modulares são leves, de simples instalação, de fácil manuseio e transporte, podendo ser ampliado conforme a necessidade do projeto.

Outra das suas vantagens é que é uma tecnologia que apresenta qualidades ecológicas e que não polui durante o seu uso. A poluição decorrente da fabricação dos equipamentos necessários para a construção dos painéis é fácil e totalmente controlável recorrendo às formas de controlo existentes atualmente. Para além disso, o processo de transformação de energia solar em energia elétrica é silencioso, não perturbando o ambiente.

Em lugares remotos ou de difícil acesso, este tipo de energia é excelente, pois a sua instalação em pequena escala não obriga a grandes investimentos em linhas de transmissão.

No que diz respeito às formas de armazenamento da energia, são pouco eficientes quando comparadas, por exemplo, a energia hidroelétrica e a biomassa, já para não falar dos seus preços ainda elevados e do seu limitado tempo de vida útil.

2.3. Veículos Elétricos

2.3.1. História

A génese do VE tem uma data incerta mas esta é amplamente atribuída a *Ányos Jedlik*, inventor escocês que em 1928 construiu um pequeno modelo de um carro movido por um motor elétrico que ele próprio projetou.

Dois pontos marcantes para a evolução do próprio VE foram a invenção das baterias de chumbo-ácido por *Gaston Planté*, em 1859 e o aperfeiçoamento das suas capacidades em 1881 por *Camille Faure*.

Apesar de todos os desenvolvimentos do VE ao longo desses anos, só em 1891 nos EUA é que foi construído o primeiro automóvel elétrico de sucesso, que se mostra na figura 20, por *William Morrison*. A evolução do VE a partir desse momento fez dele um dos veículos de eleição no final do século XIX e no início do seguinte.



Figura 20 – Protótipo do primeiro automóvel elétrico de sucesso construído por William Morrison of Des Moines (1891) [25]

As vendas de carros elétricos atingiram o pico em 1912. De facto, neste ano, cerca de 34 000 VE de passageiros estavam registados na América e, em 1915, os serviços postais nas grandes cidades eram dominados por camiões elétricos devido à sua fiabilidade e funcionamento silencioso [26].

Nos desportos motorizados, a influência dos VE também se fez sentir. Em 1898, um VE em França estabeleceu o record oficial de velocidade em estrada, atingindo a velocidade record para a altura de 63,15 km/h no veículo elétrico mostrado na figura 21 da esquerda. No dia 29 de Abril de 1899, outro veículo elétrico foi responsável por quebrar a barreira da milha por minuto (aproximadamente 97 km/h), com uma velocidade de 107 km/h [27].

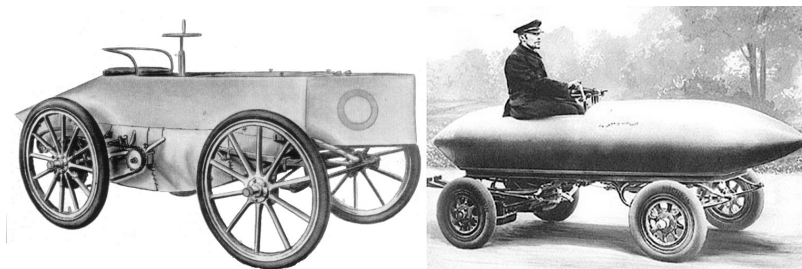


Figura 21 - Esquerda: Jeantaud Duc estabeleceu o record oficial de velocidade na estrada em 1898 [28];
Direita: Camille Jenatton com seu carro elétrico, foi o primeiro a quebrar a velocidade da barreira dos 100km/h em 1899 [29]

Apesar da dependência de estações de carregamento próprias para carregar veículos elétricos e do alcance limitado destes veículos, o VE valia pela sua fiabilidade, facilidade de arranque e pelo seu operar silencioso, características que faltavam quer aos carros a vapor, quer aos carros de combustão interna.

O início do declínio dos VE foi marcado não só pelo desenvolvimento de um motor de arranque elétrico, em 1911, que viria substituir os tradicionais e incómodos arrancadores à manivela, mas também pela disponibilidade limitada de eletricidade nas zonas rurais, tempos de carregamento demorados e alcance limitado dos veículos. Assim, o veículo de

combustão interna, no desenrolar do século XX, afirmou-se como o principal meio de transporte rodoviário, mantendo-se ainda nos dias de hoje nesse posto.

Contudo, o aumento dos preços dos combustíveis aliados à crescente consciencialização ambiental por parte da população devido à degradação do ar, principalmente em zonas urbanas provocada pelos gases poluentes emitidos pelos automóveis, despertou novamente o interesse pelo desenvolvimento dos veículos elétricos.

Em 1997, a Toyota lançou o Prius, o primeiro carro híbrido produzido em série no mundo e está apresentado na figura 22.



Figura 22 - Toyota Prius lançado em 1997 [30]

Nos anos seguintes, alguns modelos puramente elétricos de outros fabricantes são introduzidos no mercado, embora em pequena escala e a maioria em modo leasing.

A nova escalada do preço dos combustíveis fósseis deu novo impulso à aposta no VE. Hoje em dia já se encontra uma série de veículos elétricos disponíveis à venda.

2.3.2. Diferentes Tipos de Carros elétricos

Os veículos elétricos diferenciam-se dos veículos usuais pelo fato de serem propulsionados por um motor elétrico ao invés da solução comum de motor de combustão interna. Este motor elétrico usa energia química armazenada em baterias recarregáveis, que depois é convertida em energia elétrica para alimentar um motor que a converterá em energia mecânica, possibilitando que o veículo se mova.

Os VE são compostos por um sistema primário de energia, uma ou mais máquinas elétricas e um sistema de acionamento e controle de velocidade ou binário.

Atualmente existem diferentes tipos de veículos que utilizam motores elétricos para efeitos de locomoção. Embora todos sejam considerados de VE existe diferenciação entre eles. De seguida é apresentada uma lista de VE ou parcialmente elétricos de acordo com a classificação atual:

- 🍌 EV – Electric Vehicle: veículo puramente elétrico, ou seja, utiliza um motor elétrico em vez do tradicional motor de combustão interna. Estes veículos obtêm a energia

que consomem através de uma fonte que não se encontra a bordo, como é o caso por exemplo do metro, como se mostra na figura 23.



Figura 23 - Exemplo de um veículo puramente elétrico [31]

🍃 BEV (Battery Electric Vehicle) - veículo elétrico a bateria. Este tipo de veículos é alimentado exclusivamente pela energia elétrica contida nas baterias on-board, podendo estas ser carregadas principalmente através da ligação à rede elétrica, como mostra a figura 24, mas também da energia elétrica produzida na travagem regenerativa.

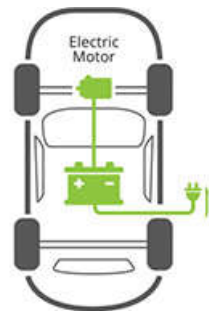


Figura 24 - Esquema de carregamento de um veículo elétrico a bateria [32]

🍃 NEV (Neighbourhood Electric Vehicle) - veículo elétrico a bateria desenvolvido para atingir velocidades e acelerações baixas, em que a sua velocidade máxima é de cerca de 40 km/h [33], como é o caso, por exemplo, do carro de golfe mostrado na figura 25.



Figura 25 - Exemplo de um veículo elétrico de “vizinhança” – carro de golfe [34]

- 🍌 HEV (Hybrid Electric Vehicle) - veículos elétricos híbridos. Estes veículos são constituídos por dois motores, um motor elétrico e outro de combustão interna, ambos utilizados para propulsão e não podem ser carregados na rede elétrica.

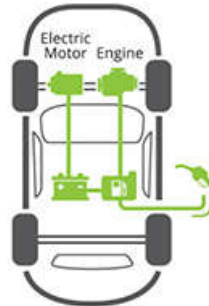


Figura 26 - Esquema de carregamento de um veículo elétrico híbrido [32]

- 🍌 PHEV (Plug-in Hybrid Electric Vehicle) - é um veículo que usa a eletricidade obtida na rede elétrica para recarregar as baterias que alimentam o motor elétrico e também utiliza um motor de combustão interna, semelhante a um HEV.

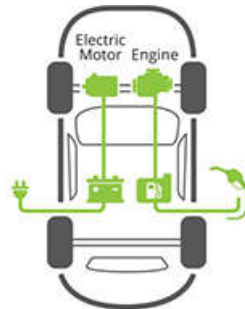


Figura 27 - Esquema de carregamento de um veículo elétrico a bateria [32]

- 🍌 FCEV (Fuel Cell Electric Vehicle) - veículo elétrico que utiliza uma célula de combustível em vez de baterias para fornecer a eletricidade que o veículo necessita para a sua locomoção. Este veículo converte a energia química de um combustível, como o hidrogénio, em energia elétrica.

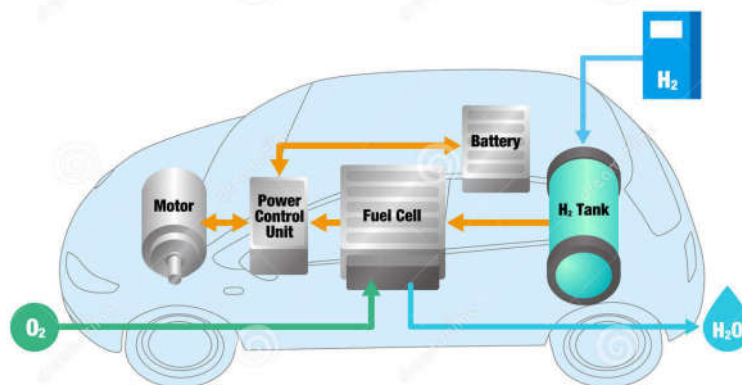


Figura 28 -Esquema de carregamento de um veículo elétrico a célula de combustível [35]

Os mais conhecidos são os veículos elétricos a bateria e os veículos híbridos. Em ambos os casos, o veículo é impulsionado por um motor elétrico, mas no primeiro caso, a alimentação é feita exclusivamente por eletricidade, enquanto que no caso dos híbridos, os veículos vêm equipados com um motor de combustível líquido que permite ao automóvel ter uma melhor prestação e ao mesmo tempo recarregar a bateria.

Existem ainda mais dois tipos de VE: os veículos a pilhas de combustível que produzem energia elétrica a partir do hidrogénio e os veículos elétricos de alimentação direta como é o caso dos elétricos, metros e comboios.

2.3.3. Carregamento de um Veículo elétrico

O carregamento de um VE consiste na reposição de energia elétrica na(s) bateria(s) do veículo para um nível máximo, ou pelo menos superior. Os VE estão dotados de um carregador interno que recebe (por meio de um cabo) a energia em corrente alternada (CA) e carrega a(s) bateria(s) em corrente contínua (CC). Para tal, o VE deve ser conectado a uma fonte de energia, quer à rede elétrica de energia ou a uma fonte de energia renovável, seja através de um posto de carregamento próprio ou tão simplesmente de uma tomada doméstica normal, como se pode observar pela figura 29.

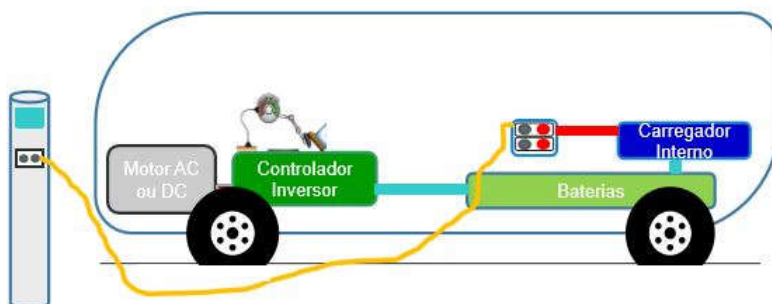


Figura 29 - Esquema interno do carregamento normal de um VE [36]

Uma rede de infraestruturas de carregamento pode ser constituída por postos de carregamento lento ou rápido. Segundo a norma internacional IEC 61851, são definidos quatro modos de carregamento possíveis para os veículos elétricos, sendo que o modo 3 é especificamente desenvolvido e recomendado pelos fabricantes destes veículos e por isso o mais comum nos postos de carregamento. O tempo de carregamento tem uma duração variável, consoante o fabricante dos veículos e a instalação elétrica das infraestruturas.

Os modos e respetivas infraestruturas atuais de carregamento de veículos elétricos são os seguintes:

a) Modo 1

O modo 1 deve ser utilizado por veículos que não estão preparados para efetuar o carregamento em modo 3 e por isso a sua ligação à rede de alimentação utiliza tomadas normalizadas, como mostra a figura 30, de corrente estipulada não superior a 16 A e de

tensão estipulada não superior a 250 V (em circuitos monofásicos) ou a 480 V (circuitos trifásicos), no lado da rede de alimentação, de acordo com a norma EN 60309.



Figura 30 - Tomada doméstica monofásica de 16 A com terra “Shüco” e respetiva ficha (à esquerda) e tomada industrial IEC 60309 monofásica de 16 A com terra e respetiva ficha (à direita) [36]

Para além das tomadas consideradas adequadas, a norma estabelece também que para ser utilizado este modo de carregamento, tem de ser garantida a existência de neutro, de Terra de proteção e de um dispositivo de corrente residual (RCD), também chamado disjuntor diferencial, de elevada sensibilidade e de calibre igual ou superior a 30 mA no lado da rede de alimentação. No caso de desconhecimento da instalação elétrica em utilização, é possível que o diferencial seja instalado diretamente no cabo [36].

Na figura 31 está esquematizado este modo de carregamento.

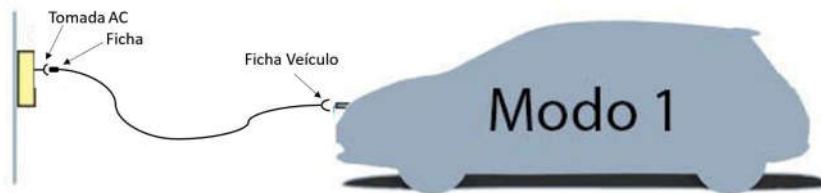


Figura 31 - Carregamento em Modo 1

b) Modo 2

O modo 2 é um sistema de carregamento desenvolvido para permitir que um veículo que só carrega em Modo 3 possa ser carregado numa tomada doméstica tipo shüco ou industrial de acordo com a norma EN 60309. Para esse efeito, o cabo de carregamento possui uma In-cable Control Box (ICCB) ou caixa de controlo idêntica à da figura 32, no qual se encontram instalados o relé e o sistema eletrónico definidos para o Modo 3, bem como um diferencial de calibre igual ou superior a 30 mA.



Figura 32 - Cabo de carregamento Modo 2 com caixa de comando localizada numa extremidade – ICCB [37]

A ICCB está instalada numa das extremidades do cabo de ligação, de onde sai uma ligação e ficha normalizada (doméstica ou industrial) para ligação à rede elétrica e na outra extremidade existe uma ficha Modo 3 para ligar ao veículo, como está esquematizado na figura 33.



Figura 33 - Carregamento em Modo 2

Este modo de carregamento pode demorar entre 8 a 12 horas, sendo normalmente mais demorado do que o modo 3.

c) Modo 3

O modo 3, segundo a norma EN/NP 61851, é um sistema de fornecimento de energia em corrente alternada, desenvolvido especificamente para VE. Este sistema tem como objetivo aumentar a segurança do processo de carregamento de um VE e reduzir o risco decorrente de eventuais erros de manipulação por seres humanos e de defeito de isolamento elétrico do VE, cabo de ligação ou tomada de fornecimento. É constituído por três componentes fundamentais: tomadas e fichas de fornecimento específicas para VEs, relé de corte de alimentação e uma funcionalidade de piloto de controlo para segurança adicional [36].

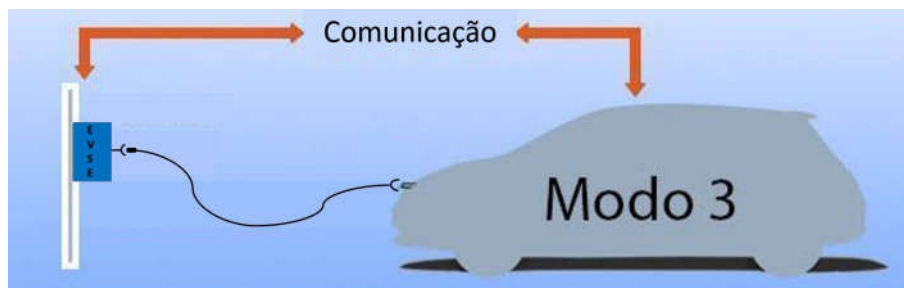


Figura 34 - Carregamento em modo 3

Este modo de carregamento pode demorar entre 2 a 8 horas a abastecer por completo o veículo, sendo mais rápido do que os modos 1 e 2. O mais indicado é estes postos serem instalados em habitações ou nas instalações dos locais de trabalho, onde os veículos podem estar longos períodos de tempo a abastecer.

d) Modo 4

O VE é ligado indiretamente à rede de alimentação através de um carregador externo em corrente contínua que fornece energia diretamente ao veículo, como está esquematizado na figura 35.

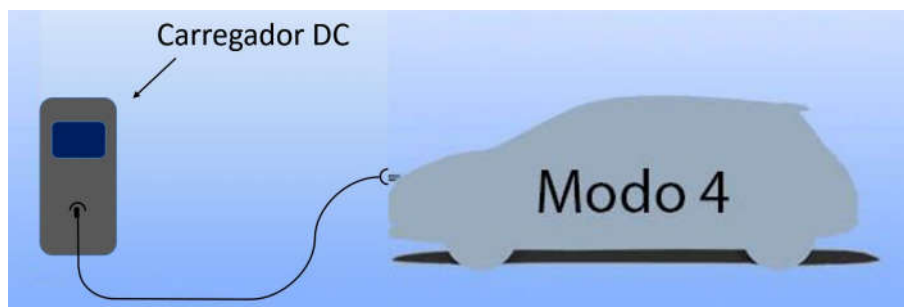


Figura 35 - Carregamento em Modo 4

O modo 4 está presente em postos de carregamento rápido e está atualmente regulamentado pela norma japonesa IEC 61000 Chademo, que é a mais amplamente aceite para o carregamento rápido em vários países no mundo e adotada por diversos fabricantes da indústria automóvel. Este modo de carregamento tem uma duração que varia entre os 20 e os 30 minutos para abastecer 80% da capacidade da bateria, dependendo do fabricante dos veículos e do tipo de infraestrutura utilizada.

O mais indicado é que estes postos sejam instalados nos percursos das vias rápidas, onde os veículos têm períodos de tempo muito reduzidos para abastecer. Este tipo de carregamento deve ser utilizado esporadicamente quando se pretende estender a autonomia do veículo durante uma viagem longa ou em caso de emergência.

2.3.4. Vantagens e Desvantagens do VE

O VE constitui uma ótima solução de mobilidade no que diz respeito às questões do aquecimento global, da qualidade do ar que respiramos e da dependência aos combustíveis fósseis. Como tal, os governos de Portugal e de muitos outros países estão a oferecer incentivos fiscais, embora sejam mais reduzidos comparativamente com o ano passado, para a sua aquisição, para além de que estes automóveis beneficiam atualmente de ausência de ISV e Imposto de circulação [3].

O uso destes meios de transporte contribuem para um mundo mais ecológico, amigo do ambiente uma vez que o VE é a única solução 100% zero-emissões em utilização: zero ruídos, zero emissões de gases efeito de estufa e zero emissões de poluentes.

Para além de ser um meio de transporte verde, existem outros fatores que o tornam cada vez mais uma solução de mobilidade mais viável. Por um lado a evolução tecnológica ao nível das baterias, com menores tempos de carga, maior autonomia, maior potência, etc. Por outro, um preço cada vez mais competitivo quando se analisa os custos de km percorridos.

Para além disso, os VE têm menores custos de manutenção uma vez que não precisam de mudanças de óleo frequentes nem de outras operações de manutenção pela existência de menos peças móveis no motor.

No que diz respeito ao tipo de motor utilizado, o motor elétrico pode funcionar também como gerador, e, como tal, pode aproveitar a energia desperdiçada durante a travagem do veículo para recarregar as baterias – chama-se a este processo travagem regenerativa. Durante o processo de travagem, as ligações do motor são alteradas de modo a que o motor funcione como gerador.

No entanto, os veículos elétricos também nos trazem alguns problemas principalmente no que diz respeito às baterias, à autonomia e ao seu custo de aquisição.

Para além do peso das baterias e do demoroso tempo de carga total, entre 4 a 8 horas em carregamento lento e a opção de carregamento rápido (80% da carga) demora cerca de 30 minutos, o seu tempo de vida útil ronda os 160.000 km e os 200.000 km, o que aliado ao seu custo torna-se uma desvantagem [38].

Também diretamente relacionado com as baterias, o seu tamanho e tecnologia usada, a autonomia dos veículos elétricos ainda é limitada quando comparada com um veículo com motor de combustão interna.

3. Caso em Estudo

De acordo com o referido no capítulo 1, este projeto requer que sejam dimensionados painéis fotovoltaicos para fornecimento de energia elétrica a carregadores de veículos elétricos a instalar nos parques de estacionamento do ISEP. Como tal, foi necessário obter informação técnica relevante para o dimensionamento do sistema e posicionamento dos carregadores como veremos a seguir.

3.1. Localização e Áreas disponíveis

O ISEP é uma instituição de ensino público situada entre a R. Dr. António Bernardino de Almeida, a R. Conde Avranches e a R. São Tomé, mais concretamente com as coordenadas GPS 41°10'43''N, 8°36'22''W.

Este instituto dispõe de vários locais possíveis para instalação de painéis fotovoltaicos. De todos, exclui-se logo a cobertura dos edifícios principais, umas porque têm bastantes obstáculos e outras porque poderão vir a ser necessárias para instalação de outros equipamentos essenciais para a instituição. Assim sendo, restam os parques de estacionamento dentro da própria instituição. De entre estes, apenas foram selecionados cinco locais possíveis, de acordo com a inclinação do telhado/parede em relação a Sul, as horas solares durante um dia, o menos sombreamento possível, a existência de tomadas elétricas/pontos de ligação, a proximidade entre o painel e o parqueamento de automóveis/motociclos, etc.

Uma vez escolhidos os cinco locais para instalação dos painéis FV, recorreu-se ao programa Google Earth, para identificar cada um deles, como mostra a figura 36.

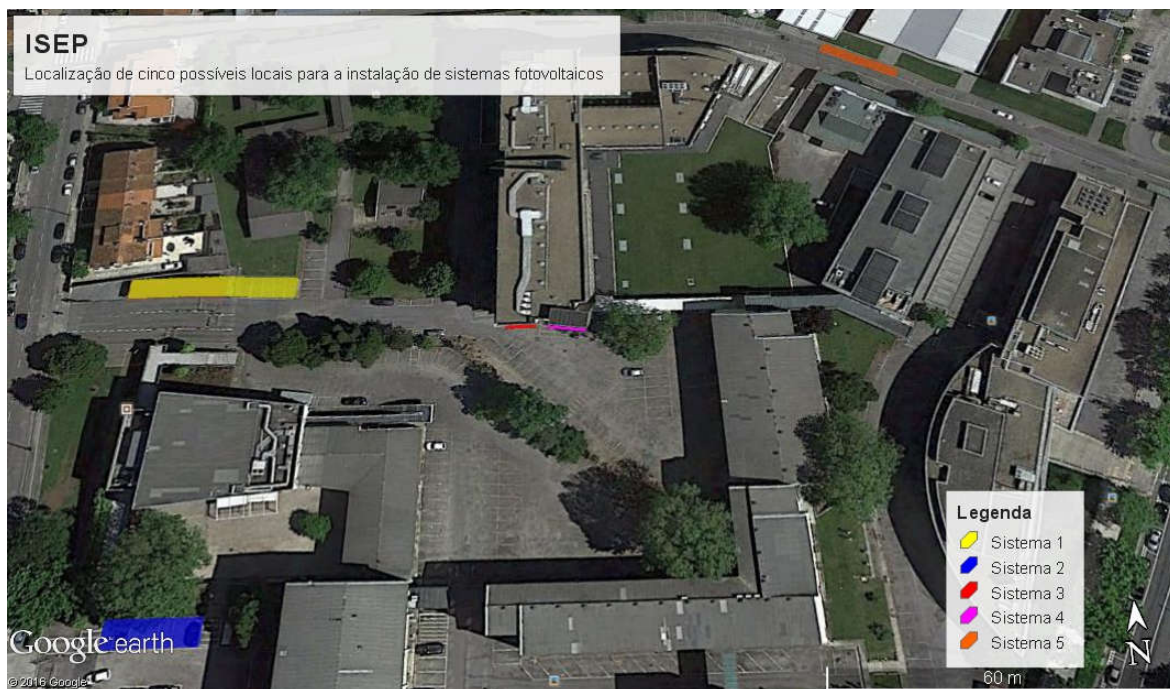


Figura 36 - Localização dos possíveis locais para instalação dos sistemas fotovoltaicos [39]

Posteriormente à escolha dos locais, torna-se necessário o levantamento das suas características, nomeadamente:

- Área disponível para a instalação do SFV;
- Orientação e inclinação do SFV a instalar;
- Dados climáticos (radiação média mensal);
- Obstáculos suscetíveis de originar sombreamento.

Para o caso em estudo, vai-se optar por instalar cinco sistemas FV distintos sem que estes sejam ligados entre si, uma vez que as zonas escolhidas para a sua instalação se encontram distanciadas, como se comprova na figura 36. Outro dos motivos cruciais nesta decisão é tornar o sistema redundante evitando assim que ao avariar um dos sistemas, os outros deixem de funcionar ou sejam desligados. Assim, cada sistema individual vai ser injetado no quadro elétrico do edifício mais perto, de forma que nos dias de maior produção de energia elétrica esta seja aproveitada também pelo edifício e nos dias em que haja um défice de energia para alimentar os carregadores de veículos possa ser usada a própria eletricidade proveniente do edifício.

Na tabela 1 são apresentadas as principais características de cada local onde será instalado os sistemas fotovoltaicos, nomeadamente a área disponível, a sua orientação e a inclinação ótima para a instalação dos painéis na cidade do Porto.

Tabela 1 - Características dos locais a implementar os painéis fotovoltaicos

Locais	Comprimento [m]	Largura [m]	Altura [m]	Área total [m ²]	Orientação	Inclinação
Sistema 1	34,66	4,93	-	170,9	Sul	34°
Sistema 2	17,32	5,33	-	92,3	Sul	34°
Sistema 3	-	6,21	15,54	96,5	Sul	34°
Sistema 4	-	7,47	18,43	137,7	Sudoeste	34°
Sistema 5	18,86	3,52	-	66,4	Sudoeste	34°

Os valores apresentados na Tabela 1, quer para o comprimento, largura e altura de cada edifício foram obtidos com o auxílio do programa Google Earth Pro. As figuras seguintes correspondem aos cinco locais para instalação dos sistemas fotovoltaicos, bem como à sua orientação, que foi obtida a partir de um iPhone no próprio local.



Figura 37 - Localização do sistema 1: parque das motas



Figura 38 - Orientação do sistema 1: parque das motas



Figura 39 - Localização do sistema 2: Parque dos Funcionários



Figura 40 - Localização do sistema 3: fachada do Edifício F (lado esquerdo); Orientação do sistema 3 (lado direito)



Figura 41 - Localização do sistema 4: fachada do Edifício F (lado esquerdo); Orientação do sistema 4 (lado direito)



Figura 42 - Localização do sistema 5: estacionamento Robotics



Figura 43 - Orientação do sistema 5: estacionamento Robotics

Os graus de inclinação para os painéis correspondem ao ângulo ótimo a que devem ser instalados os módulos FV no ISEP, sendo que este valor foi obtido através da aplicação online PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System), como se pode verificar pela figura 44.

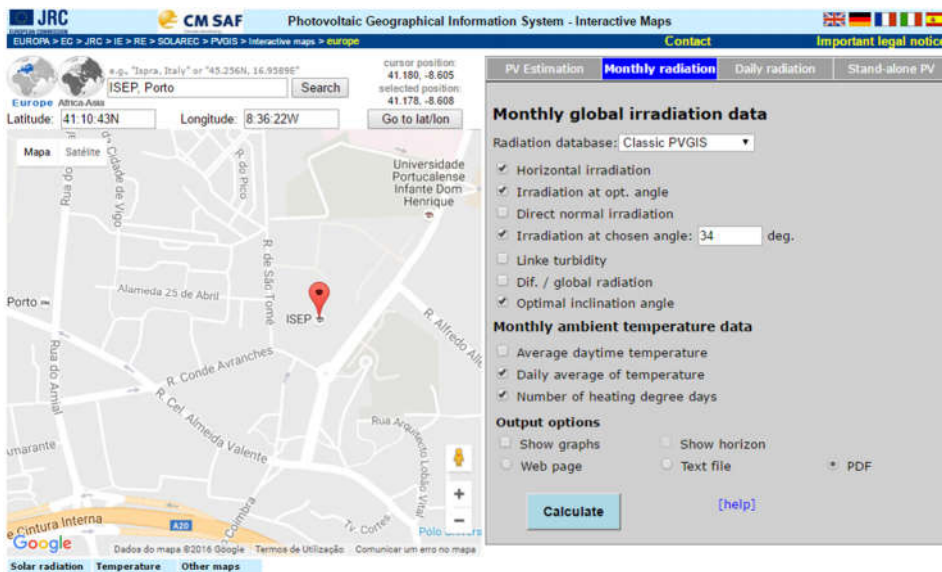


Figura 44 - Ângulo ótimo a que devem ser instalados os módulos FV no ISEP [40]

Apesar deste software utilizar um ângulo ótimo de inclinação dos painéis de 34°, o software gratuito onde foi feita a simulação do dimensionamento, o *Sunny Design*, utiliza um ângulo ótimo de 30°. Como são duas inclinações diferentes, optou-se por fazer uma simulação do mesmo sistema fotovoltaico para os dois ângulos de forma a ver com qual inclinação os painéis produzem mais energia mensalmente. O sistema utilizado como referência é o sistema 1 (parque da motas) e os resultados de energia produzida mensalmente são apresentados nas figuras 45 e 46, consoante o ângulo.

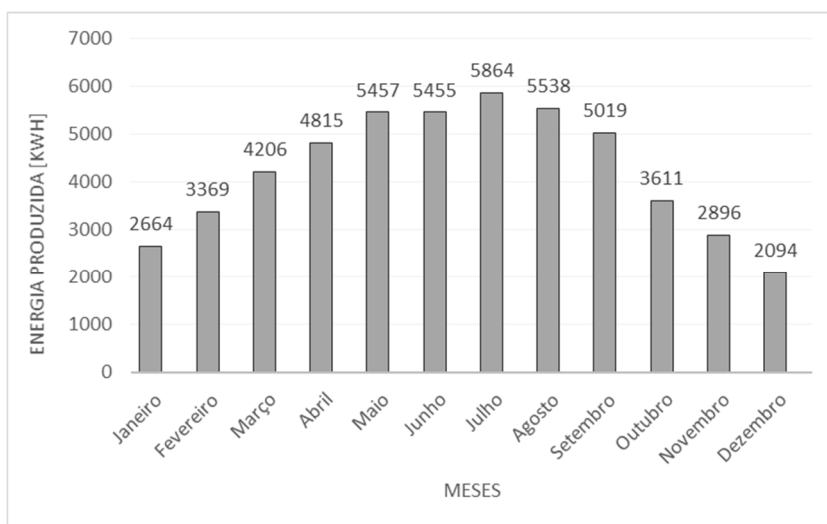


Figura 45 – Energia produzida mensalmente se os painéis tiverem uma inclinação de 34°

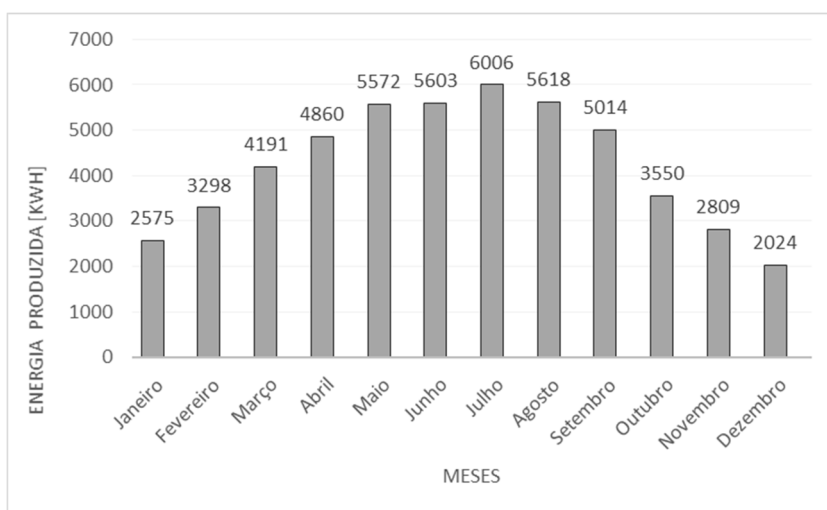


Figura 46 - Energia produzida mensalmente se os painéis tiverem uma inclinação de 30°

Comparando os dados obtidos para as duas inclinações, chega-se à conclusão que, para o mesmo número de módulos, nos meses mais frios, os painéis com uma inclinação de 34° produzem mais energia do que os que estão inclinados 30° e nos meses mais quentes, de Maio a Agosto, os que estão inclinados a 30° produzem mais do que os inclinados a 34°. Assim sendo, vai optar-se por um ângulo de inclinação de 34°, pois para a pior situação,

Inverno, são os que produzem mais energia mensalmente. Com os valores de radiação fornecidos pelo PVGIS em relação ao ISEP e para superfícies fixas com uma inclinação de 34°, é possível construir um gráfico que facilite a interpretação dos valores obtidos de radiação diária média mensal e que é apresentado na figura 47.

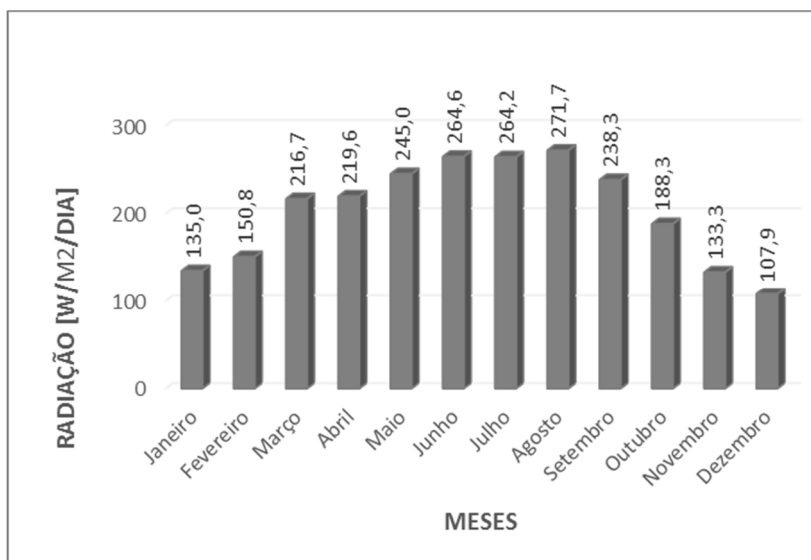


Figura 47 – Radiação diária média mensal incidente no ISEP

Ao analisar a figura 47, conclui-se que Dezembro é o mês menos favorável para a produção fotovoltaica, ao contrário do mês de Agosto que é o mais vantajoso, uma vez que apresenta os valores mais elevados de radiação solar incidente.

Devido à disposição, posicionamento geográfico do ISEP e aos locais escolhidos para as instalações dos sistemas, figura 36, apenas o sistema 4 sofre algum sombreamento, como pode ser observado pela figura 48.



Figura 48 – Fotografia tirada em Outubro às 10:30 horas ao sombreamento da área escolhida para instalar o Sistema 4

Contudo, este não será tido em conta para o dimensionamento do sistema FV, uma vez que a área correspondente a este sistema é afetada durante um curto período de tempo, do nascer do sol até as 12 horas no Inverno, ou até às 10 horas, sensivelmente, no Verão. Apesar de praticamente esta área estar da parte da manhã à sombra no pior caso (Inverno), este sombreamento não é fixo, sendo muito difícil de ser calculado.

3.2. Dimensionamento dos Sistemas FV

Neste subcapítulo irá dimensionar-se manualmente o sistema FV para o sistema 1 para posterior comparação com o dimensionamento calculado num software de simulação (*Sunny Design*). Para os sistemas 3 e 4, é necessário calcular o espaçamento entre fileiras para evitar sombreamento entre elas. Para os restantes sistemas é seguido o mesmo método de dimensionamento do sistema 1, embora sejam apenas apresentados os valores finais.

3.2.1. Escolha dos painéis

Para o estudo em questão vão ser selecionados dois tipos de painéis com diferentes características e diferentes custos para posterior comparação.

Após uma pesquisa no mercado, optou-se pela escolha dos módulos da SunPower X21-335 BLK e pelos módulos da Solar World 290 Mono, uma vez que se tratam de dois tipos de módulos de que dispunha dos seus preços.

As principais características dos módulos escolhidos encontram-se na tabela 2.

Tabela 2 - Características dos dois tipos de painéis escolhidos [43] [44][45]

	Solução 1	Solução 2
Modelo	X21-335-BLK	SW 290
Fabricante	SunPower	Solar World
Célula	monocristalina	
Potência [Wp]	335	290
Vmpp [V]	57,3	31,4
Impp [A]	5,85	9,33
Voc [V]	67,9	39,9
Isc [A]	6,23	9,97
Rendimento [%]	21,0	17,3
Área [m ²]	1,630	1,675
Preço p/ módulo	675,00 €	290,00 €
Dimensões da célula	1558 x 1046 x 46	1675 x 1001 x 33

3.2.2. Escolha do Inversor

Um inversor assume várias funções sendo que a principal é converter uma corrente contínua (DC) para uma corrente alternada (AC). Para além desta, este aparelho arca também com a responsabilidade de proteger os equipamentos a ele ligados em caso da tensão de rede faltar, desligando de imediato o sistema fotovoltaico de forma a evitar a injeção de energia.

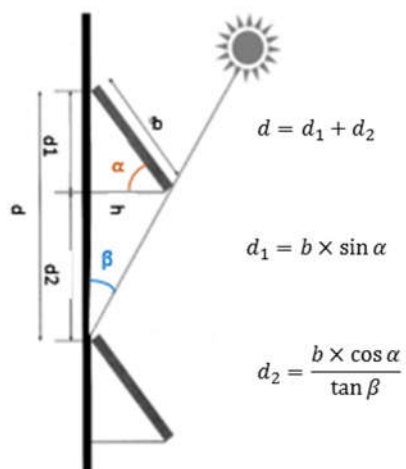
Para cada sistema é escolhido o(s) inversor(es) tendo em conta as suas dimensões e exigências, bem como a potência instalada. De todos os fabricantes de inversores, optou-se pela SMA, uma vez que o simulador SunnyDesign tem as suas características na base de dados e por serem os únicos inversores de que dispunha dos preços.

No caso dos sistemas 3 e 4, o espaçamento entre fileiras implica uma alteração do número de módulos possíveis a instalar. Esta distância é calculada para o pior caso, que nestes sistemas é para o Verão uma vez que vão ser instalados de forma vertical como mostra a figura 49.



Figura 49 – Esquema representativo da instalação dos módulos fotovoltaicos para os sistemas 3 e 4

Esta distância é calculada tendo em conta o ângulo de inclinação dos painéis e o ângulo máximo para a zona do Porto, ou seja:



Onde:

- b é o comprimento do módulo fotovoltaico;
- d a distância entre fileiras;
- o ângulo α corresponde à inclinação dos módulos fotovoltaicos, sendo que para o caso do ISEP: $\alpha = 34^\circ$;
- o ângulo β corresponde ao ângulo máximo para o Porto, sendo que

$$\beta = 90 - \varphi + \delta$$

Onde:

- φ é a latitude do local que assume o valor de 41,1 para o caso do ISEP;
- δ é o ângulo de declinação solar que assume o valor de 23,45° no solstício de Verão.

Por isso, $\beta = 90 - 41,1 + 23,45 = 72,35^\circ$.

Assim sendo, para o caso dos módulos escolhidos serem os SunPower X21-335 BLK,

$$d_1 = 1,558 \times \sin 34 = 0,871 \text{ m}$$

$$d_2 = \frac{1,558 \times \cos 34}{\tan 72,35} = 0,411 \text{ m}$$

Por isso, o sistema fotovoltaico terá de ser dimensionado com um espaçamento entre fileiras de 1,282 m.

Mas, se os módulos fotovoltaicos escolhidos forem os Solar World 290 Mono,

$$d_1 = 1,675 \times \sin 34 = 0,937 \text{ m}$$

$$d_2 = \frac{1,675 \times \cos 34}{\tan 72,35} = 0,700 \text{ m}$$

Neste caso, entre cada fileira deverá existir um espaçamento de 1,637 m.

Tendo em conta a área disponível para a instalação de cada sistema, as dimensões de cada módulo fotovoltaico escolhido e o espaçamento entre fileiras no caso dos sistemas 3 e 4, é possível chegar-se à conclusão do número de módulos que é viável instalar em cada zona bem como da potência a instalar. Assim sendo, as tabelas 3 e 4 sintetizam, para cada tipo de módulo escolhido o número de painéis possíveis de instalar tendo em conta as dimensões de cada módulo fotovoltaico e as dimensões dos próprios locais escolhidos para instalação do SFV, bem como a sua potência total.

Tabela 3 - Número de módulos SunPower X21 335 BLK a instalar em cada sistema fotovoltaico

				SunPower X21 335 BLK					P = 335 W
Sistema	Comp. [m]	Largura [m]	Altura [m]	Dimensões do módulo FV		Módulos			Potência Total [kWp]
				Comprimento [m]	Largura [m]	Strings	Fileiras	Total	
1	34,66	4,93	-	1,046	1,558	33	3	99	33,165
2	17,32	5,33	-	1,558	1,046	11	5	55	18,425
3	-	6,21	15,54	1,046	1,558	5	12	60	20,100
4	-	7,47	18,43	1,046	1,558	6	14	83	27,844
5	18,86	3,52	-	1,558	1,046	12	3	36	12,060

Tabela 4 - Número de módulos SW 290 Mono a instalar em cada sistema fotovoltaico

				SW 290 Mono					P = 290 W
Sistema	Comp. [m]	Largura [m]	Altura [m]	Dimensões do módulo FV		Módulos			Potência Total [kWp]
				Comprimento [m]	Largura [m]	Strings	Fileiras	Total	
1	34,66	4,93	-	1,675	1,001	20	4	80	23,200
2	17,32	5,33	-	1,001	1,675	17	3	51	14,790
3	-	6,21	15,54	1,001	1,675	6	9	54	15,660
4	-	7,47	18,43	1,001	1,675	7	11	77	22,330
5	18,86	3,52	-	1,001	1,675	18	2	36	10,440

Posto isto, torna-se necessária a escolha dos inversores a utilizar, tendo por base a potência de cada sistema, como mostram as tabelas 5,6,7,8, 9,10, 11,12, 13 e 14.

Tabela 5 - Escolha do inversor para o sistema 1 composto por módulos fotovoltaicos SunPower X21 335 BLK [41]

SunPower X21 - 335 BLK		
Potência Total do Sistema 1		33165 Wp
Modelo Inversor	STP 10.000TL	STP 12.000TL
Potência AC máxima [W]	10000	12000
Potência DC máxima [W]	10200	12250
Tensão DC máxima [V]	1000	1000
Tensão DC mínima [V]	150	150
Corrente DC máxima [A]	22	22
Número de Inversores	2	1

Tabela 6 - Escolha do inversor para o sistema 1 composto por módulos fotovoltaicos SW 290 Mono [41] [42]

SW 290 Mono		
Potência Total do Sistema 1		23200 Wp
Modelo Inversor	STP 15.000TL	STP 7.000TL
Potência AC máxima [W]	15000	7000
Potência DC máxima [W]	15340	7175
Tensão DC máxima [V]	1000	1000
Tensão DC mínima [V]	150	150
Corrente DC máxima [A]	22	15
Número de Inversores	1	1

Tabela 7 - Escolha do inversor para o sistema 2 composto por módulos fotovoltaicos SunPower X21 335 BLK [41] [42]

SunPower X21 - 335 BLK		
Potência Total do Sistema 2		18425 Wp
Modelo Inversor	STP 10.000TL	STP 8.000TL
Potência AC máxima [W]	10000	8000
Potência DC máxima [W]	10200	8200
Tensão DC máxima [V]	1000	1000
Tensão DC mínima [V]	150	150
Corrente DC máxima [A]	22	15
Número de Inversores	1	1

Tabela 8 - Escolha do inversor para o sistema 2 composto por módulos fotovoltaicos SW 290 Mono [42]

SW 290 Mono	
Potência Total do Sistema 2	
	14790 Wp
Modelo Inversor	STP 7.000TL
Potência AC máxima [W]	7000
Potência DC máxima [W]	7175
Tensão DC máxima [V]	1000
Tensão DC mínima [V]	150
Corrente DC máxima [A]	15
Número de Inversores	2

Tabela 9 - Escolha do inversor para o sistema 3 composto por módulos fotovoltaicos SunPower X21 335 BLK [41]

SunPower X21 - 335 BLK	
Potência Total do Sistema 3	
	20100 Wp
Modelo Inversor	STP 10.000 TL
Potência AC máxima [W]	10000
Potência DC máxima [W]	10200
Tensão DC máxima [V]	1000
Tensão DC mínima [V]	150
Corrente DC máxima [A]	22
Número de Inversores	2

Tabela 10 - Escolha do inversor para o sistema 3 composto por módulos fotovoltaicos SW 290 Mono [41]

SW 290 Mono	
Potência Total do Sistema 3	
15660 Wp	
Modelo Inversor	STP 15.000TL
Potência AC máxima [W]	15000
Potência DC máxima [W]	15340
Tensão DC máxima [V]	1000
Tensão DC mínima [V]	150
Corrente DC máxima [A]	22
Número de Inversores	1

Tabela 11 - Escolha do inversor para o sistema 4 composto por módulos fotovoltaicos SunPower X21 335 BLK [41]

SunPower X21 - 335 BLK		
Potência Total do Sistema 4		
27844 Wp		
Modelo Inversor	STP 15.000 TL	STP 12.000 TL
Potência AC máxima [W]	15000	12000
Potência DC máxima [W]	15340	12250
Tensão DC máxima [V]	1000	1000
Tensão DC mínima [V]	150	150
Corrente DC máxima [A]	22	22
Número de Inversores	1	1

Tabela 12 - Escolha do inversor para o sistema 4 composto por módulos fotovoltaicos SW 290 Mono [41]

SW 290 Mono		
Potência Total do Sistema 4		
22330 Wp		
Modelo Inversor	STP 10.000TL	STP 12.000TL
Potência AC máxima [W]	10000	12000
Potência DC máxima [W]	10200	12250
Tensão DC máxima [V]	1000	1000
Tensão DC mínima [V]	150	150
Corrente DC máxima [A]	22	22
Número de Inversores	1	1

Tabela 13 - Escolha do inversor para o sistema 5 composto por módulos fotovoltaicos SunPower X21 335 BLK [42]

SW 290 Mono	
Potência Total do Sistema 5	
12060 Wp	
Modelo Inversor	STP 6.000TL
Potência AC máxima [W]	6000
Potência DC máxima [W]	6125
Tensão DC máxima [V]	1000
Tensão DC mínima [V]	150
Corrente DC máxima [A]	11
Número de Inversores	2

Tabela 14 - Escolha do inversor para o sistema 5 composto por módulos fotovoltaicos SW 290 Mono [41]

SW 290 Mono	
Potência Total do Sistema 5	10440 Wp
Modelo Inversor	STP 10.000TL
Potência AC máxima [W]	10000
Potência DC máxima [W]	10200
Tensão DC máxima [V]	1000
Tensão DC mínima [V]	150
Corrente DC máxima [A]	22
Número de Inversores	1

Referente aos painéis fotovoltaicos e inversores escolhidos, os datasheets podem ser encontradas nos Anexos A, B e C.

É de salientar que a potência de pico a instalar em cada sistema será a inicial, uma vez que as células fotovoltaicas sofrem uma redução de rendimento ao longo dos anos. O fabricante de cada módulo FV escolhido garante valores acima dos 90 % de rendimento até aos 10 anos e superior a 80% até aos 25 anos.

3.2.3. Determinação do número de módulos

Para calcular o número de módulos por fileira, deve-se ter em atenção a tensão DC máxima do módulo. E para o inversor não sofrer danos, é necessário que a soma das tensões dos módulos ligados em série não ultrapasse a tensão máxima de entrada do inversor.

Então, calcula-se a tensão de circuito aberto para uma temperatura de -10°C , a partir da tensão do circuito aberto nas condições de referência STC, a partir da equação:

$$U_{oc}(-10^{\circ}\text{C}) = \left(1 - \frac{35^{\circ}\text{C} \times \Delta U}{100} \right) \times U_{oc}(\text{STC})$$

Em que ΔU corresponde à variação da tensão em % por cada $^{\circ}\text{C}$ e $U_{oc}(\text{STC})$ corresponde à tensão em circuito aberto do módulo para as condições de referência.

Posto isto, torna-se possível calcular o número máximo de módulos em série que será calculado pela expressão:

$$n \text{ máx} = \frac{U \text{ máx inv}}{U_{oc}(-10^{\circ}\text{C})}$$

Por exemplo, para o Sistema 1 composto por módulos SunPower X21 – 335 BLK, como o fabricante apenas nos fornece o coeficiente da temperatura da tensão, a tensão em circuito aberto para uma temperatura de -10°C calcula-se de forma diferente. O valor fornecido

pelo fabricante trata-se de uma diminuição de tensão de 0,1674 V por cada grau celsius. Então:

$$U_{oc}(-10^{\circ}) = (\Delta U \times \Delta T) + U_{oc}(STC)$$

Em que ΔU corresponde à variação da tensão em V por cada °C e ΔT à variação da temperatura. Por isso:

$$U_{oc}(-10^{\circ}) = (-0,167 \times (-10 - 25)) + 67,9 = 73,75 V$$

Depois de encontrado o valor de ΔU , é fácil saber calcular o valor da tensão de circuito aberto para uma temperatura de -10°C e posteriormente o número máximo de módulos possíveis de instalar em cada fileira:

$$n_{\text{máx}}_{\text{sistema } 1} = \frac{1000}{73,75} \approx 13 \text{ painéis}$$

No caso do sistema 1 composto por módulos FV SW 290 Mono, para o inversor STP 15.000TL tem-se:

$$U_{oc}(-10^{\circ}C)_{\text{sistema } 1} = \left(1 - \frac{35^{\circ}C \times -0,3}{100} \right) \times 39,9 \approx 44,1 V$$

$$n_{\text{máx}}_{\text{sistema } 1} = \frac{1000}{44,1} \approx 22 \text{ painéis}$$

Ou seja, só podem ser ligados em série, e no máximo, para o primeiro caso 13 módulos e para o segundo caso 22 para que não ultrapasse a tensão máxima de entrada do inversor (nestes casos 1000V).

Uma vez conhecido o número máximo de módulos por fileira do sistema em estudo é necessário calcular também o número mínimo.

Normalmente, a tensão mínima de funcionamento verifica-se para a temperatura máxima de funcionamento que, no Verão, é prevista para 70°C.

Então,

$$U_{mpp}(70^{\circ}C) = \left(1 + \frac{45^{\circ}C \times \Delta U}{100} \right) \times U_{mpp}(STC)$$

Em que ΔU corresponde à variação da tensão em % por cada °C e $U_{mpp}(STC)$ corresponde à tensão MPP do módulo para as condições de referência.

Depois de encontrado o valor da tensão mínima de funcionamento, já é viável calcular o número mínimo de módulos em série através da expressão:

$$n \text{ mín} = \frac{U \text{ min inv}}{U_{mpp} (70^{\circ}\text{C})}$$

Para o sistema 1 composto por módulos da SunPower X21 – 335, como já referido anteriormente, calcula-se de maneira diferente.

$$U_{mpp} (70^{\circ}\text{C}) = (\Delta U \times \Delta T) + U_{mpp} (STC)$$

Em que ΔU corresponde à variação da tensão em V por cada $^{\circ}\text{C}$ e ΔT à variação da temperatura. Por isso:

$$U_{mpp} (70^{\circ}\text{C}) = (-0,167 \times (70 - 25)) + 57,3 = 49,78 \text{ V}$$

Então temos:

$$n \text{ mín}_{\text{sistema 1}} = \frac{150}{49,78} \approx 3 \text{ painéis}$$

Isto significa que têm de ser ligados em série no mínimo 3 painéis em cada string.

No caso do sistema 1 composto por módulos FV SW 290 Mono, para o inversor STP 15.000TL tem-se:

$$U_{mpp} (70^{\circ}\text{C}) = \left(1 + \frac{45^{\circ}\text{C} \times -0,3}{100} \right) \times 31,4 \approx 27,2 \text{ V}$$

$$n \text{ mín}_{\text{sistema 1}} = \frac{150}{27,2} \approx 5 \text{ painéis}$$

Ou seja, têm de ser ligados em série no mínimo 5 painéis em cada string.

Conhecidos os números mínimo e máximo de módulos por fileira torna-se indispensável saber qual o limite de fileiras em paralelo, por forma a garantir que o valor da corrente do SFV não ultrapasse o limite máximo da corrente de entrada do inversor.

O número máximo de fileiras em paralelo deve ser igual ao quociente entre o valor máximo da corrente do inversor e da fileira de módulos, ou seja,

$$n \text{ fil} = \frac{I \text{ máx inv}}{I \text{ máx fil}}$$

Continuando com o exemplo do sistema 1 para os painéis SunPower 335 BLK e o inversor STP 10.000TL, temos:

$$n \text{ fil} = \frac{22}{5,85} = 3,8 \approx 3 \text{ fileiras}$$

Para o caso dos módulos SW 290 mono com o inversor 15.000TL, temos:

$$n_{fil} = \frac{22}{9,33} = 2,4 \approx 2 \text{ fileiras}$$

Em suma, o sistema 1 com os módulos da SunPower X21 – 335 BLK tem uma potência total de 33.165 Wp. Então:

Tabela 15 - Dimensionamento do sistema 1 com módulos FV SunPower X21 – 335 BLK

	Inversor STP 10.000TL	Inversor STP 12.000TL
Potência Total do Sistema 1 [W]	33165	
Número de Inversores	2	1
Número de painéis	30	37
Nº máximo painéis fileira	13	13
Nº mínimo painéis fileira	3	3
Nº fileira	3	3

Para o sistema 1 com os módulos da SW 290 e uma potência total de 23.200 Wp, tem-se:

Tabela 16 - Dimensionamento do sistema 1 com módulos FV SW 290 Mono

	Inversor STP 15.000TL	Inversor STP 7.000TL
Potência Total do Sistema 1 [W]	23200	
Número de Inversores	1	1
Número de painéis	53	25
Nº máximo painéis fileira	22	22
Nº mínimo painéis fileira	5	5
Nº fileira	2	1

3.3. Apresentação da configuração do sistema

O SFV 1 é então constituído por dois módulos diferentes de forma a perfazer a sua potência total e tendo em conta o número de módulos que podem ser instalados na área disponível. A sua configuração final pode ser apresentada da seguinte forma:

Tabela 17 - Configuração final do SFV 1 com módulos FV SunPower X21 – 335 BLK

Configuração Final do sistema 1		
Módulo	SunPower X21 335 BLK	
	STP 10.000TL	STP 12.000TL
Por cada Inversor		
Número de módulos (Input A1)	13	13
Número de módulos (Input A2)	13	13
Número de Módulos (Input B)	4	11
Número total de módulos	30	37
Potência Total [W]	10050	12395
Valores Totais		
Total de Inversores	2	1
Total de módulos	60	37
Potência Total [W]	20100	12395

Tabela 18 - Configuração final do SFV 1 com módulos FV SW 290 Mono

Configuração Final do sistema 1		
Módulo	SunPower X21 335 BLK	
	STP 15.000TL	STP 7.000TL
Por cada Inversor		
Número de módulos (Input A1)	22	22
Número de módulos (Input A2)	22	0
Número de Módulos (Input B)	9	3
Número total de módulos	53	25
Potência Total [W]	15370	7250
Valores Totais		
Total de Inversores	1	1
Total de módulos	53	25
Potência Total [W]	15370	7250

Depois do estudo para o sistema 1, foram realizados estudos idênticos para os restantes SFV, apresentando-se a seguir as tabelas resumo do dimensionamento:

Tabela 19 - Configuração final do SFV 2 com módulos FV SunPower X21 – 335 BLK

Configuração Final do sistema 2		
Potência do Sistema 2	18425 [Wp]	
Inversor	Inversor STP 10.000TL	Inversor STP 8.000TL
Módulo	SunPower X21 335 BLK	
Número de módulos (Input A1)	13	12
Número de módulos (Input A2)	13	12
Número de módulos (Input A3)	0	0
Número de Módulos (Input B)	4	0
Número total de módulos	30	24
Potência Total [W]	10050	8040
Valores Totais		
Total de Inversores	1	1
Total de módulos	30	24
Potência Total [W]	10050	8040

Tabela 20 - Configuração final do SFV 2 com módulos FV SW 290 Mono

Configuração Final do sistema 2	
Potência do Sistema 2	14790 [Wp]
Inversor	Inversor STP 7.000TL
Módulo	SW 290 Mono
Número de módulos (Input A1)	20
Número de módulos (Input A2)	0
Número de Módulos (Input B)	5
Número total de módulos	25
Potência Total [W]	7250
Valores Totais	
Total de Inversores	2
Total de módulos	50
Potência Total [W]	14500

Tabela 21 - Configuração final do SFV 3 com módulos FV SunPower X21 – 335 BLK

Configuração Final do sistema 3	
Potência do Sistema 3	20100 [Wp]
Inversor	Inversor STP 10.000TL
Módulo	SunPower X21 335 BLK
Número de módulos (Input A1)	13
Número de módulos (Input A2)	13
Número de Módulos (Input B)	4
Número total de módulos	30
Potência Total [W]	10050
Valores Totais	
Total de Inversores	2
Total de módulos	60
Potência Total [W]	20100

Tabela 22 - Configuração final do SFV 3 com módulos FV SW 290 Mono

Configuração Final do sistema 3	
Potência do Sistema 3	15660 [Wp]
Inversor	Inversor STP 15.000TL
Módulo	SW 290 Mono
Número de módulos (Input A1)	22
Número de módulos (Input A2)	22
Número de Módulos (Input B)	9
Número total de módulos	53
Potência Total [W]	15370
Valores Totais	
Total de Inversores	1
Total de módulos	53
Potência Total [W]	15370

Tabela 23 - Configuração final do SFV 4 com módulos FV SunPower X21 – 335 BLK

Configuração Final do sistema 4		
Potência do Sistema 4		27844 [Wp]
Inversor	Inversor STP 15.000TL	Inversor STP 12.000TL
Módulo	SunPower X21 335 BLK	
Número de módulos (Input A1)	13	11
Número de módulos (Input A2)	13	11
Número de módulos (Input A2)	13	11
Número de Módulos (Input B)	7	4
Número total de módulos	46	37
Potência Total [W]	15410	12395
Valores Totais		
Total de Inversores	1	1
Total de módulos	46	37
Potência Total [W]	15410	12395

Tabela 24 - Configuração final do SFV 4 com módulos FV SW 290 Mono

Configuração Final do sistema 4		
Potência do Sistema 4		22330 [Wp]
Inversor	Inversor STP 10.000TL	Inversor STP 12.000TL
Módulo	SW 290 Mono	
Número de módulos (Input A1)	22	21
Número de módulos (Input A2)	0	21
Número de Módulos (Input B)	13	0
Número total de módulos	35	42
Potência Total [W]	10150	12180
Valores Totais		
Total de Inversores	1	1
Total de módulos	35	42
Potência Total [W]	10150	12180

Tabela 25 - Configuração final do SFV 5 com módulos FV SunPower X21 – 335 BLK

Configuração Final do sistema 5	
Potência do Sistema 5	
12060 [Wp]	
Inversor	Inversor STP 6.000TL
Módulo	SunPower X21 335 BLK
Número de módulos (Input A1)	13
Número de módulos (Input A2)	0
Número de módulos (Input A3)	0
Número de Módulos (Input B)	5
Número total de módulos	18
Potência Total [W]	6030
Valores Totais	
Total de Inversores	2
Total de módulos	36
Potência Total [W]	12060

Tabela 26 - Configuração final do SFV 5 com módulos FV SW 290 Mono

Configuração Final do sistema 5	
Potência do Sistema 5	10440 [Wp]
Inversor	Inversor STP 10.000TL
Módulo	SW 290 Mono
Número de módulos (Input A1)	15
Número de módulos (Input A2)	15
Número de Módulos (Input B)	5
Número total de módulos	35
Potência Total [W]	10150
Valores Totais	
Total de Inversores	1
Total de módulos	35
Potência Total [W]	10150

Como se pode verificar pela tabela 27, para cada sistema, o número de módulos a instalar definidos pelo inversor não excede o número de módulos possíveis de instalar definidos pela área disponível.

Tabela 27 - Tabela comparativa do número de módulos a instalar tendo em atenção a área disponível e o(s) inversor(es) escolhido(s)

	SunPower X21 - 335 BLK		SW 290 Mono	
	Definidos por:			
	Área disponível	Inversor	Área disponível	Inversor
Sistema 1	99	97	80	78
Sistema 2	55	54	51	50
Sistema 3	60	60	54	53
Sistema 4	83	83	77	77
Sistema 5	36	36	36	35

Tendo em conta diversos fatores apresentados na tabela 14, como o preço por módulo FV e o rendimento, bem como a energia produzida optou-se pela escolha do módulo da Sun Power X21 – 335 BLK. Apesar de ter um custo de 675 € [45] que é bastante mais elevado do que os módulos SW 290 Mono (290 € [45]), o seu rendimento é 17,6% superior, o que significa que, a nível de produção de energia as células escolhidas vão produzir mais energia. Para além disso, tendo em conta a área disponível para instalação, como é possível verificar pela tabela 27, nos sistemas 1 e 2, é possível instalar um número de módulos da Sun Power maior do que da Solar World, o que, tendo os primeiros maior rendimento, reforça o facto de produzir mais energia. O valor da energia produzida para os sistemas constituídos por células SW 290 Mono não foi calculado, uma vez que este tipo de células não se encontra na base de dados do *Sunny Design*.

Com a instalação do número de módulos definidos pelo inversor, a área disponível não fica toda ocupada. A área sobrando, apresentada na tabela 28, é útil e necessária para efeitos de manutenção, segurança e sombreamento.

Tabela 28 - Síntese das áreas disponível, utilizada e sobrando para efeitos de manutenção e segurança

Locais	Área disponível [m ²]	Área utilizada [m ²]	Área Sobrante [m ²]
Sistema 1	170,9	158,1	12,8
Sistema 2	92,3	88,0	4,3
Sistema 3	96,5	70,3	26,2
Sistema 4	137,7	84,6	53,1
Sistema 5	66,4	58,7	7,7

Para efeitos de comparação e de forma a maximizar a produção tendo em conta a localização de cada sistema, achou-se conveniente simular o conjunto inversor e painéis no software de simulação *Sunny Design*, por se tratar de um simulador gratuito. Estas simulações são apresentadas nos Anexos D, E, F, G, H para os sistemas 1, 2, 3, 4 e 5 respetivamente.

Para cada sistema fotovoltaico dimensionado, é possível apurar a energia produzida, a partir das simulações efetuadas no *Sunny Design* que podem ser consultadas nos anexos D, E, F, G e H. Nas tabelas 29, 30 e 31 esses valores são apresentados, bem como os valores da produção média diária produzida por cada sistema.

Tabela 29 - Energia produzida pelos sistemas 1 e 2

Mês	Nº dias	Sistema 1		Sistema 2	
		Produção mensal [kWh]	Produção média Diária [kWh]	Produção mensal [kWh]	Produção média Diária [kWh]
Janeiro	31	2.664,00	85,94	1.482,00	47,81
Fevereiro	28	3.369,00	120,32	1.875,00	66,96
Março	31	4.206,00	135,68	2.341,00	75,52
Abril	30	4.815,00	160,50	2.680,00	89,33
Maio	31	5.457,00	176,03	3.037,00	97,97
Junho	30	5.455,00	181,83	3.036,00	101,20
Julho	31	5.864,00	189,16	3.264,00	105,29
Agosto	31	5.538,00	178,65	3.083,00	99,45
Setembro	30	5.019,00	167,30	2.794,00	93,13
Outubro	31	3.611,00	116,48	2.009,00	64,81
Novembro	30	2.896,00	96,53	1.611,00	53,70
Dezembro	31	2.094,00	67,55	1.164,00	37,55
Total	365	50.988,00	1.675,97	28.376,00	932,72

Tabela 30 - Energia produzida pelos sistemas 3 e 4

Mês	Nº dias	Sistema 3		Sistema 4	
		Produção mensal [kWh]	Produção média Diária [kWh]	Produção mensal [kWh]	Produção média Diária [kWh]
Janeiro	31	1.647,00	53,13	2.287,00	73,77
Fevereiro	28	2.083,00	74,39	2.893,00	103,32
Março	31	2.601,00	83,90	3.610,00	116,45
Abril	30	2.978,00	99,27	4.135,00	137,83
Mai	31	3.374,00	108,84	4.686,00	151,16
Junho	30	3.373,00	112,43	4.684,00	156,13
Julho	31	3.626,00	116,97	5.035,00	162,42
Agosto	31	3.425,00	110,48	4.755,00	153,39
Setembro	30	3.104,00	103,47	4.309,00	143,63
Outubro	31	2.233,00	72,03	3.099,00	99,97
Novembro	30	1.791,00	59,70	2.486,00	82,87
Dezembro	31	1.294,00	41,74	1.796,00	57,94
Total	365	31.529,00	1.036,36	43.775,00	1.438,88

Tabela 31 - Energia produzida pelo sistema 5

Mês	Nº dias	Sistema 5	
		Produção mensal [kWh]	Produção média Diária [kWh]
Janeiro	31	989,00	31,90
Fevereiro	28	1.253,00	44,75
Março	31	1.565,00	50,48
Abril	30	1.794,00	59,80
Mai	31	2.032,00	65,55
Junho	30	2.031,00	67,70
Julho	31	2.184,00	70,45
Agosto	31	2.062,00	66,52
Setembro	30	1.869,00	62,30
Outubro	31	1.342,00	43,29
Novembro	30	1.076,00	35,87
Dezembro	31	775,00	25,00
Total	365	18.972,00	623,61

3.4. Escolha dos postos de Carregamento para veículos elétricos

Para a escolha do posto de abastecimento para os veículos elétricos foi tido em conta a energia produzida pelos sistemas fotovoltaicos apresentada nas tabelas 29, 30 e 31, bem como o modo de carregamento mais indicado e aconselhado para estes tipos de veículos.

Assim sendo, de toda o leque de postos de carregamento que a Efacec apresenta, foram escolhidos os *Public Charging Station*, cujas suas características técnicas são apresentadas no Anexo I e os *Quick Charge Station*, cujas suas características técnicas são apresentadas no Anexo J.

Os primeiros postos de carregamento, figura 50 (esquerda), foram concebidos para carregar até dois veículos elétricos em simultâneo em modo 3 [46], ou seja, como já referido no capítulo teórico, para repor parte da energia na bateria optam por um carregamento lento até ter a energia necessária para efetuar o percurso pretendido. O carregamento lento pode, caso haja necessidade disso, ser interrompido em qualquer momento, sem que necessite de ser finalizado, por isso pode ser efetuado parcialmente e mais do que uma vez por dia, sem que o tempo de vida útil das baterias seja afetado ou que contribua para a degradação das suas características. Estes postos de carregamento têm um custo unitário de 4.850,00€.

Os segundos, figura 50 (direita), são posto de carregamento rápido [47] compatível com qualquer veículo, ou seja, carrega até 80 % em menos de 1 hora e tem uma eficiência de 94%. Este carregador vem preparado com uma saída DC até 25 kW e uma AC até 22 kVA e tem um custo de 16.670,00€.



Figura 50 – esquerda: Public charging station – posto de carregamento lento [46]; direita: Quick charge station – posto de carregamento rápido [47]

Com os postos de carregamento escolhidos e sabendo a potência dos cinco sistema FV em estudo, é possível calcular o número de máquinas a ligar a cada sistema, como mostra o resumo apresentado na tabela 32.

Tabela 32 - Resumo dos postos de carregamento de veículos elétricos a instalar em cada sistema

Sistema	Potência Pico kWp	Quick charge Station 22 kVA	Public Charging Station 11 kVA
1	33,165	Sim	Sim
2	18,425	Sim	—
3	20,100	Sim	—
4	27,844	Sim	Sim
5	12,060	—	Sim

Assim sendo, alimentadas pelos sistemas 1 e 4 vão estar dois postos de carregamento: um normal, com uma potência de entrada de 11 kVA, e um rápido de 22 kVA. A cada sistema 2 e 3 vai estar ligado um carregador rápido de 22 kVA, enquanto que ao sistema 5 vai ser ligado um carregador normal de 11 kVA.

Foram escolhidos os dois tipos de carregamento, lento e rápido, para garantir o abastecimento das diferentes gerações de baterias e para satisfazer as necessidades de cada utilizador.

4. Estudo da Viabilidade Económica

Depois de dimensionados os sistemas FV, é indispensável a elaboração do estudo de viabilidade económica, com o objetivo de determinar qual a rentabilidade do projeto. A viabilidade dos sistemas aqui estudados está diretamente relacionada com o investimento inicial e com a poupança energética e económica. Com este tipo de análise deve conseguir-se visualizar através de projeções e números, o real potencial de retorno do investimento em questão e, por isso, decidir se o projeto deve ir adiante ou não.

Com o passar do tempo, o valor do investimento inicial tem tendência a diminuir devido à feroz concorrência e à entrada de tecnologias mais avançadas do que as existentes atualmente no mercado.

O estudo de viabilidade de um projeto deve ser feito antes de se avançar com ele, por isso, os custos e os proveitos gerados pelo projeto são meras previsões. Para auxiliar este estudo, é essencial recorrer-se a três critérios de rentabilidade como o Valor Atual Líquido (VAL), a Taxa Interna de Rentabilidade (TIR) e o Payback (PB) ou Período de Recuperação de Investimento (PRI).

- VAL: corresponde à diferença entre os valores atualizados de todos os custos e dos proveitos, cash flow, inerentes a um determinado projeto de investimento, ao longo do prazo de vida útil do projeto;

- TIR: representa a taxa de juro que torna nulo o VAL de uma série de cash flows, exprimindo assim a taxa de rentabilidade periódica do capital investido [48];
- PB: corresponde ao espaço de tempo, em anos, necessário para que o investidor recupere todo o capital investido.

Para realizar todos os cálculos apresentados neste capítulo e para determinar os indicadores económicos mencionados anteriormente, foi utilizado o software Microsoft Excel.

O investimento necessário para a realização desta central é de 215.142,00 €, pois o preço deste tipo de sistemas ronda os 1,20 €/Wp [49] e este sistema conjunto apresenta uma potência de 111,594 kWp. Para além disto, vão ser instalados quatro postos de carregamento *Quick Charge Station* com um custo de 16.670,00 € cada um e três *Public Chargers Station* que rondam os 4.850,00 € cada. A energia anual produzida pelo conjunto de todos os sistemas fotovoltaicos no primeiro ano de funcionamento fornecida pelo programa de simulação *Sunny Design* é de 173,640 MWh, como se verifica pela tabela 33. As despesas anuais associadas a encargos com operação e manutenção das instalações fotovoltaicas foram assumidas constantes ao longo dos anos, com um valor de 1 % do investimento inicial, totalizando 2.151,42 € ($0,01 \times 215.142,00$ €).

Tabela 33 - Tabela resumo da energia produzida em cada sistema

Sistema	Energia anual produzida [kWh]
1	50.988,00
2	28.376,00
3	31.529,00
4	43.775,00
5	18.972,00
Total	173.640,00

A taxa de atualização (TA), também conhecida como custo de oportunidade de capital ou taxa mínima de rentabilidade do projeto, é a rentabilidade que o investidor exige para implementar um projeto e serve para atualizar os cash flows gerados pelo mesmo [48]. Para esta dissertação assumiu-se uma TA de 4 % que corresponde a um valor típico para projetos deste tipo, com baixo risco. Esta taxa influencia diretamente o valor do VAL, ou seja, quanto maior for o VAL, menor será a taxa de atualização e vice-versa [48]. Quanto ao imposto de valor acrescentado (IVA), este não é contabilizado.

Partindo do princípio que o preço da eletricidade para o ISEP vai-se manter nos 0,15 €/kWh, os custos de carregamento de veículos elétricos em nossas casas se mantém nos 0,20 €/kWh, durante os 25 anos de vida útil dos painéis, o que na realidade não vai acontecer, vai impor-se uma tarifa a cada usuário dos postos de carregamento para veículos elétricos que iguala a tarifa que se paga em casa, ou seja, os 0,20 €/kWh.

Por exemplo, o sistema 1 tem uma potência de 33,165 kW que produz 50.988 kWh de energia no primeiro ano. A este sistema serão ligados dois postos de carregamento, como já foi referido na tabela 32, um de 22 kVA e outro de 11 kVA, o que perfaz uma potência total de 33 kVA. Contudo, para uma situação otimista, em que o fator de utilização é de 80 %, e os postos de carregamento funcionariam 16h durante 242 dias úteis, o sistema teria de fornecer 102.220,80 kWh ($33 \times 80\% \times 16 \times 242$). Isto significa que, o sistema necessita de ir buscar à rede 51.232,80 kWh para satisfazer as necessidades do carregamento uma vez que apenas produz 50.988 kWh. Uma vez que o ISEP recebe 0,20 €/kWh de cada utilizador dos postos de carregamento e tem de pagar 0,15 €/kWh à entidade fornecedora de energia, teria uma remuneração ao fim do primeiro ano de:

$$\text{Remuneração} = 102.220,80 \times 0,20 - 51.232,80 \times 0,15 = 12.759,24\text{€}$$

Então, para o cenário acima descrito, o ISEP teria um saldo positivo de 12.759,10 €. Se forem analisados outros fatores de utilização, o ISEP teria um saldo positivo de 10.842,60 € para um fator de utilização de 50 % e de 9.564,84 € para um fator de 30 %, uma vez que, neste caso, ao invés do sistema ir buscar energia à rede está a injetar na mesma cerca de 12.656,00 kWh.

As tabelas que se seguem foram elaboradas para determinar os indicadores económicos, o balanço energético e balanço económico, tendo por base uma taxa de utilização intermédia, ou seja, 50 %. O tempo de vida útil considerado é 25 anos, sendo que o ano 0 corresponde à instalação do sistema. Nessas mesmas tabelas estão presentes os valores da energia anual produzida para cada sistema, sendo que o valor para o primeiro ano foi o obtido no software *Sunny Design* e os demais valores diminuem 1 % ao ano devido à redução anual do rendimento dos módulos fotovoltaicos.

Tabela 34 - Energia produzida e retorno financeiro para o sistema fotovoltaico 1 com uma taxa de atualização de 50%.

Ano	Energia produzida [KWh]	Tarifa [€/KWh]	Remuneração anual [€]	O&M [€]	CFE [€]	CFE atualizado [€]	CFG acumulado [€]
[n]	[E]	[T]	[Rem]	[Com]	$[(Rem - Com)]$	$[(CFE) \times ((1 + TA)^{-n})]$	$[I + CFE atualizado]$
0							61.318,00
1	50.988,00	0,20	10.842,60		10.842,60	10.425,58	50.892,42
2	50.478,12	0,20	10.766,12	613,18	10.152,94	9.386,96	41.505,46
3	49.973,34	0,20	10.690,40	613,18	10.077,22	8.958,61	32.546,85
4	49.473,61	0,20	10.615,44	613,18	10.002,26	8.549,97	23.996,87
5	48.978,87	0,20	10.541,23	613,18	9.928,05	8.160,13	15.836,74
6	48.489,08	0,20	10.467,76	613,18	9.854,58	7.788,22	8.048,52
7	48.004,19	0,20	10.395,03	613,18	9.781,85	7.433,40	615,12
8	47.524,15	0,20	10.323,02	613,18	9.709,84	7.094,89	6.479,77
9	47.048,91	0,20	10.251,74	613,18	9.638,56	6.771,92	13.251,69
10	46.578,42	0,20	10.181,16	613,18	9.567,98	6.463,79	19.715,47
11	46.112,63	0,20	10.111,29	613,18	9.498,11	6.169,79	25.885,27
12	45.651,51	0,20	10.042,13	613,18	9.428,95	5.889,29	31.774,56
13	45.194,99	0,20	9.973,65	613,18	9.360,47	5.621,65	37.396,22
14	44.743,04	0,20	9.905,86	613,18	9.292,68	5.366,29	42.762,50
15	44.295,61	0,20	9.838,74	613,18	9.225,56	5.122,63	47.885,13
16	43.852,66	0,20	9.772,30	613,18	9.159,12	4.890,13	52.775,26
17	43.414,13	0,20	9.706,52	613,18	9.093,34	4.668,28	57.443,54
18	42.979,99	0,20	9.641,40	613,18	9.028,22	4.456,58	61.900,12
19	42.550,19	0,20	9.576,93	613,18	8.963,75	4.254,58	66.154,69
20	42.124,69	0,20	9.513,10	613,18	8.899,92	4.061,81	70.216,50
21	41.703,44	0,20	9.449,92	613,18	8.836,74	3.877,86	74.094,36
22	41.286,40	0,20	9.387,36	613,18	8.774,18	3.702,31	77.796,67
23	40.873,54	0,20	9.325,43	613,18	8.712,25	3.534,79	81.331,46
24	40.464,81	0,20	9.264,12	613,18	8.650,94	3.374,92	84.706,38
25	40.060,16	0,20	9.203,42	613,18	8.590,24	3.222,34	87.928,72

Tabela 35 - Energia produzida e retorno financeiro para o sistema fotovoltaico 2 com uma taxa de utilização de 50%.

Ano	Energia produzida [KWh]	Tarifa [€/KWh]	Remuneração anual [€]	O&M [€]	CFE [€]	CFE atualizado [€]	CFG acumulado [€]
[n]	[E]	[T]	[Rem]	[Com]	$[(Rem - Com)]$	$[(CFE) \times ((1 + TA)^{-n})]$	$[I + CFE atualizado]$
0							38.780,00
1	28.376,00	0,20	6.386,00		6.386,00	6.140,38	32.639,62
2	28.092,24	0,20	6.343,44	387,80	5.955,64	5.506,32	27.133,30
3	27.811,32	0,20	6.301,30	387,80	5.913,50	5.257,08	21.876,22
4	27.533,20	0,20	6.259,58	387,80	5.871,78	5.019,22	16.856,99
5	27.257,87	0,20	6.218,28	387,80	5.830,48	4.792,23	12.064,76
6	26.985,29	0,20	6.177,39	387,80	5.789,59	4.575,60	7.489,16
7	26.715,44	0,20	6.136,92	387,80	5.749,12	4.368,86	3.120,31
8	26.448,29	0,20	6.096,84	387,80	5.709,04	4.171,54	1.051,23
9	26.183,80	0,20	6.057,17	387,80	5.669,37	3.983,22	5.034,46
10	25.921,97	0,20	6.017,89	387,80	5.630,09	3.803,49	8.837,95
11	25.662,75	0,20	5.979,01	387,80	5.591,21	3.631,94	12.469,89
12	25.406,12	0,20	5.940,52	387,80	5.552,72	3.468,21	15.938,10
13	25.152,06	0,20	5.902,41	387,80	5.514,61	3.311,93	19.250,04
14	24.900,54	0,20	5.864,68	387,80	5.476,88	3.162,76	22.412,80
15	24.651,53	0,20	5.827,33	387,80	5.439,53	3.020,38	25.433,17
16	24.405,02	0,20	5.790,35	387,80	5.402,55	2.884,47	28.317,64
17	24.160,97	0,20	5.753,74	387,80	5.365,94	2.754,73	31.072,37
18	23.919,36	0,20	5.717,50	387,80	5.329,70	2.630,89	33.703,27
19	23.680,16	0,20	5.681,62	387,80	5.293,82	2.512,67	36.215,94
20	23.443,36	0,20	5.646,10	387,80	5.258,30	2.399,82	38.615,76
21	23.208,93	0,20	5.610,94	387,80	5.223,14	2.292,09	40.907,85
22	22.976,84	0,20	5.576,13	387,80	5.188,33	2.189,24	43.097,09
23	22.747,07	0,20	5.541,66	387,80	5.153,86	2.091,06	45.188,15
24	22.519,60	0,20	5.507,54	387,80	5.119,74	1.997,32	47.185,47
25	22.294,40	0,20	5.473,76	387,80	5.085,96	1.907,83	49.093,30

Tabela 36 - - Energia produzida e retorno financeiro para o sistema fotovoltaico 3 com uma taxa de utilização de 50%.

Ano	Energia produzida [KWh]	Tarifa [€/KWh]	Remuneração anual [€]	O&M [€]	CFE [€]	CFE atualizado [€]	CFG acumulado [€]
[n]	[E]	[T]	[Rem]	[Com]	$[(Rem - Com)]$	$[(CFE) \times ((1 + TA)^{-n})]$	$[I + CFE atualizado]$
0							40.790,00
1	31.529,00	0,20	6.858,95		6.858,95	6.595,14	34.194,86
2	31.213,71	0,20	6.811,66	407,90	6.403,76	5.920,63	28.274,22
3	30.901,57	0,20	6.764,84	407,90	6.356,94	5.651,29	22.622,93
4	30.592,56	0,20	6.718,48	407,90	6.310,58	5.394,31	17.228,62
5	30.286,63	0,20	6.672,59	407,90	6.264,69	5.149,12	12.079,49
6	29.983,77	0,20	6.627,16	407,90	6.219,26	4.915,18	7.164,32
7	29.683,93	0,20	6.582,19	407,90	6.174,29	4.691,95	2.472,37
8	29.387,09	0,20	6.537,66	407,90	6.129,76	4.478,96	2.006,59
9	29.093,22	0,20	6.493,58	407,90	6.085,68	4.275,72	6.282,31
10	28.802,29	0,20	6.449,94	407,90	6.042,04	4.081,79	10.364,10
11	28.514,26	0,20	6.406,74	407,90	5.998,84	3.896,73	14.260,83
12	28.229,12	0,20	6.363,97	407,90	5.956,07	3.720,14	17.980,97
13	27.946,83	0,20	6.321,62	407,90	5.913,72	3.551,63	21.532,60
14	27.667,36	0,20	6.279,70	407,90	5.871,80	3.390,82	24.923,42
15	27.390,69	0,20	6.238,20	407,90	5.830,30	3.237,36	28.160,78
16	27.116,78	0,20	6.197,12	407,90	5.789,22	3.090,91	31.251,69
17	26.845,61	0,20	6.156,44	407,90	5.748,54	2.951,15	34.202,84
18	26.577,16	0,20	6.116,17	407,90	5.708,27	2.817,76	37.020,61
19	26.311,38	0,20	6.076,31	407,90	5.668,41	2.690,47	39.711,07
20	26.048,27	0,20	6.036,84	407,90	5.628,94	2.568,98	42.280,05
21	25.787,79	0,20	5.997,77	407,90	5.589,87	2.453,02	44.733,07
22	25.529,91	0,20	5.959,09	407,90	5.551,19	2.342,35	47.075,42
23	25.274,61	0,20	5.920,79	407,90	5.512,89	2.236,73	49.312,15
24	25.021,86	0,20	5.882,88	407,90	5.474,98	2.135,91	51.448,05
25	24.771,65	0,20	5.845,35	407,90	5.437,45	2.039,68	53.487,73

Tabela 37 - Energia produzida e retorno financeiro para o sistema fotovoltaico 4 com uma taxa de utilização de 50%.

Ano	Energia produzida [KWh]	Tarifa [€/KWh]	Remuneração anual [€]	O&M [€]	CFE [€]	CFE atualizado [€]	CFG acumulado [€]
[n]	[E]	[T]	[Rem]	[Com]	$[(Rem - Com)]$	$[(CFE) \times ((1 + TA)^{-n})]$	$[I + CFE atualizado]$
0							54.932,80
1	43.775,00	0,20	9.760,65		9.760,65	9.385,24	45.547,56
2	43.337,25	0,20	9.694,99	549,33	9.145,66	8.455,68	37.091,88
3	42.903,88	0,20	9.629,98	549,33	9.080,65	8.072,67	29.019,22
4	42.474,84	0,20	9.565,63	549,33	9.016,30	7.707,17	21.312,05
5	42.050,09	0,20	9.501,91	549,33	8.952,59	7.352,37	13.953,67
6	41.629,59	0,20	9.438,84	549,33	8.889,51	7.025,51	6.928,16
7	41.213,29	0,20	9.376,39	549,33	8.827,07	6.707,84	220,32
8	40.801,16	0,20	9.314,57	549,33	8.765,25	6.404,68	6.184,36
9	40.393,15	0,20	9.253,37	549,33	8.704,04	6.115,35	12.299,71
10	39.989,22	0,20	9.192,78	549,33	8.643,45	5.839,21	18.138,91
11	39.589,33	0,20	9.132,80	549,33	8.583,47	5.575,66	23.714,57
12	39.193,43	0,20	9.073,41	549,33	8.524,09	5.324,12	29.038,69
13	38.801,50	0,20	9.014,62	549,33	8.465,30	5.084,04	34.122,73
14	38.413,48	0,20	8.956,42	549,33	8.407,09	4.854,89	38.977,62
15	38.029,35	0,20	8.898,80	549,33	8.349,47	4.636,17	43.613,78
16	37.649,05	0,20	8.841,76	549,33	8.292,43	4.427,40	48.041,18
17	37.272,56	0,20	8.785,28	549,33	8.235,96	4.228,12	52.269,30
18	36.899,84	0,20	8.729,38	549,33	8.180,05	4.037,90	56.307,20
19	36.530,84	0,20	8.674,03	549,33	8.124,70	3.856,33	60.163,53
20	36.165,53	0,20	8.619,23	549,33	8.069,90	3.683,00	63.846,53
21	35.803,88	0,20	8.564,98	549,33	8.015,65	3.517,54	67.364,06
22	35.445,84	0,20	8.511,28	549,33	7.961,95	3.359,59	70.723,65
23	35.091,38	0,20	8.458,11	549,33	7.908,78	3.208,80	73.932,45
24	34.740,47	0,20	8.405,47	549,33	7.856,14	3.064,85	76.997,30
25	34.393,06	0,20	8.353,36	549,33	7.804,03	2.927,42	79.924,72

Tabela 38 - - Energia produzida e retorno financeiro para o sistema fotovoltaico 5 com uma taxa de utilização de 50%.

Ano	Energia produzida [KWh]	Tarifa [€/KWh]	Remuneração anual [€]	O&M [€]	CFE [€]	CFE atualizado [€]	CFG acumulado [€]
[n]	[E]	[T]	[Rem]	[Com]	$[Rem - Com]$	$[CFE] \times ((1 + TA)^{-n})$	$[I + CFE atualizado]$
0							19.322,00
1	18.972,00	0,20	3.910,60		3.910,60	3.760,19	15.561,81
2	18.782,28	0,20	3.882,14	193,22	3.688,92	3.410,62	12.151,19
3	18.594,46	0,20	3.853,97	193,22	3.660,75	3.254,39	8.896,80
4	18.408,51	0,20	3.826,08	193,22	3.632,86	3.105,38	5.791,42
5	18.224,43	0,20	3.798,46	193,22	3.605,24	2.963,25	2.828,17
6	18.042,18	0,20	3.771,13	193,22	3.577,91	2.827,67	0,50
7	17.861,76	0,20	3.744,06	193,22	3.550,84	2.698,35	2.697,85
8	17.683,14	0,20	3.717,27	193,22	3.524,05	2.574,99	5.272,84
9	17.506,31	0,20	3.690,75	193,22	3.497,53	2.457,32	7.730,16
10	17.331,25	0,20	3.664,49	193,22	3.471,27	2.345,06	10.075,22
11	17.157,94	0,20	3.638,49	193,22	3.445,27	2.237,98	12.313,20
12	16.986,36	0,20	3.612,75	193,22	3.419,53	2.135,83	14.449,03
13	16.816,49	0,20	3.587,27	193,22	3.394,05	2.038,38	16.487,41
14	16.648,33	0,20	3.562,05	193,22	3.368,83	1.945,41	18.432,83
15	16.481,85	0,20	3.537,08	193,22	3.343,86	1.856,73	20.289,55
16	16.317,03	0,20	3.512,35	193,22	3.319,13	1.772,11	22.061,67
17	16.153,86	0,20	3.487,88	193,22	3.294,66	1.691,39	23.753,06
18	15.992,32	0,20	3.463,65	193,22	3.270,43	1.614,38	25.367,43
19	15.832,40	0,20	3.439,66	193,22	3.246,44	1.540,90	26.908,33
20	15.674,07	0,20	3.415,91	193,22	3.222,69	1.470,79	28.379,12
21	15.517,33	0,20	3.392,40	193,22	3.199,18	1.403,91	29.783,03
22	15.362,16	0,20	3.369,12	193,22	3.175,90	1.340,09	31.123,12
23	15.208,54	0,20	3.346,08	193,22	3.152,86	1.279,20	32.402,32
24	15.056,45	0,20	3.323,27	193,22	3.130,05	1.221,10	33.623,42
25	14.905,89	0,20	3.300,68	193,22	3.107,46	1.165,66	34.789,08

Para cada sistema é apresentada, nas figuras que se seguem, a evolução do Cash-flow de exploração atualizado (CFE atualizado) à taxa de atualização e a evolução do Cash-flow global acumulado, ao longo dos 25 anos de exploração.

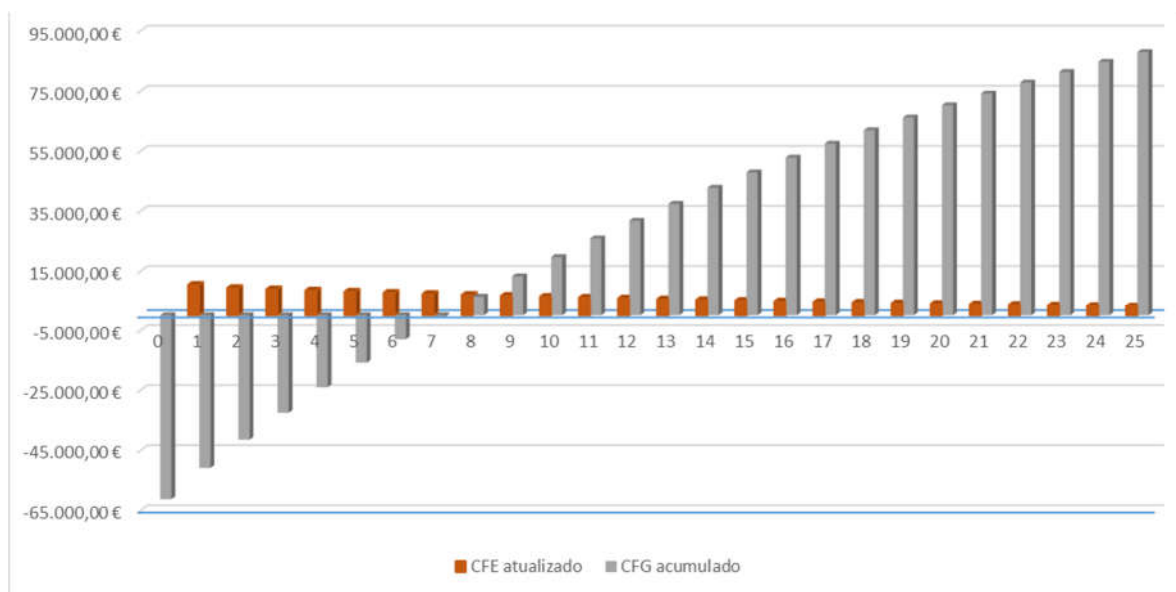


Figura 51 - Cash-flow de exploração atualizado e cash-flow global acumulado em função do ano de instalação para o SFV 1 com uma taxa de utilização de 50%.

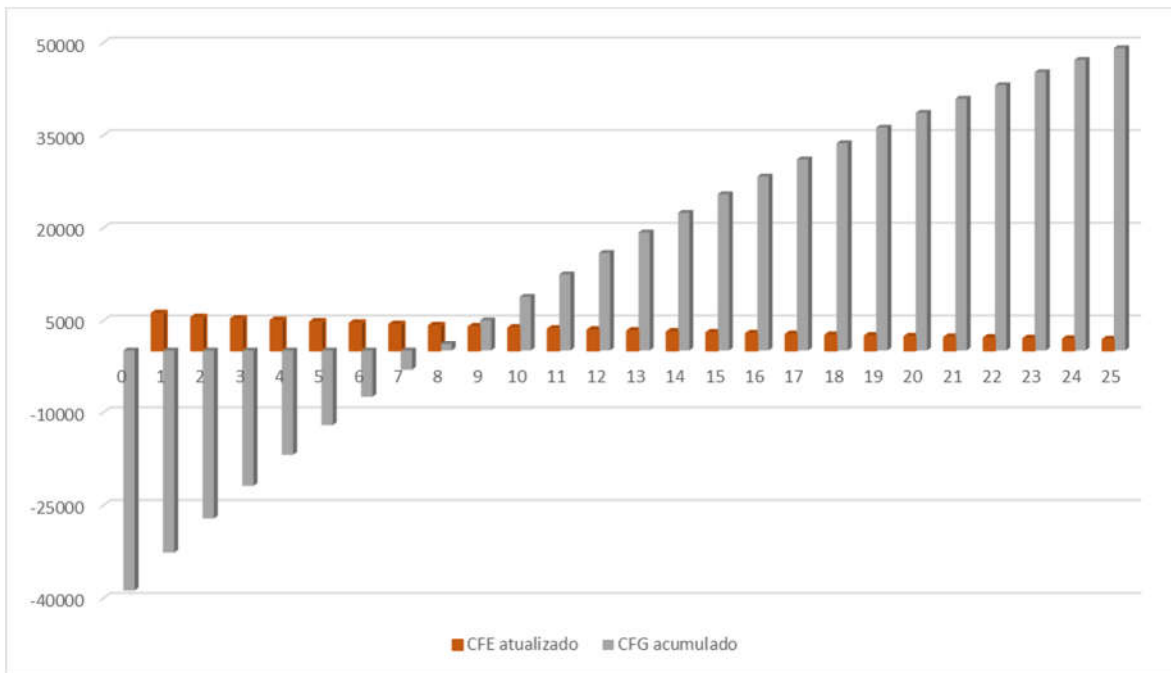


Figura 52 - Cash-flow de exploração atualizado e cash-flow global acumulado em função do ano de instalação para o SFV 2 com uma taxa de utilização de 50%.

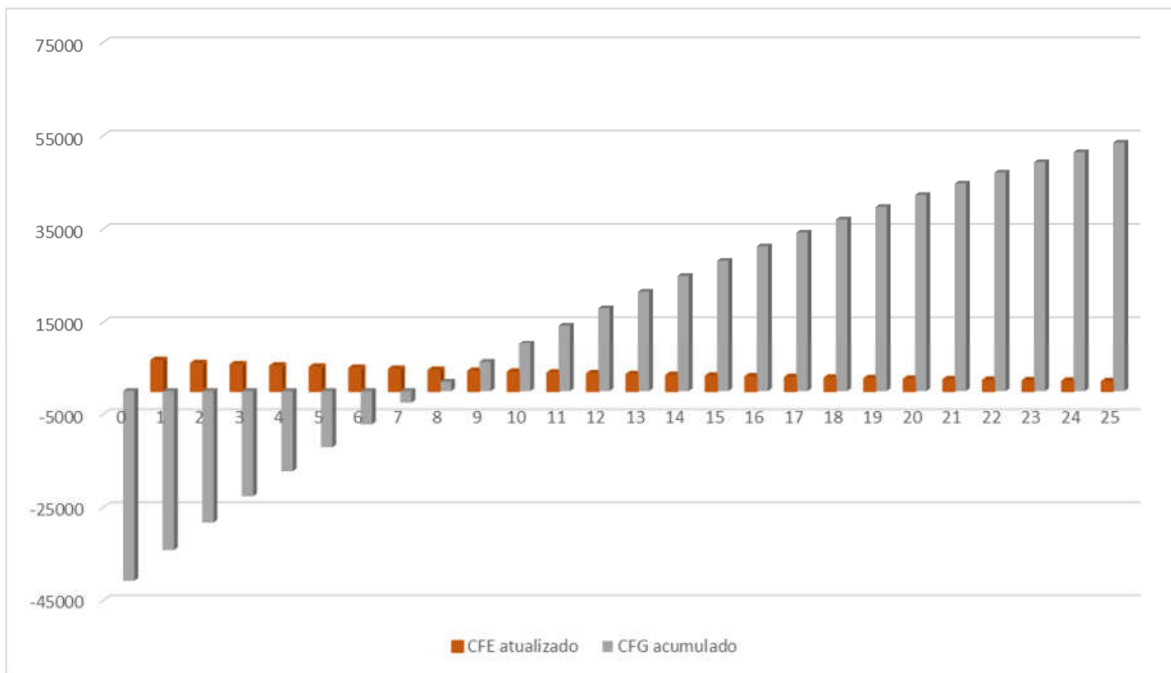


Figura 53 - Cash-flow de exploração atualizado e cash-flow global acumulado em função do ano de instalação para o SFV 3 com uma taxa de utilização de 50%.

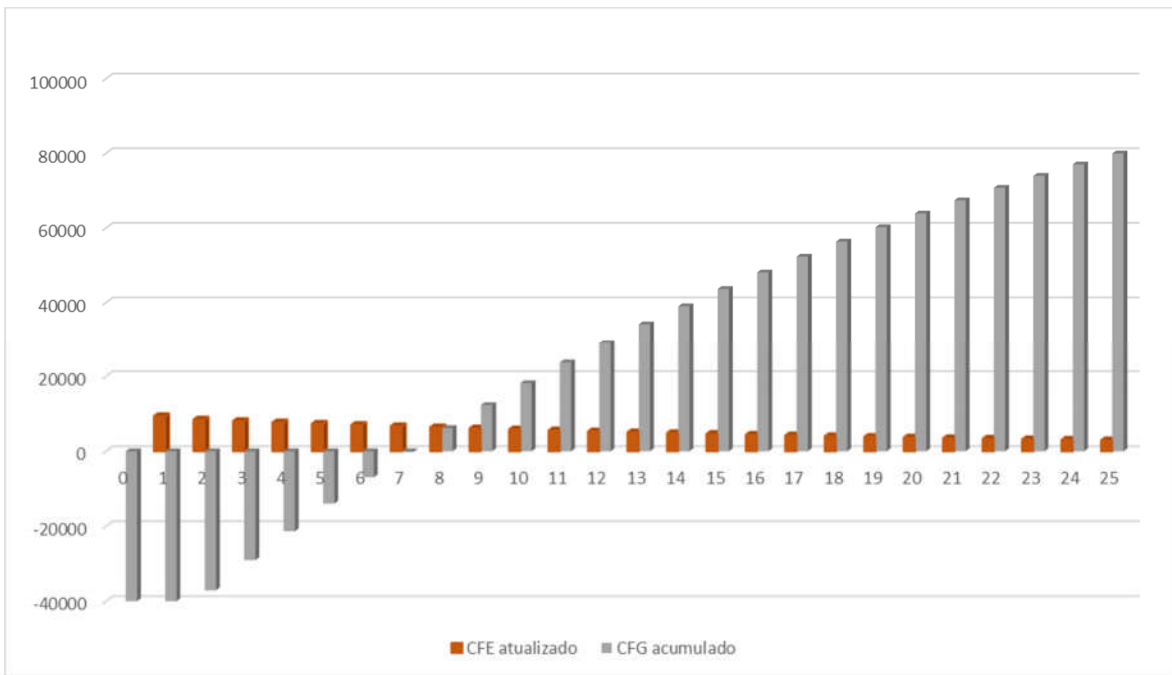


Figura 54 - Cash-flow de exploração atualizado e cash-flow global acumulado em função do ano de instalação para o SFV 4 com uma taxa de utilização de 50%.

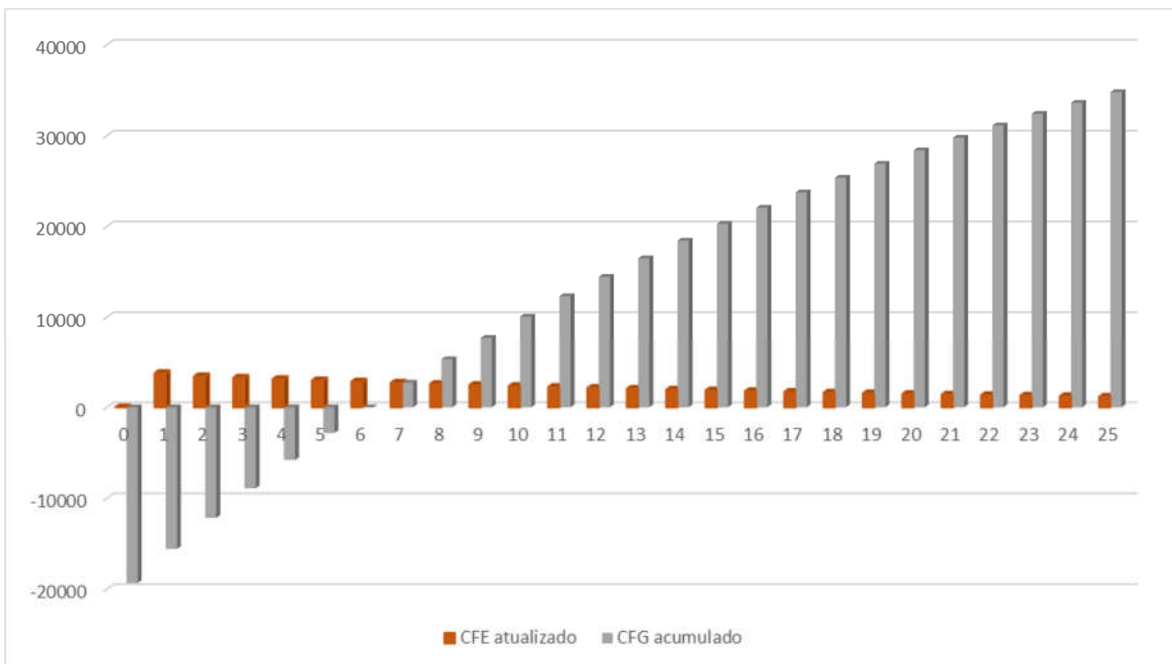


Figura 55 - Cash-flow de exploração atualizado e cash-flow global acumulado em função do ano de instalação para o SFV 5 com uma taxa de utilização de 50%.

Com os valores calculados em cima, torna-se possível determinar os indicadores económicos necessários para concluir se o projeto é rentável.

O valor do período do Payback é obtido pelo ano correspondente ao primeiro ano em que o CFG acumulado é positivo com a soma do quociente entre o último cash-flow acumulado

com valor negativo em módulo e pela remuneração anual do ano seguinte. Por exemplo, para o sistema 1, o PB é obtido pela equação:

$$PB = 8 + \left[\frac{-(-615,12)}{7.094,89} \right] = 8,1 \text{ anos}$$

O valor do VAL corresponde ao valor do CFG acumulado no último ano de exploração, ou seja, ao 25º ano.

Finalmente, a TIR é calculada no Microsoft Excel através da função financeira “TIR”, inserindo na função o CFI e o somatório dos CFE antes de serem afetados pela taxa de atualização, ou seja:

$$TIR (CFI; \sum CFE)$$

Na tabela 39 são apresentados os valores dos três indicadores para cada um dos sistemas em estudo.

Tabela 39 - Indicadores económicos de decisão dos sistemas fotovoltaicos

Sistema	PB [anos]	VAL [€]	TIR [%]
1	8,1	87.928,72	9%
2	8,7	49.093,30	7%
3	8,6	53.487,73	8%
4	8,0	79.924,72	9%
5	7,0	34.789,08	12%

Analisando a tabela anterior, verificamos que todos os sistemas são rentáveis, pois o tempo de recuperação de capital é inferior ao tempo útil de exploração (PB < 25 anos). Para além disso, o valor de VAL é positivo para os 5 sistemas (VAL > 0) e TIR apresenta um valor superior ao da taxa de atualização utilizada (TIR > 4%).

Todos os resultados apresentados nas tabelas anteriores são para um cenário intermédio. Contudo, vejamos o que acontece para os mesmos sistemas mas agora com uma taxa de utilização de 80% (cenário otimista).

Tabela 40 - Energia produzida e retorno financeiro para o sistema fotovoltaico 1 com uma taxa de atualização de 80%.

Ano	Energia produzida [KWh]	Tarifa [€/KWh]	Remuneração anual [€]	O&M [€]	CFE [€]	CFE atualizado [€]	CFG acumulado [€]
[n]	[E]	[T]	[Rem]	[Com]	$[(Rem - Com)]$	$[(CFE) \times ((1 + TA)^{-n})]$	$[I + CFE atualizado]$
0							- 61.318,00
1	50.988,00	0,20	12.759,24		12.759,24	12.268,50	- 49.049,50
2	50.478,12	0,20	12.682,76	613,18	12.069,58	11.159,00	- 37.890,50
3	49.973,34	0,20	12.607,04	613,18	11.993,86	10.662,50	- 27.228,00
4	49.473,61	0,20	12.532,08	613,18	11.918,90	10.188,33	- 17.039,67
5	48.978,87	0,20	12.457,87	613,18	11.844,69	9.735,47	- 7.304,20
6	48.489,08	0,20	12.384,40	613,18	11.771,22	9.302,97	1.998,77
7	48.004,19	0,20	12.311,67	613,18	11.698,49	8.889,89	10.888,66
8	47.524,15	0,20	12.239,66	613,18	11.626,48	8.495,36	19.384,01
9	47.048,91	0,20	12.168,38	613,18	11.555,20	8.118,53	27.502,54
10	46.578,42	0,20	12.097,80	613,18	11.484,62	7.758,60	35.261,14
11	46.112,63	0,20	12.027,93	613,18	11.414,75	7.414,81	42.675,95
12	45.651,51	0,20	11.958,77	613,18	11.345,59	7.086,42	49.762,37
13	45.194,99	0,20	11.890,29	613,18	11.277,11	6.772,74	56.535,11
14	44.743,04	0,20	11.822,50	613,18	11.209,32	6.473,10	63.008,21
15	44.295,61	0,20	11.755,38	613,18	11.142,20	6.186,87	69.195,08
16	43.852,66	0,20	11.688,94	613,18	11.075,76	5.913,44	75.108,52
17	43.414,13	0,20	11.623,16	613,18	11.009,98	5.652,23	80.760,74
18	42.979,99	0,20	11.558,04	613,18	10.944,86	5.402,69	86.163,43
19	42.550,19	0,20	11.493,57	613,18	10.880,39	5.164,29	91.327,73
20	42.124,69	0,20	11.429,74	613,18	10.816,56	4.936,54	96.264,27
21	41.703,44	0,20	11.366,56	613,18	10.753,38	4.718,94	100.983,21
22	41.286,40	0,20	11.304,00	613,18	10.690,82	4.511,05	105.494,26
23	40.873,54	0,20	11.242,07	613,18	10.628,89	4.312,42	109.806,68
24	40.464,81	0,20	11.180,76	613,18	10.567,58	4.122,64	113.929,32
25	40.060,16	0,20	11.120,06	613,18	10.506,88	3.941,31	117.870,63

Tabela 41 - Energia produzida e retorno financeiro para o sistema fotovoltaico 2 com uma taxa de atualização de 80%.

Ano	Energia produzida [KWh]	Tarifa [€/KWh]	Remuneração anual [€]	O&M [€]	CFE [€]	CFE atualizado [€]	CFG acumulado [€]
[n]	[E]	[T]	[Rem]	[Com]	$[(Rem - Com)]$	$[(CFE) \times ((1 + TA)^{-n})]$	$[I + CFE atualizado]$
0							- 38.780,00
1	28.376,00	0,20	7.663,76		7.663,76	7.369,00	- 31.411,00
2	28.092,24	0,20	7.621,20	387,80	7.233,40	6.687,68	- 24.723,32
3	27.811,32	0,20	7.579,06	387,80	7.191,26	6.393,00	- 18.330,32
4	27.533,20	0,20	7.537,34	387,80	7.149,54	6.111,46	- 12.218,86
5	27.257,87	0,20	7.496,04	387,80	7.108,24	5.842,46	- 6.376,40
6	26.985,29	0,20	7.455,15	387,80	7.067,35	5.585,43	- 790,97
7	26.715,44	0,20	7.414,68	387,80	7.026,88	5.339,85	4.548,88
8	26.448,29	0,20	7.374,60	387,80	6.986,80	5.105,19	9.654,07
9	26.183,80	0,20	7.334,93	387,80	6.947,13	4.880,96	14.535,03
10	25.921,97	0,20	7.295,65	387,80	6.907,85	4.666,70	19.201,73
11	25.662,75	0,20	7.256,77	387,80	6.868,97	4.461,95	23.663,68
12	25.406,12	0,20	7.218,28	387,80	6.830,48	4.266,30	27.929,98
13	25.152,06	0,20	7.180,17	387,80	6.792,37	4.079,32	32.009,30
14	24.900,54	0,20	7.142,44	387,80	6.754,64	3.900,64	35.909,93
15	24.651,53	0,20	7.105,09	387,80	6.717,29	3.729,87	39.639,81
16	24.405,02	0,20	7.068,11	387,80	6.680,31	3.566,67	43.206,48
17	24.160,97	0,20	7.031,50	387,80	6.643,70	3.410,70	46.617,18
18	23.919,36	0,20	6.995,26	387,80	6.607,46	3.261,63	49.878,81
19	23.680,16	0,20	6.959,38	387,80	6.571,58	3.119,15	52.997,96
20	23.443,36	0,20	6.923,86	387,80	6.536,06	2.982,97	55.980,94
21	23.208,93	0,20	6.888,70	387,80	6.500,90	2.852,81	58.833,75
22	22.976,84	0,20	6.853,89	387,80	6.466,09	2.728,40	61.562,15
23	22.747,07	0,20	6.819,42	387,80	6.431,62	2.609,48	64.171,63
24	22.519,60	0,20	6.785,30	387,80	6.397,50	2.495,80	66.667,43
25	22.294,40	0,20	6.751,52	387,80	6.363,72	2.387,14	69.054,57

Tabela 42 - Energia produzida e retorno financeiro para o sistema fotovoltaico 3 com uma taxa de atualização de 80%.

Ano	Energia produzida [KWh]	Tarifa [€/KWh]	Remuneração anual [€]	O&M [€]	CFE [€]	CFE atualizado [€]	CFG acumulado [€]
[n]	[E]	[T]	[Rem]	[Com]	$[(Rem - Com)]$	$[(CFE) \times ((1 + TA)^{-n})]$	$[I + CFE atualizado]$
0							- 40.790,00
1	31.529,00	0,20	8.136,71		8.136,71	7.823,76	- 32.966,24
2	31.213,71	0,20	8.089,42	407,90	7.681,52	7.101,99	- 25.864,25
3	30.901,57	0,20	8.042,60	407,90	7.634,70	6.787,22	- 19.077,03
4	30.592,56	0,20	7.996,24	407,90	7.588,34	6.486,55	- 12.590,48
5	30.286,63	0,20	7.950,35	407,90	7.542,45	6.199,35	- 6.391,13
6	29.983,77	0,20	7.904,92	407,90	7.497,02	5.925,01	- 466,13
7	29.683,93	0,20	7.859,95	407,90	7.452,05	5.662,94	5.196,82
8	29.387,09	0,20	7.815,42	407,90	7.407,52	5.412,60	10.609,42
9	29.093,22	0,20	7.771,34	407,90	7.363,44	5.173,46	15.782,88
10	28.802,29	0,20	7.727,70	407,90	7.319,80	4.945,00	20.727,88
11	28.514,26	0,20	7.684,50	407,90	7.276,60	4.726,74	25.454,62
12	28.229,12	0,20	7.641,73	407,90	7.233,83	4.518,23	29.972,84
13	27.946,83	0,20	7.599,38	407,90	7.191,48	4.319,02	34.291,86
14	27.667,36	0,20	7.557,46	407,90	7.149,56	4.128,70	38.420,56
15	27.390,69	0,20	7.515,96	407,90	7.108,06	3.946,86	42.367,41
16	27.116,78	0,20	7.474,88	407,90	7.066,98	3.773,12	46.140,53
17	26.845,61	0,20	7.434,20	407,90	7.026,30	3.607,12	49.747,65
18	26.577,16	0,20	7.393,93	407,90	6.986,03	3.448,50	53.196,15
19	26.311,38	0,20	7.354,07	407,90	6.946,17	3.296,95	56.493,09
20	26.048,27	0,20	7.314,60	407,90	6.906,70	3.152,13	59.645,22
21	25.787,79	0,20	7.275,53	407,90	6.867,63	3.013,75	62.658,97
22	25.529,91	0,20	7.236,85	407,90	6.828,95	2.881,51	65.540,48
23	25.274,61	0,20	7.198,55	407,90	6.790,65	2.755,15	68.295,63
24	25.021,86	0,20	7.160,64	407,90	6.752,74	2.634,39	70.930,01
25	24.771,65	0,20	7.123,11	407,90	6.715,21	2.518,99	73.449,00

Tabela 43 - Energia produzida e retorno financeiro para o sistema fotovoltaico 4 com uma taxa de atualização de 80%.

Ano	Energia produzida [KWh]	Tarifa [€/KWh]	Remuneração anual [€]	O&M [€]	CFE [€]	CFE atualizado [€]	CFG acumulado [€]
[n]	[E]	[T]	[Rem]	[Com]	$[(Rem - Com)]$	$[(CFE) \times ((1 + TA)^{-n})]$	$[I + CFE atualizado]$
0							- 54.932,80
1	43.775,00	0,20	11.677,29		11.677,29	11.228,16	- 43.704,64
2	43.337,25	0,20	11.611,63	549,33	11.062,30	10.227,72	- 33.476,92
3	42.903,88	0,20	11.546,62	549,33	10.997,29	9.776,55	- 23.700,36
4	42.474,84	0,20	11.482,27	549,33	10.932,94	9.345,52	- 14.354,84
5	42.050,09	0,20	11.418,55	549,33	10.869,23	8.933,71	- 5.421,13
6	41.629,59	0,20	11.355,48	549,33	10.806,15	8.540,26	3.119,12
7	41.213,29	0,20	11.293,03	549,33	10.743,71	8.164,33	11.283,46
8	40.801,16	0,20	11.231,21	549,33	10.681,89	7.805,15	19.088,61
9	40.393,15	0,20	11.170,01	549,33	10.620,68	7.461,95	26.550,56
10	39.989,22	0,20	11.109,42	549,33	10.560,09	7.134,02	33.684,58
11	39.589,33	0,20	11.049,44	549,33	10.500,11	6.820,67	40.505,25
12	39.193,43	0,20	10.990,05	549,33	10.440,73	6.521,25	47.026,50
13	38.801,50	0,20	10.931,26	549,33	10.381,94	6.235,12	53.261,62
14	38.413,48	0,20	10.873,06	549,33	10.323,73	5.961,70	59.223,32
15	38.029,35	0,20	10.815,44	549,33	10.266,11	5.700,41	64.923,73
16	37.649,05	0,20	10.758,40	549,33	10.209,07	5.450,71	70.374,44
17	37.272,56	0,20	10.701,92	549,33	10.152,60	5.212,07	75.586,51
18	36.899,84	0,20	10.646,02	549,33	10.096,69	4.984,01	80.570,52
19	36.530,84	0,20	10.590,67	549,33	10.041,34	4.766,05	85.336,56
20	36.165,53	0,20	10.535,87	549,33	9.986,54	4.557,73	89.894,29
21	35.803,88	0,20	10.481,62	549,33	9.932,29	4.358,62	94.252,91
22	35.445,84	0,20	10.427,92	549,33	9.878,59	4.168,32	98.421,24
23	35.091,38	0,20	10.374,75	549,33	9.825,42	3.986,43	102.407,67
24	34.740,47	0,20	10.322,11	549,33	9.772,78	3.812,57	106.220,24
25	34.393,06	0,20	10.270,00	549,33	9.720,67	3.646,39	109.866,63

Tabela 44 - Energia produzida e retorno financeiro para o sistema fotovoltaico 5 com uma taxa de atualização de 80%.

Ano	Energia produzida [KWh]	Tarifa [€/KWh]	Remuneração anual [€]	O&M [€]	CFE [€]	CFE atualizado [€]	CFG acumulado [€]
[n]	[E]	[T]	[Rem]	[Com]	$(Rem - Com)$	$(CFE) \times (1 + TA)^{-n}$	$[I + CFE \text{ atualizado}]$
0						0	- 19.322,00
1	18.972,00	0,20	4.549,48		4.549,48	4.374,50	- 14.947,50
2	18.782,28	0,20	4.521,02	193,22	4.327,80	4.001,30	- 10.946,20
3	18.594,46	0,20	4.492,85	193,22	4.299,63	3.822,35	- 7.123,85
4	18.408,51	0,20	4.464,96	193,22	4.271,74	3.651,50	- 3.472,35
5	18.224,43	0,20	4.437,34	193,22	4.244,12	3.488,36	16,01
6	18.042,18	0,20	4.410,01	193,22	4.216,79	3.332,59	3.348,60
7	17.861,76	0,20	4.382,94	193,22	4.189,72	3.183,85	6.532,44
8	17.683,14	0,20	4.356,15	193,22	4.162,93	3.041,81	9.574,26
9	17.506,31	0,20	4.329,63	193,22	4.136,41	2.906,18	12.480,44
10	17.331,25	0,20	4.303,37	193,22	4.110,15	2.776,67	15.257,11
11	17.157,94	0,20	4.277,37	193,22	4.084,15	2.652,99	17.910,10
12	16.986,36	0,20	4.251,63	193,22	4.058,41	2.534,87	20.444,97
13	16.816,49	0,20	4.226,15	193,22	4.032,93	2.422,08	22.867,05
14	16.648,33	0,20	4.200,93	193,22	4.007,71	2.314,35	25.181,40
15	16.481,85	0,20	4.175,96	193,22	3.982,74	2.211,47	27.392,87
16	16.317,03	0,20	4.151,23	193,22	3.958,01	2.113,22	29.506,09
17	16.153,86	0,20	4.126,76	193,22	3.933,54	2.019,37	31.525,46
18	15.992,32	0,20	4.102,53	193,22	3.909,31	1.929,74	33.455,20
19	15.832,40	0,20	4.078,54	193,22	3.885,32	1.844,14	35.299,34
20	15.674,07	0,20	4.054,79	193,22	3.861,57	1.762,37	37.061,71
21	15.517,33	0,20	4.031,28	193,22	3.838,06	1.684,27	38.745,98
22	15.362,16	0,20	4.008,00	193,22	3.814,78	1.609,67	40.355,65
23	15.208,54	0,20	3.984,96	193,22	3.791,74	1.538,41	41.894,06
24	15.056,45	0,20	3.962,15	193,22	3.768,93	1.470,34	43.364,40
25	14.905,89	0,20	3.939,56	193,22	3.746,34	1.405,32	44.769,71

Na tabela 45 são apresentados os valores dos três indicadores para cada um dos sistemas em estudo para uma taxa de utilização de 80%.

Tabela 45 - Indicadores económicos de decisão dos sistemas fotovoltaicos para uma taxa de utilização de 80%.

Sistema	PB [anos]	VAL [€]	TIR [%]
1	6,8	117.870,63	13%
2	7,1	69.054,57	12%
3	7,1	73.449,00	12%
4	6,6	109.866,63	14%
5	6,0	44.769,71	16%

Pela tabela anterior conclui-se que todos os sistemas são rentáveis, pois o $PB < 25$ anos, o $VAL > 0$ e a $TIR > 4\%$.

Para realizar um estudo mais completo, optou-se por analisar também um cenário pessimista, em que a taxa de atualização dos postos de carregamento é de 30%. Nas tabelas seguintes determinam-se os indicadores económicos, o balanço energético e o balanço económico para esta taxa de utilização.

Tabela 46 - Energia produzida e retorno financeiro para o sistema fotovoltaico 1 com uma taxa de atualização de 30%.

Ano	Energia produzida [KWh]	Tarifa [€/KWh]	Remuneração anual [€]	O&M [€]	CFE [€]	CFE atualizado [€]	CFG acumulado [€]
[n]	[E]	[T]	[Rem]	[Com]	$[(Rem - Com)]$	$[(CFE) \times ((1 + TA)^{-n})]$	$[I + CFE atualizado]$
0							61.318,00
1	50.988,00	0,20	9.564,84		9.564,84	9.196,96	52.121,04
2	50.478,12	0,20	9.488,36	613,18	8.875,18	8.205,60	43.915,44
3	49.973,34	0,20	9.412,64	613,18	8.799,46	7.822,69	36.092,75
4	49.473,61	0,20	9.337,68	613,18	8.724,50	7.457,74	28.635,01
5	48.978,87	0,20	9.263,47	613,18	8.650,29	7.109,91	21.525,10
6	48.489,08	0,20	9.190,00	613,18	8.576,82	6.778,39	14.746,71
7	48.004,19	0,20	9.117,27	613,18	8.504,09	6.462,41	8.284,31
8	47.524,15	0,20	9.045,26	613,18	8.432,08	6.161,24	2.123,07
9	47.048,91	0,20	8.973,98	613,18	8.360,80	5.874,18	3.751,12
10	46.578,42	0,20	8.903,40	613,18	8.290,22	5.600,58	9.351,70
11	46.112,63	0,20	8.833,53	613,18	8.220,35	5.339,79	14.691,48
12	45.651,51	0,20	8.764,37	613,18	8.151,19	5.091,21	19.782,69
13	45.194,99	0,20	8.695,89	613,18	8.082,71	4.854,27	24.636,95
14	44.743,04	0,20	8.628,10	613,18	8.014,92	4.628,41	29.265,37
15	44.295,61	0,20	8.560,98	613,18	7.947,80	4.413,13	33.678,50
16	43.852,66	0,20	8.494,54	613,18	7.881,36	4.207,92	37.886,42
17	43.414,13	0,20	8.428,76	613,18	7.815,58	4.012,31	41.898,73
18	42.979,99	0,20	8.363,64	613,18	7.750,46	3.825,84	45.724,58
19	42.550,19	0,20	8.299,17	613,18	7.685,99	3.648,10	49.372,67
20	42.124,69	0,20	8.235,34	613,18	7.622,16	3.478,66	52.851,33
21	41.703,44	0,20	8.172,16	613,18	7.558,98	3.317,13	56.168,46
22	41.286,40	0,20	8.109,60	613,18	7.496,42	3.163,16	59.331,62
23	40.873,54	0,20	8.047,67	613,18	7.434,49	3.016,37	62.347,98
24	40.464,81	0,20	7.986,36	613,18	7.373,18	2.876,44	65.224,42
25	40.060,16	0,20	7.925,66	613,18	7.312,48	2.743,04	67.967,46

Tabela 47 - Energia produzida e retorno financeiro para o sistema fotovoltaico 2 com uma taxa de atualização de 30%.

Ano	Energia produzida [KWh]	Tarifa [€/KWh]	Remuneração anual [€]	O&M [€]	CFE [€]	CFE atualizado [€]	CFG acumulado [€]
[n]	[E]	[T]	[Rem]	[Com]	$[(Rem - Com)]$	$[(CFE) \times ((1 + TA)^{-n})]$	$[I + CFE atualizado]$
0							38.780,00
1	28.376,00	0,20	5.534,16		5.534,16	5.321,31	33.458,69
2	28.092,24	0,20	5.491,60	387,80	5.103,80	4.718,75	28.739,95
3	27.811,32	0,20	5.449,46	387,80	5.061,66	4.499,80	24.240,15
4	27.533,20	0,20	5.407,74	387,80	5.019,94	4.291,07	19.949,08
5	27.257,87	0,20	5.366,44	387,80	4.978,64	4.092,08	15.857,00
6	26.985,29	0,20	5.325,55	387,80	4.937,75	3.902,38	11.954,63
7	26.715,44	0,20	5.285,08	387,80	4.897,28	3.721,53	8.233,10
8	26.448,29	0,20	5.245,00	387,80	4.857,20	3.549,11	4.683,99
9	26.183,80	0,20	5.205,33	387,80	4.817,53	3.384,73	1.299,25
10	25.921,97	0,20	5.166,05	387,80	4.778,25	3.228,02	1.928,76
11	25.662,75	0,20	5.127,17	387,80	4.739,37	3.078,61	5.007,37
12	25.406,12	0,20	5.088,68	387,80	4.700,88	2.936,15	7.943,52
13	25.152,06	0,20	5.050,57	387,80	4.662,77	2.800,34	10.743,86
14	24.900,54	0,20	5.012,84	387,80	4.625,04	2.670,85	13.414,71
15	24.651,53	0,20	4.975,49	387,80	4.587,69	2.547,38	15.962,09
16	24.405,02	0,20	4.938,51	387,80	4.550,71	2.429,66	18.391,75
17	24.160,97	0,20	4.901,90	387,80	4.514,10	2.317,42	20.709,17
18	23.919,36	0,20	4.865,66	387,80	4.477,86	2.210,40	22.919,57
19	23.680,16	0,20	4.829,78	387,80	4.441,98	2.108,35	25.027,92
20	23.443,36	0,20	4.794,26	387,80	4.406,46	2.011,05	27.038,98
21	23.208,93	0,20	4.759,10	387,80	4.371,30	1.918,27	28.957,25
22	22.976,84	0,20	4.724,29	387,80	4.336,49	1.829,80	30.787,05
23	22.747,07	0,20	4.689,82	387,80	4.302,02	1.745,44	32.532,50
24	22.519,60	0,20	4.655,70	387,80	4.267,90	1.665,00	34.197,50
25	22.294,40	0,20	4.621,92	387,80	4.234,12	1.588,29	35.785,79

Tabela 48 - Energia produzida e retorno financeiro para o sistema fotovoltaico 3 com uma taxa de atualização de 30%.

Ano	Energia produzida [KWh]	Tarifa [€/KWh]	Remuneração anual [€]	O&M [€]	CFE [€]	CFE atualizado [€]	CFG acumulado [€]
[n]	[E]	[T]	[Rem]	[Com]	$[(Rem - Com)]$	$[(CFE) \times ((1 + TA)^{-n})]$	$[I + CFE atualizado]$
0							- 40.790,00
1	31.529,00	0,20	6.007,11		6.007,11	5.776,07	- 35.013,93
2	31.213,71	0,20	5.959,82	407,90	5.551,92	5.133,06	- 29.880,87
3	30.901,57	0,20	5.913,00	407,90	5.505,10	4.894,01	- 24.986,86
4	30.592,56	0,20	5.866,64	407,90	5.458,74	4.666,16	- 20.320,71
5	30.286,63	0,20	5.820,75	407,90	5.412,85	4.448,97	- 15.871,73
6	29.983,77	0,20	5.775,32	407,90	5.367,42	4.241,95	- 11.629,78
7	29.683,93	0,20	5.730,35	407,90	5.322,45	4.044,62	- 7.585,16
8	29.387,09	0,20	5.685,82	407,90	5.277,92	3.856,53	- 3.728,63
9	29.093,22	0,20	5.641,74	407,90	5.233,84	3.677,23	- 51,40
10	28.802,29	0,20	5.598,10	407,90	5.190,20	3.506,32	3.454,91
11	28.514,26	0,20	5.554,90	407,90	5.147,00	3.343,39	6.798,31
12	28.229,12	0,20	5.512,13	407,90	5.104,23	3.188,09	9.986,39
13	27.946,83	0,20	5.469,78	407,90	5.061,88	3.040,04	13.026,43
14	27.667,36	0,20	5.427,86	407,90	5.019,96	2.898,90	15.925,33
15	27.390,69	0,20	5.386,36	407,90	4.978,46	2.764,36	18.689,70
16	27.116,78	0,20	5.345,28	407,90	4.937,38	2.636,11	21.325,80
17	26.845,61	0,20	5.304,60	407,90	4.896,70	2.513,84	23.839,64
18	26.577,16	0,20	5.264,33	407,90	4.856,43	2.397,27	26.236,91
19	26.311,38	0,20	5.224,47	407,90	4.816,57	2.286,15	28.523,06
20	26.048,27	0,20	5.185,00	407,90	4.777,10	2.180,21	30.703,26
21	25.787,79	0,20	5.145,93	407,90	4.738,03	2.079,21	32.782,47
22	25.529,91	0,20	5.107,25	407,90	4.699,35	1.982,91	34.765,38
23	25.274,61	0,20	5.068,95	407,90	4.661,05	1.891,11	36.656,50
24	25.021,86	0,20	5.031,04	407,90	4.623,14	1.803,59	38.460,08
25	24.771,65	0,20	4.993,51	407,90	4.585,61	1.720,14	40.180,22

Tabela 49 - Energia produzida e retorno financeiro para o sistema fotovoltaico 4 com uma taxa de atualização de 30%.

Ano	Energia produzida [KWh]	Tarifa [€/KWh]	Remuneração anual [€]	O&M [€]	CFE [€]	CFE atualizado [€]	CFG acumulado [€]
[n]	[E]	[T]	[Rem]	[Com]	$[(Rem - Com)]$	$[(CFE) \times ((1 + TA)^{-n})]$	$[I + CFE atualizado]$
0							- 54.932,80
1	43.775,00	0,20	8.482,89		8.482,89	8.156,63	- 46.776,18
2	43.337,25	0,20	8.417,23	549,33	7.867,90	7.274,32	- 39.501,86
3	42.903,88	0,20	8.352,22	549,33	7.802,89	6.936,74	- 32.565,12
4	42.474,84	0,20	8.287,87	549,33	7.738,54	6.614,93	- 25.950,18
5	42.050,09	0,20	8.224,15	549,33	7.674,83	6.308,15	- 19.642,03
6	41.629,59	0,20	8.161,08	549,33	7.611,75	6.015,68	- 13.626,36
7	41.213,29	0,20	8.098,63	549,33	7.549,31	5.736,85	- 7.889,50
8	40.801,16	0,20	8.036,81	549,33	7.487,49	5.471,03	- 2.418,47
9	40.393,15	0,20	7.975,61	549,33	7.426,28	5.217,61	2.799,14
10	39.989,22	0,20	7.915,02	549,33	7.365,69	4.976,00	7.775,14
11	39.589,33	0,20	7.855,04	549,33	7.305,71	4.745,65	12.520,79
12	39.193,43	0,20	7.795,65	549,33	7.246,33	4.526,03	17.046,82
13	38.801,50	0,20	7.736,86	549,33	7.187,54	4.316,65	21.363,47
14	38.413,48	0,20	7.678,66	549,33	7.129,33	4.117,01	25.480,48
15	38.029,35	0,20	7.621,04	549,33	7.071,71	3.926,67	29.407,15
16	37.649,05	0,20	7.564,00	549,33	7.014,67	3.745,19	33.152,34
17	37.272,56	0,20	7.507,52	549,33	6.958,20	3.572,15	36.724,50
18	36.899,84	0,20	7.451,62	549,33	6.902,29	3.407,16	40.131,66
19	36.530,84	0,20	7.396,27	549,33	6.846,94	3.249,85	43.381,51
20	36.165,53	0,20	7.341,47	549,33	6.792,14	3.099,84	46.481,35
21	35.803,88	0,20	7.287,22	549,33	6.737,89	2.956,81	49.438,17
22	35.445,84	0,20	7.233,52	549,33	6.684,19	2.820,43	52.258,59
23	35.091,38	0,20	7.180,35	549,33	6.631,02	2.690,38	54.948,97
24	34.740,47	0,20	7.127,71	549,33	6.578,38	2.566,37	57.515,34
25	34.393,06	0,20	7.075,60	549,33	6.526,27	2.448,11	59.963,46

Tabela 50 - Energia produzida e retorno financeiro para o sistema fotovoltaico 5 com uma taxa de atualização de 30%.

Ano	Energia produzida [KWh]	Tarifa [€/KWh]	Remuneração anual [€]	O&M [€]	CFE [€]	CFE atualizado [€]	CFG acumulado [€]
[n]	[E]	[T]	[Rem]	[Com]	[$(Rem - Com)$]	[$(CFE) \times ((1 + TA)^{-n})$]	[$I + CFE$ atualizado]
0						0	- 19.322,00
1	18.972,00	0,20	3.484,68		3.484,68	3.350,65	- 15.971,35
2	18.782,28	0,20	3.456,22	193,22	3.263,00	3.016,83	- 12.954,52
3	18.594,46	0,20	3.428,05	193,22	3.234,83	2.875,75	- 10.078,77
4	18.408,51	0,20	3.400,16	193,22	3.206,94	2.741,30	- 7.337,46
5	18.224,43	0,20	3.372,54	193,22	3.179,32	2.613,17	- 4.724,29
6	18.042,18	0,20	3.345,21	193,22	3.151,99	2.491,06	- 2.233,23
7	17.861,76	0,20	3.318,14	193,22	3.124,92	2.374,69	141,46
8	17.683,14	0,20	3.291,35	193,22	3.098,13	2.263,77	2.405,23
9	17.506,31	0,20	3.264,83	193,22	3.071,61	2.158,07	4.563,30
10	17.331,25	0,20	3.238,57	193,22	3.045,35	2.057,33	6.620,63
11	17.157,94	0,20	3.212,57	193,22	3.019,35	1.961,31	8.581,94
12	16.986,36	0,20	3.186,83	193,22	2.993,61	1.869,80	10.451,74
13	16.816,49	0,20	3.161,35	193,22	2.968,13	1.782,58	12.234,33
14	16.648,33	0,20	3.136,13	193,22	2.942,91	1.699,46	13.933,78
15	16.481,85	0,20	3.111,16	193,22	2.917,94	1.620,23	15.554,01
16	16.317,03	0,20	3.086,43	193,22	2.893,21	1.544,71	17.098,72
17	16.153,86	0,20	3.061,96	193,22	2.868,74	1.472,73	18.571,46
18	15.992,32	0,20	3.037,73	193,22	2.844,51	1.404,13	19.975,58
19	15.832,40	0,20	3.013,74	193,22	2.820,52	1.338,74	21.314,32
20	15.674,07	0,20	2.989,99	193,22	2.796,77	1.276,41	22.590,73
21	15.517,33	0,20	2.966,48	193,22	2.773,26	1.217,00	23.807,73
22	15.362,16	0,20	2.943,20	193,22	2.749,98	1.160,37	24.968,10
23	15.208,54	0,20	2.920,16	193,22	2.726,94	1.106,39	26.074,49
24	15.056,45	0,20	2.897,35	193,22	2.704,13	1.054,94	27.129,43
25	14.905,89	0,20	2.874,76	193,22	2.681,54	1.005,89	28.135,32

Na tabela 51 são apresentados os valores dos três indicadores para cada um dos sistemas em estudo para uma taxa de utilização de 80 %.

Tabela 51 - Indicadores económicos de decisão dos sistemas fotovoltaicos para uma taxa de utilização de 30%.

Sistema	PB [anos]	VAL [€]	TIR [%]
1	9,4	67.967,46	6%
2	10,4	35.785,79	3%
3	10,0	40.180,22	4%
4	9,5	59.963,46	5%
5	7,9	28.135,32	9%

Como se pode observar pela tabela anterior, o PB é inferior a 25 para todos os sistemas, o VAL é sempre positivo e a TIR maior que a taxa de atualização à exceção do sistema 2 em que a TIR < 3 % e do sistema 3 que a TIR iguala a TA. Então pode concluir-se que todos os sistemas são rentáveis à exceção do sistema 2.

5. Conclusões

Com a realização desta dissertação pretendia-se essencialmente dimensionar vários sistemas fotovoltaicos tendo em conta as áreas disponíveis. As áreas escolhidas podiam ter sido outras, embora estas fossem as que me pareciam mais favoráveis tendo em conta a área disponível, a orientação e a existência de parques de estacionamento na proximidade. Depois de dimensionados manualmente os cinco sistemas, efetuou-se uma simulação com o auxílio de um software e elaborou-se um estudo de viabilidade técnico-económica para cada sistema.

Antes de qualquer conclusão acerca desta dissertação, é importante esclarecer que neste projeto optou-se pela escolha dos módulos da Sun Power, uma vez que o seu rendimento é superior ao dos módulos da Solar World, o que implica que produzam mais energia nas mesmas condições e para a mesma área.

Através deste estudo comprova-se que é possível implementar cinco sistemas de produção fotovoltaica em áreas distintas nos parques de estacionamento do ISEP com potências instaladas de 33,165 kWp, 18,425 kWp, 20,100 kWp, 27,844 kWp e 12,060 kWp. Para todos estes sistemas assumiu-se uma inclinação de 34°, inclinação esta que é a mais favorável para a localização do ISEP. É de salientar ainda que para os sistemas 3 e 4, localizados em duas fachadas do edifício F, foi necessário calcular a distância entre módulos de modo a não haver sombreamento entre elas.

O sistema geral, composto pelos cinco SFV totaliza 459,6 m² de área usada, 330 módulos fotovoltaicos e 10 inversores, apresentando uma potência de 111,594 kWp e uma produção de energia elétrica para o primeiro ano de 173.640,00 kWh.

Com a elaboração da análise económica pode-se concluir se o projeto de investimento é favorável. Para isso é necessário conhecer os valores dos três principais indicadores económicos para cada sistema: o período de recuperação do capital, o valor atual líquido e a taxa interna de rentabilidade.

Este estudo foi feito para um período de 25 anos que é o tempo de vida útil dos módulos fotovoltaicos e partindo do princípio que o preço do carregamento do veículo para o utilizador, bem como o preço a que o ISEP paga a energia à entidade fornecedora de energia se mantém inalterável ao longo destes anos, o que na realidade isto não acontece.

Realizou-se o estudo para três cenários diferentes: um com uma taxa de utilização de 80 % (cenário otimista), outro com 50 % (cenário intermédio) e outro com 30 % de taxa de utilização (cenário pessimista). Esta taxa tem a ver com a utilização dos postos de carregamento ao longo do dia.

A tabela que se segue apresenta os indicadores económicos de todos os sistemas para os três cenários diferentes.

Tabela 52 - Tabela-resumo dos indicadores económicos de decisão dos cinco SFV para diferentes taxas de utilização.

Taxa de Utilização		80%	50%	30%
sistema 1	PB [anos]	6,8	8,1	9,4
	VAL [€]	117.870,63	87.928,72	67.967,46
	TIR	13%	9%	6%
sistema 2	PB [anos]	7,1	8,7	10,4
	VAL [€]	69.054,57	49.093,30	35.785,79
	TIR	12%	7%	3%
sistema 3	PB [anos]	7,1	8,6	10,0
	VAL [€]	73.449,00	53.487,73	40.180,22
	TIR	12%	8%	4%
sistema 4	PB [anos]	6,6	8,0	9,5
	VAL [€]	109.866,63	79.924,72	59.963,46
	TIR	14%	9%	5%
sistema 5	PB [anos]	6,0	7,0	7,9
	VAL [€]	44.769,71	34.789,08	28.135,32
	TIR	16%	12%	9%

Com esta tabela-resumo conclui-se que, para o mesmo sistema, à medida que a taxa de utilização diminui, diminui também o VAL e a TIR, mas aumenta o PB, ou seja, demora-se mais tempo a recuperar o capital investido. Para além disso, quanto menor é a taxa de utilização dos postos de carregamento e apesar dos sistemas não necessitarem de tanta energia da rede, o valor da remuneração anual diminui devido à diminuição das receitas inerentes à utilização dos postos de carregamento.

Considera-se então que caso o ISEP pretenda realmente avançar com este projeto, pode fazê-lo, uma vez que, com o estudo realizado, conclui-se que é um projeto viável. Para além do período de recuperação de capital ser sempre menor que o período de exploração ($PB < 25$ anos), o VAL é sempre positivo ($VAL > 0$) e a TIR é superior à taxa de atualização utilizada ($TIR > 4\%$).

Posto isto, considera-se que todos os objetivos iniciais foram alcançados com êxito.

Referências Documentais

- [1] F. F. dos Santos, “Utilização de Energia Fotovoltaica para a eficiência energética de uma moradia,” FEUP, 2011.
- [2] D. F. Nunes, “Vendas de carros elétricos disparam e crescem 43% - PressReader,” 2016. [Online]. Available: <http://www.pressreader.com/portugal/diario-de-noticias/20160808/281775628544446>.
- [3] N. Costa, “Incentivos fiscais à compra de carros elétricos em 2016,” 2016. [Online]. Available: <http://www.e-konomista.pt/artigo/incentivos-fiscais-a-compra-de-carros-eletricos/>.
- [4] S. Basu and H. M. Antia, “Helioseismology and solar abundances,” *Phys. Rep.*, vol. 457, no. 5–6, pp. 217–283, Mar. 2008.
- [5] Luiz Ricardo dos Santos, “Química Nuclear - conceitos principais - InfoEscola.” [Online]. Available: <http://www.infoescola.com/quimica/quimica-nuclear>.
- [6] “Factores do Clima - Temperatura.” [Online]. Available: <http://pt.slideshare.net/abarros/factores-do-clima-temperatura-presentation>.
- [7] “DINÂMICO GEO - A GEOGRAFIA INTERAGINDO COM VOCÊ: MOVIMENTOS DA TERRA,” 2011. [Online]. Available: <https://dinamicogeo.blogspot.pt/2011/04/movimentos-da-terra.html>.
- [8] Portal Energia, Ed., *Energia Fotovoltaica - Manual sobre Tecnologias, Projecto e Instalação*. 2004.
- [9] “Energia Solar :ElectrónicaTuga.” [Online]. Available: <http://electronicatuga.webnode.pt/renovaveis/energia-solar/>.
- [10] CEPEL - CRESESB, Ed., *Manual de Engenharia Para Sistemas Fotovoltaicos*. 2014.
- [11] “Insolação em Portugal | Laboratórios Remotos de Experiências Científicas.” [Online]. Available: http://www.av.it.pt/laboratoriosremotos/?page_id=274.
- [12] Celso Galli Coimbra, “vitamina d3 | Celso Galli Coimbra - OABRS 11352,” 2013. [Online]. Available: <https://biodireitomedicina.wordpress.com/tag/vitamina-d3/>.
- [13] “Weather Online - current weather and forecasts worldwide.” [Online]. Available: <http://www.weatheronline.pt/>.
- [14] “Renováveis - DGEG,” 2015.
- [15] “Breve História da Energia Solar,” 2004. [Online]. Available: <http://web.ist.utl.pt/palmira/solar.html>.

- [16] A. M. Vallêra and M. Centeno Brito, “MEIO SÉCULO D HISTÓRIA FOTO.”
- [17] M. Wendling and C. Técnico Industrial de Guaratinguetá Carlos Augusto Patrício Amorim Semicondutores – Marcelo Wendling, “Semicondutores CAMPUS DE GUARATINGUETÁ,” 2009.
- [18] “Física - Energia 03 - Energia Solar IV.” [Online]. Available: <https://pt.scribd.com/document/2979125/Fisica-Energia-03-Energia-Solar-IV>.
- [19] A. (ATA) Andrade, “Módulo de Energia Solar Fotovoltaica.”
- [20] V. Aa. M. A. Alves, “Dimensionamento de sistemas de produção de electricidade baseados em energia solar fotovoltaica,” FEUP, 2008.
- [21] “Constituição das células.” [Online]. Available: <http://ecovolts.webnode.pt/celulas-fotovoltaicas/constitui%C3%A7%C3%A3o/>.
- [22] “Energia Solar Fotovoltaica.” [Online]. Available: <http://www.viridian.com.br/tecnologia/energia+solar+fotovoltaica/4>.
- [23] J. Carneiro, “Electromagnetismo B - Módulos Fotovoltaicos,” 2010.
- [24] “Autoconsumo | Critical Kinetics_renewables.” [Online]. Available: <http://critical-kinetics.pt/Autoconsumo/autoconsumo.html>.
- [25] B. Hillman, “The Electrical Horseless Carriage,” 2014. [Online]. Available: <http://www.erbzine.com/mag12/1282.html>.
- [26] N. Miguel Duarte Lima, “Comparação de Estratégias de Carregamento de Veículos Elétricos,” FEUP, 2012.
- [27] “Mais rápido que o som - a história do record de velocidade em terra.” [Online]. Available: http://obviousmag.org/archives/2005/10/mais_rapido_que.html.
- [28] “First world land speed record.” [Online]. Available: <http://www.dragtimes.ru/en/blogs/view/1453>.
- [29] “Carros eléctricos - Fatos e Curiosidades,” 2012. [Online]. Available: http://maxcarabc.blogspot.pt/2012_09_01_archive.html.
- [30] “Toyota Sold 8 Million Hybrids Since 1997, Prius is The King of Sales for the Brand - autoevolution.” [Online]. Available: <http://www.autoevolution.com/news/toyota-sold-8-million-hybrids-since-1997-prius-is-the-king-of-sales-for-the-brand-99139.html>.
- [31] “Metro do Porto,” *Wikipedia*, 2016. [Online]. Available: https://pt.wikipedia.org/wiki/Metro_do_Porto.
- [32] “EV Basics.” [Online]. Available: <https://www.hawaiianelectric.com/clean-energy->

- hawaii/electric-vehicles/ev-basics.
- [33] *What is a neighborhood electric vehicle (NEV)?* AutoblogGreen, 2009.
- [34] “ZOOMCAR - Produtos - Golfe.” [Online]. Available: <http://zoomcar.com.br/2013/produtos/golfe/detalhes/95/>.
- [35] “Mechanism Of Fcv(Fuel Cell Vehicle), Vector Illustration - 340501220 : Shutterstock.” [Online]. Available: <http://www.shutterstock.com/pic-340501220/stock-vector-mechanism-of-fcv-fuel-cell-vehicle-vector-illustration.html>.
- [36] SGORME, “Formas de Carregamento de Veículos Elétricos em Portugal,” 2011.
- [37] “The Starter Package for Charging Your Electric Car: Making a Problem-Free Switch to an Electric Car | The Mobility House.” [Online]. Available: <http://mobilityhouse.com/en/the-starter-package-for-charging-your-electric-car-making-a-problem-free-switch-to-an-electric-car/>.
- [38] “Vantagens e desvantagens do Carro Elétrico VS Gasolina,” 2015. [Online]. Available: <http://www.portal-energia.com/vantagens-e-desvantagens-do-carro-electrico-vs-gasolina>.
- [39] Google, “Google Earth Pro.” .
- [40] “Photovoltaic Geographical Information System, ISEP.” [Online]. Available: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php>.
- [41] SMA Solar Technology AG, “SUNNY TRIPOWER 10000TL / 12000TL // 15000TL / 17000TL.”
- [42] S. A. Solar Technology, “SUNNY TRIPOWER 5000TL/6000TL/7000TL/8000TL/9000TL.”
- [43] “SunPower X21 35 BLK.” .
- [44] “SW 260 -290 mono.” .
- [45] “FF Solar - Lista de Preços.” 2016.
- [46] EFACEC, “Public Charging Station.”
- [47] EFACEC, “Quick Charge Station.” [Online]. Available: http://electricmobility.efacec.com/wp-content/uploads/2016/10/CS168I1311F1_QC20.pdf.
- [48] A. R. M. Sousa, “Autoconsumo fotovoltaico, um elemento de eficiência energética. Caso de estudo: ISEP,” ISEP, 2015.
- [49] J. P. Coutada, “Produção fotovoltaica em autoconsumo e pequena produção: caso de

estudo do ISEP,” ISEP, 2015.

Anexo A. Características técnicas dos Inversores Sunny Tripower

SUNNY TRIPOWER 5000TL / 6000TL

Technical data	Sunny Tripower 5000TL	Sunny Tripower 6000TL
Input (DC)		
Max. DC power (@ $\cos \phi = 1$)	5100 W	6125 W
Max. input voltage	1000 V	1000 V
MPP voltage range / rated input voltage	245 V ... 800 V / 580 V	295 V ... 800 V / 580 V
Min. input voltage / initial input voltage	150 V / 188 V	150 V / 188 V
Max. input current input A / input B	11 A / 10 A	11 A / 10 A
Max. input current per string input A / input B	11 A / 10 A	11 A / 10 A
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input	2 / A:2; B:2	2 / A:2; B:2
Output (AC)		
Rated power (@ 230 V, 50 Hz)	5000 W	6000 W
Max. apparent AC power	5000 VA	6000 VA
AC nominal voltage	3 / N / PE; 220 / 380 V 3 / N / PE; 230 / 400 V 3 / N / PE; 240 / 415 V	3 / N / PE; 220 / 380 V 3 / N / PE; 230 / 400 V 3 / N / PE; 240 / 415 V
Nominal AC voltage range	160 V - 280 V	160 V - 280 V
AC power frequency / range	50 Hz, 60 Hz / -5 Hz ... +5 Hz	50 Hz, 60 Hz / -5 Hz ... +5 Hz
Rated power frequency / rated grid voltage	50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V
Max. output current	7.3 A	8.7 A
Power factor at rated power	1	1
Adjustable displacement power factor	0.8 overexcited ... 0.8 underexcited	0.8 overexcited ... 0.8 underexcited
Feed-in phases / connection phases	3 / 3	3 / 3
Efficiency		
Max. efficiency / European Efficiency	98% / 97.1%	98% / 97.4%
Protective devices		
DC disconnect device	•	•
Ground fault monitoring / grid monitoring	• / •	• / •
DC reverse polarity protection / AC short-circuit current capability / galvanically isolated	• / • / -	• / • / -
All-pole-sensitive residual-current monitoring unit	•	•
Protection class (according to IEC 62103) / overvoltage category (according to IEC 60664-1)	I / III	I / III
General data		
Dimensions (W/H/D)	470 / 730 / 240 mm (18.5 / 28.7 / 9.5 inches)	470 / 730 / 240 mm (18.5 / 28.7 / 9.5 inches)
Weight	37 kg (81.6 lb)	37 kg (81.6 lb)
Operating temperature range	-25 °C ... +60 °C (-13 °F ... +140 °F)	-25 °C ... +60 °C (-13 °F ... +140 °F)
Noise emission (typical)	40 dB(A)	40 dB(A)
Self-consumption (night)	1 W	1 W
Topology / cooling concept	Transformerless / OptiCool	Transformerless / OptiCool
Degree of protection [according to IEC 60529]	IP65	IP65
Climatic category [according to IEC 60721-3-4]	4K4H	4K4H
Maximum permissible value for relative humidity (non-condensing)	100%	100%
Features		
DC connection / AC connection	SUNCLIX / Spring clamp terminal	SUNCLIX / Spring clamp terminal
Display	Graphic	Graphic
Interface: RS485 / Bluetooth / Webconnect	- / • / •	- / • / •
Multifunction relay / Power Control Module	• / ○	• / ○
Warranty: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 years	• / ○ / ○ / ○ / ○	• / ○ / ○ / ○ / ○
Certificates and approvals (additional on request)	AS 4777, C10/11, CE, CEI 0-21 (>6 kW _p), EN 50438*, G83/1-1, IEC 61727, NRS 097, PPC, PPDS, RD1699, RD 661/2007, SI 4777, UTE C15-712-1, VDE-AR-N 4105, VDE0126-1-1	
Type designation	STP 5000TL-20	STP 6000TL-20

SUNNY TRIPower 7000TL / 8000TL / 9000TL

Sunny Tripower 7000TL	Sunny Tripower 8000TL	Sunny Tripower 9000TL
7175 W	8200 W	9225 W
1000 V	1000 V	1000 V
290 V ... 800 V / 580 V	330 V ... 800 V / 580 V	370 V ... 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
15 A / 10 A	15 A / 10 A	15 A / 10 A
2 / A-2; B-2	2 / A-2; B-2	2 / A-2; B-2
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 - 280 V	160 V - 280 V	160 V - 280 V
50 Hz, 60 Hz / -5 Hz ... +5 Hz	50 Hz, 60 Hz / -5 Hz ... +5 Hz	50 Hz, 60 Hz / -5 Hz ... +5 Hz
50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V
10.2 A	11.6 A	13.1 A
1	1	1
0.8 overexcited ... 0.8 underexcited	0.8 overexcited ... 0.8 underexcited	0.8 overexcited ... 0.8 underexcited
3 / 3	3 / 3	3 / 3
98% / 97.5%	98% / 97.6%	98% / 97.6%
•	•	•
• / •	• / •	• / •
• / • / -	• / • / -	• / • / -
•	•	•
I / III	I / III	I / III
470 / 730 / 240 mm (18.5 / 28.7 / 9.5 inches)	470 / 730 / 240 mm (18.5 / 28.7 / 9.5 inches)	470 / 730 / 240 mm (18.5 / 28.7 / 9.5 inches)
37 kg (81.6 lb)	37 kg (81.6 lb)	37 kg (81.6 lb)
-25 °C ... +60 °C [-13 °F ... +140 °F]	-25 °C ... +60 °C [-13 °F ... +140 °F]	-25 °C ... +60 °C [-13 °F ... +140 °F]
40 dB(A)	40 dB(A)	40 dB(A)
1 W	1 W	1 W
Transformerless / OptiCool	Transformerless / OptiCool	Transformerless / OptiCool
IP65	IP65	IP65
4K4H	4K4H	4K4H
100%	100%	100%
SUNCLIX / Spring clamp terminal	SUNCLIX / Spring clamp terminal	SUNCLIX / Spring clamp terminal
Graphic	Graphic	Graphic
- / • / •	- / • / •	- / • / •
• / ○	• / ○	• / ○
• / ○ / ○ / ○ / ○	• / ○ / ○ / ○ / ○	• / ○ / ○ / ○ / ○
AS 4777, C10/11, CE, CEI 0-21 (>6 kWp), EN 50438*, G83/1-1, IEC 61727, NRS 097, PPC, PPDS, RD 1699, RD 661/2007, SI 4777, UTE C15-712-1, VDE-AR-N 4105, VDE0126-1-1		
STP 7000TL-20	STP 8000TL-20	STP 9000TL-20

SUNNY TRIPower

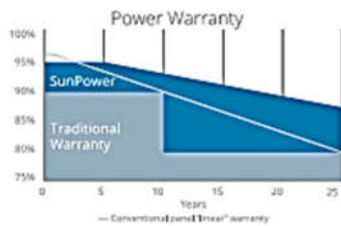
10000TL / 12000TL / 15000TL

Technical data	Sunny Tripower 10000TL	Sunny Tripower 12000TL	Sunny Tripower 15000TL
Input (DC)			
Max. DC power (@ $\cos \phi = 1$)	10200 W	12250 W	15340 W
Max. DC voltage	1000 V	1000 V	1000 V
MPP voltage range	320 V - 800 V	380 V - 800 V	360 V - 800 V
DC nominal voltage	600 V	600 V	600 V
Min. DC voltage / start voltage	150 V / 188 V	150 V / 188 V	150 V / 188 V
Max. input current / per string	A: 22 A, B: 11 A / 33 A	A: 22 A, B: 11 A / 33 A	A: 33 A, B: 11 A / 33 A
Number of MPP trackers / strings per MPP tracker	2 / A: 4, B: 1	2 / A: 4, B: 1	2 / A: 5, B: 1
Output (AC)			
AC nominal power (@ 230 V, 50 Hz)	10000 W	12000 W	15000 W
Max. AC apparent power	10000 VA	12000 VA	15000 VA
Nominal AC voltage; range		3 / N / PE, 230 V / 400 V; 160 V - 280 V	
AC grid frequency; range	50, 60 Hz; -6 Hz, +5 Hz	50, 60 Hz; -6 Hz, +5 Hz	50, 60 Hz; -6 Hz, +5 Hz
Max. output current	16 A	19.2 A	24 A
Power factor ($\cos \phi$)		0.8 leading ... 0.8 lagging	
Phase conductors / connection phases / power balancing	3 / 3 / -	3 / 3 / -	3 / 3 / -
Efficiency			
Max. efficiency / Euro-eta	98.1 % / 97.7 %	98.1 % / 97.7 %	98.1 % / 97.7 %
Protection devices			
DC reverse-polarity protection / reverse current protection	●/electronic	●/electronic	●/electronic
ESS switch-disconnector	●	●	●
AC short circuit protection	●	●	●
Ground fault monitoring	●	●	●
Grid monitoring (SMA Grid Guard)	●	●	●
Galvanically isolated / all-pole sensitive fault current monitoring unit	-/●	-/●	-/●
DC overvoltage protector type II	○	○	○
String failure detection	●	●	●
Protection class / overvoltage category	I / III	I / III	I / III
General data			
Dimensions (W / H / D) in mm	665 / 690 / 265	665 / 690 / 265	665 / 690 / 265
Weight	65 kg	65 kg	65 kg
Operating temperature range	-25 °C ... +60 °C	-25 °C ... +60 °C	-25 °C ... +60 °C
Noise emission (typical)	www.SMA-Solar.com	www.SMA-Solar.com	www.SMA-Solar.com
Internal consumption: (night)	1 W	1 W	1 W
Topology	transformerless	transformerless	transformerless
Cooling concept	OptiCool	OptiCool	OptiCool
Electronics protection rating / connection area (as per IEC 60529)	IP65 / IP54	IP65 / IP54	IP65 / IP54
Climatic category (per IEC 60721-3-4)	4K4H	4K4H	4K4H
Features			
DC connection: SUNCLIX	●	●	●
AC connection: screw terminal / spring-type terminal	-/●	-/●	-/●
Display: text line / graphic	-/●	-/●	-/●
Interfaces: RS485 / Bluetooth	○/●	○/●	○/●
Warranty: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 years	●/○/○/○/○	●/○/○/○/○	●/○/○/○/○
Certificates and permits (more available on request)	CE, VDE 0126-1-1, Enel-GUIDA, G83/1-1*, PPC, AS4777, EN 50438**, C10		
* In planning, ** Does not apply to all national deviations of EN 50438			
● Standard features ○ Optional features - Not available			
Provisional data, as of March 2010 - data at nominal conditions			
Type designation	STP 10000TL-10	STP 12000TL-10	STP 15000TL-10

Anexo B. Características técnicas dos módulos SunPower X21 335 [43]

SunPower® X-Series Residential Solar Panels | X21-335-BLK | X21-345

SunPower Offers The Best Combined Power And Product Warranty



More guaranteed power: 95% for first 5 years, -0.4%/yr. to year 25⁷



Combined Power and Product defect 25-year coverage that includes panel replacement costs⁸

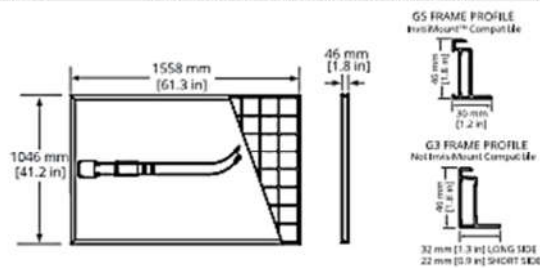
Electrical Data	
	SPR-X21-335-BLK SPR-X21-345
Nominal Power (P _{nom}) ¹¹	335 W 345 W
Power Tolerance	+5/-0% +5/-0%
Avg. Panel Efficiency ¹²	21.0% 21.5%
Rated Voltage (V _{mpp})	57.3 V 57.3 V
Rated Current (I _{mpp})	5.85 A 6.02 A
Open-Circuit Voltage (V _{oc})	67.9 V 68.2 V
Short-Circuit Current (I _{sc})	6.23 A 6.39 A
Max. System Voltage	600 V UL & 1000 V IEC
Maximum Series Fuse	15 A
Power Temp Coef.	-0.30% / °C
Voltage Temp Coef.	-167.4 mV / °C
Current Temp Coef.	3.5 mA / °C

REFERENCES

- All comparisons are SPR-X21-345 vs. a representative conventional panel: 250 W, approx. 1.6 m², 15.3% efficiency.
- Typical: 8-10% more energy per watt. BEW/DNV Engineering "SunPower Yield Report," Jan 2013.
- SunPower 0.25%/yr degradation vs. 1.0%/yr conv. panel. Camposu, Z. et al "SunPower Module Degradation Rate," SunPower white paper, Feb 2013; Jordan, Dirk "SunPower Test Report," NREL, Q1-2015.
- "SunPower Module 40-Year Useful Life" SunPower white paper, May 2015. Useful life is 99 out of 100 panels operating at more than 70% of rated power.
- Highest of over 3,200 silicon solar panels. Photon Module Survey, Feb 2014.
- 1% more energy than E-Series panels; 8% more energy than the average of the top 10 panel companies tested in 2012 (151 panels, 102 companies). Photon International, Feb 2013.
- Compared with the top 15 manufacturers. SunPower Warranty Review, May 2015.
- Some restrictions and exclusions may apply. See warranty for details.
- X-Series same as E-Series, 5 of top 8 panel manufacturers tested in 2013 report, 3 additional panels in 2014. Ferrara, C., et al. "Fraunhofer PV Durability Initiative for Solar Modules: Part 2". Photovoltaics International 2014.
- Compared with the non-stress-tested control panel: X-Series same as E-Series, tested in Atlas 25+ Durability test report, Feb 2013.
- Standard Test Conditions (1000 W/m² irradiance, AM 1.5, 25° C). NREL calibration Standard: SOWS current, IACCS FF and Voltage.
- Based on average of measured power values during production.
- Type 2 fire rating per UL 1703-2013, Class C fire rating per UL 1703-2002.
- See salesperson for details.

Tests And Certifications	
Standard Tests ¹³	UL 1703 (Type 2 Fire Rating), IEC 61215, IEC 61730
Quality Certs	ISO 9001:2008, ISO 14001:2004
EHS Compliance	RoHS, OHSAS 18001:2007, lead free, REACH SVHC-163, PV Cycle
Sustainability	Cradle to Cradle (eligible for LEED points) ¹⁴
Ammonia Test	IEC 62716
Desert Test	10.1109/PVSC 2013.6744437
Salt Spray Test	IEC 61701 (maximum severity)
PID Test	Potential-Induced Degradation free: 1000 V ⁹
Available Listings	UL, TUV, JET, MCS, CSA, FSEC, CEC

Operating Condition And Mechanical Data	
Temperature	-40° F to +185° F (-40° C to +85° C)
Impact Resistance	1 inch (25 mm) diameter hail at 52 mph (23 m/s)
Appearance	Class A+
Solar Cells	96 Monocrystalline Maxeon Gen III
Tempered Glass	High-transmission tempered anti-reflective
Junction Box	IP-65, MC4 compatible
Weight	41 lbs (18.6 kg)
Max. Load	G5 Frame: Wind: 62 psf, 3000 Pa front & back Snow: 125 psf, 6000 Pa front
	G3 Frame: Wind: 50 psf, 2400 Pa front & back Snow: 112 psf, 5400 Pa front
	Frame



G5 frames have no mounting holes. Please read the safety and installation guide.

See www.sunpower.com/facts for more reference information.
For more details, see extended datasheet: www.sunpower.com/datasheets

Document # 504528 Rev E /LTR_US

© March 2016 SunPower Corporation. All rights reserved. SUNPOWER, the SUNPOWER logo, MAXEON, SIGNATURE and InvisMount are trademarks or registered trademarks of SunPower Corporation. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

SUNPOWER®

Anexo C. Caraterísticas técnicas dos módulos SW 290 [44]

Sunmodule⁺ Plus SW 260 - 290 mono



PERFORMANCE UNDER STANDARD TEST CONDITIONS (STC)*

		SW 260	SW 265	SW 280	SW 285	SW 290
Maximum power	P_{max}	260 Wp	265 Wp	280 Wp	285 Wp	290 Wp
Open circuit voltage	U_{oc}	38.9 V	39.0 V	39.5 V	39.7 V	39.9 V
Maximum power point voltage	U_{mp}	30.7 V	30.8 V	31.2 V	31.3 V	31.4 V
Short circuit current	I_{sc}	9.38 A	9.31 A	9.71 A	9.84 A	9.97 A
Maximum power point current	I_{mp}	8.56 A	8.69 A	9.07 A	9.20 A	9.33 A
Module efficiency	η_m	15.51 %	15.81 %	16.7 %	17 %	17.3 %

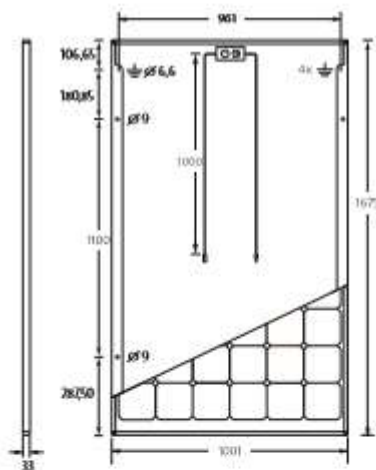
Measuring tolerance (P_{max}) traceable to TUV Rheinland ± 2% (TUV Power controlled)

*STC: 1000W/m², 25°C, AM 1.5

PERFORMANCE AT 800 W/m², NOCT, AM 1.5

		SW 260	SW 265	SW 280	SW 285	SW 290
Maximum power	P_{max}	194.2 Wp	197.8 Wp	209.2 Wp	213.1 Wp	217.1 Wp
Open circuit voltage	U_{oc}	35.6 V	35.7 V	36.3 V	36.4 V	36.6 V
Maximum power point voltage	U_{mp}	28.3 V	28.2 V	28.5 V	28.7 V	28.8 V
Short circuit current	I_{sc}	7.42 A	7.53 A	7.85 A	7.96 A	8.06 A
Maximum power point current	I_{mp}	6.92 A	7.02 A	7.33 A	7.43 A	7.54 A

Minor reduction in efficiency under partial load conditions at 25°C: at 200 W/m², 100% (+/- 2%) of the STC efficiency (1000 W/m²) is achieved.



DIMENSIONS

Length	1675 mm
Width	1001 mm
Height	33 mm
Frame	Clear anodized aluminum
Weight	18.0 kg

THERMAL CHARACTERISTICS

NOCT	46 °C
TC I_{sc}	0.040 %/K
TC U_{oc}	-0.30 %/K
TC P_{max}	-0.41 %/K

PARAMETERS FOR OPTIMAL SYSTEM INTEGRATION

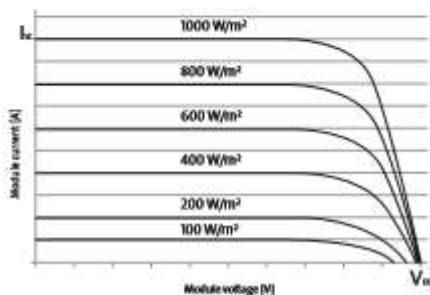
Maximum system voltage SC II	1000 V
Maximum reverse current	25 A
Load / dynamic load	5.4 / 2.4 kN/m ²
Number of bypass diodes	3
Operating range	-40 °C to +85 °C

COMPONENT MATERIALS

Cells per module	60
Cell type	Mono-crystalline
Cell dimensions	156 mm x 156 mm
Front	tempered glass (EN 12880)

ADDITIONAL DATA

Power sorting	0 Wp / +5 Wp
J-Box	IP65
Connector	184



SolarWorld AG reserves the right to make specification changes without notice. This data sheet complies with the requirements of EN 50380.

Anexo D. Resultados da Simulação para o Sistema 1

Evaluation of design

Project name: Sistema 1

Project number:

Location: Portugal / Porto

Ambient temperature:


Annual extreme low temperature: -1 °C

Average high Temperature: 20 °C

Annual extreme high temperature: 34 °C

Subproject 1

2 x STP 10000TL-20 (PV system section 1)

Peak power:	20,10 kWp
Total number of PV modules:	60
Number of PV inverters:	2
Max. DC power (cos φ = 1):	10,25 kW
Max. AC active power (cos φ = 1):	10,00 kW
Grid voltage:	230V (230V / 400V)
Nominal power ratio:	102 % 
Dimensioning factor:	100,5 %
Displacement power factor cos φ:	1



STP 10000TL-20

PV design data

Input A: PV array 1

26 x SunPower X21-335-BLK (04/2013), Azimuth angle: 0 °, Tilt angle: 34 °, Mounting type: Roof

Input B: PV array 1

4 x SunPower X21-335-BLK (04/2013), Azimuth angle: 0 °, Tilt angle: 34 °, Mounting type: Roof

	Input A:	Input B:	
Number of strings:	2	1	
PV modules per string:	13	4	
Peak power (input):	8,71 kWp	1,34 kWp	
Typical PV voltage:	 704 V	 216 V	
Min. PV voltage:	660 V	203 V	
Min. DC voltage (Grid voltage 230 V):	150 V	150 V	
Max. PV voltage:	 940 V	 290 V	
Max. DC voltage:	1000 V	1000 V	
Max. current of PV array:	 11,7 A	 5,9 A	
Max. DC current:	18 A	10 A	

PV/Inverter compatible

Evaluation of design

Project name: Sistema 1

Project number:

Location: Portugal / Porto

Ambient temperature:


Annual extreme low temperature: -1 °C

Average high Temperature: 20 °C

Annual extreme high temperature: 34 °C

Subproject 1

1 x STP 12000TL-20 (PV system section 2)

Peak power:	12.40 kWp
Total number of PV modules:	37
Number of PV inverters:	1
Max. DC power (cos ϕ = 1):	12.28 kW
Max. AC active power (cos ϕ = 1):	12.00 kW
Grid voltage:	230V (230V / 400V)
Nominal power ratio:	99 % 
Dimensioning factor:	103.3 %
Displacement power factor cos ϕ :	1



STP 12000TL-20

PV design data

Input A: PV array 1

26 x SunPower X21-335-BLK (04/2013), Azimuth angle: 0 °, Tilt angle: 34 °, Mounting type: Roof

Input B: PV array 1

11 x SunPower X21-335-BLK (04/2013), Azimuth angle: 0 °, Tilt angle: 34 °, Mounting type: Roof

	Input A:	Input B:	
Number of strings:	2	1	
PV modules per string:	13	11	
Peak power (input):	8.71 kWp	3.69 kWp	
Typical PV voltage:	 704 V	 595 V	
Min. PV voltage:	660 V	558 V	
Min. DC voltage (Grid voltage 230 V):	150 V	150 V	
Max. PV voltage:	 940 V	 795 V	
Max. DC voltage:	1000 V	1000 V	
Max. current of PV array:	 11.7 A	 5.9 A	
Max. DC current:	18 A	10 A	

PV/Inverter compatible

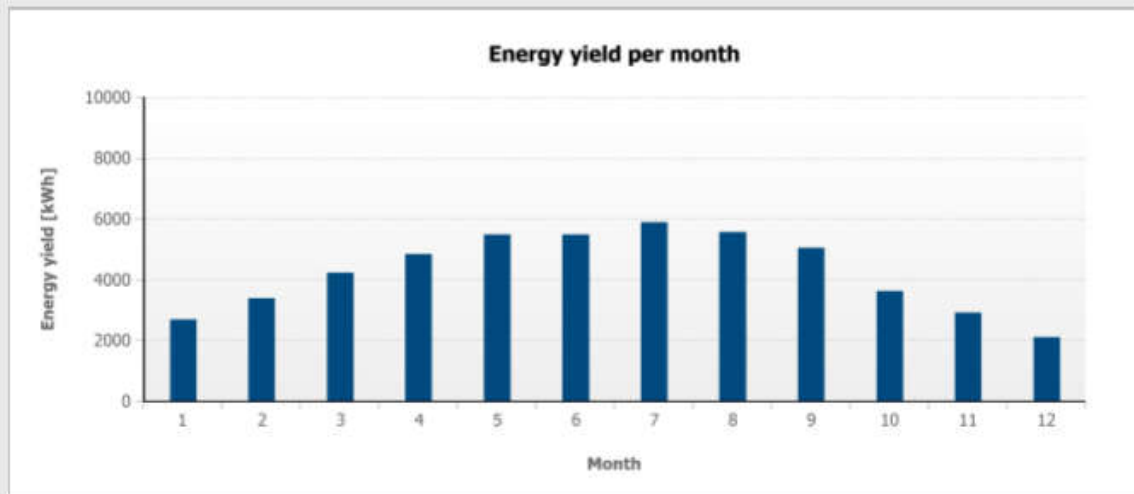
Monthly values

Project name: Sistema 1

Location: Portugal / Porto

Project number:

Diagram



Table

Month	Energy yield [kWh]	Performance ratio
1	2664 (5.2 %)	88 %
2	3369 (6.6 %)	89 %
3	4206 (8.2 %)	89 %
4	4815 (9.4 %)	89 %
5	5457 (10.7 %)	88 %
6	5455 (10.7 %)	88 %
7	5864 (11.5 %)	88 %
8	5538 (10.9 %)	87 %
9	5019 (9.8 %)	88 %
10	3611 (7.1 %)	87 %
11	2896 (5.7 %)	88 %
12	2094 (4.1 %)	88 %

Anexo E. Resultados da Simulação para o Sistema 2

Evaluation of design

Project name: Sistema 2_34

Project number:

Location: Portugal / Porto

Ambient temperature:


Annual extreme low temperature: -1 °C

Average high Temperature: 20 °C

Annual extreme high temperature: 34 °C

Projecto parcial 1

1 x STP 8000TL-20 (PV system section 1)

Peak power:	8.04 kWp
Total number of PV modules:	24
Number of PV inverters:	1
Max. DC power (cos ϕ = 1):	8.20 kW
Max. AC active power (cos ϕ = 1):	8.00 kW
Grid voltage:	230V (230V / 400V)
Nominal power ratio:	102 % 
Dimensioning factor:	100.5 %
Displacement power factor cos ϕ :	1




STP 8000TL-20

PV design data

Input A: Gerador fotovoltaico 1

24 x SunPower X21-335-BLK (04/2013), Azimuth angle: 0 °, Tilt angle: 34 °, Mounting type: Roof

	Input A:	Input B:	
Number of strings:	2		
PV modules per string:	12		
Peak power (input):	8.04 kWp	---	
Typical PV voltage:	 649 V	---	
Min. PV voltage:	609 V	---	
Min. DC voltage (Grid voltage 230 V):	150 V	150 V	
Max. PV voltage:	 868 V	---	
Max. DC voltage:	1000 V	1000 V	
Max. current of PV array:	 11.7 A	---	
Max. DC current:	15 A	10 A	

PV/Inverter compatible

Evaluation of design

Project name: Sistema 2_34

Project number:

Location: Portugal / Porto

Ambient temperature:


Annual extreme low temperature: -1 °C

Average high Temperature: 20 °C

Annual extreme high temperature: 34 °C

Projecto parcial 1

1 x STP 10000TL-20 (PV system section 2)

Peak power:	10.05 kWp
Total number of PV modules:	30
Number of PV inverters:	1
Max. DC power (cos φ = 1):	10.25 kW
Max. AC active power (cos φ = 1):	10.00 kW
Grid voltage:	230V (230V / 400V)
Nominal power ratio:	102 % 
Dimensioning factor:	100.5 %
Displacement power factor cos φ:	1



STP 10000TL-20


PV design data

Input A: Gerador fotovoltaico 1

26 x SunPower X21-335-BLK (04/2013), Azimuth angle: 0 °, Tilt angle: 34 °, Mounting type: Roof

Input B: Gerador fotovoltaico 1

4 x SunPower X21-335-BLK (04/2013), Azimuth angle: 0 °, Tilt angle: 34 °, Mounting type: Roof

	Input A:	Input B:	
Number of strings:	2	1	
PV modules per string:	13	4	
Peak power (input):	8.71 kWp	1.34 kWp	
Typical PV voltage:	 704 V	 216 V	
Min. PV voltage:	660 V	203 V	
Min. DC voltage (Grid voltage 230 V):	150 V	150 V	
Max. PV voltage:	 940 V	 290 V	
Max. DC voltage:	1000 V	1000 V	
Max. current of PV array:	 11.7 A	 5.9 A	
Max. DC current:	18 A	10 A	

PV/Inverter compatible

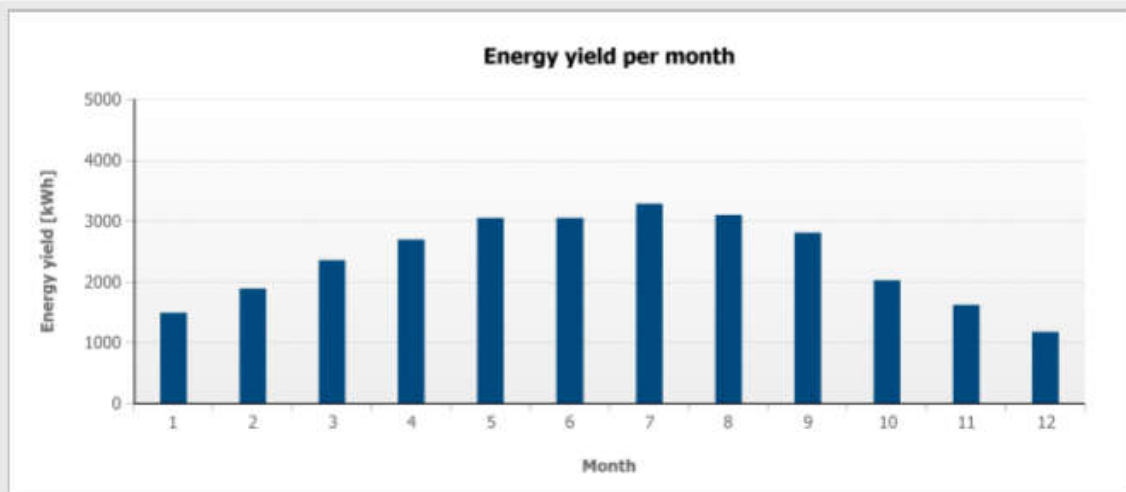
Monthly values

Project name: Sistema 2_34

Location: Portugal / Porto

Project number:

Diagram



Table

Month	Energy yield [kWh]	Performance ratio
1	1482 (5.2 %)	88 %
2	1875 (6.6 %)	89 %
3	2341 (8.2 %)	88 %
4	2680 (9.4 %)	89 %
5	3037 (10.7 %)	88 %
6	3036 (10.7 %)	88 %
7	3264 (11.5 %)	88 %
8	3083 (10.9 %)	87 %
9	2794 (9.8 %)	88 %
10	2009 (7.1 %)	87 %
11	1611 (5.7 %)	88 %
12	1164 (4.1 %)	87 %

Anexo F. Resultados da Simulação para o Sistema 3

Evaluation of design

Project name: Sistema 3_34

Project number:

Location: Portugal / Porto

Ambient temperature:


Annual extreme low temperature: -1 °C

Average high Temperature: 20 °C

Annual extreme high temperature: 34 °C

Subproject 1

1 x STP 10000TL-20 (PV system section 1)

Peak power:	10.05 kWp
Total number of PV modules:	30
Number of PV inverters:	1
Max. DC power (cos φ = 1):	10.25 kW
Max. AC active power (cos φ = 1):	10.00 kW
Grid voltage:	230V (230V / 400V)
Nominal power ratio:	102 % 
Dimensioning factor:	100.5 %
Displacement power factor cos φ:	1



STP 10000TL-20







PV design data

Input A: PV array 1

26 x SunPower X21-335-BLK (04/2013), Azimuth angle: 0 °, Tilt angle: 34 °, Mounting type: Roof

Input B: PV array 1

4 x SunPower X21-335-BLK (04/2013), Azimuth angle: 0 °, Tilt angle: 34 °, Mounting type: Roof

	Input A:	Input B:	
Number of strings:	2	1	
PV modules per string:	13	4	
Peak power (input):	8.71 kWp	1.34 kWp	
Typical PV voltage:	 704 V	 216 V	
Min. PV voltage:	660 V	203 V	
Min. DC voltage (Grid voltage 230 V):	150 V	150 V	
Max. PV voltage:	 940 V	 290 V	
Max. DC voltage:	1000 V	1000 V	
Max. current of PV array:	 11.7 A	 5.9 A	
Max. DC current:	18 A	10 A	

PV/Inverter compatible


Evaluation of design

Project name: Sistema 3_34
Project number:

Location: Portugal / Porto
Ambient temperature:
 Annual extreme low temperature: -1 °C
 Average high Temperature: 20 °C
 Annual extreme high temperature: 34 °C

Subproject 1

1 x STP 10000TL-20 (PV system section 2)

Peak power:	10.05 kWp
Total number of PV modules:	30
Number of PV inverters:	1
Max. DC power (cos φ = 1):	10.25 kW
Max. AC active power (cos φ = 1):	10.00 kW
Grid voltage:	230V (230V / 400V)
Nominal power ratio:	102 % 
Dimensioning factor:	100.5 %
Displacement power factor cos φ:	1



STP 10000TL-20







PV design data

Input A: PV array 1

26 x SunPower X21-335-BLK (04/2013), Azimuth angle: 0 °, Tilt angle: 34 °, Mounting type: Roof

Input B: PV array 1

4 x SunPower X21-335-BLK (04/2013), Azimuth angle: 0 °, Tilt angle: 34 °, Mounting type: Roof

	Input A:	Input B:	
Number of strings:	2	1	
PV modules per string:	13	4	
Peak power (input):	8.71 kWp	1.34 kWp	
Typical PV voltage:	 704 V	 216 V	
Min. PV voltage:	660 V	203 V	
Min. DC voltage (Grid voltage 230 V):	150 V	150 V	
Max. PV voltage:	 940 V	 290 V	
Max. DC voltage:	1000 V	1000 V	
Max. current of PV array:	 11.7 A	 5.9 A	
Max. DC current:	18 A	10 A	

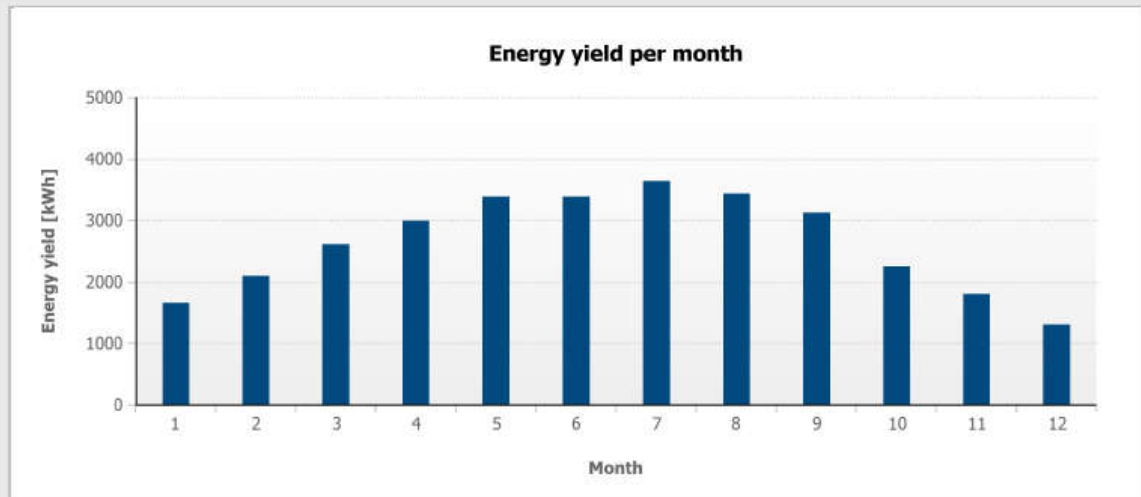
PV/Inverter compatible

Monthly values

Project name: Sistema 3_34
Project number:

Location: Portugal / Porto

Diagram



Table

Month	Energy yield [kWh]	Performance ratio
1	1647 (5.2 %)	88 %
2	2083 (6.6 %)	89 %
3	2601 (8.2 %)	88 %
4	2978 (9.4 %)	89 %
5	3374 (10.7 %)	88 %
6	3373 (10.7 %)	88 %
7	3626 (11.5 %)	88 %
8	3425 (10.9 %)	87 %
9	3104 (9.8 %)	88 %
10	2233 (7.1 %)	87 %
11	1791 (5.7 %)	88 %
12	1294 (4.1 %)	87 %

Anexo G. Resultados da Simulação para o Sistema 4

Evaluation of design

Project name: Sistema 4_34
Project number:

Location: Portugal / Porto

Ambient temperature:

Annual extreme low temperature: -1 °C

Average high Temperature: 20 °C

Annual extreme high temperature: 34 °C

Subproject 1

1 x STP 12000TL-20 (PV system section 1)

Peak power:	12.40 kWp
Total number of PV modules:	37
Number of PV inverters:	1
Max. DC power (cos φ = 1):	12.28 kW
Max. AC active power (cos φ = 1):	12.00 kW
Grid voltage:	230V (230V / 400V)
Nominal power ratio:	99 %
Dimensioning factor:	103.3 %
Displacement power factor cos φ:	1



STP 12000TL-20

PV design data

Input A: PV array 1

33 x SunPower X21-335-BLK (04/2013), Azimuth angle: 0 °, Tilt angle: 34 °, Mounting type: Roof

Input B: PV array 1

4 x SunPower X21-335-BLK (04/2013), Azimuth angle: 0 °, Tilt angle: 34 °, Mounting type: Roof

	Input A:	Input B:	
Number of strings:	3	1	
PV modules per string:	11	4	
Peak power (input):	11.06 kWp	1.34 kWp	
Typical PV voltage:	595 V	216 V	
Min. PV voltage:	558 V	203 V	
Min. DC voltage (Grid voltage 230 V):	150 V	150 V	
Max. PV voltage:	795 V	290 V	
Max. DC voltage:	1000 V	1000 V	
Max. current of PV array:	17.6 A	5.9 A	
Max. DC current:	18 A	10 A	

PV/Inverter compatible

Evaluation of design

Project name: Sistema 4_34
Project number:

Location: Portugal / Porto

Ambient temperature:


Annual extreme low temperature: -1 °C

Average high Temperature: 20 °C

Annual extreme high temperature: 34 °C

Subproject 1

1 x STP 15000TL-10 (PV system section 2)

Peak power:	15.41 kWp
Total number of PV modules:	46
Number of PV inverters:	1
Max. DC power (cos φ = 1):	15.34 kW
Max. AC active power (cos φ = 1):	15.00 kW
Grid voltage:	230V (230V / 400V)
Nominal power ratio:	100 % 
Dimensioning factor:	102.7 %
Displacement power factor cos φ:	1



STP 15000TL-10

PV design data

Input A: PV array 1

39 x SunPower X21-335-BLK (04/2013), Azimuth angle: 0 °, Tilt angle: 34 °, Mounting type: Roof

Input B: PV array 1

7 x SunPower X21-335-BLK (04/2013), Azimuth angle: 0 °, Tilt angle: 34 °, Mounting type: Roof

	Input A:	Input B:	
Number of strings:	3	1	
PV modules per string:	13	7	
Peak power (input):	13.07 kWp	2.35 kWp	
Typical PV voltage:	 704 V	 379 V	
Min. PV voltage:	660 V	355 V	
Min. DC voltage (Grid voltage 230 V):	150 V	150 V	
Max. PV voltage:	 940 V	 506 V	
Max. DC voltage:	1000 V	1000 V	
Max. current of PV array:	 17.6 A	 5.9 A	
Max. DC current:	33 A	11 A	
Max. short-circuit current (inverter)	50 A	12.5 A	
Max. short-circuit current (PV array):	 18.7 A	 6.2 A	

PV/Inverter compatible

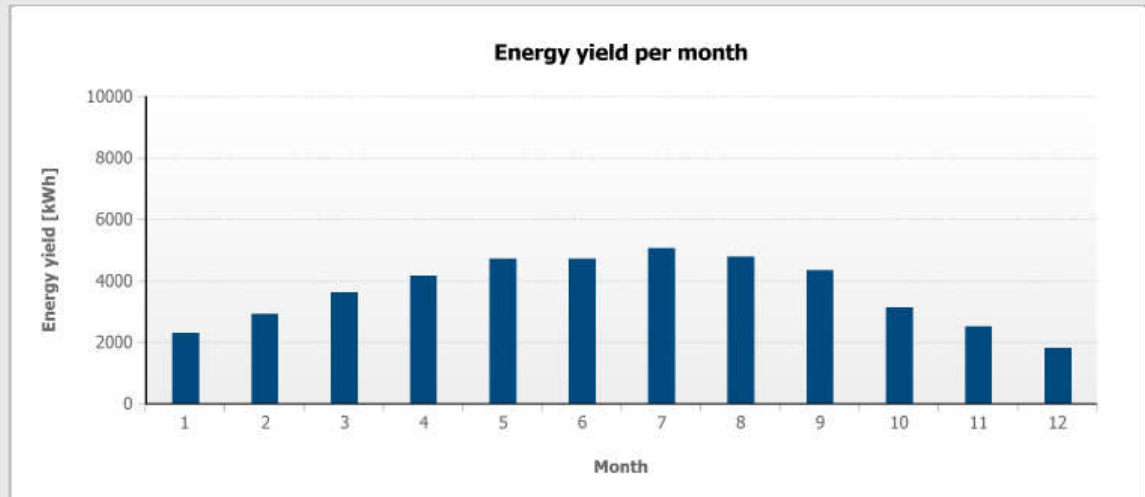
Monthly values

Project name: Sistema 4_34

Location: Portugal / Porto

Project number:

Diagram



Table

Month	Energy yield [kWh]	Performance ratio
1	2287 (5.2 %)	89 %
2	2893 (6.6 %)	89 %
3	3610 (8.2 %)	89 %
4	4135 (9.4 %)	89 %
5	4686 (10.7 %)	89 %
6	4684 (10.7 %)	88 %
7	5035 (11.5 %)	88 %
8	4755 (10.9 %)	88 %
9	4309 (9.8 %)	88 %
10	3099 (7.1 %)	88 %
11	2486 (5.7 %)	89 %
12	1796 (4.1 %)	88 %

Anexo H. Resultados da Simulação para o Sistema 5


Evaluation of design

Project name: Sistema 5_34°
Project number:

Location: Portugal / Porto
Ambient temperature:
Annual extreme low temperature: -1 °C
Average high Temperature: 20 °C
Annual extreme high temperature: 34 °C

Subproject 1

1 x STP 6000TL-20 (PV system section 1)

Peak power:	6.03 kWp
Total number of PV modules:	18
Number of PV inverters:	1
Max. DC power (cos φ = 1):	6.13 kW
Max. AC active power (cos φ = 1):	6.00 kW
Grid voltage:	230V (230V / 400V)
Nominal power ratio:	102 % 
Dimensioning factor:	100.5 %
Displacement power factor cos φ:	1



STP 6000TL-20






PV design data

Input A: PV array 1

13 x SunPower X21-335-BLK (04/2013), Azimuth angle: 0 °, Tilt angle: 34 °, Mounting type: Roof

Input B: PV array 1

5 x SunPower X21-335-BLK (04/2013), Azimuth angle: 0 °, Tilt angle: 34 °, Mounting type: Roof

	Input A:	Input B:	
Number of strings:	1	1	
PV modules per string:	13	5	
Peak power (input):	4.36 kWp	1.68 kWp	
Typical PV voltage:	 704 V	 271 V	
Min. PV voltage:	660 V	254 V	
Min. DC voltage (Grid voltage 230 V):	150 V	150 V	
Max. PV voltage:	 940 V	 362 V	
Max. DC voltage:	1000 V	1000 V	
Max. current of PV array:	 5.9 A	 5.9 A	
Max. DC current:	11 A	10 A	

PV/Inverter compatible

Evaluation of design

Project name: Sistema 5_34°

Project number:

Location: Portugal / Porto

Ambient temperature:


Annual extreme low temperature: -1 °C

Average high Temperature: 20 °C

Annual extreme high temperature: 34 °C

Subproject 1

1 x STP 6000TL-20 (PV system section 2)

Peak power:	6.03 kWp
Total number of PV modules:	18
Number of PV inverters:	1
Max. DC power (cos ϕ = 1):	6.13 kW
Max. AC active power (cos ϕ = 1):	6.00 kW
Grid voltage:	230V (230V / 400V)
Nominal power ratio:	102 % 
Dimensioning factor:	100.5 %
Displacement power factor cos ϕ :	1



STP 6000TL-20

PV design data

Input A: PV array 1

13 x SunPower X21-335-BLK (04/2013), Azimuth angle: 0 °, Tilt angle: 34 °, Mounting type: Roof

Input B: PV array 1

5 x SunPower X21-335-BLK (04/2013), Azimuth angle: 0 °, Tilt angle: 34 °, Mounting type: Roof

	Input A:	Input B:	
Number of strings:	1	1	
PV modules per string:	13	5	
Peak power (input):	4.36 kWp	1.68 kWp	
Typical PV voltage:	 704 V	 271 V	
Min. PV voltage:	660 V	254 V	
Min. DC voltage (Grid voltage 230 V):	150 V	150 V	
Max. PV voltage:	 940 V	 362 V	
Max. DC voltage:	1000 V	1000 V	
Max. current of PV array:	 5.9 A	 5.9 A	
Max. DC current:	11 A	10 A	

PV/Inverter compatible

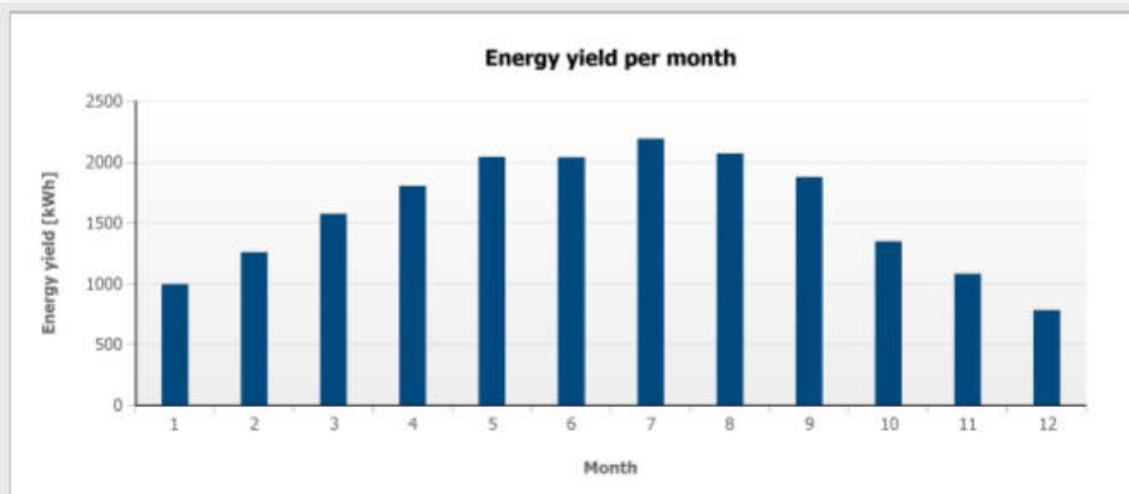
Monthly values

Project name: Sistema 5_34°

Location: Portugal / Porto

Project number:

Diagram



Table

Month	Energy yield [kWh]	Performance ratio
1	989 (5.2 %)	88 %
2	1253 (6.6 %)	89 %
3	1565 (8.2 %)	89 %
4	1794 (9.5 %)	89 %
5	2032 (10.7 %)	89 %
6	2031 (10.7 %)	88 %
7	2184 (11.5 %)	88 %
8	2062 (10.9 %)	88 %
9	1869 (9.9 %)	88 %
10	1342 (7.1 %)	88 %
11	1076 (5.7 %)	88 %
12	775 (4.1 %)	87 %

Anexo I. Características técnicas do Posto de Carregamento Público da Efacec



Public Charging Station

Overview

- Charge all Mode-3 vehicle
- Pedestal or wall-mount installation
- AC output power from 3,7 kVA up to 22 kVA
- Simultaneous charging of 2 vehicles
- TFT color display
- RCD and breaker included
- Network integration (OCPP or proprietary protocol)
- Built-in communications (3G; LAN; Wi-Fi)

User-Friendly **Scalable** **Communication & Management** **Available Outputs**

Main Features

- Multiple outputs (Mode-3)
- Multiple powers (up to 22 kVA)
- Scalability (Master-slave)
- Versatile installation options
- Aluminum enclosure
- Simple plug & play installation
- Local and remote monitoring and control

The Public Charger was designed to have up to 2 outputs, Mode 3 charging socket (power ranging from 3,7 kVA to 22 kVA), able to charge any electric vehicle compatible with IEC61851.

Using easy installation procedures and requirements, the Public Charger can be wall - mounted or pedestal-mounted, allowing versatile installation options. The Human Machine Interface (HMI) with TFT display and RFID reader was designed to control the 2 build-in outputs.

Each Efacec Public Charger can be integrated in a charging infrastructure network and its operation and status is controlled by the central management system.

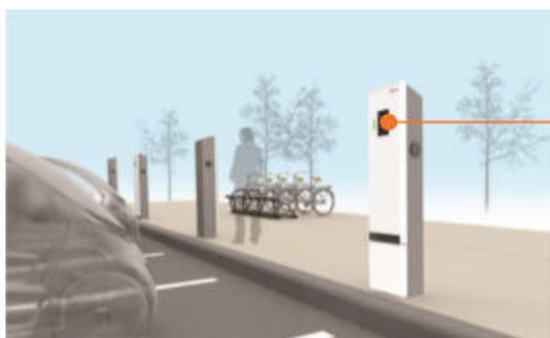
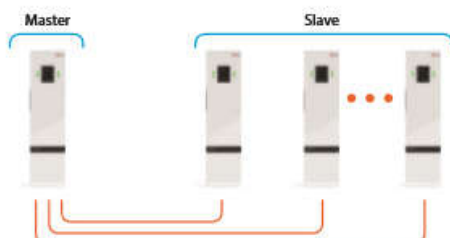
Multiple Public Chargers in one location can be integrated in the network in a master slave configuration with only one internet communication connection.



Technical Information

Technical data		CE	
AC Nominal Input			
Phases / lines	1 phase + neutral + PE	3 phases + neutral + PE	
Voltage	230 V ± 10%	400 V ± 10%	
Frequency	50 or 60 Hz	50 or 60 Hz	
Input current	16 A 32 A	16 A	32 A
Input power	3,7 kVA 7,4 kVA	11 kVA	22 kVA
AC Nominal Output			
Voltage	230 V ± 10%	400 V ± 10%	
Current	16 A 32 A	16 A	32 A
Nominal power	3,7 kVA 7,4 kVA	11 kVA	22 kVA
Over current	20 A 40 A	20 A	40 A
RCD	30 mA (Type A)	30 mA (Type B)	
General Specifications			
Equipment	Single or dual output equipment		
Mounting	Pedestal or wall mount		
Communication with EV	Pilot signal according to IEC61851		
AC plug (or socket)	IEC62196 Type-2 (others under request)		
Human machine interface	By default		
Display	Yes - TFT (color display)		
RFID system	Mifare (Classic, DesFire EV1)		
Communication	3G (GSM or CDMA) LAN Wi-Fi		
Communication protocols	OCPP (1.2; 1.5) and others		
Place of installation	Indoor/Outdoor		
Altitude	Up to 1000 m		
Protection degree	IP54 IK10		
Operating temperature	-30 to +50°C		
Storage temperature	-40 to +60 °C		
Humidity	5% to 95%		
Dimensions (W x D x H)	Wall-mount 374x275x1080 mm	Ground-mount 374x275x1450 mm	
Weight	20 to 30 kg		

Master/Slave scheme



Configurations



Applications

- Public parking
- Supermarkets and shopping centers
- EV infrastructure operators
- EV fleets (private and public)



Main Office:

Rua Eng. Frederico Ulrich | Apartado 3078 | 4471-907 Moreira da Maia | Portugal | Phone: +351 229 402 000 | Fax: +351 229 403 209 | e-mail: evcharging@efacec.com | web: www.electricmobility.efacec.com

Anexo J. Características técnicas do Posto de Carregamento Rápido da Efacec



Overview

- Fast-charge any compatible vehicle
- 0 to 80% in less than 1 hour
- Multistandard (CHAdeMO, CCS and AC Type-2 compliant)
- DC and AC simultaneous charging
- TFT color display (for user interface and publicity)
- Network integration (OCPP or proprietary protocol)
- Built-in communications (3G; LAN; Wi-Fi)



Fast Charging



User-friendly



Communication & Management



Multi-standard

AC and DC plug-in charging systems



CCS



CHAdeMO

AC ~

Main Features

- Multiple standards
- Multiple outputs
- DC up to 25 kW
- AC up to 22 kVA
- High efficiency: > 94%
- High power factor: 0.98
- Simple plug&play installation
- Standalone or network integration
- Local and remote control and monitoring
- C4 corrosion protection

Product description

The QC20 is a Quick Charging station able to charge all EVs with CHAdeMO, CCS and AC Type-2 (fast) charging standard compliance with a maximum DC output power up to 25 kW.

After user identification (if authentication is required), by simply choosing the charging standard compatible to your vehicle and coupling the charger's output plug to the EV, you will have a fast secured and proven charging process. The battery charging status is displayed and the charging cycle finishes by itself or can be terminated by a user command.

Different output options are available, like the basic single DC output, dual DC output or even triple DC+AC outputs, in a single cabinet or bundled with a wired charging interface kiosk.

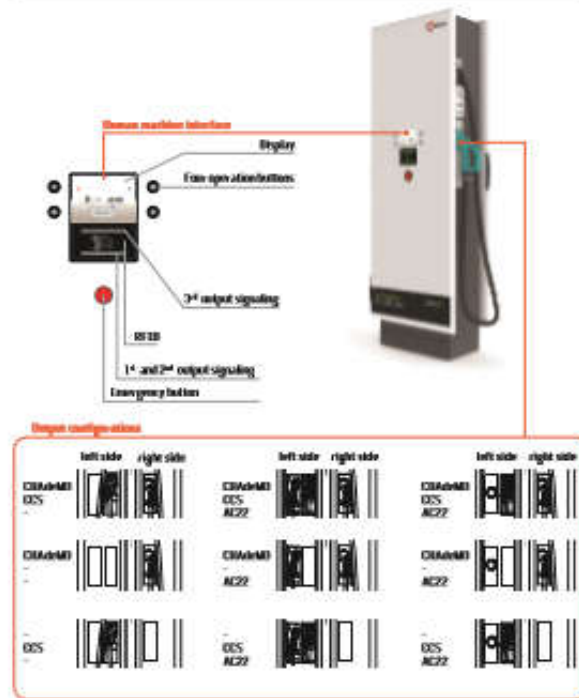
The QC20 includes Efacec's power electronics unique design, resulting in top specifications for DC fast charging. Higher power output with best power factor and efficiency.



Technical Information

Technical data		CE
AC Nominal Input for the DC Output		
Phases / lines	3 phases + neutral + PE	
Voltage & frequency	400 V ac ± 10 %; 50 Hz	
Nominal input current & power	32 A, 32 kW	
Efficiency	≥ 94 %	
Power factor	0,93	
AC Nominal Input (Optional)		
Phases / lines	1P or 3P + neutral + PE	
Voltage & frequency	400 V ac ± 10 %; 50 Hz	
Nominal input current & power	Up to 32 A, 32 kW	
DC Output		
Voltage	50 Vdc to 500 Vdc	
Current	0 to 50 A	
Nominal Power (@ 400V)	Up to 30 kW	
Maximum power	25 kW	
AC Output (optional)		
Voltage	230 V or 400 V	
Current	from 16 A up to 32 A	
Nominal Power	from 3,7 kW up to 32 kW	
General Specifications		
Equipment	Multi-standard DC outputs (Mode-4), with optional AC (Mode-2)	
Communication with EV	J1772 G104 (CHAdeMO) IEC61851-33 PLC (CCS / Combo-2) IEC61851-1 (AC)	
DC Plugs	J1772 G105 (CHAdeMO) Combo 12 (CCS / Combo-2)	
AC Plug (or socket)	IEC62196 Type-2	
Human Machine Interface	By default: Display 6,4" TFT Color screen RFID system HMIcc (Classic, DoFPic EVI) or others on request	
Communication	3G (GSM or CDMA) LAN Wi-Fi	
Communication Protocols	OCPP (1.2; 1.5) and others	
Place of installation	Indoor/Outdoor	
Altitude	Up to 1000 m	
Protection degree	IP54 IK10	
Operating Temperature	-25 °C to +50 °C	
Optional Cold Option	-35 °C to +50 °C	
Storage Temperature	-40 to +60 °C	
Humidity Range	5 % to 95 %	
Noise Level	≤55 dB in all directions	
Dimensions (W x D x H)	630 x 457 x 1922 mm	
Weight	325 Kg	

Configurations



Applications:

- Restaurants
- Shopping centers
- EV Infrastructure and operators
- EV fleet (private and public)
- EV dealers and service providers



Main Office:
Rua Eng. Frederico Ulrich, Apartado 30781, 4471-907 Maia da Maia (Portugal) | Phone: +351 229 462 000 | Fax: +351 229 462 209 | e-mail: efacec@efacec.com | web: www.electricmobilityefacec.com