



MIGUEL MOUQUINHO CARDINHA

Licenciado em Ciências da Engenharia Eletrotécnica e de
Computadores

ANÁLISE DO IMPACTO INTRODUZIDO PELO CARREGAMENTO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO ELÉTRICA DE LISBOA

Dissertação para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Eletrotécnica
e de Computadores

MESTRADO EM ENGENHARIA ELETROTÉCNICA E DE COMPUTA-
DORES

Universidade NOVA de Lisboa
Setembro, 2024



ANÁLISE DO IMPACTO INTRODUZIDO PELO CARREGAMENTO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO ELÉTRICA DE LISBOA

Dissertação para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

MIGUEL MOUQUINHO CARDINHA

Licenciado em Ciências da Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Doutor Rui Miguel Amaral Lopes
Professor Auxiliar, NOVA School of Science and Technology | FCT NOVA

Coorientador: Doutor Nuno Manuel Ortega Amaro
Professor Auxiliar, NOVA School of Science and Technology | FCT NOVA

Júri:

Presidente: Doutor Rui Miguel Henriques Dias Morgado Dinis,
Professor Catedrático, NOVA School of Science and Technology | FCT NOVA

Arguentes: Doutor Hugo Gabriel Valente Morais,
Professor Associado, Instituto Superior Técnico

Vogais: Doutor Rui Miguel Amaral Lopes,
Professor Auxiliar, NOVA School of Science and Technology | FCT NOVA

Análise do Impacto Introduzido pelo Carregamento de Veículos Elétricos na Rede de Distribuição Elétrica de Lisboa

Copyright © Miguel Mouquinho Cardinha, Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade NOVA de Lisboa.

A Faculdade de Ciências e Tecnologia e a Universidade NOVA de Lisboa têm o direito, perpétuo e sem limites geográficos, de arquivar e publicar esta dissertação através de exemplares impressos reproduzidos em papel ou de forma digital, ou por qualquer outro meio conhecido ou que venha a ser inventado, e de a divulgar através de repositórios científicos e de admitir a sua cópia e distribuição com objetivos educacionais ou de investigação, não comerciais, desde que seja dado crédito ao autor e editor.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, gostaria de expressar o meu profundo agradecimento aos meus orientadores, Professor Rui Lopes e Professor Nuno Amaro, por toda a disponibilidade, apoio, confiança e partilha de conhecimentos durante a realização desta dissertação.

Aos meus amigos e colegas, um enorme obrigado pelo apoio, companhia e momentos de diversão durante estes anos, sem eles esta experiência não teria sido a mesma.

Um agradecimento especial à minha família por estar sempre ao meu lado e a apoiar-me para que alcance todos os meus sonhos. As suas palavras de encorajamento e confiança inabalável nas minhas capacidades foram fundamentais para que eu pudesse chegar até aqui.

Por último, agradecer à minha namorada Catarina por me ter apoiado incansavelmente durante os bons e maus momentos. Obrigado por todo o amor e carinho.

RESUMO

A introdução em larga escala dos veículos elétricos representa um passo significativo na redução dos impactos ambientais associados à mobilidade, diminuindo as emissões de gases com efeito de estufa. Contudo, essa transição energética e a consequente necessidade de carregamento, apresentam desafios para a rede de distribuição elétrica.

Neste contexto, esta dissertação tem como objetivo analisar os impactos do aumento progressivo do carregamento dos veículos elétricos na rede de distribuição elétrica no concelho de Lisboa, ao nível dos 60 kV, modelada com base nas características dos seus componentes. Utilizaram-se dados reais do consumo horário dos primeiros quatro dígitos dos códigos postais, permitindo a elaboração dos diagramas de carga das subestações e a aplicação de um algoritmo genético para a sua melhoria. Para modelar os diagramas de carga dos veículos elétricos, foram considerados dados reais de consumo médio, duração média e medições de pontos de carregamento da rede MOBI.E. Além disso, realizou-se a associação das potências de consumo dos carregamentos dos veículos elétricos aos respetivos códigos postais e subestações correspondentes.

Os resultados evidenciam a ocorrência de sobrecargas, picos de consumo e perdas significativas, comprometendo a operação da rede. Em contrapartida, a magnitude da tensão mantém-se estável devido à existência de geração suficiente.

Palavras-Chave: Transição Energética, Veículos Elétricos, Algoritmo Genético, Impactos na Rede de Distribuição Elétrica.

ABSTRACT

The large-scale introduction of electric vehicles represents a significant step in reducing environmental impacts, decreasing greenhouse gas emissions. However, this energy transition and the consequent need to charge electric vehicles present challenges for the electrical distribution network.

In this context, this dissertation aims to analyze the impacts of the progressive increase in electric vehicle charging on the electric distribution grid in the municipality of Lisbon, at the 60 kV level, modeled based on the characteristics of its components. Real data on the hourly consumption of the first four digits of postal codes were used, allowing for the development of load diagrams for substations and the application of a genetic algorithm for their improvement. To model the load diagrams for electric vehicles, real data on average consumption, average duration, and measurements from charging points in the MOBI.E network were considered. Moreover, the association of the charging power of electric vehicles with their respective postal codes and corresponding substations was carried out.

The results show the occurrence of overloads, consumption peaks and significant losses, compromising the operation of the grid. On the other hand, the voltage magnitude remains stable due to the existence of sufficient generation.

Keywords: Energy Transition, Electric Vehicles, Genetic Algorithm, Impacts on the Electric Distribution Network.

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Motivação	1
1.2	Objetivos	3
1.3	Estrutura do documento	4
2	ENQUADRAMENTO E TRABALHOS RELACIONADOS	7
2.1	Modelização do Carregamento de Veículos Elétricos.....	7
2.1.1	Classificação de Veículos Elétricos.....	7
2.1.2	Modos de Carregamento.....	10
2.1.3	Gestão do Carregamento de Veículos Elétricos	11
2.2	Impactos do Carregamento de Veículos Elétricos na Rede Elétrica	17
2.2.1	Sobrecargas e Picos de Consumo	17
2.2.2	Níveis de tensão e desequilíbrio de fases	22
2.2.3	Quedas de tensões.....	24
2.2.4	Perdas de energia	24
2.2.5	Injeções de Harmónicas	27
2.2.6	Variações na frequência	31
2.3	Metodologia para os Cálculos dos Fluxos de Potências na Rede Elétrica.....	31
2.3.1	Método de Newton-Raphson	32
2.3.2	Fluxo de Potências aplicando o Método de Newton-Raphson.....	33

2.4	Portal Open Data da E-REDES.....	37
2.5	Discussão.....	37
3	METODOLOGIA.....	39
3.1	Algoritmo de Distâncias Geográficas.....	39
3.1.1	Fórmula de Haversine.....	41
3.1.2	Fontes de Incertezas na Associação dos Códigos Postais às Subestações.....	42
3.2	Obtenção e Validação dos Diagramas de Carga das Subestações.....	42
3.3	Método para a Melhoria dos Diagramas de Carga Obtidos.....	44
3.3.1	Descrição dos Elementos Constituintes do Algoritmo Genético.....	45
3.3.2	Parâmetros de Inicialização do Algoritmo Genético.....	47
3.3.3	Estrutura e Funcionamento do Algoritmo Genético.....	48
3.4	Modelação dos Diagramas de Carga dos Veículos Elétricos.....	51
3.4.1	Modelo Probabilístico de Veículos Elétricos.....	51
3.4.2	Associação da Potência de Consumo dos Veículos Elétricos por Código Postal às Subestações.....	52
3.5	Modelo da Rede Elétrica.....	53
3.5.1	Geradores.....	53
3.5.2	Barramentos.....	53
3.5.3	Linhas.....	54
3.6	Análise do Impacto Introduzido pelo Carregamento de Veículos Elétricos na Rede de Distribuição Elétrica de Lisboa.....	56
4	RESULTADOS E ANÁLISE.....	57
4.1	Caracterização do Caso de Estudo.....	57
4.2	Resultados.....	57
4.2.1	Algoritmo das Distâncias Geográficas.....	57
4.2.2	Obtenção e Validação dos Diagramas de Carga das Subestações.....	59
4.2.3	Método para a Melhoria dos Diagramas de Carga Obtidos.....	62

4.2.4	Modelação dos Diagramas de Carga dos Veículos Elétricos	67
4.2.5	Análise do Impacto Introduzido pelo Carregamento de Veículos Elétricos na Rede de Distribuição Elétrica de Lisboa	69
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	79
5.1	Revisão Geral	79
5.2	Contribuições Originais.....	81
5.3	Trabalhos Futuros	82
6	BIBLIOGRAFIA.....	83
A	INFORMAÇÃO COMPLEMENTAR À METODOLOGIA.....	91
B	RESULTADOS COMPLEMENTARES	99

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 2.1 - CLASSIFICAÇÃO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS (ADAPTADO DE [8]).....	7
FIGURA 2.2 - ARQUITETURA DE ESTRATÉGIAS DESCENTRALIZADAS (ADAPTADO DE [22]).	11
FIGURA 2.3 - ARQUITETURA DE ESTRATÉGIAS CENTRALIZADAS (ADAPTADO DE [22]).	14
FIGURA 2.4 - REDE ELÉTRICA.....	33
FIGURA 3.1 - FLUXOGRAMA DA METODOLOGIA APRESENTADA.....	39
FIGURA 3.2 - EXEMPLO ILUSTRATIVO DO MAPA DA DISTRIBUIÇÃO DE ALGUNS CÓDIGOS POSTAIS (AZUL) E DAS 22 SUBESTAÇÕES DE 60 KV DO CONCELHO DE LISBOA (VERMELHO).....	40
FIGURA 3.3- FLUXOGRAMA DO ALGORITMO GENÉTICO.	50
FIGURA 4.1 - DIAGRAMAS DE CARGA DE DUAS SUBESTAÇÕES. LINHA VERMELHA - DADOS DO PORTAL OPEN DATA. LINHA AZUL - DADOS DE REFERÊNCIA.....	60
FIGURA 4.2 - DIAGRAMA DE DARGA DA SUBESTAÇÃO VALE ESCURO. LINHA VERMELHA - DADOS DO PORTAL OPEN DATA. LINHA AZUL - DADOS DE REFERÊNCIA.....	60
FIGURA 4.3 - DIAGRAMAS DE CARGA DE DUAS SUBESTAÇÕES APÓS APLICAÇÃO DO ALGORITMO GENÉTICO. LINHA VERMELHA - DADOS DO PORTAL OPEN DATA. LINHA AZUL - DADOS DE REFERÊNCIA.....	63
FIGURA 4.4 - DIAGRAMA DE CARGA DA SUBESTAÇÃO VALE ESCURO APÓS APLICAÇÃO DO ALGORITMO GENÉTICO. LINHA VERMELHA - DADOS DO PORTAL OPEN DATA. LINHA AZUL - DADOS DE REFERÊNCIA. .	63
FIGURA 4.5 - EXEMPLO DO CONSUMO DE POTÊNCIA DE VEÍCULOS ELÉTRICOS NUM DETERMINADO MÊS.	68
FIGURA 4.6 - DIAGRAMA DE CARGA DA SUBESTAÇÃO SÃO CIRO COM OS DADOS DO PORTAL OPEN DATA, EVIDENCIANDO O CONSUMO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS ASSOCIADO. LINHA VERMELHA: SEM O CONSUMO DOS VES. LINHA VERDE: COM O CONSUMO DOS VES.	68
FIGURA 4.7 - VARIAÇÃO INTRADIÁRIA DA CARGA DA SUBESTAÇÃO SÃO CIRO, NO PERÍODO DE 26 A 29 DE JUNHO, COM OS DADOS DO PORTAL OPEN DATA, EVIDENCIANDO O CONSUMO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS ASSOCIADO. LINHA VERMELHA: SEM O CONSUMO DOS VES. LINHA VERDE: COM O CONSUMO DOS VES.	69
FIGURA 4.8 - MODELO DA REDE OBTIDO ATRAVÉS DO <i>PANDAPOWER</i> [69].	69

FIGURA 4.9 - FLUXO DE POTÊNCIA DA REDE BASE NO DIA 30 DE SETEMBRO DE 2023 ÀS 23:00 HORAS, EVIDENCIANDO OS NÍVEIS DE TENSÃO E A SOBRECARGA PERCENTUAL DAS LINHAS OBTIDO ATRAVÉS DO PANDAPOWER [69].	70
FIGURA 4.10 - SOBRECARGA DA LINHA SETE RIOS - PALHAVÃ 1 EM FUNÇÃO DO AUMENTO DO CARREGAMENTO DOS VES.	71
FIGURA 4.11 - SOBRECARGA DA LINHA PS MOSCAVIDE - GAGO COUTINHO EM FUNÇÃO DO AUMENTO DO CARREGAMENTO DOS VES.	71
FIGURA 4.12 - SOBRECARGA DA LINHA PS CARRICHE - ALAMEDA EM FUNÇÃO DO AUMENTO DO CARREGAMENTO DOS VES.	72
FIGURA 4.13 - PERDAS DA LINHA PS MOSCAVIDE - GAGO COUTINHO EM FUNÇÃO DO AUMENTO DO CARREGAMENTO DOS VES.	73
FIGURA 4.14 - PERDAS DA LINHA PS CARRICHE - PARQUE EM FUNÇÃO DO AUMENTO DO CARREGAMENTO DOS VES.	74
FIGURA 4.15 - PERDAS DA LINHA PS CARRICHE - ALAMEDA EM FUNÇÃO DO AUMENTO DO CARREGAMENTO DOS VES.	74
FIGURA 4.16 - VARIAÇÃO DA TENSÃO (<i>p. u.</i>) AO LONGO DO TEMPO EM GAGO COUTINHO EM FUNÇÃO DO AUMENTO DO CARREGAMENTO DOS VES. LINHA AZUL - 0X. LINHA VERDE - 10X. LINHA VERMELHA - 20X. LINHA LARANJA - 30X.	76
FIGURA 4.17 - VARIAÇÃO DA TENSÃO (<i>p. u.</i>) AO LONGO DO TEMPO NA ALAMEDA EM FUNÇÃO DO AUMENTO DO CARREGAMENTO DOS VES. LINHA AZUL - 0X. LINHA VERDE - 10X. LINHA VERMELHA - 20X. LINHA LARANJA - 30X.	77
FIGURA A. 1 - CÓDIGO IMPLEMENTADO NO ALGORITMO DAS DISTÂNCIAS PARA ACESSO À API DOS CTT.	91
FIGURA B. 1 - DIAGRAMAS DE CARGA DAS DIFERENTES SUBESTAÇÕES APÓS APLICAÇÃO DO ALGORITMO GENÉTICO. LINHA VERMELHA - DADOS DO PORTAL OPEN DATA. LINHA AZUL - DADOS DE REFERÊNCIA.	104

ÍNDICE DE TABELAS

TABELA 2.1 - MODOS DE CARREGAMENTOS DOS VEÍCULOS ELÉTRICOS (ADAPTADO DE [20]).	10
TABELA 2.2 - EFEITOS DAS HARMÓNICAS EM ALGUNS EQUIPAMENTOS ([61], [62]).	27
TABELA 3.1 - GERADORES DO MODELO DA REDE ELÉTRICA.	53
TABELA 3.2 - BARRAMENTOS DO MODELO DA REDE ELÉTRICA.	53
TABELA 3.3 - TIPOS DE CABOS DO MODELO DA REDE ELÉTRICA.	55
TABELA 4.1 - MAPEAMENTO DA DISTRIBUIÇÃO DOS CÓDIGOS POSTAIS (%) PRESENTES NO PORTAL OPEN DATA PARA CADA SUBESTAÇÃO, OBTIDOS ATRAVÉS DO ALGORITMO DAS DISTÂNCIAS.	58
TABELA 4.2 - RMSE (kW) OBTIDO PELO ALGORITMO DAS DISTÂNCIAS.	61
TABELA 4.3 - COMPARAÇÃO DE RMSE (kW) ENTRE AS DIFERENTES SUBESTAÇÕES UTILIZANDO OS DIFERENTES ALGORITMOS.	64
TABELA 4.4 - EXEMPLO DA EVOLUÇÃO DO RMSE MÉDIO (kW) AO LONGO DAS GERAÇÕES PARA DIFERENTES SIMULAÇÕES, COM UMA TAXA DE MUTAÇÃO DE 100%.	65
TABELA 4.5 - MÉDIA DOS PONTOS DE CARREGAMENTO EM USO POR DIA, NO ANO DE 2023, NO CONCELHO DE LISBOA.	67
TABELA A.1- CARACTERÍSTICAS DAS LINHAS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO ELÉTRICA DO CONCELHO DE LISBOA AO NÍVEL DOS 60 kV (ADAPTADO DE [76], [77]).	92
TABELA B.1 - ESTATÍSTICAS DESCRITIVAS DAS SOBRECARGAS (%) NAS LINHAS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO ELÉTRICA PARA DIFERENTES FATORES DE AUMENTO DA CARGA DOS VEÍCULOS ELÉTRICOS, UTILIZANDO OS DADOS DO PORTAL OPEN DATA.	104
TABELA B.2 - ESTATÍSTICAS DESCRITIVAS DAS PERDAS (%) FACE À CAPACIDADE DAS LINHAS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO ELÉTRICA PARA DIFERENTES FATORES DE AUMENTO DA CARGA DOS VEÍCULOS ELÉTRICOS, UTILIZANDO OS DADOS DO PORTAL OPEN DATA.	116
TABELA B.3 - ESTATÍSTICAS DESCRITIVAS DAS PERDAS GLOBAIS (%) DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO ELÉTRICA PARA DIFERENTES FATORES DE AUMENTO DA CARGA DOS VEÍCULOS ELÉTRICOS, UTILIZANDO OS DADOS DO PORTAL OPEN DATA.	127

SIGLAS E ABREVIATURAS

AC	Corrente Alternada
BEV	Veículo Elétrico a Bateria
CCC	Centro de Controlo Central
CP	Código Postal
DAM	Mercado do Dia Seguinte
DC	Corrente Contínua
DLOC	Carregamento Otimizado de Duas Camadas
FCEV	Veículo Elétrico de Célula de Combustível
GEE	Gases com Efeito de Estufa
GR	Gerador de Energia Renovável
HEV	Veículo Elétrico Híbrido
HST	Ponto Mais Quente
INE	Instituto Nacional de Estatística
NR	Newton-Raphson
ORD	Operador da Rede de Distribuição
ORT	Operador da Rede de Transporte
PEV	Veículo Elétrico <i>Plug-in</i>
PHEV	Veículo Elétrico Híbrido <i>Plug-in</i>
PTD	Posto de Transformação de Distribuição
REEV	Veículo Elétrico de Alcance Estendido
RMSE	<i>Root Mean Square Error</i>
RTM	Mercado em Tempo Real
SOC	Estado de Carga

TDH	Taxa de Distorção Harmónica
TOT	Temperatura do Óleo Superior
V2G	<i>Vehicle to Grid</i>
VE	Veículo Elétrico

INTRODUÇÃO

O presente capítulo contém o enquadramento e motivação subjacentes ao tema abordado na dissertação, os objetivos a serem alcançados e uma visão geral da estrutura do documento.

1.1 Motivação

Atualmente, o panorama energético apresenta desafios significativos, sendo o sistema elétrico um dos grandes responsáveis pela origem de emissões de Gases com Efeito de Estufa (GEE) na União Europeia. Nos últimos anos, a queima de combustíveis fósseis tem contribuído para níveis alarmantes de emissões, agravando os desafios associados às mudanças climáticas. Diversos gases com efeito de estufa, como o dióxido de azoto (NO_2) e o dióxido de carbono (CO_2), derivam principalmente da queima de combustíveis fósseis, sendo este último o gás com efeito estufa preponderante, representando 70,9% do total de emissões no ano de 2022 em Portugal. Além disso, de acordo com dados do Instituto Nacional de Estatística (INE), o consumo de combustíveis no transporte rodoviário registou um aumento 6,1% relativamente ao ano de 2021, atingindo 5,6 milhões de toneladas equivalentes de petróleo, contribuindo o gasóleo com 78,0% do consumo total de combustíveis para o mesmo ano em Portugal [1].

Neste sentido, cada vez mais se enfatiza a necessidade de iniciativas que promovam a transição para fontes de energia mais sustentáveis e a redução das emissões poluentes associadas às atividades humanas, em vista a mitigar os impactos ambientais e promover um futuro sustentável. Por isso, novas tecnologias que visam promover a redução de gases com efeito de estufa têm sido desenvolvidas em resposta a tratados internacionais como o Acordo de

Paris [2], Pacote de Energia Limpa para todos os Europeus [3], o Plano Nacional Energia e Clima 2030 [4] ou o Protocolo de Quioto [5] de modo a impulsionar a mobilidade sustentável [6].

Portugal assumiu também o compromisso da transição energética, reconhecendo a importância vital das questões climáticas e a necessidade de uma abordagem mais sustentável em ordem a um futuro ambientalmente estável. Diversas metas têm sido propostas, tais como as delineadas no Plano Nacional Energia e Clima para o período de 2021-2030, que visam "*promover a descarbonização da economia e a transição energética visando a neutralidade carbónica em 2050*" [4] ou a redução de GEE pelo menos de 40% até 2030 relativamente ao ano de 1990, como mencionado no Pacote de Energia Limpa para todos os Europeus [3]. Sendo assim, a introdução de energias renováveis assume um papel crucial na busca por soluções mais sustentáveis e eficientes em termos energéticos.

Nesse contexto, a transição para Veículos Elétricos (VEs) apresenta-se como parte integrante da solução para alcançar essas metas e impulsionar a sustentabilidade a longo prazo, proporcionando uma alternativa aos veículos convencionais. Estes acabam por ser mais eficientes que os veículos baseados em motores a combustão interna apresentando uma dependência mais baixa do petróleo [7]. Para além disso, uma vez que a energia elétrica apresenta um custo menor comparativamente ao petróleo em determinados contextos, a utilização de um veículo elétrico poderá tornar-se economicamente mais viável [8].

Vários estudos observaram que a adoção de veículos elétricos acarreta vantagens ambientais substanciais, evidenciando que a promoção desses veículos é uma estratégia eficaz para controlar as emissões provenientes do tráfego rodoviário e melhorar a qualidade do ar nas áreas urbanas, uma vez que não emitem gases poluentes [9]. Vale a pena ressaltar que mesmo os veículos elétricos que incorporam um modo de funcionamento híbrido, utilizando tanto combustíveis fósseis quanto eletricidade, ainda demonstram um impacto ambiental inferior quando comparados aos veículos tradicionais. Mas não só a poluição ambiental é um ponto crucial nas vantagens de motores elétricos, como também a diminuição da poluição acústica. Sendo a velocidade um fator determinante no ruído sonoro causado, em regiões urbanas densamente povoadas, onde a velocidade média é frequentemente reduzida devido ao congestionamento do tráfego, os veículos elétricos minimizam o impacto acústico comparativamente aos veículos convencionais [8], [10]. Adicionalmente, a conveniência proporcionada pelo carregamento residencial dos veículos contribui para um maior conforto aos utilizadores [8].

A introdução de veículos elétricos poderia resultar numa significativa redução das emissões de CO₂ em comparação com os veículos de combustão interna. Por exemplo, segundo Teixeira e Sodré [11], estas poderiam ser de 10 a 26 vezes inferiores às dos veículos de

combustão interna em termos de operação, representando uma potencial diminuição de até 5600 toneladas de CO₂ por ano na cidade de Sete Lagoas, no Brasil. Esses resultados, centrados em amostras mais restritas, destacam já a eficácia dos veículos elétricos em contribuir para a mitigação das emissões de gases com efeito estufa, enfatizando um impacto ainda maior se fosse extrapolado para escalas mais amplas. De acordo com [12] existem projeções indicando que estes podem atingir cerca de 2 mil milhões de veículos até 2050, auxiliando deste modo, no processo de descarbonização do transporte rodoviário.

Promovendo diversos tratados em vigor, existem variadas iniciativas financeiras por parte da União Europeia, com o intuito de estimular a adoção de veículos elétricos. A última versão do relatório "Ambiente na Europa - Estado e perspetivas" identificou uma série de medidas em vigor para impulsionar a transição para veículos elétricos, que se encontram já implementadas em múltiplos países, abrangendo carregamentos gratuitos em postos públicos, isenções de portagens, incentivos para metas de venda por parte dos fabricantes ou para a instalação de carregadores domésticos, entre outras [13]. Também Portugal, por exemplo, por meio do Fundo Ambiental, se encontra alinhado com as estratégias europeias para impulsionar a transição para veículos de emissões nulas. São oferecidos incentivos monetários para aquisições de veículos elétricos ou instalações de pontos de carregamento em condomínios multifamiliares, evidenciando o compromisso do país em promover soluções sustentáveis e ambientalmente mais favoráveis [14].

Contudo, esta expansão de energias renováveis e da integração de VEs na rede elétrica acarreta diversos desafios quando comparados com os métodos convencionais de distribuição e gestão de energia, dificultando a sua implementação. Para além disso, a grande concentração populacional registada nas grandes cidades, como Lisboa, provoca uma aglomeração de carregamento de veículos elétricos em áreas relativamente reduzidas. Uma vez que são introduzidas novas incertezas que podem aumentar significativamente a pressão na rede, devido a horários de carregamento simultâneos coincidentes com as horas de pico de consumo, elevadas exigências provenientes do aumento de carga, quedas de tensão, aumento de perdas, entre outras [15], [16].

1.2 Objetivos

No seguimento do mencionado anteriormente, o objetivo principal deste trabalho consiste em avaliar o impacto introduzido pelo carregamento de veículos elétricos na rede de distribuição elétrica de Lisboa. Com base na modelação dos perfis de consumo de energia das

subestações de 60 kV do Operador de Rede de Distribuição (ORD) Português e dados estatísticos acerca dos veículos elétricos no concelho de Lisboa, os objetivos específicos do presente trabalho são:

1. Desenvolver uma metodologia que permita estabelecer uma associação entre a carga dos Códigos Postais (CPs) e as subestações, referentes à zona de Lisboa;
2. Com base no consumo energético de cada código postal disponibilizado pelo portal Open Data da E-REDES [17], projetar e validar os diagramas de carga específicos para cada subestação;
3. Desenvolvimento de um modelo para a criação dos perfis de consumo de veículos elétricos com base nos dados retirados da rede MOBI.E [18]. Assim como a associação das potências de consumo dos carregamentos de VEs aos respetivos códigos postais e, conseqüentemente, às subestações correspondentes;
4. Implementação de um modelo para a simulação da rede elétrica de Lisboa;
5. Análise dos impactos correspondentes na rede de distribuição de energia elétrica de Lisboa.

1.3 Estrutura do documento

O presente documento encontra-se organizado da seguinte forma:

- **Capítulo 1** - Introdução: é realizada uma introdução ao tema que se deseja abordar, apresentando o enquadramento, a motivação e objetivos que se pretendem alcançar;
- **Capítulo 2** - Estado da Arte: é descrita uma revisão da literatura sobre os temas principais deste trabalho, a modelação do carregamento de veículos elétricos e o impacto destes na rede elétrica;
- **Capítulo 3** - Metodologia: é descrita a metodologia utilizada para a análise do impacto introduzido pelo carregamento de veículos elétricos na rede de distribuição elétrica de Lisboa, particularizando o desenvolvimento de um algoritmo para a obtenção dos diagramas de carga das subestações, a validação da metodologia, o desenvolvimento de um algoritmo genético e do modelo dos diagramas de carga dos veículos elétricos assim como da rede elétrica;
- **Capítulo 4** - Resultados e Análise: é apresentado o caso de estudo considerado e realizada a análise dos respetivos resultados.

- **Capítulo 5** - Considerações Finais: consiste na revisão geral do trabalho desenvolvido, nas suas principais contribuições para a comunidade científica e operador da rede elétrica, sugerindo, por último, trabalhos futuros relacionados com o tema.

ENQUADRAMENTO E TRABALHOS RELACIONADOS

Este trabalho foca-se na análise do impacto do carregamento de veículos elétricos na rede de distribuição de Lisboa, pelo que o presente capítulo apresenta o respetivo enquadramento, bem como uma revisão da literatura existente.

2.1 Modelização do Carregamento de Veículos Elétricos

Esta primeira secção diz respeito ao tipo de veículos elétricos existentes, modos de carregamento e às estratégias utilizadas para modelar o carregamento destes.

2.1.1 Classificação de Veículos Elétricos

Os veículos elétricos podem ser classificados com base em cinco categorias distintas, considerando a sua tecnologia e configuração de motor, tal como se pode visualizar na Figura 2.1.

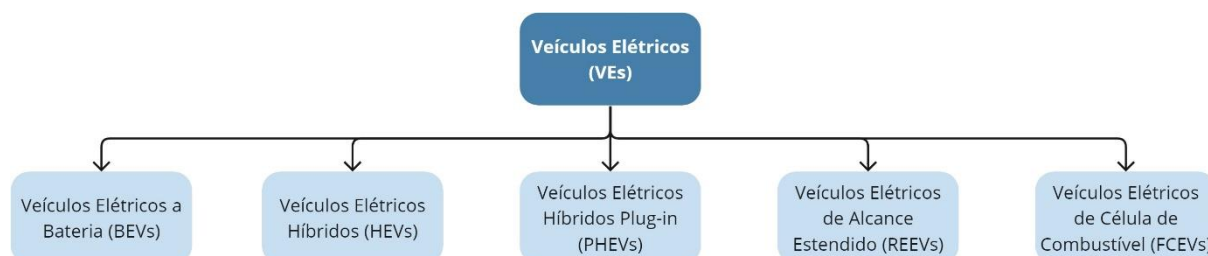


Figura 2.1 - Classificação de veículos elétricos (Adaptado de [8]).

2.1.1.1 Veículos Elétricos a Bateria (BEVs)

Os BEVs são veículos elétricos impulsionados exclusivamente por um motor elétrico que utiliza a eletricidade armazenada numa bateria. Para recarregar, geralmente conectam-se a estações de recarregamento na rede elétrica local, destacando-se pela sua eficiência

energética, ao converter aproximadamente 80% ou mais da energia da bateria em movimento. O sistema de travagem é frequentemente regenerativo proporcionando ganhos adicionais de eficiência, auxiliando a manter a bateria do veículo carregada, uma vez que convertem em eletricidade a maior parte da energia que se perde como calor através da travagem. Devido à ausência de emissões, são considerados os veículos elétricos mais benéficos ecologicamente, possuindo ainda a capacidade de serem recarregados em casa, apresentando baixo ruído. No entanto, enfrentam desafios como a limitada disponibilidade de estações de carregamento, longos tempos de recarga e autonomia limitada [8], [19].

2.1.1.2 Veículos Elétricos Híbridos (HEVs)

Os HEVs são veículos elétricos híbridos e constituem uma categoria de veículos que integram tanto um motor elétrico quanto um motor de combustão interna. O motor de combustão interna auxilia o motor elétrico em velocidades mais elevadas ou quando é necessária uma maior potência, não podendo ser recarregados através da rede elétrica. Em vez disso, estes veículos recorrem à travagem regenerativa para poder recarregar a bateria, tornando os HEVs predominantemente dependentes do motor convencional para a sua alimentação. Estes veículos híbridos proporcionam uma abordagem tecnologicamente mais avançada, otimizando a eficiência do combustível e reduzindo significativamente as emissões, contrariamente aos veículos convencionais. As baterias tendem a ser mais caras do que nos BEVs em termos de preço por kWh, pelo facto de os HEVs necessitarem de um desempenho maior em termos de relação entre potência e energia. Apesar de possuírem uma alta eficiência, em contrapartida aos BEVs, os HEVs tendem a produzir mais ruído durante o funcionamento sendo dependentes do consumo de combustível [8], [19].

2.1.1.3 Veículos Elétricos Híbridos *Plug-in* (PHEVs)

De forma semelhante aos HEVs, os PHEVs são veículos elétricos equipados com um motor elétrico e um motor de combustão interna, sendo projetados para operar de forma independente ou simultânea. Contudo, a sua bateria pode ser recarregada na rede elétrica e o motor de combustão apoia o motor elétrico em situações que necessitem de uma potência de operação elevada ou quando o Estado de Carga, do termo em língua inglesa *State of Charge* (SOC), da bateria se encontra em baixo. A autonomia elétrica destes veículos é superior à dos HEVs mas geralmente inferior à dos BEVs, devido às baterias terem capacidades menores, uma vez que são projetadas para deslocações mais curtas, como por exemplo em zonas urbanas. No entanto, o motor de combustão interna contribui para uma autonomia total mais elevada,

sendo utilizado em viagens mais longas. O desempenho ambiental dos PHEVs varia consoante o seu modo de operação e no modo totalmente elétrico, as emissões produzidas por estes veículos são nulas, mas a dependência do motor de combustão interna resulta em níveis de emissões equiparáveis aos motores convencionais. Contudo, tal como os BEVs, a sua sustentabilidade ambiental encontra-se intrinsecamente ligada à proporção de energia proveniente de fontes renováveis na rede elétrica. Os PHEVs normalmente utilizam ambos os motores para otimizar a eficiência e a autonomia [8], [19].

2.1.1.4 Veículos Elétricos de Alcance Estendido (REEVs)

Os REEVs representam uma categoria de veículos elétricos que incorpora características tanto de um BEV como de um PHEV. Beneficiando de uma bateria de maior capacidade relativamente aos PHEVs, podem ser conduzidos de forma totalmente elétrica para deslocamentos de curta distância e, ao mesmo tempo, têm a capacidade de percorrer longas distâncias sem a necessidade de recarregar a bateria, utilizando exclusivamente o motor elétrico. Quando a bateria descarrega, possuem um pequeno motor de combustão interna responsável por gerar eletricidade para alimentar o motor elétrico, atuando como um gerador e prolongando assim a autonomia do veículo. Além disso, a bateria pode ser recarregada a partir da rede, sendo o motor elétrico o único responsável por alimentar diretamente o veículo. Uma vantagem adicional é que o motor de combustão é pequeno, o que não diminui apenas o peso do veículo, mas também contribui para otimizar a autonomia. A sua utilização só é necessária quando o veículo ultrapassa a autonomia elétrica, maximizando a eficiência do sistema. Estes veículos elétricos possuem também vantagens ambientais significativas em comparação aos veículos convencionais, contribuindo para a redução de emissões. Tanto os REEVs como os PHEVs, superam o desafio da autonomia limitada dos BEVs já que podem ser abastecidos em postos de combustível convencionais [8], [19].

2.1.1.5 Veículos Elétricos de Célula de Combustível (FCEVs)

Os FCEVs são veículos elétricos inovadores que operam através de eletricidade, sem a necessidade de uma bateria incorporada. Em vez disso, a energia elétrica é armazenada numa pilha de células de combustível. Estes veículos funcionam com base na reação do hidrogénio com o oxigénio para gerar energia, resultando na produção de vapor de água. O seu reabastecimento é um processo rápido, ocorrendo em uma questão de minutos, e apresentam uma maior autonomia comparativamente aos BEVs, equiparando-se à autonomia de um veículo convencional. No entanto, ainda existem diversos obstáculos relacionados ao abastecimento

de hidrogénio e custos associados, representando uma barreira à proliferação deste tipo de veículos [8], [19].

2.1.2 Modos de Carregamento

Existem tipicamente quatro modos de carregamento de veículos elétricos cujas características se encontram apresentadas na Tabela 2.1. Normalmente, o carregamento lento utiliza uma tomada de Corrente Alternada (CA) monofásica de 230 V e até 16 A, enquanto o carregamento rápido utiliza uma tomada CA monofásica ou trifásica com uma corrente até 63 A [21]. O modo 1 permite o recarregamento do veículo utilizando tomadas e cabos domésticos. O modo 2 também faz uso de uma tomada convencional, porém, utiliza um cabo de carregamento específico fornecido pelo fabricante do veículo. Já o modo 3, requer uma tomada especial e um circuito exclusivo para possibilitar o carregamento em níveis de potência mais elevados. Por fim, o modo 4, que considera alimentação em Corrente Contínua (CC) possui um conversor de corrente CA-CC localizado no equipamento de carregamento, em vez de no interior do veículo como nos restantes modos [19], [21].

Tabela 2.1 - Modos de carregamentos dos veículos elétricos (Adaptado de [20]).

Modo	Potências de Carregamento	Tipo	Localizações
1	3,3 - 11 kW	Lento em Corrente Alternada	Residências
2	3,3-22 kW	Lento em Corrente Alternada	Residências
3	10-50 kW	Lento e Rápido em Corrente Alternada	Residências com tomadas especiais e postes de carregamento público
4	>50 kW	Rápido em Corrente Contínua	Áreas de serviço em autoestradas e estações de carregamento em áreas urbanas

2.1.3 Gestão do Carregamento de Veículos Elétricos

Em vista a obter vantagens técnicas e económicas, existem estratégias de coordenação de carregamento que permitem aos utilizadores e operadores de rede a oportunidade de gerir o carregamento de VEs. Estas estratégias têm como objetivo final uma integração mais eficaz de VEs na rede elétrica, minimizando os seus impactos e proporcionando benefícios significativos aos utilizadores, ou seja, uma melhor gestão de consumo e objetivos económicos. Deste modo, segundo [22] estas estratégias de coordenação de carregamento podem ser implementadas segundo duas arquiteturas distintas: as centralizadas e as descentralizadas.

2.1.3.1 Estratégias Descentralizadas

Neste tipo de abordagem, não existe uma unidade de controlo central. Cada utilizador do veículo elétrico pode, em qualquer altura, selecionar o próprio intervalo de tempo e potência para o carregamento, tal como se pode observar na Figura 2.2. Embora as decisões da quantidade de carga e em que momento realizar o carregamento, digam respeito unicamente ao utilizador, existem diversas maneiras de influenciar essas escolhas, tais como através de sinais de controlo ou alterações de preços fornecidos por um operador. Deste modo, cada proprietário do veículo elétrico tenta procurar de forma independente como otimizar o custo do carregamento [22]. Nesse sentido diversas metodologias descentralizadas de coordenação de carregamento foram propostas.

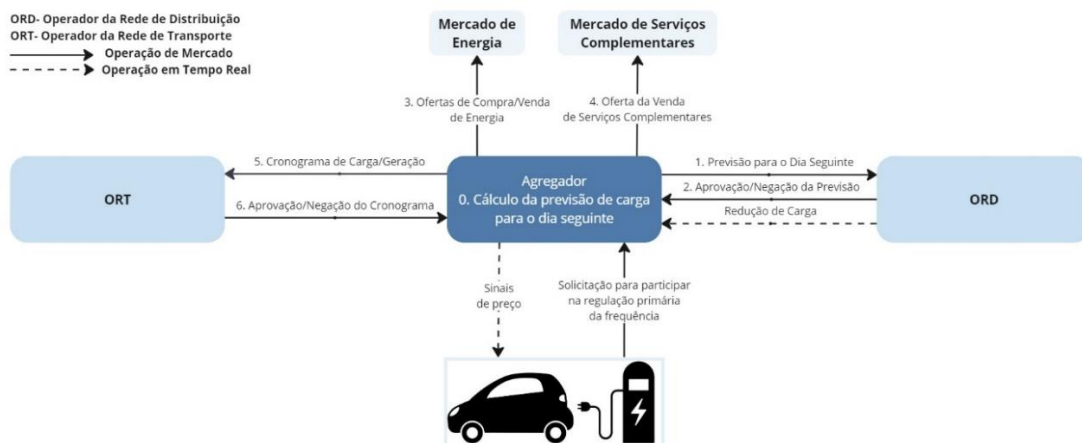


Figura 2.2 - Arquitetura de estratégias descentralizadas (Adaptado de [22]).

Um estudo realizado por Wang et al. [23] investigou as quedas de tensão causadas pelo carregamento de VEs num sistema de distribuição de 17 barramentos. Este artigo

apresenta um sistema de controlo de tensão em dois níveis para regular eficientemente redes de distribuição de baixa tensão, com foco na otimização do uso de carregadores de VEs. No nível superior, é utilizado um controlo de tensão distribuído que coordena os carregadores de VEs para a regulação de tensão, através de um algoritmo de consenso. Este algoritmo partilha informações entre os carregadores disponíveis, assegurando que a carga é distribuída de forma equilibrada entre estes. No nível inferior, um alocador de potência localizado determina as saídas de potência real e reativa, levando em consideração os limites e requisitos de cada carregador. Este alocador decide se o VE opera no modo *Vehicle to Grid* (V2G), onde o controlo de tensão é aplicado em caso de violações nos limites ou no modo de carregamento máximo. Os carregadores de VEs são simplificados como fontes de corrente controlada e os VEs são modelados para operar com um SOC entre 10% e 90% para preservar a vida útil da bateria. Ao conectar um VE, as informações do utilizador, como horário de chegada, horário estimado de partida e SOC inicial são registadas. O sistema completo visa manter as tensões na rede dentro dos limites permitidos, contribuindo para uma regulação eficaz da tensão. Os resultados obtidos através da simulação permitiram validar a eficácia do método proposto para assegurar a regulação da tensão da rede dentro dos limites estabelecidos [23].

O artigo de Zhongjin Ma et al. [24] apresenta outro método descentralizado para a coordenação eficiente do carregamento de Veículos Elétricos *Plug-in* (PEVs), com o objetivo de otimizar os custos e minimizar os impactos na rede elétrica. Nesta abordagem, o processo pode-se dividir essencialmente em três etapas distintas. Inicialmente, cada utilizador do PEV autonomamente, ajusta a sua estratégia de carregamento com base num perfil comum de preços de energia. De seguida, este perfil é ajustado tendo em conta as últimas estratégias de carregamento determinadas pelos PEVs. Por fim, estas duas etapas de determinação de estratégia de carregamento e atualização de perfil de preços são iteradas até que a variação seja negligenciável, indicando que se atingiu a estabilidade. Sendo assim, quando a convergência é alcançada, significa que as estratégias de carregamento otimizam os custos globais, indicando que o perfil de preço resultante reflete o custo extra associado à produção adicional de energia na rede [24].

Os autores de [25] apresentam uma proposta de um algoritmo para a gestão coordenada de Geradores de Energia Renovável (GRs) e VEs, anteriormente formulado por estes, como um problema de otimização multiobjetivo. Este algoritmo com base no método de procura A* foi desenvolvido para dar resposta tanto às necessidades dos proprietários dos VEs quanto da rede, minimizando os custos associados ao carregamento, assegurando energia adequada para os deslocamentos e garantindo a estabilidade da rede, com uma distribuição

equilibrada da carga. Cada nó da rede em estudo é representado por um agente, responsável por analisar a função pretendida e comunicar com os restantes que se encontram diretamente ligados a ele. Este método lida com as questões estocásticas associadas aos padrões de viagem dos VEs e à geração de energia renovável, usando uma abordagem estatística que demonstra a relação entre essas variáveis. A análise foi realizada numa rede de distribuição radial, considerando apenas geradores de energia eólica, mas levando em conta as necessidades dos proprietários e da rede. O objetivo principal dos autores consistiu na gestão das baterias dos VEs quando se encontram estacionados em casa considerando o horário de partida de casa, a distância da viagem e o horário de chegada. A análise dos resultados permitiu aos autores concluir que praticamente toda a energia eólica produzida, quando necessária, era absorvida e utilizada pela rede mantendo-se dentro dos seus limites. O que evidencia a existência de uma coordenação eficaz entre os VEs e os GRs, permitindo confirmar a estabilidade da estratégia proposta.

O estudo apresentado por Karfopoulos et al. em [26] propõe uma abordagem de coordenação destinada a otimizar a gestão de carregamentos com o objetivo de obter lucros económicos. O método utilizado é fundamentado num método descentralizado, anteriormente desenvolvido por Gan et al. em [27]. No entanto, estes autores estendem o perfil de carga anteriormente delineado como um fluxo de potência unidirecional, para uma gestão bidirecional, tendo em conta tanto o carregamento como o descarregamento da bateria. É aplicado o método de Decomposição de Bender para calcular a resposta de cada VE aos comandos do agregador, devido à capacidade eficaz do mesmo para resolver problemas de programação não lineares. A função objetivo definida pelos autores permite maximizar os lucros do agregador, através da combinação dos lucros dos mercados de energia, vendas de energia para os utilizadores de VEs, custos da aquisição de energia para os VEs e custos associados à degradação da bateria provenientes das operações de descarga. Ao incorporar o método de Monte Carlo, os autores conseguem lidar com as incertezas associadas à previsão do perfil de mobilidade dos VEs. Ao longo do processo iterativo, o agregador é responsável por emitir sinais de controlo, que determinam as operações de carregamento ou descarregamento. Estes sinais são adaptados com base na diferença entre o perfil real dos veículos e o que se encontrava originalmente como plano para o cronograma do dia seguinte, minimizando o desvio a cada iteração, em vista a alcançar um maior equilíbrio nas próximas previsões. Os utilizadores ajustam as suas ações de acordo com as necessidades, carregando os seus veículos com base no perfil de carregamento mais adequado, conforme os sinais emitidos pelo agregador. O perfil de agendamento de energia do agregador demonstrou aos autores que, durante os

períodos de preço mais acessíveis, existiu um aumento nas solicitações de carregamento. Ao mesmo tempo identificaram situações de descarregamento ao injetar energia na rede, quando esta se encontrava com preços mais elevados. Deste modo, o agregador consegue alcançar lucros aproveitando-se da diferença nos preços para otimizar operações de carregamento e descarregamento da bateria.

2.1.3.2 Estratégias Centralizadas

Na coordenação centralizada, o ORD ou o Operador da Rede de Transporte (ORT) é a entidade responsável pela distribuição do carregamento de VEs, realizando deslocções de carga para horários fora de pico onde o preço de energia se encontra menos elevado. O agregador com base em informações de dias anteriores e das preferências dos utilizadores deve realizar previsões dos perfis de consumo, verificando se os limites estabelecidos pela rede não são ultrapassados. Desta forma, e através da cooperação entre o agregador e os operadores de rede, garante-se uma operação segura da mesma. É também encarregue de recolher dados dos VEs ligados ao sistema em tempo real, tais como a identificação do VE, SOC e prioridades dos utilizadores [22]. Na Figura 2.3 está representado o esquema da arquitetura da estratégia centralizada.

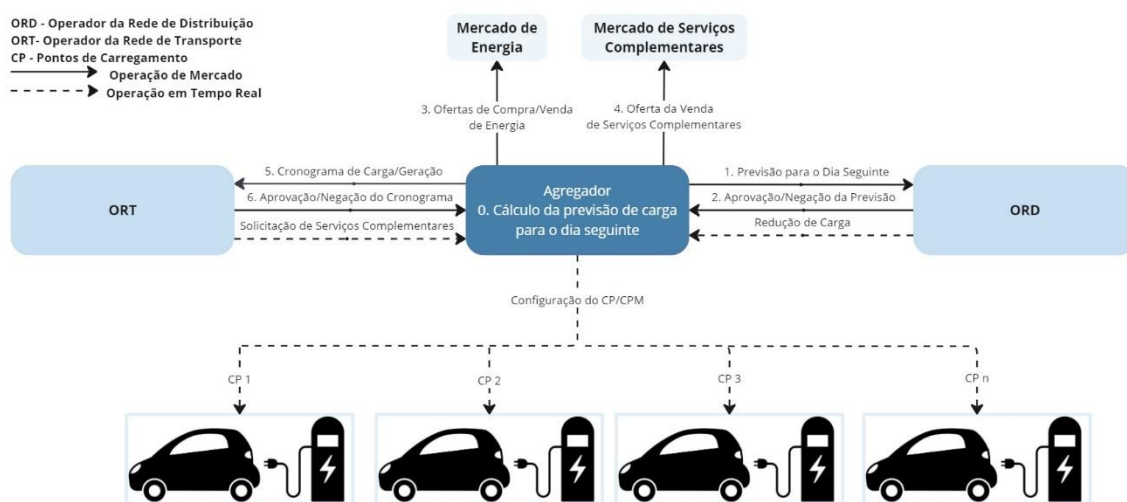


Figura 2.3 - Arquitetura de estratégias centralizadas (Adaptado de [22]).

Como os métodos centralizados na literatura apresentam normalmente meios computacionais exigentes, dispendiosos e escassez de modelos realistas de carregamentos de VEs, acabam por não ser qualificados para lidar com a coordenação de carregamento. Por isso, Zonggen Yi et al. em [28] desenvolveram uma metodologia assente em condições realistas, para otimizar o controlo de carregamento de VEs residenciais, reduzindo a complexidade

computacional e ao mesmo tempo sendo eficiente em cada intervalo de tempo do agregador. Os mesmos assumem um controlo preditivo com horizonte finito, otimizando iterativamente o modelo do sistema em um tempo determinado, em vista a conseguir superar os desafios associadas ao carregamento de VEs residenciais e da restante carga doméstica, em zonas residenciais bastante povoadas. Deste modo, as decisões são realizadas em intervalos de tempo idênticos, onde as informações do sistema são recolhidas e uma estratégia é apresentada para minimizar os custos. Para isso, assumem que quando um veículo é conectado informações como o SOC, horário de partida e chegada encontram-se disponíveis para o agregador. Assim, uma abordagem hierárquica baseada em dois estágios é descrita pelos autores, para atingir os objetivos anteriormente mencionados. Na primeira etapa, o modelo produz as restrições necessárias com base na quantidade de energia total para carregar todos os VEs, tendo em conta as informações do seu carregamento. Na segunda, são resolvidas as equações anteriormente formuladas para calcularem a quantidade exata de energia para cada veículo, de modo que exista uma distribuição eficiente e equilibrada da carga. Os autores realizaram cinco níveis de penetração diferentes cada um com 100.000 residências, segundo um carregamento coordenado e não coordenado, onde se verificou que existiu um deslocamento do pico de carga para horas de menor consumo.

Também Linni Jian et al. em [29] para resolver os problemas associados aos meios computacionais exigentes que resultam do aumento no número de PEVs e estações de carregamento, propõem uma estratégia de Carregamento Otimizado de Duas Camadas, do termo em língua inglesa *Double-Layer Optimal Charging* (DLOC). O principal objetivo consiste em reduzir a variação da carga na rede através da implementação de V2G para otimizar o carregamento e descarregamento de VEs, dentro de uma rede elétrica inteligente. Para uma implementação eficaz, é necessário que o Centro de Controlo Central (CCC) possua informações sobre os postos de carregamento capazes de realizar a operação de V2G, bem como informações que dizem respeito aos VEs tais como o SOC, modelo do VE, tipo de bateria, capacidade da mesma, momento em que se pretende conectar ou desconectar da rede, entre outros. Deste modo, a estratégia do DLOC consiste em classificar os postos de carregamento na rede, organizando-os sob a gestão das estações de carregamento. Na primeira camada, o CCC planeia o cronograma ideal para garantir que a potência elétrica é distribuída de maneira eficiente em cada local de carregamento, considerando todas as estações como uma unidade. Na segunda camada de otimização, cada estação recebe instruções do CCC provenientes do planeamento da primeira camada. O servidor de controlo da estação estrutura um plano adequado da potência de carregamento, para cada posto em específico do qual este é responsável, implementando

as diretrizes recebidas do CCC, de modo a otimizar localmente a operação da estação. Os resultados obtidos pelos autores conduziram à conclusão de que a estratégia de V2G contribuiu para nivelar as curvas de carga. Além disso, observaram uma redução significativa na complexidade computacional deste modelo em comparação com a abordagem de um modelo de uma única camada.

Keenan Valentine et al. em [30], apresentam outra abordagem centralizada através de um modelo inteligente de carregamento de PEVs, que visa minimizar os custos associados ao sistema de energia. Este modelo permite ao agregador distribuir a carga de uma forma mais eficiente através das condições do mercado de energia, tendo em conta a otimização dos custos com base nas informações do dia anterior e tempo real. Para isso, este tem em consideração as limitações práticas do carregamento podendo ser utilizado sempre que os VEs estejam em casa. Este processo de otimização é realizado segundo duas etapas, através do *Simulated Annealing*, que segundo os autores, tem sido aplicado com distinção em diversos problemas relacionados com sistemas de energia. Deste modo, na primeira etapa, o Mercado do Dia Seguinte, do termo em língua inglesa *Day-Ahead Market* (DAM), através das previsões de carga do dia anterior e do perfil de carregamento, procura reduzir os custos do mercado de energia com base nos consumos diários dos PEVs. Na segunda etapa, o Mercado em Tempo Real, do termo em língua inglesa *Real-Time Market* (RTM), estabelece como a carga será distribuída entre os diferentes PEVs durante períodos de 10 minutos, segundo o cronograma do dia anterior estipulado pelo DAM. O carregamento adequado dos PEVs é considerado uma restrição menos flexível no processo de otimização do RTM do que no DAM, garantindo assim o carregamento adequado em tempo real. Os resultados obtidos demonstraram que o carregamento inteligente provocou uma deslocação de carga de 80% dos PEVs para horas em que a tarifa se encontrava mais reduzida, enquanto os restantes 20% foram distribuídos equitativamente para horas intermédias e de pico, com o objetivo de reduzir os custos da variação rápida de consumo. Para além disso, verificaram que o carregamento inteligente otimiza os custos do sistema de 5% a 17%, consoante a penetração de PEVs, comparativamente ao carregamento durante períodos de menor consumo, o qual reduz de 1% a 8%.

2.2 Impactos do Carregamento de Veículos Elétricos na Rede Elétrica

A capacidade da rede elétrica de lidar com todos os efeitos adversos causados pelo carregamento elétrico encontra-se sujeita a limitações significativas. Da literatura, os impactos destacados são principalmente picos de consumo, sobrecargas nos elementos constituintes da rede, instabilidade na tensão, perdas de energia, excesso de injeções harmônicas provenientes dos carregadores e variações na frequência [16], [22], [31], [32], [33]. Deste modo, a análise dos impactos na rede torna-se importante para avaliar a extensão dessas limitações. Nos capítulos subsequentes pretende-se realizar uma revisão de literatura sobre esses impactos.

2.2.1 Sobrecargas e Picos de Consumo

A sobrecarga decorrente dos picos excessivos de carga surge como principal preocupação da adoção de veículos elétricos. Essa questão encontra-se intrinsecamente ligada ao facto de o carregamento de veículos elétricos coincidir com os horários de maior consumo da rede elétrica [34]. Deste modo, um carregamento descontrolado de veículos elétricos acaba por criar uma procura excedente de energia nas horas de pontas, aumentando a carga de energia nas linhas de transmissão, originando subtensões e sobrecorrentes [22]. Além disso, é a capacidade da bateria que determina o tempo necessário para esta ser recarregada, consoante a conexão à rede [35]. Ou seja, quanto maior o tamanho maior o tempo que necessita para ser recarregada, aumentando a duração do pico [36].

Considerando que a maior parte dos veículos elétricos são carregados quando os donos chegam a casa após o trabalho, grande parte dos elementos constituintes da distribuição elétrica como os condutores, transformadores e equipamentos nas subestações podem ficar sujeitos a pressões mais elevadas em resultado do aumento do número de carregamentos dos VEs [37].

Em [38] realizou-se um estudo de uma rede de distribuição, constituída por diversas subestações que abastecem diferentes áreas. Contudo, para simplificar a análise, apenas um condutor de 400 V foi modelado detalhadamente, considerando-o como responsável por fornecer energia a 100 consumidores domésticos. No contexto onde existia um carregamento doméstico não controlado observou-se um aumento significativo, resultando num pico adicional que se somava à carga do pico anterior. A conclusão alcançada foi que um acréscimo de

aproximadamente 10% nas residências com VEs correspondia a um aumento de 18% na procura máxima.

Um estudo de um sistema de alta tensão é apresentado em [39], onde se realizou uma análise acerca do impacto de PHEVs numa área metropolitana na Austrália, com cinco subestações e cerca de 700.000 consumidores. O objetivo principal foi avaliar se uma estratégia adequada de deslocamento de carga tornaria possível que os VEs sejam integrados na rede elétrica sem uma necessidade imediata de expansão da mesma. Os autores investigaram as implicações de carregamento de veículos não controlado ocorrer, uma vez que são os que causariam um maior impacto na rede. São utilizados dados estatísticos, tais como a média de distância percorrida pelos veículos por dia e as distribuições do horário de chegada dos veículos em casa. Verificaram que para níveis de penetração máximos era necessário redistribuir 93% do consumo máximo para períodos do dia em que a procura fosse menor. Ao considerar um dia com uma procura média, essa redistribuição seria necessária para aproximadamente 41% do pico de consumo para manter o equilíbrio entre a oferta e procura. Adicionalmente, foi revelado que o aumento do pico da procura está intrinsecamente mais relacionado com o padrão de chegadas dos VEs a casa do que com a potência utilizada no carregamento.

Outro estudo realizado em [40] pretendeu comparar o carregamento normal com um carregamento rápido de forma não coordenada. Sendo assim, foi realizada uma análise ao fluxo de potência para diferentes níveis de penetração, com o objetivo de verificar o desempenho da rede no Canadá. Em estudo esteve um sistema de distribuição rural com 41 barramentos, alimentado através de uma subestação, constituído principalmente por cargas residenciais, onde se verificou que um carregamento não coordenado rápido originou sobrecorrentes e subtensões no sistema para uma grande parte dos barramentos, tornando inviável o bom funcionamento do sistema.

Em [41] os autores utilizaram uma rede de 38 barramentos simulando um carregamento residencial não controlado correspondente ao pior cenário. No estudo, foi introduzida uma metodologia para modelar e analisar os efeitos do carregamento de VEs no sistema de distribuição. O método utilizado leva em consideração efeitos estocásticos, tais como o horário variável de início de carregamento das baterias e do estado inicial das mesmas. Adicionalmente, o cenário adotado envolve a aplicação de uma tarifa fixa de energia. Os resultados obtidos indicam que um acréscimo de 10% e 20% na presença de VEs traduzir-se-ia num aumento na procura diária de um pico de 17,9% e 35,8%, respetivamente. Este aumento tão significativo no pico de procura levaria a impactos consideráveis no transformador local e nos

condutores, enfatizando a necessidade de implementar incentivos para direcionar o carregamento para as horas de menor consumo.

Tal como já mencionado, existe uma grande expectativa de que a maioria dos proprietários de VEs inicie o carregamento aproximadamente no mesmo horário, uma vez que não há qualquer tipo de incentivo para evitar o carregamento durante os períodos de maior pico, resultando em sobrecargas. Além disso, um facto importante é que a probabilidade de uma sobrecarga encontra-se relacionada com a capacidade da rede em estudo, o nível de penetração dos VEs, a localização e o momento em que ocorre o carregamento, por isso surge a necessidade de mecanismos que evitem estas ocorrências. Neste sentido, a influência dos VEs assume características diferentes para cada cenário [16].

Um dos elementos sujeitos a estes factores é o transformador. Sobrecargas contínuas provocam acumulação de calor excessivo dentro do mesmo, acelerando o desgaste do isolamento. Com o crescimento de VEs na rede elétrica, a intensidade e número de situações de sobrecargas aumenta, levando a uma diminuição da vida útil do transformador. Normalmente, consequências como o rompimento do fusível de proteção, a ativação do dispositivo de alívio de pressão ou a falha do isolamento do enrolamento, levam à interrupção do funcionamento normal deste. A monitorização do transformador implica a análise do fluxo de potência aparente, da temperatura do óleo superior e da temperatura do Ponto Mais Quente, do termo em língua inglesa *Hot Spot Temperature* (HSP), do enrolamento [34].

Uma análise do impacto do crescimento de VEs na rede elétrica torna-se necessária de modo a avaliar as consequências que podem surgir nos transformadores de distribuição, em vista a verificar-se o nível de penetração que não provoca sobrecargas demasiado perigosas. Deste modo, os autores em [34] defendem que as sobrecargas nos transformadores podem ser caracterizadas essencialmente em duas categorias, aquelas suficientemente extremas que provocam a interrupção do sistema elétrico e as de intensidade razoáveis que não apresentam consequências imediatas. Segundo o IEEE C57.91 as duas categorias são distinguidas através da definição de limites máximos para a carga elétrica e térmica do transformador. Os limites de carga térmica encontram-se estipulados de acordo com o valor máximo da Temperatura do Óleo Superior, do termo em língua inglesa *Top-Oil Temperature* (TOT), e no ponto mais quente do enrolamento do condutor [34]. Contudo, Hoog et al. defendem que sobrecargas nos transformadores podem ser toleradas desde que exista um período de arrefecimento suficiente em vista a compensar o envelhecimento causado por estas [42].

Sendo assim, o estudo apresentado em [34] tem como principal objetivo avaliar o impacto do carregamento de VEs nos transformadores de distribuição, evidenciando os limites

superiores de carga elétrica e térmica. Os autores destacam que este artigo aborda alguns pormenores frequentemente negligenciados por outros como o limite de TOT, a não linearidade dos carregadores dos VEs e uma otimização do agendamento do carregamento. A rede em causa é um transformador europeu que fornece energia a 55 consumidores residenciais, bastante comuns na Europa e Índia. O estudo opta por ignorar os efeitos estocásticos nos padrões de viagem dos veículos elétricos para obter resultados consistentes, uma vez que mesmo com uma penetração maior se os horários de conexão forem mais dispersos acaba por causar uma menor sobrecarga no transformador. Acrescentam ainda que os horários considerados para o carregamento total dos veículos são das 18h às 7h, utilizando uma distribuição gaussiana para a energia inicial da bateria. No que diz respeito à carga elétrica do transformador, quando submetido a um carregamento controlado, verificou-se que o transformador nunca opera em sobrecarga. No entanto, para um carregamento não controlado, o transformador demonstra mais perdas de energia, entrando em sobrecarga a partir de um nível de penetração de 40%, uma vez que as horas de pico de consumo dos VEs coincidem com a hora de pico do sistema. Durante um carregamento controlado, aliviar o transformador de sobrecargas possibilitou eliminar o risco de HST excessivas para qualquer nível de penetração, prolongando a vida útil do transformador. Por outro lado, para um carregamento não controlado, a partir de um nível de penetração de 80% existe uma acumulação excessiva de calor no transformador, podendo resultar em falhas no isolamento. Por último, relativamente ao TOT para um carregamento não controlado, a partir de um nível de penetração de 40% é violado o seu limite. Assim, os autores em [34] constataram que o limite de carga do transformador é o mais flexível à penetração de VEs, sendo o limite de TOT o mais significativo no nível de segurança do transformador.

Segundo [43], a rede nacional elétrica dos Açores utiliza quase exclusivamente Postos de Transformação de Distribuição (PTDs) imersos em óleo, pelo que foi realizado um modelo que permite avaliar o impacto do carregamento de VEs na deterioração do óleo dielétrico de dois PTDs. Este foi conduzido considerando uma alta penetração de VEs e envolve o carregamento durante três turnos distintos, levando em consideração a incerteza no carregamento da bateria pelos utilizadores. O primeiro caso de estudo foi o PTD residencial onde a carga total corresponde à soma das cargas domésticas e das cargas provenientes dos VEs selecionadas aleatoriamente, assumindo diferentes níveis e horários de carregamento. De onde se concluiu que, para uma penetração de VEs superior a 75% o PTD encontrar-se-ia sobrecarregado, resultando em um aumento de temperatura nos enrolamentos e uma diminuição de vida. Relativamente ao PTD industrial, foi considerada toda a carga correspondente da fábrica e das

cargas provenientes dos VEs, onde para a análise foram consideradas diferentes taxas de penetração em dois cenários distintos. No primeiro, observou-se que para uma penetração superior a 40% o PTD encontrar-se-ia sobrecarregado, enquanto no segundo (modo de carregamento rápido) para níveis baixos de penetração (15%) o PTD já se encontrava sobrecarregado.

No mesmo contexto, os autores em [44] realizaram uma análise do impacto sazonal no envelhecimento dos transformadores de distribuição para diversos níveis de penetração e diferentes estações. O sistema de teste utilizado baseia-se num transformador trifásico que alimenta doze consumidores residenciais monofásicos, que devido à natureza estocástica da mobilidade dos veículos, aproximaram o padrão de viagem de uma distribuição gaussiana. A carga total considerada no estudo corresponde à carga das residências, à procura de energia associada à capacidade da bateria e do SOC no momento de conexão. Para o cálculo do HST, foi considerado o valor da temperatura ambiente de dois dias típicos durante o Verão e o Inverno na Índia, para um intervalo de 15 minutos. Constatou-se que o transformador estava sobrecarregado para níveis de penetração acima de 50%, durante as horas em que as pessoas retornam do trabalho para casa. No verão, o HST do transformador atinge valores de temperatura mais elevados, o que resulta num envelhecimento acelerado. É ainda realçado que, para um cenário de penetração de 100%, o HST atinge um ponto crítico que causaria uma falha na isolação. No inverno, embora as temperaturas sejam mais baixas, para níveis de penetração superiores ao limite de referência, o HST ainda é excedido. Sendo assim, observaram que o transformador não passa por um envelhecimento acelerado para uma taxa de penetração de 25% e 50% no inverno, porém para todos os outros casos envelhece a uma taxa mais rápida.

Similarmente, Shengnan Shao et al. em [45] analisaram o impacto do carregamento de PHEVs num transformador de distribuição de 25 kVA que alimenta cinco residências na Virgínia sob diferentes cenários. O estudo utiliza curvas típicas de cargas residenciais provenientes de um banco de dados do *Electricity Module of the National Energy Modeling System* (NEMS). O circuito de carregamento foi desenvolvido com o objetivo de atingir um tempo de recarga de aproximadamente 30% a 80% conforme as especificações das baterias utilizadas. Inicialmente, é analisado uma estratégia de carregamento normal onde todos os PHEV começam a carregar às 18h coincidindo com o pico de carga, o que representa o pior caso visto que, estes chegam a casa com o SOC mínimo e iniciam o carregamento de forma simultânea, aumentando os níveis da carga do transformador em qualquer estação do ano. Além disso, realizaram uma análise a estratégias de carregamento rápido. Primeiramente, analisaram a situação em que todos os PHEVs são carregados rapidamente às 18h resultando num aumento significativo na carga do transformador. No cenário seguinte, analisaram o caso em que os PHEVs são

carregados rapidamente durante as horas de menor consumo. Concluindo que, um carregamento rápido irá sobrecarregar o transformador para qualquer estação do ano, provocando um aumento nas perdas e reduzindo a sua eficiência com o aumento de carga.

Estas análises evidenciam os impactos das sobrecargas nos transformadores, que normalmente resultam num aumento de temperatura internas e, por conseguinte, conduzem à degradação do isolamento causando um envelhecimento mais rápido do mesmo, destacando as dificuldades da integração de VEs na rede elétrica.

2.2.2 Níveis de tensão e desequilíbrio de fases

A estabilidade na tensão corresponde à capacidade de a rede elétrica manter tensões dentro de determinados níveis em todos os barramentos após algumas perturbações [46]. O carregamento não controlado dos veículos provoca um aumento de carga o que, consequentemente, provoca instabilidade na tensão. Esta encontra-se intrinsecamente ligada ao desequilíbrio entre fases, uma vez que quando a carga se encontra distribuída de forma não uniforme no sistema trifásico, o módulo da tensão ou as fases diferem das condições de um sistema trifásico equilibrado [47]. Deste modo, oscilações que possam ocorrer devem ser evitadas, dado que provocam um desgaste excessivo nos componentes constituintes dos sistemas de energia, podendo em casos mais extremos levar a cortes de energia [48].

Neste sentido, em [49] foi realizado um estudo com o objetivo de verificar qual o nível de penetração de VEs que começaria a resultar num impacto negativo no desempenho da rede. Deste modo, foi considerado uma rede com mais de 100.000 nós e 275.000 clientes, na qual se realizou uma análise consoante estes veículos apresentem um carregamento não ordenado ou coordenado. Por conseguinte, para um nível de penetração de 10.500 unidades de V2G e um carregamento aleatório, a tensão mínima em toda a rede é inferior aos limites estabelecidos devido à carga originada pelo carregamento dos VEs. Ao se triplicar o nível de penetrações, para aproximadamente 76% relativamente ao número total de clientes, os autores defendem que não existe nenhuma solução viável para o fluxo de energia em períodos de menor consumo, sendo o sistema incapaz de lidar com o carregamento de todos os VEs. Constatou-se que através de uma colocação de cargas aleatoriamente, existia um impacto notório na tensão do sistema que podia variar de 1% a 2% em níveis de penetração mais baixos. Durante os horários de pico para níveis de penetração de 20% relativamente à carga total, as cargas acabam por ter consequências significativas na tensão do sistema.

Amir S. Masoum et al. em [50] para uma rede de baixa tensão constituída por 114 barramentos avaliaram qual o impacto de uma elevada integração de VEs através de análise

do fluxo de potência. Utilizaram um diagrama de carga típico de uma residência, tendo por base registos de um transformador de distribuição. Primeiramente, consideraram um nível inferior de penetração (20%) onde cada sistema residencial de 19 barramentos é incorporado com PEVs e, de seguida, um nível superior assumindo que 80% dos barramentos residenciais possuem PEVs. Foram analisadas três taxas de carregamento diferentes para os veículos elétricos *plug-in*. A carga normal apresentando o menor consumo de energia, contudo a duração mais longa, uma taxa de carregamento média e uma opção de carregamento rápido. Para além disso, consideraram três horários de carregamento diferentes para representar cenários de carregamento distintos. Deste modo, concluíram que podem existir variações na tensão de 12,7% até 43,3% relativamente à tensão nominal tendo em conta um aumento de carregamento de VEs na rede entre 20% a 80% [50].

Também Justin Schlee et al. em [51] levaram a cabo um estudo no condado de Ada, nos EUA, para avaliar que tipos de problemas surgiram do aumento de carga na rede devido ao carregamento dos PHEVs. Para isso começaram por estimar o número de PHEVs na área pretendida consoante o número de vendas de carros que estaria previsto até 2050 e os que já se encontravam na estrada. Para uma análise mais detalhada, tiveram ainda em conta o número de carros registados anualmente ao nível regional para entender como as populações de carros se iriam modificar ao longo dos anos. Deste modo, desenvolveram um modelo para prever o número de carros na cidade, pressupondo que os utilizadores dos veículos se encontram distribuídos uniformemente pela área. Um fator que foi tido em conta, é que os picos de consumo ocorrem essencialmente durante a manhã quando os utilizadores saem para o trabalho e ao final da tarde quando voltam. Através da ferramenta *SynerGEE* criaram o modelo da rede de distribuição escolhendo uma zona desenvolvida e calcularam a carga adicional devido ao carregamento dos veículos, tendo em conta o seu crescimento previsto a cada cinco anos. Deste modo, os resultados anteciparam um aumento de carga de 18% devido aos PEVs até 2040, causando quedas de tensão abaixo dos 96% da tensão nominal em determinadas áreas.

Em [52] Azhar Ul-Haq et al. conduziram uma análise da instabilidade na tensão de uma rede de distribuição com base em sistemas de distribuição europeus em áreas residenciais. Foram tidos em conta dois cenários com uma distribuição de cargas de VEs desigual em cada fase, levando em consideração o número de residências ligadas aos barramentos respetivos. O modelo foi simulado através do *SimPowerSystems*, onde se chegou à conclusão de que a queda de tensão na rede ultrapassa o limite permitido de 0,93 p.u. em diferentes momentos do dia, causando diversos desequilíbrios de tensão entre as 3 fases. Adicionalmente, a partir

de um nível de penetração de cerca de 50% para o primeiro cenário, os limites estabelecidos de 2% para a instabilidade na tensão são ultrapassados para diversos barramentos da rede, enquanto para o segundo uma carga desigual de apenas 25% faz com que o desequilíbrio na tensão exceda o limite permitido. Este estudo evidencia o impacto do desequilíbrio de cargas na rede, uma vez que a carga não se encontra distribuída uniformemente pelas três fases e acaba por resultar em diferentes quedas de tensão no sistema, resultando em tensões desequilibradas nos barramentos.

É de notar que a localização dos pontos de conexão à rede e os níveis de penetração para o carregamento de VEs é de elevada importância devido aos problemas que são causados. Além disso, estes aparentam ter maior impacto na periferia da linha do que no início desta, uma vez que no sistema elétrico a parte inicial pode ser mais robusta e capaz de lidar com a carga adicional que os VEs causam, sem afetar de uma maneira tão significativa a operação do sistema [53]. No entanto, na extremidade da linha existem diversos fatores, como a distância às fontes de alimentação principais, menor capacidade de carga e distribuição menos uniforme de carga que acabam por causar mais consequências na rede elétrica.

2.2.3 Quedas de tensões

O ORD é obrigado, no ponto de fornecimento de energia aos consumidores finais, a manter as tensões dentro de determinados níveis de tensão estabelecidos pois, caso contrário, pode haver consequências para os componentes constituintes da rede. Excetuando a presença de geração distribuída, a tensão fornecida aos clientes geralmente diminui progressivamente ao longo da linha de distribuição, tendo em conta as diversas impedâncias dos elementos da rede [54].

Deve ser enfatizado que cargas como aquelas que os VEs representam, acabam por extrair mais corrente da rede, causando maiores quedas de tensões. Para além disso, o desequilíbrio entre fases aumenta a corrente na linha do neutro, o que acaba por contribuir ainda mais para uma redução da tensão devido à impedância desta linha. Sem estratégias de controlo, a capacidade de incorporar veículos elétricos na rede dentro dos limites estabelecidos será significativamente mais difícil [22].

2.2.4 Perdas de energia

Com esta crescente integração de VEs na rede elétrica, surge um aumento na procura de potência. Esta alta exigência de energia acarreta mais perdas ao longo do sistema de

distribuição, impactando negativamente a eficiência do sistema elétrico. Esta questão assume uma importância significativa, à medida que a adoção de VEs continua a crescer, exigindo estratégias de controle para garantir uma eficiência da rede adequada.

Um estudo abrangente em Espanha considerando dois sistemas de distribuição reais pode ser encontrado em [55]. Um englobando uma área urbana com mais de 6000 clientes de baixa tensão e outro envolvendo uma zona industrial e residencial com mais de 61.000 clientes. O objetivo primário foi analisar as adaptações necessárias nos sistemas considerando diferentes níveis de penetração de PEVs (35%, 51% e 62%) e levando em consideração dois métodos distintos de carregamento (normal e rápido) para períodos de maior e menor consumo, juntamente com estações de carregamento distribuídas aleatoriamente e considerando um padrão predefinido para o comportamento de carregamento e condução dos PEVs. A análise permitiu ainda a possibilidade de V2G, aproveitando os momentos em que as tarifas do preço da energia se encontravam mais elevadas, nas quais os veículos injetariam energia na rede durante esse período. No primeiro cenário, considerou-se que 35% dos VEs são PEVs com possibilidade de carregamento lento e rápido, onde 10% operariam em modo V2G durante as horas de pico. No segundo cenário, 51% são assumidos como PEV e foram adicionados BEVs. No terceiro cenário, assumiu-se uma participação de 62% em PEVs, permitindo apenas o carregamento rápido. Os autores consideraram que 85% dos PEVs realizam o carregamento fora do horário de pico, utilizando o modo de carregamento normal e durante as horas de pico, 40% dos PEVs estão a ser alimentados pela rede, com 90% deles carregando em modo rápido e 10% operando em modo V2G. Como seria de esperar, as perdas de energia aumentaram drasticamente durante as horas em vazio, quando a maioria dos VEs possui as baterias a carregar comparativamente às horas de vazio sem os VEs conectados à rede. Verificaram ainda que as perdas incrementais durante as horas de ponta são inferiores às horas em vazio, essencialmente por causa de dois fatores: a quantidade de carga é mais elevada e as cargas encontram-se no seu valor máximo. Ao considerarem que 62% dos veículos são PEVs, no pior cenário possível, as perdas de energia atingiram valores 40% superiores aos valores reais durante as horas de vazio.

Em [56] os autores demonstraram que o carregamento não coordenado de VEs provocou um aumento significativo nas perdas de energia. A análise foi realizada numa rede constituída por 34 nós, onde cada um representa uma conexão com uma carga residencial específica, sendo alguns selecionados aleatoriamente para serem locais de carregamento de PHEVs. Cada veículo elétrico é equipado com uma bateria de capacidade máxima de 11 kWh apresentando o carregador uma potência máxima de 4 kW e uma eficiência de 88% sendo que, apenas 80% da capacidade total é utilizada com o objetivo de otimizar a expectativa de vida da bateria.

Além disso, para obterem um cenário mais realístico optaram por restringir o carregamento às residências, propondo três períodos de carregamento. O primeiro ocorre durante a noite, das 21:00h às 06:00h, aproveitando o facto de que a maioria dos veículos se encontra estacionado em casa nesse período. O segundo das 18:00h às 21:00h, coincidindo com o pico de carga após os veículos voltarem às residências, enquanto o terceiro acontece das 10:00h às 16:00h. Para um processo de carregamento não coordenado e uma penetração entre 0% e 30%, os autores constataram que o incremento do número de PHEVs está diretamente relacionado a um aumento significativo nas perdas de energia, indicando que estas são mais notórias durante a estação de inverno, devido ao aumento de cargas residenciais característico da estação. Para além disso, as perdas apresentam valores mais elevados quando o carregamento coincide com o pico de consumo que, segundo os autores, se deve essencialmente ao facto de estar a ser considerado um período de carregamento relativamente curto, que exige uma carga completa das baterias em um intervalo limitado e de uma maior carga doméstica. Com base na análise dos resultados apresentados na Tabela 1 do artigo [56], no período mais crítico, observou-se um aumento significativo de 150% na taxa de perdas de potência em relação à potência total. Este estudo acaba por reforçar a influência dos períodos de carregamento na eficiência do sistema elétrico, evidenciando a importância de estratégias de gestão ajustadas para mitigar as consequências causadas na rede.

João A. Peças Lopes et al. em [57], [58] conduziram uma análise a uma rede semiurbana de média tensão de 15 kV apresentando uma configuração radial e equipada com dois pontos de alimentação. Para as simulações utilizaram um diagrama de carga diário característico de Portugal, considerando uma média de 1,5 veículos por residência, totalizando aproximadamente 12.700 veículos na área geográfica abrangida pela rede em estudo. Os autores incluíram PHEVs e dois tipos distintos de veículos totalmente elétricos, com potências nominais diferentes de 1,5 kW, 3 kW e 6 kW. Atribuíram 20% do total de veículos elétricos aos PHEVs, distribuindo equitativamente os restantes 80% entre os VEs de potência nominal média e superior e optaram por explorar o pior cenário, levando em consideração o comportamento imprevisível dos condutores, permitindo assim um carregamento sem controlo durante 4 horas. Para determinar a fração máxima de veículos convencionais que poderiam substituir por VEs, incrementaram a penetração até que ocorressem violações na rede, seja nos limites de tensão ou no congestionamento de fluxo de potência. Verificaram que as restrições na rede foram alcançadas apenas para um nível de penetração de 10% e através dos resultados obtidos pelos autores, conclui-se que as perdas apenas para este nível de penetração aumentaram cerca de 15% comparativamente ao cenário sem VEs. Conduziram, adicionalmente, uma análise

considerando a implementação de um sistema de tarifação dupla indicando um aumento de 35% nas perdas anuais ao comparar o cenário base com o de alta penetração.

Por fim, as perdas elétricas encontram-se intrinsecamente ligadas às distâncias entre os pontos de produção de energia e consumo. Quando a carga se encontra mais dispersa por uma determinada área com uma menor densidade de consumidores, isso implica distâncias de transmissão mais longas, aumentando a resistência do condutor, e conseqüentemente, as perdas associadas, o que é agravado pelo aumento do número de VEs [59] que contribuem proporcionalmente para o aumento das perdas.

2.2.5 Injeções de Harmônicas

Carregadores de VEs são dispositivos de corrente contínua que necessitam de conversão de energia, apresentando características não lineares. Durante esse processo, de conversão de corrente alternada para contínua, são geradas componentes de tensão e corrente em frequências múltiplas da fundamental. A eletrônica de potência funciona com base no princípio fundamental da eficiência energética, alcançado através da manipulação da onda sinusoidal, contudo, esta manipulação não é isenta de efeitos colaterais [22]. Deste modo, a introdução deliberada de alterações na forma da onda resulta na presença de harmônicas. A Taxa de Distorção Harmônica (TDH) corresponde a uma medida que avalia a quantidade ou percentagem de distorção harmônica presente em relação à componente fundamental de uma forma de onda, sendo utilizado para caracterizar a qualidade de energia de sistemas elétricos [60].

Os autores em [61], [62] realizaram uma análise resumida das principais conseqüências causadas pelas harmônicas nos diversos componentes da rede elétrica, a Tabela 2.2 representa um resumo condensado das mesmas.

Tabela 2.2 - Efeitos das harmônicas em alguns equipamentos ([61], [62]).

Equipamento	Efeitos das Harmônicas
Transformadores	Sobreaquecimento, que resulta num HST maior e, portanto, uma diminuição da vida útil.
Motores	Harmônicas da tensão nos enrolamentos do estator transformam-se em harmônicas de corrente no rotor, causando harmônicas de frequências mais elevadas, provocando aquecimento, ruído e vibração nos motores, diminuindo a sua eficiência e vida útil.

Tabela 2.2 - Efeitos das harmônicas em alguns equipamentos ([61], [62]) (Continuação).

Equipamento	Efeitos das Harmônicas
Dispositivos de controlo	Causam sobreacionamento. A passagem por zero da tensão ocorre duas vezes num período de 50 Hz, mas aumenta à medida que as frequências das harmônicas aumentam.
Condutor de neutro	A combinação das harmônicas de ordem ímpar no neutro corresponde a uma corrente três vezes superior no sistema trifásico, causando aquecimento nas linhas, maior calor e perdas nos transformadores, devido à carga adicional.
Condutores	Correntes distorcidas, aumentam as perdas resistivas. Além disso, juntamente com efeitos peliculares, a proximidade entre os condutores e correntes elevadas no neutro contribuem para uma diminuição da expectativa de vida.
Ferramentas de Medição	Causam imprecisões em dispositivos que realizem medições com base no valor médio.
Disjuntores e Fusíveis	Aceleram a taxa de variação da corrente quando passa por zero, dificultando a interrupção de sobrecargas leves. O comportamento térmico deste equipamento também é afetado, principalmente quando dependem do valor médio eficaz da corrente para identificar situações de sobrecorrente. Nos fusíveis, harmônicas de frequência mais elevada aumentam os efeitos peliculares.

De acordo com um estudo realizado em [63] as harmônicas introduzidas pelas cargas não lineares propagam-se pela rede e afetam as formas de onda de tensão e corrente, gerando distorções que desencadeiam diversos efeitos tal como os enumerados na Tabela 2.2. Nesse contexto, os autores conduziram um estudo acerca de uma rede residencial composta por cargas trifásicas e monofásicas, incluindo as cargas dos carregadores monofásicos dos VEs conectados ao barramento em diferentes cenários. Foi modelada a distorção harmônica da

rede externa, levando em consideração as amplitudes e ângulos de fase da tensão até à 50ª harmónica. Além de 14 eletrodomésticos diversos, foram considerados 5 VEs diferentes, cujo processo de carregamento foi medido, possuindo os seus carregadores padrões harmónicos distintos. Os autores concluíram que um nível de penetração de VE superior a 25% afetará a qualidade de energia e que ao conectar estes VEs à mesma fase, registava-se um aumento na TDH na tensão. No entanto, foi constatado que uma distribuição uniforme dos VEs entre as fases resultou em impactos mais positivos.

Yijun Xu et al. em [64] conduziram também uma análise sobre um sistema de distribuição, com o propósito de examinar os impactos das harmónicas introduzidos pelos VEs na rede. Na primeira etapa, realizaram o modelo dos elementos constituintes da rede abrangendo transformadores, reguladores de tensão, geradores de indução, cargas e linhas de distribuição, o que possibilitou a condução de diversos testes para avaliar a influência das harmónicas na rede eléctrica. Na segunda fase, efetuaram a modelação das baterias dos VEs, com destaque na simulação do impacto do seu carregamento na rede (nível 2). Durante esse processo, registou-se flutuações na tensão da bateria, devido à interferência dos dispositivos eletrónicos de potência. Os autores desta pesquisa realizaram ainda uma análise comparativa entre a linha de transmissão aérea e os cabos subterrâneos, além de explorarem cenários no transformador, com o propósito de avaliar o impacto harmónico causado pelos VEs. A TDH corresponde à variável central neste estudo, mas outras tais como o tempo de amortecimento são também utilizadas para uma compreensão mais aprofundada do impacto das harmónicas e, de modo a assegurar uma análise consistente das características das harmónicas, optaram por manter o valor de SOC em todos os cenários. Os resultados das simulações permitiram-lhes concluir que cabos subterrâneos demonstram maior suscetibilidade aos impactos das harmónicas, além disso observaram que as baterias que possuem um SOC menos elevado são mais prejudiciais à rede e que a localização das estações de carregamento de VEs mais próximas dos transformadores, aumentam o efeito das harmónicas introduzidas.

Também Jiang et al. em [65] para simular as harmónicas introduzidas pelos carregadores de PHVEs, realizaram uma abordagem probabilística de Monte Carlo levando em consideração todas as incertezas. Para uma melhor obtenção dos resultados são utilizados índices estatísticos para entender como estes afetam a qualidade de energia ao longo de um dia, tendo em conta três grupos de fatores. No primeiro, abordam o comportamento do carregamento de PHEVs considerando estratégias de carregamento determinísticas e aleatórias, horários de início de carregamento e durações aleatórias. O segundo, diz respeito à localização e densidade dos PHEV com níveis de penetração determinísticos, localizações em sistemas

residenciais aleatórias e o tipo de carregadores semi-determinístico. No último, consideram as características elétricas incluindo o modelo harmônico para carregadores de PHEV, o modelo trifásico da rede de alimentação e o impacto de outros eletrodomésticos. Os resultados obtidos permitiram-lhes concluir que dentro dos diferentes carregadores testados, os de nível 1 introduziram distorções harmônicas significativas na tensão da rede elétrica, o que resultou em impactos significativos na tensão do neutro.

Em [62] Gomez et al. desenvolveram um trabalho sobre o efeito da distorção harmônica no sistema de distribuição, mais concretamente, nos transformadores. O estudo em questão concentra-se até a 15^a harmônica, a ordem mais alta que costuma aparecer nos carregadores de baterias. Deste modo, para analisar o impacto do carregamento noturno de baterias, foram utilizadas distribuições estatísticas considerando a dificuldade de aplicar fatores de diversidade à distribuição harmônica da corrente. O programa desenvolvido simula o impacto do carregamento de baterias em transformadores imersos em óleo e demonstra como a temperatura e a expectativa de vida do transformador são afetadas pelas variáveis do carregador da bateria. Dos resultados, os autores puderam concluir que se a TDH for superior 25%-30% a expectativa de vida do transformador diminui, uma vez que TDHs maiores provocam uma dispersão nos resultados devido às harmônicas de ordem superior.

Alexandre Lucas et al. em [66] desenvolveram uma pesquisa com três objetivos principais. Em primeiro lugar, exploraram o impacto total da TDH na tensão e corrente devido ao carregamento rápido de um VE. De seguida, pretenderam entender como as distorções harmônicas totais variam ao longo do ciclo de carregamento. Por fim, procuraram compreender se o carregamento simultâneo de mais de um VE, possuindo o mesmo modelo de carregador, diminui as distorções devido ao cancelamento de fase. Deste modo, medições como ciclos de descarga aleatórios em diferentes SOC foram realizados em um veículo totalmente elétrico, utilizando um carregador rápido. A análise das simulações permitiu concluir que os ângulos de fase das harmônicas tende a ter uma diferença angular preferencial em relação à onda fundamental, indicando um comportamento sistemático, para além disso a falta de sincronização e o comportamento não aleatório sugeriram que as discrepâncias nos ângulos podem se somar.

Em [67] Ashish Kumar Karmaker et al. investigaram os efeitos das harmônicas introduzidas por estações de carregamento de VEs de nível 2 na rede, utilizando um sistema de alimentação monofásico. O estudo emprega uma rede de 132 kV, composta por três transformadores. A pesquisa permitiu concluir, que apenas uma ligação de três VEs à rede é suficiente para ultrapassar os limites de TDH estabelecidos.

De acordo com os autores de [62] o fenómeno de cancelamento entre os carregadores de bateria torna-se mais viável à medida que o número de residências por transformador aumenta, uma vez que implicaria mais VEs ligados à rede e, conseqüentemente existirá uma maior probabilidade de harmónicas de ordens maiores geradas por carregadores diferentes se cancelarem mutuamente. Contudo, o cancelamento de harmónicas mais altas torna-se mais complexo devido à sua origem estocástica, uma vez que variam com o estado da carga e o horário de início de carregamento.

2.2.6 Variações na frequência

A definição predominante de frequência está normalmente relacionada à taxa de variação da corrente alternada. No entanto, alguns autores referem que esta pode também ser vista como uma medida de equilíbrio entre a produção e a carga [22]. Nesse contexto, é evidente que uma introdução repentina e não coordenada de veículos eléctricos na rede, causará um aumento de carga, resultando em variações na frequência. Um estudo referenciado em [57], conduziu uma análise em uma rede de menor dimensão através de simulações utilizando a ferramenta MATLAB [68], sendo composta por um dispositivo central de armazenamento, responsável pelo controlo da frequência. Para avaliar a sua eficácia, algumas cargas foram desconnectadas e posteriormente reconectadas em momentos específicos. Quando os VEs são conectados à rede com uma taxa de carregamento fixa, observou-se uma redução na frequência, vista como um desequilíbrio entre a carga e a geração de energia.

Contudo, com base na revisão da literatura e nas projecções atuais, não é expectável um impacto significativo na variação da frequência, uma vez que as oscilações causadas pela introdução de VEs não são tão notórias em redes eléctricas de maior dimensão.

2.3 Metodologia para os Cálculos dos Fluxos de Potências na Rede Elétrica

Neste trabalho, a modelação da rede eléctrica de Lisboa e o cálculo do fluxo de potências serão realizados por meio da biblioteca *PandaPower* em *Python* [69], sendo considerado o método de Newton-Raphson (NR) utilizado por esta, para o cálculo do fluxo de potências. Neste capítulo pretende-se descrever o mesmo, bem como a formulação matemática do fluxo de potências na rede eléctrica.

2.3.1 Método de Newton-Raphson

Este método de convergência corresponde a um método iterativo utilizado para resolver sistemas não lineares de equações, tais como os que surgem no cálculo de fluxo de potências em sistemas de energia elétrica. A robustez e eficácia do método Newton-Raphson (NR) tornam-no num dos métodos atualmente mais utilizados neste tipo de contextos.

Sendo assim, de acordo com [70], sabendo a solução x^r de uma equação não linear $f(x) = 0$, o método de NR propõe uma iteração para melhorar essa solução que pode ser dada por:

$$x^{r+1} = x^r - \frac{f(x^r)}{f'(x^r)} \quad (1)$$

Onde $f'(x^r)$ é a derivada de $f(x)$ em relação a x avaliada em x^r .

Esta iteração é equivalente à expressão $x^{r+1} = x^r + \delta(x)$, onde $\delta(x)$ corresponde à correção aplicada à solução atual x^r . Repetindo este processo, a solução converge para o zero da equação $f(x) = 0$.

Este método, pode ser estendido para sistemas de equações não lineares com mais de uma variável. Considera-se assim, o seguinte vetor de funções não lineares, para um sistema de n equações:

$$\mathbf{F}(\mathbf{x}) = [\mathbf{F}_1(\mathbf{x}), \mathbf{F}_2(\mathbf{x}), \dots, \mathbf{F}_n(\mathbf{x})] \quad (2)$$

E \mathbf{x} um vetor de variáveis, para um sistema de m equações:

$$\mathbf{x} = [x_1, x_2, \dots, x_m] \quad (3)$$

Sabendo a solução aproximada $[x_0]$ do sistema, a iteração do método NR para sistemas não lineares será dada por:

$$[\mathbf{x}^{r+1}] = [\mathbf{x}^r] - [\mathbf{J}^r]^{-1} \cdot [\mathbf{F}(\mathbf{x}^r)] \Leftrightarrow \Delta \mathbf{x} = - [\mathbf{J}^r]^{-1} \cdot [\mathbf{F}(\mathbf{x}^r)] \quad (4)$$

Onde $[\mathbf{J}^r]$ corresponde à matriz jacobiana, uma matriz $n \times m$ composta pelas derivadas parciais das funções \mathbf{F}_i em relação às variáveis x_j :

$$J = \begin{bmatrix} \frac{\partial \mathbf{F}_1}{\partial x_1} & \frac{\partial \mathbf{F}_1}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial \mathbf{F}_1}{\partial x_m} \\ \frac{\partial \mathbf{F}_2}{\partial x_1} & \frac{\partial \mathbf{F}_2}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial \mathbf{F}_2}{\partial x_m} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial \mathbf{F}_n}{\partial x_1} & \frac{\partial \mathbf{F}_n}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial \mathbf{F}_n}{\partial x_m} \end{bmatrix} \quad (5)$$

Desta forma, sabendo a solução aproximada inicial de x_0 , a melhor solução x^{r+1} pode ser obtida iterativamente pela Equação (4), onde cada iteração melhora a estimativa da solução até se obter a condição de convergência pretendida.

2.3.2 Fluxo de Potências aplicando o Método de Newton-Raphson

Para o problema de fluxo de potências numa rede elétrica considere-se a Figura 2.4:

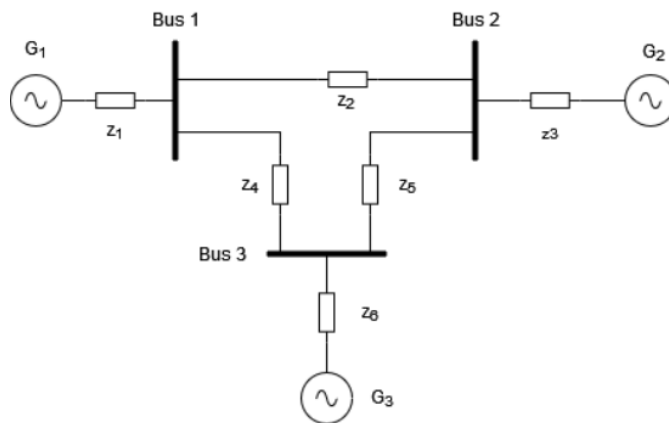


Figura 2.4 - Rede elétrica.

O problema de fluxo de potência envolve determinar as tensões na rede que satisfazem as equações não lineares que descrevem os desequilíbrios de potências, ou seja, descobrir os zeros destas. Primeiramente, devem ser sempre conhecidos alguns fatores da rede que se pretende analisar, tais como:

1. Potências ativas e reativas;
2. Impedâncias dos elementos constituintes;
3. Módulo da tensão dos barramentos.

Neste tipo de análises é essencial definir um barramento de referência. Este tipo de barramento é utilizado como um ponto de referência para a medição de tensões e ângulos de fase, desempenhando um papel fundamental na análise do fluxo de potência, pois serve como base para a definição das tensões e fases dos restantes barramentos no sistema.

Tendo em conta, que a corrente injetada num determinado barramento pode ser descrita como:

$$\mathbf{S} = \mathbf{V} \cdot \mathbf{I}^* \Leftrightarrow \mathbf{I} = \frac{\mathbf{S}^*}{\mathbf{V}^*} \quad (6)$$

Na Figura 2.4, por exemplo, aplicando a lei dos nós, pode-se calcular a corrente injetada no barramento 1 e 2:

$$I_1 = y_{10} \cdot V_1 + y_{12} \cdot (V_1 - V_2) + y_{13} \cdot (V_1 - V_3) \quad (7)$$

$$I_2 = y_{20} \cdot V_1 + y_{12} \cdot (V_1 - V_2) + y_{23} \cdot (V_1 - V_3) \quad (8)$$

Correspondendo y_{ij} às admitâncias que ligam os nós i aos nós j .

Reorganizando as Equações (7) e (8):

$$I_1 = (y_{10} + y_{12} + y_{13}) \cdot V_1 + (-y_{12}) \cdot V_2 + (-y_{13}) \cdot V_3 \quad (9)$$

$$I_2 = (-y_{12}) \cdot V_1 + (y_{20} + y_{12} + y_{23}) \cdot V_2 + (-y_{23}) \cdot V_3 \quad (10)$$

Pelo que, aplicando o mesmo método aos restantes barramentos conclui-se que:

$$I_1 = Y_{11} \cdot V_1 + Y_{12} \cdot V_2 + Y_{13} \cdot V_3 \quad (11)$$

$$I_2 = Y_{21} \cdot V_1 + Y_{22} \cdot V_2 + Y_{23} \cdot V_3 \quad (12)$$

Considerando que as admitâncias das equações (11) e (12) e da expressão que representaria a corrente injetada no barramento 3 são representadas por:

$$Y_{11} = y_{10} + y_{12} + y_{13} \quad (13)$$

$$Y_{22} = y_{20} + y_{12} + y_{23} \quad (14)$$

$$Y_{12} = Y_{21} = -y_{12} \quad (15)$$

$$Y_{13} = Y_{31} = -y_{13} \quad (16)$$

$$Y_{23} = Y_{32} = -y_{23} \quad (17)$$

Logo, os termos diagonais de uma matriz de admitância podem ser representados por:

$$Y_{ii} = \sum_{k=1}^n y_{ik}, \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (18)$$

Por outro lado, como $[I] = \frac{[S^*]}{[V^*]} \Leftrightarrow \frac{[S^*]}{[V^*]} = [V] \cdot [Y]$ então, a potência injetada num barramento será dada por:

$$S_i^* = V_i^* \cdot \sum_{k=1}^n y_{ik} \cdot V_k, \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (19)$$

Separando as componentes reais e imaginárias tem-se que:

$$P_i = V_i \cdot \sum_{k=1}^n V_k \cdot (G_{ik} \cdot \cos \theta_{ik} + B_{ik} \cdot \sin \theta_{ik}), \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (20)$$

$$Q_i = V_i \cdot \sum_{k=1}^n V_k \cdot (G_{ik} \cdot \sin \theta_{ik} - B_{ik} \cdot \cos \theta_{ik}), \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (21)$$

Onde, $y_{ik} = G + jB \Rightarrow [Y] = [G] + j[B]$ e $\theta_{ik} = \theta_i - \theta_k$.

Deste modo, para qualquer barramento i , as iterações devem ser repetidas até que se atinja a precisão pretendida, pelo que o erro que se comete pode ser dado por:

$$\Delta \varepsilon_i = S_i - S_i^{calc}, \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (22)$$

Ou, mais concretamente:

$$\Delta \varepsilon_i (P_i) = P_i - V_i \cdot \sum_{k=1}^n V_k \cdot (G_{ik} \cdot \cos \theta_{ik} + B_{ik} \cdot \sin \theta_{ik}), \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (23)$$

$$\Delta \varepsilon_i (Q_i) = Q_i - V_i \cdot \sum_{k=1}^n V_k \cdot (G_{ik} \cdot \sin \theta_{ik} - B_{ik} \cdot \cos \theta_{ik}), \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (24)$$

Sendo assim, no contexto do cálculo de fluxo de potência, o método de NR é utilizado para encontrar as tensões e ângulos de fase em cada nó da rede elétrica. Durante cada iteração, as equações da potência ativa e reativa são resolvidas para ajustar as variáveis de estado até que se encontre o grau de convergência pretendido. Por outras palavras, o sistema alcança um estado de equilíbrio, no qual as potências ativas e reativas transitadas são determinadas para cada nó.

De acordo com o método de NR, pretende-se que nos barramentos nos quais a potência ativa e reativa são conhecidas (barramentos PQ) a solução da equação não linear seja nula, o que pode ser expresso da seguinte forma:

$$\Delta \varepsilon_i (P_i) = P_i - P_i(V, \theta) = 0 \quad (25)$$

$$\Delta \varepsilon_i (Q_i) = Q_i - Q_i(V, \theta) = 0 \quad (26)$$

Em barramentos em que se desconhece a potência reativa, mas a potência ativa injetada e o módulo da tensão são conhecidos (barramentos PV) então:

$$\Delta \varepsilon_i (P_i) = P_i - P_i(V, \theta) = 0 \quad (27)$$

Sendo a potência reativa fornecida pelo cálculo do fluxo de potências. Para o barramento de referência, não existe a necessidade de se realizar uma definição explícita, normalmente define-se 1 *p.u.* para o módulo da tensão e zero para o argumento.

Por isso, o sistema de equações do método em causa pode ser descrito como:

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = -[J^{-1}] \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (28)$$

Sendo a matriz jacobiana dada por:

$$[J] = - \begin{bmatrix} [H] & [N] \\ [M] & [L] \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \frac{\partial \Delta P}{\partial \theta} & \frac{\partial \Delta P}{\partial V} \\ \frac{\partial \Delta Q}{\partial \theta} & \frac{\partial \Delta Q}{\partial V} \end{bmatrix} \quad (29)$$

E, uma vez que, P_i e Q_i são constantes então a matriz jacobiana pode ser reescrita da seguinte maneira:

$$[J] = - \begin{bmatrix} \frac{\partial P(V, \theta)}{\partial \theta} & \frac{\partial P(V, \theta)}{\partial V} \\ \frac{\partial Q(V, \theta)}{\partial \theta} & \frac{\partial Q(V, \theta)}{\partial V} \end{bmatrix} \quad (30)$$

Por fim, realizando as derivadas parciais em ordem a θ e V , pode ser demonstrado que:

$$H_{ik} = \frac{\partial P_i}{\partial \theta_k} = V_i \cdot V_k \cdot (G_{ik} \cdot \sin(\theta_{ik}) - B_{ik} \cdot \cos(\theta_{ik})), \quad i \neq k \quad (31)$$

$$N_{ik} = \frac{\partial P_i}{\partial V_k} = V_i \cdot (G_{ik} \cdot \cos(\theta_{ik}) + B_{ik} \cdot \sin(\theta_{ik})), \quad i \neq k \quad (32)$$

$$M_{ik} = \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_k} = -V_i \cdot V_k \cdot (G_{ik} \cdot \cos(\theta_{ik}) + B_{ik} \cdot \sin(\theta_{ik})), \quad i \neq k \quad (33)$$

$$L_{ik} = \frac{\partial Q_i}{\partial V_k} = V_i \cdot (G_{ik} \cdot \sin(\theta_{ik}) - B_{ik} \cdot \cos(\theta_{ik})), \quad i \neq k \quad (34)$$

Os elementos H_{ii} , M_{ii} , N_{ii} e L_{ii} podem ser expressos através das seguintes equações:

$$H_{ii} = \frac{\partial P_i}{\partial \theta_i} = V_i \cdot \sum_{k=1}^n V_k \cdot (-G_{ik} \cdot \sin \theta_{ik} + B_{ik} \cdot \cos \theta_{ik}) \quad (35)$$

$$N_{ii} = \frac{\partial P_i}{\partial V_i} = 2 \cdot V_i \cdot G_{ii} + \sum_{k=1}^n V_k \cdot (G_{ik} \cdot \cos \theta_{ik} + B_{ik} \cdot \sin \theta_{ik}) \quad (36)$$

$$M_{ii} = \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_i} = V_i \cdot \sum_{k=1}^n V_k \cdot (G_{ik} \cdot \cos \theta_{ik} + B_{ik} \cdot \sin \theta_{ik}) \quad (37)$$

$$L_{ii} = \frac{\partial Q_i}{\partial V_i} = -2 \cdot V_i \cdot B_{ii} + \sum_{k=1}^n V_k \cdot (G_{ik} \cdot \sin \theta_{ki} - B_{ik} \cdot \cos \theta_{ik}) \quad (38)$$

Deve ser referido que todos os barramentos que não se encontrem ligados entre si, possuem derivadas parciais nulas.

2.4 Portal Open Data da E-REDES

Neste trabalho pretende-se utilizar o portal Open Data da E-REDES [17], uma plataforma de acesso aberto para divulgação de dados sobre a distribuição energética por todo o país, promovendo a transição energética nacional. A plataforma proporciona acesso e análise a diversos dados relacionados ao consumo de energia, conexões à rede elétrica, operações e qualidade dos serviços prestados, produção e consumo de energias renováveis, mobilidade elétrica, entre outros. Além disso, aspetos mais específicos como o consumo de energia mensal, diário ou por código postal também podem ser investigados.

2.5 Discussão

Com base na revisão da literatura realizada, é possível concluir que o carregamento de veículos elétricos acarreta diversas consequências para a rede elétrica, tais como:

1. A tendência de os utilizadores carregarem os VEs após chegarem em casa coincide com os horários de pico de consumo, causando sobrecargas e picos de consumo mais significativos;
2. Com o aumento da necessidade de maior potência devido ao carregamento, surgem perdas significativas ao longo do sistema de distribuição;
3. O carregamento não controlado e desequilibrado de VEs, associado ao aumento de carga, provoca instabilidade e maiores quedas de tensão;
4. A injeção de harmónicas por parte dos carregadores na rede, na conversão de corrente alternada para contínua, também representa um desafio no impacto da qualidade do fornecimento de energia.

Todos estes fatores, especialmente os carregamentos não controlados, são significativamente influenciados por diversas variáveis como a hora em que os utilizadores chegam ou partem de casa, o estado de carga das baterias, capacidade destas, entre outros. Para além disso, o nível de penetração de veículos elétricos na rede, localização estratégica das estações de carregamento e a distância entre os pontos de produção de energia e de consumo, desempenham um papel crucial na intensidade desses efeitos no desgaste da rede e dos seus

componentes. Posto isto, pretende-se colmatar as lacunas existentes na literatura, que frequentemente se baseiam em dados simulados e não em dados reais de consumo, permitindo uma análise mais detalhada. Adicionalmente, um estudo deste tipo para o concelho de Lisboa ainda não se encontra disponível na literatura, o qual possibilita a identificação de pontos de maior vulnerabilidade da rede face ao aumento do carregamento de veículos elétricos, fornecendo informações ao operador da rede relacionadas com a necessidade de implementar medidas preventivas.

METODOLOGIA

O presente capítulo diz respeito à descrição da metodologia implementada para analisar o impacto do carregamento de veículos elétricos na rede de distribuição de Lisboa. Inicialmente, foram determinadas as contribuições de cada código postal (i.e., o consumo de energia elétrica associado a cada código postal) para o diagrama de carga de cada subestação localizada dentro do concelho de Lisboa, com base nos dados do portal Open Data da E-REDES e nas distâncias geográficas às respetivas subestações. Com o objetivo de validar a exatidão dos diagramas de carga obtidos através dos dados do portal, calculou-se o RMSE (*Root Mean Square Error*) em comparação com os respetivos perfis de consumo reais, que foram fornecidos diretamente pela E-REDES. Para aumentar a exatidão dos resultados obtidos, foi posteriormente aplicado um método de melhoria baseado num algoritmo genético. Por fim, foi desenvolvido o modelo dos perfis de consumo dos veículos elétricos e o modelo da rede distribuição elétrica de Lisboa. Na Figura 3.1 encontra-se a representação das etapas desta metodologia, que serão detalhadas nos subcapítulos seguintes.

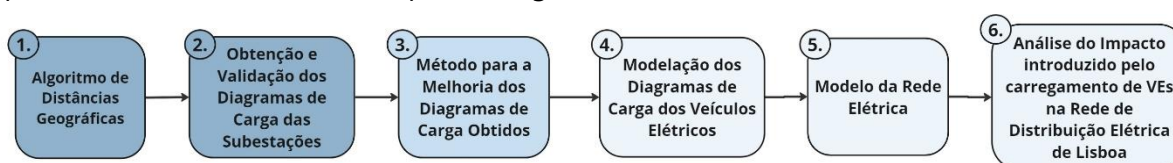


Figura 3.1 - Fluxograma da metodologia apresentada.

3.1 Algoritmo de Distâncias Geográficas

O objetivo principal desta etapa é determinar a proximidade entre os códigos postais presentes no portal Open Data da E-REDES, "Consumo Horário por Código Postal - 4 Dígitos", que fornece o consumo horário de energia ativa dos primeiros 4 dígitos dos códigos postais,

e as 22 subestações de 60 kV localizadas no concelho de Lisboa. Pretende-se assim, associar cada código postal pertencente a Lisboa à subestação elétrica mais próxima.

Começou-se pelo acesso a uma API [71], como descrito no Anexo A, que disponibiliza as coordenadas geográficas (latitude e longitude) dos códigos postais CTT de Portugal, permitindo obter as localizações dos CPs completos associados aos primeiros 4 dígitos disponíveis no portal. Uma vez obtida esta informação, calcula-se a distância entre cada código postal de 7 dígitos e as subestações em causa utilizando a expressão de Haversine descrita no subcapítulo 3.1.1. O objetivo passa por determinar a subestação que se encontra mais próxima de cada código postal, sendo assim considerado que esta é responsável por fornecer energia elétrica para essa área em específico. Na Figura 3.2 encontra-se representada uma imagem ilustrativa de suporte ao método descrito.

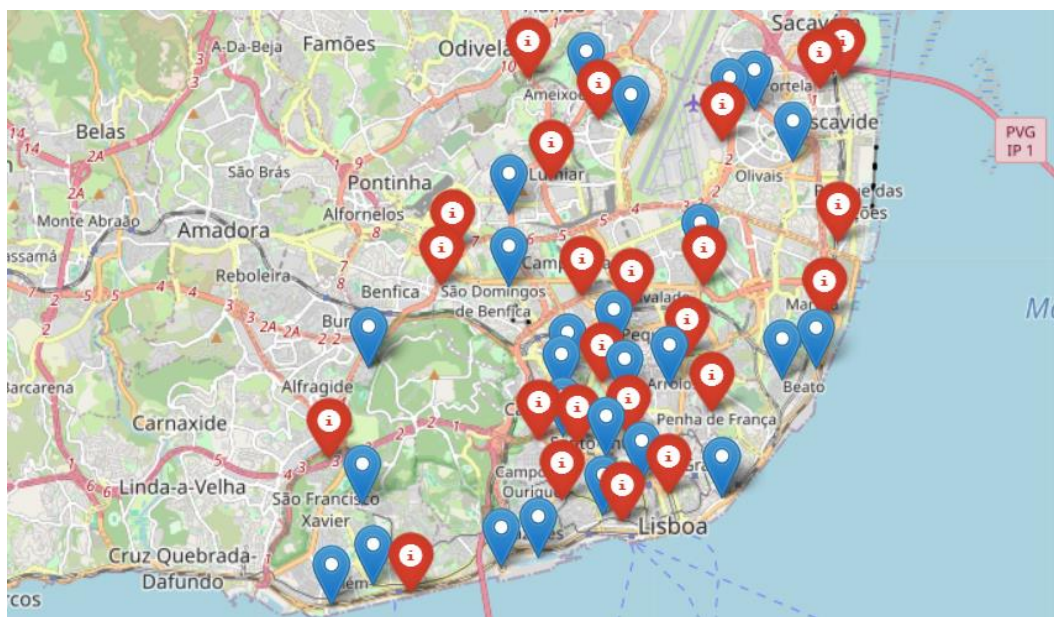


Figura 3.2 - Exemplo ilustrativo do mapa da distribuição de alguns códigos postais (azul) e das 22 subestações de 60 kV do concelho de Lisboa (vermelho).

Deste modo, após a associação dos códigos postais de 7 dígitos às subestações mais próximas determina-se o número de ocorrências de cada CP, considerando apenas os primeiros 4 dígitos, por subestação. Assim, é possível saber a contribuição de cada um para uma determinada subestação, permitindo o cálculo do seu peso relativo. Este processo fornece o mapeamento da distribuição de CPs para cada subestação, facilitando a sua análise posterior.

3.1.1 Fórmula de Haversine

A fórmula de Haversine, frequentemente utilizada na navegação, permite calcular a distância entre dois pontos de uma esfera a partir das suas latitudes e longitudes [72]. Assim, sendo d a distância entre dois pontos ao longo de um círculo máximo da esfera e r o raio da esfera, o ângulo central pode ser definido como:

$$\theta = \frac{d}{r} \quad (39)$$

Considerando dois pontos A e B na superfície da Terra de coordenadas geográficas (ϕ_A, λ_A) e (ϕ_B, λ_B) , respetivamente, em radianos, a fórmula de Haversine permite que o Haversine de θ seja calculado diretamente através das coordenadas dos respetivos pontos [73] utilizando a seguinte expressão:

$$\text{hav}(\theta) = \text{hav}(\phi_B - \phi_A) + \cos(\phi_A) \cdot \cos(\phi_B) \cdot \text{hav}(\lambda_B - \lambda_A) \quad (40)$$

A mesma aplicada ao ângulo central θ pode ser definida através da seguinte equação:

$$\text{hav}(\theta) = \sin^2\left(\frac{\theta}{2}\right) = \frac{1 - \cos \theta}{2} \quad (41)$$

Aplicando o inverso de Haversine ou usando a função do *arcsin* como descrito na Equação (42), é possível obter a fórmula de Haversine para calcular a distância entre dois pontos na superfície de uma esfera como se pode visualizar através da Equação (43), onde:

- d é a distância entre os pontos A e B;
- r é o raio da esfera;
- ϕ_A, ϕ_B são as latitudes dos pontos A e B em radianos, respetivamente;
- λ_A, λ_B são as longitudes dos pontos A e B em radianos, respetivamente.

$$d = 2 \cdot r \cdot \arcsin \sqrt{\text{hav}(\theta)} \quad (42)$$

$$\Leftrightarrow d = 2 \cdot r \cdot \arcsin \left(\sqrt{\sin^2\left(\frac{\phi_B - \phi_A}{2}\right) + \cos(\phi_A) \cdot \cos(\phi_B) \cdot \sin^2\left(\frac{\lambda_B - \lambda_A}{2}\right)} \right) \quad (43)$$

Deste modo, através da fórmula de Haversine é possível calcular a distância entre dois pontos na superfície de uma esfera, como a Terra, utilizando as coordenadas de latitude e longitude destes. Sendo, por isso, útil para calcular a distância entre os códigos postais pertencentes ao portal e as subestações, fornecendo uma medida da distância geográfica entre esses locais específicos de interesse.

3.1.2 Fontes de Incertezas na Associação dos Códigos Postais às Subestações

A abordagem utilizada envolve fontes de incerteza que devem ser consideradas, uma vez que irão originar variações nos resultados dos diagramas de carga das subestações em comparação com os diagramas de carga reais, tais como:

- Existem códigos postais pertencentes ao concelho de Lisboa que estão presentes nos CTT (e.g., 1049, 1069, 1099, 1169, 1249, 1269,1349,1749, 1998), mas não se encontram no portal Open Data da E-REDES. Estes dados na sua maioria correspondem a consumos privados de energia ativa, como por exemplo os do Aeroporto, do Centro Comercial Colombo, Universidades, Portos Marítimos, etc., pelo que esta falta de dados acerca da energia ativa correspondente a estes CPs, introduz algum erro aquando da construção dos diagramas de carga das várias subestações;
- As subestações que se encontram mais próximas da fronteira do concelho de Lisboa apresentarão um maior erro, uma vez que existem outras fontes de consumo de energia ativa, como CPs ou empresas privadas, localizados no lado exterior que não são consideradas;
- Até à extração dos dados utilizados para esta dissertação os consumos de energia ativa fornecidos pelo portal Open Data da E-REDES estavam limitados aos primeiros 4 dígitos dos códigos postais, pelo que a abordagem adotada não foi tão precisa quanto seria se fossem utilizados os consumos de energia ativa de códigos postais de 7 dígitos;
- A abordagem utilizada no algoritmo das distâncias geográficas parte do pressuposto que o facto de um código postal de 7 dígitos se encontrar mais próximo de uma determinada subestação implica que seja alimentado por esta, o que não é necessariamente verdade;
- Ao realizar a validação, são necessários ajustes devido à diferença entre os dados do portal de consumo de energia ativa, que são horários, e os dados dos diagramas de carga das subestações provenientes da E-REDES, fornecidos com valores de consumo a cada 15 minutos.

3.2 Obtenção e Validação dos Diagramas de Carga das Subestações

Após a determinação dos pesos de cada código postal para cada subestação, de acordo com o descrito no subcapítulo 3.1, são obtidos os diagramas de carga correspondentes a cada uma delas. Como mencionado anteriormente, através do portal Open Data da E-REDES, "Consumo Horário por Código Postal - 4 Dígitos", é possível obter os dados da energia ativa horária

para cada CP. Uma vez que a energia medida em kWh para uma hora é numericamente igual à potência média em kW nessa hora, e assumindo que a potência média é constante ao longo desse período, a potência média durante a hora será igual à potência instantânea. Portanto, o consumo de energia ativa horário de cada código postal associado à subestação é numericamente igual à potência ativa em kW. Assim, calcula-se o consumo de potência ativa ponderada através da Equação (44), onde:

- $P_p(c, t)$ representa o consumo de potência ativa ponderada no código postal c no instante de tempo t ;
- $P(c, t)$ corresponde o consumo de potência ativa no código postal c no instante de tempo t ;
- $w(c)$ diz respeito ao peso associado ao código postal c ;
- T representa o conjunto de instantes de tempo.

$$P_p(c, t) = P(c, t) \times w(c), \quad \forall t \in T \quad (44)$$

Deste modo, é calculada a potência ativa ponderada ao longo de todos os instantes de tempo t para o mesmo código postal c . Posteriormente, para cada subestação s pertencente ao conjunto de subestações S e para cada código postal c pertencente ao conjunto de códigos postais associados à subestação s , C_s , soma-se os consumos ponderados de todos os códigos postais para obter a potência ativa horária total na subestação s , para qualquer instante de tempo t , através da seguinte expressão:

$$P_s(t) = \sum_{c \in C_s} P_p(c, t), \quad \forall t \in T \quad (45)$$

Na Equação (45), $P_s(t)$ representa a potência ativa total na subestação s no instante de tempo t . Os diagramas de carga gerados através desta metodologia refletem assim a contribuição relativa de cada código postal para o consumo total da subestação.

Para além disso, foram considerados os diagramas de carga reais das subestações com uma resolução temporal de 15 minutos, designados ao longo desta dissertação como dados de referência, para efeitos de validação. Estes dados foram ajustados para considerar as mudanças de horário de verão e inverno, assegurando a exatidão temporal dos registos e, posteriormente, foram gerados os diagramas de carga de cada subestação. Considerando que os perfis de carga reais das subestações apresentam uma resolução temporal de 15 minutos, enquanto os dados obtidos através do portal são fornecidos como energia ativa por intervalos de uma hora foi necessário converter todos os dados para uma resolução de 15 minutos para

permitir a comparação adequada. Para isso, como referido anteriormente, tendo em conta que a energia ativa medida em kWh para uma hora é numericamente igual à potência média em kW, e assumindo que a potência média é constante ao longo desse período, a potência média durante a hora será igual à potência instantânea. Desse modo, ao dividir a energia ativa total entre os quatro intervalos de 15 minutos, a potência média em cada intervalo de 15 minutos será a mesma que a potência média da hora.

De modo a validar a metodologia implementada, utilizou-se o RMSE para comparar a exatidão dos diagramas de carga obtidos através da metodologia implementada (dados do portal Open Data da E-REDES) com os diagramas de carga originais de cada subestação (dados de referência da E-REDES), com o objetivo de verificar as discrepâncias decorrentes das incertezas e aproximações do modelo desenvolvido, tal como descrito na Equação (46), onde:

- \hat{y}_i correspondem aos valores previstos;
- y_i diz respeito aos valores verdadeiros;
- n representa o número total de observações.

$$RMSE = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (\hat{y}_i - y_i)^2}{n}} \quad (46)$$

3.3 Método para a Melhoria dos Diagramas de Carga Obtidos

Devido à natureza multiobjectivo da abordagem seguida, o método para a melhoria dos diagramas de carga obtidos utiliza um algoritmo genético uma vez que permite encontrar soluções em espaços de busca complexos, baseando-se no princípio de Darwin de reprodução e seleção natural. Deste modo, é possível analisar uma variedade de soluções candidatas e identificar aquelas que melhor atendem aos critérios estabelecidos [74], [75].

O objetivo principal do algoritmo genético implementado é, com base na função de *fitness*, determinar qual a melhor alocação de percentagens de códigos postais por subestação, levando em consideração as suas restrições geográficas. A finalidade do algoritmo passa por melhorar a distribuição da potência obtida através dos pesos dos códigos postais, garantindo que a soma das percentagens de cada código postal por subestação seja sempre unitária e que a atribuição dos pesos dos códigos postais obtida anteriormente não piore, ou seja, que o *fitness* não diminua. Esta etapa é crucial para a melhoria dos diagramas de cargas das subestações obtidos com base nos dados provenientes do portal Open Data da E-REDES, uma vez

que permite aproximar estes aos perfis de carga reais das subestações, melhorando assim os resultados obtidos através do algoritmo das distâncias geográficas.

3.3.1 Descrição dos Elementos Constituintes do Algoritmo Genético

As subsecções seguintes apresentam uma descrição detalhada das funções necessárias para o desenvolvimento do algoritmo genético em estudo.

3.3.1.1 Representação das Soluções

As soluções são representadas por indivíduos de uma população que evoluem ao longo das gerações, onde cada um consiste nos pesos dos vários códigos postais pertencentes a Lisboa associados a uma subestação. O algoritmo proposto foi ligeiramente modificado no sentido em que cada indivíduo é constituído por um único cromossoma, onde cada gene é um par (código postal, percentagem), correspondendo à percentagem de um código postal específico associado a uma determinada subestação.

3.3.1.2 Função de *Fitness*

A função de *fitness* é utilizada com o objetivo de avaliar a qualidade de cada solução. No caso do algoritmo em questão, esta permite avaliar a distribuição dos pesos dos códigos postais, sendo por isso calculada com base no RMSE para cada subestação, comparando os dados de potência modelados com os dados de referência.

3.3.1.3 Operadores Genéticos

O algoritmo proposto foi adaptado para incluir apenas mutações, evitando outros tipos de operações evolutivas, como por exemplo, o cruzamento entre indivíduos, tendo em conta que, tais operações genéticas poderiam resultar em situações menos interessantes, alterando a carga nas subestações. Por outras palavras, essas operações poderiam implicar que houvesse associações de percentagens de códigos postais a subestações que não estão relacionadas a eles, comprometendo a abordagem utilizada. Deste modo, devido a essa limitação geográfica, optou-se por restringir as operações genéticas apenas a mutações, sendo esta a única responsável por introduzir variabilidade no conjunto de soluções.

A cada iteração do algoritmo, todos os genes do cromossoma avaliado são verificados individualmente. Se um valor de um código postal específico for superior a 0,1 é-lhe aplicado uma mutação aleatória, que pode oscilar entre -0,1 e 0,1, portanto, todos os genes do indivíduo que atendem a essa condição sofrem mutações. A escolha do valor de 0,1 baseou-se na

observação de que algumas soluções atribuíram um peso abaixo de 10% a determinados códigos postais, o que significa que a carga associada a essas subestações seria inferior a 10% da carga total. Devido às várias fontes de incerteza associadas, considerou-se esse valor desprezável, uma vez que uma variação de aproximadamente 10% na carga não representa uma mudança significativa. Para além disso, verificou-se que para uma determinada solução, frequentemente um código postal possui um peso mais considerável, enquanto os outros se distribuem de forma mais dispersa. Assim, uma variação maior para esses códigos postais seria mais adequada, permitindo aumentar a procura de soluções mais interessantes, considerando as restrições geográficas impostas pelo modelo.

3.3.1.4 Redistribuição de Carga

Após a mutação ser aplicada a um determinado gene, a soma total dos pesos atribuído ao código postal em específico tem de permanecer unitária, ou seja, é necessário corrigir quaisquer excessos ou défices que foram introduzidos durante a mutação aos valores dos códigos postais. Assim, é garantido que a soma das percentagens para um código postal permanece consistente após as mutações, prevenindo desvios que poderiam prejudicar a otimização dos pesos dos códigos postais.

1. **Cálculo do Excesso ou Défice:** Após a mutação do gene, é determinado o excesso ou défice total da soma das percentagens do código postal ao longo de todas as subestações, sendo esse valor dado pela própria mutação, tal como descrito na Equação (47), onde:
 - ε_{ij} corresponde ao excesso ou défice da soma das percentagens do código postal j ao longo das subestações i após a mutação;
 - CP_{ij} representa a percentagem do código postal j na subestação i ;
 - n diz respeito ao número total de subestações.

$$\varepsilon_{ij} = \left(\sum_{i=1}^n CP_{ij} \right) - 1 \quad (47)$$

2. **Verificação e Armazenamento de Valores Válidos:** São identificados os valores do código postal em cada subestação maiores que 0,1, excluindo a subestação que sofre a mutação.
3. **Cálculo da Proporção:** Com base nos valores anteriores, é calculada relativamente à soma total, a proporção de cada valor associado ao mesmo código postal para cada subestação, tal como descrito na Equação (48), onde:

- m corresponde ao índice da subestação que sofreu a mutação;
- V representa o conjunto de índices das subestações que atendem às condições $CP_{ij} > 0,1$ e $i \neq m$;
- γ_{ij} refere-se à proporção do valor CP_{ij} na subestação i em relação à soma total dos valores válidos.

$$\gamma_{ij} = \frac{CP_{ij}}{\sum_{i \in V} CP_{ij}} \quad (48)$$

4. **Redistribuição Proporcional:** Dependendo se existe um excesso ou um déficit, os valores do código postal das subestações identificadas são ajustados, removendo a quantidade excedente ou adicionando o necessário, para que a soma final do código postal ao longo de todas as subestações seja unitária, como se pode visualizar através da Equação (49), onde CP'_{ij} representa o novo valor do código postal j na subestação i , após a redistribuição dos pesos dos códigos postais.

$$CP'_{ij} = CP_{ij} - \varepsilon_{ij} \times \gamma_{ij} \quad (49)$$

Em situações em que, dentro do conjunto de todas as subestações, para o mesmo código postal, se verifique apenas a existência de um valor igual ou superior a 0,1, esse gene não sofre qualquer mutação, uma vez que é assumido que o algoritmo descrito no subcapítulo 3.1 alcançou uma solução aceitável na distribuição desse código postal.

3.3.2 Parâmetros de Inicialização do Algoritmo Genético

Os parâmetros de inicialização do algoritmo genético implementado são os seguintes:

- **População Inicial:** A população inicial é gerada aleatoriamente a partir da lista de indivíduos (subestações) obtidos através do algoritmo das distâncias, garantindo que cada indivíduo aparece pelo menos uma vez;
- **Tamanho da População:** A população é constituída por 100 indivíduos, proporcionando uma diversidade adequada para a exploração do espaço de soluções sem comprometer a eficiência computacional;
- **Número de Gerações:** O número de gerações foi definido inicialmente como 50. No entanto, observou-se que o *fitness* variava muito pouco a partir da 20ª geração, indicando que a maioria das melhorias significativas já tinha ocorrido. Por isso, decidiu-se reduzir o número de gerações para 30 de modo a acelerar o processo de convergência, sem comprometer a qualidade das soluções encontradas;

- **Taxa de Mutação:** Uma vez que a mutação é a única fonte de variação genética aplicada, foram testados vários valores de mutação, mas verificou-se que o melhor desempenho foi obtido para uma taxa de mutação unitária;
- **Critério de Paragem:** O critério de paragem foi estabelecido com base no número de gerações atingidas.

Assim, a combinação destes parâmetros permite ao algoritmo explorar uma ampla variedade de soluções potenciais, procurando as mais adequadas.

3.3.3 Estrutura e Funcionamento do Algoritmo Genético

O algoritmo genético segue um processo iterativo, tendo em vista a evolução na procura de uma solução satisfatória. Na Figura 3.3 encontra-se representado o fluxograma do algoritmo em causa, detalhando as etapas que o constituem, nomeadamente:

1. **Inicialização:** O algoritmo começa pela inicialização da população. Nesta primeira fase, como já mencionado, a população inicial de indivíduos é definida com base na abordagem previamente utilizada, ou seja, a população inicial corresponde às subestações e pesos de códigos postais obtidos através da metodologia do algoritmo das distâncias;
2. **Seleção de um Indivíduo da População:** Um indivíduo é selecionado aleatoriamente da população;
3. **Seleção dos Genes pertencentes ao Indivíduo:** Os genes pertencentes ao indivíduo selecionado são identificados;
4. **Verificação dos Genes:**
 - a. Se todos os genes já foram selecionados, o algoritmo avança para a etapa 8.
 - b. Caso contrário, continua para a etapa 5.
5. **Avaliação dos Genes:**
 - a. Se o gene selecionado possuir uma percentagem de código postal maior que 0,1, o algoritmo procede para a etapa 6.
 - b. Caso contrário, o gene não satisfaz a condição necessária e um novo gene é selecionado, retornando à etapa 4.
6. **Mutação:** É introduzida uma alteração no gene do indivíduo selecionado;
7. **Redistribuição de Carga:** Os pesos do código postal que sofreu a mutação são ajustados, de modo a garantir que a sua soma permanece constante e igual a 1. O algoritmo retorna à etapa 4;

8. **Cálculo do Valor de *Fitness* do Indivíduo:** O indivíduo selecionado é avaliado usando a função *fitness*,
9. **Comparação do valor de *Fitness*.**
 - a. Se o valor *fitness* do indivíduo mutado for melhor (menor) que o valor *fitness* anterior, o algoritmo procede para a próxima etapa.
 - b. Caso contrário, um novo indivíduo da população é selecionado, retornando o processo à etapa 2.
10. **Cálculo dos Restantes Valores de *Fitness*.** Os valores *fitnesses* dos restantes indivíduos na população são recalculados, de modo a refletir as mudanças causadas pela mutação;
11. **Comparação dos Valores de *Fitness* Restantes:**
 - a. Se os restantes valores *fitnesses* que foram recalculados forem melhores que os valores *fitnesses* anteriores respetivos, o algoritmo procede para a próxima etapa.
 - b. Caso contrário, um novo indivíduo da população é selecionado, retornando o processo à etapa 2.
12. **Atualização da População Inicial:** A população inicial é atualizada com os novos indivíduos gerados e os seus valores de *fitnesses* recalculados;
13. **Verificação do Critério de Paragem:**
 - a. Se o número de gerações máximo foi alcançado, o algoritmo procede para a próxima etapa.
 - b. Caso contrário, um novo indivíduo da população é selecionado, retornando o processo à etapa 2.
14. **Retorno dos Melhores Indivíduos:** Após alcançar o número máximo de gerações, o algoritmo seleciona e retorna os melhores indivíduos da última geração, uma vez que a população é continuamente atualizada com as melhores soluções encontradas até ao momento. Esses indivíduos representam a solução com melhor resultado para a alocação de percentagens de códigos postais por subestação. Por fim, o algoritmo termina.

Deste modo, utilizando o elitismo, a abordagem passou por manter os melhores indivíduos de uma geração para a próxima, bem como dentro da mesma geração. Caso contrário, o espaço de procura tornar-se-ia demasiado amplo. Além disso, como o objetivo era melhorar a qualidade da população inicial, considerou-se vantajoso usar sempre os melhores indivíduos encontrados, o que acaba por permitir aproveitar os ganhos de desempenho obtidos com os melhores indivíduos identificados até ao momento.

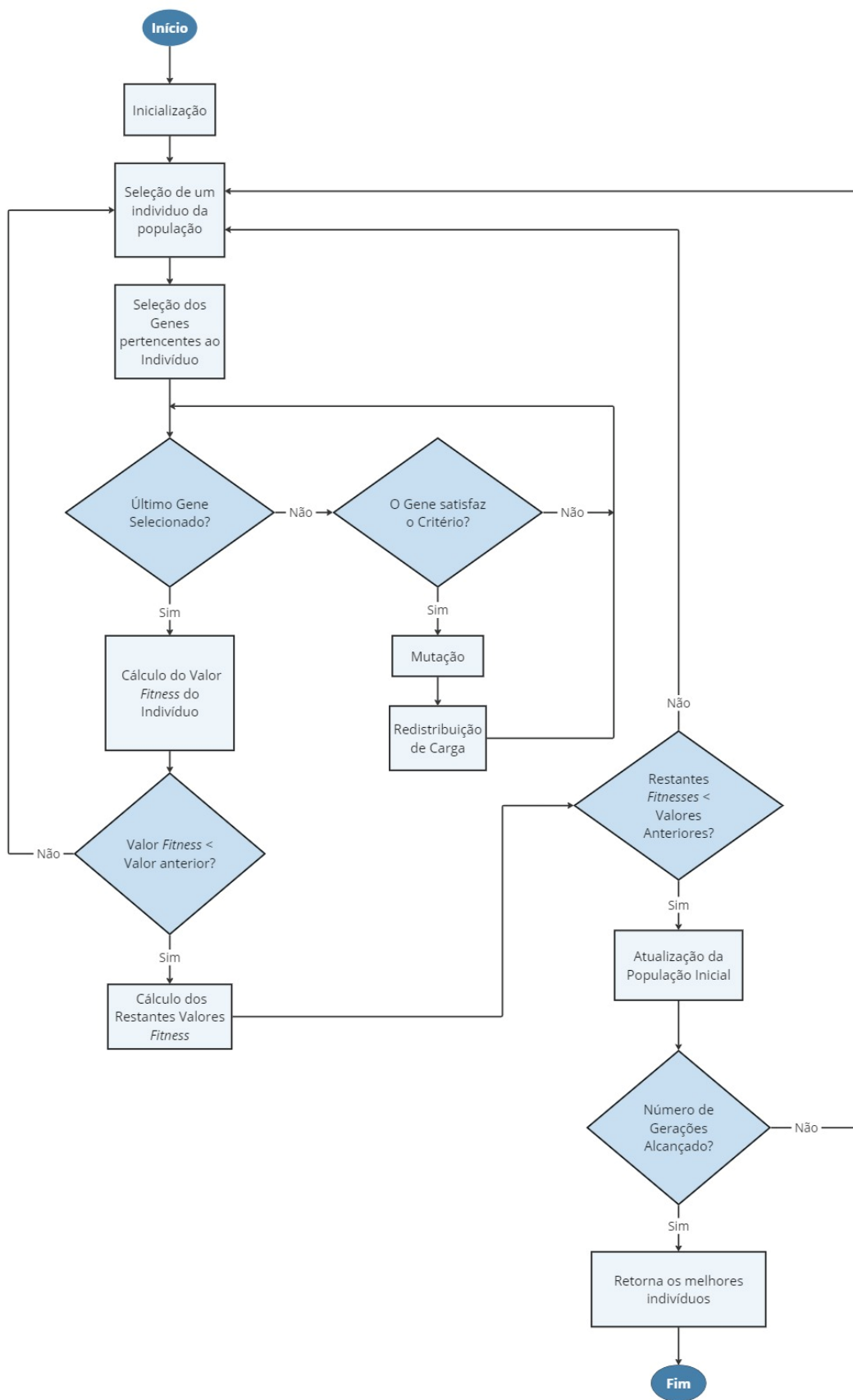


Figura 3.3- Fluxograma do algoritmo genético.

3.4 Modelação dos Diagramas de Carga dos Veículos Elétricos

Neste estudo, foram utilizados dados provenientes do portal MOBI.E [18], uma plataforma responsável por centralizar informações sobre os postos de carregamento de VEs. O objetivo principal consistiu em modelar os diagramas de carga dos VEs pertencentes ao concelho de Lisboa, com o propósito de poder analisar o impacto destes na rede elétrica. Para isso, a rede MOBI.E oferece uma base de dados abrangente que inclui informações detalhadas como, por exemplo, a localização, tipo de carregamento, potência das tomadas, estado das tomadas, estado operacional dos postos de carregamento, etc. Assim, a partir destes dados, foi possível modelar os diagramas de carga dos VEs através do método que se encontra detalhado a seguir.

3.4.1 Modelo Probabilístico de Veículos Elétricos

Como já mencionado, para modelar os diagramas de carga, foi utilizado um modelo probabilístico de VEs baseado nos dados do MOBI.E. Através desta plataforma, foram retirados os seguintes dados:

- **Média dos Consumos por Carregamento (E_m):** 19 kWh.
- **Média dos Tempos de Carregamento (T_m):** 2,13 h.

Para a simulação de diferentes cenários de utilização dos postos de carregamento, foram assumidos os seguintes parâmetros estatísticos para modelar a variação dos consumos e tempos de carregamento de maneira probabilística:

- **Desvio Padrão do Consumo por Carregamento (σ_E):** 10% do consumo médio.
- **Desvio Padrão da Duração do Carregamento (σ_T):** 10% da duração média.

Para além disso, foi extraída dos dados do MOBI.E a média dos pontos de carregamento em uso por hora do dia, detalhados na Tabela 4.5 e identificados como $MPC_{em\ uso}(h)$.

Para cada simulação correspondente a um dia, foram gerados valores aleatórios para a energia e a duração das cargas, utilizando distribuições normais (\mathcal{N}) com as médias e desvios padrão definidos. Os valores de energia e duração aleatórios foram gerados de acordo com as Equações (50) e (51), onde:

- E_r diz respeito à energia aleatória definida para cada carregamento numa hora de um dia específico;
- T_r representa a duração aleatória definida para cada carregamento numa hora de um dia específico.

$$E_r \sim \mathcal{N}(E_m, \sigma_E) \quad (50)$$

$$T_r \sim \mathcal{N}(T_m, \sigma_T) \quad (51)$$

O cálculo da potência em cada simulação é realizada como descrito na Equação (52), onde $P_c(\mathbf{h})$ corresponde ao consumo de potência do carregamento na hora h :

$$P_c(h) = \frac{E_r \times MPC_{em\ uso}(h)}{T_r} \quad (52)$$

3.4.2 Associação da Potência de Consumo dos Veículos Elétricos por Código Postal às Subestações

Uma vez que, até ao momento, tem-se definido a contribuição do consumo de cada código postal para a subestação, após a modelação dos diagramas de carga dos VEs, o primeiro passo passou por associar cada tomada ao seu respetivo código postal. Utilizou-se a localização destas e os dados disponibilizados pelos CTT, com o objetivo de analisar a contribuição de cada região no consumo total de potência dos VEs. Todas as tomadas que pertenciam a códigos postais que não fazem parte do portal Open Data da E-REDES foram removidas, assim como aquelas que se encontravam fora de serviço ou bloqueadas.

De seguida, com base na percentagem de tomadas por código postal que representam a contribuição relativa de cada código postal para o número total de tomadas no concelho de Lisboa, distribui-se a potência média horária consumida por código postal. Assim, para cada CP a potência média consumida em cada hora do dia é calculada através da Equação (53), onde:

- $P_{CP}(\mathbf{h})$ corresponde à potência média de consumo dos carregamentos num determinado CP na hora h ;
- $P_c(\mathbf{h})$ diz respeito à potência média de consumo total associada aos carregamentos na hora h ;
- p_{CP} representa à percentagem de tomadas num determinado CP.

$$P_{CP}(h) = P_c(h) \times p_{CP} \quad (53)$$

Por fim, com os dados de potência ativa horária por código postal dos veículos elétricos e utilizando a distribuição dos pesos dos códigos postais obtidos através do algoritmo genético para os diagramas de carga das subestações, foram determinados os diagramas de carga de cada subestação em relação ao consumo dos VEs, conforme a metodologia descrita no início do subcapítulo 3.2.

3.5 Modelo da Rede Elétrica

Para a análise do impacto do carregamento dos VEs, foi necessário modelar a rede elétrica de Lisboa ao nível dos 60 kV. A rede modelada é constituída por 5 geradores, 27 barramentos e 56 linhas cujas características foram retiradas do documento disponibilizado pela E-REDES – “Caracterização das Redes de Distribuição a 31 de dezembro de 2022” [76].

3.5.1 Geradores

A Tabela 3.1 apresenta os 5 geradores modelados na rede, que representam a função dos barramentos da rede de transporte, responsáveis por fornecer a energia necessária à rede de distribuição elétrica. Todos os geradores foram configurados como *slack*, uma vez que como se está a modelar uma porção da rede de distribuição, cada ponto de interligação à rede de transporte terá de receber a energia necessária diretamente da mesma.

Tabela 3.1 - Geradores do modelo da rede elétrica.

Geradores	Alto São João	Carriche	Sacavém	Sete Rios	Zambujal
-----------	---------------	----------	---------	-----------	----------

3.5.2 Barramentos

A Tabela 3.2 apresenta os 27 barramentos incluídos no modelo ao nível dos 60 kV, ou seja, as subestações que se encontram dentro dos limites geográficos do concelho de Lisboa. Para fins de modelação, os postos de seccionamento foram também representados como barramentos.

Tabela 3.2 - Barramentos do modelo da rede elétrica.

Barramentos	
Aeroporto	Palhavã
Alameda	Parque
Alto Lumiar	Praça Figueira
Amoreiras	PS Alto São João
Arco Carvalhão	PS Carriche
Boavista	PS Moscavide

Tabela 3.2 - Barramentos do modelo da rede elétrica (continuação).

Barramentos	
Central Tejo	PS Palhavã
Colombo	Santa Marta
Entrecampos	São Ciro
Expo Sul	Senhor Roubado
Gago Coutinho	Telheiras
Luz	Vale Escuro
Marvila	Zambujal
Norte	-

3.5.3 Linhas

A Tabela A.1 do Anexo A lista as 56 linhas que compõe a rede elétrica modelada. Para a implementação da rede foram necessárias algumas modificações e considerações em relação às informações disponibilizadas pelo documento anteriormente mencionado, de acordo com o descrito nas subsecções seguintes.

3.5.3.1 Características Físicas das Linhas - Comprimento

Para linhas que possuem o mesmo código identificador (portanto para troços diferentes de uma mesma linha), foi considerado apenas um troço com comprimento total determinado pela soma dos comprimentos individuais de cada um. Nestes casos, o tipo de cabo e a secção transversal correspondente ao segmento de maior comprimento foram considerados como os tipos dominantes. Para além disso, em situações em que linhas paralelas possuem comprimentos bastante distintos, aproximou-se o seu comprimento àquela que fazia mais sentido geograficamente.

3.5.3.2 Características Elétricas das Linhas

Os tipos de cabos existentes na rede elétrica implementada são os que se podem visualizar na Tabela 3.3.

Tabela 3.3 - Tipos de cabos do modelo da rede elétrica.

Tipo de cabo	Secção (mm^2)
AA	125
AA	175
AXKJ	400
LXHIOV	400
LXHIOLE	185
LXHIOLE	400
LXHIOLE	600
LXHIOLE	1000
XHIOLE	1000

Os cabos AA e AXKJ cujas características específicas não foram encontradas na totalidade, foram considerados como possuindo características elétricas bastantes similares aos cabos LXHIOLE de secção correspondente. Nos catálogos dos fabricantes procurados, o cabo XHIOLE não possuía especificações para a resistência de secção de 1000 mm^2 , pelo que foi necessário determinar a resistividade do mesmo. Deste modo, determinou-se a resistividade do cobre para uma secção específica de 1 km de cabo e utilizou-se essa resistividade como referência para a secção de 1000 mm^2 .

As características elétricas das linhas do modelo consideradas subdividem-se em:

1. Resistência (Ω/km)

A resistência dos cabos foi determinada com base nos dados fornecidos pelos fabricantes na secção referente aos cabos de alta tensão [77]. Para o seu cálculo, foram utilizadas os valores das resistências em DC a 20°C disponibilizadas pelos fabricantes, fazendo-se a sua conversão para AC a 75°C , como descrito na Equação (54), onde:

- θ_1 e θ_0 correspondem às temperaturas;
- $R(\theta_1)$ e $R(\theta_0)$ dizem respeito às resistências das temperaturas θ_1 e θ_0 , respetivamente;
- α representa o coeficiente de temperatura do material.

$$R(\theta_1) = R(\theta_0) \cdot [1 + \alpha(\theta_1 - \theta_0)] \quad (54)$$

Assumiu-se ainda que o efeito pelicular era desprezável e, por isso, a resistência em AC a 75°C seria igual à resistência em DC em 75°C . Contudo, na realidade, para calcular a resistência

de forma exata, seria necessário considerar o efeito pelicular, uma vez que este reduz a secção condutor. Além disso, devido ao entrançado, cada subcondutor pode ter um comprimento maior que o condutor em si e dever-se-ia ainda calcular a resistência de cada subcondutor individualmente e posteriormente, a resistência do condutor entre si (com o paralelo das resistências de todos os condutores).

2. Reatância (Ω/km)

Os valores de indutância foram considerados conforme os dados típicos fornecidos pelos fabricantes e convertidos para reatância, considerando uma frequência de 50 Hz [77].

3. Capacitância (nF/km)

Os valores da capacitância foram também retirados das tabelas fornecidas [77].

4. Corrente máxima suportada (kA)

Nos casos onde a corrente máxima limitada pelos cabos não se encontra estipulada no documento disponibilizado pela E-REDES, foram considerados os valores fornecidos pelos fabricantes dos cabos [77]. Além disso, assumiu-se que todas as linhas se encontrariam enterradas em Lisboa, uma vez que influencia a escolha da capacidade da corrente máxima suportada pelos cabos.

3.6 Análise do Impacto Introduzido pelo Carregamento de Veículos Elétricos na Rede de Distribuição Elétrica de Lisboa

Por fim, para avaliar o impacto introduzido pelo carregamento dos veículos elétricos na rede de distribuição elétrica de Lisboa, foram simulados diferentes cenários com o aumento da carga dos VEs nas subestações respetivas, onde utilizando esses dados foram analisados os seguintes indicadores técnicos: as sobrecargas nas linhas, as perdas nas linhas e a magnitude de tensão nos barramentos. Deste modo, estes indicadores fornecem uma visão abrangente e detalhada do impacto causado pelo carregamento de veículos elétricos, permitindo a identificação de zonas críticas que necessitem especial atenção para a melhoria da infraestrutura da rede de distribuição de Lisboa.

RESULTADOS E ANÁLISE

O presente capítulo tem como objetivo apresentar e analisar os resultados obtidos através da metodologia implementada, desenvolvida com recurso à ferramenta *Python* e à biblioteca *Pandapower*, para um caso de estudo específico.

4.1 Caracterização do Caso de Estudo

O presente caso de estudo investiga o impacto dos carregamentos dos veículos elétricos nas subestações de 60 kV do concelho de Lisboa. A análise baseou-se nos dados de consumo horário de energia ativa referentes aos primeiros 4 dígitos dos códigos postais, disponíveis no portal Open Data da E-REDES, abrangendo o período de 1 de setembro de 2022 a 31 de agosto de 2023, o que perfaz um total de 365 dias. Os dados para os diagramas de carga dos veículos elétricos são de 2023 do MOBI.E, enquanto as características das linhas da rede elétrica foram obtidas do documento da E-REDES em [76].

4.2 Resultados

No presente subcapítulo são apresentados todos os resultados obtidos através da metodologia desenvolvida.

4.2.1 Algoritmo das Distâncias Geográficas

Conforme detalhado no capítulo 3.1, após associar os códigos postais de 7 dígitos às subestações mais próximas, foi mapeada a distribuição desses códigos postais para cada subestação, como ilustrado na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 - Mapeamento da Distribuição dos Códigos Postais (%) presentes no Portal Open Data para cada Subestação, obtidos através do Algoritmo das Distâncias.

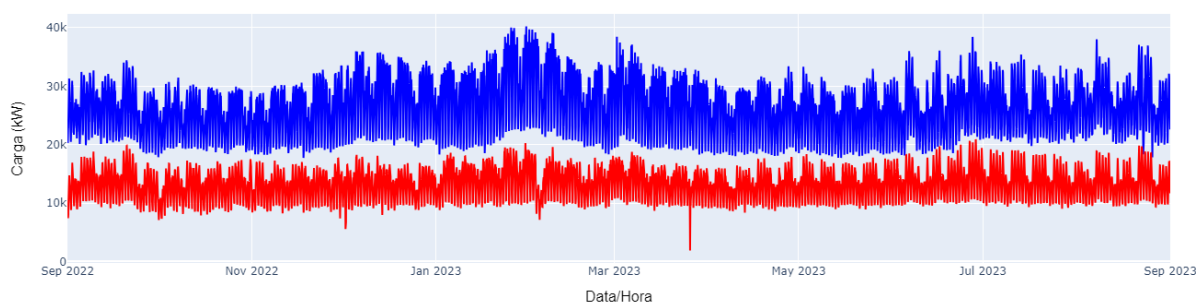
Subestação \ CP (%)	1000	1050	1070	1100	1150	1170	1200	1250	1300	1350	1400	1500	1600	1700	1750	1800	1900	1950	1990
Aeroporto	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0018	0,0000	0,0000	0,0000	0,0015	0,0256	0,0027	0,5838	0,0000	0,0000	0,1536
Alameda	0,5403	0,0000	0,0035	0,0000	0,0290	0,0333	0,0000	0,0000	0,0000	0,0031	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,4771	0,0059	0,0000
Alto Lumiar	0,0000	0,0041	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0017	0,0076	0,0028	0,6002	0,0031	0,0023	0,0059	0,0000
Amoreiras	0,0000	0,0000	0,1206	0,0000	0,0000	0,0000	0,0198	0,5550	0,0000	0,0215	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Arco Carvalhão	0,0000	0,0000	0,5605	0,0000	0,0029	0,0000	0,0000	0,0221	0,0123	0,5107	0,0000	0,0050	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Boavista	0,0000	0,0000	0,0035	0,0032	0,0087	0,0000	0,5411	0,0037	0,0070	0,0000	0,0000	0,0000	0,0015	0,0028	0,0000	0,0031	0,0023	0,0000	0,0102
Central Tejo	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,7397	0,0062	0,5401	0,0000	0,0000	0,0000	0,0027	0,0000	0,0000	0,0000	0,0068
Colombo	0,0000	0,0000	0,0000	0,0032	0,0000	0,0026	0,0000	0,0000	0,0018	0,0000	0,0000	0,1545	0,3303	0,0000	0,0027	0,0000	0,0000	0,0000	0,0034
Entrecampos	0,2315	0,2245	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0013	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0229	0,4460	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Expo Sul	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0027	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,3609	0,0000	0,1290	0,7646
Gago Coutinho	0,0604	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0013	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0015	0,5002	0,0000	0,0031	0,0137	0,2346	0,0000
Luz	0,0000	0,0000	0,0000	0,0016	0,0000	0,0026	0,0013	0,0000	0,0000	0,0000	0,0053	0,7392	0,0031	0,0028	0,0000	0,0000	0,0023	0,0029	0,0102
Marvila	0,0000	0,0000	0,0000	0,0065	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0245	0,0502	0,5953	0,0000
Norte	0,0000	0,0122	0,0496	0,0000	0,0000	0,0051	0,0000	0,0000	0,0018	0,0000	0,0000	0,0282	0,2446	0,0142	0,0000	0,0000	0,0023	0,0000	0,0000
Parque	0,0940	0,6490	0,2482	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0018	0,0000	0,0000	0,0017	0,0031	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Praça Figueira	0,0000	0,0000	0,0035	0,9482	0,2290	0,0949	0,1164	0,0956	0,0088	0,0000	0,0027	0,0033	0,0031	0,0000	0,0082	0,0031	0,0046	0,0059	0,0239
Santa Marta	0,0302	0,1102	0,0000	0,0000	0,5420	0,0000	0,0066	0,2537	0,0000	0,0000	0,0080	0,0000	0,0000	0,0028	0,0027	0,0000	0,0023	0,0088	0,0000
São Ciro	0,0000	0,0000	0,0035	0,0032	0,0000	0,0000	0,3122	0,0699	0,1652	0,4523	0,0027	0,0000	0,0000	0,0000	0,0055	0,0000	0,0000	0,0029	0,0273
Senhor Roubado	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0275	0,0000	0,1507	0,0031	0,0000	0,0029	0,0000
Telheiras	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0051	0,0000	0,0000	0,0000	0,0062	0,0000	0,0000	0,3457	0,0028	0,2164	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Vale Escuro	0,0436	0,0000	0,0071	0,0341	0,1884	0,8564	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0027	0,0000	0,4406	0,0059	0,0000
Zambujal	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0598	0,0000	0,4385	0,0664	0,0076	0,0000	0,0055	0,0153	0,0023	0,0000	0,0000
Total	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000

Deste modo, a tabela fornece uma visão clara da distribuição dos pesos de códigos postais por subestação. Através de uma análise detalhada é possível destacar que:

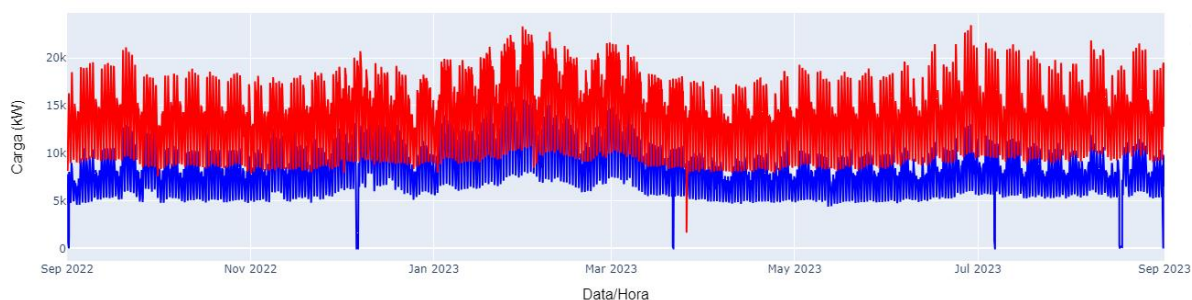
- Existem subestações que possuem pesos mais elevados (acima de 60%) como, o Alto Lumiar no CP 1750, a Central Tejo no CP 1300, a Expo Sul no CP 1990, a Luz no CP 1500, o Parque no CP 1050, a Praça Figueira no CP 1100 e o Vale Escuro no CP 1170;
- Determinadas subestações que possuem pesos de códigos postais elevados continuam a apresentar outros códigos postais com pesos intermédios (entre 10% e 60%), nomeadamente Central Tejo no CP 1400, a Expo Sul nos CP 1800, o Parque no CP 1070, a Praça Figueira nos CPs 1150 e 1200 e o Vale Escuro nos CPs 1150 e 1900;
- Todas as subestações possuem pelo menos um peso de código postal menor que 10 % e um peso intermédio ou elevado.

4.2.2 Obtenção e Validação dos Diagramas de Carga das Subestações

Neste subcapítulo, encontram-se representados na Figura 4.1 e Figura 4.2 três exemplos de diagramas de carga, derivados tanto dos dados do portal Open Data E-REDES quanto dos dados de referência da E-REDES, mas exibidos simultaneamente, uma vez que se considera que esta apresentação permite uma análise comparativa mais detalhada. Como explicado no subcapítulo 3.2, existiu a necessidade de converter os perfis de carga obtidos pelo algoritmo das distâncias para a mesma resolução temporal dos dados de referência da E-REDES, ou seja, 15 minutos.



a) Aeroporto.



b) São Ciro.

Figura 4.1 - Diagramas de carga de duas subestações. Linha Vermelha - Dados do portal Open Data. Linha Azul - Dados de referência.

Por um lado, observa-se visualmente uma discrepância entre os dados de referência e os dados obtidos através do algoritmo das distâncias para a subestação Aeroporto e São Ciro. Esta desigualdade pode ser atribuída a fontes de incerteza previamente mencionadas como, por exemplo, a ausência de dados de consumo de energia ativa para determinados códigos postais ou a necessidade de ajustes devido às diferentes resoluções temporais dos dados provenientes de ambas as fontes. Deve ser referido que, nos diagramas de carga correspondentes aos dados de referência, existem alguns períodos com leituras a zero. Relativamente à diminuição da potência que ocorre sistematicamente em todos os diagramas de carga correspondentes aos dados do portal Open Data, observa-se que coincide com a transição para o horário de verão. Durante essa transição, os relógios são adiantados da 01:00h para as 2:00h da manhã, resultando em valores de consumo de energia significativamente menores fornecidos pelo portal Open Data nesse horário em comparação com os restantes. Importa ressaltar, que os dados fornecidos pelo portal são aproximações dos valores extraídos do sistema, o que pode contribuir para estas variações observadas.

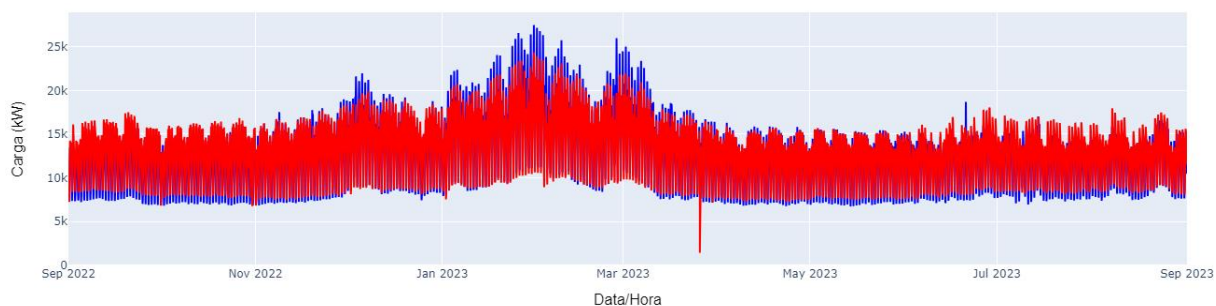


Figura 4.2 - Diagrama de carga da subestação Vale Escuro. Linha Vermelha - Dados do portal Open Data. Linha Azul - Dados de referência.

Por outro lado, ao analisar a subestação Vale Escuro, verifica-se que os resultados obtidos pela primeira abordagem utilizada são mais favoráveis e próximos dos dados de referência comparativamente aos do Aeroporto e São Ciro, uma vez que existe uma variação menos acentuada nos perfis de carga e picos de consumo. Esta similaridade entre os perfis de consumo sugere que o algoritmo das distâncias se revelou mais adequado na alocação dos pesos dos códigos postais para determinadas subestações em detrimento de outras, tal como se pode verificar pela Tabela 4.3.

Para além disso, como mencionado no subcapítulo 3.2, foi utilizado o RMSE para analisar a semelhança entre os diagramas de carga, onde um valor de RMSE de 2010,25 kW (Alameda), por exemplo, indica que a diferença média entre os valores de potência medidos a cada 15 minutos nos diagramas de carga obtidos pelos dados do portal e os dados de referência da E-REDES, é de 2010,25 kW. Pode verificar-se que subestações, como Aeroporto, Marvila, Norte, Senhor Roubado e Zambujal, por se encontrarem na extremidade da cidade de Lisboa e alimentarem cargas particulares não incluídas no portal, estão mais sujeitas às fontes de incerteza previamente mencionadas e apresentam, por isso, maiores valores de RMSE. No entanto, subestações como, por exemplo, a Alameda, Alto Lumiar, Entrecampos, Parque e Vale Escuro possuem RMSE mais baixos, sugerindo uma modelação mais exata nessas regiões. Estes resultados encontram-se apresentados na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 - RMSE (kW) obtido pelo Algoritmo das Distâncias.

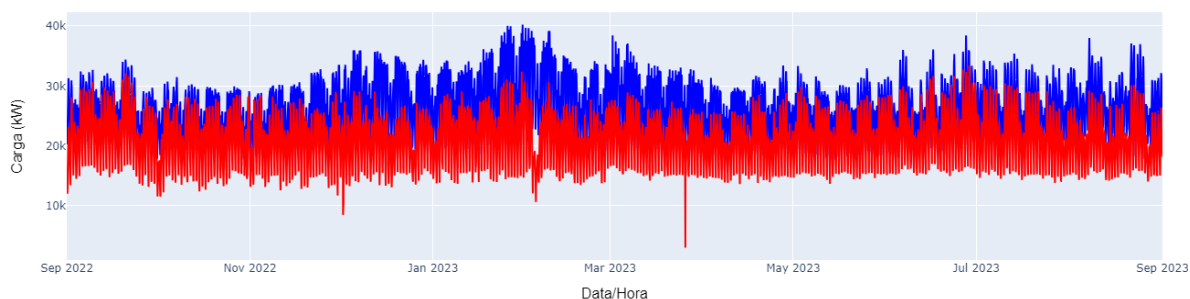
Subestação	Algoritmo das Distâncias
Aeroporto	13306,13
Alameda	2010,25
Alto Lumiar	2406,81
Amoreiras	3297,38
Arco Carvalhão	2869,96
Boavista	5060,38
Central Tejo	7400,09
Colombo	3048,31
Entrecampos	2688,30
Expo SUL	8023,54
Gago Coutinho	3373,64
Luz	7333,50

Tabela 4.2 - RMSE (kW) obtido pelo Algoritmo das Distâncias (Continuação).

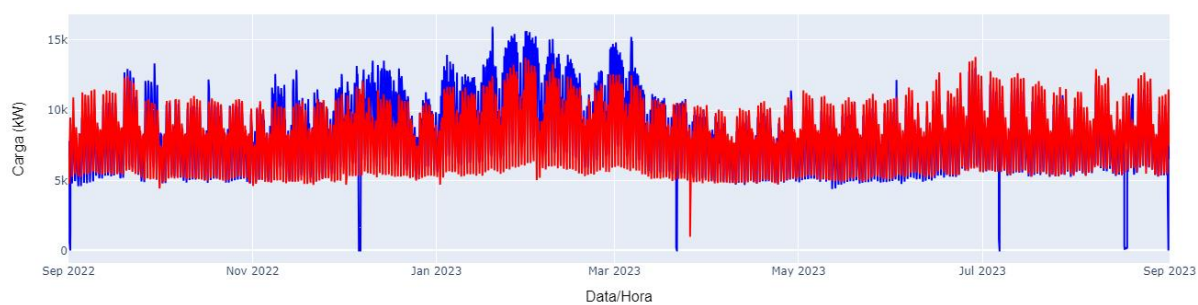
Subestação	Algoritmo das Distâncias
Marvila	10406,82
Norte	14071,52
Parque	2226,31
Praça Figueira	2277,60
Santa Marta	6114,69
São Ciro	6315,74
Senhor Roubado	8755,99
Telheiras	3307,75
Vale Escuro	1260,08
Zambujal	10644,74

4.2.3 Método para a Melhoria dos Diagramas de Carga Obtidos

A variação nos padrões de carga e picos de consumo, anteriormente visualizados, bem como os valores de RMSE obtidos, indicaram que o algoritmo necessitou de ajustes ou refinamentos adicionais para melhorar a distribuição dos pesos dos códigos postais por subestação e, conseqüentemente, da carga. Pelo que, quando é aplicado o método para a melhoria dos diagramas de carga, os resultados obtidos mostraram um progresso significativo, como se pode observar pela Figura 4.3 e Figura 4.4. No Anexo B, encontram-se representados os diagramas de carga sobrepostos das restantes subestações consideradas após a aplicação do algoritmo genético.



a) Aeroporto.



b) São Ciro.

Figura 4.3 - Diagramas de carga de duas subestações após aplicação do algoritmo genético. Linha Vermelha - Dados do portal Open Data. Linha Azul - Dados de referência.

Comparando os gráficos dos diagramas de carga das subestações Aeroporto e São Ciro apresentados no subcapítulo anterior com os obtidos após a aplicação do algoritmo genético, é evidente que os perfis de carga sofreram uma melhoria substancial, resultando por isso numa maior exatidão na distribuição dos pesos dos códigos postais e numa maior confiabilidade dos dados obtidos. Verificou-se uma redução substancial na variabilidade e discrepâncias em relação aos dados de referência, revelando uma modelação mais adequada dos perfis de consumo das subestações.

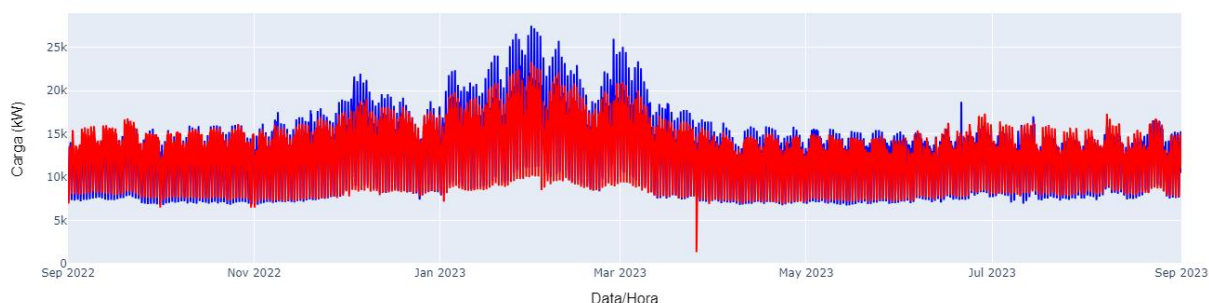


Figura 4.4 - Diagrama de carga da subestação Vale Escuro após aplicação do algoritmo genético. Linha Vermelha - Dados do portal Open Data. Linha Azul - Dados de referência.

Relativamente ao diagrama de carga do Vale Escuro, observa-se que as melhorias nos perfis de carga são menores, sugerindo que o algoritmo das distâncias já tinha atingido um nível mais próximo do satisfatório. Adicionalmente, conforme mencionado no subcapítulo 3.3, foram testadas várias taxas de mutações para determinar quais proporcionavam os melhores resultados em termos de RMSE para cada subestação, tal como se pode observar na Tabela 4.3. Além disso, foi calculada a média dos valores de RMSE para todas as subestações e a redução percentual do RMSE entre os valores obtidos pelo algoritmo das distâncias e o algoritmo genético com uma taxa de mutação de 100%.

Tabela 4.3 - Comparação de RMSE (*kW*) entre as diferentes subestações utilizando os diferentes algoritmos.

RMSE (<i>kW</i>)					
Subestação	Algoritmo das Distâncias	Algoritmo Genético Taxa de Mutação			Redução de RMSE (%)
		50%	75%	100%	
Aeroporto	13306,13	5929,14	5653,88	5561,10	58,21
Alameda	2010,25	1360,29	1338,04	1330,00	33,84
Alto Lumiar	2406,81	493,57	563,51	539,88	77,57
Amoreiras	3297,38	3165,68	1581,99	1800,77	45,39
Arco Carvalhão	2869,96	2476,57	1227,67	1228,89	57,18
Boavista	5060,38	4833,78	1698,90	1709,10	66,23
Central Tejo	7400,09	6349,96	6328,45	6467,33	12,60
Colombo	3048,31	1693,09	1721,09	1775,92	41,74
Entrecampos	2688,30	1284,96	1579,64	1917,40	28,68
Expo SUL	8023,54	2179,83	2140,38	2258,96	71,85
Gago Coutinho	3373,64	2014,45	1892,17	1679,56	50,22
Luz	7333,50	5019,87	4444,93	3535,01	51,80
Marvila	10406,82	8356,58	8600,22	7708,91	25,92
Norte	14071,52	14071,52	13788,17	13305,16	5,45
Parque	2226,31	1627,07	1625,97	1682,97	24,41
Praça Figueira	2277,60	2245,71	2248,29	2248,36	1,28
Santa Marta	6114,69	3077,98	3677,46	4194,52	31,40
São Ciro	6315,74	4980,17	1431,85	1377,82	78,18
Senhor Rou-bado	8755,99	7781,99	7683,34	7704,92	12,00
Telheiras	3307,75	2040,73	1621,93	1271,40	61,56
Vale Escuro	1260,08	1122,12	1152,24	1154,18	8,40
Zambujal	10644,74	10644,74	10644,74	10284,72	3,38
RMSE Médio	5736,34	4215,90	3756,59	3669,86	36,02

A análise dos valores de RMSE para diferentes subestações revela melhorias significativas após a aplicação do algoritmo genético com diversas taxas de mutação. Com base no RMSE médio, concluiu-se que a taxa de mutação de 100% é a mais eficaz, apresentando o menor RMSE médio. A maioria das subestações, como Alto Lumiar, Expo Sul e São Ciro registaram reduções significativas no RMSE, evidenciadas pelas melhorias percentuais acentuadas na última coluna da tabela, verificando-se que nenhuma subestação obteve resultados inferiores após a aplicação do algoritmo. No entanto, subestações como o Norte, Senhor Roubado ou Zambujal apresentam melhorias relativamente baixas, sugerindo que o algoritmo teve um impacto mais limitado na melhoria dos perfis de carga dessas subestações, as quais são as mais afetadas pelas fontes de incerteza.

Devido à natureza estocástica do problema, a aplicação de meta heurísticas como os algoritmos genéticos resulta, por vezes, numa possível estagnação em soluções subótimas. Desta forma, foram realizadas várias simulações com uma taxa de mutação de 100%. Contudo, como se verifica pelas Simulações 1 e 2 da Tabela 4.4, aproximadamente a partir da 20ª geração os valores do RMSE médio começam a estabilizar e, com o objetivo de acelerar o processo de convergência como mencionado no subcapítulo 3.3.2, as restantes simulações foram limitadas até à 30ª geração.

Tabela 4.4 - Exemplo da evolução do RMSE médio (*kW*) ao longo das gerações para diferentes simulações, com uma taxa de mutação de 100%.

RMSE Médio (<i>kW</i>)				
Gerações	Simulação 1	Simulação 2	Simulação 3	Simulação 4
Início	5736,34			
2	4148,75	4218,63	4168,36	4409,90
4	3898,34	3983,06	4156,83	4243,12
6	3898,34	3776,04	4122,24	4170,51
8	3898,34	3679,75	4031,53	4159,80
10	3898,34	3678,43	3897,75	4077,21
12	3898,34	3678,43	3897,75	4077,21
14	3883,57	3673,34	3893,90	3820,19
16	3883,57	3673,30	3893,90	3820,19
18	3876,49	3673,30	3887,64	3820,19

Tabela 4.4 - Exemplo da evolução do RMSE médio (*kW*) ao longo das gerações para diferentes simulações, com uma taxa de mutação de 100% (Continuação).

RMSE Médio (<i>kW</i>)				
Gerações	Simulação 1	Simulação 2	Simulação 3	Simulação 4
20	3876,49	3673,30	3887,64	3820,19
22	3875,00	3671,11	3887,64	3820,19
24	3875,00	3671,11	3887,64	3820,19
26	3875,00	3671,11	3887,64	3820,19
28	3875,00	3669,86	3887,64	3820,19
30	3875,00	3669,86	3887,64	3820,19
32	3875,00	3669,86	—	—
34	3875,00	3669,86	—	—
36	3875,00	3669,86	—	—
38	3875,00	3669,86	—	—
40	3875,00	3669,86	—	—
42	3875,00	3669,86	—	—
44	3875,00	3669,86	—	—
46	3875,00	3669,86	—	—
48	3875,00	3669,86	—	—
50	3875,00	3669,86	—	—

Assim, de entre os exemplos fornecidos das diferentes simulações, pode-se observar que os melhores resultados para o RMSE médio com uma taxa de mutação de 100%, foram obtidos através da Simulação 2, sendo esses os contemplados na Tabela 4.3.

Deste modo, a aplicação do algoritmo genético resultou em melhorias na semelhança dos perfis de consumo, com a taxa de mutação de 100% proporcionando os melhores resultados. A redução do RMSE individual e médio, conforme apresentado na Tabela 4.3, destaca a eficácia do algoritmo utilizado, demonstrando uma melhoria geral significativa. Consequentemente, conseguiu-se diminuir o efeito das fontes de incerteza associadas à metodologia implementada, mencionadas no subcapítulo 3.1.2, como por exemplo, a indisponibilidade de dados de consumo de energia ativa de privados ou de determinados códigos postais, o facto de não se considerar fontes de consumo de energia ativa fora da fronteira do concelho de Lisboa, que impacta as subestações mais próximas, entre outras. Assim, considera-se que a

metodologia aplicada permite obter diagramas de cargas realistas para as subestações consideradas, tendo em conta apenas a existência de dados provenientes do portal Open Data.

4.2.4 Modelação dos Diagramas de Carga dos Veículos Elétricos

Para a modelação dos diagramas de carga dos VEs, como referido anteriormente, os dados extraídos do MOBI.E, referentes à média dos pontos de carregamento utilizados por dia, encontram-se representados na Tabela 4.5, com informações relativas ao concelho de Lisboa em 2023.

Tabela 4.5 - Média dos pontos de carregamento em uso por dia, no ano de 2023, no concelho de Lisboa.

Hora do Dia	$MPC_{em\ uso}(h)$	Hora do Dia	$MPC_{em\ uso}(h)$
0	648	12	1390
1	576	13	1394
2	531	14	1371
3	495	15	1335
4	453	16	1314
5	423	17	1285
6	436	18	1262
7	493	19	1224
8	707	20	1143
9	989	21	1030
10	1183	22	918
11	1307	23	777

Além disso, o gráfico abaixo na Figura 4.5, apresenta um exemplo dos resultados do consumo de potência ao longo de 24 horas num mês específico. Este foi elaborado a partir de uma seleção de 30 simulações representativas, escolhidas entre um total de 365 simulações realizadas para o concelho de Lisboa. Cada linha representa uma simulação por dia, pelo que se pode observar uma variação significativa no consumo de potência ao longo do dia, com picos pronunciados nas horas de maior atividade, refletindo a variabilidade diária no consumo de potência dos VEs.

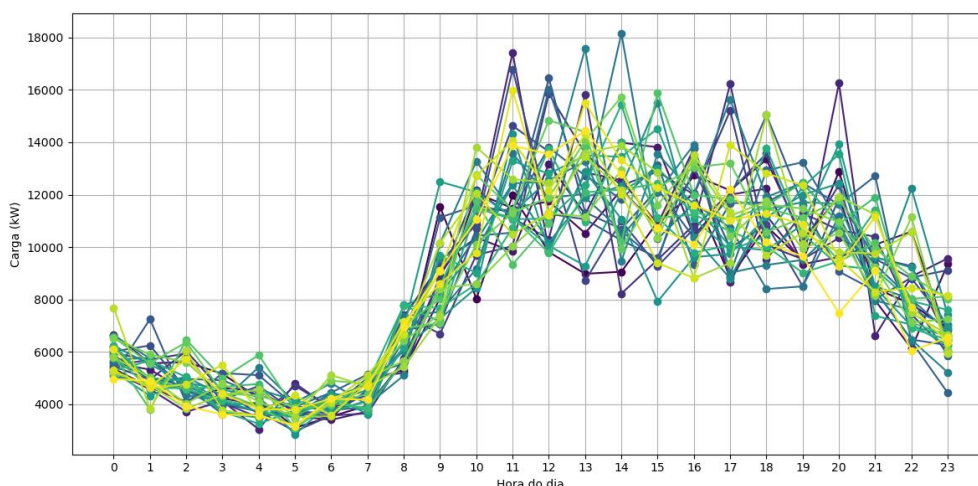


Figura 4.5 - Exemplo do consumo de potência de veículos elétricos num determinado mês.

A Figura 4.6 apresenta um exemplo ilustrativo do diagrama de carga da subestação de São Ciro, destacando especificamente o consumo dos veículos elétricos, ou seja, os dados de consumo de potência por código postal dos VEs após a aplicação dos pesos dos códigos postais determinados pelo algoritmo genético, conforme descrito no subcapítulo 3.4.2.

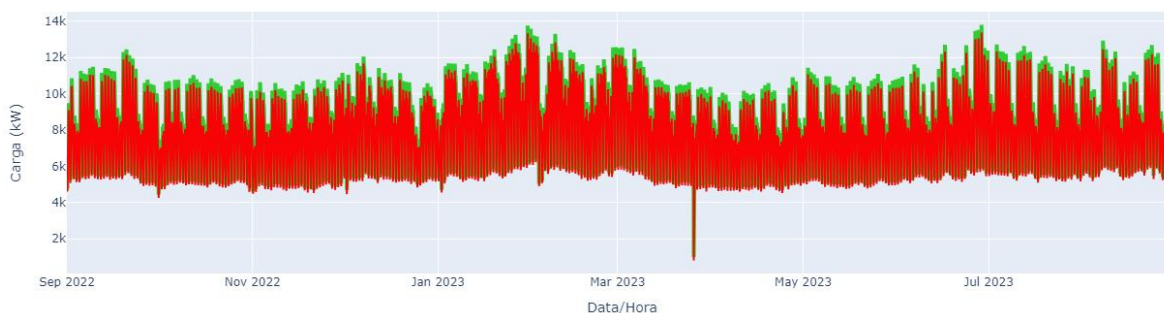


Figura 4.6 - Diagrama de carga da subestação São Ciro com os dados do portal Open Data, evidenciando o consumo de veículos elétricos associado. Linha Vermelha: Sem o consumo dos VEs. Linha Verde: Com o consumo dos VEs.

Através da Figura 4.7, que ilustra a variação intradiária da carga da subestação ao longo de 3 dias durante o verão, verifica-se que a carga da subestação apresenta um comportamento semelhante ao da Figura 4.5, sendo mais pronunciada durante os horários de pico, especialmente por volta das 12h, em comparação com períodos noturnos, como às 3h. Este comportamento sugere que o carregamento dos VEs ocorre predominantemente durante o dia, contribuindo para o aumento da procura em horários de maior consumo.

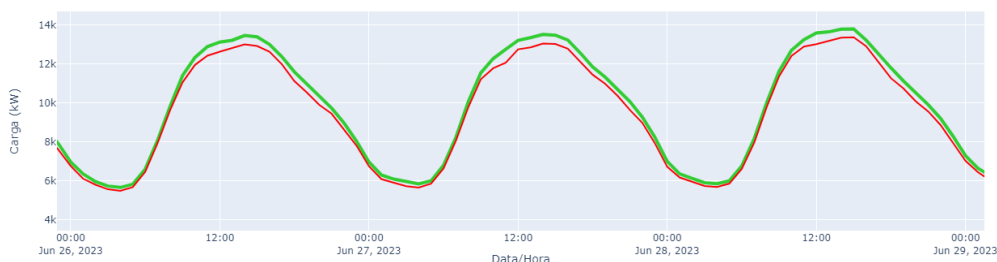


Figura 4.7 - Variação intradiária da carga da subestação São Ciro, no período de 26 a 29 de junho, com os dados do portal Open Data, evidenciando o consumo de veículos elétricos associado. Linha Vermelha: Sem o consumo dos VEs. Linha Verde: Com o consumo dos VEs.

4.2.5 Análise do Impacto Introduzido pelo Carregamento de Veículos Elétricos na Rede de Distribuição Elétrica de Lisboa

Por fim, utilizando os dados do portal Open Data, serão apresentados os diferentes resultados e análises da avaliação do impacto introduzido pelo carregamento dos veículos elétricos na rede de distribuição elétrica de Lisboa, de acordo com o aumento progressivo da carga nas diferentes subestações. O modelo da rede obtido, constituído pelas linhas da Tabela A.1 do Anexo A, encontra-se representado na Figura 4.8.

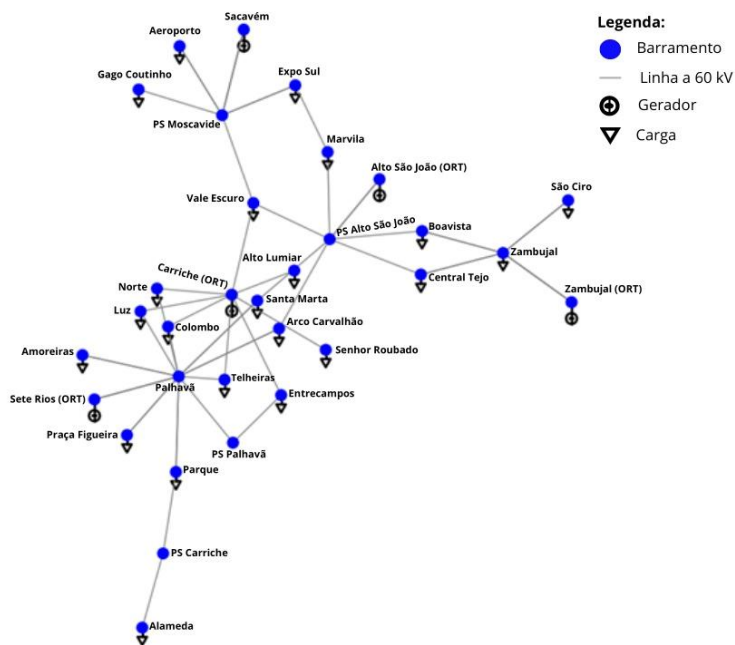


Figura 4.8 - Modelo da rede obtido através do *PandaPower* [69].

Na Figura 4.9, é possível visualizar um exemplo do fluxo de potência da rede modelada, evidenciando a topologia dos nós e linhas constituintes da mesma, sendo possível observar que tanto as linhas como os barramentos encontram-se dentro de limites aceitáveis.

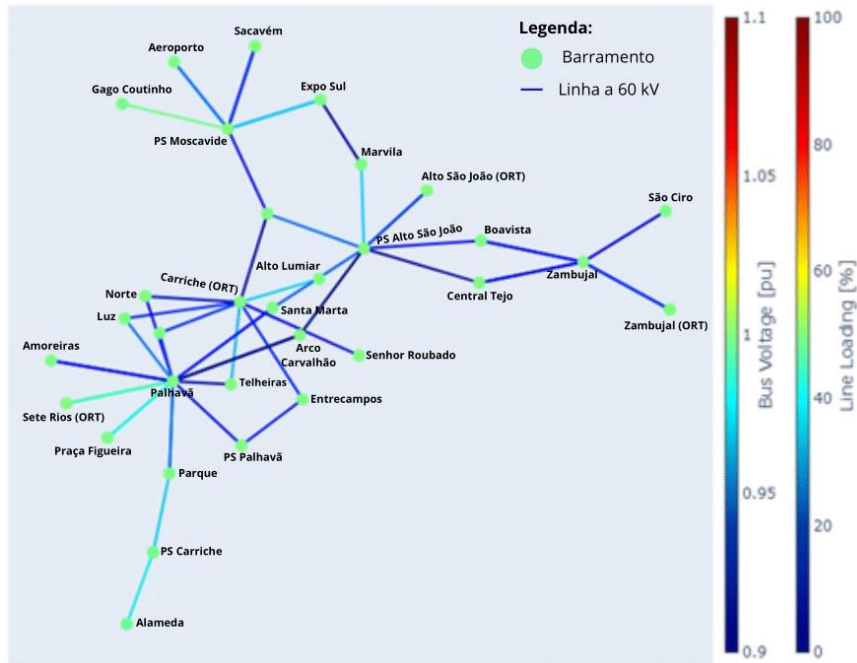
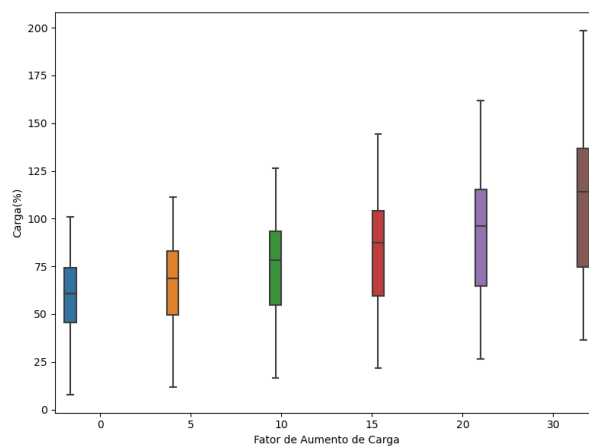


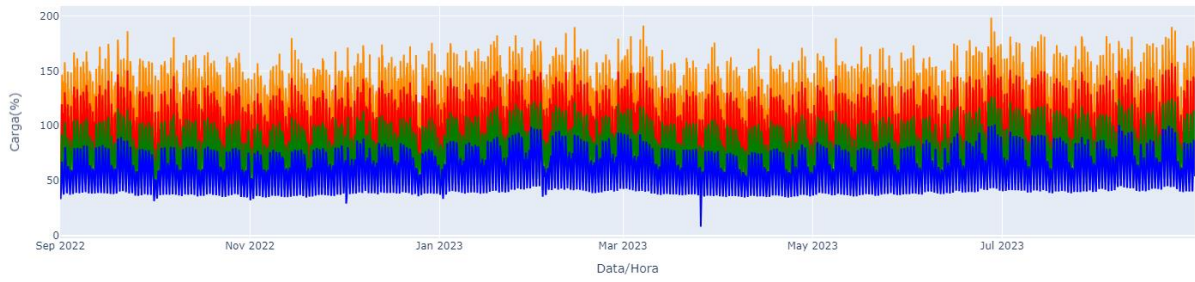
Figura 4.9 - Fluxo de potência da rede base no dia 30 de Setembro de 2023 às 23:00 horas, evidenciando os níveis de tensão e a sobrecarga percentual das linhas obtido através do *PandaPower* [69].

4.2.5.1 Sobrecargas e Picos de Consumo nas Linhas

Com o objetivo de comparar a carga nas linhas em função do aumento do carregamento dos veículos elétricos, a Figura 4.10, Figura 4.11 e Figura 4.12 apresentam alguns exemplos das linhas mais problemáticas da rede. Para facilitar a visualização, os diagramas de carga não contemplam todos os fatores de aumento de carga dos *boxplots*. Os resultados acerca de todas as linhas estão disponíveis no Anexo B.

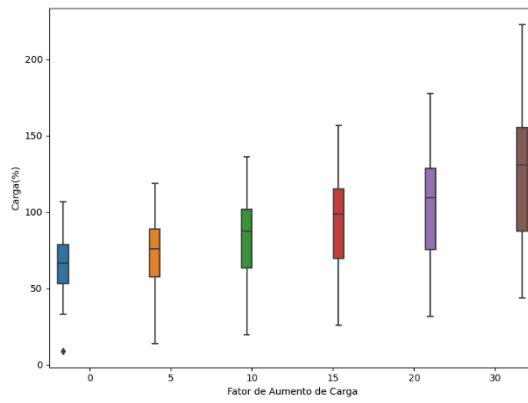


a) *Boxplot* de carga.

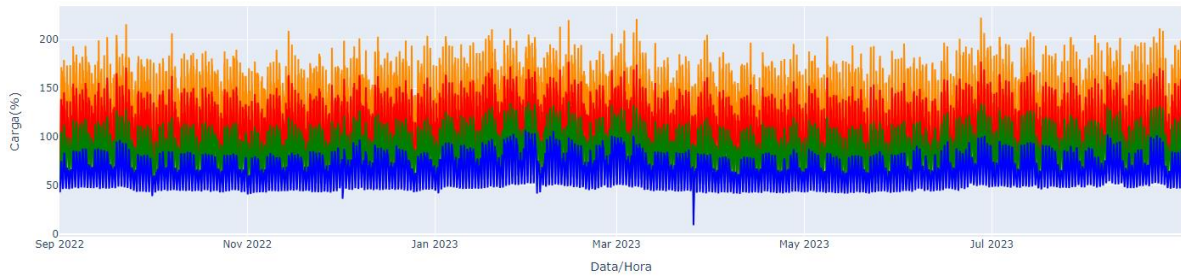


b) Diagrama de carga. Linha Azul - 0x. Linha Verde - 10x. Linha Vermelha - 20x. Linha Laranja - 30x.

Figura 4.10 - Sobrecarga da linha Sete Rios - Palhavã 1 em função do aumento do carregamento dos VEs.

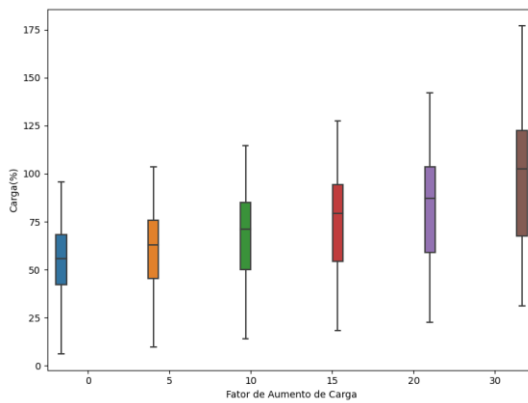


a) *Boxplot* de Carga.

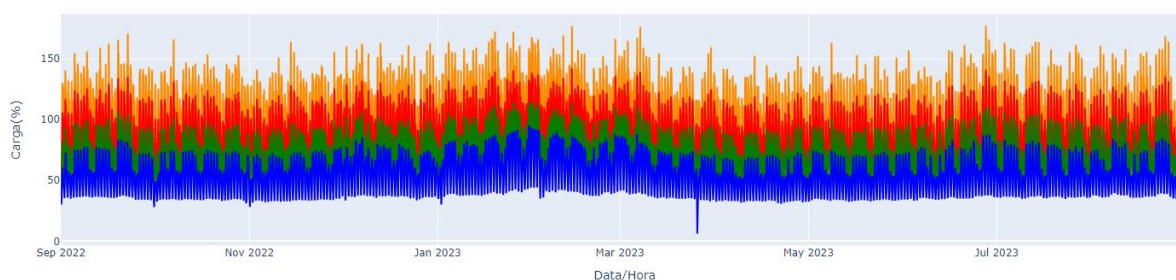


b) Diagrama de Carga. Linha Azul - 0x. Linha Verde - 10x. Linha Vermelha - 20x. Linha Laranja - 30x.

Figura 4.11 - Sobrecarga da linha PS Moscavide - Gago Coutinho em função do aumento do carregamento dos VEs.



a) *Boxplot* de carga.



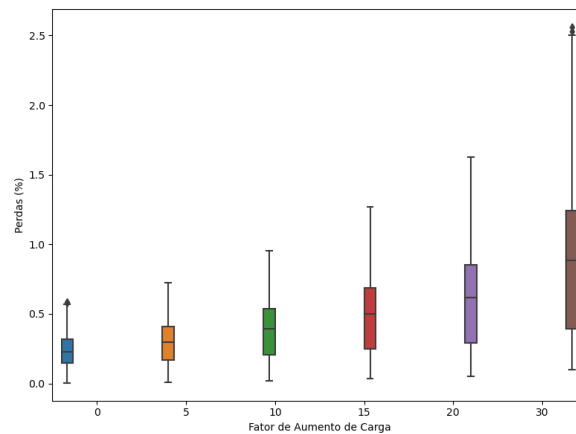
b) Diagrama de carga. Linha Azul - 0x. Linha Verde - 10x. Linha Vermelha - 20x. Linha Laranja - 30x.

Figura 4.12 - Sobrecarga da linha PS Carriche - Alameda em função do aumento do carregamento dos VEs.

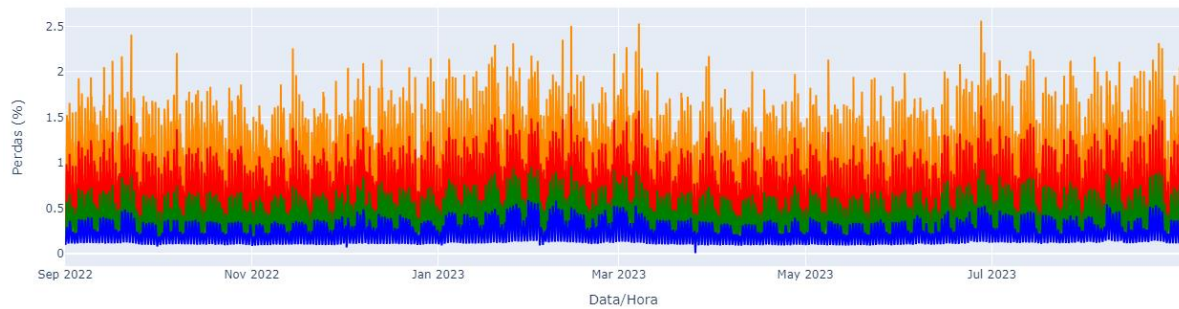
Deste modo, a análise das figuras apresentadas bem como da Tabela B.1 do Anexo B, evidencia que, à medida que se aumenta a carga dos veículos elétricos nas subestações, o fluxo de potência nas linhas aumenta progressivamente, causando uma maior sobrecarga nas mesmas. As linhas mais críticas, ou seja, aquelas que apresentam maiores sobrecarga e que requerem mais atenção, incluem principalmente PS Moscavide - Gago Coutinho, Carriche - Alto Lumiar, PS Carriche - Parque, PS Carriche - Alameda e Sete Rios - Palhavã. Verifica-se que, em algumas dessas linhas, mesmo para fatores de aumento de carga relativamente baixos, como 5 ou 10 vezes, já se observam picos de carga superiores a 100% em determinados momentos. Com um fator de 20 vezes, metade das medições de carga supera os 80%, com 25% das medições acima de 95%, chegando inclusive a atingir valores máximos superiores a 130%. Para um fator de aumento de 30 vezes, a situação torna-se ainda mais crítica, com mais de 50% das medições de carga em algumas linhas a excederem os 100% e picos de carga a alcançarem valores compreendidos entre 161% e 223%, resultando em picos de consumo de aproximadamente 50 MW e 40 MW, respetivamente. Para além disso, existem ainda outras linhas, que embora menos críticas, necessitam também de monitorização, como PS Moscavide- Expo Sul, Carriche - Telheiras e Palhavã - Praça Figueira, onde para um aumento de 20 vezes na carga dos veículos elétricos, 25% das medições de carga apresentam já valores superiores a 80%. Deve ainda ser destacado que, tendo em conta os resultados obtidos pelo modelo, as linhas que apresentam valores relativamente baixos de carga correspondem a restrições operacionais. Além disso, eventuais *outliers* visualizados nos *boxplots* dizem respeito a valores que se encontram fora do intervalo interquartil esperado e não representam o comportamento típico da rede, surgindo devido a picos de consumo em elevados períodos de procura, quedas de consumo durante períodos de menor procura ou, em alguns casos, de forma aleatória devido a variabilidades pontuais.

4.2.5.2 Perdas nas Linhas

O mesmo tipo de método foi utilizado para avaliar as perdas nas linhas face à capacidade das mesmas ao longo do tempo, como se pode visualizar na Figura 4.13, Figura 4.14 e Figura 4.15, permitindo uma análise detalhada e a identificação das linhas com maiores perdas.

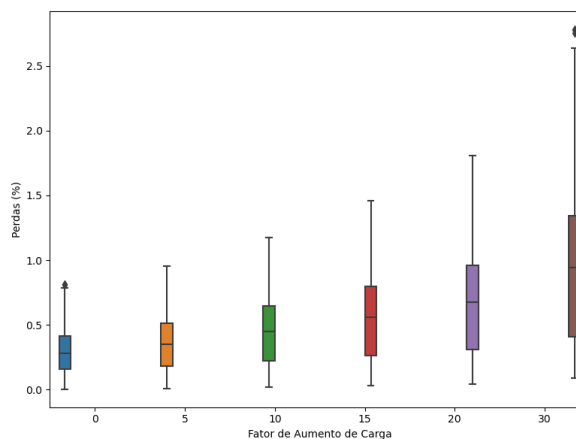


a) *Boxplot* de Perdas face à capacidade da linha.

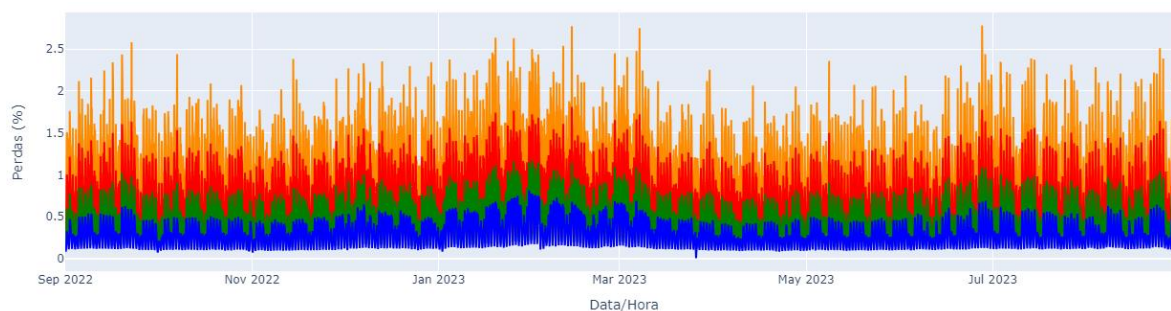


b) Diagrama de perdas face à capacidade da linha ao longo do tempo. Linha Azul - 0x. Linha Verde - 10x. Linha Vermelha - 20x. Linha Laranja - 30x.

Figura 4.13 - Perdas da linha PS Moscavide - Gago Coutinho em função do aumento do carregamento dos VEs.

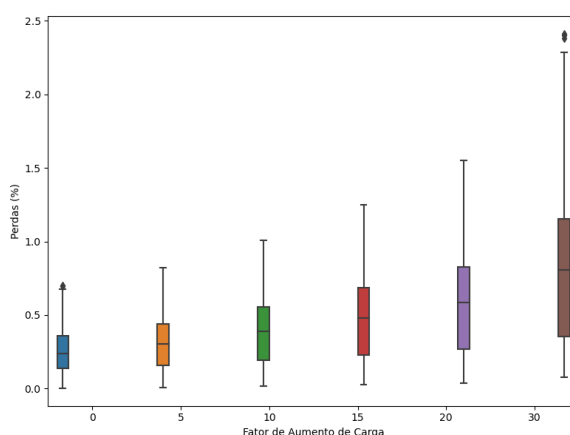


a) *Boxplot* de Perdas face à capacidade da linha.

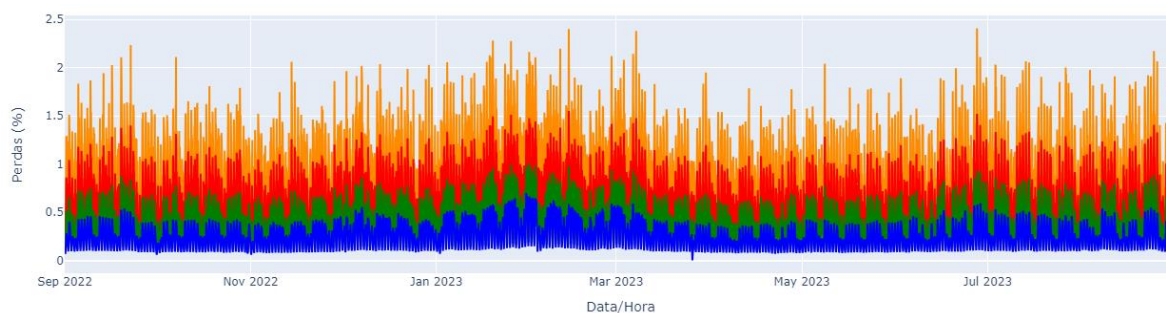


b) Diagrama de perdas face à capacidade da linha ao longo do tempo. Linha Azul - 0x. Linha Verde - 10x. Linha Vermelha - 20x. Linha Laranja - 30x.

Figura 4.14 - Perdas da linha PS Carriche - Parque em função do aumento do carregamento dos VEs.



a) *Boxplot* de Perdas face à capacidade da linha.



b) Diagrama de perdas face à capacidade da linha ao longo do tempo. Linha Azul - 0x. Linha Verde - 10x. Linha Vermelha - 20x. Linha Laranja - 30x.

Figura 4.15 - Perdas da linha PS Carriche - Alameda em função do aumento do carregamento dos VEs.

Relativamente às perdas, os resultados destas são apresentados em percentagem face à capacidade da linha, observando-se que nem sempre as linhas mais sobrecarregadas são necessariamente as que apresentam maiores perdas, uma vez que a sobrecarga pode ser um evento temporário enquanto as perdas são contínuas durante o fluxo de corrente. Além disso, fatores como o comprimento da linha e a resistência do material condutor desempenham sempre um papel crucial nas perdas totais. A análise dos dois tipos de gráficos apresentados,

bem como da Tabela B.2 do Anexo B, evidencia que, à medida que se aumenta a carga dos veículos elétricos nas subestações, as perdas nas linhas aumentam progressivamente, devido ao aumento de corrente solicitada da rede pelos VEs. Verifica-se que as linhas que possuem as maiores perdas são essencialmente PS Moscavide - Gago Coutinho, PS Carriche - Parque, PS Carriche - Alameda e Palhavã - Praça Figueira.

Para um fator de aumento de 5 vezes, a linha PS Moscavide - Gago Coutinho atinge valores máximos de 0,72% de perdas face à capacidade da linha. Com um fator de aumento de 20 vezes, 25% das perdas ultrapassam 0,85% possuindo valores máximos de 1,63%, verificando-se que ocorre um aumento relativo de 185,96% face à situação base.

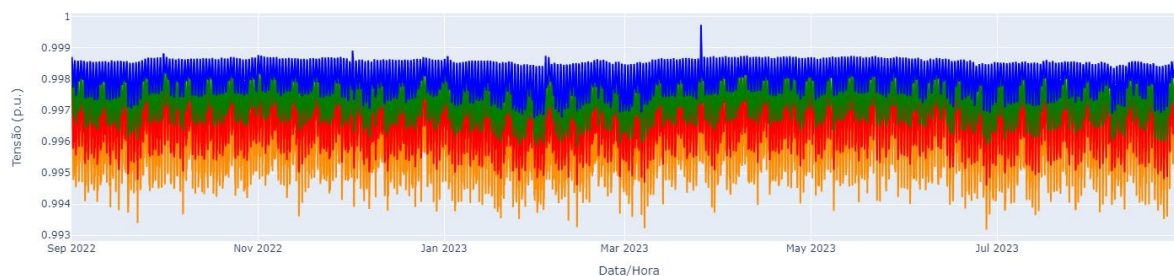
De forma semelhante, para a linha PS Carriche - Parque, um fator de aumento de 10 vezes resulta em 25% das perdas superiores a 0,65% face à capacidade da linha e valores máximos de 1,17%. Para um fator de 20 vezes, 50% das perdas excedem os 0,68%, atingindo picos de 1,81%. Na linha PS Carriche - Alameda, um fator de aumento de 10 vezes faz com que 25% das perdas superem 0,56%, com valores máximos de 1,01%. Para um fator de 20 vezes, 50% das perdas estão acima de 0,58% e 25% superam 0,83%, atingindo valores máximos de 1,55%. Com um aumento de 30 vezes em ambas as linhas, 50% das perdas ultrapassam 0,94% na primeira linha e 0,81% na segunda, enquanto 25% das perdas excedem 1,34% e 1,15%, respetivamente, alcançando valores máximos de 2,64% e 2,28%. Verificando-se que, face à situação base em ambas as linhas, para um fator de 30 vezes, existem aumentos relativos nos valores máximos de 238,46% e 235,29%, respetivamente.

Relativamente às linhas de Palhavã - Praça Figueira, com um fator de aumento de 20 vezes, 25% das perdas ultrapassam 0,36%, apresentando um aumento relativo nos valores máximos maior que 83,78% em relação à situação base. É ainda importante mencionar que, embora alguns valores sejam bastante baixos na Tabela B.2 do Anexo B, atingindo zero, isto deve-se essencialmente ao arredondamento dos resultados para duas casas decimais e eventuais restrições operacionais, sendo que, na prática, existem sempre perdas ainda que relativamente baixas. Tal como nas sobrecargas e picos de consumo, também nas perdas existe a ocorrência de *outliers* que surgem pelas mesmas razões anteriormente apresentadas.

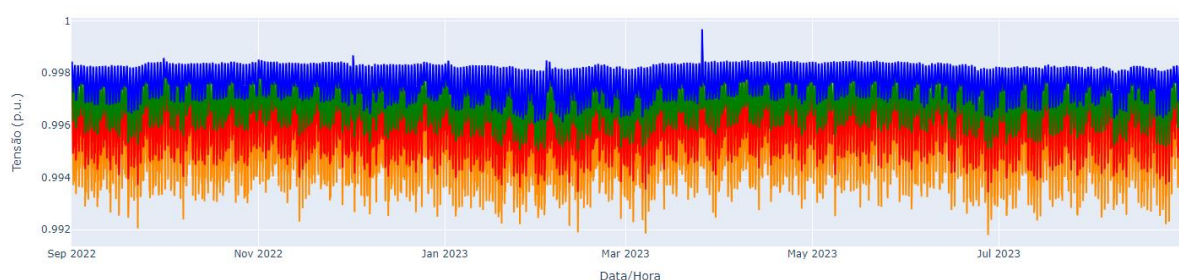
Por fim, as perdas globais do sistema foram analisadas, como se pode visualizar na Tabela B.3 do Anexo B, verificando-se que, apenas para um fator de aumento de 10 vezes, 25% das perdas ultrapassam 4,99% face à capacidade da linha, ocorrendo um aumento relativo nos valores máximos de 54,35% em comparação ao cenário base. Para fatores de 20 e 30 vezes, esse aumento relativo atinge valores significativos de 155,42% e 274,42%, respetivamente.

4.2.5.3 Magnitude da Tensão nos Barramentos

Procedeu-se também à análise da variação da magnitude da tensão nos barramentos constituintes da rede, considerando dois cenários distintos: sem a introdução de potência reativa nas cargas e com a introdução de potência reativa nas cargas equivalente a 15% da potência ativa, correspondendo a uma situação em que se simula um trânsito de potência em AC. Os resultados dessa análise são ilustrados alternadamente na Figura 4.16 e Figura 4.17, que apresentam dois exemplos representativos das condições estudadas. Onde se observa que, à medida que a carga dos veículos elétricos aumenta, a tensão nos barramentos apresenta uma ligeira diminuição devido ao aumento da corrente elétrica que flui através destes, resultando numa maior queda de tensão. Para além disso, a introdução de potência reativa, aumenta ligeiramente a queda de tensão nos barramentos devido ao aumento de corrente reativa adicional. Contudo, estas variações por possuírem valores reduzidos, podem ser consideradas desprezáveis, verificando-se que a estabilidade da rede é mantida devido à existência de geração suficiente. Esta abordagem garante que a tensão nos barramentos permaneça estável, mesmo com variações significativas de carga, proporcionando uma robustez e flexibilidade maior ao sistema elétrico.

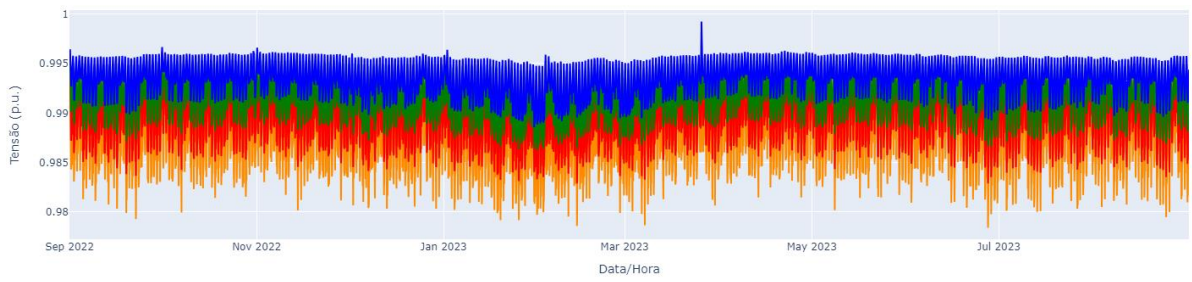


a) Sem potência reativa.

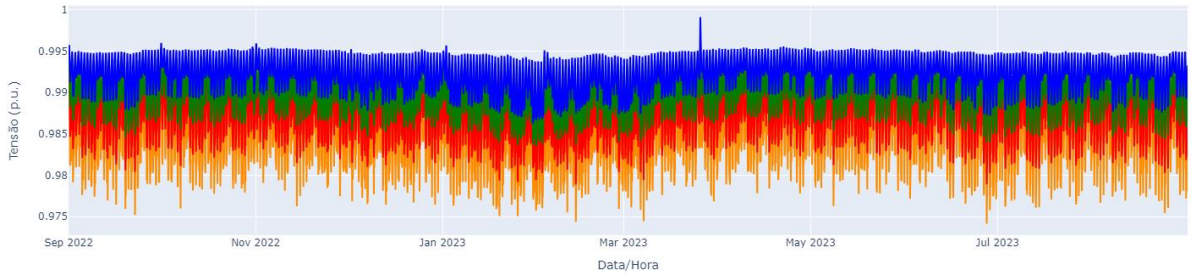


b) Com potência reativa (15% da potência ativa).

Figura 4.16 - Variação da tensão (*p. u.*) ao longo do tempo em Gago Coutinho em função do aumento do carregamento dos VEs. Linha Azul - 0x. Linha Verde - 10x. Linha Vermelha - 20x. Linha Laranja - 30x.



a) Sem potência reativa.



b) Com Potência Reativa (15% da Potência Ativa).

Figura 4.17 - Variação da tensão (*p. u.*) ao longo do tempo na Alameda em função do aumento do carregamento dos VEs. Linha Azul - 0x. Linha Verde - 10x. Linha Vermelha - 20x. Linha Laranja - 30x.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo tem como objetivo fazer uma revisão geral do trabalho realizado, descrevendo as principais contribuições e apresentando sugestões para trabalhos futuros que possam derivar do mesmo.

5.1 Revisão Geral

O setor energético constitui um papel importante na emissão de gases com efeito de estufa, representando uma parte substancial da poluição e do consumo de combustíveis fósseis, agravando os desafios associados às mudanças climáticas. Com o aumento da preocupação relativamente a esta temática, a adoção dos veículos elétricos representa uma nova abordagem para a mitigação destes efeitos, contribuindo para um ambiente mais sustentável. Para além disso, várias medidas financeiras da União Europeia e de diversos países, em resposta aos tratados existentes, têm incentivado a escolha deste tipo de veículos em detrimento dos convencionais, marcando o seu contributo na transição energética. Porém, a rede elétrica poderá não se encontrar totalmente preparada para os desafios que esta mudança de paradigma incorpora, apresentando diversos impactos na mesma, nomeadamente o aumento de carga, horários de carregamento simultâneos, perdas, entre outros.

Deste modo, a metodologia desenvolvida permite a modelação dos diagramas de carga das subestações da zona em estudo, neste caso do concelho de Lisboa, utilizando dados reais de consumo horários dos primeiros 4 dígitos dos códigos postais. Para além disso, leva em consideração as fontes de incerteza inerentes, apresentando um algoritmo com o objetivo de melhorar os diagramas de carga das subestações com base no RMSE individual de cada um, bem como do RMSE médio, através de dados reais dos diagramas de carga das diversas

subestações provenientes diretamente da E-REDES. Permite também, com base em dados reais do consumo médio por carregamento de veículos elétricos, na duração média de carregamento e na média dos pontos de carregamento em uso por dia, assim como em dados das características dos componentes constituintes da rede elétrica, modelar os diagramas de carga dos veículos elétricos e da rede elétrica em estudo. É de salientar que possibilita ainda a associação dos consumos de VEs a códigos postais e, por sua vez, às subestações respetivas. Todas estas estratégias fornecem uma análise detalhada dos impactos do aumento progressivo do carregamento dos veículos elétricos na rede elétrica, especificamente da sobrecarga e picos de consumo, perdas nas linhas e variação na magnitude de tensão nos barramentos.

Neste caso de estudo, os resultados demonstraram que a aplicação do algoritmo genético resultou em melhorias bastante significativas dos perfis de carga dos diagramas de carga das subestações anteriormente modelados, melhorando o RMSE médio em até 36,02%. Isto significa que se conseguem obter de forma fiável os diagramas de carga agregados ao nível da subestação considerando apenas os dados ao nível do código postal (presentes no portal Open Data).

Os principais impactos do aumento progressivo da carga dos veículos elétricos nas subestações, traduziram-se num aumento progressivo de potência nas linhas, bem como da corrente, causando maiores sobrecargas e perdas nas mesmas. Determinadas linhas apresentaram sobrecargas significativas, mesmo com fatores de aumento de carga de apenas 5 vezes, com picos de sobrecarga superiores a 100%. Com um aumento de fator de 20 vezes foram alcançados valores máximos superiores a 130%. Em situações mais críticas, com um aumento de fator de 30 vezes, picos de carga ultrapassam os 161% em algumas linhas atingindo valores até 223%, com 50% das cargas excedendo 100% da capacidade das linhas. Relativamente às perdas, observou-se que, para fatores mais baixos de aumento de carga (10 vezes), 25% dos valores medidos superavam 0,65% e 0,56%, em linhas como PS Carriche - Parque e PS Carriche - Alameda, respetivamente. Para fatores de aumento maiores, como 20 vezes, 50% das perdas ultrapassaram 0,68% e 0,58%, atingindo valores máximos de 1,81% e 1,55%. Com um fator de aumento de 30 vezes, em ambas as linhas mencionadas, ocorrem picos máximos que alcançam 2,64% e 2,28%, respetivamente, existindo aumentos relativos nos valores máximos de 238,46% e 235,29%. Além disso, as perdas globais do sistema para fatores de aumento de carga de 20 e 30 vezes atingem aumentos relativos nos valores máximos de 155,42% e 274,42%, respetivamente. Relativamente à magnitude da tensão nos barramentos, verificou-se que esta se manteve estável, mesmo com a introdução de potência reativa nas cargas.

Para além disso, observando os resultados da Tabela 4.3 do Capítulo 4.2.3 e comparando os diagramas de carga das subestações após a aplicação do algoritmo genético, modelados através dos dados do portal e dos dados de referência da E-REDES, é possível verificar que ambos os conjuntos de resultados corroboram a eficácia da metodologia proposta, evidenciado tanto pelas melhorias apresentadas com a utilização do algoritmo com uma taxa de 100% quanto pelo facto dos diagramas apresentarem comportamentos semelhantes em termos de distribuição de carga. As diferenças que se podem verificar, devem-se essencialmente às variabilidades das fontes de incerteza anteriormente mencionadas, que apesar de serem reduzidas ao máximo pelo algoritmo genético, nunca são totalmente eliminadas. No entanto, a consistência geral entre os resultados confirma a validação da metodologia.

5.2 Contribuições Originais

O trabalho desenvolvido fornece diversas contribuições originais, tanto para a comunidade científica como para o operador de rede de distribuição de Portugal, E-REDES, tais como:

- A integração de uma quantidade elevada de dados reais de consumo fornecidos pelo portal Open Data da E-REDES, bem como dados reais de consumo e carregamento médio de veículos elétricos provenientes do MOBI.E e, das características dos elementos constituintes da rede, permitindo aumentar a exatidão e relevância dos modelos e simulações da rede elétrica;
- Desenvolvimento e validação de uma metodologia com o objetivo de simular o impacto do aumento do carregamento de veículos elétricos na rede de distribuição, através da obtenção de modelos de diagramas de carga para subestações e veículos elétricos, assim como da rede elétrica. Adicionalmente, foi desenvolvido um algoritmo genético para a melhoria da distribuição de carga nas subestações, reduzindo o efeito de fontes de incerteza inerentes à metodologia utilizada;
- A metodologia proposta permite visualizar a contribuição do consumo dos veículos elétricos por código postal, analisando como o peso e consumo de energia horária dos veículos elétricos, associados a diferentes códigos postais, impacta cada subestação da rede elétrica, algo que se torna possível através dos pesos dos códigos postais obtidos a partir do algoritmo genético;
- Identificação das linhas mais críticas da rede, que demonstram maior vulnerabilidade a sobrecargas e apresentam perdas mais elevadas devido à crescente penetração de veículos elétricos;

- Aprofundamento do conhecimento sobre como a crescente adoção de veículos elétricos afeta a infraestrutura da Rede Elétrica Portuguesa, permitindo ao operador de rede implementar ações preventivas, como o reforço da infraestrutura ou a aplicação de tecnologias para a gestão do consumo, visando garantir a eficiência da rede elétrica e reduzir custos operacionais a longo prazo.

5.3 Trabalhos Futuros

O trabalho desenvolvido insere-se numa área de investigação em expansão devido à crescente adoção dos veículos elétricos. Assim, este estudo pode ser aprofundado através dos seguintes trabalhos futuros:

- Utilizando dados do Portal Open Data E-REDES, explorar dados de consumo horário por código postal de 7 dígitos, em vez dos de 4 dígitos, para obter uma maior resolução no mapeamento do consumo energético e as suas implicações na rede elétrica;
- Estudar como diferentes estratégias de gestão múltipla de carregamentos podem reduzir o impacto na rede elétrica e os picos de consumo;
- Verificar como a integração de fontes de energia renovável pode ser otimizada em conjunto com o carregamento dos veículos elétricos, aproveitando períodos de alta produção renovável para minimizar o impacto na rede elétrica;
- Estudar os benefícios e os desafios da implementação do carregamento bidirecional (V2G), onde os veículos elétricos podem devolver energia à rede durante períodos de maior consumo;
- Analisar os efeitos de como a implementação de tarifas dinâmicas de eletricidade, que variam ao longo do tempo, podem incentivar o carregamento dos veículos elétricos em períodos de menor consumo, com o objetivo de reduzir os picos de carga e promover uma melhor utilização da rede elétrica;
- Explorar melhorias no critério de paragem do algoritmo genético, como a utilização de métricas de convergência que considerem o cálculo do erro entre iterações sucessivas;
- Ampliar este tipo de estudo para abranger diferentes regiões de Portugal, com o intuito de compreender melhor as variações regionais no consumo de energia e os impactos da integração dos veículos elétricos na rede elétrica nacional.

BIBLIOGRAFIA

- [1] Instituto Nacional de Estatística, «Estatísticas Ambiente :2022», Lisboa, 2023. Acedido: 19 de Janeiro de 2024. [Em linha]. Disponível em: <https://www.ine.pt/xurl/pub/439545493>
- [2] «Acordo de Paris - Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Alterações Climáticas», em *Jornal Oficial da União Europeia*, 2016.
- [3] European Commission e Directorate-General for Energy, «Clean energy for all Europeans», Publications Office, 2019. Acedido: 6 de Janeiro de 2024. [Em linha]. Disponível em: <https://data.europa.eu/doi/10.2833/9937>
- [4] República Portuguesa, «Plano Nacional Energia e Clima 2021-2030 (PNEC 2030)», Portugal, 2019, pp. 1–5.
- [5] «Protocolo de Quioto | Agência Portuguesa do Ambiente». Acedido: 6 de Janeiro de 2024. [Em linha]. Disponível em: <https://apambiente.pt/clima/protocolo-de-quioto>
- [6] L. G. González, E. Siavichay, e J. L. Espinoza, «Impact of EV fast charging stations on the power distribution network of a Latin American intermediate city», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 107, pp. 309–318, 2019, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.03.017>.
- [7] Accenture, «Carros Elétricos», *Cadernos FVG ENERGIA*, vol. 4, n. 7, 2017.
- [8] F. Alanazi, «Electric Vehicles: Benefits, Challenges, and Potential Solutions for Widespread Adaptation», *Applied Sciences*, vol. 13, n. 10, 2023, doi: 10.3390/app13106016.
- [9] X. Hu, N. Chen, N. Wu, e B. Yin, «The Potential Impacts of Electric Vehicles on Urban Air Quality in Shanghai City», *Sustainability*, vol. 13, n. 2, 2021, doi: 10.3390/su13020496.

- [10] H. Campello-Vicente, R. Peral-Orts, N. Campillo-Davo, e E. Velasco-Sanchez, «The effect of electric vehicles on urban noise maps», *Applied Acoustics*, vol. 116, pp. 59–64, 2017, doi: <https://doi.org/10.1016/j.apacoust.2016.09.018>.
- [11] A. C. R. Teixeira e J. R. Sodr e, «Impacts of replacement of engine powered vehicles by electric vehicles on energy consumption and CO2 emissions», *Transp Res D Transp Environ*, vol. 59, pp. 375–384, 2018, doi: <https://doi.org/10.1016/j.trd.2018.01.004>.
- [12] A. Dall-Orsoletta, P. Ferreira, e G. Gilson Dranka, «Low-carbon technologies and just energy transition: Prospects for electric vehicles», *Energy Conversion and Management: X*, vol. 16, p. 100271, 2022, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2022.100271>.
- [13] European Environment Agency, *The European environment: state and outlook 2020: knowledge for transition to a sustainable Europe*. Publications Office of the European Union, 2019. doi: 10.2800/96749.
- [14] Fundo Ambiental e Secretaria-Geral do Ambiente, «Incentivo pela Introdu o no Consumo de Veículos de Emissões Nulas». Acedido: 7 de Janeiro de 2024. [Em linha]. Disponível em: <https://www.fundoambiental.pt/apoios-2023/mitigacao-de-alteracoes-climaticas/incentivo-pela-introducao-no-consumo-de-veiculos-de-emissoes-nulas-ven-2023.aspx>
- [15] A. L. Pereira, J. F. Fardin, e L. F. Encarna o, «Electric vehicles as motivators for smart grids», em *2018 Simposio Brasileiro de Sistemas Eletricos (SBSE)*, 2018, pp. 1–6. doi: 10.1109/SBSE.2018.8395791.
- [16] C. H. Dharmakeerthi, N. Mithulananthan, e T. K. Saha, «Overview of the impacts of plug-in electric vehicles on the power grid», em *2011 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies*, 2011, pp. 1–8. doi: 10.1109/ISGT-Asia.2011.6167115.
- [17] E-REDES - Distribui o de eletricidade, «Portal Open Data E-REDES». Acedido: 12 de Janeiro de 2024. [Em linha]. Disponível em: <https://e-redes.opendatasoft.com/pages/homepage/>
- [18] MOBI.E, «MOBI.Data - MOBI.E». Acedido: 14 de Abril de 2024. [Em linha]. Disponível em: <https://mobie.pt/mobidata/data>
- [19] European Environment Agency Report, «EEA, Electric vehicles in Europe», 2016. doi: 10.2800/100230.
- [20] D. Dias, «Estudo sobre a flexibilidade energética em edifícios disponibilizada por veículos elétricos», 2019.

- [21] J. Martínez-Lao, F. G. Montoya, M. G. Montoya, e F. Manzano-Agugliaro, «Electric vehicles in Spain: An overview of charging systems», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 77, pp. 970–983, 2017, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.239>.
- [22] M. T. Hussain, Dr. N. Bin Sulaiman, M. S. Hussain, e M. Jabir, «Optimal Management strategies to solve issues of grid having Electric Vehicles (EV): A review», *J Energy Storage*, vol. 33, p. 102114, 2021, doi: <https://doi.org/10.1016/j.est.2020.102114>.
- [23] Y. Wang, T. John, e B. Xiong, «A two-level coordinated voltage control scheme of electric vehicle chargers in low-voltage distribution networks», *Electric Power Systems Research*, vol. 168, pp. 218–227, 2019, doi: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2018.12.005>.
- [24] Z. Ma, S. Zou, L. Ran, X. Shi, e I. A. Hiskens, «Efficient decentralized coordination of large-scale plug-in electric vehicle charging», *Automatica*, vol. 69, pp. 35–47, 2016, doi: <https://doi.org/10.1016/j.automatica.2016.01.035>.
- [25] L. Wang, S. Sharkh, e A. Chipperfield, «Optimal decentralized coordination of electric vehicles and renewable generators in a distribution network using A* search», *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 98, pp. 474–487, 2018, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2017.11.036>.
- [26] E. Karfopoulos e N. Hatzargyriou, «Distributed coordination of electric vehicles for conforming to an energy schedule», *Electric Power Systems Research*, vol. 151, pp. 86–95, 2017, doi: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2017.05.018>.
- [27] L. Gan, U. Topcu, e S. Low, «Optimal decentralized protocol for electric vehicle charging», em *2011 50th IEEE Conference on Decision and Control and European Control Conference*, 2011, pp. 5798–5804. doi: 10.1109/CDC.2011.6161220.
- [28] Z. Yi *et al.*, «A highly efficient control framework for centralized residential charging coordination of large electric vehicle populations», *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 117, p. 105661, 2020, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.105661>.
- [29] L. Jian, X. Zhu, Z. Shao, S. Niu, e C. C. Chan, «A scenario of vehicle-to-grid implementation and its double-layer optimal charging strategy for minimizing load variance within regional smart grids», *Energy Convers Manag*, vol. 78, pp. 508–517, 2014, doi: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2013.11.007>.
- [30] K. Valentine, W. G. Temple, e K. M. Zhang, «Intelligent electric vehicle charging: Rethinking the valley-fill», *J Power Sources*, vol. 196, n. 24, pp. 10717–10726, 2011, doi: <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2011.08.076>.

- [31] S. Deb, K. Kalita, e P. Mahanta, «Review of impact of electric vehicle charging station on the power grid», em *2017 International Conference on Technological Advancements in Power and Energy (TAP Energy)*, 2017, pp. 1–6. doi: 10.1109/TAPENERGY.2017.8397215.
- [32] H. Verma, P. Tripathi, e A. M. Naqvi, «A comprehensive review on impacts of electric vehicle charging on the distribution network», em *Proceedings - 2021 International Conference on Control, Automation, Power and Signal Processing, CAPS 2021*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2021. doi: 10.1109/CAPS52117.2021.9730630.
- [33] M. S. Mastoi *et al.*, «An in-depth analysis of electric vehicle charging station infrastructure, policy implications, and future trends», *Energy Reports*, vol. 8, pp. 11504–11529, 2022, doi: <https://doi.org/10.1016/j.egy.2022.09.011>.
- [34] A. Visakh e M. P. Selvan, «Analysis and mitigation of the impact of electric vehicle charging on service disruption of distribution transformers», *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 35, p. 101096, 2023, doi: <https://doi.org/10.1016/j.segan.2023.101096>.
- [35] S. W. Hadley e A. A. Tsvetkova, «Potential Impacts of Plug-in Hybrid Electric Vehicles on Regional Power Generation», *The Electricity Journal*, vol. 22, n. 10, pp. 56–68, 2009, doi: <https://doi.org/10.1016/j.tej.2009.10.011>.
- [36] W. Zou, Y. Sun, D. Gao, X. Zhang, e J. Liu, «A review on integration of surging plug-in electric vehicles charging in energy-flexible buildings: Impacts analysis, collaborative management technologies, and future perspective», *Appl Energy*, vol. 331, p. 120393, 2023, doi: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.120393>.
- [37] R. Jarvis e P. Moses, «Smart Grid Congestion Caused by Plug-in Electric Vehicle Charging», em *2019 IEEE Texas Power and Energy Conference (TPEC)*, 2019, pp. 1–5. doi: 10.1109/TPEC.2019.8662152.
- [38] G. A. Putrus, P. Suwanapingkarl, D. Johnston, E. C. Bentley, e M. Narayana, «Impact of electric vehicles on power distribution networks», em *2009 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference*, 2009, pp. 827–831. doi: 10.1109/VPPC.2009.5289760.
- [39] D. McCarthy e P. Wolfs, «The HV system impacts of large scale electric vehicle deployments in a metropolitan area», em *2010 20th Australasian Universities Power Engineering Conference*, 2010, pp. 1–6.
- [40] E. Akhavan-Rezai, M. F. Shaaban, E. F. El-Saadany, e A. Zidan, «Uncoordinated charging impacts of electric vehicles on electric distribution grids: Normal and fast charging comparison», em *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2012, pp. 1–7. doi: 10.1109/PESGM.2012.6345583.

- [41] K. Qian, C. Zhou, M. Allan, e Y. Yuan, «Modeling of Load Demand Due to EV Battery Charging in Distribution Systems», *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, n. 2, pp. 802–810, 2011, doi: 10.1109/TPWRS.2010.2057456.
- [42] J. de Hoog, T. Alpcan, M. Brazil, D. A. Thomas, e I. Mareels, «Optimal Charging of Electric Vehicles Taking Distribution Network Constraints Into Account», *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 30, n. 1, pp. 365–375, 2015, doi: 10.1109/TPWRS.2014.2318293.
- [43] R. Godina, E. M. G. Rodrigues, N. G. Paterakis, O. Erdinc, e J. P. S. Catalão, «Innovative impact assessment of electric vehicles charging loads on distribution transformers using real data», *Energy Convers Manag*, vol. 120, pp. 206–216, 2016, doi: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2016.04.087>.
- [44] A. Visakh e S. M. P., «Seasonal Effects of Electric Vehicle Charging on the Aging of Distribution Transformers», em *2021 13th IEEE PES Asia Pacific Power & Energy Engineering Conference (APPEEC)*, 2021, pp. 1–6. doi: 10.1109/APPEEC50844.2021.9687743.
- [45] S. Shao, M. Pipattanasomporn, e S. Rahman, «Challenges of PHEV penetration to the residential distribution network», em *2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, 2009, pp. 1–8. doi: 10.1109/PES.2009.5275806.
- [46] PRABHA KUNDUR, *Power System Stability and Control*. 1994.
- [47] «Power Engineering Letters», *IEEE Power Engineering Review*, vol. 22, n. 8, p. 50, 2002, doi: 10.1109/MPER.2002.4312463.
- [48] C. H. Dharmakeerthi, N. Mithulanathan, e T. K. Saha, «Impact of electric vehicle load on power system oscillatory stability», em *2013 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)*, 2013, pp. 1–6. doi: 10.1109/AUPEC.2013.6725401.
- [49] P. B. Evans, S. Kuloor, e B. Kroposki, «Impacts of plug-in vehicles and distributed storage on electric power delivery networks», em *2009 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference*, 2009, pp. 838–846. doi: 10.1109/VPPC.2009.5289761.
- [50] A. S. Masoum, S. Deilami, P. S. Moses, e A. Abu-Siada, «Impacts of battery charging rates of Plug-in Electric Vehicle on smart grid distribution systems», em *2010 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe)*, 2010, pp. 1–6. doi: 10.1109/ISGTEUROPE.2010.5638981.
- [51] J. Schlee, A. Mousseau, J. Eggebraaten, B. Johnson, H. Hess, e B. Johnson, «The effects of plug-in electric vehicles on a small distribution grid», em *41st North American Power Symposium*, 2009, pp. 1–6. doi: 10.1109/NAPS.2009.5484055.

- [52] A. Ul-Haq, C. Cecati, K. Strunz, e E. Abbasi, «Impact of Electric Vehicle Charging on Voltage Unbalance in an Urban Distribution Network», *Intelligent Industrial Systems*, vol. 1, n. 1, pp. 51–60, 2015, doi: 10.1007/s40903-015-0005-x.
- [53] F. Shahnia, A. Ghosh, G. Ledwich, e F. Zare, «Voltage unbalance sensitivity analysis of plug-in electric vehicles in distribution networks», em *AUPEC 2011*, 2011, pp. 1–6.
- [54] J. de Hoog *et al.*, «The importance of spatial distribution when analysing the impact of electric vehicles on voltage stability in distribution networks», *Energy Systems*, vol. 6, n. 1, pp. 63–84, 2015, doi: 10.1007/s12667-014-0122-8.
- [55] L. Pieltain Fernández, T. Gomez San Roman, R. Cossent, C. Mateo Domingo, e P. Frías, «Assessment of the Impact of Plug-in Electric Vehicles on Distribution Networks», *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, n. 1, pp. 206–213, 2011, doi: 10.1109/TPWRS.2010.2049133.
- [56] K. Clement-Nyns, E. Haesen, e J. Driesen, «The Impact of Charging Plug-In Hybrid Electric Vehicles on a Residential Distribution Grid», *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, n. 1, pp. 371–380, 2010, doi: 10.1109/TPWRS.2009.2036481.
- [57] J. A. P. Lopes, F. J. Soares, e P. M. R. Almeida, «Integration of Electric Vehicles in the Electric Power System», *Proceedings of the IEEE*, vol. 99, n. 1, pp. 168–183, 2011, doi: 10.1109/JPROC.2010.2066250.
- [58] J. A. P. Lopes, F. J. Soares, P. M. R. Almeida, P. C. Baptista, C. M. Silva, e T. L. Farias, «Quantification of technical impacts and environmental benefits of electric vehicles integration on electricity grids», em *2009 8th International Symposium on Advanced Electromechanical Motion Systems & Electric Drives Joint Symposium*, 2009, pp. 1–6. doi: 10.1109/ELECTROMOTION.2009.5259139.
- [59] P. Papadopoulos, S. Skarvelis-Kazakos, I. Grau, B. Awad, L. M. Cipcigan, e N. Jenkins, «Impact of residential charging of electric vehicles on distribution networks, a probabilistic approach», em *45th International Universities Power Engineering Conference UPEC2010*, 2010, pp. 1–5.
- [60] D. Shmilovitz, «On the definition of total harmonic distortion and its effect on measurement interpretation», *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 20, n. 1, pp. 526–528, 2005, doi: 10.1109/TPWRD.2004.839744.
- [61] K. Metin, H. Ceylan, E. Demirkesen, K. Canatan, e M. Hizli, «Problems in Electric Systems Caused by Harmonics and Solution Proposals», *European Journal of Engineering and Technology Research*, vol. 6, n. 1, pp. 137–141, Jan. 2021, doi: 10.24018/ejers.2021.6.1.2343.

- [62] J. C. Gómez e M. M. Morcos, «Impact of EV battery chargers on the power quality of distribution systems», *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 18, n. 3, pp. 975–981, Jul. 2003, doi: 10.1109/TPWRD.2003.813873.
- [63] J. Niitsoo, P. Taklaja, I. Palu, e I. Kiitam, «Modelling EVs in residential distribution grid with other nonlinear loads», em *2015 IEEE 15th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC)*, 2015, pp. 1543–1548. doi: 10.1109/EEEIC.2015.7165401.
- [64] Y. Xu, Y. Xu, Z. Chen, F. Peng, e M. Beshir, «Harmonic analysis of electric vehicle loadings on distribution system», em *2014 IEEE International Conference on Control Science and Systems Engineering*, 2014, pp. 145–150. doi: 10.1109/CCSSE.2014.7224526.
- [65] C. Jiang, R. Torquato, D. Salles, e W. Xu, «Method to Assess the Power-Quality Impact of Plug-in Electric Vehicles», *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 29, n. 2, pp. 958–965, 2014, doi: 10.1109/TPWRD.2013.2283598.
- [66] A. Lucas, F. Bonavitacola, E. Kotsakis, e G. Fulli, «Grid harmonic impact of multiple electric vehicle fast charging», *Electric Power Systems Research*, vol. 127, pp. 13–21, 2015, doi: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2015.05.012>.
- [67] A. K. Karmaker, S. Roy, e Md. R. Ahmed, «Analysis of the Impact of Electric Vehicle Charging Station on Power Quality Issues», em *2019 International Conference on Electrical, Computer and Communication Engineering (ECCE)*, 2019, pp. 1–6. doi: 10.1109/ECACE.2019.8679164.
- [68] «MathWorks - Makers of MATLAB and Simulink - MATLAB & Simulink». Acedido: 29 de Janeiro de 2024. [Em linha]. Disponível em: <https://www.mathworks.com/products/matlab.html>
- [69] L. Thurner *et al.*, «Pandapower—An Open-Source Python Tool for Convenient Modeling, Analysis, and Optimization of Electric Power Systems», *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, n. 6, pp. 6510–6521, Nov. 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2018.2829021.
- [70] F. Maciel Barbosa, «O TRÂNSITO DE POTÊNCIAS EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE ENERGIA», 2018, *Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto*.
- [71] JBay Solutions, «API - Códigos Postais», 2022. Acedido: 7 de Março de 2024. [Em linha]. Disponível em: <https://www.cttcodigopostal.pt/>
- [72] C. N. Alam, K. Manaf, A. R. Atmadja, e D. K. Aurum, «Implementation of haversine formula for counting event visitor in the radius based on Android application», em *2016 4th International Conference on Cyber and IT Service Management*, 2016, pp. 1–6. doi: 10.1109/CITSM.2016.7577575.

- [73] D. B. Vijaya Kumar P, «Indoor Wireless Localization using Haversine Formula», *International Advanced Research Journal in Science, Engineering and Technology*, vol. 2, 2015, doi: 10.17148/IARJSET.2015.2713.
- [74] J. H. Holland, C. Langton, e S. W. Wilson, *Adaptation in Natural and Artificial Systems*. 1992.
- [75] K. Deb, «Multi-Objective Optimization Using Evolutionary Algorithms: An Introduction», 2011.
- [76] E-REDES, «E-REDES - Caracterização das Redes de Distribuição, Art. 20 do Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações do Setor Elétrico», Lisboa, 2022. Acedido: 7 de Outubro de 2024. [Em linha]. Disponível em: <https://www.e-redes.pt/pt-pt/caracterizacao-das-redes-de-distribuicao-3>
- [77] Cabelte, «Low Voltage Cables», 2023.

INFORMAÇÃO COMPLEMENTAR À METODOLOGIA

Este anexo fornece resultados adicionais para complementar aqueles apresentados no Capítulo 3. Inicialmente, inclui o código para o acesso à API dos CTT no algoritmo das distâncias. De seguida, a tabela apresentada descreve as características das linhas da rede modelada.

```
import requests, time
def obter_lat_long (todos_codigos, chave_api):
    """
    -Função que obtém as coordenadas geográficas (latitude e longitude) de uma lista de códigos postais utilizando a API do
    CTTCódigoPostal.
    :param todos_codigos: Lista de códigos postais
    :param chave_api: Chave de API para a API do CTTCódigoPostal
    :return: Dicionário com os códigos postais como chaves e tuplas com as latitudes e longitudes como valores
    """
    geodados = {}
    base_url = "https://www.cttcodigopostal.pt/api/v1/"
    contagem_solicitacoes = 0 # Contador de solicitações feitas à API
    time.sleep(55)

    for codigo_postal in todos_codigos:
        url = f"{base_url}{chave_api}/{codigo_postal}" # URL para a solicitação à API
        resposta = requests.get(url) # Solicitação à API
        contagem_solicitacoes += 1
        if resposta.status_code == 200: # Se a solicitação foi bem-sucedida
            dados = resposta.json() # Converte a resposta em um objeto JSON

            if dados: # Se a resposta não estiver vazia
                lat = dados[0].get('latitude', None) # Obtém a latitude do código postal
                lon = dados[0].get('longitude', None) # Obtém a longitude do código postal

                if lat and lon: # Se a latitude e a longitude foram encontradas
                    geodados[codigo_postal] = (float(lat), float(lon)) # Adiciona o código postal e as coordenadas ao dicionário
                else:
                    print(f"Não foram encontradas latitude e longitude para o código postal {codigo_postal}.")
            else:
                print(f"Nenhum resultado encontrado para o código postal {codigo_postal}.")
        else:
            print(f"Erro: {resposta.status_code} para o código postal {codigo_postal}")

    if contagem_solicitacoes % 30 == 0:
        # Devido à limitação de 30 solicitações por minuto impostas pela API, aguarda-se 55 segundos para garantir que o limite
        # não seja ultrapassado.
        print(f"Aguardando 55 segundos antes de fazer as próximas solicitações...")
        time.sleep(55)

    return geodados
```

Figura A. 1 - Código implementado no algoritmo das distâncias para acesso à API dos CTT.

Tabela A.1- Características das linhas da rede de distribuição elétrica do concelho de Lisboa ao nível dos 60 kV (Adaptado de [76], [77]).

Código	Nome da Linha	Barramento de Origem	Barramento de Destino	Tipo	Secção (mm ²)	Comprimento (km)	Resistência (Ω/km)	Reatância (Ω/km)	Capacitância (nF/km)	Corrente Máxima (kA)
LN60 6141	PS Moscavide – Sacavém 1	PS MOSCA- VIDE	SACAVEM	1x3x2 LXHIOLE	1000	0,234	0,035	0,107	0,29	0,708
LN60 6142	PS Moscavide – Sacavém 2	PS MOSCA- VIDE	SACAVEM	1x3x2 LXHIOLE	1000	0,233	0,035	0,107	0,29	0,732
LN60 6143	PS Moscavide – Sacavém 3	PS MOSCA- VIDE	SACAVEM	1x3x2 LXHIOLE	1000	0,234	0,035	0,107	0,29	0,72
LN60 6203	PS Moscavide – Vale Escuro	PS MOSCA- VIDE	VALE ESCURO	1x3x1 LXHIOLE	400	0,432	0,094	0,126	0,2	0,467
LN60 6176	PS Moscavide – Aeroporto 1	PS MOSCA- VIDE	AEROPORTO	1x3x1 LXHIOLE	400	3,666	0,094	0,126	0,2	0,28
LN60 6177	PS Moscavide – Aeroporto 2	PS MOSCA- VIDE	AEROPORTO	1x3x1 LXHIOLE	400	3,666	0,094	0,126	0,2	0,28
LN60 6131	PS Moscavide – Expo Sul 1	PS MOSCA- VIDE	EXPO SUL	1x3x1 LXHIOLE	400	4,43	0,094	0,126	0,2	0,208
LN60 6132	PS Moscavide - Expo Sul 2	PS MOSCA- VIDE	EXPO SUL	1x3x1 LXHIOLE	400	4,436	0,094	0,126	0,2	0,166
LN60 6129	PS Moscavide – Gago Coutinho	PS MOSCA- VIDE	GAGO COUTI- NHO	1x3x1 AXKJ	400	6,357	0,094	0,126	0,2	0,172

Tabela A.1 - Características das linhas da rede de distribuição elétrica do concelho de Lisboa ao nível dos 60 kV (Adaptado de [76], [77]) (Continuação).

Código	Nome da Linha	Barramento de Origem	Barramento de Destino	Tipo	Secção (mm ²)	Comprimento (km)	Resistência (Ω/km)	Reatância (Ω/km)	Capacitância (nF/km)	Corrente Máxima (kA)
LN60 6055	Zambujal - São Ciro	ZAMBUJAL	SAO CIRO	1x3x1 LXHIOLE	185	6,251	0,199	0,145	0,15	0,322
LN60 6056	Zambujal - Boavista 1	ZAMBUJAL	BOAVISTA	1x3x1 LXHIOLE	400	7,048	0,094	0,126	0,2	0,185
LN60 6057	Zambujal - Boavista 2	ZAMBUJAL	BOAVISTA	1x3x1 LXHIOLE	400	2,303	0,094	0,126	0,2	0,467
LN60 6058	Zambujal - Central Tejo 1	ZAMBUJAL	CENTRAL TEJO	1x3x1 AXKJ	400	2,289	0,094	0,126	0,2	0,467
LN60 6059	Zambujal - Central Tejo 2	ZAMBUJAL	CENTRAL TEJO	1x3x1 AXKJ	400	4,522	0,094	0,126	0,2	0,278
LN60 6139	Zambujal - São Ciro	ZAMBUJAL	SAO CIRO	1x3x1 LXHIOLE	185	6,253	0,199	0,145	0,15	0,322
LN60 6199	Zambujal (REN) - Zambujal 1	ZAMBUJAL (REN)	ZAMBUJAL	1x3x2 XHIOLE	1000	0,06	0,022	0,116	0,25	0,516
LN60 6200	Zambujal (REN) - Zambujal 2	ZAMBUJAL (REN)	ZAMBUJAL	1x3x2 XHIOLE	1000	0,057	0,022	0,116	0,25	0,522
LN60 6295	Zambujal (REN) - Zambujal 3	ZAMBUJAL (REN)	ZAMBUJAL	1x3x2 XHIOLE	1000	0,058	0,022	0,116	0,25	0,528

Tabela A.1 - Características das linhas da rede de distribuição elétrica do concelho de Lisboa ao nível dos 60 kV (Adaptado de [76], [77]) (Continuação).

Código	Nome da Linha	Barramento de Origem	Barramento de Destino	Tipo	Secção (mm ²)	Comprimento (km)	Resistência (Ω/km)	Reatância (Ω/km)	Capacitância (nF/km)	Corrente Máxima (kA)
LN60 6033	Carriche - Luz	CARRICHE	LUZ	1x3x1 LXHIOLE	400	8,973	0,094	0,126	0,2	0,19
LN60 6034	Carriche - Colombo	CARRICHE	COLOMBO	1x3x1 LXHIOLE	400	7,675	0,094	0,126	0,2	0,217
LN60 6088	Carriche - Vale Escuro	CARRICHE	VALE ESCURO	1x3x1 LXHIOLE	400	9,316	0,094	0,126	0,2	0,145
LN60 6096	Carriche - Norte	CARRICHE	NORTE	1x3x1 LXHIOLE	400	4,738	0,094	0,126	0,2	0,314
LN60 6097	Carriche - Telheiras	CARRICHE	TELHEIRAS	1x3x1 LXHIOLE	400	1,634	0,094	0,126	0,2	0,246
LN60 6107	Carriche - Entrecampos	CARRICHE	ENTRECAMPOS	1x3x1 LXHIOLE	400	4,934	0,094	0,126	0,2	0,321
LN60 6158	Carriche - Senhor Roubado	CARRICHE	SENHOR ROUBADO	1x3x1 LXHIOLE	400	0,824	0,094	0,126	0,2	0,206
LN60 6270	Carriche - Alto Lumiar	CARRICHE	ALTO LUMIAR	1x3x1 LXHIOLE	400	2,583	0,094	0,126	0,2	0,083
LN60 6300	PS Carriche - Parque	PS CARRICHE	PARQUE	1x3x1 LXHIOLE	400	8,494	0,094	0,126	0,2	0,267

Tabela A.1 - Características das linhas da rede de distribuição elétrica do concelho de Lisboa ao nível dos 60 kV (Adaptado de [76], [77]) (Continuação).

Código	Nome da Linha	Barramento de Origem	Barramento de Destino	Tipo	Secção (mm ²)	Comprimento (km)	Resistência (Ω/km)	Reatância (Ω/km)	Capacitância (nF/km)	Corrente Máxima (kA)
LN60 6395	PS Carriche - Alameda	PS CARRICHE	ALAMEDA	1x3x1 LXHIOLE	400	6,691	0,094	0,126	0,2	0,243
LN60 6154	Sete Rios (REN) – Palhavã 1	SETE RIOS (REN)	PALHAVA	1x3x3 LXHIOLE	1000	0,023	0,035	0,107	0,29	0,733
LN60 6170	Sete Rios (REN) – Palhavã 2	SETE RIOS (REN)	PALHAVA	1x3x3 LXHIOLE	1000	0,023	0,035	0,107	0,29	0,733
LN60 6180	Sete Rios (REN) – Palhavã 3	SETE RIOS (REN)	PALHAVA	1x3x3 LXHIOLE	1000	0,023	0,035	0,107	0,29	0,733
LN60 6047	Palhavã - Arco Carvalho 1	PALHAVA	ARCO CARVA- LHAO	1x3x1 LXHIOLE	400	0,127	0,094	0,126	0,2	0,467
LN60 6048	Palhavã - Arco Carvalho 2	PALHAVA	ARCO CARVA- LHAO	1x3x1 LXHIOLE	400	2,551	0,094	0,126	0,2	0,467
LN60 6068	Palhavã – Parque 1	PALHAVA	PARQUE	1x3x1 LXHIOLE	400	2,265	0,094	0,126	0,2	0,467
LN60 6069	Palhavã – Parque 2	PALHAVA	PARQUE	1x3x1 LXHIOLE	400	2,265	0,094	0,126	0,2	0,467
LN60 6090	Palhavã – Amorei- ras 1	PALHAVA	AMOREIRAS	1x3x1 LXHIOLE	185	3,113	0,199	0,145	0,15	0,467

Tabela A.1 - Características das linhas da rede de distribuição elétrica do concelho de Lisboa ao nível dos 60 kV (Adaptado de [76], [77]) (Continuação).

Código	Nome da Linha	Barramento de Origem	Barramento de Destino	Tipo	Secção (mm ²)	Comprimento (km)	Resistência (Ω/km)	Reatância (Ω/km)	Capacitância (nF/km)	Corrente Máxima (kA)
LN60 6091	Palhavã – Amoreiras 2	PALHAVA	AMOREIRAS	1x3x1 LXHIOLE	185	3,113	0,199	0,145	0,15	0,467
LN60 6092	Palhavã – Santa Marta 1	PALHAVA	SANTA MARTA	1x3x1 AA	175	4,726	0,199	0,145	0,15	0,467
LN60 6093	Palhavã – Santa Marta 2	PALHAVA	SANTA MARTA	1x3x1 AA	175	4,721	0,199	0,145	0,15	0,175
LN60 6100	Palhavã - Norte	PALHAVA	NORTE	1x3x1 LXHIOLE	400	1,747	0,094	0,126	0,2	0,467
LN60 6169	Palhavã - Telheiras	PALHAVA	TELHEIRAS	1x3x1 AXKJ	400	5,127	0,094	0,126	0,2	0,467
LN60 6180	PS Palhavã – SE Palhavã	PS PALHAVA	PALHAVA	1x3x1 LXHIOLE	400	0,622	0,094	0,126	0,2	0,467
LN60 6185	Palhavã – Praça Figueira 1	PALHAVA	PRACA FIGUEIRA	1x3x1 LXHIOLE	400	5,324	0,094	0,126	0,2	0,202
LN60 6186	Palhavã – Praça Figueira 2	PALHAVA	PRACA FIGUEIRA	1x3x1 LXHIOLE	400	5,325	0,094	0,126	0,2	0,19
LN60 6193	Palhavã - Luz	PALHAVA	LUZ	1x3x1 LXHIOLE	400	2,436	0,094	0,126	0,2	0,467

Tabela A.1 - Características das linhas da rede de distribuição elétrica do concelho de Lisboa ao nível dos 60 kV (Adaptado de [76], [77]) (Continuação).

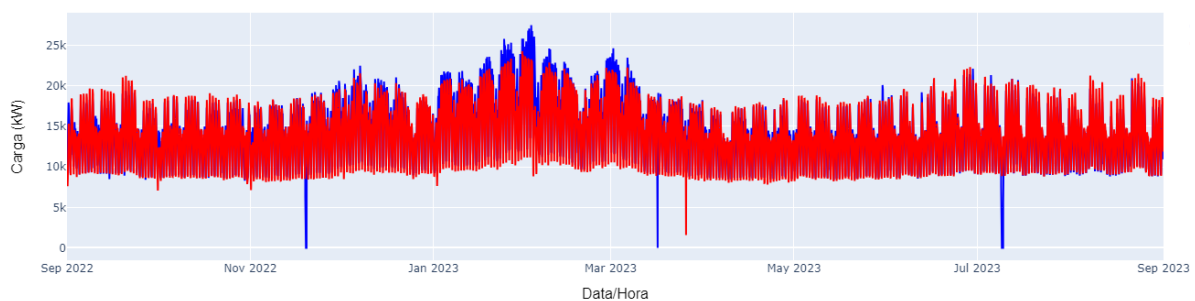
Código	Nome da Linha	Barramento de Origem	Barramento de Destino	Tipo	Secção (mm ²)	Comprimento (km)	Resistência (Ω/km)	Reatância (Ω/km)	Capacitância (nF/km)	Corrente Máxima (kA)
LN60 6195	Palhavã - Colombo	PALHAVA	COLOMBO	1x3x1 LXHIOLE 400	400	3,346	0,094	0,126	0,2	0,467
LN60 6396	Palhavã - Entrecampos	PS PALHAVA	ENTRECAMP POS	1x3x1 LXHIOLE 400	400	2,981	0,094	0,126	0,2	0,467
LN60 6275	Marvila – Expo Sul	MARVILA	EXPO SUL	1x3x1 LXHIOLE 400	400	1,651	0,094	0,126	0,2	0,467
LN60 6390	Alto São João (REN) – PS Alto São João 1	ALTO SAO JOAO (REN)	PS ALTO SAO JOAO	2x3x1 XHIOLE 1000	1000	0,169	0,022	0,116	0,25	0,431
LN60 6391	Alto São João (REN) – PS Alto São João 2	ALTO SAO JOAO (REN)	PS ALTO SAO JOAO	2x3x1 XHIOLE 1000	1000	0,221	0,022	0,116	0,25	0,425
LN60 6296	PS Alto São João - Santa Marta	PS ALTO SAO JOAO	SANTA MARTA	1x3x1 LXHIOLE 400	400	3,329	0,094	0,126	0,2	0,262

Tabela A.1 - Características das linhas da rede de distribuição elétrica do concelho de Lisboa ao nível dos 60 kV (Adaptado de [76], [77]) (Continuação).

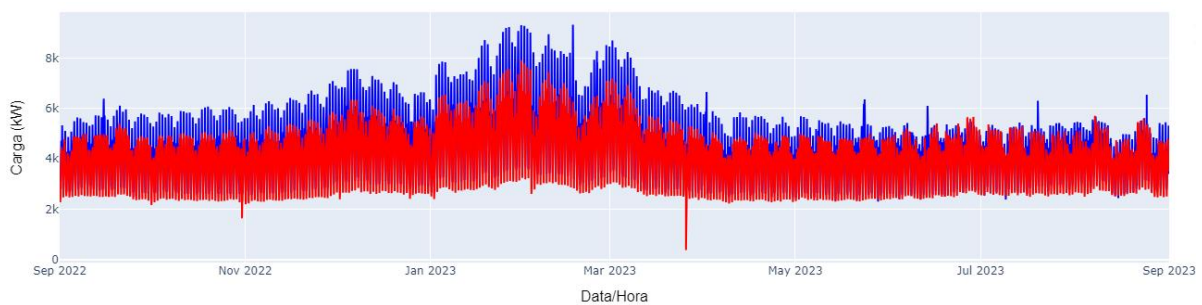
Código	Nome da Linha	Barramento de Origem	Barramento de Destino	Tipo	Secção (mm ²)	Comprimento (km)	Resistência (Ω/km)	Reatância (Ω/km)	Capacitância (nF/km)	Corrente Máxima (kA)
LN60 6297	PS Alto São João – Arco Carvalhão	PS ALTO SAO JOAO	ARCO CARVA- LHAO	1x3x1 LXHIOLE 400	400	8,686	0,094	0,126	0,2	0,166
LN60 6399	PS Alto São João - Marvila	PS ALTO SAO JOAO	MARVILA	1x3x1 LXHIOLE 400	400	5,059	0,094	0,126	0,2	0,166
LN60 6436	PS Alto São João - Vale Escuro	PS ALTO SAO JOAO	VALE ESCURO	1x3x1 LXHIOLE 400	400	0,834	0,094	0,126	0,2	0,144
LN60 6462	PS Alto São João - Boavista	PS ALTO SAO JOAO	BOAVISTA	1x3x1 LXHIOLE 400	400	5,856	0,094	0,126	0,2	0,21
LN60 6468	PS Alto São João – Central Tejo	PS ALTO SAO JOAO	CENTRAL TEJO	1x3x1 LXHIOLE 400	400	11,754	0,094	0,126	0,2	0,31

RESULTADOS COMPLEMENTARES

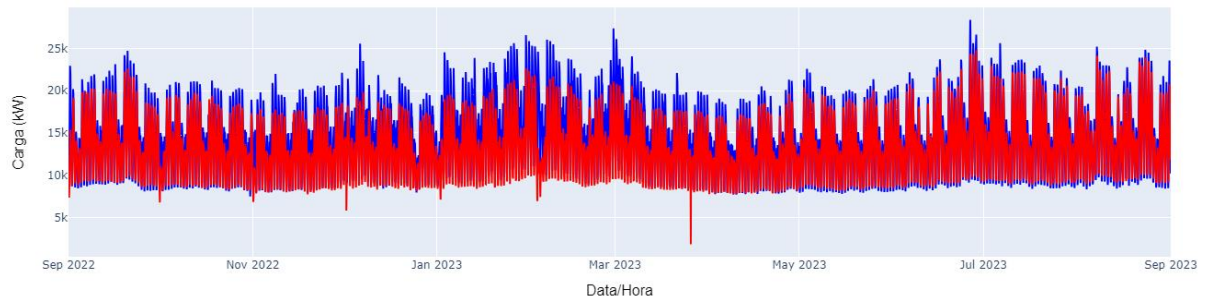
Este anexo fornece resultados adicionais para complementar aqueles apresentados no Capítulo 4. Primeiramente, inclui imagens correspondentes aos diagramas de carga das restantes subestações após a aplicação do algoritmo genético. De seguida, contém três tabelas que apresentam a análise de estatísticas descritivas das sobrecargas e perdas de todas as linhas da rede de distribuição elétrica do concelho de Lisboa para diferentes fatores de aumento do carregamento dos veículos elétricos.



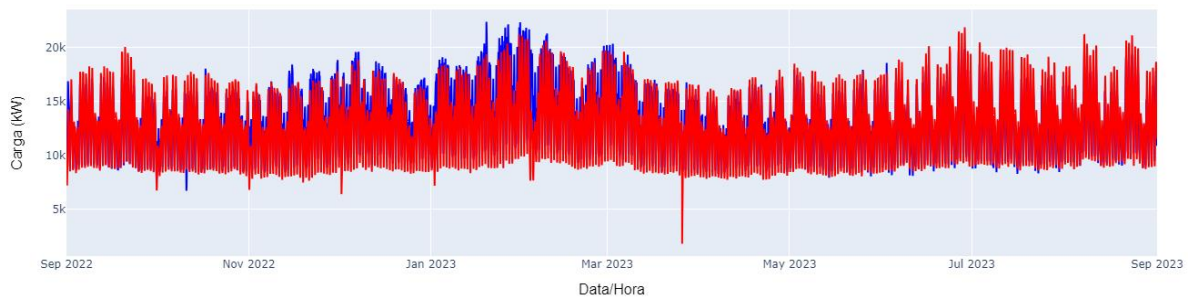
a) Alameda



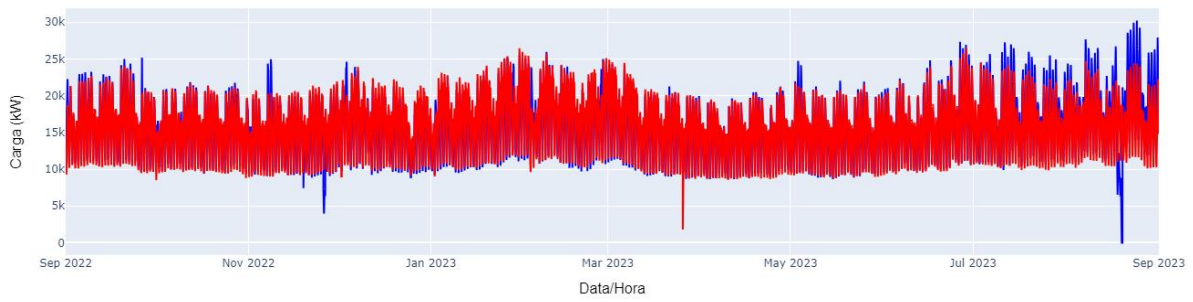
b) Alto Lumiar



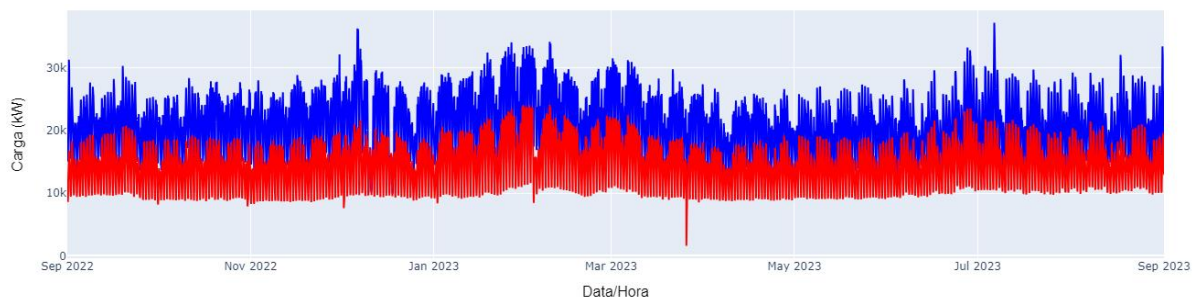
c) Amoreiras



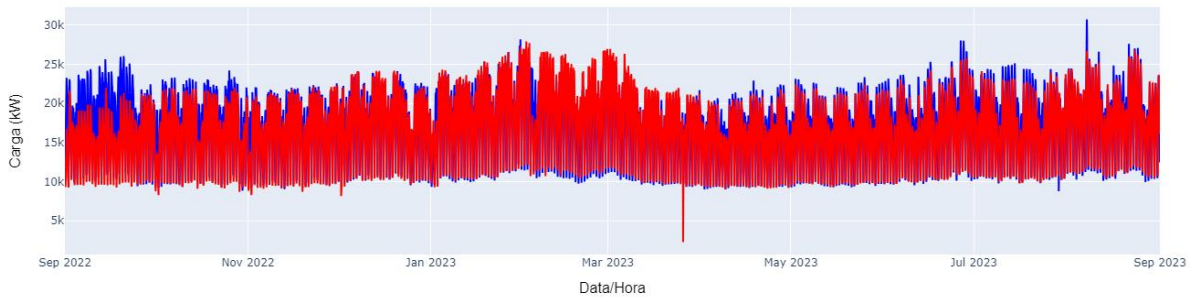
d) Arco Carvalhão



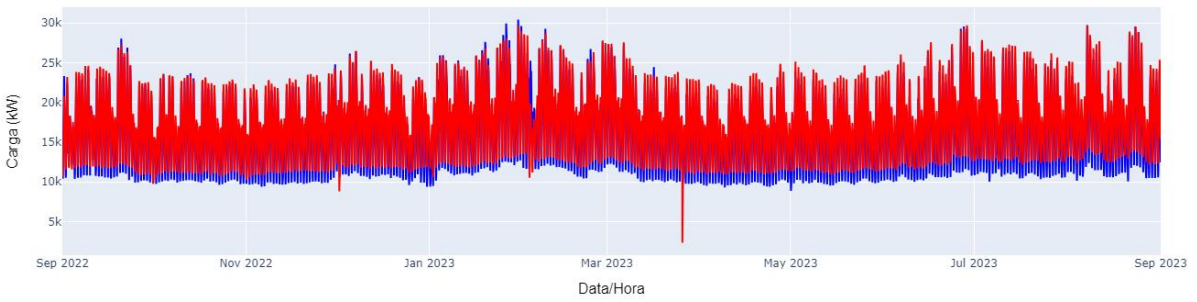
e) Boavista



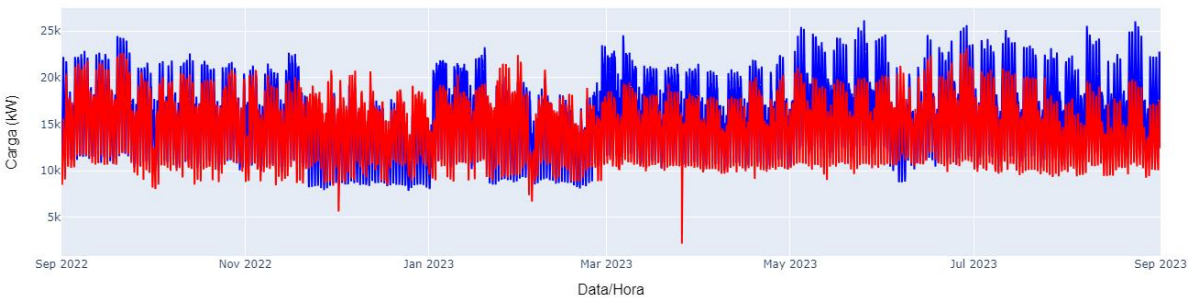
f) Central Tejo



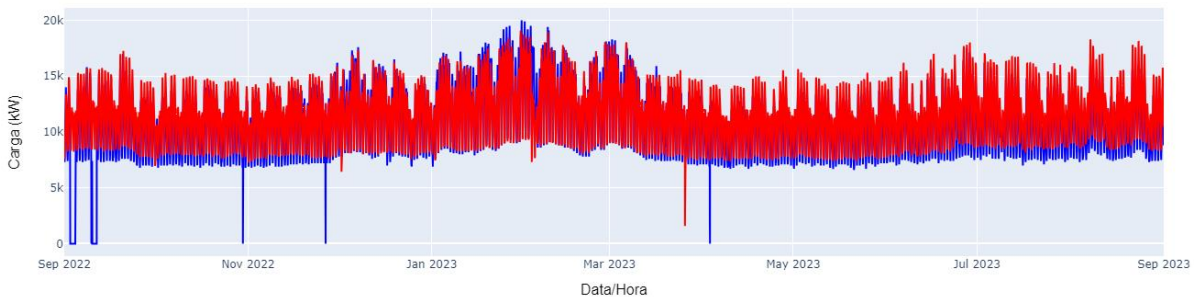
g) Colombo



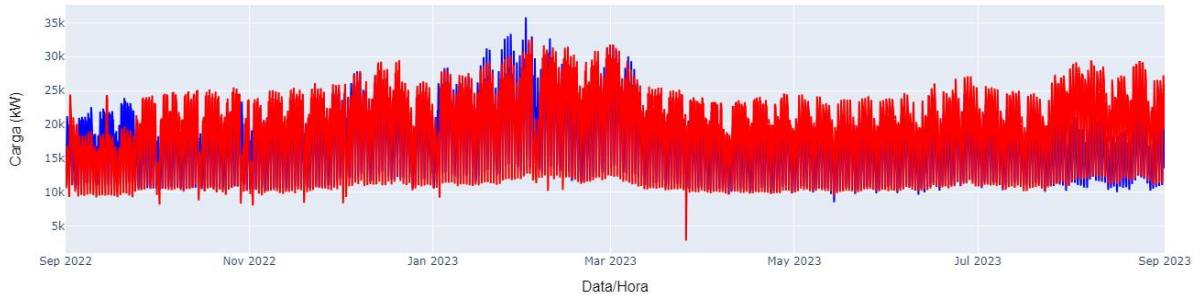
h) Entrecampos



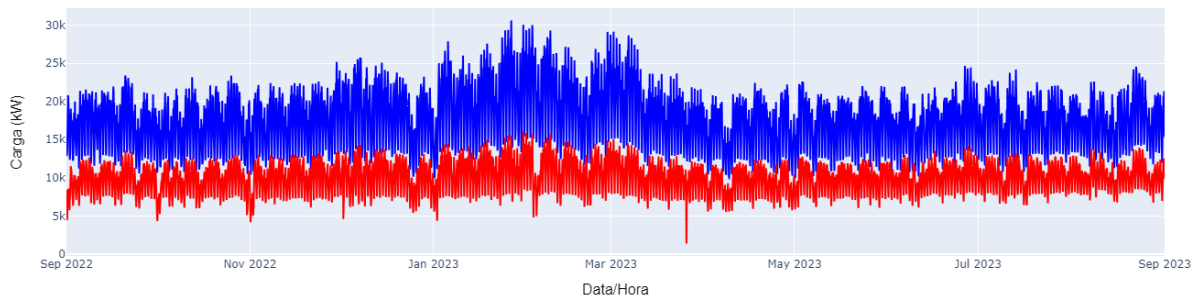
i) Expo Sul



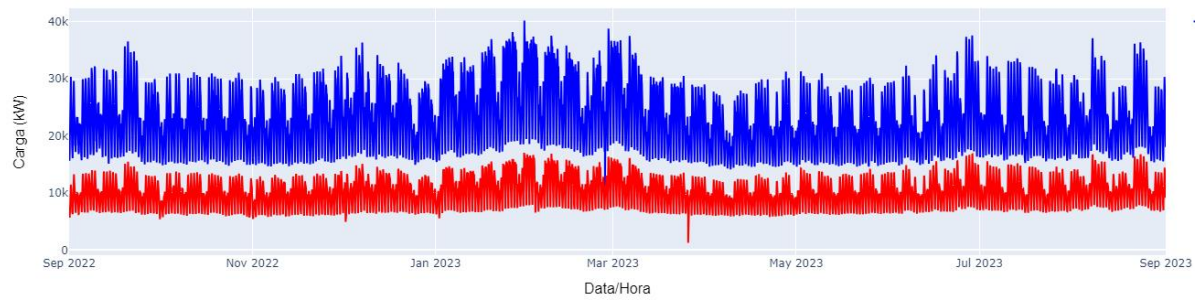
j) Gago Coutinho



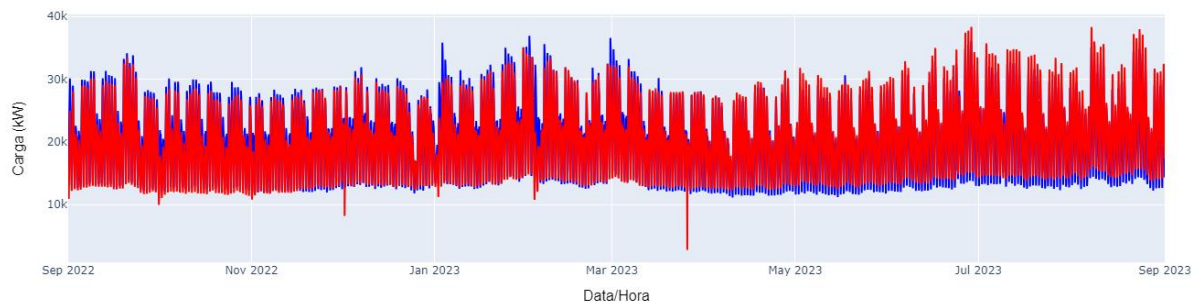
k) Luz



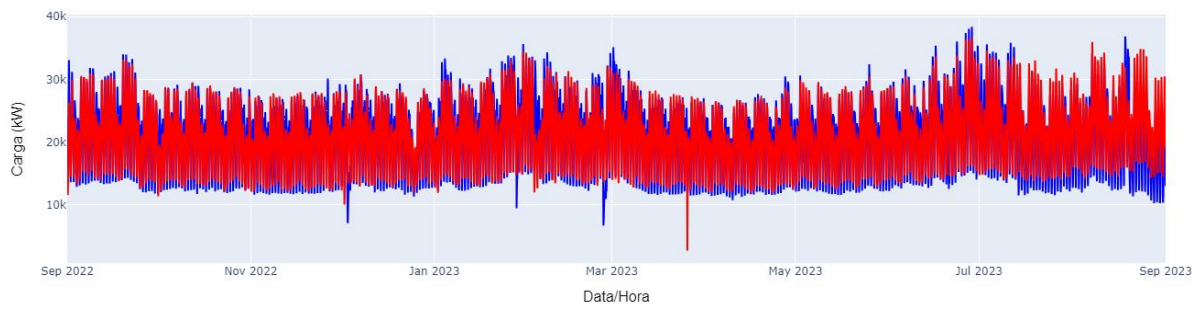
l) Marvila



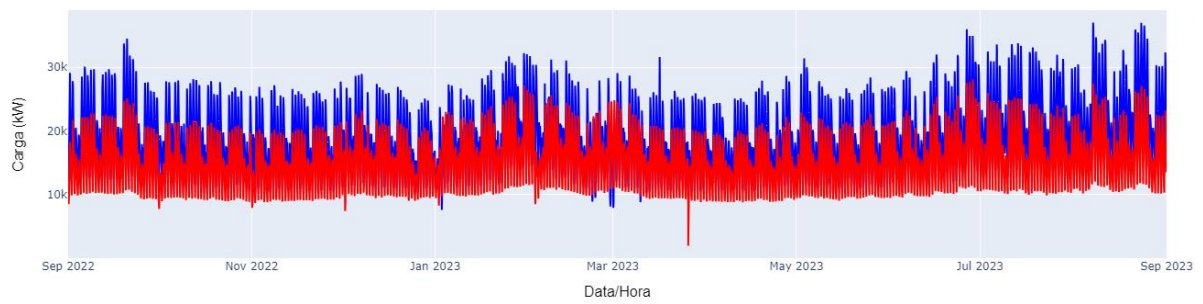
m) Norte



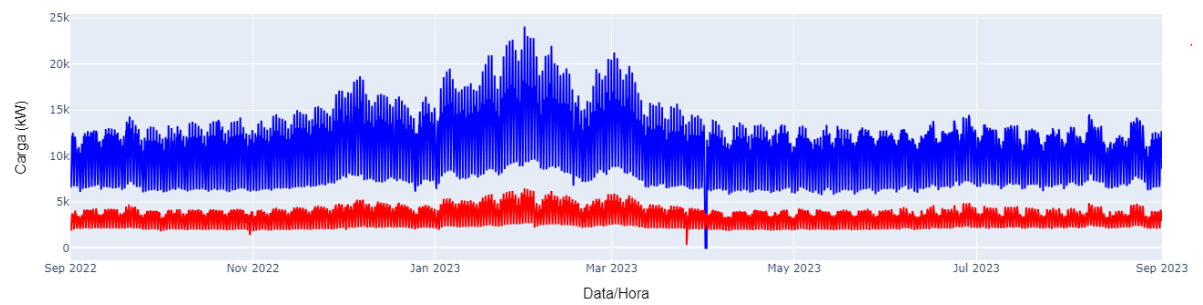
n) Parque



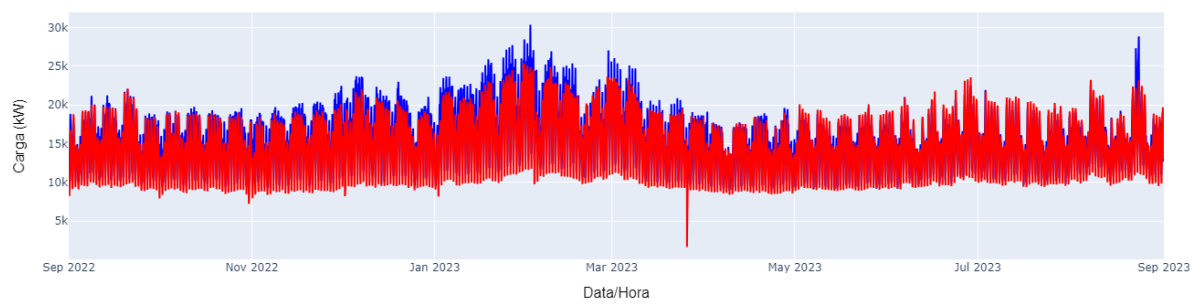
o) Praça Figueira



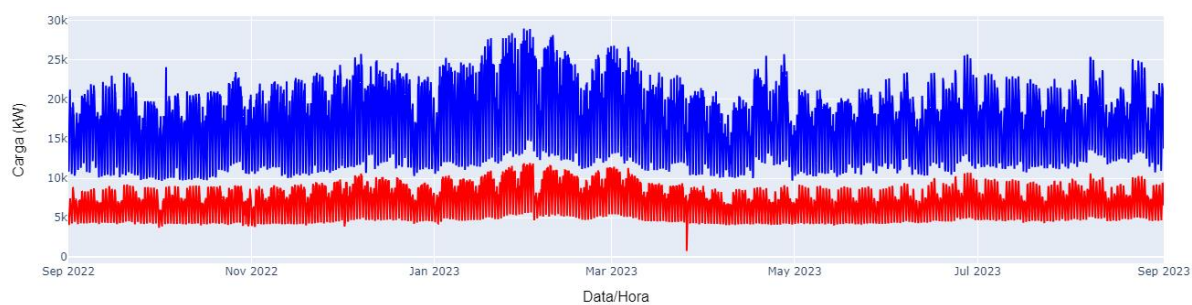
p) Santa Marta



q) Senhor Roubado



r) Telheiras



s) Zambujal

Figura B. 1 - Diagramas de carga das diferentes subestações após aplicação do algoritmo genético. Linha Vermelha - Dados do portal Open Data. Linha Azul - Dados de referência.

Tabela B.1 - Estatísticas descritivas das sobrecargas (%) nas linhas da rede de distribuição elétrica para diferentes fatores de aumento da carga dos veículos elétricos, utilizando os dados do portal Open Data.

Linha	Fator	Mínimo	Q_1	Mediana	Q_3	Máximo
PS Moscavide – Sacavém 1	0	12,22	20,65	26,31	30,46	39,35
	5	5,11	22,25	29,54	33,99	42,76
	10	7,15	24,19	33,41	38,42	49,15
	15	9,18	26,25	37,13	42,90	56,50
	20	11,22	28,35	40,81	47,36	63,85
	30	15,29	32,41	48,11	56,37	78,85
PS Moscavide – Sacavém 2	0	11,87	20,06	25,56	29,59	38,22
	5	4,96	21,61	28,70	33,02	41,53
	10	6,94	23,49	32,46	37,32	47,74
	15	8,92	25,50	36,07	41,67	54,88
	20	10,90	27,54	39,64	46,00	62,02
	30	14,85	31,48	46,74	54,76	76,59
PS Moscavide – Sacavém 3	0	12,02	20,30	25,87	29,96	38,69
	5	5,02	21,88	29,05	33,43	42,05
	10	7,03	23,78	32,86	37,78	48,33
	15	9,03	25,81	36,51	42,18	55,56
	20	11,03	27,88	40,13	46,57	62,79
	30	15,04	31,87	47,31	55,43	77,53

Tabela B.1 - Estatísticas descritivas das sobrecargas (%) nas linhas da rede de distribuição elétrica para diferentes fatores de aumento da carga dos veículos elétricos, utilizando os dados do portal Open Data (Continuação).

Linha	Fator	Mínimo	Q_1	Mediana	Q_3	Máximo
PS Moscavide – Vale Escuro	0	6,29	10,88	14,70	16,73	25,50
	5	1,99	11,46	15,85	17,98	27,46
	10	2,71	12,22	17,23	19,57	30,34
	15	3,42	12,94	18,61	21,19	32,02
	20	4,13	13,66	19,96	22,82	33,70
	30	5,55	15,02	22,60	26,04	37,14
PS Moscavide – Aeroporto 1	0	14,58	29,64	37,41	43,26	57,19
	5	7,71	32,22	42,36	48,57	62,78
	10	10,83	35,26	48,27	55,37	72,55
	15	13,95	38,41	54,01	62,32	83,79
	20	17,07	41,53	59,63	69,18	95,04
	30	23,31	47,71	70,54	82,94	118,07
PS Moscavide – Aeroporto 2	0	14,58	29,64	37,41	43,26	57,19
	5	7,71	32,22	42,36	48,57	62,78
	10	10,83	35,26	48,27	55,37	72,55
	15	13,95	38,41	54,01	62,32	83,79
	20	17,07	41,53	59,63	69,18	95,04
	30	23,31	47,71	70,54	82,94	118,07
PS Moscavide – Expo Sul 1	0	15,67	31,32	39,63	45,67	57,29
	5	18,45	33,76	44,14	50,74	62,83
	10	10,79	36,73	49,69	57,09	73,25
	15	13,71	39,57	55,15	63,48	83,66
	20	16,64	42,53	60,52	69,93	94,07
	30	22,49	48,39	70,94	82,75	115,35
PS Moscavide – Expo Sul 2	0	19,61	39,19	49,59	57,15	71,69
	5	23,09	42,24	55,23	63,49	78,62
	10	13,50	45,96	62,17	71,44	91,66
	15	17,16	49,51	69,01	79,44	104,69
	20	20,82	53,22	75,73	87,50	117,71
	30	28,14	60,55	88,76	103,55	144,34

Tabela B.1 - Estatísticas descritivas das sobrecargas (%) nas linhas da rede de distribuição elétrica para diferentes fatores de aumento da carga dos veículos elétricos, utilizando os dados do portal Open Data (Continuação).

Linha	Fator	Mínimo	Q_1	Mediana	Q_3	Máximo
PS Moscavide – Gago Coutinho	0	32,92	52,98	66,22	78,42	106,59
	5	13,68	57,53	75,83	88,75	118,43
	10	19,70	63,44	87,31	101,85	136,02
	15	25,72	69,36	98,49	115,18	156,58
	20	31,73	75,43	109,38	128,46	177,37
	30	43,77	87,39	130,77	155,09	222,68
Zambujal - São Ciro	0	1,48	9,40	12,61	15,01	20,62
	5	2,62	10,56	14,83	17,49	23,74
	10	4,05	12,00	17,51	20,65	28,34
	15	5,48	13,44	20,13	23,87	33,49
	20	6,91	14,86	22,70	27,05	38,65
	30	9,77	17,75	27,74	33,31	49,28
Zambujal – Boavista 1	0	1,82	12,03	16,48	19,65	26,52
	5	2,38	12,60	17,61	20,87	27,79
	10	3,08	13,33	18,93	22,39	29,74
	15	3,79	14,00	20,28	23,94	31,84
	20	4,49	14,71	21,62	25,50	33,98
	30	5,89	16,14	24,26	28,61	39,11
Zambujal – Boavista 2	0	2,21	14,59	19,98	23,82	32,15
	5	2,89	15,27	21,35	25,30	33,69
	10	3,74	16,16	22,95	27,15	36,05
	15	4,59	16,98	24,59	29,02	38,60
	20	5,44	17,84	26,21	30,91	41,20
	30	7,14	19,57	29,41	34,69	47,42
Zambujal – Central Tejo 1	0	8,58	13,81	18,29	21,45	29,33
	5	4,13	15,99	22,50	26,22	34,98
	10	6,84	18,78	27,50	32,27	43,96
	15	9,56	21,52	32,44	38,33	53,71
	20	12,27	24,20	37,22	44,30	63,50
	30	17,70	29,59	46,72	56,30	83,52

Tabela B.1 - Estatísticas descritivas das sobrecargas (%) nas linhas da rede de distribuição elétrica para diferentes fatores de aumento da carga dos veículos elétricos, utilizando os dados do portal Open Data (Continuação).

Linha	Fator	Mínimo	Q_1	Mediana	Q_3	Máximo
Zambujal – Central Tejo 2	0	7,30	11,74	15,55	18,24	24,94
	5	3,51	13,60	19,13	22,30	29,75
	10	5,82	15,97	23,38	27,44	37,38
	15	8,13	18,30	27,58	32,59	45,67
	20	10,44	20,58	31,65	37,67	54,00
	30	15,05	25,16	39,73	47,87	71,02
Zambujal - São Ciro	0	1,48	9,40	12,61	15,01	20,61
	5	2,62	10,55	14,82	17,49	23,74
	10	4,05	12,00	17,50	20,65	28,33
	15	5,48	13,44	20,13	23,86	33,48
	20	6,91	14,86	22,69	27,04	38,63
	30	9,77	17,74	27,74	33,30	49,27
Zambujal (REN) – Zambujal 1	0	2,79	18,87	25,42	29,99	40,51
	5	4,92	21,05	29,54	34,65	45,93
	10	7,59	23,77	34,48	40,56	54,24
	15	10,25	26,49	39,44	46,52	63,86
	20	12,92	29,14	44,29	52,42	73,49
	30	18,25	34,48	53,74	64,16	92,96
Zambujal (REN) – Zambujal 2	0	2,90	19,64	26,45	31,20	42,15
	5	5,12	21,90	30,74	36,05	47,79
	10	7,89	24,74	35,87	42,20	56,44
	15	10,67	27,56	41,04	48,41	66,45
	20	13,44	30,32	46,09	54,54	76,46
	30	18,99	35,88	55,92	66,76	96,73
Zambujal (REN) – Zambujal 3	0	2,82	19,08	25,70	30,31	40,95
	5	4,97	21,28	29,87	35,03	46,43
	10	7,67	24,03	34,86	41,00	54,84
	15	10,36	26,78	39,88	47,04	64,56
	20	13,06	29,46	44,78	52,99	74,29
	30	18,45	34,86	54,33	64,87	93,98

Tabela B.1 - Estatísticas descritivas das sobrecargas (%) nas linhas da rede de distribuição elétrica para diferentes fatores de aumento da carga dos veículos elétricos, utilizando os dados do portal Open Data (Continuação).

Linha	Fator	Mínimo	Q_1	Mediana	Q_3	Máximo
Carriche - Luz	0	3,13	16,17	22,08	25,97	35,61
	5	4,78	17,92	25,29	29,57	39,07
	10	6,84	19,96	29,09	34,11	44,39
	15	8,90	21,91	32,85	38,65	51,39
	20	10,96	23,90	36,61	43,21	58,78
	30	15,09	28,14	43,97	52,29	73,90
Carriche - Colombo	0	3,11	17,65	23,69	28,21	37,99
	5	4,62	19,22	26,62	31,50	41,21
	10	6,50	21,12	30,26	35,57	46,81
	15	8,39	23,02	33,76	39,70	53,26
	20	10,28	24,83	37,26	43,84	59,71
	30	14,05	28,66	44,02	52,28	73,03
Carriche - Vale Escuro	0	2,16	3,35	4,48	5,09	7,26
	5	0,73	3,59	4,91	5,59	7,79
	10	1,01	3,88	5,44	6,20	8,45
	15	1,29	4,17	5,98	6,83	9,20
	20	1,57	4,46	6,49	7,45	9,97
	30	2,13	5,00	7,52	8,69	11,77
Carriche - Norte	0	1,10	6,73	8,78	10,75	14,63
	5	1,58	7,21	9,76	11,80	15,79
	10	2,19	7,82	10,95	13,10	17,61
	15	2,80	8,43	12,09	14,43	19,63
	20	3,41	9,06	13,24	15,76	21,82
	30	4,62	10,30	15,45	18,45	26,25
Carriche - Telheiras	0	4,91	33,85	44,62	53,56	75,86
	5	7,49	36,38	49,85	59,17	81,83
	10	10,71	39,66	56,02	66,25	90,63
	15	13,94	43,05	62,16	73,27	99,43
	20	17,17	46,40	68,11	80,43	110,43
	30	23,62	52,77	79,95	94,83	133,61

Tabela B.1 - Estatísticas descritivas das sobrecargas (%) nas linhas da rede de distribuição elétrica para diferentes fatores de aumento da carga dos veículos elétricos, utilizando os dados do portal Open Data (Continuação).

Linha	Fator	Mínimo	Q_1	Mediana	Q_3	Máximo
Carriche - Entrecampos	0	3,00	17,63	22,70	27,77	37,95
	5	4,56	19,12	25,85	31,10	42,34
	10	6,51	21,04	29,60	35,27	48,21
	15	8,47	22,97	33,19	39,56	55,25
	20	10,42	24,90	36,70	43,91	62,30
	30	14,33	28,87	43,73	52,60	76,71
Carriche – Senhor Roubado	0	6,58	12,07	16,34	18,79	28,75
	5	2,67	13,28	18,60	21,40	33,00
	10	4,14	14,83	21,42	24,65	36,50
	15	5,60	16,33	24,16	27,95	40,49
	20	7,06	17,79	26,84	31,23	44,48
	30	9,99	20,68	32,13	37,76	53,74
Carriche - Alto Lumiar	0	18,92	35,83	48,66	55,53	84,53
	5	8,02	39,72	55,86	63,82	98,56
	10	12,65	44,57	64,74	74,26	111,45
	15	17,27	49,25	73,40	84,69	123,80
	20	21,90	53,86	81,77	95,10	136,42
	30	31,15	62,96	98,38	115,81	165,03
PS Carriche - Parque	0	5,70	38,49	50,96	62,27	87,25
	5	8,84	41,53	57,34	69,13	94,47
	10	12,78	45,57	64,95	77,62	104,60
	15	16,71	49,61	72,24	86,11	116,60
	20	20,64	53,68	79,55	94,69	129,96
	30	28,50	61,70	93,69	112,02	161,16
PS Carriche - Alameda	0	6,26	42,24	55,90	68,27	95,57
	5	9,71	45,57	62,88	75,77	103,45
	10	14,03	49,99	71,20	85,05	114,51
	15	18,35	54,41	79,17	94,33	127,58
	20	22,66	58,87	87,16	103,69	142,14
	30	31,28	67,64	102,61	122,59	177,07

Tabela B.1 - Estatísticas descritivas das sobrecargas (%) nas linhas da rede de distribuição elétrica para diferentes fatores de aumento da carga dos veículos elétricos, utilizando os dados do portal Open Data (Continuação).

Linha	Fator	Mínimo	Q_1	Mediana	Q_3	Máximo
Sete Rios (REN) – Palhavã 1	0	7,87	45,79	60,81	74,37	101,10
	5	11,80	49,71	68,63	83,00	111,17
	10	16,72	54,66	78,15	93,47	126,54
	15	21,64	59,67	87,42	104,19	144,29
	20	26,55	64,79	96,23	115,20	162,04
	30	36,39	74,74	113,92	136,93	198,50
Sete Rios (REN) – Palhavã 2	0	7,87	45,79	60,81	74,37	101,10
	5	11,80	49,71	68,63	83,00	111,17
	10	16,72	54,66	78,15	93,47	126,54
	15	21,64	59,67	87,42	104,19	144,29
	20	26,55	64,79	96,23	115,20	162,04
	30	36,39	74,74	113,92	136,93	198,50
Sete Rios (REN) – Palhavã 3	0	7,87	45,79	60,81	74,37	101,10
	5	11,80	49,71	68,63	83,00	111,17
	10	16,72	54,66	78,15	93,47	126,54
	15	21,64	59,67	87,42	104,19	144,29
	20	26,55	64,79	96,23	115,20	162,04
	30	36,39	74,74	113,92	136,93	198,50
Palhavã - Arco Carvalhão 1	0	3,42	19,53	25,32	31,05	42,75
	5	5,54	21,63	29,53	35,60	48,33
	10	8,20	24,32	34,64	41,27	56,92
	15	10,85	27,04	39,46	47,16	66,50
	20	13,50	29,76	44,16	53,07	76,07
	30	18,81	35,18	53,77	64,76	95,25
Palhavã - Arco Carvalhão 2	0	0,17	0,97	1,26	1,55	2,13
	5	0,28	1,08	1,47	1,77	2,41
	10	0,41	1,21	1,72	2,05	2,83
	15	0,54	1,35	1,96	2,35	3,31
	20	0,67	1,48	2,20	2,64	3,79
	30	0,94	1,75	2,68	3,22	4,74

Tabela B.1 - Estatísticas descritivas das sobrecargas (%) nas linhas da rede de distribuição elétrica para diferentes fatores de aumento da carga dos veículos elétricos, utilizando os dados do portal Open Data (Continuação).

Linha	Fator	Mínimo	Q_1	Mediana	Q_3	Máximo
Palhavã – Parque 1	0	4,50	26,88	35,87	44,71	62,47
	5	6,73	29,01	40,33	49,41	68,15
	10	9,51	31,77	45,73	55,34	76,50
	15	12,29	34,60	50,97	61,46	86,28
	20	15,08	37,45	55,94	67,58	96,31
	30	20,64	43,10	65,87	80,04	117,73
Palhavã – Parque 2	0	4,50	26,88	35,87	44,71	62,47
	5	6,73	29,01	40,33	49,41	68,15
	10	9,51	31,77	45,73	55,34	76,50
	15	12,29	34,60	50,97	61,46	86,28
	20	15,08	37,45	55,94	67,58	96,31
	30	20,64	43,10	65,87	80,04	117,73
Palhavã – Amoreiras 1	0	1,89	10,50	13,55	17,36	25,52
	5	3,06	11,67	15,83	19,85	28,35
	10	4,51	13,12	18,69	22,92	33,02
	15	5,97	14,57	21,39	26,05	38,27
	20	7,43	16,09	24,05	29,34	43,53
	30	10,34	19,05	29,19	35,81	54,33
Palhavã – Amoreiras 2	0	1,89	10,50	13,55	17,36	25,52
	5	3,06	11,67	15,83	19,85	28,35
	10	4,51	13,12	18,69	22,92	33,02
	15	5,97	14,57	21,39	26,05	38,27
	20	7,43	16,09	24,05	29,34	43,53
	30	10,34	19,05	29,19	35,81	54,33
Palhavã – Santa Marta 1	0	0,99	5,87	7,76	9,68	14,09
	5	1,47	6,35	8,73	10,71	15,26
	10	2,07	6,95	9,89	12,00	17,07
	15	2,68	7,56	11,02	13,30	19,14
	20	3,28	8,17	12,12	14,63	21,31
	30	4,48	9,40	14,26	17,32	25,74

Tabela B.1 - Estatísticas descritivas das sobrecargas (%) nas linhas da rede de distribuição elétrica para diferentes fatores de aumento da carga dos veículos elétricos, utilizando os dados do portal Open Data (Continuação).

Linha	Fator	Mínimo	Q_1	Mediana	Q_3	Máximo
Palhavã – Santa Marta 2	0	2,64	15,69	20,72	25,85	37,64
	5	3,93	16,96	23,31	28,62	40,76
	10	5,54	18,55	26,41	32,06	45,59
	15	7,15	20,19	29,44	35,52	51,12
	20	8,76	21,83	32,39	39,09	56,92
	30	11,98	25,12	38,11	46,28	68,77
Palhavã - Norte	0	1,89	11,64	15,16	18,56	25,30
	5	2,72	12,46	16,83	20,36	27,23
	10	3,76	13,50	18,88	22,59	30,36
	15	4,80	14,55	20,83	24,85	33,78
	20	5,84	15,61	22,78	27,13	37,53
	30	7,92	17,74	26,56	31,72	45,09
Palhavã - Telheiras	0	0,79	5,47	7,20	8,64	12,30
	5	1,20	5,87	8,03	9,54	13,26
	10	1,72	6,41	9,03	10,68	14,67
	15	2,24	6,94	10,02	11,80	16,09
	20	2,76	7,48	10,98	12,96	17,80
	30	3,79	8,51	12,87	15,27	21,52
PS Palhavã – SE Palhavã	0	2,77	16,29	20,96	25,64	35,06
	5	4,21	17,66	23,88	28,72	39,12
	10	6,02	19,44	27,35	32,58	44,55
	15	7,82	21,23	30,66	36,55	51,06
	20	9,63	23,00	33,91	40,57	57,58
	30	13,24	26,68	40,42	48,62	70,86
Palhavã – Praça Figueira 1	0	6,26	39,03	51,42	61,83	87,09
	5	8,40	41,08	55,65	66,47	91,94
	10	11,08	43,86	60,81	72,34	99,72
	15	13,76	46,44	65,77	78,07	109,10
	20	16,43	49,11	70,74	83,98	118,74
	30	21,79	54,49	80,48	95,86	138,79

Tabela B.1 - Estatísticas descritivas das sobrecargas (%) nas linhas da rede de distribuição elétrica para diferentes fatores de aumento da carga dos veículos elétricos, utilizando os dados do portal Open Data (Continuação).

Linha	Fator	Mínimo	Q_1	Mediana	Q_3	Máximo
Palhavã – Praça Figueira 2	0	6,65	41,49	54,65	65,73	92,57
	5	8,93	43,67	59,15	70,66	97,73
	10	11,78	46,62	64,63	76,89	106,00
	15	14,62	49,36	69,91	82,99	115,96
	20	17,47	52,20	75,19	89,27	126,22
	30	23,16	57,92	85,55	101,90	147,53
Palhavã - Luz	0	4,61	23,75	32,49	38,18	52,46
	5	7,04	26,35	37,22	43,47	57,59
	10	10,08	29,33	42,81	50,17	65,44
	15	13,12	32,22	48,33	56,85	75,73
	20	16,16	35,17	53,86	63,60	86,64
	30	22,24	41,42	64,75	77,03	108,93
Palhavã - Colombo	0	3,26	18,48	24,81	29,52	39,83
	5	4,84	20,12	27,87	32,97	43,14
	10	6,81	22,12	31,68	37,23	49,00
	15	8,78	24,09	35,35	41,55	55,75
	20	10,76	26,00	39,02	45,90	62,51
	30	14,71	30,00	46,08	54,73	76,44
Palhavã - Entrecampos	0	2,77	16,29	20,96	25,63	35,04
	5	4,21	17,65	23,87	28,71	39,10
	10	6,02	19,43	27,34	32,56	44,52
	15	7,82	21,22	30,65	36,53	51,03
	20	9,63	22,99	33,89	40,54	57,53
	30	13,24	26,67	40,39	48,58	70,86
Marvila – Expo Sul	0	0,69	2,92	3,64	4,42	6,67
	5	0,58	2,77	3,46	4,23	6,41
	10	0,46	2,58	3,22	4,00	6,12
	15	0,26	2,37	2,98	3,78	5,88
	20	0,05	2,15	2,77	3,56	5,68
	30	0,07	1,67	2,34	3,14	5,34

Tabela B.1 - Estatísticas descritivas das sobrecargas (%) nas linhas da rede de distribuição elétrica para diferentes fatores de aumento da carga dos veículos elétricos, utilizando os dados do portal Open Data (Continuação).

Linha	Fator	Mínimo	Q_1	Mediana	Q_3	Máximo
Alto São João (REN) – PS Alto São João 1	0	17,08	25,98	34,23	40,35	53,50
	5	6,15	27,95	38,07	44,52	58,24
	10	8,56	30,37	42,69	49,81	65,09
	15	10,97	32,84	47,14	55,10	73,68
	20	13,38	35,30	51,44	60,45	82,38
	30	18,20	40,12	60,25	71,12	100,04
Alto São João (REN) – PS Alto São João 2	0	13,24	20,15	26,54	31,29	41,49
	5	4,77	21,67	29,52	34,53	45,16
	10	6,64	23,55	33,11	38,63	50,48
	15	8,51	25,46	36,55	42,73	57,14
	20	10,38	27,38	39,89	46,88	63,89
	30	14,12	31,11	46,72	55,15	77,58
PS Alto São João - Santa Marta	0	3,79	22,44	29,62	37,08	54,21
	5	5,64	24,27	33,34	41,08	58,69
	10	7,96	26,57	37,84	45,98	65,65
	15	10,28	28,87	42,19	50,96	73,61
	20	12,59	31,28	46,45	56,15	81,97
	30	17,23	36,01	54,68	66,48	99,04
PS Alto São João – Arco Carvalhão	0	0,07	0,38	0,49	0,61	0,89
	5	0,13	0,43	0,58	0,72	1,02
	10	0,19	0,49	0,70	0,86	1,24
	15	0,26	0,56	0,82	1,00	1,48
	20	0,33	0,62	0,94	1,15	1,72
	30	0,46	0,76	1,17	1,45	2,21
PS Alto São João - Marvila	0	20,01	38,55	48,37	55,72	70,19
	5	23,06	41,27	53,48	61,25	76,69
	10	12,50	44,41	59,57	68,19	85,61
	15	15,71	47,69	65,51	75,27	97,04
	20	18,92	50,89	71,31	82,27	108,47
	30	25,34	57,36	82,86	96,40	132,08

Tabela B.1 - Estatísticas descritivas das sobrecargas (%) nas linhas da rede de distribuição elétrica para diferentes fatores de aumento da carga dos veículos elétricos, utilizando os dados do portal Open Data (Continuação).

Linha	Fator	Mínimo	Q_1	Mediana	Q_3	Máximo
PS Alto São João - Vale Escuro	0	16,68	26,49	35,29	39,67	59,01
	5	5,57	28,25	38,52	43,39	63,88
	10	7,66	30,43	42,57	48,10	68,82
	15	9,76	32,58	46,55	52,81	73,77
	20	11,85	34,67	50,43	57,51	79,21
	30	16,04	38,87	58,14	66,90	90,79
PS Alto São João - Boavista	0	1,81	12,02	16,51	19,70	26,62
	5	2,36	12,59	17,61	20,89	27,87
	10	3,05	13,30	18,91	22,40	29,78
	15	3,74	13,96	20,25	23,92	31,86
	20	4,43	14,66	21,57	25,45	33,93
	30	5,81	16,07	24,17	28,52	38,96
PS Alto São João – Central Tejo	0	2,35	3,81	5,04	5,91	8,13
	5	1,15	4,43	6,24	7,28	9,73
	10	1,93	5,23	7,68	9,01	12,33
	15	2,71	6,02	9,09	10,75	15,11
	20	3,49	6,78	10,46	12,47	17,91
	30	5,05	8,32	13,18	15,91	23,69

Tabela B.2 - Estatísticas descritivas das perdas (%) face à capacidade das linhas da rede de distribuição elétrica para diferentes fatores de aumento da carga dos veículos elétricos, utilizando os dados do portal Open Data.

Linha	Fator	Mínimo	Q_1	Mediana	Q_3	Máximo
PS Moscavide – Sacavém 1	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01
	10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01
	15	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01
	20	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01
	30	0,00	0,00	0,01	0,01	0,02
PS Moscavide – Sacavém 2	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01
	10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01
	15	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01
	20	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01
	30	0,00	0,00	0,01	0,01	0,02
PS Moscavide – Sacavém 3	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01
	10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01
	15	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01
	20	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01
	30	0,00	0,00	0,01	0,01	0,02
PS Moscavide – Vale Escuro	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01
	10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01
	15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01
	20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01
	30	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01
PS Moscavide – Aeroporto 1	0	0,00	0,04	0,07	0,09	0,16
	5	0,00	0,05	0,09	0,11	0,19
	10	0,01	0,06	0,11	0,15	0,26
	15	0,01	0,07	0,14	0,19	0,34
	20	0,01	0,08	0,17	0,23	0,44
	30	0,03	0,11	0,24	0,33	0,66

Tabela B.2 - Estatísticas descritivas das perdas (%) face à capacidade das linhas da rede de distribuição elétrica para diferentes fatores de aumento da carga dos veículos elétricos, utilizando os dados do portal Open Data (Continuação).

Linha	Fator	Mínimo	Q_1	Mediana	Q_3	Máximo
PS Moscavide – Aeroporto 2	0	0,00	0,04	0,07	0,09	0,16
	5	0,00	0,05	0,09	0,11	0,19
	10	0,01	0,06	0,11	0,15	0,26
	15	0,01	0,07	0,14	0,19	0,34
	20	0,01	0,08	0,17	0,23	0,44
	30	0,03	0,11	0,24	0,33	0,66
PS Moscavide – Expo Sul 1	0	0,00	0,04	0,07	0,09	0,14
	5	0,00	0,05	0,08	0,11	0,17
	10	0,01	0,06	0,11	0,14	0,23
	15	0,01	0,07	0,13	0,18	0,30
	20	0,01	0,08	0,16	0,21	0,39
	30	0,02	0,10	0,22	0,30	0,58
PS Moscavide – Expo Sul 2	0	0,00	0,05	0,09	0,11	0,18
	5	0,00	0,06	0,11	0,14	0,22
	10	0,01	0,07	0,13	0,18	0,29
	15	0,01	0,09	0,17	0,22	0,38
	20	0,02	0,10	0,20	0,27	0,48
	30	0,03	0,13	0,27	0,37	0,72
PS Moscavide – Gago Coutinho	0	0,00	0,14	0,23	0,32	0,57
	5	0,01	0,17	0,30	0,41	0,72
	10	0,02	0,21	0,39	0,54	0,96
	15	0,03	0,25	0,50	0,69	1,27
	20	0,05	0,29	0,62	0,85	1,63
	30	0,10	0,39	0,88	1,24	2,50
Zambujal - São Ciro	0	0,00	0,02	0,03	0,05	0,09
	5	0,00	0,02	0,04	0,06	0,11
	10	0,00	0,03	0,06	0,09	0,16
	15	0,01	0,04	0,08	0,11	0,22
	20	0,01	0,04	0,10	0,15	0,30
	30	0,02	0,06	0,15	0,22	0,45

Tabela B.2 - Estatísticas descritivas das perdas (%) face à capacidade das linhas da rede de distribuição elétrica para diferentes fatores de aumento da carga dos veículos elétricos, utilizando os dados do portal Open Data (Continuação).

Linha	Fator	Mínimo	Q_1	Mediana	Q_3	Máximo
Zambujal – Boavista 1	0	0,00	0,01	0,02	0,02	0,04
	5	0,00	0,01	0,02	0,03	0,05
	10	0,00	0,01	0,02	0,03	0,05
	15	0,00	0,01	0,03	0,04	0,06
	20	0,00	0,01	0,03	0,04	0,07
	30	0,00	0,02	0,04	0,05	0,09
Zambujal – Boavista 2	0	0,00	0,01	0,02	0,03	0,05
	5	0,00	0,01	0,02	0,03	0,06
	10	0,00	0,01	0,03	0,04	0,07
	15	0,00	0,01	0,03	0,04	0,08
	20	0,00	0,02	0,03	0,05	0,09
	30	0,00	0,02	0,04	0,06	0,11
Zambujal – Central Tejo 1	0	0,00	0,01	0,02	0,02	0,04
	5	0,00	0,01	0,03	0,03	0,06
	10	0,00	0,02	0,04	0,05	0,10
	15	0,00	0,02	0,05	0,07	0,15
	20	0,01	0,03	0,07	0,10	0,20
	30	0,02	0,04	0,11	0,16	0,32
Zambujal – Central Tejo 2	0	0,00	0,01	0,01	0,02	0,04
	5	0,00	0,01	0,02	0,03	0,05
	10	0,00	0,02	0,03	0,04	0,08
	15	0,00	0,02	0,05	0,06	0,12
	20	0,01	0,03	0,06	0,08	0,17
	30	0,01	0,04	0,09	0,14	0,27
Zambujal - São Ciro	0	0,00	0,02	0,03	0,05	0,09
	5	0,00	0,02	0,04	0,06	0,11
	10	0,00	0,03	0,06	0,09	0,16
	15	0,01	0,04	0,08	0,11	0,22
	20	0,01	0,04	0,10	0,15	0,30
	30	0,02	0,06	0,15	0,22	0,45

Tabela B.2 - Estatísticas descritivas das perdas (%) face à capacidade das linhas da rede de distribuição elétrica para diferentes fatores de aumento da carga dos veículos elétricos, utilizando os dados do portal Open Data (Continuação).

Linha	Fator	Mínimo	Q_1	Mediana	Q_3	Máximo
Zambujal (REN) – Zambujal 1	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Zambujal (REN) – Zambujal 2	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Zambujal (REN) – Zambujal 3	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Carriche - Luz	0	0,00	0,02	0,04	0,05	0,10
	5	0,00	0,03	0,05	0,07	0,12
	10	0,00	0,03	0,07	0,09	0,16
	15	0,01	0,04	0,09	0,12	0,21
	20	0,01	0,05	0,11	0,15	0,28
	30	0,02	0,06	0,16	0,22	0,44
Carriche - Colombo	0	0,00	0,02	0,04	0,06	0,11
	5	0,00	0,03	0,06	0,08	0,13
	10	0,00	0,04	0,07	0,10	0,17
	15	0,01	0,04	0,09	0,12	0,22
	20	0,01	0,05	0,11	0,15	0,28
	30	0,02	0,06	0,15	0,22	0,42

Tabela B.2 - Estatísticas descritivas das perdas (%) face à capacidade das linhas da rede de distribuição elétrica para diferentes fatores de aumento da carga dos veículos elétricos, utilizando os dados do portal Open Data (Continuação).

Linha	Fator	Mínimo	Q_1	Mediana	Q_3	Máximo
Carriche – Vale Escuro	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01
	20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01
	30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01
Carriche - Norte	0	0,00	0,00	0,01	0,01	0,02
	5	0,00	0,00	0,01	0,01	0,02
	10	0,00	0,00	0,01	0,01	0,02
	15	0,00	0,00	0,01	0,01	0,03
	20	0,00	0,01	0,01	0,02	0,03
	30	0,00	0,01	0,02	0,02	0,05
Carriche - Telheiras	0	0,00	0,02	0,04	0,05	0,10
	5	0,00	0,03	0,05	0,07	0,13
	10	0,00	0,03	0,06	0,08	0,16
	15	0,00	0,04	0,07	0,10	0,19
	20	0,01	0,04	0,09	0,12	0,23
	30	0,01	0,05	0,12	0,17	0,34
Carriche - Entrecampos	0	0,00	0,02	0,04	0,06	0,11
	5	0,00	0,03	0,05	0,07	0,13
	10	0,00	0,03	0,07	0,09	0,17
	15	0,01	0,04	0,08	0,12	0,23
	20	0,01	0,05	0,10	0,14	0,29
	30	0,02	0,06	0,14	0,21	0,41
Carriche – Senhor Roubado	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01
	5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01
	10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01
	15	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01
	20	0,00	0,00	0,01	0,01	0,02
	30	0,00	0,00	0,01	0,01	0,02

Tabela B.2 - Estatísticas descritivas das perdas (%) face à capacidade das linhas da rede de distribuição elétrica para diferentes fatores de aumento da carga dos veículos elétricos, utilizando os dados do portal Open Data (Continuação).

Linha	Fator	Mínimo	Q_1	Mediana	Q_3	Máximo
Carriche - Alto Lumiar	0	0,00	0,01	0,02	0,03	0,06
	5	0,00	0,02	0,03	0,04	0,08
	10	0,00	0,02	0,04	0,06	0,11
	15	0,00	0,02	0,05	0,07	0,14
	20	0,00	0,03	0,07	0,09	0,18
	30	0,01	0,04	0,10	0,14	0,28
PS Carriche - Parque	0	0,00	0,16	0,28	0,42	0,78
	5	0,01	0,18	0,35	0,51	0,96
	10	0,02	0,22	0,45	0,65	1,17
	15	0,03	0,26	0,56	0,79	1,46
	20	0,05	0,31	0,68	0,96	1,81
	30	0,09	0,41	0,94	1,34	2,64
PS Carriche - Alameda	0	0,00	0,14	0,24	0,36	0,68
	5	0,01	0,16	0,30	0,44	0,82
	10	0,02	0,19	0,39	0,56	1,01
	15	0,03	0,23	0,48	0,68	1,25
	20	0,04	0,27	0,58	0,83	1,55
	30	0,08	0,35	0,81	1,15	2,28
Sete Rios (REN) – Palhavã 1	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01
	20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01
	30	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01
Sete Rios (REN) – Palhavã 2	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01
	20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01
	30	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01

Tabela B.2 - Estatísticas descritivas das perdas (%) face à capacidade das linhas da rede de distribuição elétrica para diferentes fatores de aumento da carga dos veículos elétricos, utilizando os dados do portal Open Data (Continuação).

Linha	Fator	Mínimo	Q_1	Mediana	Q_3	Máximo
Sete Rios (REN) – Palhavã 3	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01
	20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01
	30	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01
Palhavã - Arco Carvalhão 1	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01
	5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01
	10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01
	15	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01
	20	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01
	30	0,00	0,00	0,01	0,01	0,02
Palhavã - Arco Carvalhão 2	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Palhavã – Parque 1	0	0,00	0,04	0,06	0,10	0,20
	5	0,00	0,04	0,08	0,12	0,23
	10	0,00	0,05	0,10	0,15	0,29
	15	0,01	0,06	0,13	0,19	0,37
	20	0,01	0,07	0,16	0,23	0,46
	30	0,02	0,09	0,22	0,32	0,63
Palhavã – Parque 2	0	0,00	0,04	0,06	0,10	0,20
	5	0,00	0,04	0,08	0,12	0,23
	10	0,00	0,05	0,10	0,15	0,29
	15	0,01	0,06	0,13	0,19	0,37
	20	0,01	0,07	0,16	0,23	0,46
	30	0,02	0,09	0,22	0,32	0,63

Tabela B.2 - Estatísticas descritivas das perdas (%) face à capacidade das linhas da rede de distribuição elétrica para diferentes fatores de aumento da carga dos veículos elétricos, utilizando os dados do portal Open Data (Continuação).

Linha	Fator	Mínimo	Q_1	Mediana	Q_3	Máximo
Palhavã – Amoreiras 1	0	0,00	0,02	0,03	0,04	0,08
	5	0,00	0,02	0,04	0,06	0,11
	10	0,00	0,02	0,05	0,08	0,15
	15	0,01	0,03	0,07	0,10	0,20
	20	0,01	0,04	0,08	0,12	0,25
	30	0,02	0,05	0,12	0,19	0,38
Palhavã – Amoreiras 2	0	0,00	0,02	0,03	0,04	0,08
	5	0,00	0,02	0,04	0,06	0,11
	10	0,00	0,02	0,05	0,08	0,15
	15	0,01	0,03	0,07	0,10	0,20
	20	0,01	0,04	0,08	0,12	0,25
	30	0,02	0,05	0,12	0,19	0,38
Palhavã – Santa Marta 1	0	0,00	0,01	0,01	0,02	0,04
	5	0,00	0,01	0,02	0,03	0,05
	10	0,00	0,01	0,02	0,03	0,06
	15	0,00	0,01	0,03	0,04	0,08
	20	0,00	0,01	0,03	0,05	0,09
	30	0,00	0,02	0,04	0,07	0,13
Palhavã – Santa Marta 2	0	0,00	0,02	0,04	0,05	0,11
	5	0,00	0,02	0,04	0,07	0,13
	10	0,00	0,03	0,06	0,08	0,16
	15	0,00	0,03	0,07	0,10	0,21
	20	0,01	0,04	0,09	0,13	0,25
	30	0,01	0,05	0,12	0,18	0,35
Palhavã - Norte	0	0,00	0,01	0,01	0,01	0,02
	5	0,00	0,01	0,01	0,02	0,03
	10	0,00	0,01	0,01	0,02	0,04
	15	0,00	0,01	0,02	0,02	0,04
	20	0,00	0,01	0,02	0,03	0,05
	30	0,00	0,01	0,03	0,04	0,08

Tabela B.2 - Estatísticas descritivas das perdas (%) face à capacidade das linhas da rede de distribuição elétrica para diferentes fatores de aumento da carga dos veículos elétricos, utilizando os dados do portal Open Data (Continuação).

Linha	Fator	Mínimo	Q_1	Mediana	Q_3	Máximo
Palhavã - Telheiras	0	0,00	0,00	0,01	0,01	0,02
	5	0,00	0,00	0,01	0,01	0,02
	10	0,00	0,00	0,01	0,01	0,02
	15	0,00	0,01	0,01	0,02	0,03
	20	0,00	0,01	0,01	0,02	0,04
	30	0,00	0,01	0,02	0,03	0,05
PS Palhavã – SE Palhavã	0	0,00	0,00	0,01	0,01	0,02
	5	0,00	0,00	0,01	0,01	0,02
	10	0,00	0,01	0,01	0,01	0,03
	15	0,00	0,01	0,01	0,02	0,04
	20	0,00	0,01	0,02	0,02	0,05
	30	0,00	0,01	0,02	0,03	0,06
Palhavã – Praça Figueira 1	0	0,00	0,08	0,13	0,19	0,37
	5	0,00	0,09	0,16	0,22	0,43
	10	0,01	0,10	0,19	0,27	0,51
	15	0,01	0,11	0,22	0,31	0,60
	20	0,01	0,12	0,25	0,36	0,68
	30	0,02	0,15	0,33	0,47	0,89
Palhavã – Praça Figueira 2	0	0,00	0,08	0,14	0,21	0,39
	5	0,00	0,09	0,17	0,24	0,46
	10	0,01	0,10	0,20	0,28	0,54
	15	0,01	0,12	0,23	0,33	0,64
	20	0,01	0,13	0,27	0,38	0,72
	30	0,03	0,16	0,35	0,50	0,95
Palhavã - Luz	0	0,00	0,03	0,06	0,08	0,15
	5	0,00	0,04	0,07	0,10	0,18
	10	0,01	0,05	0,10	0,14	0,23
	15	0,01	0,06	0,13	0,17	0,31
	20	0,01	0,07	0,16	0,22	0,40
	30	0,03	0,09	0,23	0,32	0,64

Tabela B.2 - Estatísticas descritivas das perdas (%) face à capacidade das linhas da rede de distribuição elétrica para diferentes fatores de aumento da carga dos veículos elétricos, utilizando os dados do portal Open Data (Continuação).

Linha	Fator	Mínimo	Q_1	Mediana	Q_3	Máximo
Palhavã - Colombo	0	0,00	0,03	0,05	0,06	0,12
	5	0,00	0,03	0,06	0,08	0,14
	10	0,00	0,04	0,07	0,10	0,18
	15	0,01	0,04	0,09	0,13	0,23
	20	0,01	0,05	0,11	0,16	0,29
	30	0,02	0,07	0,16	0,22	0,43
Palhavã - Entrecampos	0	0,00	0,02	0,03	0,04	0,08
	5	0,00	0,02	0,04	0,05	0,10
	10	0,00	0,02	0,05	0,07	0,13
	15	0,00	0,03	0,06	0,09	0,17
	20	0,01	0,03	0,08	0,11	0,22
	30	0,01	0,05	0,11	0,16	0,31
Marvila – Expo Sul	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Alto São João (REN) – PS Alto São João 1	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01
	30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01
Alto São João (REN) – PS Alto São João 2	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01

Tabela B.2 - Estatísticas descritivas das perdas (%) face à capacidade das linhas da rede de distribuição elétrica para diferentes fatores de aumento da carga dos veículos elétricos, utilizando os dados do portal Open Data (Continuação).

Linha	Fator	Mínimo	Q_1	Mediana	Q_3	Máximo
PS Alto São João - Santa Marta	0	0,00	0,02	0,04	0,06	0,11
	5	0,00	0,02	0,05	0,07	0,14
	10	0,00	0,03	0,06	0,09	0,17
	15	0,00	0,03	0,07	0,11	0,21
	20	0,01	0,04	0,09	0,13	0,26
	30	0,01	0,05	0,12	0,18	0,37
PS Alto São João – Arco Carvalhão	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PS Alto São João - Marvila	0	0,00	0,06	0,09	0,12	0,20
	5	0,00	0,07	0,11	0,15	0,23
	10	0,01	0,08	0,14	0,18	0,29
	15	0,01	0,09	0,17	0,22	0,37
	20	0,01	0,10	0,20	0,27	0,47
	30	0,03	0,13	0,27	0,37	0,69
PS Alto São João - Vale Escuro	0	0,00	0,00	0,01	0,01	0,02
	5	0,00	0,00	0,01	0,01	0,02
	10	0,00	0,01	0,01	0,01	0,02
	15	0,00	0,01	0,01	0,02	0,03
	20	0,00	0,01	0,01	0,02	0,04
	30	0,00	0,01	0,02	0,03	0,05
PS Alto São João - Boavista	0	0,00	0,01	0,02	0,02	0,04
	5	0,00	0,01	0,02	0,03	0,05
	10	0,00	0,01	0,02	0,03	0,05
	15	0,00	0,01	0,02	0,03	0,06
	20	0,00	0,01	0,03	0,04	0,07
	30	0,00	0,01	0,03	0,05	0,09

Tabela B.2 - Estatísticas descritivas das perdas (%) face à capacidade das linhas da rede de distribuição elétrica para diferentes fatores de aumento da carga dos veículos elétricos, utilizando os dados do portal Open Data (Continuação).

Linha	Fator	Mínimo	Q_1	Mediana	Q_3	Máximo
PS Alto São João – Central Tejo	0	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01
	5	0,00	0,00	0,01	0,01	0,02
	10	0,00	0,00	0,01	0,01	0,03
	15	0,00	0,01	0,01	0,02	0,04
	20	0,00	0,01	0,02	0,03	0,05
	30	0,00	0,01	0,03	0,04	0,09

Tabela B.3 - Estatísticas descritivas das perdas globais (%) da rede de distribuição elétrica para diferentes fatores de aumento da carga dos veículos elétricos, utilizando os dados do portal Open Data.

	Fator	Mínimo	Q_1	Mediana	Q_3	Máximo
Rede de Distribuição Elétrica	0	0,03	1,28	2,21	3,17	5,63
	5	0,08	1,49	2,81	3,93	6,72
	10	0,16	1,80	3,60	4,99	8,69
	15	0,27	2,14	4,47	6,20	11,35
	20	0,40	2,50	5,40	7,56	14,38
	30	0,76	3,30	7,56	10,70	21,08



