

Soluções Integradas de Carregamento para Viaturas Elétricas: Habitação e Empresas com e sem UPAC

JOSÉ FILIPE FERNANDES MIRANDA

outubro de 2025

Soluções Integradas de Carregamento para Viaturas Elétricas: Habitação e Empresas com e sem UPAC

José Filipe Fernandes Miranda

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

Orientador: Professor Doutor Sérgio Filipe Carvalho Ramos

Co-orientador: Doutor Delfim Pedrosa

Júri:

Presidente: Professor Doutor Fernando Maurício Teixeira de Sousa Dias

Vogais: Professor Doutor Sérgio Filipe Carvalho Ramos

Vogais Doutor João André Pinto Soares

Porto, 29 Setembro 2025

Resumo

A mobilidade elétrica e as energias renováveis têm um papel chave para o desenvolvimento sustentável em Portugal e transição energética. A adoção de veículos elétricos e o uso de energia limpa são prioridades para se reduzir as emissões de gases efeito de estufa. Um aspeto relevante na mobilidade elétrica é a existência de soluções de carregamento que consigam dar resposta às necessidades dos diferentes tipos de utilizadores de veículos elétricos.

Este projeto visa explorar diferentes tipos de soluções de carregamento de viaturas elétricas, considerando opção com o uso de energia fotovoltaica e outras opções também com sistemas de armazenamento, com o objetivo de avaliar a viabilidade económica e técnica, bem como a rentabilidade em diferentes contextos de utilização. Um dos objetivos deste trabalho é, através dos resultados obtidos, conseguir padronizar solução para casos futuros consoante a necessidade e o hábito de consumo do utilizador.

Para atingir os objetivos em questão, é criado um *website*, em que o consumidor preenche um questionário onde partilha o tipo de instalação pretendida. Posteriormente são definidos os equipamentos a aplicar nas diferentes soluções. Por fim, o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos e sistemas de armazenamento (baterias) é através do *software* PVGIS.

Consegue-se verificar, com a realização deste trabalho, que a utilização de viaturas elétricas é bastante vantajosa em relação a utilização de viaturas a combustão para utilizadores que consigam carregar a sua viatura na residência ou empresa conseguindo-se períodos de retorno financeiro nos melhores cenários de, aproximadamente, um ano e três meses para empresas e dois anos e cinco meses para residências unifamiliares. Contudo, a utilização de baterias revela-se menos atrativa devido ao elevado custo inicial, aumentando o período de retorno. No entanto o Valor Atual Líquido no caso residencial atinge os 5 595,56 € e no melhor cenário empresarial 65 774,39 €.

Este projeto permite apresentar soluções padronizadas de carregamento de viaturas elétricas. No entanto, quando o consumidor pretende a instalação adicional de um sistema fotovoltaico ou de armazenamento, exige uma análise mais detalhada, conduzindo a um tempo de resposta superior.

Palavras-chave: Baterias de Armazenamento, Mobilidade elétrica, Posto de Carregamento de Veículos Elétricos, Sistema Fotovoltaico, Veículo elétrico.

Abstract

Electric mobility and renewable energy play a key role in sustainable development in Portugal and the energy transition. The adoption of electric vehicles and the use of clean energy are priorities to reduce greenhouse gas emissions. A relevant aspect of electric mobility is the existence of charging solutions that can meet the needs of different types of electric vehicle users.

This project aims to explore different types of charging solutions for electric vehicles, considering the use of photovoltaic energy and storage systems, with the aim of evaluating the economic and technical viability of each solution and which type of use is most profitable for each situation.

To achieve the defined objectives, a website was developed where the consumer completes a questionnaire indicating the type of installation desired. Based on the responses provided, the appropriate equipment for each solution is identified and specified. The sizing of photovoltaic systems and storage systems (batteries) was carried out using the PVGIS software, which is recognized as a reference tool in the field.

The results obtained demonstrate that the use of electric vehicles offers significant advantages compared to combustion vehicles, particularly for users with the possibility of charging at home or in a business environment, achieving payback periods in the best-case scenarios of approximately one year and three months for businesses and two years and five months for single-family homes. However, the integration of batteries proves to be less attractive due to the high initial investment and limited economic return increasing the payback period. However, the Net Present Value for residential vehicles reaches €5,595.56, and in the best-case business scenario, €65,774.39.

This project enables the provision of standardized solutions for electric vehicle charging. Nevertheless, when the consumer opts for the additional installation of photovoltaic systems or storage, a more detailed analysis is required, resulting in a longer response time.

Keywords: Electric mobility, Electric vehicle, Electric Vehicle Charging Station, Photovoltaic System, Storage Batteries.

Agradecimentos

Quero agradecer, acima de tudo, aos meus pais e esposa por todo o apoio e incentivo no meu desenvolvimento.

Agradeço também ao *dstgroup*, mais precisamente à *dte*, por esta oportunidade de progressão e investimento na minha carreira.

A quem me acompanhou durante todo o projeto, nomeadamente, Professor Doutor Sérgio Ramos e Doutor Delfim Pedrosa pela orientação e apoio académico e técnico, sem os quais este trabalho não seria possível de se realizar.

Por fim, não menos importante, quero deixar o meu agradecimento ao ISEP e a todos que contribuíram ao longo do meu percurso académico na instituição.

Índice

1	Introdução	1
1.1	Enquadramento.....	1
1.2	Objetivos	2
1.3	Motivações	2
1.4	Apresentação Empresa	3
1.5	Organização do Texto	3
2	Estado da Arte	4
2.1	Mobilidade elétrica	4
2.1.1	Contexto nacional.....	4
2.1.2	Contexto europeu	5
2.2	Infraestruturas de Postos de Carregamento para Veículos Elétricos.....	7
2.2.1	Principais intervenientes.....	7
2.2.2	Tipo de instalações de carregamento de Veículos Elétricos	10
2.2.3	Tipos de carregadores	11
2.2.4	Tipos de tomadas	12
2.2.5	Modos de carregamento	15
2.3	Sistemas de geração de energia fotovoltaico e respetivo armazenamento.....	17
2.3.1	Principais componentes e princípios de funcionamento.....	17
2.3.2	Energia fotovoltaica no panorama energético mundial.....	18
2.4	Legislação em vigor	20
2.4.1	Legislação europeia.....	21
2.4.2	Legislação Nacional	21
3	Dimensionamento de soluções integradas de PCVE com e sem sistema de armazenamento	23
3.1	Metodologia de dimensionamento das soluções	23
3.2	Viabilidade técnica e seleção de equipamentos	26
3.2.1	Tipo de carregador.....	26
3.2.2	Cablagens	27
3.2.3	Sistema de Gestão de Carga (SGC)	28
3.3	Integração de PCVE com sistema de fotovoltaico e armazenamento.....	29
3.3.1	Módulos fotovoltaicos	30
3.3.2	Inversores	30
3.3.3	Outros equipamentos associados à instalação fotovoltaica	30
3.3.4	Sistema de armazenamento (baterias).....	31
3.4	Critérios de viabilidade económica.....	32
3.4.1	Custo dos equipamentos a instalar e respetiva mão-de-obra.....	33
4	Caso de Estudo	34

4.1	Caracterização dos casos de estudo	34
4.2	Cenários de implementação	35
4.2.1	Caso de estudo 1	36
4.2.2	Caso de estudo 2	36
4.2.3	Caso de estudo 3	36
4.2.4	Caso de estudo 4	36
4.2.5	Caso de estudo 5	36
4.2.6	Caso de estudo 6	37
4.3	Resultados obtidos e análise comparativa	37
4.3.1	Caso de estudo 1	37
4.3.2	Caso de estudo 2	38
4.3.3	Caso de estudo 3	39
4.3.4	Caso de estudo 4	39
4.3.5	Caso de estudo 5	40
4.3.6	Caso de estudo 6	41
4.3.7	Análise comparativa entre cenários	42
5	Conclusões.....	43
5.1	Contributos.....	44
5.2	Trabalho Futuro	45
6	Bibliografia	46
	Anexo I.....	49
	Anexo II	51
	Anexo III	53
	Anexo IV	55

Lista de Figuras

Figura 1 - Número de viaturas elétricas vendidas entre 2010 e 2023 em Portugal [5].	5
Figura 2 - Número de postos de carregamento públicos entre 2011 e 2023.[6].	5
Figura 3 - Relação entre PCVE públicos e VE na Europa entre 2017 e 2023 [6].	6
Figura 4 - Relação de viaturas elétricas por ponto de carregamento no ano de 2023 na União Europeia nos respetivos países [6].	7
Figura 5 - Organograma Mobi.E [12]	8
Figura 6 - Estrutura de pagamento do utilizador, para carregamento do veículo elétrico na Rede de Mobilidade Elétrica [13].	9
Figura 7 - Tecnologias de carregamento <i>On-board</i> e <i>Off-board</i> [17].	12
Figura 8 - Tomada tipo 1 [12].	13
Figura 9 – Tomada tipo 2 [12].	13
Figura 10 – Tomada tipo 3 [12].	14
Figura 11 – Tomada CCS Tipo 2 [12].	14
Figura 12 - Estruturas de carregamento para os diferentes modos [18].	15
Figura 13 - Esquema de carregamento Modo 1 [12].	15
Figura 14 - Carregamento em modo 2 [12].	16
Figura 15 - Esquema de sistema fotovoltaico ligado a PCVE com opção de sistema de armazenamento [19].	17
Figura 16 - Emissões de CO ₂ , a nível mundial e por fonte, entre 1989 e 2023 [22].	19
Figura 17 - Produção de energia global em gigawatt-hora, GWh, desde 1990 a 2022 por tipo de fonte e desenvolvimento da fotovoltaica no respetivo período [23].	19
Figura 18 - Produção de energia renovável em Portugal, por fonte, entre 2000 e 2023 [24].	20
Figura 19 - Primeira questão do inquérito ao utilizador.	24
Figura 20 - Organograma para centros comerciais, hotéis, empresas, restaurantes, etc.	24
Figura 21 – Organograma para edifícios unifamiliares.	25
Figura 22 - Organograma para edifícios multifamiliares.	25
Figura 23 - Sistema de Gestão de Carga: Monofásico - EM112; b) Trifásico - EM340.	29
Figura 24 - Módulos de bateria com 30 kWh de capacidade, modelo <i>Huawei Luna 2000</i> .	31
Figura 25 - <i>Payback</i> do projeto considerando o <i>cashflow</i> anual atualizado acumulado.	38
Figura 26 - <i>Payback</i> Instalação residencial com sistema FV e carregamento do VE em período diurno.	38
Figura 27 - <i>Payback</i> Instalação residencial com sistema FV e carregamento do VE em período noturno.	39
Figura 28 - <i>Payback</i> do projeto considerand o <i>cashflow</i> anual atualizado acumulado.	40
Figura 29 - <i>Payback</i> Instalação empresarial com sistema FV e carregamento do VE em período diurno.	41
Figura 30 - <i>Payback</i> instalação empresarial com sistema FV e armazenamento com carregamento dos VEs em período noturno.	41

Lista de Tabelas

Tabela 1 - Resumo do tipo das instalações [14].....	10
Tabela 2 - Tempo médio de carregamento para um consumo diário de 8,5 kWh	26
Tabela 3 - Especificações técnicas de <i>Wallbox Pulsar Plus</i>	27
Tabela 4 - Custos de equipamentos e respetiva mão-de-obra.	33
Tabela 5 - Casos de estudo.....	34
Tabela 6 - VAL, TIR e payback obtido para cada um dos casos de estudo.....	42

Acrónimos e Símbolos

Lista de Acrónimos

A	Ampére
CA	Corrente Alternada
CEME	Comercializadores de Eletricidade para a Mobilidade Elétrica
CC	Corrente Contínua
CO ₂	Dióxido de Carbono
DPC	Detentor de Ponto de Carregamento
GW	Gigawatt
GWh	Gigawatt-hora
kW	Quilowatt
kWh	Quilowatt-hora
OPC	Operador de Ponto de Carregamento
PCVE	Posto de Carregamento de Veículos Elétricos
QC	Quadro de Colunas
QSC	Quadro de Serviços Comuns
SGC	Sistema de Gestão de Cargas
UE	União Europeia
UVE	Utilizadores de Veículos Elétricos
UPAC	Unidades de Produção para Autoconsumo
V	Volt
VE	Veículo Elétrico

1 Introdução

1.1 Enquadramento

A transição energética e a mobilidade sustentável tornaram-se temas centrais no desenvolvimento de novas tecnologias. Esta dissertação de mestrado, inserida na área da engenharia eletrotécnica, tem como propósito estudar e desenvolver soluções integradas de carregamento para viaturas elétricas com sistemas de geração de energia renovável explorando três tipos de pacotes no âmbito residencial e empresarial:

- Posto de Carregamento de Veículos Elétricos (PCVE) ligado à rede elétrica;
- PCVE combinado com painéis fotovoltaicos;
- PCVE combinado com painéis fotovoltaicos e sistema de armazenamento (baterias);

A transição energética é amplamente promovida por iniciativas governamentais, tais como o Plano Nacional de Energia e Clima 2030 (PNEC 2030) e a Estratégia de Longo Prazo para a Neutralidade Carbónica 2050 (ELP 2050). Este tipo de medidas não só incentiva a adoção de veículos elétricos, mas também, a integração de energias renováveis e soluções descentralizadas de produção de energia, como as Unidades de Produção para Autoconsumo.

A introdução de soluções modulares é um elemento facilitador, que potencia o desenvolvimento de soluções mais ágeis e sustentáveis permitindo uniformizar recursos consoante a necessidade do cliente.

Este trabalho reflete a sinergia existente entre o setor académico e empresarial, mostrando o potencial da engenharia eletrotécnica em dar resposta às necessidades de um mercado em transformação com o desenvolvimento de soluções sustentáveis e inovadoras.

1.2 Objetivos

As soluções baseiam-se em dimensionar três tipos de pacotes, referidos anteriormente, para diferentes tipos de utilizadores de veículos elétricos tendo em consideração os seguintes objetivos:

- Autoconsumo de energia elétrica;
- Tecnologias de produção de energia elétrica de origem renovável para o setor residencial e industrial;
- Caso de estudo: Residencial e industrial;
- Autoconsumo individual no apoio aos Veículos Elétricos (VEs);
- Análise de diferentes cenários de utilização de cada solução gerada;
- Viabilidade económica.

Pretende-se selecionar o tipo de equipamentos a instalar, simular a sua utilização em diferentes cenários de carregamento, tendo em consideração diversos fatores como o período de carregamento e a autonomia necessária, definindo assim qual o tipo de utilização mais benéfica a cada solução gerada e a respetiva viabilidade económica.

A realização do presente trabalho em contexto empresarial permite avaliar a potencialidade deste tipo de soluções geradas a nível técnico e económico explorando também os possíveis desafios e oportunidades gerados.

1.3 Motivações

As principais motivações em realizar o presente projeto, deve-se à sua relevância, perspetivas futuras e poder ter um impacto positivo no setor da mobilidade elétrica para a sociedade. A mobilidade elétrica é, atualmente, uma área em constante crescimento severamente incentivada por políticas ambientais que levam a uma necessidade cada vez maior no desenvolvimento de soluções de carregamento de viaturas elétricas, principalmente, que sejam apropriadas a diferentes tipo de utilizadores.

A oportunidade de criar soluções distintas que sejam eficientemente e economicamente rentáveis para os utilizadores, permite à empresa fornecer opções atrativas ajustadas a diversos perfis de utilizador.

Por fim, destaca-se o interesse pessoal no setor da mobilidade elétrica com a possibilidade de contribuir com soluções sustentáveis, aliando o impacto académico e profissional com a exploração de um tema inovador com relevância para a engenharia eletrotécnica e possibilidade de trazer *insights* práticos e aplicáveis para o setor da mobilidade elétrica.

1.4 Apresentação Empresa

A dte é uma empresa do *dstgroup* com mais de 30 anos de existência, possuindo um portfólio de atividade diversificado no âmbito de projeto, estudo e execução nas áreas de especialidade como: Instalações Elétricas e sistemas de segurança; AVAC e Gestão Técnica Centralizada; Hidromecânica; Hidráulica; Eletrificação Ferroviária (Catenária); Mobilidade Elétrica. Possui também um departamento técnico de manutenção que garante um acompanhamento e aconselhamento contínuo e de proximidade aos seus clientes.

Conta com uma equipa de engenharia e quadros técnicos superior a 200 trabalhadores, assegurando a interligação das diversas especialidades, cumprimento de prazos, qualidade, rigor e eficiência.

Tem como missão a garantia aos clientes de segurança e qualidade de vida com soluções de energia integradas, sustentáveis e de elevado valor acrescentado. A visão passa por ser uma referência nos mercados globais nas áreas de engenharia, reconhecidos por soluções energéticas inovadoras e superação das expectativas dos clientes.

1.5 Organização do Texto

Após o capítulo 1 de introdução segue-se o Capítulo 2, Estado da Arte onde é dada ênfase à mobilidade elétrica, no contexto nacional e internacional, carregamento de veículos elétricos e uma breve abordagem à legislação em vigor. O Capítulo 3 explora a metodologia de dimensionamento das várias soluções, bem como a descrição de cada equipamento a utilizar. No capítulo 4 encontra-se os resultados obtidos com a análise realizada no decorrer do projeto bem como a comparação entre os vários resultados obtido.

Por fim, procedeu-se à descrição das várias conclusões obtidas, bem como ao sumário do trabalho realizado, apresentando-se, ainda, um conjunto de referências bibliográficas consultadas até ao momento.

2 Estado da Arte

2.1 Mobilidade elétrica

2.1.1 Contexto nacional

A transição energética é um tema atual, com um grande investimento a nível nacional, impulsionado por metas ambientais globais e políticas da União Europeia. Em paralelo tem existido uma aposta cada vez maior na mobilidade elétrica, com incentivos governamentais para a aquisição de veículos elétricos (VEs), investimento em infraestruturas de carregamento e resolução de desafios constantes. Um dos pontos em que Portugal tem se destacado no cenário europeu é através da adoção crescente de veículos elétricos com bastantes iniciativas para promover a mobilidade sustentável. Até ao ano de 2023 registou-se mais de 228 000 veículos elétricos, resumindo-se em cerca de 20 % das vendas totais de automóveis [1], [2].

Tal como é possível observar na Figura 1, existiu em 2023 um crescimento bastante significativo em relação a 2022 do número de viaturas elétricas em Portugal. O crescimento absoluto e percentual deve-se a [1]:

- Incentivos governamentais – o Governo português promove o investimento em VEs através de isenções fiscais, benefícios locais e subsídios para a aquisição de viaturas;

- Infraestrutura de carregamento – a rede de carregamento de viaturas elétricas tem tido uma expansão contínua de forma a dar resposta ao aumento constante de procura (Figura 2), com investimento em soluções inovadoras de carregamento rápido e normas específicas de metrologia energética [1], [3].

Com o aumento de viaturas elétricas, emergem desafios significativos, como por exemplo, a insuficiência de infraestruturas de carregamento em áreas menos desenvolvidas, bem como os custos iniciais associados à implementação dessa tecnologia, particularmente no que se refere às baterias, tanto para consumidores quanto para empresas [4].

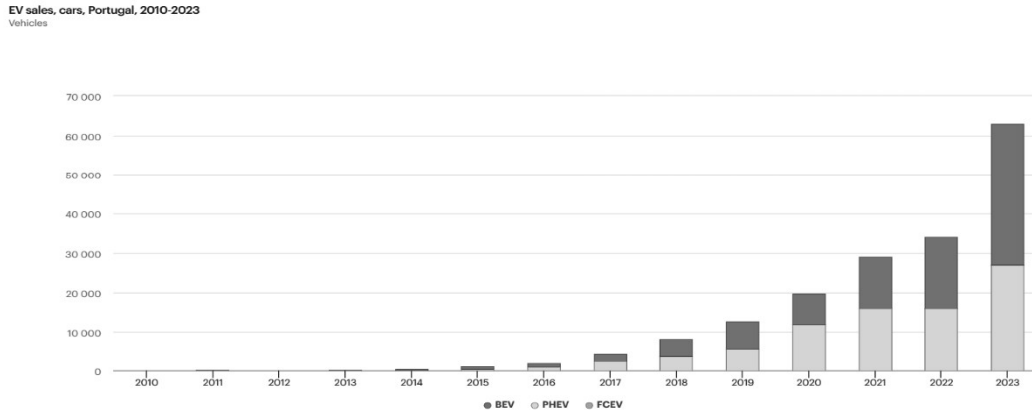


Figura 1 - Número de viaturas elétricas vendidas entre 2010 e 2023 em Portugal [5].

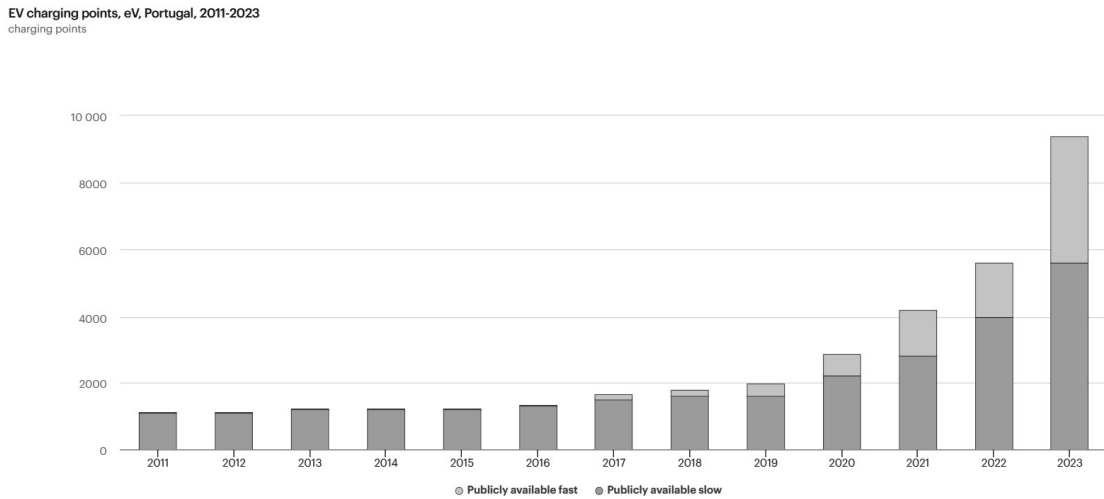


Figura 2 - Número de postos de carregamento públicos entre 2011 e 2023.[6].

2.1.2 Contexto europeu

O contexto europeu desempenha um papel crucial na progressão da mobilidade elétrica em Portugal. Devido a diretrizes como o Regulamento de Infraestruturas de Combustíveis Alternativos (AFIR) estabelecem metas para atingir os 3,5 milhões de pontos de carregamentos públicos de viaturas elétricas na União Europeia até 2030 [7].

O crescimento das vendas de veículos elétricos na União Europeia (UE) nos últimos anos superou bastante o número de postos de carregamento, em termos comparativos (Figura 3). No entanto, de forma a promover a escolha dos utilizadores para viaturas elétricas como o seu próximo veículo, é essencial dimensionar estrategicamente infraestruturas de carregamento [7].

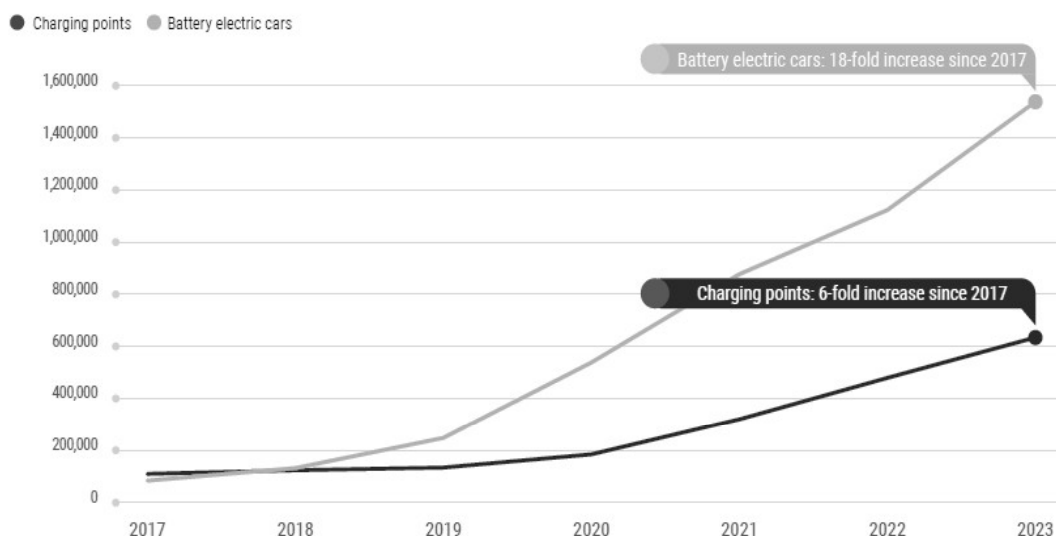


Figura 3 - Relação entre PCVE públicos e VE na Europa entre 2017 e 2023 [6].

Na União Europeia, atualmente, a Holanda, França e Alemanha possuem cerca de 61% dos pontos de carregamento, sendo que, a sua área é cerca de 22% da UE [7].

Na Figura 4 é possível observar que Portugal mantém um rácio relativo entre postos de carregamento e número de viaturas elétricas dentro da média da União Europeia. De acordo com o relatório da Associação Europeia de Fabricantes Automóveis (ACEA), de 2024, a autonomia é o fator chave para que a continuação da utilização de veículos a combustão interna. Para atenuar a diferença de autonomia entre estes veículos e os veículos elétricos a União Europeia está a criar incentivos para o desenvolvimento de infraestruturas de carregamento, incluindo carregamento rápido [7], [8].

O investimento em mobilidade elétrica reflete uma estratégia fundamental para a redução das emissões de dióxido de carbono (CO₂) na UE, onde 70% das emissões dos transportes são causados pelo transporte rodoviário, nomeadamente carros, carrinhas e camiões, totalizando uma média de 12% das emissões totais da UE [8], [9].

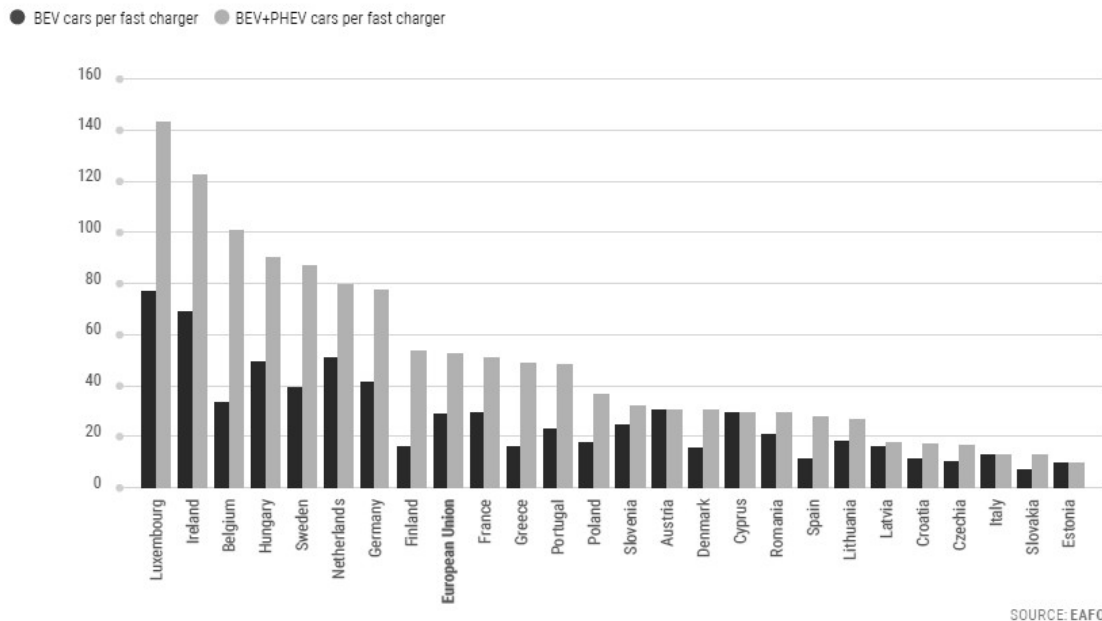


Figura 4 - Relação de viaturas elétricas por ponto de carregamento no ano de 2023 na União Europeia nos respetivos países [6].

2.2 Infraestruturas de Postos de Carregamento para Veículos Elétricos

No presente capítulo serão descritos os principais intervenientes na exploração de PCVEs, bem como as respetivas taxas aplicadas à sua utilização, seguindo-se dos diferentes tipos de instalação dos PCVEs, tipos de posto de carregamento existentes, tipos de tomadas e vários modos de carregamento dos VEs.

2.2.1 Principais intervenientes

Operador de Ponto de Carregamento (OPC)

Entidade titular de licença, nos termos dos artigos 14.º e 15.º do DL n.º39/2010, cuja atividade consiste na instalação, disponibilização, exploração e manutenção de infraestruturas de acesso público ou privativo, integradas na rede de mobilidade elétrica e que permitam o carregamento de baterias de veículos elétricos [10], [11].

Com licença de OPC, o operador pode proceder à instalação de postos de carregamento, recorrendo a fabricantes com equipamentos validados para a rede Mobi.E em local público de acesso público (desde que disponha das licenças de utilização privativa do domínio público) ou

em espaços privados de acesso público ou privado (desde que disponha de autorização de detentor do respetivo espaço) [10], [11].

Comercializador de Eletricidade para a Mobilidade elétrica (CEME)

É uma entidade titular de licença de operação de pontos de carregamento e de registo de comercialização de eletricidade para a mobilidade elétrica, nos termos da legislação em vigor, cuja atividade consiste na compra a grosso e venda a retalho de energia elétrica, para fornecimento aos Utilizadores de Veículos Elétricos (UVE) [10].

Detentor de Ponto de Carregamento (DPC)

Entidade titular de um ponto de carregamento, situado num espaço privado de acesso privado, para uso próprio ou de um número limitado de utilizadores, e que, por opção, está integrado na rede de mobilidade elétrica. Indicado para o utilizador de viaturas elétricas que pretende ter um posto de carregamento na sua casa, condomínio ou empresa. A atividade do DPC não pode ter carácter comercial [10], [11].

Rede Mobi.E

Permite o carregamento da viatura em qualquer posto de carregamento da Rede em Portugal, independentemente do OPC ou DPC, desde que o UVE possua um contrato ativo com qualquer CEME (Figura 5).

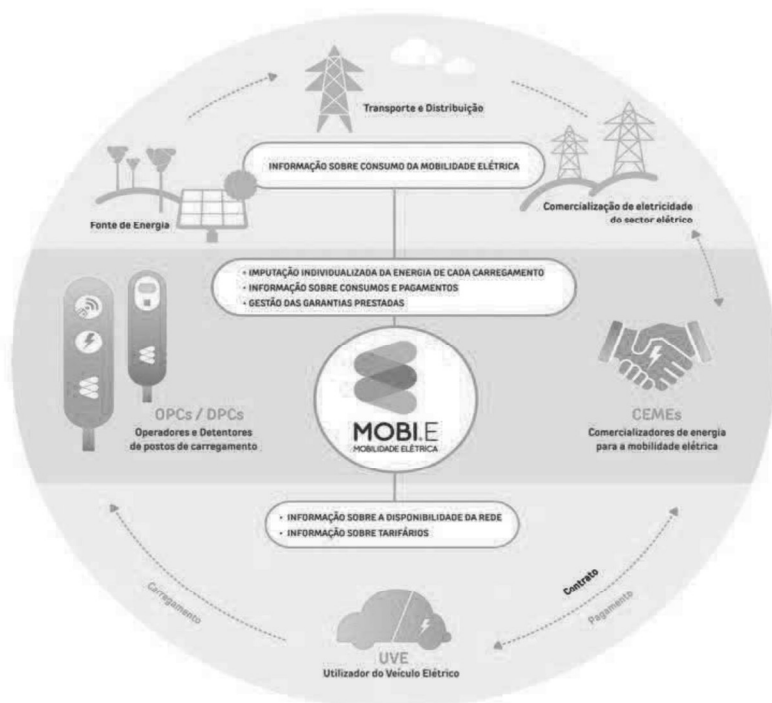


Figura 5 - Organograma Mobi.E [12] .

A rede Mobi.E engloba toda a rede pública de carregamento de VEs (de acesso público ou privado) em Portugal, sendo que a mesma possui várias taxas associadas aplicáveis.

As diferentes taxas a aplicar em Portugal associadas à rede Mobi.E são as seguintes (Figura 6):

- Custo do Operador de Ponto de Carregamento**
 Taxa definida pelo operador responsável pelo ponto de carregamento utilizado. Pode variar conforme o operador ou tipo de posto (normal ou rápido, em que os rápidos geralmente têm custos mais elevados devido à maior potência). Pode incluir tarifa fixa (por sessão de carregamento), custo por tempo de utilização (€/minuto) e custo por kWh de energia fornecida [10], [13].
- Custo de Comercializador de Eletricidade para a Mobilidade Elétrica**
 Taxa cobrada pelo comercializador que fornece a energia. A taxa depende do contrato com o CEME escolhido, em que os mesmos oferecem tarifas fixas mensais ou tarifas por quilowatt-hora (kWh) [10], [13].
- Taxa de Utilização da Rede Mobi.E**
 Taxa de manutenção e operação da rede Mobi.E [10], [13].
- Taxa IVA**
 Imposto aplicado a todas as taxas supra (23% em Portugal).
- Custos Adicionais**
 Podem ou não serem aplicados. Como por exemplo, taxa de penalização por permanência prolongada após o carregamento completo.

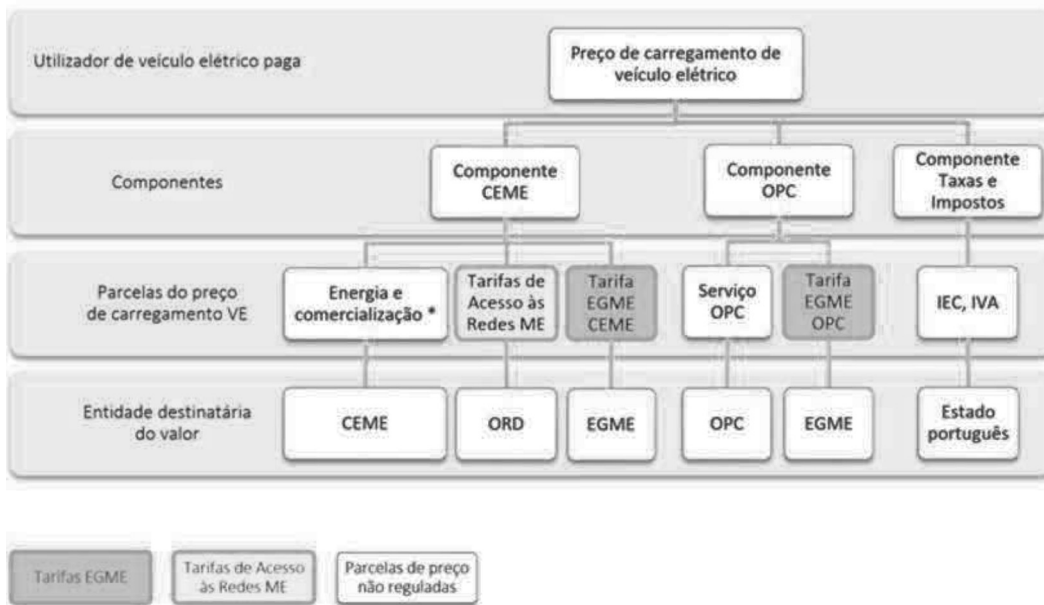


Figura 6 - Estrutura de pagamento do utilizador, para carregamento do veículo elétrico na Rede de Mobilidade Elétrica [13].

2.2.2 Tipo de instalações de carregamento de Veículos Elétricos

Na Tabela 1 é possível verificar os diferentes tipos de instalação de carregamento consoante o respetivo local e tipo de estacionamento. Cada tipo de instalação pode ter uma ou várias soluções de serem utilizadas.

Tabela 1 - Resumo do tipo das instalações [14].

Acesso	Local	Estacionamento	Exemplo de Aplicação		
Público	Domínio Público	Público	Via pública ou equiparada.		
	Domínio Privado	Centros Comerciais, hotéis, empresas, restaurantes, etc.	Parques de estacionamento com acesso público.		
Privativo	Uso exclusivo	Edifícios Unifamiliares ^(a)	Sem boxe	Alimentação a partir de uma instalação individual.	
			Com boxe	Alimentação a partir de uma instalação individual.	
		Edifícios Multifamiliares ^(b)	Com boxe	Alimentação a partir da fração em que faz parte.	
				Alimentação a partir do quadro de colunas (QC).	
				Alimentação a partir do quadro de serviços comuns (QSC).	
			Sem boxe (Lugar estacionamento marcado no pavimento)	Alimentação a partir da fração em que faz parte.	
	Alimentação a partir do QC.				
	Alimentação a partir do QSC.				
	Uso partilhado	Centros comerciais, hotéis, empresas, restaurantes, etc.	Com zona dedicada para o carregamento de VE	Parques de estacionamento com acesso privativo.	
		Edifícios multifamiliares ^(c)	Com zona dedicada para o carregamento do VE	Alimentação a partir do QC.	
Alimentação a partir do QSC.					
<p>a) Aplicável também a outro tipo de edifício, não dotados de instalações coletivas e com posto de carregamento acessível a um único utilizador.</p> <p>b) Aplicável também a outro tipo de edifícios, dotados de instalações coletivas e com posto de carregamento acessível a um único utilizador.</p> <p>c) Aplicável também a outro tipo de edifícios, dotados de instalações coletivas e com posto de carregamento acessível a mais que um utilizador.</p>					

2.2.2.1 Requisitos na conceção da alimentação aos VE

Em edifícios de habitação multifamiliar, segundo Portaria nº220/2016, para determinar a potência mínima de carregamento de VE deve ser multiplicado o valor de K_s (Equação 1) pelo número total de lugares de estacionamento previsto e pela potência unitária mínima de carregamento de VE, 3 680 VA.

$$K_s = 0,2 + \left(\frac{0,8}{n}\right) \quad (\text{Equação 1})$$

Onde, n é o número total de estacionamentos no parque

A potência obtida deve ser somada à potência dos Serviços Comuns, devendo ser instalada a potência de tarifário imediatamente a seguir.

Para determinar a potência a considerar nos restantes tipos de instalação referidos na Tabela 1 deve-se ter em conta:

- O número de lugares reservados para o carregamento de VE (N);
- A potência de carregamento, que segundo a portaria nº220/2016, deve ter uma potência unitária mínima de 3 680 VA ou, no caso de haver postos de carregamento com potência superior, deve ser considerada a sua potência.

O número mínimo de lugares de carregamento de VE em parques de estacionamento com zonas dedicada é determinado através seguinte equação (Equação 2):

$$N = 0.9 + 0.1 * n \quad (\text{Equação 2})$$

N deve ser arredondado para cima ao número inteiro mais próximo.

Em parques de estacionamento com capacidade superior a 400 veículos, o número de lugares destinados ao carregamento de VE deve ser limitado a 41.

Potência total equivale à multiplicação do respetivo número de lugares (ou número inteiro acima do valor obtido) pela potência mínima individual (3 680 VA).

2.2.3 Tipos de carregadores

Atualmente existem diversas soluções de carregamento para veículos elétricos adaptadas às necessidades do consumidor, desde postos de carregamento domésticos a estações públicas de carregamento rápido.

O carregador integrado (*On-board*), permite converter a energia Corrente Alternada (CA) proveniente de uma fonte CA, nomeadamente a rede elétrica ou proveniente de um

carregador *Off-board* em energia CC, que é posteriormente utilizada para carregar a bateria. Este tipo de carregador possui, por norma, uma taxa de conversão inferior em relação aos carregadores externos (*Off-board*). A restrição de espaço e peso existente do carregador integrado explica o facto pelo qual, o carregamento rápido e ultra-rápido é feito tipicamente em CC [12], [15], [16].

Na Figura 7 é possível observar as principais diferenças entre a tecnologia de carregamento *On-board* e *Off-board*.

Os carregadores externos, infraestruturas de carregamento que se encontram fora do veículo, permitem a conversão da energia CA da rede em energia CC, alimentando diretamente as baterias da viatura e conseqüentemente promovem um carregamento mais rápido, exigindo mais energia e podendo necessitar de uma instalação especial. Este tipo de carregador possui maiores dimensões e têm uma maior potência associada[12], [15], [16].

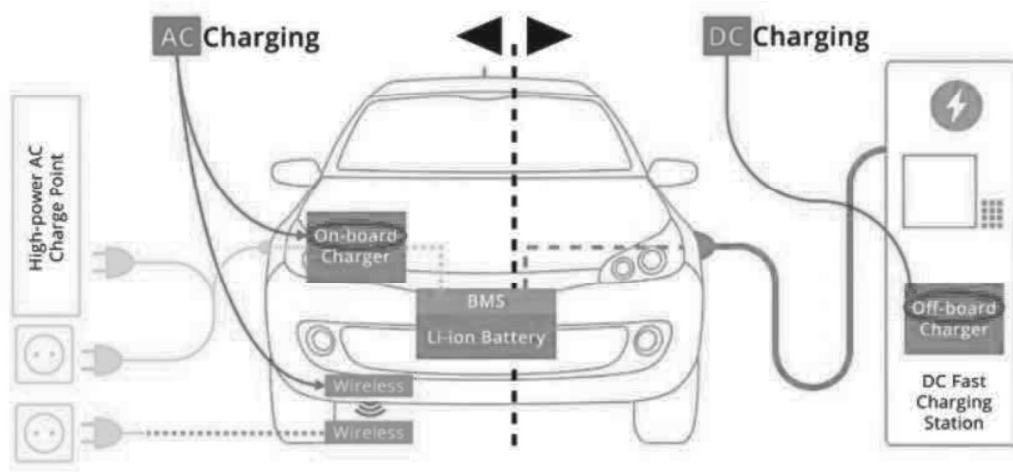


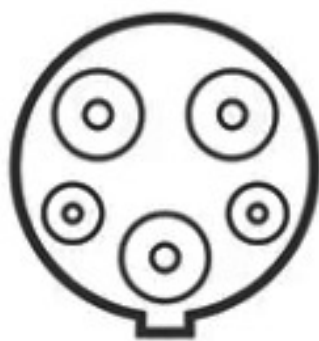
Figura 7 - Tecnologias de carregamento *On-board* e *Off-board* [17].

2.2.4 Tipos de tomadas

Observa-se uma crescente uniformização do mercado relativamente aos métodos e equipamentos de carregamento de viaturas elétricas. Relativamente às tomadas de carregamento, o fator que possui mais peso na sua tipologia é a zona geográfica de comercialização do veículo.

Tomada Tipo 1

Também conhecido por SAE J1772 (Figura 8), é um dos conectores mais comuns nos Estados Unidos com uma potência máxima de 19,2 kW, que se trata de uma das menores do mercado, com pinos de fase, neutro e terra [12], [15], [16].



a) Secção frontal

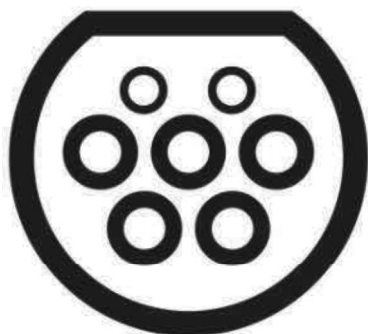


b) Exemplo Tomada

Figura 8 - Tomada tipo 1 [12].

Tomada Tipo 2

Denominada por *Mennekes*, conforme a norma IEC 62196, é considerada “standard” pela União Europeia. Esta tomada apenas suporta carregamentos com corrente alternada, com uma potência máxima em rede trifásica de 43 kW. A sua aderência generalizada na Europa tornou-se um passo importantes para a indústria de veículos elétricos e infraestruturas de carregamento [12], [15], [16].



a) Secção frontal



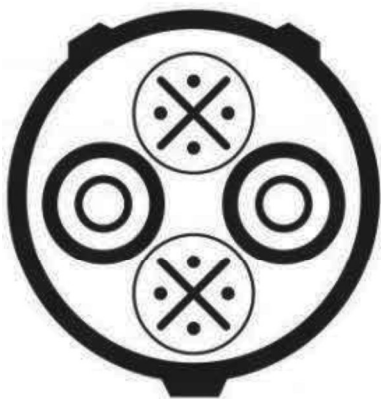
b) Exemplo Tomada

Figura 9 – Tomada tipo 2 [12].

Tomada Tipo 3

Denominada por *CHAdeMO* (abreviação de *Charge de Move*) foi criada pelas principais marcas japonesas de viaturas, sendo no Japão que é mais utilizada (Figura 10). Considerado um padrão para o carregamento rápido em CC, utilizando um conector específico capaz de fornecer corrente contínua a veículos elétricos compatíveis, com uma potência máxima de carregamento de, aproximadamente, 60 kW. Salienta-se a sua fiabilidade e a tomada standard para o

carregamento rápido de viaturas em vários países devido à sua eficiência e rapidez de carregamento [12], [15], [16].



a) Secção frontal



b) Exemplo Tomada

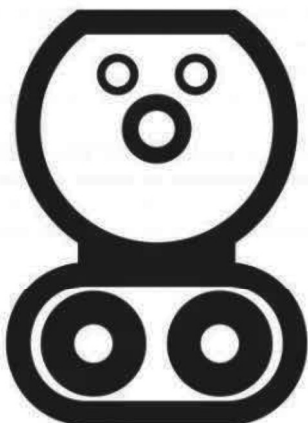
Figura 10 – Tomada tipo 3 [12].

Tomada Tipo 4

Denominada por *Combined Charging System (CCS)*, permitindo carregamentos rápidos em CC (Figura 11). Pode ser de dois tipos [12], [15], [16]:

- CCS Tipo 1 – Tomada constituída por 5 pinos, suportando carregamentos até 80 kW em CC.

- CCS Tipo 2 – Tomada constituída por 5 pinos, suportando uma potência máxima de 350 kW.



a) Secção frontal



b) Tomada

Figura 11 – Tomada CCS Tipo 2 [12].

2.2.5 Modos de carregamento

Os modos de carregamento de veículos elétricos são definidos pela norma NP61851 – Sistemas de carga condutiva para veículos elétricos lançada em 2003 e revista em 2010, que especifica os requisitos técnicos e de segurança para o carregamento. Esses modos discriminam as diferentes formas de transferir energia elétrica do posto de carregamento para o veículo, tendo em conta a potência, tipo de ligação e dispositivos de proteção. Genericamente, existem quatro modos de carregamento, como é possível visualizar na Figura 12 [15], [16].

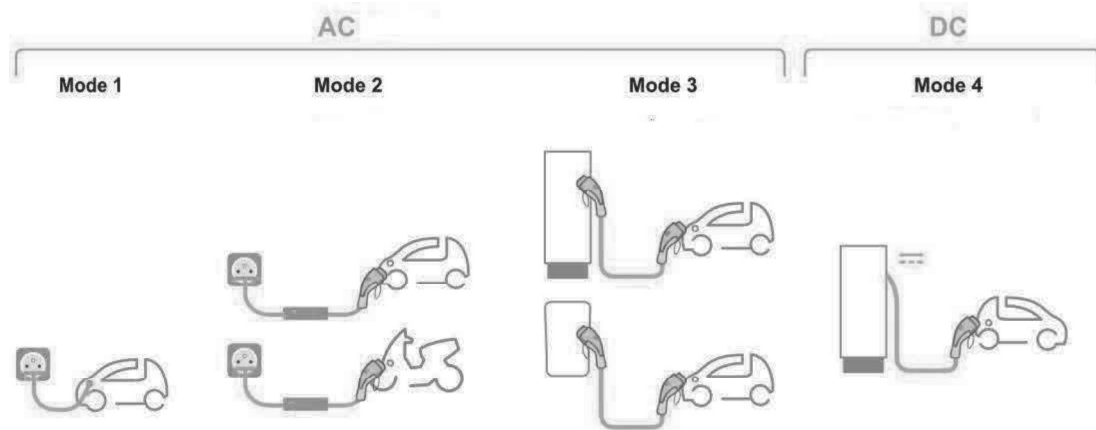


Figura 12 - Estruturas de carregamento para os diferentes modos [18].

2.2.5.1 Modo 1

Ligação do VE à rede de alimentação utilizando tomadas normalizadas de corrente atribuída até 16 A, no lado da rede de alimentação, monofásica ou trifásica, com condutores de fase de neutro e de terra de proteção (Figura 13). Carregamento diretamente de uma tomada padrão (doméstica ou industrial) sem comunicação específica entre veículo e fonte de energia. Não possui sistemas de proteção integrados como deteção de falhas ou monitorização de energia e o tempo. Geralmente utilizado em aplicações mais básicas, devido à sua simplificação e baixo custo [12], [15], [16].

No entanto para a utilização deste modo de forma segura, tem que ser garantido pelo utilizador:

- Existência de terra de proteção;
- Existência de disjuntor diferencial de elevada sensibilidade.

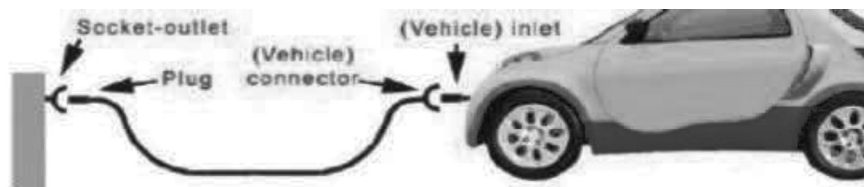


Figura 13 - Esquema de carregamento Modo 1 [12].

2.2.5.2 Modo 2

Modo de carregamento para tomadas comuns (essencialmente domésticas), em que o sistema de carregamento possui uma Caixa de Controlo do Cabo instalada numa das extremidades do cabo de ligação (Figura 14). Só existe energização quando o VE comunica com a Caixa de Controlo, permitindo uma maior segurança na sua utilização [12], [15], [16].

Modo de carregamento utilizado geralmente em carregadores portáteis. A unidade de controlo (cabo) monitoriza a corrente e desliga o carregamento em caso de sobrecarga ou falha.



Figura 14 - Carregamento em modo 2 [12].

2.2.5.3 Modo 3

Carregamento semi-rápidos, em CA, em postos de carregamentos dedicados, como *wallbox* ou estações públicas de carregamento CA. Utiliza sistema de ficha e tomada específica para VEs que pode fornecer em monofásico ou trifásico e possui uma funcionalidade adicional de segurança denominada por Piloto de Controlo [12], [15], [16].

A funcionalidade “piloto de controlo” possui as seguintes funções[12], [15], [16]:

- Verificação de conexão correta da tomada;
- Verificação da continuidade de terra de proteção;
- Energização e corte de tensão na tomada quando não em utilização;
- Desconexão da tomada sem tensão;
- Comunicação de calibre de corrente;
- Um VE em modo 3 só carrega numa tomada modo 3 que possua o Piloto de controlo.

2.2.5.4 Modo 4

É um modo definido pela ligação indireta do VE à rede de alimentação, através de um posto de carregamento externo. Neste modo o Piloto de controlo comunica permanentemente com o equipamento permitindo a conversão em CC e carregamento rápido da bateria do VE. Um exemplo do Modo 4 são os carregadores rápidos DC, que alimentam a bateria do VE diretamente em CC (a conversão de corrente CA em CC ocorre dentro do posto de carregamento)[12], [15], [16].

Traduz-se em modo de carregamento indireto, ou seja, é um carregador externo que fornece corrente diretamente para a bateria do VE. O posto de carregamento é constituído por um armário que integra o equipamento de conversão e um cabo fixo ao armário. Durante o carregamento é o veículo que controla o carregador, através do piloto de controlo presente no cabo de carregamento, assim sendo não há risco de o carregador injetar corrente de forma nociva para a viatura [12], [15], [16].

2.3 Sistemas de geração de energia fotovoltaico e respetivo armazenamento

A energia solar fotovoltaica tem-se realçado como uma das tecnologias mais promissoras na transição energética global, permitindo a geração de energia de forma descentralizada e renovável. A tecnologia fotovoltaica é um processo de geração de energia elétrica a partir da energia proveniente da radiação solar.

2.3.1 Principais componentes e princípios de funcionamento

Na Figura 15 é possível visualizar os vários componentes de um sistema fotovoltaico interligado a um PCVE com opção de sistema de armazenamento.

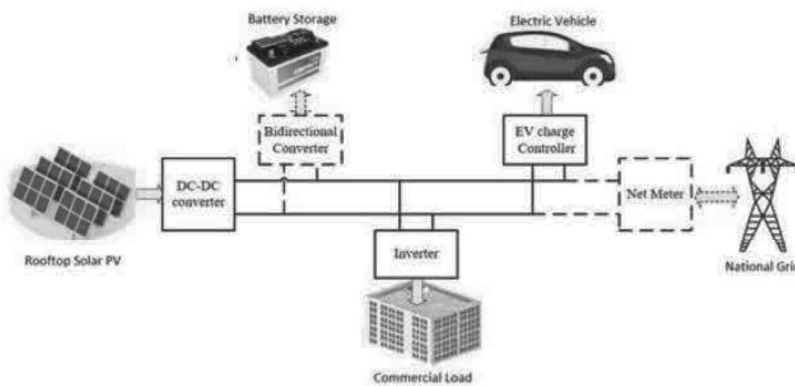


Figura 15 - Esquema de sistema fotovoltaico ligado a PCVE com opção de sistema de armazenamento [19].

2.3.1.1 Célula fotovoltaica

É um dispositivo que tem a capacidade de converter diretamente a radiação solar em energia elétrica e podem ser de várias tipologias [20], como por exemplo:

- Silício Monocristalino (Alta eficiência e custo elevado);
- Silício Policristalino (Menor custo e eficiência);

Na sua seleção é necessário tem em consideração o rendimento, potência de pico e o seu preço de modo a rentabilizar o máximo possível o sistema fotovoltaico. O conjunto de células fotovoltaicas é designado por módulo fotovoltaico [20].

2.3.1.2 Inversores

Convertem CC gerada pelos módulos fotovoltaicos em CA, para ser consumida pelas cargas. Podem monitorizar certas operações do sistema como a produção de energia, tensões e correntes. [20].

2.3.1.3 Controladores de carga (Regulador)

Estes dispositivos têm como função a regulação da energia transferida entre os módulos e o sistema de armazenamento, protegendo as baterias de sobrecargas ou descargas excessivas[21].

Na prática o controlador desconecta o módulo da bateria quando esta estiver carregada ou descarregada a um nível predefinido respetivamente. Certos modelos podem ter em consideração a temperatura da bateria, ajustando corretamente a corrente de carregamento da mesma [21].

O controlador de carga tem bastante peso no tempo útil de vida da bateria e, à medida que o custo das células fotovoltaicas continuam a baixar, a bateria torna-se uma parte cada vez mais significativa do custo do sistema fotovoltaico, conseqüentemente é um componente que pode potencialmente reduzir o custo do sistema fotovoltaico significativamente devido a uma substituição das baterias com menor frequência [21].

2.3.1.4 Sistemas de armazenamento (baterias)

Sistemas que armazenam o excedente de energia produzida para ser utilizada em períodos em que o consumo de energia seja superior à energia produzida, ou não haja produção de energia. A principal desvantagem ainda reside no investimento inicial necessário, apesar de existir uma evolução continua na redução dos custos de produção e melhoria nas suas características.

2.3.2 Energia fotovoltaica no panorama energético mundial

A aposta em fontes de energia renovável, tal como a energia solar deve-se à necessidade da redução de utilização de combustíveis fósseis, principalmente carvão e petróleo, essencialmente pelos efeitos negativos para o ambiente, como as emissões de CO₂.

Através do Acordo de Paris, um tratado internacional realizado em 2015 para combater as alterações climáticas, ratificou-se o objetivo de se atingir a neutralidade carbónica em 2050. É possível verificar na Figura 16, que as emissões de CO₂ continuam a aumentar ano após ano, mesmo com todos os incentivos e aposta nas energias renováveis.

É também possível verificar que, no ano de 2023, as principais fontes de emissão de CO₂ são o petróleo e o carvão, sendo assim necessário atuar na sua substituição nos principais setores onde são utilizados, nomeadamente no setor da eletricidade e no setor dos transportes.

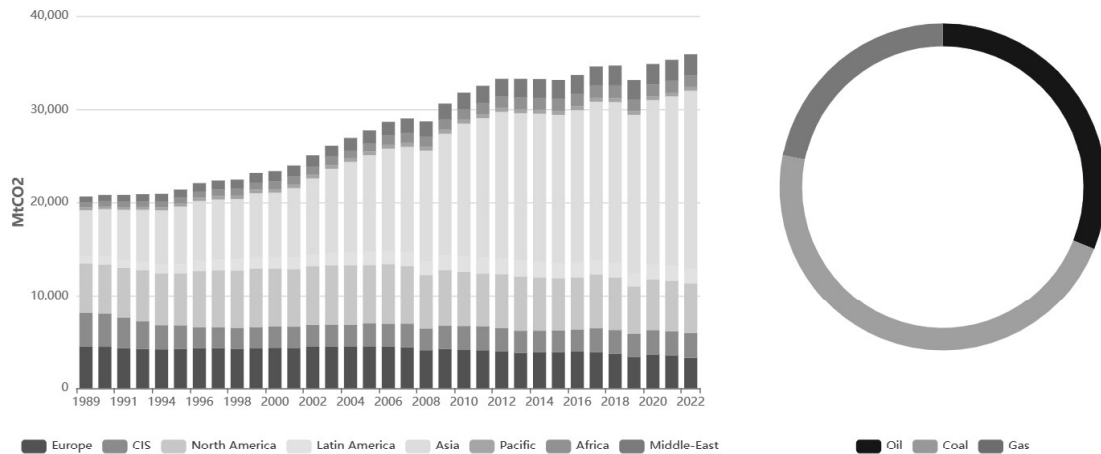


Figura 16 - Emissões de CO₂, a nível mundial e por fonte, entre 1989 e 2023 [22].

Para se conseguir cumprir com os objetivos do acordo de Paris e proceder à substituição dos combustíveis fósseis por fontes de energia renovável, o investimento em energia fotovoltaica é cada vez maior, tal como é possível verificar na Figura 17 [23].

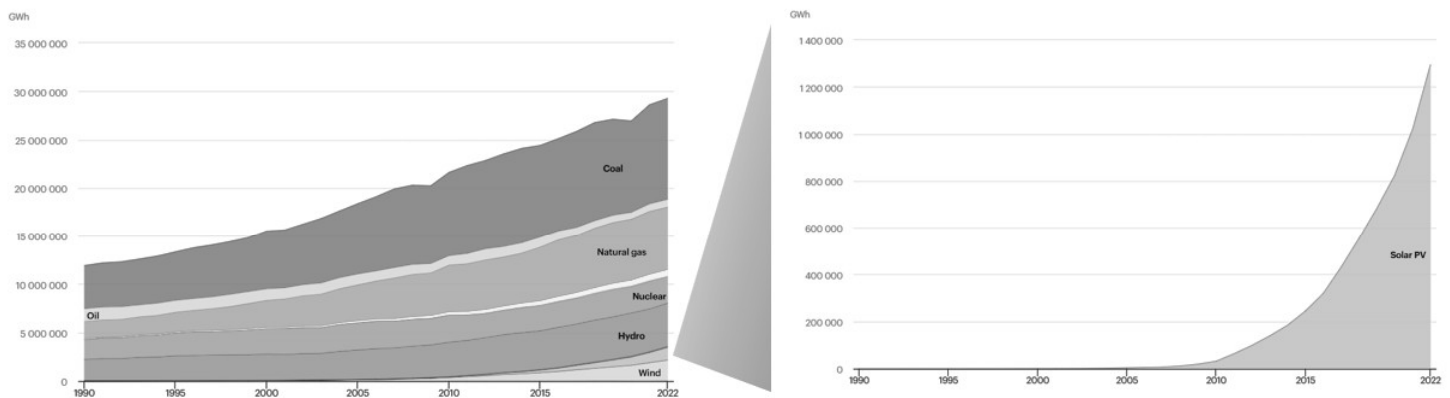


Figura 17 - Produção de energia global em gigawatt-hora, GWh, desde 1990 a 2022 por tipo de fonte e desenvolvimento da fotovoltaica no respetivo período [23].

2.3.2.1 Energia fotovoltaica em contexto nacional

A produção de energia fotovoltaica, tal como possível visualizar na Figura 18, tem aumentado exponencialmente nos últimos anos. A capacidade instalada ultrapassou em 2023 os 3 GW, sendo que o governo português tem como meta do Plano Nacional de Energia e Clima (PNEC), atingir os 9 GW até 2030 [24].

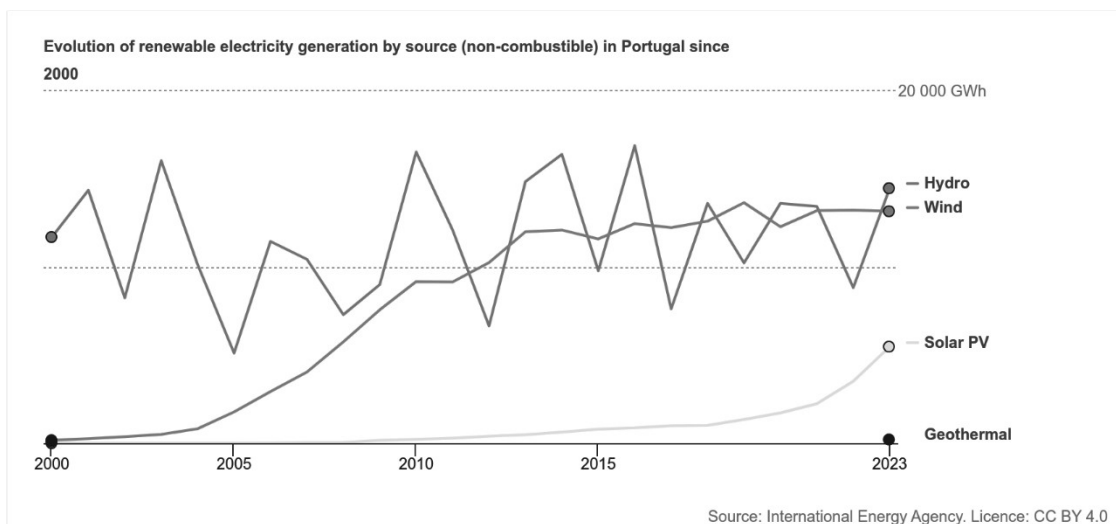


Figura 18 - Produção de energia renovável em Portugal, por fonte, entre 2000 e 2023 [24].

As Unidades de Produção para Autoconsumo (UPACs) e a produção local têm um peso significativo na transição energética pois permitem aos produtores consumirem a energia produzida. Aliando este ponto com um consumo canalizado para a mobilidade elétrica, gera-se um processo mais eficiente pois permite ao produtor o consumo a nível residencial/empresarial, mas também na sua viatura e respetivas deslocações.

2.4 Legislação em vigor

Os setores da mobilidade elétrica e energias renováveis são regulamentados, tecnicamente e financeiramente pela legislação portuguesa e da união europeia (como estado-membro). Estes setores estão inseridos em diversos programas nacionais e europeus de incentivos financeiros e fiscais, como o Programa de Apoio Edifícios Mais Sustentáveis e fundos do Plano de Recuperação e Resiliência (PRR). Posto isto, a sua aplicabilidade está seriamente alinhada com a constante atualização dos requisitos legais de instalação e exploração.

2.4.1 Legislação europeia

2.4.1.1 Postos de carregamento de viaturas elétricas

Diretiva (UE) 2014/94/EU – Exige que os Estados-Membros estabeleçam uma infraestrutura mínima de carregamento de veículos elétricos, abrangendo postos de carregamento públicos e privados

Regulamento (UE) 2021/241 – Mecanismos de Recuperação e Resiliência – Regulamento de financiamento de projetos de transição energética, incluindo a expansão de postos de carregamento e sistemas fotovoltaicos

Regulamento (UE) 2023/994 (Mercado Interno de Eletricidade) – Garante o acesso justo e não discriminatório à rede elétrica para infraestruturas de carregamento.

2.4.1.2 Sistemas fotovoltaicos

Diretiva (UE) 2018/2001 (Diretiva das energias renováveis – RED II) – Estabelece metas vinculativas para o uso de energias renováveis, incluindo a promoção de sistemas fotovoltaicos e autoconsumo. Incentiva a criação de comunidades de energia renovável.

Regulamento (UE) 2021/1119 (Lei Europeia do Clima) – Obriga todos os Estados-membros a alcançarem a neutralidade carbónica até 2050, com forte apoio a fontes de energia renovável como o sol.

2.4.2 Legislação Nacional

2.4.2.1 Postos de carregamento elétrico

Regulamento Técnico de Instalações Elétricas (RTIEBT) – Define os requisitos técnicos para a instalação de postos de carregamento.

Decreto-Lei nº39/2010 e Portaria nº233/2018 – Regulam a instalação e operação da Rede de Mobilidade Elétrica em Portugal.

Decreto-Lei nº90/2022 – Introduce medidas para simplificar o licenciamento de infraestruturas de carregamento, promovendo a expansão da rede.

2.4.2.2 **Sistemas Fotovoltaicos**

Decreto-Lei nº153/2014 – Define o regime jurídico para a produção de eletricidade a partir de fontes de energia renovável em Portugal. Inclui as condições de licenciamento para sistemas de microprodução.

Decreto-Lei nº162/2019 (Autoconsumo de Energia Renovável) – Estabelece o regime jurídico aplicável às UPACs. Regula o registo e licenciamento de sistemas fotovoltaicos, bem como a sua ligação à rede elétrica. Legisla a partilha de energia entre autoconsumidores em comunidades de energia renovável.

O enquadramento legal é um capítulo estrutural de todo o trabalho desenvolvido pois todo o conteúdo desenvolvido deverá respeitar os requisitos técnico e regimes jurídicos associados. Nos próximos capítulos estão dimensionadas várias soluções de carregamento de veículos elétricos tendo em consideração as diretivas europeias e a legislação portuguesa.

3 Dimensionamento de soluções integradas de PCVE com e sem sistema de armazenamento

3.1 Metodologia de dimensionamento das soluções

O dimensionamento das soluções tem por base a necessidade do utilizador. De forma a realizar um rastreio das necessidades do utilizador, é programado um *website* em linguagem *html* de forma a criar um questionário com opções pré-definidas que permite ao utilizador de veículos elétricos obter um orçamento relativamente a uma solução de carregamento de VEs num curto espaço de tempo e sem necessidade de ter conhecimento técnico.

As diferentes opções de resposta foram pré-definidas tendo em consideração o Guia Técnico de Instalações Elétricas para Alimentação de Veículos Elétricos Ed.3, permitindo ao utilizador dimensionar a melhor solução existente no mercado, tendo em consideração a sua necessidade e o enquadramento legal da instalação de PCVEs.

Inicialmente de forma a simplificar o processo de escolha para o utilizador é dimensionado um questionário onde contém as diferentes hipóteses de resposta de acordo com os organogramas das Figura 20, Figura 21 e Figura 22.

A estrutura do questionário é organizada em etapas sequenciais, com base nos organogramas desenvolvidos, permitindo adaptar as perguntas de acordo com as respostas fornecidas. Entre os dados recolhidos encontram-se:

- Potência contratada no local;
- Consumo médio diário estimado;
- Tipo de instalação;
- Número de postos de carregamento;
- Distância ao QE.
- Necessidade de sistema de gestão de carga;
- Interesse em sistemas fotovoltaicos ou de armazenamento.

De forma a recolher os dados necessários do utilizador e se conseguir dar uma resposta o mais breve possível, o questionário é desenvolvido em *html*, concebido para ser acessível via navegador *web* (Figura 19), permitindo uma experiência de preenchimento intuitiva e adaptada ao utilizador final.



Figura 19 - Primeira questão do inquérito ao utilizador.

O formulário é implementado com a opção de armazenamento dos questionários preenchidos para visualização e exportação à *posteriori*, permitindo assim uma análise mais personalizada resultando na melhor solução para o utilizador final. A análise personalizada tem maior relevância em instalações de carregamento mais complexas como no sector industrial ou instalações trifásicas.

O acesso ao questionário via web, permite ao utilizador, de forma rápida e sucinta, obter um orçamento para a melhor solução de instalação de um posto de carregamento de veículos elétricos.

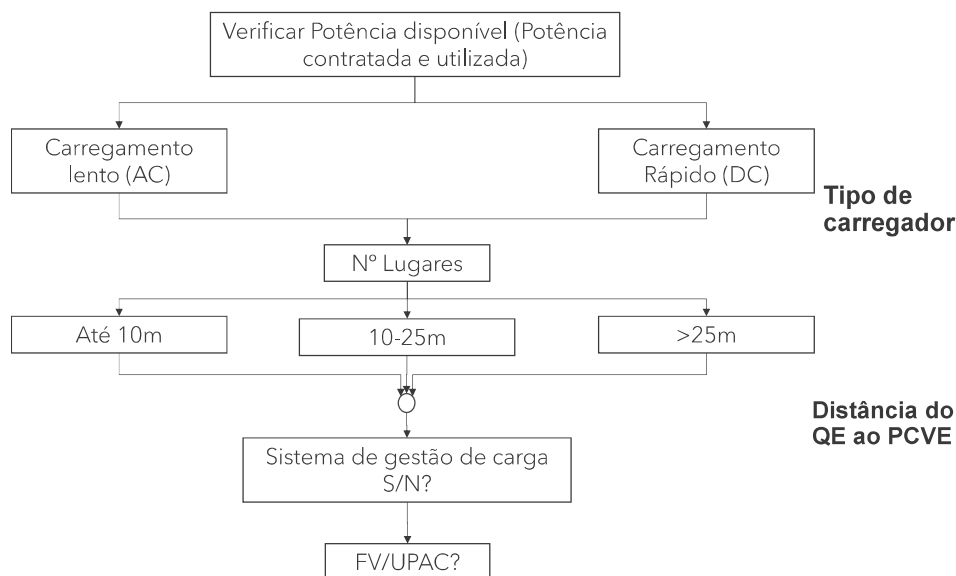


Figura 20 - Organograma para centros comerciais, hotéis, empresas, restaurantes, etc.



Figura 21 – Organograma para edifícios unifamiliares.

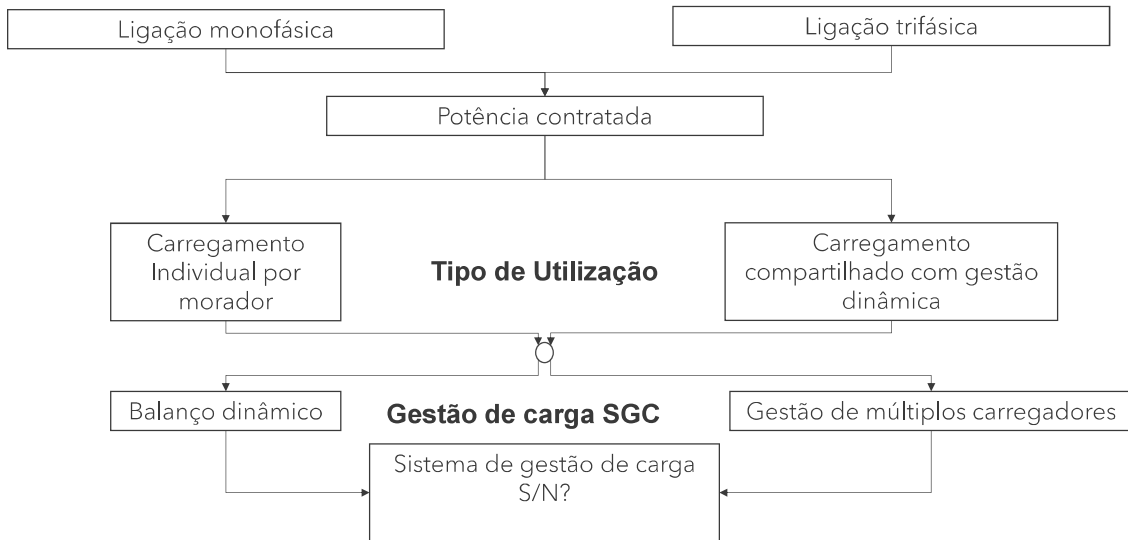


Figura 22 - Organograma para edifícios multifamiliares.

3.2 Viabilidade técnica e seleção de equipamentos

3.2.1 Tipo de carregador

O tipo de carregador depende diretamente da potência necessária (Equação 3), que conseqüentemente está dependente do consumo diário do utilizador (Equação 4). De forma a dimensionar o posto de carregamento correto é necessário ter em conta o consumo diário do utilizador bem como o tempo disponível para carregar o VE.

$$\text{Potência necessária (kW)} = \frac{\text{consumo diário}}{\text{horas de carregamento disponíveis}} \quad \text{Equação (3)}$$

$$\text{Consumo diário} = \frac{\text{Percurso diário (km)} \cdot \text{consumo médio}}{100 \text{ km}} \quad \text{Equação (4)}$$

O consumo médio de um veículo elétrico, atualmente, é de aproximadamente 19 kWh/100km [25]. Tendo em consideração uma média diária percorrida de 50 km obtemos um consumo diário de 8,5 kWh podemos obter os tempos de carregamento referidos na Tabela 2 - Tempo médio de carregamento para um consumo diário de 8,5 kWh para os vários tipos de posto de carregamento.

Tabela 2 - Tempo médio de carregamento para um consumo diário de 8,5 kWh

Tipo de Carregador	Potência	Tempo de carregamento para 8,5 kWh
Tomada doméstica	2,3 kW	~3,7 h
Wallbox 3,7 kW	3,7 kW	~2,3 h
Wallbox 7,4 kW	7,4 kW	~1,1 h
Trifásico 11 kW	11–22 kW	<1 h

A potência do carregador deve estar enquadrada com a potência disponível no local onde o equipamento se encontra instalado. Além da potência disponível, pode haver variações de consumo que em consonância com a realização de carregamentos pode levar a uma sobrecarga da rede. A existência de sobrecargas pode ser prevenida através da utilização de Sistema de Gestão da Carga (SGC).

O Posto de carregamento que será proposto ao utilizador para carregamentos AC (entre 7,4 kW e 22 kW) será o modelo *Pulsar Plus* da marca *Wallbox* cujas especificações encontram-se na Tabela 3.

Tabela 3 - Especificações técnicas de *Wallbox Pulsar Plus*.

Categoria	Especificação	Detalhes
Especificações Gerais	Modelo	Pulsar Plus
	Tipo de cabo	Cabo fixo ou conector de cabo
	Comprimento do cabo (opcional)	5 m / 7 m / 9 m
	Instalação	Interior / Exterior (IP54)
	Temperatura de funcionamento	-30°C a +50°C (-22°F a 122°F)
	Peso do dispositivo sem cabo	Cabo fixo <4 kg (<8,8 lb), conector de cabo <2 kg (<4.4 lb)
Especificações Elétricas	Potência nominal	Monofásico até 7.4 kW, trifásico até 22 kW
	Tensão nominal CA	Monofásico até 230 V CA $\pm 10\%$, trifásico até 400 V CA $\pm 10\%$
	Corrente nominal CA	Monofásico até 32 A, trifásico até 32 A
	Frequência da rede elétrica CA	50 Hz / 60 Hz
	Tipo de conector do veículo	Tipo1 ou Tipo2
	Proteção contra sobretensões e subtensões	Sim
	Proteção contra sobrecorrentes e curto-circuitos	Sim
	Proteção contra falhas à terra com reconexão automática (RCD)	Sim, tipo A + DC6mA integrado no dispositivo
	Consumo em standby	<3 W
RGB status LED indicador	Sim	

3.2.2 Cablagens

O dimensionamento da cablagem é um processo essencial para garantir a segurança, eficiência e cumprimento das normas técnicas. O dimensionamento será calculado através de uma folha de cálculo, cujos principais critérios são:

- Corrente nominal do posto de carregamento – determinado pela potência do carregador;
- Queda de tensão admissível (ΔV);
- Capacidade de condução de corrente (I_z);
- Comprimento do circuito;
- Proteção contra sobrecargas e curto-circuitos.

A queda de tensão admissível (ΔV) máxima na instalação de PCVE é de 5%.

A queda de tensão máxima admissível numa instalação monofásica é dada pela seguinte equação:

$$\Delta V = \frac{2 * L * I * R}{1000} \quad \text{Equação 3}$$

Em que:

L – Comprimento do condutor (metro).

I – Valor da corrente (ampére).

R – Resistência do condutor.

A queda de tensão máxima admissível numa instalação trifásica é dada pela seguinte equação:

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} * L * I * R}{1000} \quad \text{Equação 4}$$

Em que:

L – Comprimento do condutor (metro).

I – Valor da corrente (ampére).

R – Resistência do condutor.

A queda de tensão percentual numa instalação monofásica é dada pela seguinte equação:

$$\Delta V\% = \frac{\Delta V * 100}{230} \quad \text{Equação 5}$$

A queda de tensão percentual numa instalação trifásica é dada pela seguinte equação:

$$\Delta V\% = \frac{\Delta V * 100}{400} \quad \text{Equação 6}$$

É necessário ter em consideração a corrente máxima admissível do cabo enterrado.

3.2.3 Sistema de Gestão de Carga (SGC)

O sistema de gestão de carga é um componente que controla, equilibra e otimiza o fornecimento de energia elétrica para um ou mais veículos durante o processo de carregamento,

tendo substancial importância em locais com múltiplos pontos de carregamento, tais como edifício multifamiliares ou locais com uso partilhado.

As principais funções do SGC são:

- Distribuição inteligente de energia – Garantindo uma eficiente distribuição da energia, evitando uma sobrecarga da rede elétrica e picos de consumo;
- Priorização de carregamento – Permite definir quais os veículos que devem carregar primeiro;
- Monitoramento em tempo real – Acompanha o consumo de energia, estado dos carregadores e VE conectados;
- Integração com fontes renováveis – Pode ser integrado com sistemas de produção de energia solar.

A solução de gestão de carga com que se irá dimensionar as soluções finais serão, respetivamente, o modelo *EM112 Wallbox* para instalações monofásicas (Figura 23) e o modelo *EM340 Wallbox* para instalações trifásicas (Figura 23).



a)



b)

Figura 23 - Sistema de Gestão de Carga: Monofásico - EM112; b) Trifásico - EM340.

Tal como referido no questionário ao utilizador, no caso de instalações residenciais, o SGC não necessita de ser instalado caso o consumo da residência baixe drasticamente durante o período de carregamento do VE.

3.3 Integração de PCVE com sistema de fotovoltaico e armazenamento

A integração do PCVE com sistema de armazenamento permite o uso de energia renovável e consequentemente, um consumo sustentável no âmbito da mobilidade do

utilizador. Esta integração é rentabilizada com a utilização de um SGC, priorizando o consumo de energia solar para o carregamento do VE.

No caso da solução integrada de sistema fotovoltaico (FV) com baterias, dimensionada apenas para o gasto energético do carregamento das viaturas elétricas. Compreendendo assim a viabilidade de complementação de equipamentos de produção de energia fotovoltaica exclusivamente para o carregamento de VEs.

Devido a diferenças substanciais nas instalações elétricas de uma residência e de uma empresa, como a potência contratada, foram selecionados diferentes equipamentos de forma a apresentar a solução mais eficiente.

A solução apresentada e a estimativa de energia produzida foram previstas através da utilização do software *PVGIS*.

3.3.1 Módulos fotovoltaicos

São selecionados dois tipos de módulos consoante o tipo de instalação, um modelo para instalações residenciais e outro diferente para instalações empresariais.

Os módulos selecionados para instalações residenciais são da marca *JA Solar* com potência nominal de 590 W, referência *JAM72D40* com células de tipo N uma eficiência declarada pelo fabricante de aproximadamente 22 %, tensão de operação de 42,3 V e corrente de operação de 14,93 A.

Para instalações empresariais são módulos monocristalinos *Trina Solar Vertex N* com uma potência máxima de 710 W, referência *TSM-NEG21C.20*, tensão de operação de 49,4 V e corrente de operação de 18,49 A.

3.3.2 Inversores

No caso dos inversores, também estão disponíveis três modelos de marca *Huawei*, um inversor híbrido monofásico para instalações residenciais, modelo *SUN2000 5KTL L1* de 5 kW e dois inversores trifásicos para instalações empresariais, um inversor de rede, modelo *SUN2000-25K-MB0* e um modelo híbrido *SUN2000-25KTL-MB0* para ligação ao sistema de armazenamento (baterias), ambos de 25 kW.

3.3.3 Outros equipamentos associados à instalação fotovoltaica

Relativamente ao sistema fotovoltaico, existem outros equipamentos associados à instalação que poderão ser aplicados, no entanto, a sua inclusão dependerá do tipo de instalação a realizar.

3.3.3.1 Estrutura de suporte

É a estrutura que sustenta os painéis fotovoltaicos, pode variar consoante o local onde os painéis estarão fixados.

3.3.3.2 Sistema de monitorização

Acompanha em tempo real a produção de energia, consumo e o desempenho do próprio inversor.

3.3.3.3 Proteções elétricas

Será necessária a instalação de proteções contra sobretensões, bem como proteções diferenciais e térmicas.

3.3.3.4 Quadro Geral de Inversores

Serve para centralizar a ligação dos inversores à rede elétrica. Deve permitir uma fácil manutenção e expansão (caso a instalação assim o permita).

3.3.4 Sistema de armazenamento (baterias)

De forma a poder colmatar diferentes necessidades de utilização, é selecionado um modelo de baterias que pode ser ajustado por módulos. Permite assim ajustar á necessidade de armazenamento de cada cliente.

O sistema de armazenamento é dimensionado com *Huawei LUNA 2000*. Este modelo permite a instalação de módulos de baterias de 5 kWh, permitindo a acumulação de vários módulos com uma variação na capacidade de armazenamento entre 5 kWh e 30 kWh, cada módulo de potência permite armazenar um total de três módulos de bateria. Na Figura 24 podemos observar um esquema de instalação com os módulos na sua capacidade máxima.



Figura 24 - Módulos de bateria com 30 kWh de capacidade, modelo *Huawei Luna 2000*.

3.4 Critérios de viabilidade económica

A viabilidade económica do projeto é calculada através de uma folha de cálculo. Para interpretar a viabilidade de investimento de cada solução apresentada, serão considerados os seguintes indicadores financeiros:

- Valor Atual Líquido (VAL) – É o valor presente líquido de todos os fluxos esperados de um investimento descontando o investimento inicial e a taxa de desconto apropriada. Serve para medir o ganho ou perda líquida em valor monetário que um projeto gera.
- *Payback* – Tempo necessário para que o investimento inicial seja recuperado. Ano em que o somatório dos cash-flows seja igual ao investimento inicial.
- Taxa Interna de Rentabilidade (TIR) - É a rentabilidade percentual de um projeto.

Para a análise dos indicadores financeiros é necessário ter em consideração os seguintes fatores:

- Investimento Inicial (Custo de equipamentos e instalação, licenciamentos e legalização);
- Receitas anuais estimadas (Preço por kWh, número de carregamentos, energia utilizada e relação do carregamento do VE em relação ao veículo de combustão);
- Custos operacionais (Custos de manutenção);
- Espaço temporal (Duração da análise e vida útil esperada dos equipamentos);

No investimento inicial realiza-se a soma de todos os custos inerentes à instalação. É incluído qualquer custo direto ou indireto como licenciamentos.

Em relação à receita anual considerou-se a diferença do gasto anual com o carregamento de um veículo elétrico em relação ao possível gasto com o combustível a considerar no veículo de combustão interna nas mesmas condições. Tem-se em consideração os custos associados às manutenções.

A taxa de atualização utilizada teve por base a inflação esperada bem como o poder de compra real. No caso empresarial engloba também o custo médio ponderado de capital que a empresa tem para financiar os seus ativos.

3.4.1 Custo dos equipamentos a instalar e respetiva mão-de-obra

A Tabela 4 apresenta os custos unitários dos equipamentos a instalar e da mão-de-obra.

Para a instalação do sistema fotovoltaico, com exceção dos módulos de produção e armazenamento e respetivos inversores, não é apresentado o custo dos restantes equipamentos pois a sua necessidade de inclusão pode variar pelo tipo de instalação a realizar.

Tabela 4 - Custos de equipamentos e respetiva mão-de-obra.

Equipamento	Custo
Carregador <i>Wallbox Pulsar Plus 7,4 kW (Monofásico)</i>	500 €
Carregador <i>Wallbox Pulsar Plus 22 kW (Trifásico)</i>	800 €
<i>SGC Wallbox EM112 (Monofásico)</i>	150 €
<i>SGC Wallbox EM340 (Trifásico)</i>	250 €
Cablagem XV 3x6mm ² (10 m)	40 €
Cablagem XV 3x6mm ² (25 m)	90 €
Outros materiais (tubagem, tomadas, etc.)	100 €
Mão-de-obra (por carregador)	200 €
Módulo <i>JA Solar JAM72D40 590 W</i>	100 €
Módulo <i>Trina Solar Vertex N TSM-NEG21C.20 710 W</i>	150 €
Inversor <i>Huawei SUN2000 5KTL L1</i>	2000 €
Inversor <i>Huawei SUN2000-25K-MB0</i>	3500 €
Inversor <i>Huawei SUN2000-25KTL-MB0</i>	4500 €
Módulo de potência <i>Huawei Luna 2000</i>	1500 €
Módulo de batería <i>Huawei Luna 2000 (5 kWh)</i>	3500 €

Este capítulo contém os dados necessários para o dimensionamento das várias soluções de carregamento nomeadamente os cálculos a realizar, equipamentos a utilizar e o custo associado. Nos próximos capítulos serão dimensionados casos de estudo com a respetiva análise económica.

4 Caso de Estudo

4.1 Caracterização dos casos de estudo

O conjunto de soluções dimensionadas são simuladas para possíveis instalações a serem realizadas a nível residencial e empresarial no concelho de Braga. O consumo diário teve em consideração apenas o carregamento dos veículos elétricos.

As implementações das soluções serão aplicadas em seis casos de estudo, tal como referido na Tabela 5.

Caso 1- Residência unifamiliar no concelho de Braga com PCVE instalado e um perfil de consumo diário de 9,5 kWh.

Caso 2 - Residência unifamiliar no concelho de Braga com PCVE e sistema de painéis fotovoltaicos instalados e um perfil de consumo diário de 9,5 kWh.

Caso 3 - Residência unifamiliar no concelho de Braga com PCVE, sistema de Painéis Fotovoltaicos e armazenamento (baterias) instalados e um perfil de consumo diário de 9,5 kWh.

Caso 4 – Empresa no concelho de Braga com a instalação de vários PCVEs e um perfil de consumo diário de 118kWh.

Caso 5 - Empresa no concelho de Braga com a instalação de vários PCVEs e sistema de painéis fotovoltaicos com um perfil de consumo diário de 118kWh.

Caso 6 - Empresa no concelho de Braga com a instalação de vários PCVEs, sistema de painéis fotovoltaicos e armazenamento (baterias) com um perfil de consumo diário de 118kWh.

Tabela 5 - Casos de estudo

	Residencial	Empresarial
PCVE	Caso 1	Caso 4
PCVE + sistema FV	Caso 2	Caso 5
PCVE + sistema FV + sistema armazenamento (baterias)	Caso 3	Caso 6

Os vários casos são dimensionados em cumprimento com o respetivo enquadramento legal.

4.2 Cenários de implementação

Os casos de estudo são submetidos a diferentes cenários, com variação nas condições de utilização.

Nos casos de âmbito residencial, é considerada uma determinada exposição solar e ao longo dos três casos de estudo serão calculados diferentes indicadores financeiros para diferentes perfis de consumo.

Para os casos de estudo do âmbito residencial foi considerada uma deslocação diária de 50 km e um consumo médio diário de 19 kWh por cada 100 km. Considerando que o utilizador realiza cargas diárias a um custo de 0,28 €/kWh, derivado de uma potência contratada de 10,35 kVA, preço doméstico de acordo com o relatório anual da ERSE sobre os mercados de eletricidade e de gás natural em 2024, assume-se um gasto de energia anual de 3 467,5 kWh [26]. No total considerou-se que o utilizador realizou um total de 80% dos carregamentos na habitação e os restantes 20% em postos de carregamento públicos (considerando um custo de 0,30 €/kWh).

Considera-se a receita anual da instalação a diferença entre o gasto com carregamento do veículo elétrico e o custo médio anual para as mesmas condições de trajeto numa viatura a combustão.

Para os casos de estudo do âmbito empresarial foi considerada uma frota com um total de cinco viaturas com uma deslocação média diária de 200 km de cada viatura, com um consumo médio de 19 kWh por cada 100 km. Considera-se que serão realizados carregamentos diários em todas as viaturas a um custo de 0,16 €/kWh, preço não doméstico de acordo com o relatório anual da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) sobre os mercados de eletricidade e de gás natural em 2024 e um gasto de energia anual de 69 350 kWh dos quais, 41 610 kWh são carregados na empresa [26].

No total considerou-se que os utilizadores realizaram um total de 60 % dos carregamentos na empresa e os restantes 40 % em postos de carregamento públicos (considerando um custo de 0,30 €/kWh).

Foi dimensionada a instalação de quatro PCVEs de forma a colmatar as necessidades da empresa.

Tal como no cenário residencial, a receita anual da instalação entre a diferença do gasto com carregamento dos veículos elétricos e o custo médio anual para as mesmas condições de trajeto em viaturas a combustão.

O estudo de mercado foi considerado a um período de 12 anos, tendo em consideração o tempo médio de vida útil de um veículo elétrico [27].

O *payback* é calculado tendo em consideração como custo inicial todo o investimento da instalação do PCVE e se aplicável, sistema fotovoltaico e de baterias.

4.2.1 Caso de estudo 1

No caso da instalação de PCVE numa habitação residencial tem se em consideração a utilização diária de uma viatura. Este caso de estudo é o cenário de referência em relação aos casos de estudo 2 e 3 em termos de viabilidade económica.

4.2.2 Caso de estudo 2

Neste caso de estudo a instalação residencial monofásica incorpora um PCVE e sistema FV para produção de energia eléctrica. São dimensionados dois cenários distintos, um em que o consumidor carrega o VE durante o período diurno (existe produção de energia renovável durante o carregamento do VE) e durante o período noturno (sem a produção de energia renovável durante o carregamento do VE). A estimativa da energia produzida pelo sistema fotovoltaico foi calculada através do *software PVGIS (Anexo 1)*, onde o dimensionamento do sistema a instalar pretende dar resposta à necessidade energética para carregar o VE resultando assim numa instalação de 10 módulos fotovoltaicos de 590 W, um inversor híbrido monofásico de 5 kW com um custo total de 7 250€.

4.2.3 Caso de estudo 3

No caso de estudo 3, com a instalação de PCVE, sistema FV e baterias de armazenamento tem se em consideração o carregamento do VE apenas em período noturno devido aos resultados obtidos no caso de estudo 2. A estimativa da energia produzida pelo sistema fotovoltaica foi calculada através do *software PVGIS (Anexo 2)*. Todos os elementos do caso de estudo 2 se mantêm com o acréscimo de uma bateria de 5 kWh *Huawei Luna 2000*.

4.2.4 Caso de estudo 4

No respetivo caso de estudo, é realizada a instalação de PCVEs em contexto empresarial. É o cenário de referência em relação aos casos de estudo 5 e 6. De forma a conseguir obter um valor económico de referência, tem se em consideração uma frota de viaturas eléctricas com o mesmo consumo para os cenários 4, 5 e 6.

4.2.5 Caso de estudo 5

No respetivo caso de estudo, é realizada a instalação de PCVEs em contexto empresarial, tal como no caso de estudo 4, com a instalação de um sistema FV dimensionado tendo em consideração a energia necessária para carregamento da frota. A estimativa da energia produzida pelo sistema fotovoltaica foi calculada através do *software PVGIS (Anexo 3)*, onde o

dimensionamento do sistema a instalar pretende dar resposta à necessidade energética para carregar dos VEs resultando assim numa instalação de 41 módulos fotovoltaicos de 710 W, um inversor de rede trifásico de 25 kW, um inversor híbrido trifásico de 25 kW com um custo total de 17 040€.

4.2.6 Caso de estudo 6

No respetivo caso de estudo, é realizada a instalação de PCVEs em contexto empresarial com os mesmos elementos do caso de estudo 5 com o acréscimo de um sistema de armazenamento composto por três módulos de 5 kWh *Huawei Luna 2000*, perfazendo um armazenamento total de 15 kWh.

O dimensionamento do sistema fotovoltaico e respetivo sistema de baterias é realizado através do *software PVGIS (Anexo 4)*, onde o sistema a instalar pretende dar resposta à necessidade energética para carregar dos VEs resultando assim numa instalação de 41 módulos fotovoltaicos de 710 W, um inversor híbrido trifásico de 25 kW com um custo total de 35 040 €.

Neste caso de estudo apenas se considera carregamento da frota em período noturno.

4.3 Resultados obtidos e análise comparativa

Após delineadas as condições de dimensionamento e obtido o investimento necessário, é possível calcular a receita obtida para os diferentes cenários e calcular as diferentes variáveis, comparáveis entre si.

4.3.1 Caso de estudo 1

Tendo em consideração o período dos 12 anos de utilização, com um carregamento na residência de 80% e 20% dos carregamentos realizados na via pública o gasto anual com o carregamento da viatura elétrica é de 651,89 €.

O Valor Atual Líquido (VAL) é de 3793,40 € com uma Taxa Interna de Rentabilidade (TIR) de 39 % e um *Payback* em, aproximadamente, 2 anos e 9 meses.

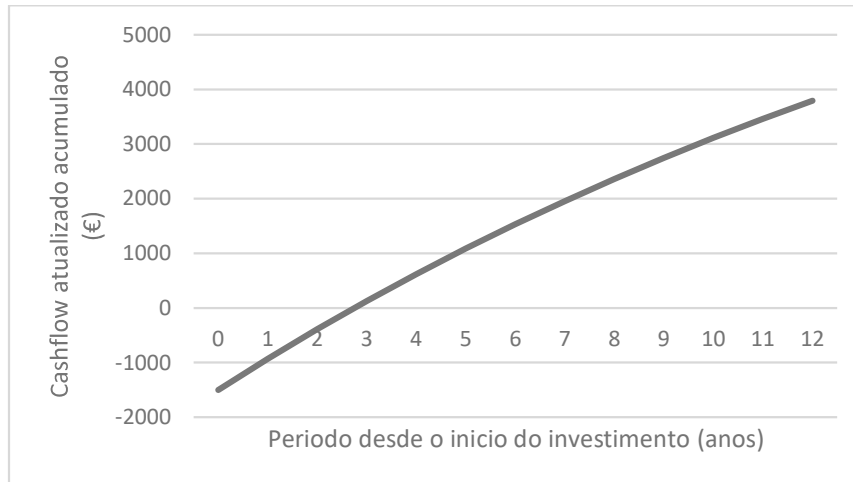


Figura 25 - Payback do projeto considerando o *cashflow* anual atualizado acumulado.

4.3.2 Caso de estudo 2

Tendo em consideração o período dos 12 anos de utilização, com uma utilização de carregamento na residência de 80 % e 20 % dos carregamentos realizados na via pública o gasto anual com o carregamento da viatura elétrica é de 651,89 €.

Através do *PVGIS* estimou-se a produção de 7 662,71 kWh, o que resulta numa poupança anual de 1 226,03 € para o caso do carregamento da viatura em período diurno. Não foram contabilizadas quaisquer perdas de energia pois a energia não utilizada para carregamento da viatura assumiu-se como utilizada para o restante consumo energético da habitação ou injetada na rede com um valor residual. Obtendo-se assim um VAL de 10795,14 € ao fim dos 12 anos, uma TIR de 23% e um *payback* ao final de 4 anos e 6 meses como é possível visualizar na Figura 26.

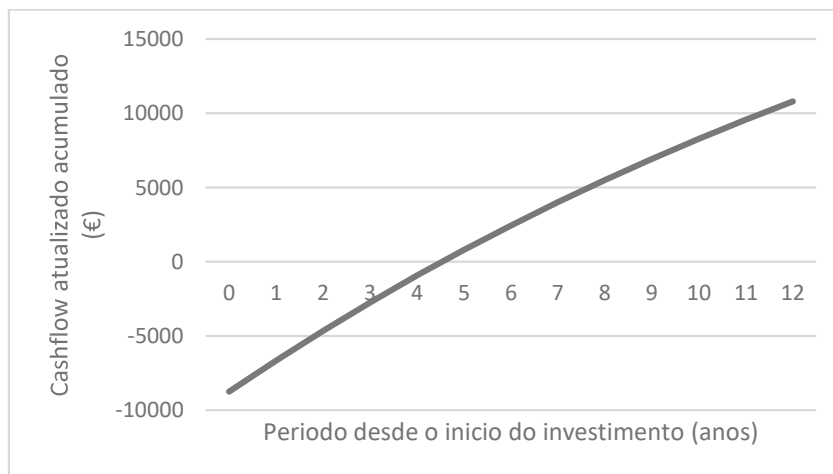


Figura 26 - Payback Instalação residencial com sistema FV e carregamento do VE em período diurno.

Para o cenário de carregamento em período noturno do VE, em que apenas existe um aproveitamento residual da energia fotovoltaica para o consumo dos equipamentos elétricos existentes na habitação obteve-se um VAL de -4418,16 € o que torna a solução inviável.

4.3.3 Caso de estudo 3

Neste caso de estudo, com um sistema de armazenamento de 5 kWh, o utilizador tem a possibilidade de armazenar energia para carregar a viatura e utilizar o excedente energético na habitação em períodos que não existe a produção de energia fotovoltaica.

Neste caso o investimento total é de 13 750 €, obtendo-se um VAL de 1991,82 €, TIR de 7% e um *payback* em, aproximadamente, 10 anos e 1 mês como é possível visualizar na Figura 27.

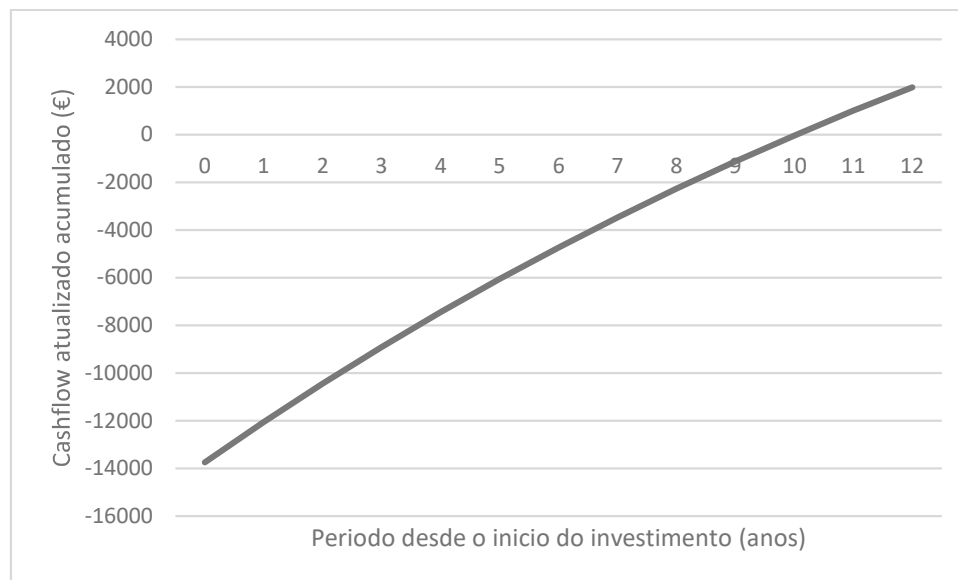


Figura 27 - *Payback* Instalação residencial com sistema FV e carregamento do VE em período noturno.

4.3.4 Caso de estudo 4

Tendo em consideração o período dos 12 anos de utilização, com uma utilização de carregamento na empresa de 50 % e 50 % dos carregamentos realizados na via pública o gasto anual com o carregamento da viatura elétrica é de 17 753,6 €.

Obtém-se um Valor Atua Líquido (VAL) de 41 227,12 € com uma Taxa Interna de Rentabilidade (TIR) de 86 % e um *payback* em, aproximadamente, 1 anos e 2 meses, tal como é possível visualizar na Figura 28.

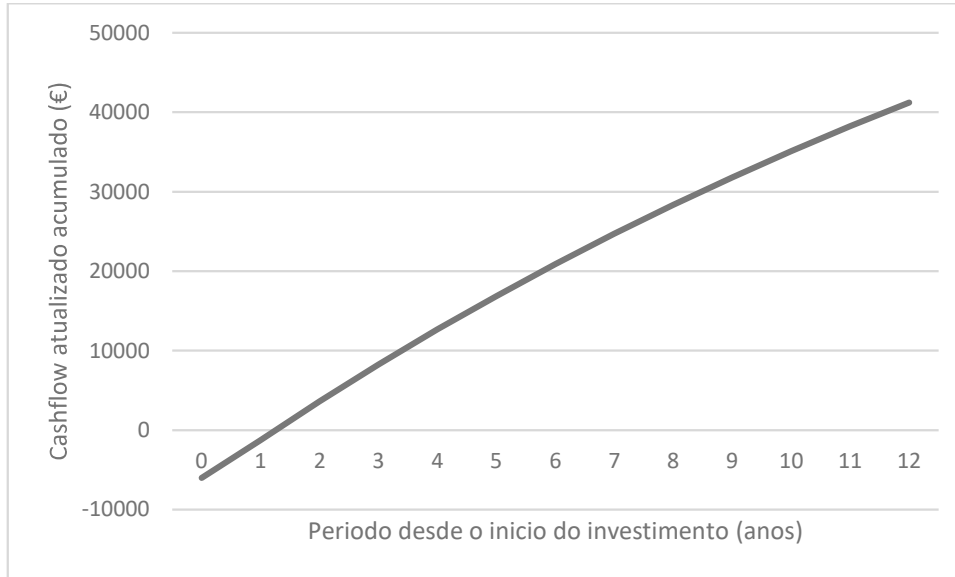


Figura 28 - *Payback* do projeto considerand o *cashflow* anual atualizado acumulado.

4.3.5 Caso de estudo 5

Tendo em consideração o período dos 12 anos de utilização, com uma utilização de carregamento na empresa de 50 % e 50 % dos carregamentos realizados na via pública o gasto anual com o carregamento da viatura elétrica é de 17 753,6 €.

Através do *PVGIS* estima-se a produção de 37 807 kWh, o que resulta numa poupança anual de 6 049,12 € para o caso do carregamento da viatura em período diurno. Não são contabilizadas quaisquer perdas pois a energia não utilizada para carregamento das viaturas assumiu-se como utilizada para o restante consumo energético da empresa. Obtendo-se assim um VAL de 65 774,39 € ao fim dos 12 anos, TIR de 43 % e um *payback* ao final de 2 anos e 6 meses como é possível visualizar na Figura 29.

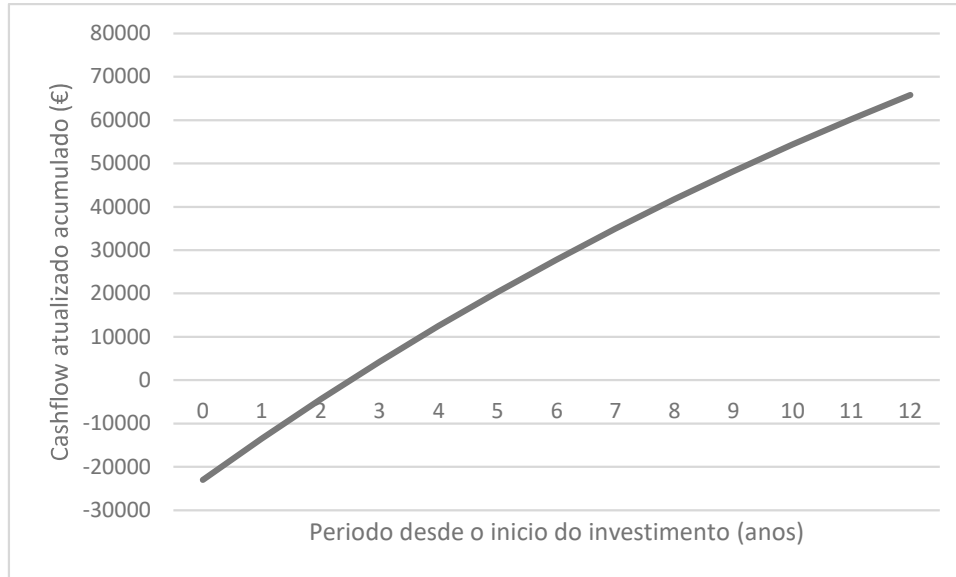


Figura 29 - *Payback* Instalação empresarial com sistema FV e carregamento do VE em período diurno.

4.3.6 Caso de estudo 6

Com a inclusão de um sistema de armazenamento de 15 kWh a empresa tem a possibilidade de armazenar energia fotovoltaica em períodos de menor consumo para poder ser utilizada em períodos que não haja produção de energia fotovoltaica. Neste caso de estudo o VAL é de 58 774,39 €, um TIR de 32 % e um *payback* de, aproximadamente, 3 anos e 3 meses como se observa na Figura 30.

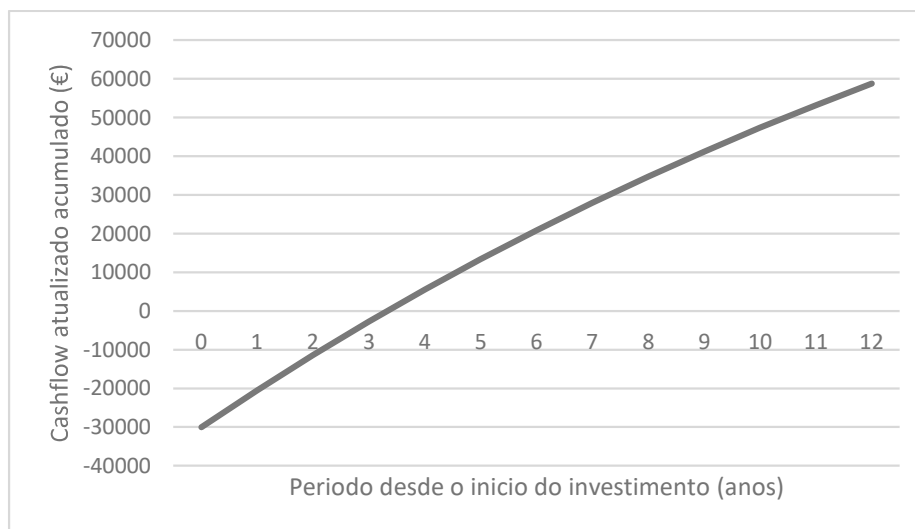


Figura 30 - *Payback* instalação empresarial com sistema FV e armazenamento com carregamento dos VEs em período noturno.

4.3.7 Análise comparativa entre cenários

No caso residencial podemos verificar que o período de *payback* da instalação do PCVE (caso de estudo 1) é relativamente curto, tornando um investimento bastante aliciante a quem procura uma solução rentável de mobilidade para o seu dia-a-dia com possibilidade de instalação de um ponto de carregamento na sua residência.

Comparando com o caso de estudo 2, caso o utilizador carregue o carro em período diurno, é de salientar que o VAL com a instalação de sistema de produção de energia FV é superior, no entanto o período de *payback* praticamente duplica.

Comparando o caso de estudo 2 e 3, é possível verificar que, para um utilizador que carregue o seu VE em período noturno, a única solução viável exclusivamente para carregamento do VE é com sistema de armazenamento.

No caso empresarial, para o tipo de mobilidade praticada no estudo realizado, o investimento em veículos elétricos e respetivos postos de carregamento torna-se bastante aliciante com VAL significativo e período de *payback* bastante reduzido. Comparando o caso de estudo 4 com o caso de estudo 5, podemos verificar que o VAL aumenta significativamente com produção de energia fotovoltaica, apesar de o período de *payback* duplicar.

Relativamente aos casos de estudo 5 e 6, o acréscimo de sistema de armazenamento à instalação piora significativamente a viabilidade do projeto pois reduz-se o VAL e o TIR e o período de *payback* aumenta.

Tabela 6 - VAL, TIR e *payback* obtido para cada um dos casos de estudo.

Casos de estudo	VAL	TIR	<i>Payback</i> (anos)
1	3 793,40 €	39%	2,75
2 (carregamento diurno)	10 795,14 €	23%	4,53
2 (carregamento noturno)	-4 418,16 €	-6%	46,22
3	1 991,82 €	7%	10,11
4	41 227,12 €	86%	1,28
5	65 774,39 €	43%	2,50
6	58 774,39 €	32%	3,33

Neste capítulo é possível comparar os vários casos de estudo e tirar conclusões sobre a viabilidade técnica e económica (Tabela 6) de cada uma das soluções. No próximo capítulo desenvolve-se as principais conclusões que se obteve.

5 Conclusões

Com base no trabalho de pesquisa realizado no âmbito do contexto nacional e internacional sobre mobilidade elétrica, carregamento de veículos elétricos e a legislação aplicável ao setor, foi possível identificar, a nível europeu, uma lacuna significativa entre o número de postos de carregamento de veículos elétricos e o número de VEs em circulação.

Para mitigar o reduzido número de PCVEs atualmente disponíveis e oferecer soluções pré-definidas adaptadas aos diferentes perfis de utilizadores de VEs, este projeto foca-se no dimensionamento de diferentes de soluções de carregamento. Este processo inclui a definição dos equipamentos a instalar, a avaliação da viabilidade económica de cada solução e a identificação do tipo de utilização mais eficiente para cada caso.

Atualmente existe uma aposta cada vez mais forte na mobilidade elétrica, com uma oferta de mercado cada vez maior e preços bastante competitivos.

As soluções a implementar para cada tipo de utilização estão condicionadas pela legislação aplicável. Para instalações monofásicas, como o setor residencial, o tipo de instalação de PCVEs a realizar é mais simplificado. De forma a poder partilhar com o utilizador a solução mais viável ao seu tipo de instalação foi produzido um *website* onde são solicitados alguns elementos do objetivo da instalação e o objetivo do utilizador, sendo assim possível apresentar soluções pré-definidas para que o utilizador tome a decisão inicial de avançar com o investimento.

Durante o dimensionamento, foi possível verificar que a programação de um questionário permite fornecer uma resposta rápida ao consumidor sobre o investimento da instalação e o retorno financeiro a obter. Contudo, quando o consumidor pretende a instalação de sistema fotovoltaico e/ou sistema de armazenamento existem diversas variáveis a considerar no dimensionamento que exige uma análise mais exaustiva.

Durante o dimensionamento dos equipamentos a instalar foi possível concluir que com a instalação de equipamentos da mesma marca, nomeadamente carregador e sistema de gestão de carga, a gestão energética da instalação é mais eficiente.

Após a análise técnica e económica dos cenários em contexto residencial e empresarial foi possível concluir que o investimento em mobilidade elétrica em suprimento de viaturas a combustão é uma opção com bastantes vantagens económicas, VAL e TIR significativos e com períodos de *payback* aliciantes.

Nos casos de estudo com a inclusão da instalação do sistema fotovoltaico, apesar de aumentar o período de *payback*, o VAL é bastante superior no final do período estipulado, principalmente para utilizadores que carreguem os VEs durante os períodos de produção de energia FV.

Para o caso residencial, utilizadores que tenham rotinas de carregamento do VE maioritariamente em período noturno a inclusão do sistema FV não é economicamente viável. Esta variável pode excecionalmente ser viável se o consumo energético da habitação exceder o produzido pelo sistema FV.

No caso empresarial, uma vez que é uma instalação em que a grande parte do excedente é consumido, a inclusão do sistema FV é economicamente viável.

Foi possível concluir que a inclusão de sistema de baterias é um investimento significativo em relação aos restantes cenários. No caso residencial este investimento apenas se justifica caso haja hábitos de consumo significativos em período noturno incluindo de carregamento do VE.

No caso empresarial o investimento no sistema de baterias torna a solução economicamente menos viável. Este ponto provavelmente se deve ao facto de o excedente FV (não utilizado para o carregamento de VE) ser utilizado no edifício.

É assim possível concluir que a aposta na mobilidade elétrica por empresas ou utilizadores que tenham a oportunidade de carregar o VE na empresa ou residência tem uma rentabilidade significativa, em instalações com e sem sistema fotovoltaico. No entanto, quando existe a inclusão de sistema de armazenamento a rentabilidade económica baixa.

5.1 Contributos

Este trabalho gerou uma série de contributos de natureza técnica e prática que permitiu apoiar a implementação de soluções pré-definidas relacionadas com a mobilidade elétrica.

O trabalho prático iniciou-se com o desenvolvimento de um website que permite, através um questionário ao utilizador apresentar soluções em função do seu perfil de consumo energético e mobilidade. Para o desenvolvimento do website foi necessária uma pesquisa exaustiva da legislação associada de forma a apresentar ao utilizador soluções tecnicamente viáveis. Foi possível verificar que é necessário um trabalho de testes exaustivos sobre todas as variáveis para poder dar ao consumidor a melhor experiência possível quando está a utilizar o questionário.

A procura por equipamentos que apresentem as melhores soluções técnicas e económicas permitiu conhecer a oferta do mercado, as principais marcas de cada equipamento e em termos de inovação, as gamas mais recentes de cada tipo de equipamento utilizado.

Com o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos e de armazenamento com o PVGIS foi possível compreender que a integração de sistemas fotovoltaicos com a mobilidade elétrica aumenta a rentabilidade das soluções.

A análise de cada caso de estudo foi um dos pontos cruciais deste trabalho pois permitiu perceber em que condições toda a solução mais viável e permitiu analisar os cenários em que

cada tipo de instalação tem uma maior rentabilidade. Esta análise permitiu compreender e como aplicar um novo modelo de negócio e quais as variáveis a ter em consideração.

Por fim este trabalho permitiu ter o primeiro contacto com a mobilidade elétrica em contexto profissional, acompanhar a instalação de PCVE bem como alguns projetos de dimensionamento.

5.2 Trabalho Futuro

Quanto a trabalhos futuros, há dois pontos que poderão ser devidamente desenvolvidos.

Em relação ao website e questionário ao utilizador, podem ser incluídas mais variáveis que tornem a solução mais realista. Pode ser incluído um sistema que através da matrícula se consiga obter o consumo e autonomia do veículo. Um outro ponto que poderá ser desenvolvido é, através da inclusão da localização geográfica do local a instalar ser possível obter a produção de energia fotovoltaica.

Com a atualização da legislação da mobilidade elétrica, nomeadamente o DL93/2025, poderá existir uma revisão do modelo de negócio de forma a aumentar a rentabilidade de cada solução.

6 Bibliografia

- [1] B. Miguel and R. Ferreira, “Incentivos e Barreiras à Mobilidade Elétrica em Portugal,” 2022.
- [2] D. Melo Gomes and R. Costa Neto, “Techno-economic analysis of vehicle-to-grid technology: Efficient integration of electric vehicles into the grid in Portugal,” *J Energy Storage*, vol. 97, Sep. 2024, doi: 10.1016/j.est.2024.112769.
- [3] P. G. Pereirinha *et al.*, “DC Fast Chargers for Electric Vehicles: Portuguese Solution for Energy Metering and Billing Issues,” in *2023 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference, VPPC 2023 - Proceedings*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2023. doi: 10.1109/VPPC60535.2023.10403346.
- [4] R. Rosa and T. Rebelo De Carvalho, “Recomendações para um Plano Estratégico-A Mobilidade Elétrica em Portugal,” 2020.
- [5] “IEA, The Global EV Outlook, 2024, Dez. 2024,” <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2024>.
- [6] “ACEA, Charging point deployment versus sales of electrically-chargeable cars, 2023, Dez. 2024,” <https://www.acea.auto/figure/charging-point-deployment-versus-sales-of-electrically-chargeable-cars/>.
- [7] “ACEA, Charging ahead: accelerating the roll-out of EU electric vehicle charging infrastructure, 2024.” [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2023/trends-in-charging-infrastructure#>
- [8] IEA, “IEA, Global EV Outlook 2024 - Trends in electric vehicle charging, 2024, Dez. 2024,” <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2024/trends-in-electric-vehicle-charging>.
- [9] IEA, “Global EV Outlook 2024 Moving towards increased affordability,” 2024. [Online]. Available: www.iea.org
- [10] ERSE, “ERSE, Regulamento da Mobilidade Elétrica, 2021,” 2021.
- [11] DGEG, “DGEG, Procedimentos e Esquemas Exemplificativos para a Conceção, Inspeção, Vistoria e Certificação de Instalações de Estações de Carregamento de Veículos Elétricos Acessíveis ao Público, 2024,” 2024.
- [12] S. Gorme, “SGORME, Formas de Carregamento de Veículos Elétricos em Portugal, 2021.” [Online]. Available: www.mobie.pt

- [13] ERSE, “ERSE, Tarifas e proveitos da entidade gestora da rede de mobilidade elétrica para 2024, 2023,” 2023. [Online]. Available: www.erse.pt
- [14] DGEG, “DGEG, CTE 64, Instalações Elétricas para alimentação de veículos elétricos, 2023,” 2023.
- [15] “L. Energy, ‘Tipos de carregamentos para veículos elétricos,’ 2020, Dez. 2024,” <https://www.lugenergy.pt/tipos-de-carregamento-4modos/>.
- [16] “Electrical Installation Wiki, ‘Electric Vehicle and EV charging fundamentals,’ Schneider Electric, Dez. 2024.,” https://www.electricalinstallation.org/enwiki/Electric_Vehicle_and_EV_charging_fundamentals.
- [17] “Summitcharger, What is onboard and offboard charger, 2022, Dez. 2024,” <https://pt.summitcharger.com/news/what-is-onboard-and-offboard-charger-61797211.html>.
- [18] “MulticompPRO, Electric Vehicle Connectors, 2023.”
- [19] S. Prajapati and E. Fernandez, “Rooftop Solar PV System for Commercial Office Buildings for EV Charging Load,” in *2019 IEEE International Conference on Smart Instrumentation, Measurement and Application (ICSIMA)*, IEEE, Aug. 2019, pp. 1–5. doi: 10.1109/ICSIMA47653.2019.9057323.
- [20] “S. R. Shakya, Training Manual for Engineers on Solar PV, p. 259, 23 Março 2020.”
- [21] Ashok Kumar L., Indragandhi V., and Uma Maheswari Y., “PVSYST,” in *Software Tools for the Simulation of Electrical Systems*, Elsevier, 2020, pp. 349–392. doi: 10.1016/B978-0-12-819416-4.00009-0.
- [22] “Enerdata, World Energy & Climate Statistics – Yearbook 2024, Dez. 2024,” <https://yearbook.enerdata.net/co2/emissions-co2-data-from-fuel-combustion.html>.
- [23] “IEA Energy Statistics Data Browser, World, 2022, Dez. 2024,” <https://www.iea.org/data-and-statistics>.
- [24] “Share of modern renewables in final energy consumption (SDG 7.2) in Portugal, Dez. 2024,” <https://www.iea.org/countries/portugal/renewables>.
- [25] M. Weiss, T. Winbush, A. Newman, and E. Helmers, “Energy Consumption of Electric Vehicles in Europe,” *Sustainability*, vol. 16, no. 17, p. 7529, Aug. 2024, doi: 10.3390/su16177529.
- [26] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), “Relatório anual sobre os mercados de eletricidade e de gás natural em 2024,” Lisboa, 2025. [Online]. Available: www.erse.pt

- [27] V. Nguyen-Tien, C. Zhang, E. Strobl, and R. J. R. Elliott, “The closing longevity gap between battery electric vehicles and internal combustion vehicles in Great Britain,” *Nat Energy*, vol. 10, no. 3, pp. 354–364, Mar. 2025, doi: 10.1038/s41560-024-01698-1.

Anexo I

Performance of grid-connected PV

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

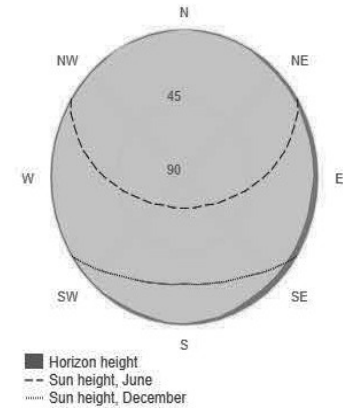
Provided inputs:

Latitude/Longitude: 41.550,-8.432
 Horizon: Calculated
 Database used: PVGIS-SARAH3
 PV technology: Crystalline silicon
 PV installed: 5.9 kWp
 System loss: 14 %

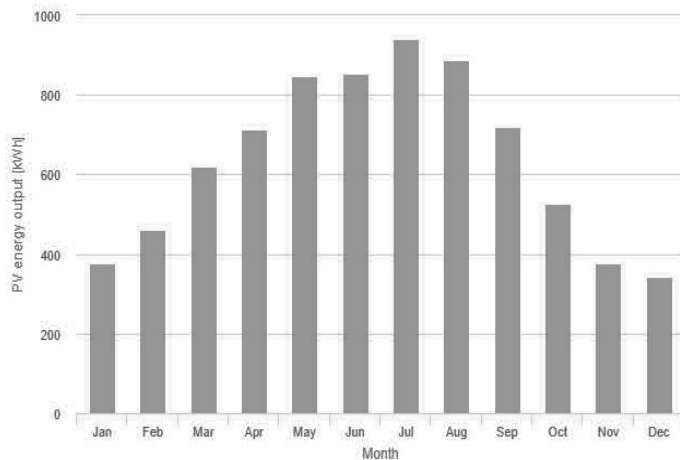
Simulation outputs

Slope angle: 15 °
 Azimuth angle: 0 °
 Yearly PV energy production: 7662.71 kWh
 Yearly in-plane irradiation: 1739.17 kWh/m²
 Year-to-year variability: 255.70 kWh
 Changes in output due to:
 Angle of incidence: -3.12 %
 Spectral effects: 0.71 %
 Temperature and low irradiance: -11.01 %
 Total loss: -25.32 %

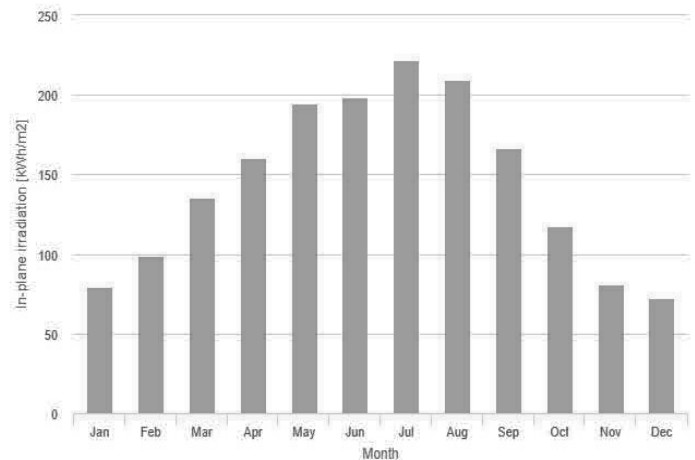
Outline of horizon at chosen location:



Monthly energy output from fix-angle PV system:



Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	377.5	79.8	80.7
February	460.4	99.1	86.3
March	619.5	135.5	97.3
April	713.4	160.6	77.7
May	847.7	195.0	91.5
June	853.1	199.0	60.6
July	941.1	222.2	54.6
August	886.6	209.9	51.3
September	720.2	166.8	65.3
October	525.8	117.5	81.0
November	376.1	81.2	81.3
December	341.3	72.6	56.1

E_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].

H(i)_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m²].

SD_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

Anexo II

Performance of off-grid PV system

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation

Provided inputs

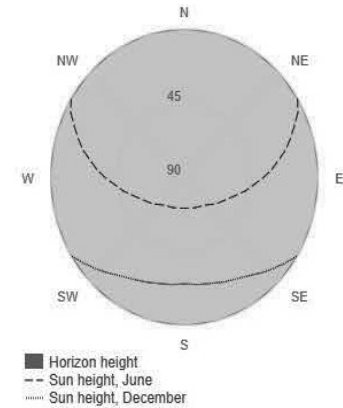
Latitude/Longitude: 41.550,-8.432
 Horizon: User defined
 Database used: PVGIS-SARAH3
 PV installed: 5900 Wp
 Battery capacity: 5000 Wh
 Cutoff limit: 15 %
 Consumption per day: 9500 Wh

Slope angle: 35 °
 Azimuth angle: 0 °

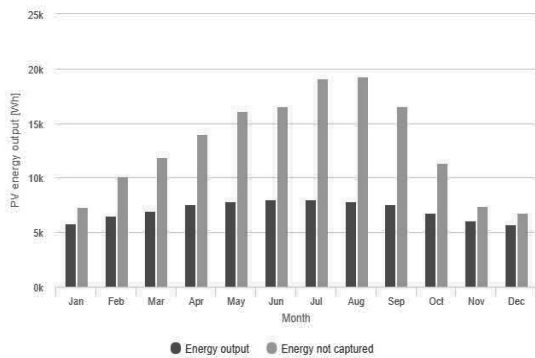
Simulation outputs

Percentage days with full battery: 85.19 %
 Percentage days with empty battery: 100 %
 Average energy not captured: 15331.09 Wh
 Average energy missing: 2446.06 Wh

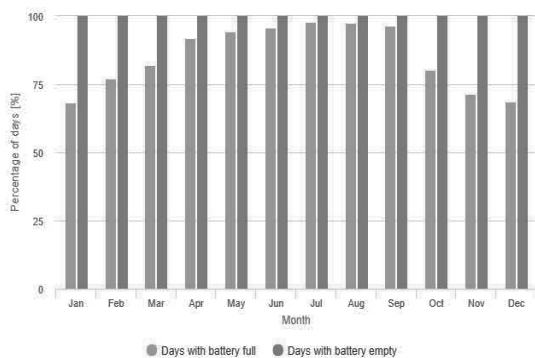
Outline of horizon at chosen location:



Power production estimate for off-grid PV:



Battery performance for off-grid PV system:

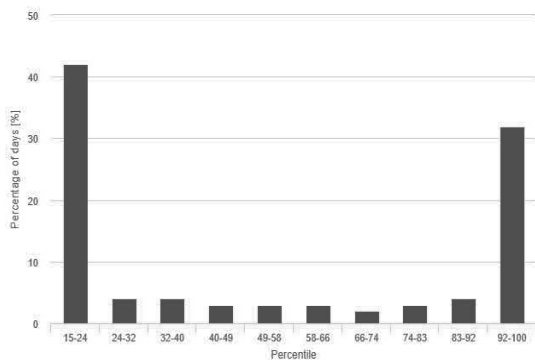


Monthly average performance

Month	E_d	E_l	f_f	f_e
January	5767.8	7346.4	68.5	100.0
February	6476.2	10133.4	77.1	100.0
March	6985.0	11899.0	82.2	100.0
April	7553.7	14001.5	91.9	100.0
May	7824.9	16092.6	94.4	100.0
June	8025.4	16580.9	95.6	100.0
July	8036.8	19068.4	98.0	100.0
August	7815.6	19305.1	97.5	100.0
September	7566.2	16514.6	96.5	100.0
October	6802.1	11390.3	80.3	100.0
November	6065.6	7427.3	71.6	100.0
December	5705.6	6787.6	68.6	100.0

E_d: Average energy production per day [Wh/day].
 E_l: Average energy not captured per day [Wh/day].
 f_f: Percentage of days when battery became full [%].
 f_e: Percentage of days when battery became empty [%].

Probability of battery charge state at the end of the day:



Cs	Cb
15-24	42.0
24-32	4.0
32-40	4.0
40-49	3.0
49-58	3.0
58-66	3.0
66-74	2.0
74-83	3.0
83-92	4.0
92-100	32.0

Cs: Charge state at the end of each day [%].
 Cb: Percentage of days with this charge state [%].

Anexo III

Performance of grid-connected PV

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

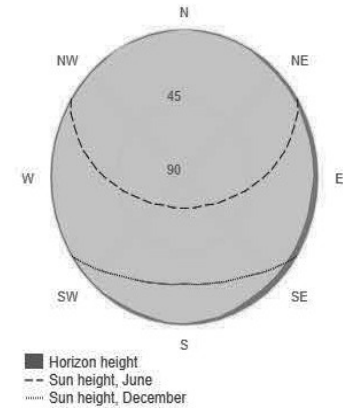
Provided inputs:

Latitude/Longitude: 41.550,-8.432
 Horizon: Calculated
 Database used: PVGIS-SARAH3
 PV technology: Crystalline silicon
 PV installed: 29.11 kWp
 System loss: 14 %

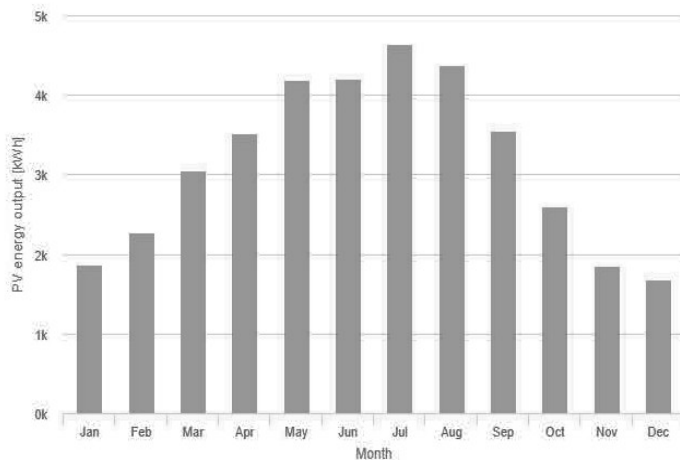
Simulation outputs

Slope angle: 15 °
 Azimuth angle: 0 °
 Yearly PV energy production: 37807.02 kWh
 Yearly in-plane irradiation: 1739.17 kWh/m²
 Year-to-year variability: 1261.58 kWh
 Changes in output due to:
 Angle of incidence: -3.12 %
 Spectral effects: 0.71 %
 Temperature and low irradiance: -11.01 %
 Total loss: -25.32 %

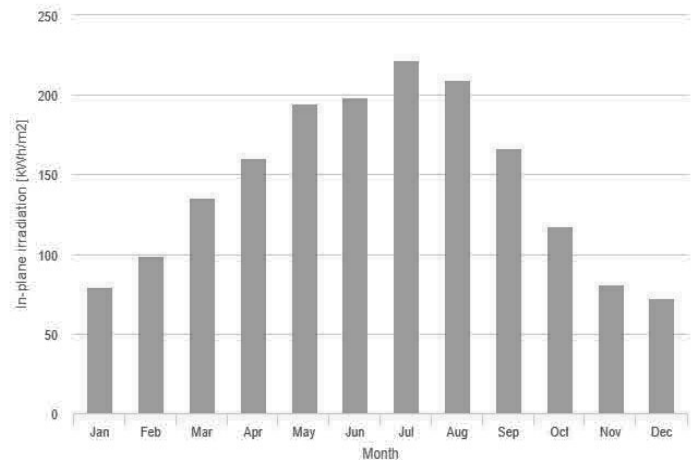
Outline of horizon at chosen location:



Monthly energy output from fix-angle PV system:



Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E _m	H(i) _m	SD _m
January	1862.7	79.8	397.9
February	2271.7	99.1	425.8
March	3056.5	135.5	480.0
April	3519.9	160.6	383.1
May	4182.4	195.0	451.6
June	4209.1	199.0	299.2
July	4643.1	222.2	269.4
August	4374.5	209.9	252.9
September	3553.3	166.8	322.0
October	2594.1	117.5	399.4
November	1855.5	81.2	401.2
December	1684.1	72.6	276.9

E_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].

H(i)_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m²].

SD_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

Anexo IV

Performance of off-grid PV system

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation

Provided inputs

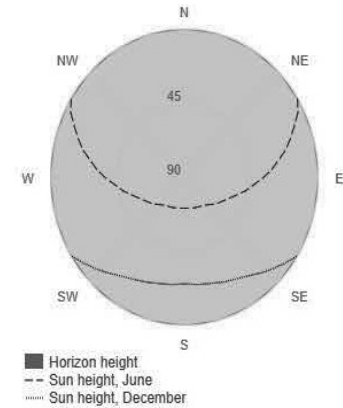
Latitude/Longitude: 41.550,-8.432
 Horizon: User defined
 Database used: PVGIS-SARAH3
 PV installed: 29110 Wp
 Battery capacity: 15000 Wh
 Cutoff limit: 15 %
 Consumption per day: 118000 Wh

Slope angle: 35 °
 Azimuth angle: 0 °

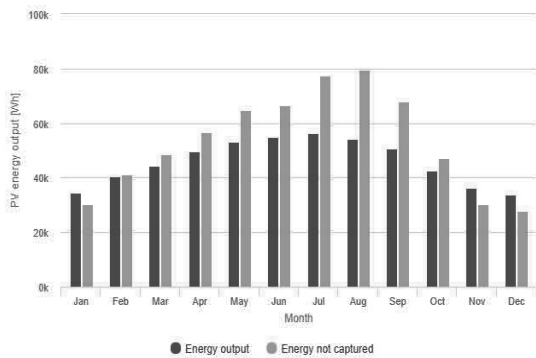
Simulation outputs

Percentage days with full battery: 82.49 %
 Percentage days with empty battery: 100 %
 Average energy not captured: 64566.81 Wh
 Average energy missing: 72023.27 Wh

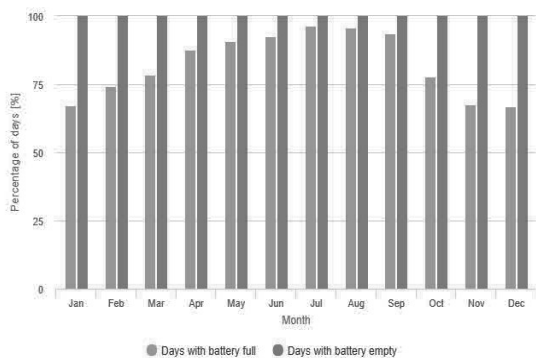
Outline of horizon at chosen location:



Power production estimate for off-grid PV:



Battery performance for off-grid PV system:

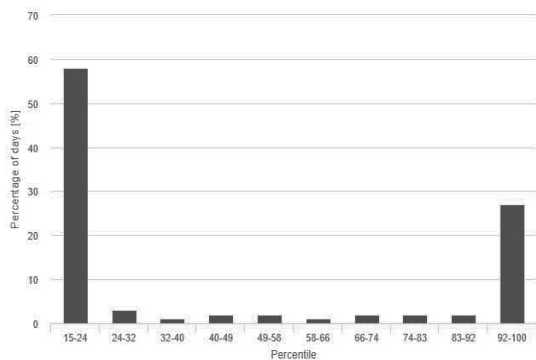


Monthly average performance

Month	E_d	E_l	f_f	f_e
January	34475.8	30227.9	67.1	100.0
February	40591.5	41358.5	74.4	100.0
March	44509.0	48662.8	78.4	100.0
April	49645.4	56705.6	87.5	100.0
May	53255.6	64750.9	90.8	100.0
June	54964.3	66440.7	92.6	100.0
July	56233.5	77500.9	96.6	100.0
August	54316.6	79494.5	95.9	100.0
September	50722.5	68089.9	93.5	100.0
October	42728.1	47031.6	77.9	100.0
November	36227.5	30345.0	67.7	100.0
December	33833.1	27807.5	66.9	100.0

E_d: Average energy production per day [Wh/day].
 E_l: Average energy not captured per day [Wh/day].
 f_f: Percentage of days when battery became full [%].
 f_e: Percentage of days when battery became empty [%].

Probability of battery charge state at the end of the day:



Cs	Cb
15-24	58.0
24-32	3.0
32-40	1.0
40-49	2.0
49-58	2.0
58-66	1.0
66-74	2.0
74-83	2.0
83-92	2.0
92-100	27.0

Cs: Charge state at the end of each day [%].
 Cb: Percentage of days with this charge state [%].

DECLARAÇÃO DE INTEGRIDADE

DECLARAÇÃO DE INTEGRIDADE

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

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

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

ISEP, Porto, 30 de setembro de 2025

Assinado por: **José Filipe Fernandes Miranda**
Num. de Identificação: 14687402
Data: 2025.09.30 09:40:49+01'00'