

**DARIO MEDINA DA CRUZ**

**AVALIAÇÃO DE ALGORITMOS DE CARREGAMENTO  
DE VEÍCULOS ELÉTRICOS EM PARQUES QUE  
INTEGREM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EM  
AUTOCONSUMO**



**UNIVERSIDADE DO ALGARVE  
INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA  
2017**



**DARIO MEDINA DA CRUZ**

**AVALIAÇÃO DE ALGORITMOS DE CARREGAMENTO  
DE VEÍCULOS ELÉTRICOS EM PARQUES QUE  
INTEGREM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EM  
AUTOCONSUMO**

Tese apresentado ao curso de Mestrado em Engenharia Elétrica e Eletrónica, Ramo de Tecnologias de Informação e Telecomunicações da Universidade do Algarve, como requisito para a obtenção de título de Mestre.

Tese realizado sob a orientação de:

Professor Doutor Jânio Miguel Evangelista  
Ferreira Monteiro.



**UNIVERSIDADE DO ALGARVE  
INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA  
2017**



# **AVALIAÇÃO DE ALGORITMOS DE CARREGAMENTO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS EM PARQUES QUE INTEGREM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EM AUTOCONSUMO**

## **DECLARAÇÃO DE AUTORIA DE TRABALHO**

Declaro ser o autor deste trabalho, que é original e inédito. Autores e trabalhos consultados estão devidamente citados no texto e constam da listagem de referências bibliográfica incluída.

---

© 2017, DARIO MEDINA DA CRUZ

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



***Dedicatória***

*Ao meu já falecido pai Augusto João da Cruz,  
à minha mãe Maria de Fátima M. da Cruz  
e aos meus irmãos.*





# AGRADECIMENTO

Continuo a agradecer à Deus por iluminar os meus caminhos, por me ter dado saúde e força para enfrentar os desafios que surgiram ao longo do meu percurso académico. À minha mãe, Maria de Fátima da Cruz, por me ter disponibilizado os meios para conseguir fazer o curso, e pelas palavras de encorajamento.

Tenho muita honra em agradecer ao Prof. Doutor Jânio Miguel E. Ferreira Monteiro pela orientação e por me ter assegurado todas as condições necessárias ao desenvolvimento deste trabalho. Gostaria de destacar todos os conhecimentos que me transmitiu, o tempo que me concedeu, encorajamento, revisão deste texto e pelo incentivo que sempre manifestou.

Agradeço também o apoio do Instituto Superior de Engenharia da Universidade do Algarve, especialmente aos meus colegas do curso e aos Professores da Área Departamental de Engenharia Elétrica e Eletrotécnica.

Os meus agradecimentos estendem-se aos meus amigos, José dos Santos, Emanuel Inocência e todos aqueles que, de uma forma direta ou indireta, acompanharam e contribuíram para o sucesso deste trabalho.

À todos o meu “muito obrigado”.



# RESUMO

Prevê-se que ao longo dos próximos anos haja um aumento significativo do número de Veículos Elétricos Plug-In. Nesse contexto, as redes elétricas existentes têm de se preparar para acomodar a carga simultânea de um número potencialmente elevado desses veículos. Uma solução para este desafio pode estar na integração das fontes de energia renováveis, distribuídas na rede elétrica, que está a ser incentivada pela legislação que, em vários países, já permite a produção para autoconsumo. No entanto, devido à sua variabilidade, as fontes de energia renováveis são frequentemente caracterizadas como intermitentes, causando imparidades no equilíbrio exigido entre produção e procura. Medidas de *demand-response* são, nestes casos, consideradas como uma solução. No caso dos Veículos Elétricos estas medidas correspondem ao escalonamento dos respetivos períodos de carregamento de acordo com os níveis de geração previstos, mas sem esquecer as tarifas horárias e as exigências do proprietário do veículo. Em médias e grandes estações de carregamento, tais algoritmos de agendamento e modelos devem permitir uma redução dos custos e a maximização dos investimentos feitos em fontes de energia renovável. Nesse cenário, este trabalho amplia os modelos e análises feitas em um estudo anterior, comparando vários modelos preditivos de carregamento de Veículos Elétricos, incluindo os algoritmos Adapted Earliest Departure First (AEDF) e Programação Linear nas seguintes condições: (1) considerando diferentes VEs com várias potências de carga, (2) utilizando dados reais relativos a energia produzida e informações reais sobre o preço de energia em diferentes períodos do ano e (3) Considerando um cenário de autoconsumo onde as instalações de carregamento podem comprar e vender energia da rede elétrica. Os resultados mostram que o modelo *eco-friendly* Adapted Earliest Departure First é capaz de alcançar reduções significativas de custos com uma baixa complexidade computacional.

**Palavras-chave:** Veículos Elétricos Plug-in, Escalonamento de carga, Demand Response



# ABSTRACT

As the number of Plug-In Electric Vehicles is estimated to continuously rise over the next years, existing electrical grids have to prepare to accommodate a high number simultaneous charging of such vehicles. A solution to this challenge may stand in the ongoing integration of distributed renewable energy sources in the electrical grid, which is being encouraged by the legislation that, in several countries, already allow the production for self-consumption. However, due to their variability, renewable energy sources are frequently characterized as intermittent, causing mismatches in the required equilibrium between production and demand. Demand-response measures are in these cases seen as a solution. In this case it imposes the scheduling of the Electric Vehicle's charging periods according with the forecasted generation levels, but not forgetting the day ahead tariff rates and the driver's requirements. In medium to large charging stations such scheduling algorithms and models should allow a reduction of costs and the maximization of investments made in renewable energy sources. In this scenario this paper extends the models and analysis made in a previous study, comparing several predictive based Electric Vehicles charging models, including Adapted Earliest Departure First (AEDF) and Linear Programming (LP) algorithms by: (1) considering different EVs with several charging powers, (2) using real data regarding produced energy and day ahead energy price information in different periods of the year and (3) considering a self-consumption scenario where charging facilities can buy and sell energy from the utility. The results show that the eco-friendly Adapted Earliest Departure First (AEDF) model is able of achieving significant cost reductions with significant low computational complexity.

**Keywords:** Plug-in Electric Vehicles, Load Scheduling, Demand Response



# ÍNDICE GERAL

<b>AGRADECIMENTO.....</b>	<b>IX</b>
<b>RESUMO.....</b>	<b>XI</b>
<b>ABSTRACT.....</b>	<b>XIII</b>
<b>LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS.....</b>	<b>XXIII</b>
<b>CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO .....</b>	<b>1</b>
1.1 CONTEXTO .....	1
1.2 PROBLEMA .....	2
1.3 OBJETIVO .....	4
1.4 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO .....	4
<b>CAPÍTULO 2 - MOBILIDADE ELÉTRICA – CONTEXTO .....</b>	<b>7</b>
2.1 INTRODUÇÃO.....	7
2.2 ANÁLISE DO MERCADO .....	10
2.3 VEÍCULOS ELÉTRICOS E NORMAS DE CARREGAMENTO.....	11
2.3.1 Veículos Elétricos.....	11
2.3.1.1 Exemplos de Veículos Elétricos.....	12
2.3.2 Normas Associadas ao carregamento de VEs.....	14
2.3.2.1 Interface de conexão .....	14
2.3.2.2 IEC 61851 – Sistemas de Carregamento Condutivo .....	18
2.3.2.3 ISO/IEC 15118 – Comunicação Digital baseada em Protocolos Internet .....	26
2.4 PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA PARA AUTOCONSUMO .....	27
2.4.1 Autoconsumo Energético.....	28
2.4.2 Net-Metering .....	29
2.4.3 Custos de Interesse Económico Geral .....	29
2.4.4 Legislação de Autoconsumo .....	30
2.4.4.1 Remuneração da energia elétrica injetada na RESP.....	31
2.5 CONCLUSÃO DO CAPÍTULO .....	32
<b>CAPÍTULO 3 - ALGORITMOS E MECANISMOS DE CARREGAMENTO .....</b>	<b>33</b>
3.1 FIRST COME/FIRST SERVED .....	33
3.2 EARLIEST DEPARTURE FIRST .....	36
3.3 PROGRAMAÇÃO LINEAR.....	39
3.4 MODELO GRADUAL.....	44
3.5 MECANISMO DE CARGA COM TÉCNICAS DE POWERMATCHER.....	45
3.6 OTIMIZAÇÃO DE CARGA COM PROGRAMAÇÃO DINÂMICA.....	48

3.7 CONCLUSÃO DO CAPÍTULO.....	51
<b>CAPÍTULO 4 - IMPLEMENTAÇÃO DO MODELO PROPOSTO PARA CARREGAMENTO... 53</b>	
4.1 FORMULAÇÃO MATEMÁTICA .....	54
4.2 ALGORITMOS DE ESCALONAMENTO .....	57
4.2.1 Programação Linear .....	57
4.2.1.1 Função objetivo.....	57
4.2.1.2 Restrições .....	58
4.2.2 AEDF.....	61
4.3 CONCLUSÃO DO CAPÍTULO.....	64
<b>CAPÍTULO 5 - SIMULAÇÃO E RESULTADOS .....</b>	<b>65</b>
5.1 COMPORTAMENTO DOS ALGORITMOS COM NÚMERO DE VÉS E POTÊNCIA MÁXIMA DA INSTALAÇÃO REDUZIDA.....	65
5.2 COMPORTAMENTO DOS ALGORITMOS AO RESTRINGIR A POTÊNCIA MÁXIMA DA INSTALAÇÃO .....	68
5.3 COMPARAÇÃO DOS ALGORITMOS EM DIFERENTES CONDIÇÕES E ESTAÇÕES DO ANO.....	70
5.3.1 Resultados do primeiro teste – Dia de verão sem nuvens .....	71
5.3.2 Resultados do segundo teste – Dia parcialmente nublado de verão.....	75
5.3.3 Resultados do terceiro teste – Dia inverno com poucas nuvens.....	77
5.3.4 Resultados do quarto teste – Dia nublado de inverno .....	80
5.3.5 Resultados do quinto teste – Dia de inverno sem nuvens com tarifas baixas .....	84
5.4 CONCLUSÃO DO CAPÍTULO.....	88
<b>CAPÍTULO 6 - CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS .....</b>	<b>91</b>
6.1 CONCLUSÕES.....	91
6.2 PUBLICAÇÃO .....	92
6.3 TRABALHOS FUTUROS.....	92
<b>BIBLIOGRAFIA.....</b>	<b>95</b>
<b>ANEXO .....</b>	<b>101</b>
ANEXO A. ESTRUTURA DAS MENSAGENS DA NORMA ISO/IEC 15118 .....	101
ANEXO B. RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS (DER) .....	102
B.1. Modelo de Objeto de um IED .....	103
B.2. Modelo DER para Veículos Elétricos .....	104
ANEXO C. LEGISLAÇÃO DE AUTOCONSUMO (OUTROS DETALHES).....	110
C.1. REGISTO E LICENCIAMENTO .....	110
C.2. COMPENSAÇÃO PAGA AO SISTEMA.....	110
C.3. EQUIPAMENTOS DE CONTAGEM .....	113



# ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 2.1 – REGISTOS DE VENDAS DE VES NA EUROPA NO 1º TRIMESTRE DE 2014 ATÉ 2017 .....	10
FIGURA 2.2 – REGISTOS DE VE NOS PAÍSES DA EUROPA NO 1º TRIMESTRE DE 2016 E 2017 .....	11
FIGURA 2.3 – ÂMBITO DAS NORMAS DE CARREGAMENTO.....	14
FIGURA 2.4 – MODO1 DE CARREGAMENTO .....	19
FIGURA 2.5 – MODO 2 DE CARREGAMENTO COM CAIXA DE CONTROL EMBUTIDO NO CABO.....	20
FIGURA 2.6 – MODO 3 DE CARREGAMENTO COM TOMADA ESPECÍFICA.....	21
FIGURA 2.7 – MODO 4 DE CARREGAMENTO .....	22
FIGURA 2.8 – DIAGRAMA DO ESQUEMA ELÉTRICO DO CIRCUITO DE SINALIZAÇÃO EM J1772.....	22
FIGURA 2.9 – MODULAÇÃO POR LARGURA DE PULSO (PWM) .....	23
FIGURA 2.10 – CICLO DE SERVIÇO DO PILOTO DE CONTROLO EM FUNÇÃO DE CORRENTE DE CARGA.....	24
FIGURA 2.11 – REPRESENTAÇÃO GRÁFICA DO ESTADO DE CARGA DE VE .....	25
FIGURA 2.12 – ESTRUTURA DO MODELO IEC/ISO 15118 MAPEADO PARA MODELO OSI.....	26
FIGURA 2.13 – EXEMPLO DE CURVAS DE AUTOCONSUMO COM LIGAÇÃO À REDE: SEM BATERIAS (IMAGEM SUPERIOR) E COM BATERIAS (IMAGEM INFERIOR).....	28
FIGURA 2.14 – NET-METERING .....	29
FIGURA 2.15 – COMPOSIÇÃO DO CIEG PARA $BTN > 2,3$ kVA.....	30
FIGURA 3.1 – CUSTO DA TARIFA DE ENERGIA .....	34
FIGURA 3.2 – ESCALONAMENTO DE VE COM FCFS.....	35
FIGURA 3.3 – ESCALONAMENTO DE VE COM EDF PURO .....	36
FIGURA 3.4 – ESCALONAMENTO DE VE COM AEDF.....	38
FIGURA 3.5 – DIAGRAMA DE MODULO DE OTIMIZAÇÃO DE PROGRAMAÇÃO LINEAR .....	41
FIGURA 3.6 – DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ENTRE AS FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEIS E SOLICITAÇÕES DE ENERGIA GARANTIDA E NÃO GARANTIDA .....	41
FIGURA 3.7 – ESCALONAMENTO DE VE COM PL .....	43
FIGURA 3.8 – VARIAÇÃO DA POTÊNCIA EM FUNÇÃO DO PREÇO.....	44
FIGURA 3.9 – ESCALONAMENTO DE VE COM MODELO GRADUAL.....	45
FIGURA 3.10 – CONCEITO DE POWERMATCHER .....	46
FIGURA 3.11 – CURVAS DE SOLICITAÇÃO DE POTÊNCIA.....	47
FIGURA 3.12 – ESTRATÉGIA DE SOLICITAÇÃO DE VE, COM O LIMAR DE REGRA DE CONTROLO DADO EM (10) .....	50
FIGURA 4.1 – MATRIZ DAS RESTRIÇÕES.....	61
FIGURA 4.2 – ATRIBUIÇÃO DE CARGA EM FUNÇÃO DO CUSTO E DO LUCRO.....	62
FIGURA 5.1 – PREVISÃO DE ESCALONAMENTO DE 4 VES.....	66
FIGURA 5.2 – TARIFAS DE ENERGIA QUE É COMPRADA A PARTIR DA DSO PARA O DIA 04 DE AGOSTO DE 2014.....	67
FIGURA 5.3 – HORA DE CHEGADA E DURAÇÃO DE 50 VES.....	69

FIGURA 5.4 – TARIFAS DE ENERGIA QUE É COMPRADA A PARTIR DA DSO (SUPERIOR), NÍVEIS DE GERAÇÃO UTILIZANDO PAINÉIS FOTOVOLTAICOS (INFERIOR ESQUERDO) E LUCRO POR KWH (INFERIOR DIREITO) PARA O DIA 04 DE AGOSTO DE 2014.....	72
FIGURA 5.5 – ENERGIA ALOCADA DE TODOS OS EVSEs NO CASO DO ALGORITMO PL, INCLUINDO OS COMPONENTES GARANTIDOS (SUPERIOR) E NÃO-GARANTIDOS (INFERIOR) PARA O DIA 04 DE AGOSTO DE 2014.....	72
FIGURA 5.6 – ENERGIA ALOCADA DE TODOS OS EVSEs, NO CASO DO ALGORITMO AEDF, INCLUINDO OS COMPONENTES GARANTIDOS (SUPERIOR) E NÃO-GARANTIDOS (INFERIOR) PARA O DIA 04 DE AGOSTO DE 2014.....	73
FIGURA 5.7 – TARIFAS DE ENERGIA QUE É COMPRADA A PARTIR DO DSO (SUPERIOR), NÍVEIS DE GERAÇÃO UTILIZANDO PAINÉIS FOTOVOLTAICOS (INFERIOR ESQUERDO) E LUCRO POR KWH (INFERIOR DIREITO) PARA O DIA 08 DE SETEMBRO DE 2014.....	75
FIGURA 5.8 – ENERGIA ALOCADA DE TODOS OS EVSEs NO CASO DO ALGORITMO PL, INCLUINDO OS COMPONENTES GARANTIDOS (PARTE SUPERIOR) E NÃO-GARANTIDOS (INFERIOR) PARA O DIA 08 DE SETEMBRO DE 2014.....	76
FIGURA 5.9 – ENERGIA ALOCADA DE TODOS OS EVSEs, NO CASO DO ALGORITMO AEDF, INCLUINDO OS COMPONENTES GARANTIDOS (SUPERIOR) E NÃO-GARANTIDOS (INFERIOR) PARA O DIA 08 DE SETEMBRO DE 2014.....	76
FIGURA 5.10 – TARIFAS DE ENERGIA QUE É COMPRADA A PARTIR DO DSO (SUPERIOR), NÍVEIS DE GERAÇÃO UTILIZANDO PAINÉIS FOTOVOLTAICOS (INFERIOR ESQUERDO) E LUCRO POR KWH (INFERIOR DIREITO) PARA O DIA 23 DE JANEIRO DE 2015.....	78
FIGURA 5.11 – ENERGIA ALOCADA DE TODOS OS EVSEs NO CASO DO ALGORITMO PL, INCLUINDO OS COMPONENTES GARANTIDOS (PARTE SUPERIOR) E NÃO-GARANTIDOS (INFERIOR) PARA O DIA 23 DE JANEIRO DE 2015.....	79
FIGURA 5.12 – ENERGIA ALOCADA DE TODOS OS EVSEs, NO CASO DO ALGORITMO AEDF, INCLUINDO OS COMPONENTES GARANTIDOS (SUPERIOR) E NÃO-GARANTIDOS (INFERIOR) PARA O DIA 23 DE JANEIRO DE 2015.....	79
FIGURA 5.13 – TARIFAS DE ENERGIA QUE É COMPRADA A PARTIR DO DSO (SUPERIOR), NÍVEIS DE GERAÇÃO UTILIZANDO PAINÉIS FOTOVOLTAICOS (INFERIOR ESQUERDO) E LUCRO POR KWH (INFERIOR DIREITO) PARA O DIA 10 DE FEVEREIRO DE 2015.....	81
FIGURA 5.14 – ENERGIA ALOCADA DE TODOS OS EVSEs NO CASO DO ALGORITMO PL, INCLUINDO OS COMPONENTES GARANTIDOS (PARTE SUPERIOR) E NÃO-GARANTIDOS (INFERIOR) PARA O DIA 10 DE FEVEREIRO DE 2015.....	82
FIGURA 5.15 – ENERGIA ALOCADA DE TODOS OS EVSEs, NO CASO DO ALGORITMO AEDF, INCLUINDO OS COMPONENTES GARANTIDOS (SUPERIOR) E NÃO-GARANTIDOS (INFERIOR) PARA O DIA 10 DE FEVEREIRO DE 2015.....	82
FIGURA 5.16 – TARIFAS DE ENERGIA QUE É COMPRADA A PARTIR DO DSO (SUPERIOR), NÍVEIS DE GERAÇÃO UTILIZANDO PAINÉIS FOTOVOLTAICOS (INFERIOR ESQUERDO) E LUCRO POR KWH (INFERIOR DIREITO) PARA O DIA 22 DE FEVEREIRO DE 2015.....	85

FIGURA 5.17 – ENERGIA ALOCADA DE TODOS OS EVSES NO CASO DO ALGORITMO PL, INCLUINDO OS COMPONENTES GARANTIDOS (PARTE SUPERIOR) E NÃO-GARANTIDOS (INFERIOR) PARA O DIA 22 DE FEVEREIRO DE 2015 .....	85
FIGURA 5.18 – ENERGIA ALOCADA DE TODOS OS EVSES, NO CASO DO ALGORITMO AEDF, INCLUINDO OS COMPONENTES GARANTIDOS (SUPERIOR) E NÃO-GARANTIDOS (INFERIOR) PARA O DIA 22 DE FEVEREIRO DE 2015.....	86
FIGURA 5.19 – TEMPO DE COMPUTAÇÃO DOS ALGORITMOS PL VERSOS AEDF PARA ESCALONAMENTO DE DIFERENTES NÚMEROS DE VES .....	89



# ÍNDICE DE TABELAS

TABELA 2.1 – VES NO MERCADO E AS REFERIDAS CARATERÍSTICAS .....	13
TABELA 2.2 – CONECTORES DE CARGA UTILIZADOS INTERNACIONALMENTE .....	15
TABELA 2.3 – ESTADOS DE CARGA DE VE DEFINIDO EM IEC 61851-1 .....	25
TABELA 2.4 – RESUMO DA REGULAMENTAÇÃO APLICADA AO AUTOCONSUMO .....	31
TABELA 3.1 – DURAÇÃO DE CARGA E TEMPO DE ESPERA DE VE.....	34
TABELA 3.2 – QUADRO SIMPLEX .....	39
TABELA 5.1 – PERFIL DE CARGA DE 4 VES .....	66
TABELA 5.2 – RESULTADOS DO ESCALONAMENTO AO REDUZIR O NÚMERO DE VES E POTÊNCIA MÁXIMA DA INSTALAÇÃO .....	68
TABELA 5.3 – RESULTADOS DO ESCALONAMENTO AO RESTRINGIR A POTÊNCIA MÁXIMA DA INSTALAÇÃO.	70
TABELA 5.4 – RESULTADOS MÉDIOS OBTIDOS EM CINCO ITERAÇÕES DOS TESTES DE SIMULAÇÃO, CONSIDERANDO O NÍVEL DE GERAÇÃO E AS TARIFÁRIAS NO DIA 04 DE AGOSTO DE 2014 .....	74
TABELA 5.5 – RESULTADOS MÉDIOS OBTIDOS EM CINCO ITERAÇÕES DOS TESTES DE SIMULAÇÃO, CONSIDERANDO O NÍVEL DE GERAÇÃO E AS TAXAS TARIFÁRIAS NO DIA 08 DE SETEMBRO DE 2014 .....	77
TABELA 5.6 – RESULTADOS MÉDIOS OBTIDOS EM CINCO ITERAÇÕES DOS TESTES DE SIMULAÇÃO, CONSIDERANDO O NÍVEL DE GERAÇÃO E AS TAXAS TARIFÁRIAS NO DIA 23 DE JANEIRO DE 2015.....	80
TABELA 5.7 – RESULTADOS MÉDIOS OBTIDOS EM CINCO ITERAÇÕES DOS TESTES DE SIMULAÇÃO, CONSIDERANDO O NÍVEL DE GERAÇÃO E AS TAXAS TARIFÁRIAS NO DIA 10 DE FEVEREIRO DE 2015 .....	83
TABELA 5.8 – RESULTADOS MÉDIOS OBTIDOS EM CINCO ITERAÇÕES DOS TESTES DE SIMULAÇÃO, CONSIDERANDO O NÍVEL DE GERAÇÃO E AS TAXAS TARIFÁRIAS NO DIA 22 DE FEVEREIRO DE 2015 .....	87



# LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AC	– Alternating Current
ACEA	– European Automobile Manufacturers Association
BEV	– Battery Electric Vehicle
BMS	– Battery Management System
BTN	– Baixa Tensão Normal
CAN	– Controller Area Network
CIEG	– Custos de Interesse Económico Geral
CO <sub>2</sub>	– dióxido de carbono
CP	– Control Pilot
DC	– Direct Current
DER	– Distributed Energy Resources
DGEG	– Direção-Geral de Energia e Geologia
DSO	– Distribution System Operator
EVCC	– Electric Vehicle Communication Controller
EVSE	– Electric Vehicle Supply Equipment
GFI	– Ground Fault Interrupter
IC-CPD	– In-cable control and protection device
ICE	– Internal Combustion Engine
IEC	– International Electrotechnical Commission
IED	– Intelligent Electronic Devices
IP	– Internet Protocol
ISO	– International Organization for Standardization
IUC	– Imposto Único de Circulação
JEVS	– Japan Electric Vehicle Standard
JWG	– Joint Working Group
OFDM	– Orthogonal frequency division multiplexing
OIM	– Object Information Model
PE	– Protective Earth
PEV	– Plug-in Electric Vehicle
PHEV	– Plug-in Hybrid-Electric Vehicle

PLC – Power Line Carrier  
PP – Proximity Pilot  
PWM – Pulse Width Modulation  
RESP – Rede Elétrica de Serviço Público  
RFID – Radio-Frequency IDentification  
RI – Recursos Intermitentes  
SAE – Society of Automotive Engineers  
SAS – Substation Automation System  
SECC – Supply Equipment Communication Controller  
SERUP – Sistema Eletrónico de Registo da UPAC  
TEPCO Tokyo Electric Power Company  
TR – Travagem Regenerativa  
UPAC – Unidade de Produção para Autoconsumo  
V2G CI – Vehicle-to-Grid Communication Interface  
VE – Veículo Elétrico  
XML – eXtensible Markup Language  
W3C – World Wide Web Consortium



# Capítulo 1

## INTRODUÇÃO

---

### 1.1 Contexto

As redes elétricas têm que se preparar para acomodar um número potencialmente elevado de Veículos Elétricos (VEs) [1], estando ainda longe de atingir essa capacidade. De facto, vários estudos realizados em vários países mostram que hoje em dia as redes de distribuição não toleram taxas de penetração de VEs acima de 5-15% [2][3][4]. Para alterar este cenário, as redes elétricas terão que passar por várias alterações que passam pela introdução de fontes de energia renovável, mas também pela gestão dos processos de carga.

Em termos de produção, a introdução de Recursos Distribuídos de Energia (DER) na rede de distribuição, especialmente aqueles que utilizam fontes de energia renováveis, é visto como uma oportunidade para reduzir as emissões de CO<sub>2</sub>. Neste âmbito, em vários países europeus foram introduzidos mecanismos legislativos que permitem a Produção Distribuída em autoconsumo. Em Portugal, o Decreto-Lei n.º 153/2014 de 20/10/2014 veio substituir os atuais mecanismos de remuneração associados à micro e minigeração, regulando o autoconsumo de energia elétrica e permitindo a recompensa pelo excesso de eletricidade gerada e injetada na rede. Inclui também o pagamento de impostos pelo consumidor-produtor para acesso à rede elétrica.

Se por um lado os mecanismos legislativos permitem um aumento da geração distribuída de energia, também é verdade que trazem novos desafios ao necessário equilíbrio entre produção e consumo. Algumas fontes de energia renovável são

caracterizadas como Recursos Intermitentes (RI), pois dependem de fatores ambientais que os fazem variar significativamente ao longo do tempo, sendo por isso difíceis de prever com precisão. Uma vez que não se pode controlar a produção, o equilíbrio entre produção e consumo terá que recorrer a outras soluções como as de *Demand-Response* (DR) (controle de consumo) ou o armazenamento de energia.

Neste cenário, se adequadamente utilizados, os veículos elétricos podem contribuir para o equilíbrio da rede elétrica através do armazenamento de energia excedente através da utilização das suas baterias. Para assegurar esse equilíbrio pode recorrer-se a soluções de carga e posterior injeção de potência através da descarga dessas baterias de veículos elétricos. No entanto, a descarga das baterias para injeção na rede tem a desvantagem de introduzir perdas de eficiência e reduzir o ciclo de vida das mesmas, só se justificando por isso em cenários muito limitados [5]. Ainda assim, mesmo não recorrendo à descarga das baterias para injeção na rede elétrica, o controle de carga das baterias de VEs pode desempenhar um papel importante na estabilidade da rede elétrica, permitindo armazenar o excedente de produção nos momentos em que tal ocorra.

Neste contexto, uma empresa que se constitua como operador de carregamento de VEs de um parque de estacionamento, necessita de ter em consideração vários fatores e restrições, que têm implicações nos custos cobrados aos seus clientes, nomeadamente: os tarifários de energia (fixos ou variáveis), a produção de energia renovável local, a potência contratada da instalação, as curvas de carga dos VEs e as suas horas de entrada e saída no parque de estacionamento. Nesse sentido importa modelar os vários fatores associados, por forma a obter uma solução capaz de escalonar o carregamento dos veículos, minimizando os custos da empresa operadora de carregamento.

## 1.2 Problema

Para que um operador de carregamento de VEs, que produza energia em autoconsumo, consiga minimizar os custos de operação satisfazendo os requisitos impostos pelas solicitações, tem que ser desenvolvido um sistema de escalonamento de carregamentos que considere esses objetivos e restrições. O desenvolvimento de um sistema de escalonamento requer o atender a vários desafios, que passamos a explicar.

Por um lado, a integração de fontes de energia fotovoltaica nos sistemas para carregamento de VEs é vista como relevante permitindo reduzir a dependência energética desse mesmo operador. No entanto, e ao contrário da energia proveniente das centrais convencionais, as fontes de energia solar e eólica são consideradas Recursos Intermitentes. No caso da intensidade solar por exemplo esta varia, com a presença de nuvens na atmosfera, o que faz com que a previsão de produção solar seja uma tarefa complexa. Em sistemas de controlo de carga preditivos o escalonamento faz-se com base em várias variáveis futuras (obtidas ou previstas) e nesse caso a exatidão das previsões determina a qualidade final do escalonamento. Para se perceber melhor este problema, admitamos que num certo período de tempo, um parque de carregamento com sistemas fotovoltaicos integrados, escalona um conjunto de VEs para serem carregados a uma determinada hora subsequente com base numa certa previsão de produção solar. Ao mesmo tempo assegura aos clientes o carregar da energia solicitada até à hora de saída dos mesmos. Se, entretanto, no decorrer do dia houver uma alteração de natureza meteorológica que provoque a diminuição da produção, o parque ver-se-á obrigado a consumir mais energia da rede ou, até mesmo, se for o caso, aumentar a potência contratada, para poder satisfazer as solicitações aceites no escalonamento. Consequentemente, ao consumir a energia da rede, o parque de carregamento terá custos mais elevados.

Assim, sempre que a energia alocada para carregamento do VEs ultrapassar a energia gerada, o parque adquirirá energia à rede de distribuição ao custo do tarifário em vigor no momento correspondente. O sistema de escalonamento preditivo terá por isso que considerar os tarifários contratados com a empresa de distribuição. Globalmente os tarifários podem ser agrupados em três tipos: fixos, variáveis e dinâmicos. Em relação ao tarifário fixo, o escalonamento é feito de forma independente do custo de consumo de energia que o parque de carregamento irá pagar. Por outro lado, com tarifários variáveis o escalonamento é feito, tendo em conta a minimização do custo do consumo de energia do parque. Ou seja, nos instantes em que os preços são baixos, aproveita-se para carregar mais, até à potência máxima contratada. O mesmo se passa com os tarifários dinâmicos, mas neste caso com uma variabilidade diária, ou seja, muda de dia para dia consoante as previsões de produção e consumo. Neste caso, a determinação do mesmo, para as horas subsequentes, pode recorrer a vários protocolos de rede.

Outro dos aspetos que o sistema de escalonamento terá que considerar tem a ver com diferentes perfis de carga dos veículos elétricos. Numa determinada frota de VEs, podem existir diferenças em relação à potência máxima de carga, ao tipo de ligação e interoperabilidade do ponto de carga e ao modo de carregamento (i.e. se é o modo rápido ou lento). Além disso, as horas de chegada e duração dos carregamentos não são conhecidos à priori, assim como a quantidade de energia que será solicitada. É de salientar, que a hora de saída e a quantidade de energia a ser solicitada, são informações definidas pelo utilizador de cada VE.

Em relação à interoperabilidade e conectividade do VE com o posto de carga existem e estão a ser definidas normas de comunicação entre ambos. Neste sentido, várias entidades/grupos trabalham na criação, definição e manutenção dessas normas.

Assim, é possível compreender o desafio associado ao escalonamento de VEs como uma combinação dos vários fatores descritos anteriormente.

### **1.3 Objetivo**

O presente trabalho tem como objetivo caracterizar e implementar uma ferramenta e modelo que permitam, em face da lei de autoconsumo e de contratos de energia elétrica com tarifários variáveis e/ou dinâmicos, coordenar os carregamentos de veículos elétricos numa estação de carregamento que integre sistemas fotovoltaicos, tendo como objetivo a minimização dos custos com energia desse operador. O referido sistema deverá ter em consideração as restrições impostas pelos utilizadores, assim como as restrições da rede elétrica.

### **1.4 Estrutura da Dissertação**

Esta tese está organizada em cinco capítulos. Neste capítulo (Capítulo 1) é apresentada uma visão geral sobre carregamentos de veículos elétricos integrando sistemas fotovoltaicos de autoconsumo, a descrição do problema e o objetivo desta tese.

No Capítulo 2 será realizada uma revisão bibliográfica sobre o contexto atual do carregamento de veículos elétricos, que incluirá: a análise do mercado de venda de

veículos elétricos; os tipos de veículos elétricos e as normas de carregamento; recursos energéticos distribuídos e produção de energia para autoconsumo.

No Capítulo 3 será feita a descrição dos principais algoritmos e mecanismos de carregamento de veículos elétricos.

No Capítulo 4 descreve-se o processo de implementação dos algoritmos para escalonamento de carga de veículos elétricos.

No Capítulo 5 serão apresentados os resultados comparativos entre os algoritmos de escalonamento obtidos nas simulações efetuadas, considerando cenários de diferentes dias dos anos 2014 e 2015.

Por último, no Capítulo 6 serão apresentadas as conclusões e propostas de melhorias futuras.



# Capítulo 2

## MOBILIDADE ELÉTRICA – CONTEXTO

---

---

No decorrer deste capítulo abordaremos ao longo de cinco seções os conceitos básicos sobre a mobilidade elétrica, com foco no carregamento de veículos elétricos. Na próxima seção (seção 2.1) apresenta-se o processo evolutivo dos VEs até à atualidade. Na seção 2.2 apresenta-se uma análise do mercado de venda de veículos elétricos na Europa. Na seção 2.3 apresentam-se os principais tipos de veículos elétricos com as suas características de carga, assim como as normas associadas ao carregamento e comunicação entre o veículo e a estação de carregamento. Na seção 2.4 abordaremos alguns conceitos de produção de energia para o autoconsumo energético analisando, em particular, a legislação de autoconsumo. O capítulo é encerrado na seção 2.5 apresentado as conclusões do referido capítulo.

### 2.1 Introdução

No contexto histórico, não existe uma data exata da criação do veículo elétrico (VE). O primeiro contributo foi do inventor Húngaro Ányos Jedlik em 1828, quando apresentou um projeto de um motor elétrico capaz de fazer mover um carro. Mais tarde em 1834, Thomas Davenport, um ferreiro de Vermont, inventa e instala o primeiro motor elétrico de corrente contínua num carro que funcionava numa pista pequena, circular e eletrificada. Ainda 1834, o professor Sibrandus Stratingh de Groningen, Holanda e o seu assistente Christopher Becker criaram um carro elétrico de pequena escala, alimentado por células não recarregáveis [6][7].

O primeiro carro elétrico conhecido foi construído em 1837 pelo químico Robert Davidson de Aberdeen. Foi alimentado por células galvânicas (baterias). Davidson, mais tarde, construiu uma locomotiva maior chamada Galvani, exibido na Royal Scottish Society of Arts, exposição em 1841. O veículo de sete toneladas teve dois motores de relutância de acionamento direto, com eletroímãs fixos atuando em barras de ferro anexadas a um cilindro de madeira em cada um dos eixos, e simples comutadores.

Outro ponto marcante, que contribuiu para a evolução do próprio veículo elétrico, resultou da invenção das baterias de chumbo-ácido pelo Francês Gaston Planté em 1859, tendo mais tarde, em 1881, as suas capacidades sido aperfeiçoadas pelo cientista Francês Camille Faure [6].

Apesar das condições para desenvolvimento de VEs existirem desde há muito anos, somente em 1891 surgiu nos EUA o primeiro automóvel elétrico de sucesso, construído por William Morrison of Des Moines. O veículo era de seis passageiros capaz de atingir uma velocidade de 23 km/h. O sucesso do VE nessa época fez dele um dos veículos de eleição do final do século XIX e início do século XX [8].

O interesse pelos veículos elétricos chegou também ao mundo dos desportos motorizados. Isso fez-se sentir em 1898 em França, quando o primeiro recorde oficial de velocidade em estrada foi de um VE, atingindo uma velocidade média de 39 km/h. Mas os recordes dos veículos elétricos não pararam aí. Foi também um VE, o primeiro a ultrapassar a velocidade de 100 km/h, por Camille Jenatzy, em 29 de Abril de 1899, com uma velocidade de 105,88 km/h [6][9].

A partir 1902 iniciou-se um período de estagnação no setor de desenvolvimento de VEs que culminou com o surgimento de um motor de arranque elétrico em 1911, que substituiu os arrancadores a manivela, facilitando deste modo, o arranque dos motores dos carros a gasolina. Apesar da fiabilidade e do modo silencioso de funcionamento dos VEs, o veículo de combustão interna viria a afirmar-se até os dias de hoje, como o principal meio de transporte rodoviária devido à inexistência de eletricidade em zonas remotas ou rurais, combinada com a limitação de autonomia dos mesmos [8].

Na década de 1970 a indústria petrolífera passou por um período de crise, que provocou um aumento considerável dos preços dos combustíveis. Os efeitos dessa crise



fizeram reviver novamente o interesse pelo desenvolvimento dos veículos elétricos. Gradualmente, nas décadas que se seguem, verificou-se também um aumento da consciencialização ambiental em relação ao efeito de estufa provocado pelos veículos de combustão.

Assim, a crise no setor industrial petrolífero, bem como a preocupação da sociedade em reduzir a emissão de gases poluentes na atmosfera, serviram para impulsionar novamente o desenvolvimento dos VEs. Alguns fabricantes do ramo automobilístico começaram a lançar no mercado novos veículos elétricos, é o caso por exemplo, da Toyota que em 1997, lançou no Japão, o modelo Prius, o primeiro carro híbrido produzido em série [10]. Posteriormente, nos anos que seguiram, outros fabricantes começaram a lançar no mercado novos modelos de VE, alguns deles puramente elétricos.

O segundo evento que incentivou a remodelação da indústria dos veículos elétricos foi a criação da empresa Tesla Motors em 2003 [11] e um anúncio, em 2006, que iria iniciar a produção de veículos elétrico desportivos de luxo que teria uma autonomia de 200 quilómetros com um único carregamento. O sucesso do anúncio da Tesla, fez com que muitos fabricantes de automóveis acelerassem os projetos dos seus veículos elétricos. Assim, no final de 2010, foram lançados o Chevy Volt (veículo plug-in híbrido) e o Nissan LEAF (veículo puramente elétrico) [12].

Ao longo dos anos seguintes, outros fabricantes começam a lançar veículos elétricos. No entanto, um dos primeiros problemas associado ao veículo elétrico, caracterizado pela reduzida rede de postos de carregamento, ainda se mantém, começando só agora a ser respondida de forma ampla a nível quase mundial.

Mais recentemente, os desenvolvimentos tecnológicos permitiram uma diminuição dos custos de produção dos veículos elétricos na ordem dos 50% e uma melhoria no desempenho das baterias dos veículos [12].

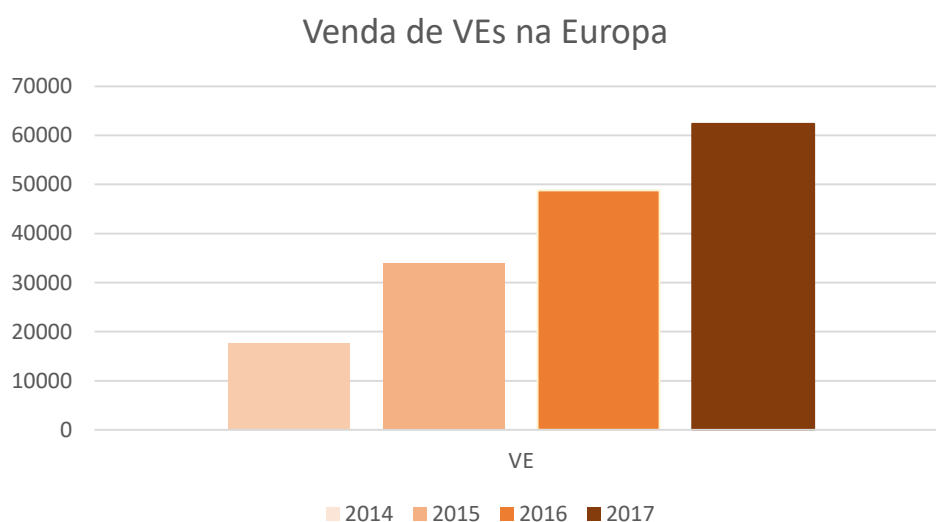
A contínua escassez e o aumento dos preços dos combustíveis fósseis continuam a motivar a aposta no desenvolvimento dos VEs e atualmente já existe uma vasta gama de veículos elétricos disponíveis. É muito difícil dizer como será o futuro em termos de

veículos elétricos. No entanto, é inegável o seu grande impacto na criação de um futuro mais sustentável.

## 2.2 Análise do Mercado

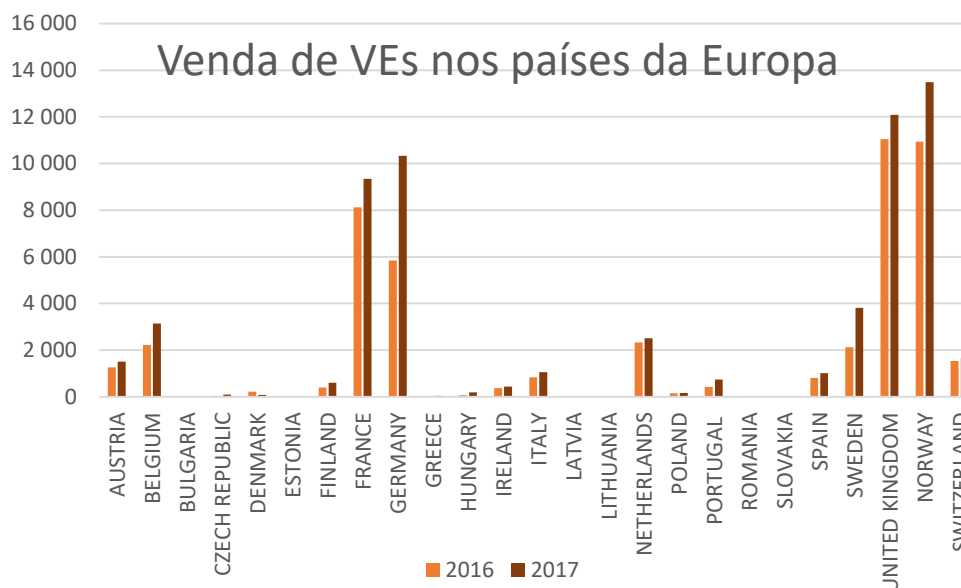
Os veículos elétricos, atualmente estão a aumentar a presença no mercado, com a finalidade de reduzir a emissão de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), a poluição, a procura e dependência dos combustíveis fósseis, nomeadamente a gasolina e o gasóleo. No entanto, este aumento depende de alguns fatores, como por exemplo, o desempenho e o custo das baterias dos VEs, os custos elevados de produção, acesso aos postos de carregamento e a criação de uma infraestrutura que responda às novas formas de abastecimento [13].

Segundo um estudo feito pela *European Automobile Manufacturers Association* (ACEA) [14] quando comparamos o 1º trimestre de 2014 com o 1º trimestre de 2017, verificou-se um aumento de aproximado de 71,7% de venda de VEs na Europa, com 17616 unidades em 2014 e 62340 unidades em 2017, conforme mostra o gráfico da Figura 2.1.



**Figura 2.1 – Registos de vendas de VEs na Europa no 1º trimestre de 2014 até 2017**

Em relação aos principais mercados de VEs da Europa, nas vendas destacam-se quatro países em 2017: a Noruega com maior número de vendas, totalizando 13489 unidades, seguido de 12091 unidades no Reino Unido, 10328 unidades na Alemanha e 9347 unidades na França, conforme mostra o gráfico da Figura 2.2.



**Figura 2.2 – Registos de VE nos países da Europa no 1º trimestre de 2016 e 2017**

Em Portugal a comercialização de VEs ganhou expressão em 2010, quando o governo lançou o plano de mobilidade elétrica denominado de MOBI-E, que oferecia incentivos fiscais, como por exemplo a isenção de Imposto Único de Circulação (IUC). Ainda em 2010 foi inaugurado o primeiro posto de carga rápida situado na A5 (Autoestrada de Cascais) e a Nissan (um dos maiores fabricantes na área de mobilidade elétrica) escolheu Portugal para lançamento do seu modelo de carro elétrico, denominado Leaf. Depois de um período de menor crescimento da procura, o crescimento de vendas voltou a verificar-se a partir de 2015, quando o governo colocou em prática a Reforma de Fiscalidade Verde incentivando os proprietários a abater veículos de combustão com mais de 10 anos, recebendo em troca um valor monetário para compra de um veículo elétrico novo [15]. O crescimento a nível de vendas de VE em Portugal no 1º trimestre de 2017 foi superior ao 1º trimestre de 2016.

## 2.3 Veículos Elétricos e Normas de Carregamento

### 2.3.1 Veículos Elétricos

Os veículos elétricos são veículos rodoviários que se diferenciam dos veículos com motor a combustão interna (ICE), pelo facto de utilizarem um sistema de propulsão elétrica. Os ICE utilizam combustíveis líquidos (gasolina ou gasóleo) para alimentar o

motor e, atualmente, constituem a maioria de todos os veículos que se encontram na estrada. Neste presente trabalho iremos considerar os veículos elétrico *plug-in*, que podem categorizar-se em dois tipos:

- **Veículo elétrico a Bateria (BEV)** – O BEV ou veículos elétricos *plug-in* (*Plug-in Electric Vehicle*, PEV) é um veículo que utiliza a eletricidade para carregar a bateria que se encontra instalada no veículo. Assim sendo, a energia elétrica acumulada na bateria é transportada até ao motor elétrico que fará a sua conversão em energia mecânica, proporcionando o movimento do veículo, com emissão zero de CO<sub>2</sub> e sem ruído. Se o BEV possuir o sistema de Travagem Regenerativa (TR) é também possível armazenar a energia produzida em situações de travagem ou diminuição de velocidade [16];
- **Veículos Híbridos-Elétricos Plug-In** – Os *Plug-in Hybrid Electric Vehicles* (PHEVs) dependem de duas fontes distintas de energia. Assim, para além de serem movidos a energia elétrica, também produzem energia mecânica a partir de motores do tipo ICE, sendo o motor elétrico o principal e o motor ICE o secundário. Desta forma, pode dizer-se que as fontes de energia de propulsão do PHEV são: a bateria que permite ao veículo elétrico ter um alcance variável, dependendo da sua capacidade, e o depósito de combustível fóssil, que oferece uma autonomia adicional ao veículo, em caso de esgotamento da energia acumulada na bateria. Se no PHEV estiver implementado o sistema de TR é possível armazenar a energia resultante deste sistema na bateria [16].

### 2.3.1.1 Exemplos de Veículos Elétricos

Atualmente existe um número razoável de VEs no mercado. A Tabela 2.1 apresenta alguns desses veículos elétricos e um resumo das suas principais características.

Tabela 2.1 – VEs no mercado e as referidas características

	<b>Nissan Leaf [17]</b>	<b>Mitsubishi i-MiEV [18]</b>	<b>BMW i3 [19]</b>	<b>Citroen C-Zero [20][21]</b>	<b>Peugeot iOn[22]</b>	<b>Nissan e-NV200 Evali[23]</b>
<b>Tipo de veículo</b>	100% Elétrico	100% Elétrico	100% Elétrico	100% Elétrico	100% Elétrico	100% Elétrico
<b>Tipo de bateria</b>	Iões de lítio	Iões de lítio	Iões de lítio	Iões de lítio	Iões de lítio óxido de magnésio	Iões de lítio
<b>Capacidade da bateria (kWh)</b>	24	16	18,8	14,5	16	24
<b>Autonomia elétrica (km)</b>	199	150	190	150	150	167
<b>State of charge (SOC) (%)</b>	0 – 80	0 – 80	0 – 80	0 – 80		
<b>Tempo de carregamento em DC (125A – 50 kW) (min.)</b>	<30	30	<30	30	30	30
<b>Tempo de carregamento com carregador de bordo 3,6kWh (16A) (hora)</b>	12	6–10	6–8	6–11	6	8
<b>Tempo de carregamento com carregador de bordo 6,6kWh (32A) (hora)</b>	4	–	–	–	–	4
<b>Consumo de energia elétrica (Wh/km)</b>	150	135	129	125	135	165
<b>Potência máxima do motor (kW)</b>	80	49	125	49	49	80
<b>Velocidade máxima (km/h)</b>	144	130	150	130	130	123
<b>Aceleração de 0 –100 km/h (s)</b>	11,5	15,9	7,2	15,9	15,9	14

**Nota:** Os dados na presente tabela foram obtido nos sites dos fabricantes e, alguns, apresentam uma certa discrepância em relação aos cálculos efetuados.

### 2.3.2 Normas Associadas ao carregamento de VEs

Os sistemas associados à mobilidade elétrica e de redes inteligentes são muito heterogêneos e escaláveis [24]. Assim, é necessário estabelecer normas para a interoperabilidade dos equipamentos, onde se incluem os VEs, as estações de carregamento e a rede elétrica no geral. Em seguida analisaremos as normas envolvidas na comunicação entre o veículo elétrico e ponto de carga, como ilustra a Figura 2.3.

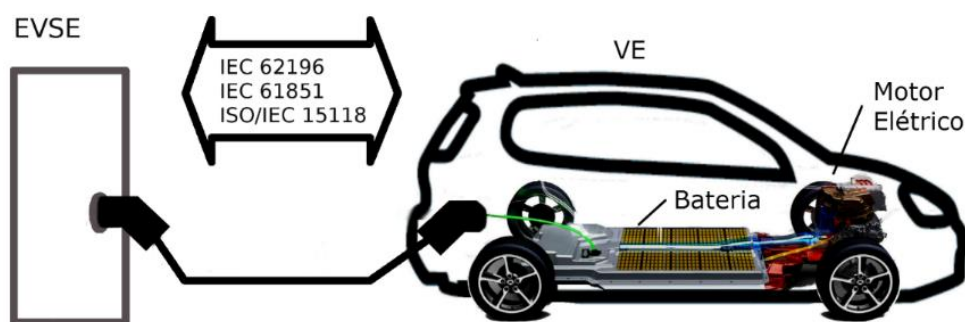


Figura 2.3 – Âmbito das normas de carregamento

Nas subseções seguintes será feita uma abordagem sobre as normas associadas ao carregamento de veículos elétricos, nomeadamente, as interfaces de conexão disponíveis, os sistemas de carregamentos condutivos e a comunicação entre o veículo elétrico e a rede.

#### 2.3.2.1 Interface de conexão

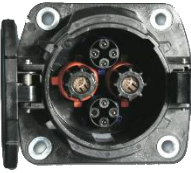

A norma internacional IEC 62196 [25][26] é neste âmbito uma das normas mais utilizadas a nível mundial, tal como se pode comprovar na Tabela 2.2. Ela define os diferentes tipos de fichas, tomadas, conectores, entradas do veículo para carregamento condutivo. Esta norma tem várias sub-normas associadas.

Em particular, a sub-norma ou especificação IEC 62196-1 define os tipos de fichas, tomadas, conectores e conjuntos de cabos para veículos elétricos, que incorporem meios de controlo, com uma tensão nominal não superior a:

- 690 V AC, 50 – 60 Hz, com uma corrente nominal não superior a 250 A;
- 1500 V DC, com uma corrente nominal não superior a 400 A.

Os acessórios e conjuntos de cabos, abrangidos por esta sub-norma, destinam-se a ser utilizados nos modos de carregamento definidos noutra norma, a IEC 61851-1, descrita na subsecção 2.3.2.2.

Tabela 2.2 – Conectores de carga utilizados internacionalmente

	USA	EU	Japão	China
<b>Monofásica</b>	 SAE J1772	 SAE J1772/IEC 62196-2 Tipo 1	 SAE J1772	 IEC 62196 Tipo 2
<b>Monofásica ou Trifásica</b>		 IEC 62196 Tipo 2		
		 IEC 62196 Tipo 3		
<b>DC</b>	 SAE J1772 Híbrido	 IEC 62196 Tipo 2 Híbrido	 CHAdeMo	 Norma GB Modo 3

A norma IEC 62196 define uma categorização em quatro tipos de conectores para serem utilizados no processo de carregamento, que passamos a descrever em seguida.

### **2.3.2.1.1 IEC 62196-2 Tipo 1 – Conectores monofásicos**

A norma IEC 62196-2 utiliza as especificações do acoplador SAE J1772-2009, como base para a implementação do conector tipo 1, para carregamento em corrente alternada (AC) monofásica. O conector IEC 62196-2 tipo 1 possui cinco pinos:

- Linha (L1, pino 1),
- Linha ou neutro (L2, ou N, no pino 2), e
- Terra (PE; pin 3),

Para além destes, todos os tipos de conectores IEC 62196-2 têm ainda dois pinos adicionais compatíveis com as normas IEC 61851-2001 / SAE J1772-2001:

- Piloto de controlo (CP, pino 4) e
- Piloto de proximidade ou ficha de presença (PP, pino 5).

Os acopladores do tipo 1 são classificados para 250 V de tensão e 32 A corrente (80 A nos EUA) [25][27].

### **2.3.2.1.2 IEC 62196-2 Tipo 2 – Conectores monofásicos e trifásicos**

Os conectores IEC 62196-2 tipo 2, desenvolvido pelo fabricante Mennekes, baseia-se nos conectores trifásicos da norma IEC 60309 com adição de pinos de sinais. O tipo 2 pode ser utilizado para redes de alimentação monofásica ou trifásica. Possui um diâmetro menor de 55 milímetros e um lado plano para proteção contra inversão de polaridade. Os acopladores IEC 62196 tipo 2 suportam até 43,5 kW de potência na saída do carregamento e uma corrente de carga de até 63 A [25][27].

### **2.3.2.1.3 IEC 62196-2 Tipo 3 – Conectores monofásicos e trifásicos com obturadores**

Os conectores IEC 62196-2 tipo 3 são conectores monofásicos e trifásicos com obturadores. Foram propostos pela EV Plug Alliance, grupo criado, inicialmente, pelas companhias elétricas Schneider Electric, Legrand da França e Scame da Itália, em 28 de Março de 2010. A aliança propôs duas variantes dos conectores tipo 3. O Tipo 3a é uma derivação do conector Scame italiano para veículos ligeiros (bicicletas ou Scooters



Elétricas), mas com os pinos definidos na norma IEC 62196 para carregamento monofásico. O Tipo 3c incorpora mais dois pinos para carregamento de trifásico para utilização em estação de carregamento rápido. A corrente da ficha é limitada a 32 A para permitir fichas mais baratas e um menor investimento nas instalações [25][27].

#### **2.3.2.1.4 IEC 62196-3 Tipo 4 – Conectores de carga em corrente contínua**

Os conectores IEC 62196-3 tipo 4 são conetores para carregamento de corrente contínua. Atualmente, existem vários tipos de fichas para carregamento em corrente contínua (DC). O JARI é um conector de carga rápida DC, com uma corrente máxima de 125 A e até 500 V DC. Foi especificado pela Japan Electric Vehicle Standard (JEVS) G105-1993 e desenvolvida pela Tokyo Electric Power Company (TEPCO) para CHAdeMO. CHAdeMO é uma norma de carregamento rápido DC que permite até 62,5 kW de potência em alta tensão, em corrente contínua. A informação é transmitida através de barramento CAN e linhas de controlo analógico. Isto possibilita uma segurança extra para o sistema através de uma verificação dupla no sistema de controlo digital. Além disso, se o sinal analógico for perdido, pode ser executada uma operação que desliga imediatamente o carregamento, o que não é possível para controlo digital habitual. A sequência de carga de CHAdeMO é feita em três etapas [27]:

1. **Preparação do Carregamento** – Verifica a compatibilidade do VE com base nas informações transmitidas através do barramento CAN por intermédio do carregador. Depois de estabelecer a ligação do conector, o carregador aplica uma carga de tensão de curto período de tempo, para verificar se existem anomalias, como é o caso de curto-circuitos ou falha de ligação à terra.
2. **Início da alimentação** – O VE calcula o nível de corrente com base no desempenho da bateria e de outros parâmetros disponíveis. O valor calculado é enviado para o carregador, através de barramento CAN, num intervalo de 0,1 segundo.
3. **Fim do Carregamento** – O VE envia o sinal de corrente a zero através do barramento CAN e o carregador interrompe a corrente na sua saída. Depois da confirmação de estado de corrente a zero nas linhas de entrada do VE, este abre o contacto e envia um sinal de proibição para o carregador. Assim, o carregador confirma que a corrente da saída é zero.

### **2.3.2.1.5 Outras normas**

Uma variante da combinação do conector J1772-2009 foi desenvolvida pela SAE designado por J1772 Combo Coupler. O Combo Coupler possui pinos extras em relação à versão comum de J1772. Os VEs que utilizam o J1772 Combo Coupler são capazes de ser carregados em tomadas regulares de 12 A a 110 V AC (1.4 kW), 80 A a 240 V AC (19.2 kW) ou 200 A a 200-450 V DC (90 kW). Integra sistemas de comunicação sobre a rede elétrica (PLC) que permitem a comunicação entre o VE e o carregador externo, bem como entre o VE e a rede energética inteligente [25].

O acoplador híbrido IEC 62196 tipo 2 foi introduzido na Europa. O acoplador tem como base o carregador AC tipo 2, mas as características são compatíveis com as normas SAE para carregamento rápido DC e tecnologia PLC [27].

O carregador GB/T 20234 Modo 3 é utilizado na China para carregamento rápido DC. A norma de GB/T 20234 é semelhante à IEC 62196. Suporta o carregamento AC monofásico e trifásico, bem como carregamento rápido DC até tensões de 400V. O esquema dos pinos é semelhante ao esquema do IEC. No entanto, existem diferenças na funcionalidade. Os conectores GB chinês utilizam barramentos CAN como meio de comunicação, enquanto o conector IEC utiliza a tecnologia PLC. Além disso, os controladores de carregamento nos equipamentos de carregamento de VEs (*Electric Vehicle Supply Equipment, EVSE*) do GB baseiam-se na detecção de corrente, enquanto os IEC utilizam a detecção de tensão [27].

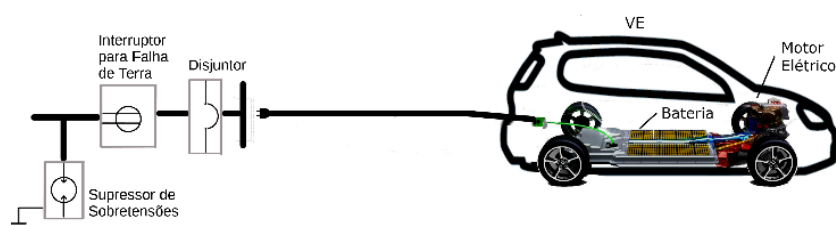
A norma IEC 62192 faz referência a modos de carregamento condutivo definidos na norma IEC 61851. Esses modos de carga serão descritos na subseção seguinte.

### **2.3.2.2 IEC 61851 – Sistemas de Carregamento Condutivo**

A norma internacional IEC 61851 define os sistemas de carregamento condutivo, baseados em AC ou DC, e define os requisitos gerais relativos aos veículos elétricos e respectivos equipamentos de carregamento. A especificação IEC 61851-1 define os seguintes modos de carregamentos [25]:

- **Modo 1 – Carregamento lento através de tomadas normais de residências**

No Modo 1, o processo de carregamento é do tipo lento. O VE é ligado à rede de energia através de uma tomada doméstica não dedicada. Assim, a corrente não pode ser superior a 16A e a tensão deve ser inferior a 250V para a rede AC monofásica ou inferior a 480V para rede AC trifásica. No Modo 1, não existe comunicação de dados entre o VE e a rede, e o conector não possui pino de controlo. Para segurança da ligação, utilizam-se apenas os dispositivos para proteção contra correntes e tensões elevadas da instalação doméstica, e é necessária a ligação à terra [25][27]. A Figura 2.4 ilustra uma instalação de carregamento no Modo 1.



**Figura 2.4 – Modo1 de carregamento**

Em alguns países, por exemplo os Estados Unidos da América, o Modo 1 de carregamento é proibido devido à inexistência de ligação à terra em algumas instalações elétricas domésticas. Entretanto, para solucionar este problema, foi desenvolvido o Modo 2 de carregamento [25].

- **Modo 2 – Carregamento lento através de tomadas normais de residências, mas com proteção no cabo**

No Modo 2, o carregamento de VE é efetuado lentamente, mas utilizando um cabo que contém uma caixa de controlo embutido (IC-CPD). A corrente máxima da ligação não pode exceder os 32 A e a tensão máxima tem que ser inferior a 250V monofásica ou 480V trifásica. A caixa de controlo do cabo, localizada na ficha ou a 0,3 metros da mesma, garante, entre outras funções, que a corrente só flui se houver ligação à terra e que só há passagem de tensão/corrente quando o cabo estiver efetivamente ligado ao VE. Pode também permitir a definição da corrente de carregamento e monitoriza a temperatura para proteção. O conector da extremidade do VE, possui o pino de piloto de controlo definido na especificação IEC 61851-1. Porém, no lado da rede, a extremidade do cabo não requer pino de controlo, pois o

sistema de controlo está embutido no cabo de carga. O Modo 2 de carregamento, por motivos de segurança só funciona se detetar ligação à terra. Terá também que existir um dispositivo de proteção contra elevadas correntes e choques elétricos. A Figura 2.5 ilustra uma instalação de carregamento no Modo 2.

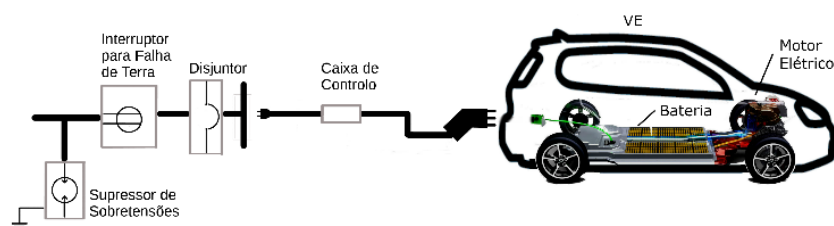


Figura 2.5 – Modo 2 de carregamento com caixa de control embutido no cabo

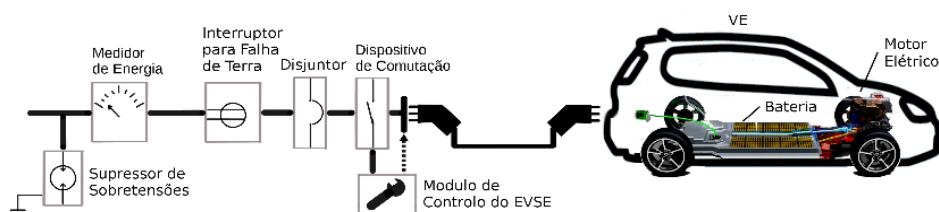
- **Modo 3 – Carregamento lento ou rápido com uma tomada específica com funções de proteção e controlo**

O Modo 3 constitui um sistema de carregamento dedicado para VEs denominado de EVSE. Assim, o VE liga-se à rede AC, monofásica ou trifásica, por intermedio do EVSE. Neste modo de carregamento, os conectores possuem pinos de controlo e de sinal, definidos pela norma IEC 61851-1, em ambas as extremidades do cabo.

O pino de piloto de controlo é um deles e permite a comunicação entre o EVSE e o carregador de bordo do VE, suportando funções como a verificação de conectividade ao VE, verificação de integridade do condutor de ligação à terra (GFI), ativação e desativação da alimentação e seleção da corrente de carregamento. A função do piloto de controlo de carregamento é controlada em conjunto pelo carregador interno do VE e do módulo de controlo no EVSE na instalação externa.

O pino de piloto de proximidade na ficha do lado estação de carregamento controla o disjuntor, que desativa a tomada da estação de carregamento, se nenhum veículo estiver ligado [27].

O Modo 3 de carregamento requer proteção contra elevadas correntes e um interruptor para falha de terra (GFI) dentro da estação de carga, e recomenda-se o uso de um supressor de sobretensões [27]. A Figura 2.6 ilustra um sistema de carregamento no Modo 3.



**Figura 2.6 – Modo 3 de carregamento com tomada específica**

Apesar de depender da capacidade de carga do próprio VE, o modo 3 de carregamento pode suportar correntes de carga elevadas (e.g. 220V/32A, 380V/32A, 380V/63A) e por isso permitir carregamentos rápidos.

- **Modo 4 – Carregamento Rápido com carregador externo**

O modo 4 de carregamento utiliza um carregador no EVSE para fornecer uma corrente contínua (DC) diretamente para a bateria, não utilizando o carregador do VE. Este modo DC de carregamento rápido pode carregar um VE num tempo relativamente curto (30 minutos). É utilizada uma potência elétrica substancialmente mais elevada que varia entre 20kW e 120kW.

Um carregador de VE externo, permite carregamentos rápidos, com uma corrente máxima até 400 A. No lado do veículo, o cabo possui um conector IEC 62196, compatível com todos os modos de carregamento, e no lado da estação de carregamento possui um conector IEC 62196 compatível com Modo 3 de carregamento. Para segurança, no Modo 4, as estações de carregamento devem ter interruptor para falha de terra (GFI) AC/DC sensíveis e dispositivos de proteção contra elevadas correntes AC e DC. Os pinos de controlo e sinal de um conector de Modo 4 são parecidos ao conector do Modo 3 de acordo com IEC 61851-1 [27]. A Figura 2.7 mostra como pode ser um sistema de carregamento no Modo 4.

Além dos modos de carregamento, a especificação IEC 61851-1 define um processo de segurança que tem como base um sinal modulado por largura de impulso (PWM), indicando vários estados de conexão do VE. Tal é apresentado com mais detalhes em seguida.

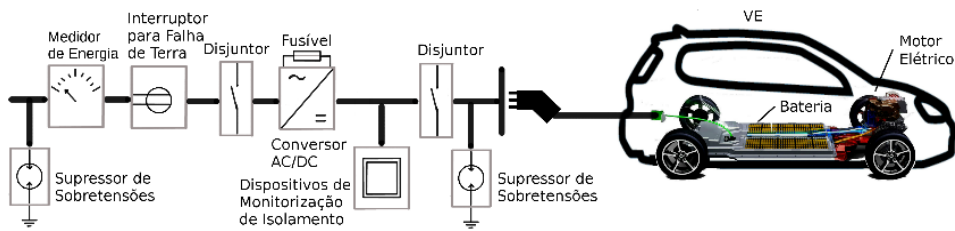


Figura 2.7 – Modo 4 de carregamento

### 2.3.2.2.1 Sinalização entre VE e EVSE na Norma 62196-2

Os pinos de sinalização e as suas respectivas funções foram definidas na norma SAE J1772-2001, que foi incluída na IEC 61851 e na IEC 62196-2. Para além dos pinos de carregamento linha (L1, pino 1), linha ou neutro (L2, ou N, no pino 2), e proteção Terra (PE; pin 3), todos os tipos de conectores IEC 62196-2 têm dois pinos adicionais: o piloto de controlo (CP, pino 4) e o piloto de proximidade ou ficha de presença (PP, pino 5).

Do lado do VE, o PP permite ao veículo elétrico detetar quando ele se encontra ligado a um cabo. Tal como representado na Figura 2.8, dentro da tomada do VE, um divisor de tensão estabelece-se entre a tensão de 5V e a terra (obtida no pino de PE). Ao ligar-se o cabo do EVSE o valor de tensão imposta pelo divisor de tensão muda, decorrente da introdução de resistências adicionais, o que permite ao VE verificar que o cabo está ligado. Isto, impede o movimento do VE enquanto um cabo de carregamento se encontra ligado e suspende o carregamento quando a ficha é desligada.

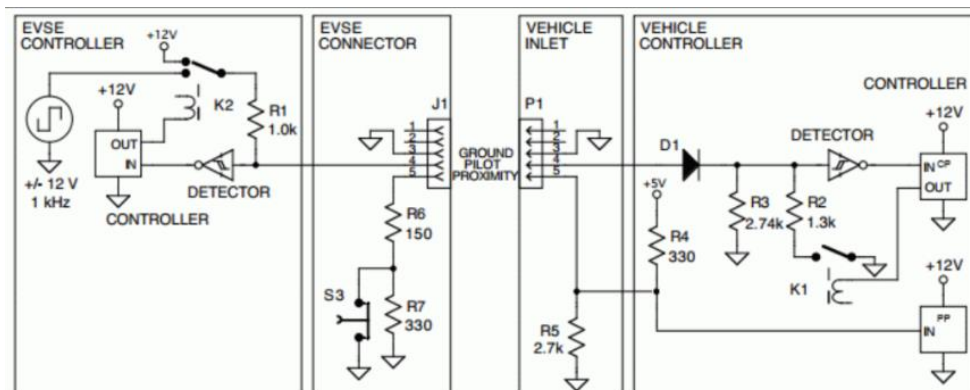


Figura 2.8 – Diagrama do esquema elétrico do circuito de sinalização em J1772

Já do lado do EVSE, o PP permite que este detete quando um cabo se encontra ligado à tomada. Através de uma resistência entre os pinos PP e PE, o EVSE pode determinar a corrente máxima que o cabo suporta. Assim por exemplo se essa resistência for de 220 ohm, a corrente máxima do cabo será de 32 A.

Através do piloto de controlo, a especificação IEC 61851-1 define um mecanismo de sinalização de segurança para interoperabilidade entre VEs e EVSEs, com base no sinal PWM. A Figura 2.9 ilustra um exemplo de um desses sinais PWM (retirado de [27]).

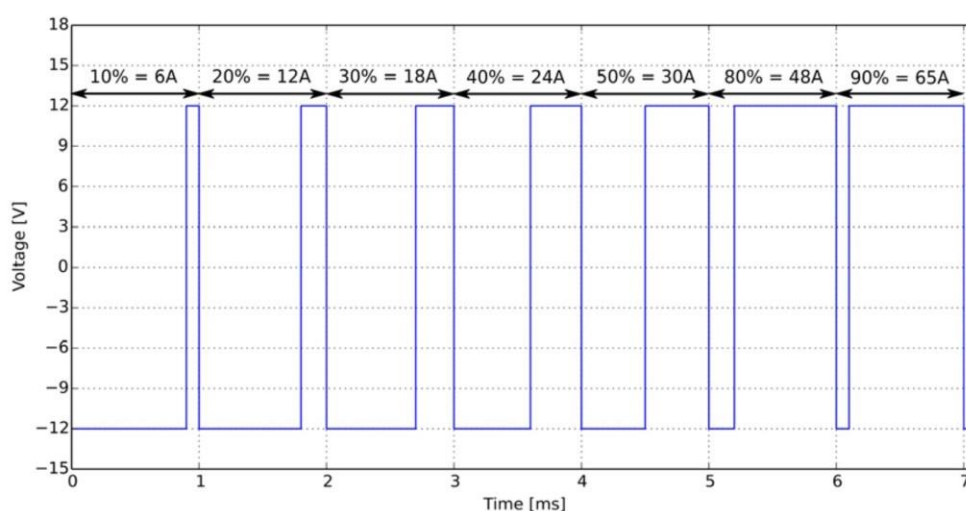
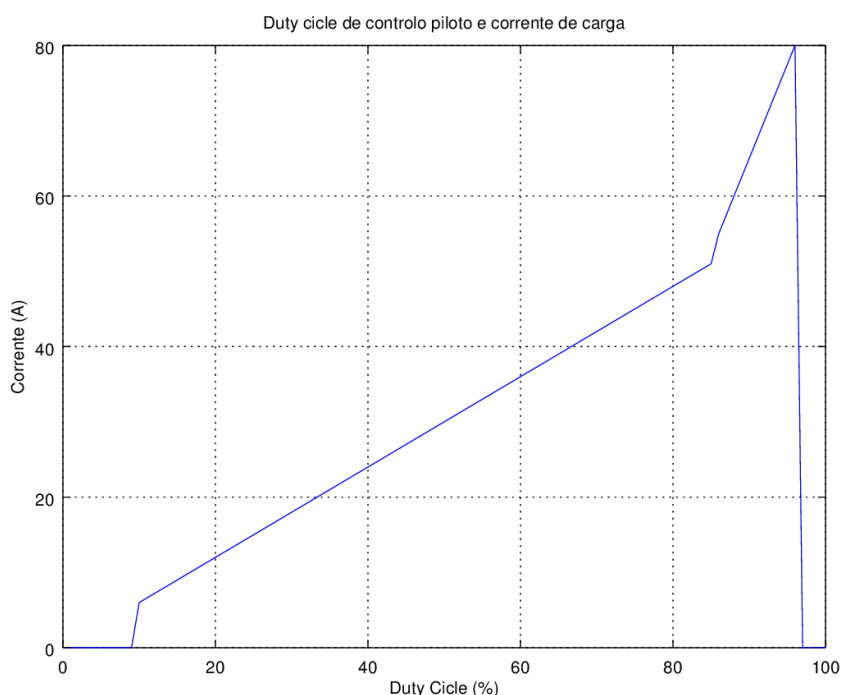


Figura 2.9 – Modulação por Largura de Pulso (PWM)

Através do *duty cycle* PWM o EVSE especifica a corrente máxima que disponibiliza, obtida através da fórmula (1). Assim, por exemplo, através da fórmula e do gráfico da Figura 2.10 pode-se observar que um *duty cycle* de 50% corresponde a uma corrente máxima de 30 A, enquanto um *duty cycle* de 90% permite um carregamento rápido com uma corrente a 65 A [25][27].

$$Corrent [A] = \begin{cases} 0,6 * DutyCycle [\%] & se \ 10\% \leq DutyCycle \leq 85\% \\ (DutyCycle [\%] - 64) * 2,5 & se \ 85 < DutyCycle \leq 95\% \end{cases} \quad (1)$$



**Figura 2.10 – Ciclo de serviço do piloto de controlo em função de corrente de carga**

O EVSE define o ciclo de serviço do sinal PWM, através da relação entre os estados superior e inferior. No processo de carregamento existem vários estados de carga são determinados por diferentes tipos de resistências existentes no lado do VE, como ilustra a Figura 2.8 (retirada de [25]).

Quando se conecta a ficha de um VE, o EVSE induz uma tensão de 12V no piloto de controlo. Em seguida, envia um sinal PWM de onda quadrada com uma frequência de 1 kHz e uma tensão de  $\pm 12V$  no CP, que fecha o circuito, através do pino de terra no lado do veículo.

Tendo a PE a funcionar corretamente, o VE informa o estado desejado de carregamento, através de uma resistência entre os pinos PP e PE. O EVSE analisa a tensão resultante e através dela o estado do processo de carga, de acordo com a Tabela 2.3 [25][27][28][29] e da Figura 2.11 (retirada em [28]).

A Malha CP-PE está sempre ligada a uma resistência de  $2700 \Omega$ , que reduz a tensão positiva para +9 V quando um VE, compatível com o Modo 3 de carga, está ligado a um EVSE. Isto significa que o VE está ligado, mas ainda não está em carga. De seguida, a resistência R3 liga à terra, obtendo-se uma resistência equivalente de  $880 \Omega$ , resultante



do paralelo entre R2 e R3. Neste caso, a tensão reduz-se para +6 V, solicitando o processo de carga da bateria do VE. Pode também ser utilizada uma resistência de 240 Ω, que provoca uma redução da tensão para +3 V, permitindo ao VE solicitar carregamento com ventilação [25][27][28]. Para além destas, tensões de +0V e tensões negativas sinalizam erros de carregamento [27].

Tabela 2.3 – Estados de carga de VE definido em IEC 61851-1

Estado	Tensão positiva	Tensão negativa	Frequência	Resistência	Estado de carga
A	+12V	–	DC	Aberto	Sem conexão
B	+9V	-12V	1kHz	2700Ω	VE Ligado
C	+6V	-12V	1kHz	880Ω	VE em Carga
D	+3V	-12V	1kHz	240Ω	VE em Carga (solicitada ventilação)
E	+0V	0V	–	–	Erro
F	±	-12V	–	–	Indeterminado/ Erro

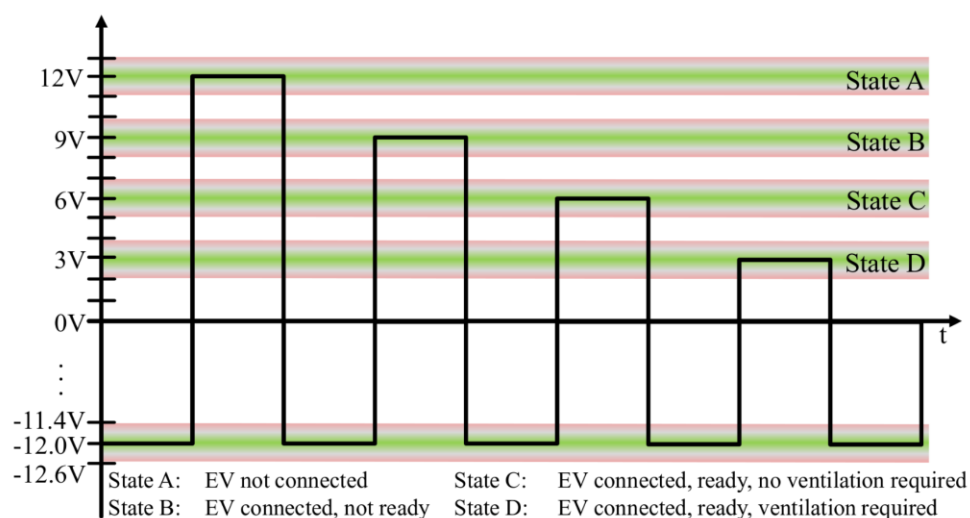


Figura 2.11 – Representação gráfica do estado de Carga de VE

Utilizando as resistências, os pinos de controlo permitem uma determinação das condições de carga assim como um processo de comunicação de baixo nível. No entanto este processo, sendo importante, é muito restrito e não permite a troca de informação mais detalhada. Para tal são necessários protocolos de comunicação mais elaborados. Em seguida analisamos os desenvolvimentos mais atuais neste domínio.

### 2.3.2.3 ISO/IEC 15118 – Comunicação Digital baseada em Protocolos Internet

A norma ISO/IEC 15118 é uma norma que define a interface de comunicação entre o veículo e a rede (V2G CI). A sua definição resulta de um grupo de trabalho (Joint Working Group, JWG) entre a ISO e IEC. O grupo tem como finalidade definir uma norma internacional que complementa a norma IEC 61851-1 e fornece comunicação digital bidirecional com base em Protocolos Internet (IP). Além disso, a norma descreve os dados e o formato de mensagem de V2G CI. Assim, a norma tem como principal objetivo estabelecer um mecanismo de controlo de carregamento mais avançado e que funcione autonomamente entre VEs e infraestruturas de carregamento [24][30]. Atualmente, a norma está em processo de desenvolvimento. Irá proporcionar vários métodos de autenticação (incluindo por exemplo meios exteriores de identificação, como cartões RFID), para além do tratamento automático de serviços de: carregamento, serviços de valor acrescentado, agendamento de carga e planeamento antecipado [24].

A Figura 2.12 (retirada de [24]), ilustra a estrutura do modelo protocolar IEC/ISO 15118:

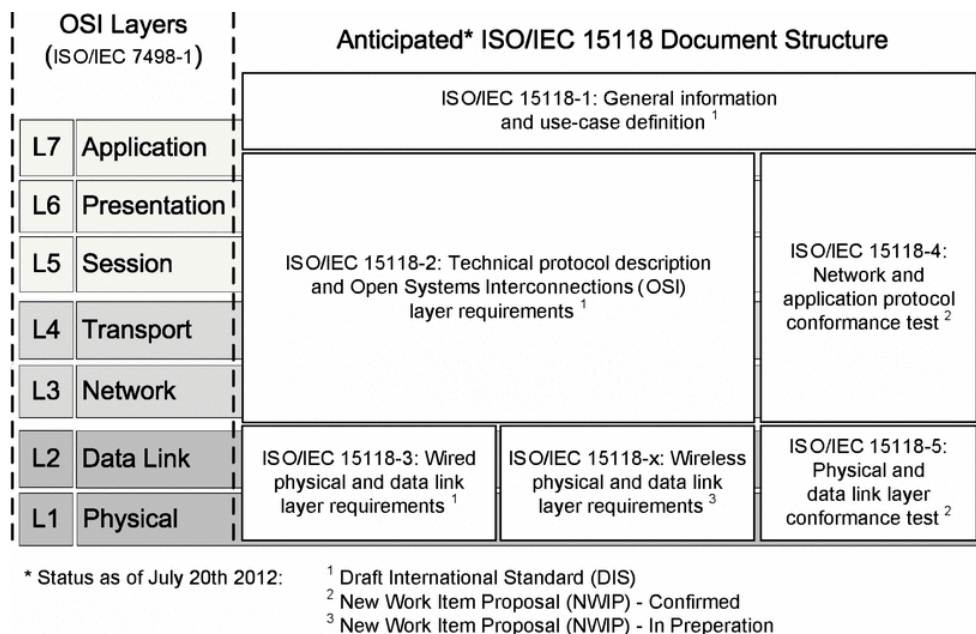


Figura 2.12 – Estrutura do modelo IEC/ISO 15118 mapeado para modelo OSI

Esta arquitetura compreende:

- *General information and use-case definition*: Esta camada especifica os termos, as definições e os casos de uso que são aplicados na norma IEC/ISO 15118. Os casos de uso definem elementos funcionais ao longo de um curso geral de eventos para sessões de carregamento. Diferentes casos de uso estão descritos, por exemplo, a definição do horário de carga de um VE (através de escalonamento), bem como diversas formas de autenticação;
- *Technical protocol description and Open Systems Interconnections (OSI) layer requirements*: Especifica as mensagens a serem trocadas entre a camada de aplicação e/ou a camada de apresentação, através da camada de transporte e de redes IP;
- *Wired physical and data link layer requirements*: Especifica as camadas de ligação de dados e física, para o qual se utiliza uma tecnologia PLC baseada em OFDM, que não requer quaisquer linhas adicionais;
- *Network and application protocol conformance test, Physical and data link layer conformance test e Wireless physical and data link layer requirements*: os trabalhos sobre estas partes só começaram recentemente [24].

No Anexo A apresenta-se uma visão geral da estrutura das mensagens, definidas até agora no projeto V2G CI (ISO/IEC 15118). As mensagens são trocadas através de tecnologia PLC com ligação IPv6 [30]. No Anexo B descreve um modelo de recursos energéticos distribuídos (DER), onde utiliza a norma ISO/IEC 15118 para comunicação entre o VE e EVSE.

## 2.4 Produção de energia elétrica para autoconsumo

Durante por muito tempo o consumidor dependeu quase que exclusivamente das redes de distribuição elétrica para o consumo de energia elétrica. Mas este cenário tem vindo a mudar nos últimos anos com o surgimento de novas tecnologias e alterações nas leis de produção que permitem ao consumidor produzir a sua própria energia para o autoconsumo.

Na subsecção seguinte (2.4.1), irá ser feita uma abordagem sobre o autoconsumo energético e sobre o decreto lei de autoconsumo.

## 2.4.1 Autoconsumo Energético

O autoconsumo consiste na produção de energia elétrica para o consumo próprio, através de fontes de energias renováveis. Os sistemas de produção de energia para autoconsumo podem ser classificados como sistemas autónomos (isolados) ou com ligação à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP). A vantagem dos sistemas de autoconsumo com ligação à RESP, resulta de se conseguir assegurar as necessidades dos consumidores quando não há produção, ou quando o consumo excede a produção da Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC). Tal pode acontecer por exemplo, em sistemas de produção de energia fotovoltaica em dias de fraca intensidade solar ou durante a noite.

Uma UPAC que tem ligação à rede elétrica pode ser classificada de Autoconsumo instantâneo (quando não faz acumulação de energia em baterias) ou de Autoconsumo com acumulação. No Autoconsumo com acumulação, caso a produção instantânea seja insuficiente ou inexistente, dar-se-á prioridade ao uso da energia acumulada em baterias somente recorrendo à energia proveniente da rede de distribuição, caso as baterias atinjam o seu limite programado [35]. Na Figura 2.13, retirada de [35], faz-se a demonstração da utilização da energia nos dois casos mencionados.

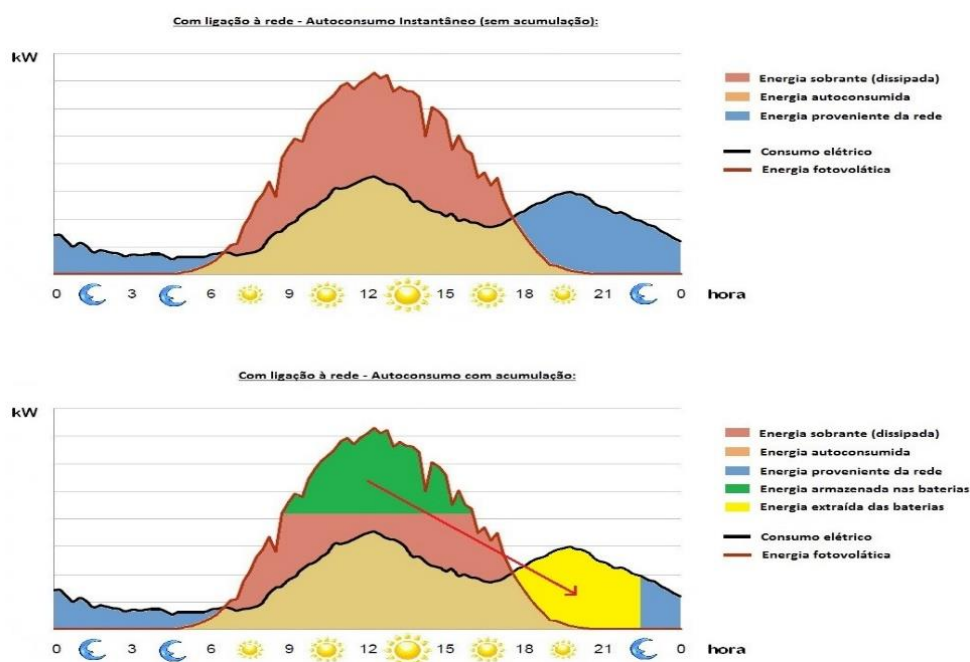
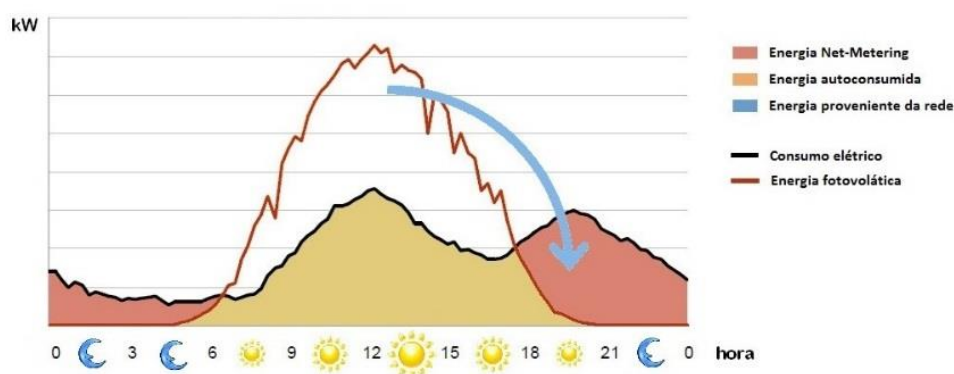


Figura 2.13 – Exemplo de curvas de autoconsumo com ligação à rede: sem baterias (imagem superior) e com baterias (imagem inferior)

Na subsecção 2.4.2, iremos falar de outro conceito de produção para autoconsumo que não existe em Portugal, mas é implementado em alguns países.

### 2.4.2 Net-Metering

O Net-Metering é um conceito implementado em alguns países e que consiste num sistema de Autoconsumo onde é permitido injetar na rede elétrica pública o excedente de produção das UPAC, funcionando a rede como uma forma de armazenamento de energia elétrica. Neste caso não há baterias nas instalações do cliente e a injeção é paga ao mesmo preço que o consumo. A Figura 2.14, retirada de [35], ilustra o funcionamento do Net-Metering.



**Figura 2.14 – Net-Metering**

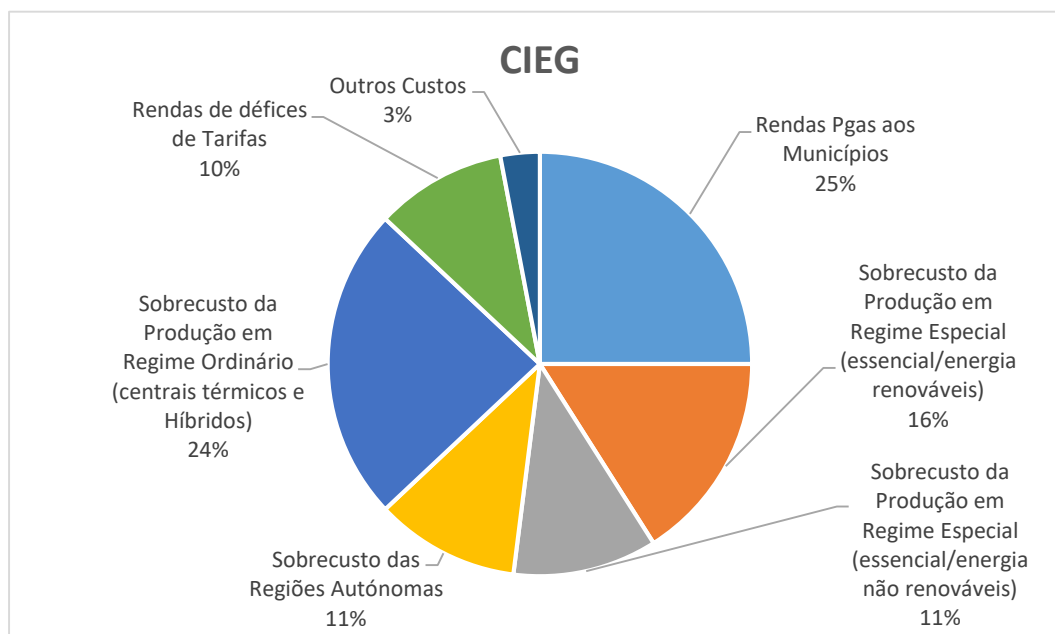
A energia injetada na rede pública será utilizada para compensar, na fatura elétrica, o consumo efetuado. Num sistema de Autoconsumo convencional, o retorno do investimento costuma ser relativamente demorado, mas com o conceito de Net-Metering é possível reaver o investimento feito com mais brevidade, para depois começar a ter algum lucro [35].

Um dos problemas identificados nestes sistemas consiste em como suportar os custos de operação da rede elétrica.

### 2.4.3 Custos de Interesse Económico Geral

Os Custos de Interesse Económico Geral (CIEG) são custos de política energética que, a par das tarifas de uso das redes, se repercutem nas tarifas de acesso às redes, pagos por todos dos consumidores [35].

O CIEG depende do tipo de consumidor. No caso de Baixa Tensão Normal (BTN) com potência contratada superior 2,3 kVA, o CIEG representa 25% dos preços de eletricidade paga pelo consumidor doméstico e decompõem-se em várias parcelas de custo, como mostra o gráfico da Figura 2.15 [35]:



**Figura 2.15 – Composição do CIEG para BTN > 2,3 kVA**

Num cenário em que os utilizadores não pagam apenas a energia que adquirem, a legislação de autoconsumo tem que incluir mecanismos que garantam que estas contribuições se mantenham. Na subsecção seguinte 2.4.4, iremos analisar como o CIEG é aplicado no cenário de produção para o autoconsumo energético.

#### **2.4.4 Legislação de Autoconsumo**

A lei do Autoconsumo definida no Decreto-Lei 153/2014 [36], publicada em Diário da República no dia 20 de outubro de 2014, foi posteriormente complementada pelas portarias 14/2015 [37] e 15/2015 [38].

O Decreto-Lei n.º 153/2014 estabelece o regime jurídico aplicável à produção de energia elétrica para autoconsumo na instalação de utilização, com ou sem ligação à RESP, baseada em tecnologias de produção renováveis ou não renováveis, designadas por UPAC [36]. A Tabela 2.4 apresenta um breve resumo da regulamentação aplicada ao autoconsumo, que será detalhada no Anexo C.

Tabela 2.4 – Resumo da regulamentação aplicada ao autoconsumo

	<200W	200W–1500W	1,5 kW–1 MW	>1 MW
<b>Registo</b>	–	Mera comunicação prévia	Controlo Prévio/ Certificação Exploração	Licença de Exploração
<b>Taxas de Registo</b>	–	Isento	Aplicável	Aplicável
<b>Equipamento de Contagem</b>	–	–	Com Telecontagem	Com Telecontagem
<b>Remuneração Excedente</b>	– (apenas se existir registo)	– (apenas se existir registo)	Aplicável	– (Terá de ser definida com contraparte)
<b>Produção para Autoconsumo</b>	– (CUR caso exista registo)	– (CUR caso exista registo)	CUR	Outro
<b>Compensação</b>	Isento	Isento	Aplicável	Aplicável
<b>Seguro de Responsabilidade de Civil</b>	–	–	Aplicável	Aplicável

#### 2.4.4.1 Remuneração da energia elétrica injetada na RESP

As UPACs têm a possibilidade de venda do excedente de produção instantâneo ao Comercializador de Último Recurso (CUR), sendo que o valor a aplicar corresponde ao preço de mercado, deduzido de 10%, de forma a compensar os custos com a injeção. A remuneração é calculada de acordo com Equação (2) [36]:

$$R_{UPAC,m} = E_{fornecida,m} \times OMIE_m \times 0,9 \quad (2)$$

Sendo:

- $R_{UPAC,m}$  – A remuneração da eletricidade fornecida à RESP no mês  $m$ , em €;
- $E_{fornecida,m}$  – A energia fornecida no mês  $m$ , em kWh;
- $OMIE_m$  – O valor resultante da média aritmética simples dos preços de fecho do Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIE) para Portugal (mercado diário), relativos ao mês  $m$ , em €/kWh;
- $m$  – O mês a que se refere a contagem da eletricidade fornecida à RESP [36].

## 2.5 Conclusão do Capítulo

Da análise das secções anteriores fica evidente que se verifica um crescimento no número de veículos elétricos. Ora, tal como descrito em [1][2][3], as redes elétricas não estão preparadas para comportar esse crescimento e por isso várias medidas são necessárias para resolver este problema.

De entre essas medidas destaca-se o incremento da geração oriunda de fontes renováveis. A legislação de autoconsumo permite nesse âmbito gerar, para consumo próprio, enquanto permanecemos ligados à rede elétrica, tal como descrito na secção 2.4.4. Permite também ser remunerado pelo excedente vendido à rede. Neste sentido torna-se necessário desenvolverem-se mecanismos de controlo de carga dos veículos elétricos que permitam ajustar o perfil de carregamento dos mesmos à curva de geração, que serão descritos no Capítulo 3.

Um sistema de controlo de carregamento, deve escalonar essas cargas por forma a consumir uma grande percentagem da energia gerada, tendo em consideração as preferências dos utilizadores, minimizando os custos de aquisição de energia à rede e maximizando os custos de venda da energia remanescente. Deverá também ter em consideração as diferentes potências de carga dos veículos tal como descrito em secção 2.3.1. Deverá também basear-se em normas standard de carregamento de veículos elétricos tais como descritas na secção 2.3.2 e estar preparado para as normas de comunicação mais avançadas que estão em desenvolvimento (descritas em 2.3.2.3).

Nos capítulos seguintes analisaremos alguns algoritmos que se podem utilizar para escalonar os carregamentos, tendo em consideração todos os aspetos vistos anteriormente.



# Capítulo 3

## ALGORITMOS E MECANISMOS DE CARREGAMENTO

---

---

Dado um parque de carregamento de VEs, com geração renovável em autoconsumo, vários algoritmos podem ser utilizados para fazer o escalonamento do respetivo carregamento. Esses algoritmos podem ser classificados em função do tipo de controlo que efetuam em dois tipos: controlo preditivo versus de tempo real. O controlo preditivo decide com base em dados futuros, obtidos ou previstos. Já o controlo em tempo real decide apenas com base em dados obtidos naquele momento.

A estrutura do capítulo compreende sete seções que apresentam alguns algoritmos e mecanismos para carregamento de veículos elétricos, nomeadamente: FCFS, EDF, Programação Linear, Modelo Gradual, mecanismos de carga com técnicas PowerMatcher e otimização de carga com Programação Dinâmica. O capítulo termina apresentando as conclusões do referido capítulo.

### 3.1 First Come/First Served

O algoritmo *First Come First Served* (FCFS), utilizado no escalonamento de carga de VEs, consiste em atender sequencialmente as solicitações de carga de VEs, conforme a ordem de chegada num parque de carregamento. Assim, em cada intervalo de tempo  $t$ , a potência disponível é alocada aos VEs até a sua exaustão [39], começando por aqueles que estão a espera à mais tempo.

Para dar um exemplo do funcionamento do algoritmo FCFS, consideremos um parque de carregamento com seis VEs para serem carregados. Admitamos que: (1) os carregamentos decorrem entre as 8:00 e as 18:00, (2) a potência máxima do parque/instalação elétrica é 15kW e (3) a potência máxima de carga de cada VE é 3kW. As horas de chegada de EVs ao parque, durações de carga, hora de saída e energia solicitada, são apresentadas na Tabela 3.1 e ilustrada na Figura 3.2. É considerada uma curva de custo (da tarifa), apresentada na Figura 3.1, com valores atualizados por períodos

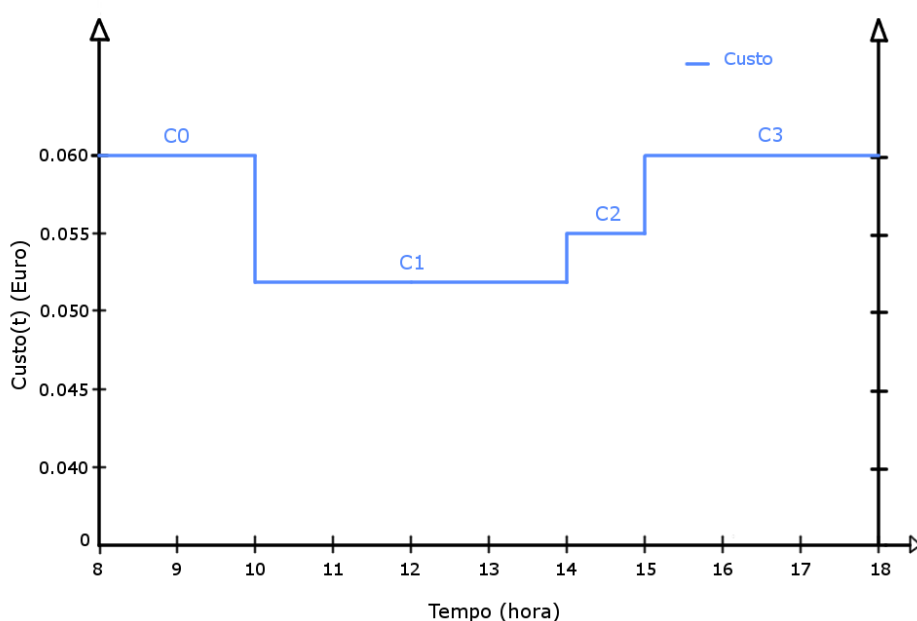


Figura 3.1 – Custo da tarifa de energia

Tabela 3.1 – Duração de carga e tempo de espera de VE

Veículos Elétricos	VE1	VE2	VE3	VE4	VE5	VE6
Hora de chegada (hora)	8	8	8	8	8	9
Duração de carga (hora)	6	8	8	8	8	8
Hora de saída (hora)	16	17	18	18	18	17
Energia solicitada (kWh)	18	24	24	24	24	24

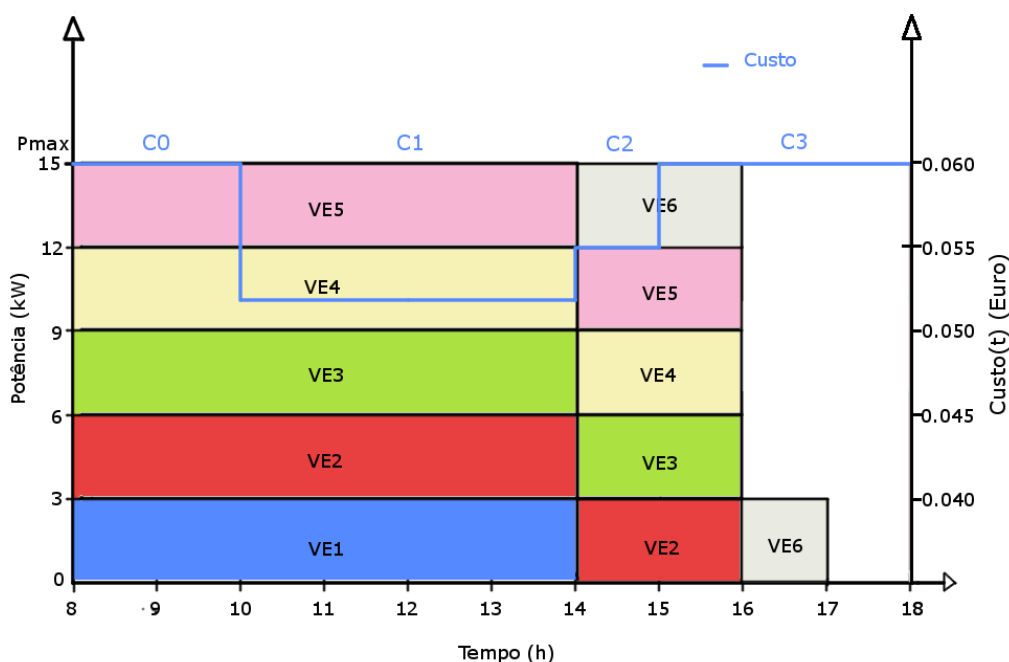


Figura 3.2 – Escalonamento de VE com FCFS

A Figura 3.2 ilustra o escalonamento de carga de VE utilizando o Algoritmo FCFS. Cada VE é representado por uma cor diferente. Pode observar-se que os VE1, VE2, VE3, VE4 e VE5 começaram o carregamento na mesma altura (8:00). O VE1 concluiu às 14:00 e os VE2, VE3, VE4 e VE5 às 16:00. O VE6 chegou no parque depois da hora inicial das atividades e foi carregado de acordo com a ordem de chegada, depois dos outros. Todos os VEs exceto o VE6 conseguiram atingir o máximo de carga da bateria até à hora final no parque. Tal deve-se ao facto de que o VE6 chegou ao parque quando existia uma limitação em relação à potência máxima que não podia ser ultrapassada.

Sem modificações, o algoritmo FCFS considera apenas a hora de chegada como elemento determinante de entrada no processo de carregamento. Não considera por isso os diferentes requisitos em termos de hora de saída dos veículos para decidir o escalonamento de VEs. Não considera também os tarifários nem a geração.

Na subsecção 3.2 será abordado o algoritmo *Earliest Departure First* que considera como prioridade o *deadline* de cada VE.

### 3.2 Earliest Departure First

O *Earliest Deadline First* ou *Earliest Departure First* (EDF) [42] é um algoritmo de escalonamento dinâmico, muito utilizado em sistemas operativos de tempo real.

O algoritmo tem como objetivo ordenar as tarefas em filas, com diferentes prioridades, de acordo com os seus *deadlines* (hora de saída) [43][44][45]. No caso do escalonamento de carga de veículos elétricos, as tarefas representam o carregamento de VEs. Assim, as solicitações de carregamento, aceites pelo sistema, com *deadline* mais próximos terão maior prioridade na fila.

A título de exemplo, consideremos o carregamento de 6 veículos elétricos, com uma potência máxima de carga de 3kW e potência máxima do parque igual a 15kW. Tal como no exemplo anterior, as horas de chegada dos VEs ao parque, durações de carga, hora de saída e energia solicitada, estão descritas na Tabela 3.1 e a curva de custo, apresentado na Figura 3.1.

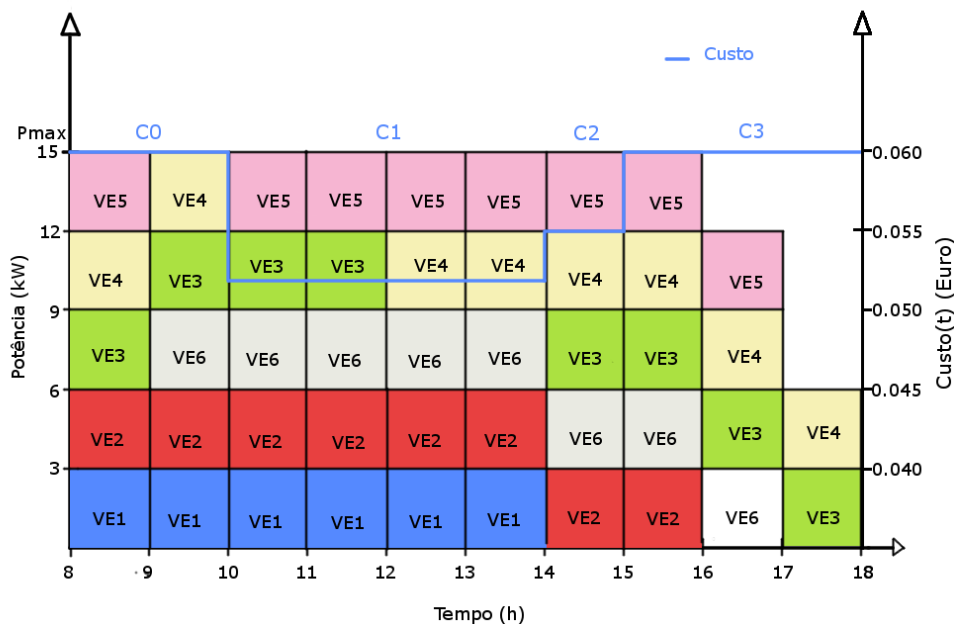


Figura 3.3 – Escalonamento de VE com EDF puro

Na Figura 3.3 é ilustrado o escalonamento do Algoritmo EDF puro. Podemos observar na Figura 3.3 que, neste exemplo, o EDF consegue escalonar todos os VEs. Entretanto, tal como o FCFS, o EDF não considera a geração de energia fotovoltaica nem

os tarifários de energia. Considera apenas a hora de saída como elemento determinante de entrada no processo de carregamento.

Em [46], o algoritmo EDF foi adaptado ao carregamento de veículos. Embora o algoritmo proposto já considere a produção local a partir de fontes renováveis, trata a variabilidade das fontes renováveis considerando a opção de haver penalidades de não conclusão quando a reserva não é assegurada.

Mais tarde, em [39] o algoritmo foi alterado para considerar duas componentes de carregamento, uma obrigatória e outra opcional.

Este último modelo, denominado EDF Adaptado (AEDF) considera que o proprietário do VE tem à sua disposição duas componentes de energia, uma componente dita de Energia Garantida ( $E_G$ ) e outra de Energia Não Garantida ( $E_N$ ). A Energia Garantida será paga a um custo superior, mas será sempre assegurada quer através da energia da rede como da energia das fontes renováveis. A Energia Não Garantida por outro lado, será paga a um custo mais baixo, podendo não ser assegurada ou ser apenas parcialmente assegurada, mas recorre sempre e apenas à energia renovável. A componente Não Garantida permite flexibilizar as restrições do carregamento, adequando-as ao grau de variabilidade das energias renováveis. Assim, nos dias em que os recursos renováveis o permitam a componente Não Garantida será assegurada na totalidade, mas caso tal não aconteça, assegura-se apenas a componente Garantida e/ou parte da Não Garantida. Tal permite maximizar a utilização da energia gerada localmente, evitando vendê-la à rede a um preço potencialmente baixo.

Em [39], as solicitações de carregamento dos VEs começam por ser ordenadas de acordo com a hora de saída de cada VE. Ou seja, os VEs com hora de saída mais próximos da hora atual, e admitidos a carregar, são os primeiros a ser carregados. Tendo a prioridade de carga ordenada, a alocação dos VEs é feita da seguinte forma:

- Para cada VE não alocado, aloca-se energia renovável para a componente Garantida ( $E_G$ ) até à exaustão da mesma (renovável);
- Para cada VE não alocado, aloca-se energia da rede para a parte Garantida ( $E_G$ ) começando pelas tarifas mais baixa que ainda estão disponíveis;

- Para cada VE não alocado, aloca-se energia renovável para a parte Não Garantida ( $E_N$ ) até exaustão.

Para ilustrar o escalonamento de cargas do algoritmo AEDF, a título de exemplo, considere-se 6 VEs com potência máxima de carga de 3kW e potência máxima do parque igual a 15kW. As horas de chegada dos VEs ao parque, durações de carga, hora de saída e energia solicitada, estão descritas na Tabela 3.1 e a curva de custo da tarifa, apresentado na Figura 3.1.

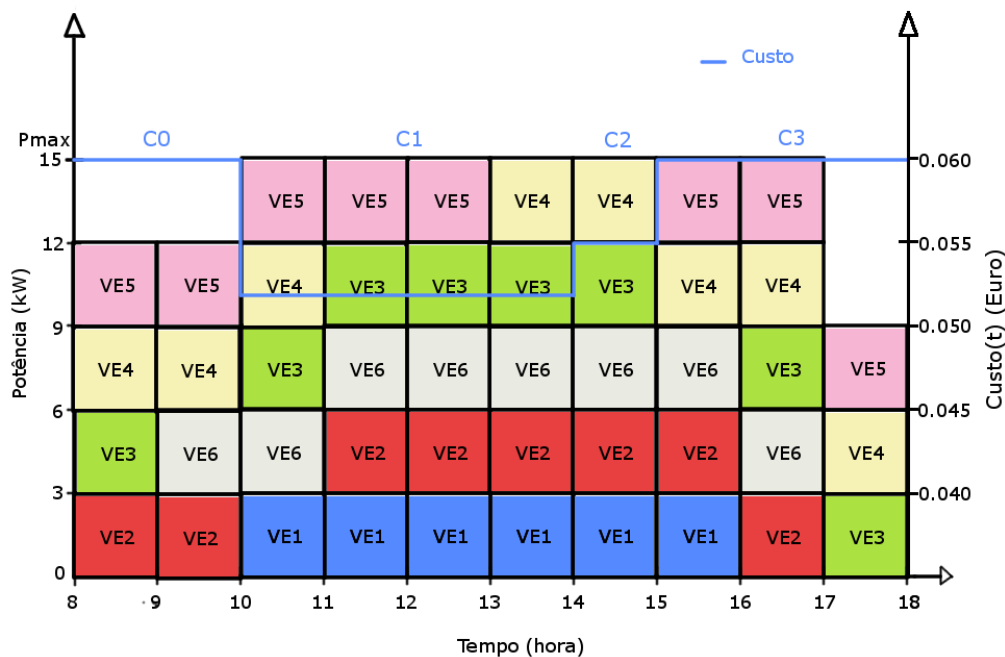


Figura 3.4 – Escalonamento de VE com AEDF

A Figura 3.4 apresenta o escalonamento do algoritmo AEDF. O AEDF, ao contrário do Algoritmo FCFS (apresentado na subseção 3.1) e o EDF puro (apresentado no início desta seção), assegura que todos os veículos são carregados dentro das condições requeridas (ver Tabela 3.1), tendo em conta o custo das tarifas (ver Figura 3.1). Além disso, o AEDF considera a geração de energia fotovoltaica. No entanto, cada novo veículo, para ser aceite, deve passar por um processo de controlo de admissão que garanta que existem recursos suficientes. Na Figura 3.4, podemos observar que, período das 15 horas até as 17 horas, o algoritmo EDF utiliza a potência máxima para efetuar o carregamento mesmo com custo elevado. Isto porque a potência máxima de carga dos

VEs é 3kW e não há mais tempo disponível para garantir os requisitos iniciais de carga a um custo mais baixo.

Na subsecção 3.3 será abordado um outro modelo de otimização, baseado em programação linear.

### 3.3 Programação Linear

A programação linear [40] permite a minimização (ou maximização) de uma função objetivo linear com base num conjunto de restrições lineares e não negativas. Os problemas de programação linear podem ser expressos em forma canónica por:

$$\begin{aligned} \text{Função Objetivo Minimizar } Z: & \quad c^T x \\ \text{Restrições:} & \quad Ax \leq b \\ & \quad x \geq 0 \end{aligned}$$

onde  $x$  representa o vector de variáveis a serem determinados,  $c$  representa um vector coluna de  $n$  dimensões e  $b$  representa um vector coluna não negativo de  $m$  dimensões,  $A$  é uma matriz de dimensão  $m \times n$  e  $(.)^T$  é a transposta da matriz. A expressão a ser minimizada (ou maximizada) é designada de função objetivo ( $c^T x$ ). As desigualdades  $Ax \leq b$  e  $x \geq 0$  são as restrições especificam um poliedro convexo sobre a qual a função objetivo deve ser otimizada. As restrições que podem ser limitadas com sinais  $\geq, \leq$  ou  $=$ .

Existe vários métodos para resolução de um problema de programação linear. Uma delas é o método simplex [41]. O método consiste num procedimento matricial para resolver um problema de PL na forma normal. Para um problema de minimização, o método simplex utiliza o quadro representado pela Tabela 3.2. O método é aplicável a problemas de maximização desde que os elementos da linha inferior sejam colocados com sinal invertido.

Tabela 3.2 – Quadro simplex

	$x^T$	
	$c^T$	
$x_0 \ c_0$	$A$	$b$
	$c^T - c_0^T$	$-c_0^T \ b$

Onde:

- $c^T$  – representa o vector linha dos custos correspondentes;
- $x$  – representa o vector coluna das incógnitas, incluindo as variáveis de folga excepto as artificiais;
- $A$  – representa a matriz de coeficientes das equações de restrição;
- $b$  – representa o vector coluna dos valores à direita das equações representando as restrições;
- $x_0$  – representa o vector coluna de variáveis de folga e artificiais;
- $c_0$  – representa o vector coluna de custo associado com as variáveis em  $X_0$ .

Tendo o quadro simplex formado, a resolução do problema decorre pelos seguintes passos:

1. Para um problema de minimização, localizar, na última linha do quadro simplex (Tabela 3.2), o número mais positivo (escolhe uma se houver mais de que um número), excluindo a última coluna. No caso de um problema de maximização, localizar o número mais negativo. Essa coluna é designada de coluna de trabalho ou coluna pivô.
2. Dividir a última coluna (exceto a última linha do quadro) pela coluna pivô. O elemento (escolhe-se um se houver mais do que um) da coluna pivô que conduz ao menor quociente é designado de pivô. Se nenhum elemento da coluna pivô for positivo e diferente, o problema não terá solução.
3. Utilizar operações elementares sobre as linhas com o objetivo de converter o elemento pivô em 1 e, em seguida, reduzir a zero todos os outros elementos da coluna pivô.
4. Alterar a variável  $x$  existente na linha pivô e primeira coluna da matriz pelo variável  $x$  da primeira linha e coluna pivô.
5. Repetir os passos de 1 a 4 até a inexistência de números negativos na última linha, excluindo a última coluna.
6. A solução ótima é obtida atribuindo a cada variável da primeira coluna o valor da linha correspondente na última coluna. As outras variáveis são atribuídas o valor zero. O valor ótimo da função objetivo, associado a  $Z$ , é o número



resultante na última linha, última coluna, nos problemas de maximização ou o negativo deste número, nos problemas de minimização.

Em [39], os autores utilizam o modelo de otimização de Programação Linear (PL) onde consideram vários parâmetros ilustrados na Figura 3.5, retirada de [39].

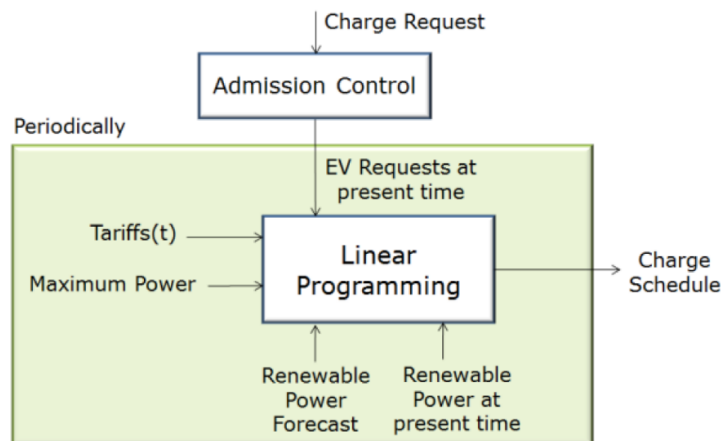


Figura 3.5 – Diagrama de módulo de otimização de Programação Linear

Tal como para o AEDF, decompõem a solicitação nas componentes de Energia Garantida ( $E_G$ ) e Energia Não Garantida ( $E_G$ ). Como apresentado na Figura 3.6, a Energia Garantida é assegurada por duas componentes de potência, da rede elétrica ( $C_{vt}$ ) e de fontes renováveis ( $P_{gvt}$ ). A Energia Não Garantida é considerada a quantidade energia extra assegurada exclusivamente pela componente potência renovável ( $P_{nvt}$ ), ou seja, depende da produção de energia local.

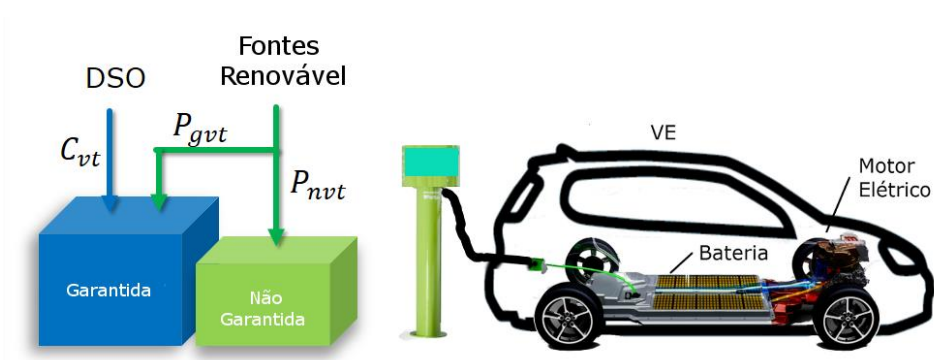


Figura 3.6 – Distribuição de energia entre as fontes de energia renováveis e solicitações de energia Garantida e Não Garantida

A função objetivo do modelo, apresentado na Equação (3), visa minimizar os custos de energia do parque de estacionamento, tendo em conta, as restrições apresentadas nas equações (4) a (7).

$$z = \min \left[ \sum_{v=1}^n \sum_{p=1}^m T_p \int_{t_{vpi}}^{t_{vpf}} C_{vt} dt \right] \quad (3)$$

Restrições:

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{v=1}^n (C_{vt} + P_{gvt}) \leq P_{max} \end{array} \right. \quad (4)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} C_{vt} + P_{gvt} + P_{nvt} \leq P_{vt} \end{array} \right. \quad (5)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \int_{t_i}^{t_f} C_{vt} + P_{gvt} dt = E_{Gv} \end{array} \right. \quad (6)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \max \left[ \int_{t_i}^{t_f} P_{nvt} dt \right] \leq E_{Nv} \end{array} \right. \quad (7)$$

Cada solicitação de carga de VE recém-chegado necessita passar por um procedimento de controlo de admissão, que verifica se a solicitada pode ser assegurada. Assim, a Equação (4) assegura que em qualquer instante de tempo  $t$ , a soma de todas as potências de cargas garantidas não pode exceder a potência máxima ( $P_{max}$ ) de todo o parque de estacionamento. Além disso, a Equação (4), verifica e assegura que a energia garantida nunca falhará no caso de uma inesperada redução da potência de fonte renovável.

Em cada instante de tempo  $t$ , a Equação (5) assegura que a soma da potência alocada a cada veículo elétrico  $v$ , proveniente da rede elétrica e de fontes renováveis, não pode exceder a potência máxima de carga do VE ( $P_{vt}$ ).

A Equação (6), assegura que, para cada veículo elétrico  $v$ , a parte de energia garantida seja cumprida.

Para a maximização da energia não-garantida, utiliza-se a restrição da Equação (7). Assim, garante a utilização da energia renovável, reduzindo o custo virtual.

Como exemplo, considere-se, tal como descrito na subseção 3.1, a potência máxima do parque igual a 15kW, 6 VEs com potência máxima de carga de 3kW e com as solicitações de carga descritas na Tabela 3.1, e o custo da tarifa apresentado na Figura 3.1.

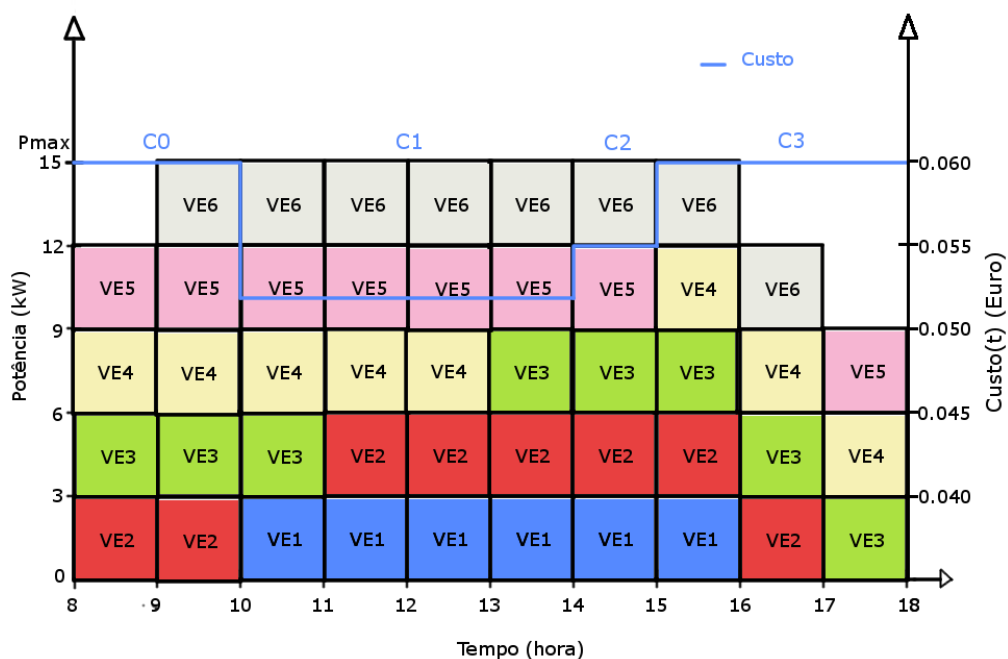


Figura 3.7 – Escalonamento de VE com PL

Na Figura 3.7 podemos observar que o resultado obtido pelo escalonamento do algoritmo PL é similar ao do EDF apresentado na subseção 3.2. Ambos PL e EDF asseguram que todos os veículos são carregados dentro das condições requeridas (ver Tabela 3.1), tendo em conta o custo das tarifas (ver Figura 3.1). Em qualquer dos casos, cada novo veículo, para ser aceite, deve passar por um processo de controlo de admissão que garanta que existem recursos suficientes. Na Figura 3.7, podemos observar que nos períodos das 9 horas até as 10 horas e das 15 horas até 16 horas, com custo elevado, o algoritmo PL utiliza a potência máxima para efetuar o carregamento. Isto porque, de forma similar que o algoritmo EDF, a potência máxima de carga dos VEs é limitada à 3kW, não havendo mais tempo disponível para garantir os requisitos iniciais de carga a um custo mais baixo.

Em seguida (seção 3.4) analisamos o modelo gradual, onde é considerada a variação da potência em função do custo.

### 3.4 Modelo Gradual

O algoritmo gradual, utilizado em [39], é semelhante à solução FCFS. O carregamento da bateria do VE ocorre por ordem de chegada, mas de forma semelhante ao que é definido em [47] a potência de carregamento ( $Potência(t)$ ) varia inversamente com o custo da tarifa ( $Custo(t)$ ) considerada na subseção 3.1 (ver Figura 3.8). O  $Custo(t)$  varia entre um custo máximo ( $CustoDia_{max}$ ) e um custo mínimo ( $CustoDia_{min}$ ) de um dia. Neste caso, é considerado que a potência máxima de carregamento de todos os VEs na instalação de carregamento é dada pela Equação (8).

$$Potência(t) = P_{max} \left[ 1 - \frac{Custo(t) - CustoDia_{min}}{CustoDia_{max}} \right] \quad (8)$$

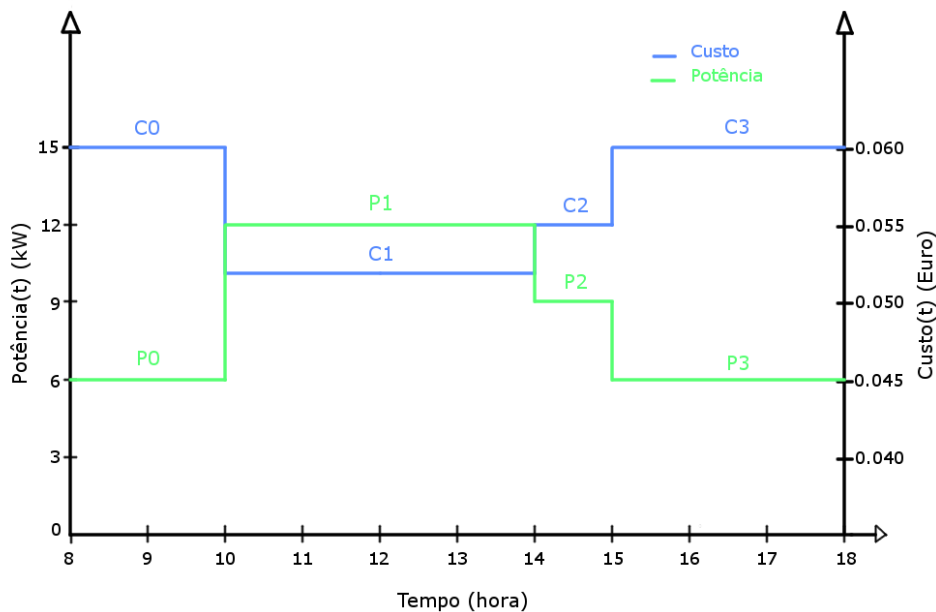
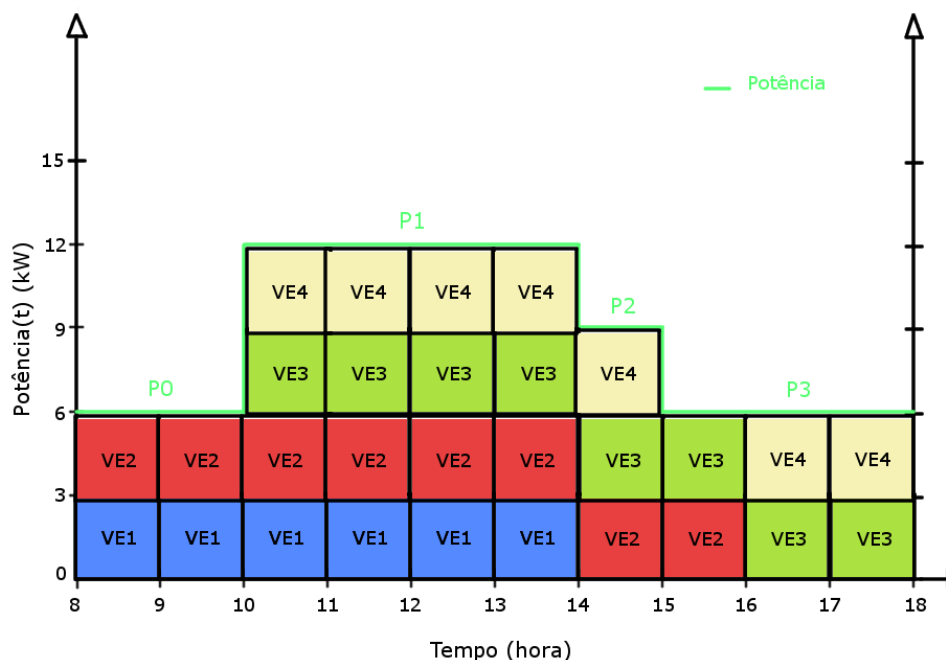


Figura 3.8 – Variação da potência em função do preço

Na Figura 3.8, a variação da potência é representada pela linha de cor verde e a variação do custo pela de cor azul. Cada um destes valores são atualizados por períodos de tempo de 15 minutos. Pode-se constatar que quando os custos estão elevados a potência de carregamento baixa e quando os custos diminuem a potência aumenta.

Como exemplo, considere-se a potência máxima do parque igual a 15kW com a variação de potência de carregamento em função do custo (ver Figura 3.8), 6 VEs com

potência máxima de carga de 3kW cada e com as solicitações de carga descritas na Tabela 3.1.



**Figura 3.9 – Escalonamento de VE com Modelo Gradual**

Na Figura 3.9 podemos observar que o escalonamento do Algoritmo Gradual pode não assegurar o carregamento de todos os 6 VEs, como acontecia no caso dos algoritmos EDF (ver subseção 3.2) e PL (ver subseção 3.3). Isto, devido à limitação da potência de carregamento imposta pelo custo da tarifa.

Em seguida (secção 3.5) analisaremos o mecanismo de carga com técnicas PowerMatcher, onde são consideradas as curvas de solicitação e o perfil de carga dos VEs.

### 3.5 Mecanismo de carga com técnicas de PowerMatcher

Segundo [48] e referenciado em [49], a tecnologia PowerMatcher é uma arquitetura que combina sistemas de distribuição de energia com um protocolo de comunicação para criar uma rede energética inteligente. Essa tecnologia permite que as cargas ajustem o seu funcionamento em função da produção decorrente de fontes de energia renováveis e convencionais. Assim, através de clusters inteligentes, várias

unidades de pequena produção de eletricidade e dispositivos de consumo funcionam como uma rede inteligente única e altamente flexível.

O conceito da tecnologia PowerMatcher, ilustrada na Figura 3.10, baseia-se num sistema distribuído com base em multi-agentes e baseia-se nas leis de mercado de procura e de oferta, aplicadas à energia, para coordenar os grupos de dispositivos. Assim sendo, cada dispositivo é controlado por um software agente que comercializa no mercado em tempo real (*auctioneer*) com o objetivo de otimizar os benefícios em nome do dispositivo.

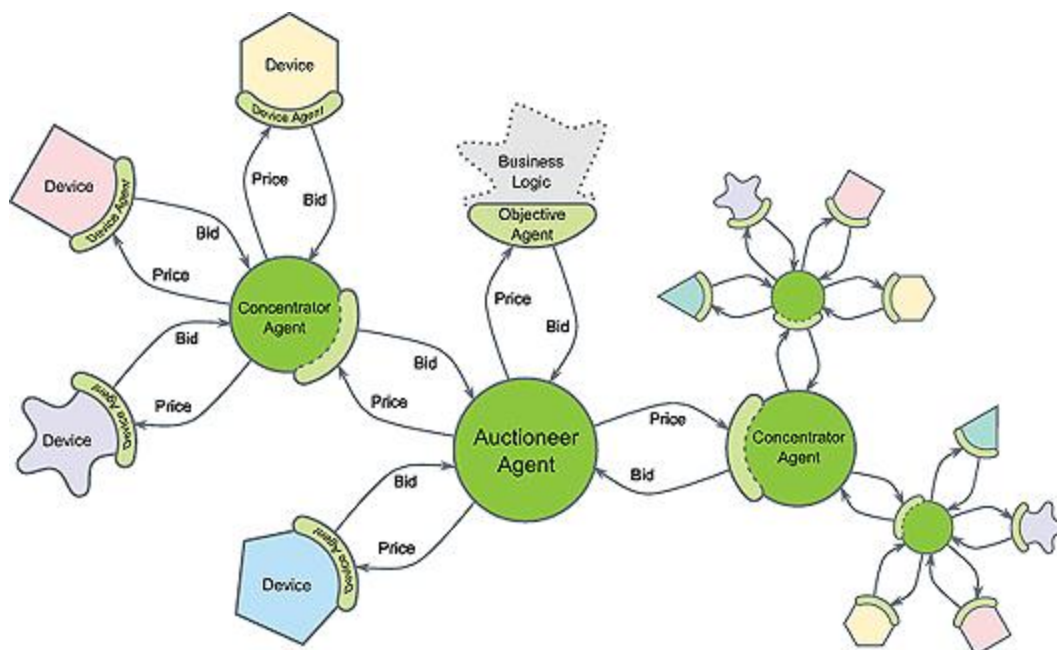
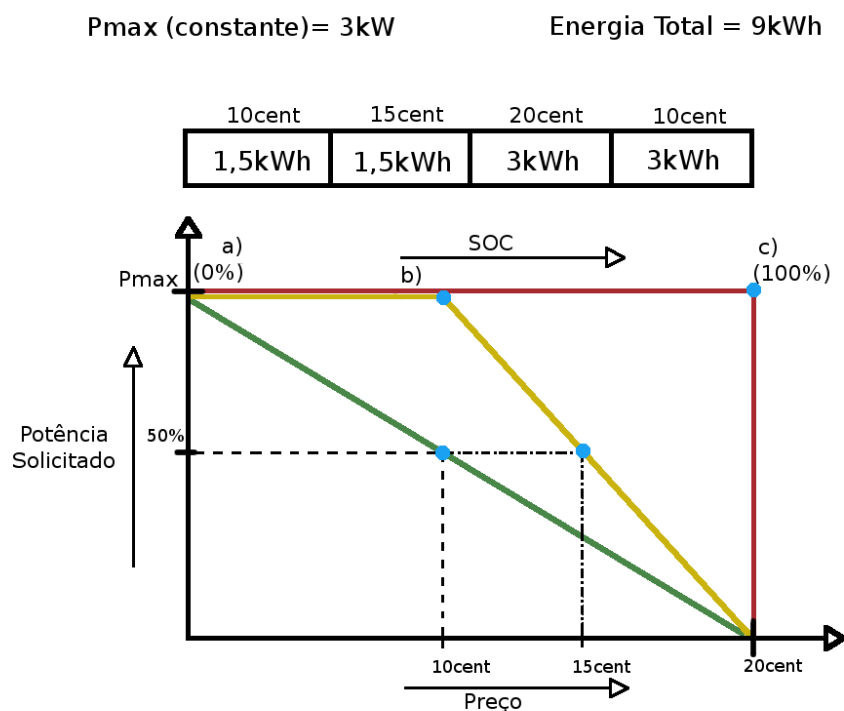


Figura 3.10 – Conceito de PowerMatcher

Tal como apresentado na Figura 3.10 (retirada de [49]), um grupo de agentes PowerMatcher é organizado em árvore. Os agentes produtores e consumidores de energia são representados pelas folhas da árvore. Esses agentes são também chamados de agentes de dispositivo local. Uma das folhas pode ser um agente *objective*. O *auctioneer* recebe as curvas de solicitações de todos os agentes e, em função delas, determina um preço, comunicando-o de volta a todos os agentes. Para obter escalabilidade podem ser adicionados à estrutura agentes concentradores como nós da árvore.

Todos os agentes, exceto o agente *auctioneer*, enviam curvas de solicitação para o agente superior. Estas curvas de solicitações definem a demanda de energia em função do preço. O agente *auctioneer* recebe todas essas curvas de solicitação e determina o

preço correspondente. Este preço é enviado para todos os agentes. A Figura 3.11 ilustra algumas dessas curvas de solicitações.



**Figura 3.11 – Curvas de solicitação de potência**

No âmbito do carregamento de VEs, as curvas de solicitação de potência utilizadas no PowerMatcher são aplicadas às solicitações do utilizador do VE, tendo em conta o sistema de gestão de bateria (BMS). O BMS do VE impõe um limite para a potência máxima de carga em função do estado de carga (SoC). Além disso, a potência alocada baseia-se no preço obtido pelo *auctioneer* [49].

Na Figura 3.11, pode-se observar três curvas de variação de potência em função do preço que um agente utiliza para carregar um VE. Essas curvas, representadas pelas cores verde, amarela e vermelho, variam com a flexibilidade que um agente possui para carregar a bateria de um VE. Assim, quanto mais flexibilidade tiver o VE, mais exigente será em relação ao preço que utiliza para carregar.

Com base na Figura 3.11, suponha-se que a energia necessária para carregar a bateria de um VE, é 9 kWh e a Pmax constante é 3 kW.

Admitindo que numa fase inicial do processo de carga temos muita flexibilidade (i.e., podemos protelar o carregamento), a potência solicitada decrescerá à medida que o preço sobe, tal como representado na curva verde. Assim, no exemplo apresentado, se o SoC for de aproximadamente 0% e o preço for 10 centavos/kWh, o agente de VE optará por carregar a 50% da potência máxima ( $P_{max}$ ).

À medida que a flexibilidade diminui (i.e. quando a margem para protelar o carregamento se reduz) diminui também a capacidade de exigir preços baixos. Neste caso, se o preço ficar abaixo de um determinado patamar (na curva amarela representado pelo ponto b)) o sistema irá carregar à potência máxima. Por outro lado, se o custo for superior a b), aplica-se um nível de carregamento que seja inversamente proporcional ao preço (ver curva amarela). Assim no exemplo anterior e de acordo com a figura amarela, se o preço for de 15 centavos/kWh, a potência solicitada será de 50%.

Uma flexibilidade nula (curva a vermelho) impõe que o VE carregue à potência máxima, independentemente do preço. Assim neste exemplo, a partir do momento em que a flexibilidade termine, o VE passa a carregar à potência máxima (de 3 kW). Sem flexibilidade para negociar e com deadline já curto, o agente do VE carrega à potência máxima (ponto azul sobre a curva vermelha) independente do preço (neste caso a 20 centavos/kWh) requerendo mais 3 kWh de energia.

Por fim, o preço da potência diminui para 10 centavos/kWh e para cumprir o *deadline* o agente do VE continua a carregar à potência máxima.

### **3.6 Otimização de carga com Programação Dinâmica**

Programação dinâmica [50] é um método utilizado para a construção de algoritmos, com a finalidade de resolver problemas computacionais, como é o caso de Algoritmos de otimização combinatória. Este método aplica-se a problemas em que a solução ótima pode ser calculada a partir de uma solução ótima previamente calculada e memorizada, de outros subproblemas que, sobrepostos, compõem o problema original.

Em [51], a programação dinâmica estocástica é utilizada para otimizar a estratégia de carregamento do PowerMatcher. O objetivo consiste em minimizar o custo total de carregamento do VE dentro de um intervalo de tempo  $T$ . Para isso, é utilizada a Equação



(9) como regra de controlo do ótimo, que determina a quantidade de energia a carregar num determinado período de tempo.

$$u_t(x; p) = \begin{cases} \min(u_{max}, x) & \text{if } p \leq \mathbb{E}P_{(k)}^{t+1} \\ x - ku_{max} & \text{if } \mathbb{E}P_{(k)}^{t+1} < p \leq \mathbb{E}P_{(k+1)}^{t+1} \\ 0 & \text{if } p > \mathbb{E}P_{(k+1)}^{t+1} \end{cases} \quad (9)$$

Nesta equação:

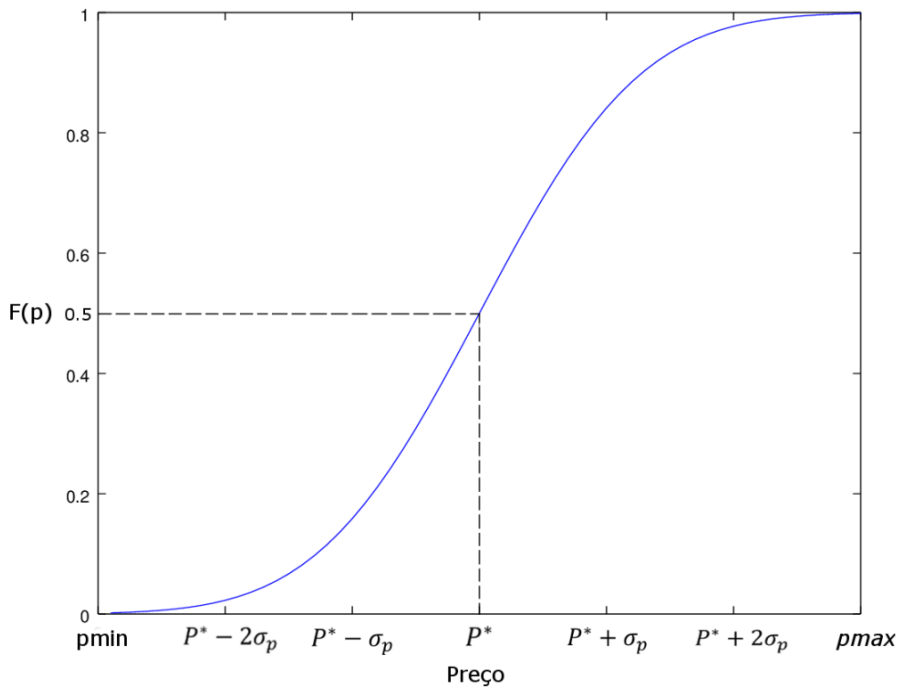
- $u_t$  – representa a quantidade de energia para ser carregado durante o período  $t$ ;
- $P_t$  – representa a variável estocástica de preços por unidade de energia num período  $t$ , com  $t = 1, \dots, T$ .
- $u_{max}$  – representa quantidade máxima de energia que pode ser carregada durante um qualquer período de tempo  $t$ ;
- $x_t$  – representa a quantidade ainda por carregar no tempo  $t$  (durante o período  $t, \dots, T$ );
- $\mathbb{E}P_{(k)}^{t+1}$  – representa a estimativa do  $k$ -ésimo menor preço.

Considerando os preços  $P_t, \dots, P_T$ , é determinado o menor valor  $k$ -ésimo por  $P_{(k)}^t$  para  $k = 1, \dots, T - t + 1$ , sendo  $P_{(1)}^t$  e  $P_{(T-t+1)}^t$  o preço mínimo e máximo respetivamente durante o período  $t, \dots, T$ , ou seja,  $P_{(1)}^t \leq P_{(2)}^t \leq \dots \leq P_{(T-t+1)}^t$ . Por conveniência,  $P_{(0)}^t = 0$  e  $P_{(T-t+2)}^t = \infty$ . Quando alguns preços coincidem, a ordenação não é única. Entretanto, isso não é importante, já que se precisa apenas que os valores estejam em sequência.

A implementação da regra de controlo em (9) obriga a calcular as expectativas de estatísticas de ordem, e essa é uma tarefa difícil em termos de complexidade computacional. Portanto, é proposta a utilização de uma heurística *appealing* que é uma aproximação da regra ideal, expressa pela Equação (10):

$$u_t(x; p) = \begin{cases} \min(u_{max}, x) & \text{if } F(p) \leq \frac{k}{T-t+1} \\ x - ku_{max} & \text{if } \frac{k}{T-t+1} < F(p) \leq \frac{k+1}{T-t+1} \\ 0 & \text{if } F(p) > \frac{k+1}{T-t+1} \end{cases} \quad (10)$$

Na Equação (10),  $F$  traduz a função de distribuição de preços comum e, para  $F$  estritamente monótona,  $p \leq \mathbb{E}P_{(k)}^{t+1}$  é equivalente a  $F(p) \leq F(\mathbb{E}P_{(k)}^{t+1})$ , com  $F(P_{(k)}^{t+1})$  variável aleatória que é distribuída como a estatística de ordem  $k$  de  $T - t$ . São assumidas como variáveis aleatórias independentes e igualmente distribuídas (i.i.d.) com distribuição uniforme em  $[0,1]$ , como ilustra a Figura 3.12. Então  $\mathbb{E}F(P_{(k)}^{t+1}) = \frac{k}{T-t+1}$ .



**Figura 3.12 – Estratégia de solicitação de VE, com o limiar de regra de controlo dado em (10)**

Na Figura 3.12,  $P^*$  traduz o preço médio. Se o preço estiver à esquerda de  $P^*$  é efetuado o carregamento e se estiver a direita de  $P^*$  não carrega, ou seja, à esquerda o preço é baixo em relação a  $P^*$  e a direita é elevado.

Nas equações (9) e (10), o valor de  $k$  é obtido através da expressão  $k = \left\lfloor \frac{x}{u_{max}} \right\rfloor$ , que corresponde ao arredondado para o valor inteiro mais baixo, de forma a ser menor ou igual a  $\frac{x}{u_{max}}$ . Se os preços futuros dentro de um período de tempo futuro são conhecidos, então serão escolhidos os intervalos mais baratos.

Vejam os um exemplo. Considerando a Equação (10) e  $U_{max} = 3 \text{ kW}$  e para  $T - t + 1 = 6$  e  $x = 10$ , temos:

$$k = \left\lfloor \frac{x}{u_{max}} \right\rfloor = \left\lfloor \frac{10}{3} \right\rfloor = 3$$

A potência de carregamento varia desta forma com o preço:

$$u_t(x; p) = \begin{cases} \min(3, 10) = 3 & \text{if } F(p) \leq \frac{3}{6} = \frac{1}{2} \\ 10 - \text{floor}\left(\frac{10}{3}\right) \cdot 3 = 1 & \text{if } \frac{1}{2} < F(p) \leq \frac{4}{6} = \frac{2}{3} \\ 0 & \text{if } F(p) > \frac{2}{3} \end{cases}$$

Noutro exemplo se diminuirmos o tempo de estada do VE para  $T - t + 1 = 3$  e  $x = 9$ , obtemos:

$$k = \left\lfloor \frac{x}{u_{max}} \right\rfloor = \left\lfloor \frac{9}{3} \right\rfloor = 3$$

$$u_t(x; p) = \begin{cases} \min(3, 9) = 3 & \text{if } F(p) \leq \frac{3}{3} = 1 \\ 9 - \text{floor}\left(\frac{10}{3}\right) \cdot 3 = 0 & \text{if } 1 < F(p) \leq \frac{4}{3} \\ 0 & \text{if } F(p) > \frac{4}{3} \end{cases}$$

Ou seja, uma vez que  $F(p)$  nunca será maior que 1.0, na expressão anterior o VE carregará sempre à potência máxima (i.e. 3 kW) independentemente do preço.

### 3.7 Conclusão do Capítulo

Neste capítulo foram analisados os algoritmos de escalonamento de carregamento FCFS, EDF, Gradual, AEDF, PL e PowerMatcher.

O algoritmo de FCFS mostrou em [39] obter piores resultados quando comparado com os restantes. Para além disso na sua forma original não considera as curvas de preços de aquisição, nem as curvas de geração energia local.

O EDF puro apesar de ser melhor que o FCFS, não considera as curvas de preços de aquisição e nem as curvas de geração energia local. Porém, o EDF puro em [39] foi

alterado dando origem ao algoritmo AEDF. Este último, no entanto, considera que a energia gerada e não consumida é injetada a lucro zero. Não foi também ajustado a cenários em que as potências de carga dos VEs podem ser diferentes.

O Modelo Gradual considera as curvas de preço de aquisição de energia. No entanto limita a potência de carregamento em função dos preços. Como consequência, várias solicitações dos utilizadores dos veículos podem não ser cumpridas. Além disso, não considera a geração de energia local.

A solução PowerMatcher, apesar de obter bons resultados em contextos de decisão não preditiva, não pode ser utilizada para escalonar as cargas no futuro pois admite que os preços futuros são desconhecidos.

Nos próximos capítulos estenderemos os algoritmos de PL e AEDF construindo um cenário completo de autoconsumo. Pelos motivos acima indicados não daremos seguimento aos algoritmos FCFS, EDF puro, Modelo Gradual e PowerMatcher.

# Capítulo 4

## IMPLEMENTAÇÃO DO MODELO PROPOSTO PARA CARREGAMENTO

---

Neste capítulo define-se um modelo para carregamento de veículos elétricos, similar ao desenvolvido em [39]. Nesse estudo, os autores, não consideraram a possibilidade de vender o excedente da produção fotovoltaica à rede, obtendo uma compensação, tal como definido na nova lei de autoconsumo portuguesa. Para além disso, nas simulações que fizeram, apenas consideraram os preços por unidades de tempo de um dia e uma potência de carga máxima 3 kW, igual para todos os VEs.

No presente trabalho, consideram-se que diferentes veículos podem requerer diferentes potências de carga, que dependem do tipo e características dos VEs. Considera-se também a venda do excedente de produção à rede a diferentes tarifas, em distintos períodos de tempo  $t$  de vários dias. Cada dia é representado por 96 períodos de 15 minutos (para um intervalo de tempo para 24 horas).

Da mesma forma que em [39], a energia total solicitada para cada VE ( $E_{Tv}$ ) é decomponível em duas componentes, Energia Garantida ( $E_{Gv}$ ) e Não Garantida ( $E_{Nv}$ ). A Energia Garantida corresponde à energia mínima requerida pelo utilizador para carregar um determinado VE cuja disponibilização é obrigatória até a fim do período de carga. Esta energia por sua vez é garantida por duas componentes de potência: uma da rede elétrica ( $C_{vt}$ ) e uma resultante de fontes renováveis ( $P_{gvt}$ ). A Energia Não Garantida é a quantidade de energia alocada para um VE, que depende somente da componente de potência de fonte renovável ( $P_{nvt}$ ) gerada localmente e da disponibilidade da mesma.

Portanto, a energia total solicitada para um VE ( $E_{Tv}$ ) é dada pela soma das duas componentes de energia, como mostra a Equação (11):

$$E_{Tv} = E_{Gv} + E_{Nv} \quad (11)$$

A Energia Não Garantida introduz uma flexibilidade no processo de carga. Isto, porque a energia resultante para carregamento da parte Não Garantida provem de fontes renováveis que são um recurso intermitentes.

A restante estrutura deste capítulo compreende em 3 seções. Na seção 4.1 apresenta-se a formulação matemática do problema. Na seção 4.2 descreve-se os algoritmos PL e AEDF. O capítulo termina na seção 4.3 com as conclusões.

## 4.1 Formulação Matemática

Para melhorar o modelo introduzido em [39], descreve-se em seguida um modelo que considera a minimização do custo de carregar utilizando a energia do DSO e a minimização do prejuízo introduzido por carregar VEs a partir de fontes renováveis em vez de a vender. A função objetivo é dada pela Equação (12).

$$\begin{aligned} \text{Min } Z = & \sum_{v=1}^n \sum_{p=1}^m \left( T_p \int_{t_{vpi}}^{t_{vpf}} C_{vt} dt + T_{Sp} \int_{t_{vpi}}^{t_{vpf}} (P_{gvt} + P_{nvt}) dt \right) \\ & - \sum_{p=1}^m T_{Sp} \int_{t_{pi}}^{t_{pf}} \tilde{P}_t dt \end{aligned} \quad (12)$$

Nesta expressão:

- $T_p$  representa a tarifa de mercado para compra de energia para o período de tempo  $p$ ;
- $C_{vt}$  representa a componente garantida de energia não renovável (rede elétrica) para o veículo  $v$  no instante de tempo  $t$ ;
- $T_{Sp}$  representa a tarifa de mercado para venda de energia no período de tempo  $p$ ;

- $P_{gvt}$  representa o componente garantida de energia renováveis utilizada para o veículo  $v$  no período de tempo  $t$ ;
- $P_{nvt}$  representa o componente não garantida de energia renováveis utilizada para o veículo  $v$  no período de tempo  $t$ ;
- $\tilde{P}_t$  representa a energia renovável gerada no período de tempo  $t$ ;
- $\sum_{v=1}^n \sum_{p=1}^m \left( T_p \int_{t_{vpi}}^{t_{vpf}} C_{vt} dt \right)$  representa a soma dos custos de utilização da energia da rede para carregar os VEs em todos os períodos  $p$ ;
- $\sum_{v=1}^n \sum_{p=1}^m \left( T_{Sp} \int_{t_{vpi}}^{t_{vpf}} (P_{gvt} + P_{nvt}) dt \right)$  representa a soma dos custos de utilização da energia de fontes renováveis (parte Garantida  $P_{gvt}$  e Não Garantida  $P_{nvt}$ ) para carregar os VEs em todos os períodos  $p$ ;
- $\sum_{p=1}^m \left( T_{Sp} \int_{t_{pi}}^{t_{pf}} \tilde{P}_t dt \right)$  representa a soma das receitas (diminui se  $P_{gvt}$  e  $P_{nvt}$  for selecionado para carregar VE, e é nula se  $C_{vt}$  for selecionado no mesmo instante) da venda de energia gerada de fontes renováveis em todos os períodos  $p$ .

Para cada veículo elétrico  $v$ , deve ser encontrada uma minimização da função objetivo (12), selecionando o nível de carga  $C_{vt}$ ,  $P_{gvt}$  e  $P_{nvt}$  dos VEs dentro de  $[t_{vpi}, t_{vpf}]$ , a fim de minimizar a soma de todos os custos pagos ao DSO, de acordo com o conjunto de tarifas  $T_p$  (relativo a  $C_{vt}$ ) da compra de energia ao DSO e  $T_{Sp}$  (relativo a  $\tilde{P}_t$ ,  $P_{gvt}$  e  $P_{nvt}$ ) da venda de energia ao DSO, e a geração  $\tilde{P}_t$  dentro de  $[t_{pi}, t_{pf}]$ .

Para cada veículo elétrico  $v$ , quando é seleciona  $P_{gvt}$  e  $P_{nvt}$ ,  $T_{Sp} \int_{t_{vpi}}^{t_{vpf}} (P_{gvt} + P_{nvt}) dt$  é visto como um custo de utilização da energia renovável. Isto não é pago ao DSO, mas a soma de todos os custos da utilização da energia renovável dos veículos elétricos  $v$  no período de tempo  $p$ , é subtraído do lucro  $(T_{Sp} \int_{t_{pi}}^{t_{pf}} \tilde{P}_t dt)$  da venda energia renovável produzida neste mesmo período  $p$ .

A Equação (12) está sujeita a restrições para a sua minimização. A primeira, garante que cada solicitação de carga de VE recém-chegado passa por um procedimento

de controlo de admissão, que verifica se a solicitada pode ser assegurada. Ou seja, em qualquer instante de tempo  $t$ , a soma de todas as potências de cargas garantidas não pode exceder a potência máxima ( $P_{max}$ ) de todo o parque de estacionamento. Assim, a restrição apresentada na Equação (13), verifica e assegura que a energia garantida nunca falhará no caso de uma inesperada redução da potência de fonte renovável.

$$\sum_{v=1}^n (C_{vt} + P_{gvt}) \leq P_{max} \quad (13)$$

A segunda restrição, apresentada na Equação (14), garante que em cada instante de tempo  $t$ , a soma da potência alocada a cada veículo elétrico  $v$ , proveniente da rede elétrica e de fontes renováveis, não pode exceder a potência máxima de carga do VE ( $P_{vt}$ ).

$$C_{vt} + P_{gvt} + P_{nvt} \leq P_{vt} \quad (14)$$

A terceira restrição, apresentada na Equação (15), assegura que em cada instante de tempo  $t$ , a soma das potências alocadas a cada veículo elétrico  $v$ , proveniente das fontes renováveis, não pode exceder a potência máxima produzida de fontes renováveis ( $Prod_t$ ).

$$P_{gvt} + P_{nvt} \leq Prod_t \quad (15)$$

A quarta, assegurar que para cada veículo elétrico  $v$ , assegura-se o carregamento da componente de energia garantida, de acordo com a Equação (16).

$$\int_{t_i}^{t_f} C_{vt} + P_{gvt} dt = E_{Gv} \quad (16)$$

Para cada veículo elétrico, deverá maximizar-se a energia não-garantida através da expressão (17):

$$\max \left[ \int_{t_i}^{t_f} P_{nvt} dt \right] \leq E_{Nv} \quad (17)$$



Para garantir a maximização da utilização das energias renováveis, tal como expresso na Equação (17), é aplicado um custo negativo para utilização de energia renovável, e assim, uma redução do custo virtual, em termos de algoritmo de otimização, é verificada quando utilizando essa energia.

Finalmente, quando todos os critérios acima são satisfeitos, o algoritmo de escalonamento deve tentar garantir a carga da componente de energia garantida tão rapidamente quanto possível, uma vez que um número não determinado de novos veículos chegará mais tarde para o parque.

## 4.2 Algoritmos de Escalonamento

### 4.2.1 Programação Linear

#### 4.2.1.1 Função objetivo

Para minimizar o custo da função objetivo (12), foi criada uma matriz constituída por três submatrizes. Cada submatriz, com um número de linhas igual ao número de intervalos de tempo futuros de visualização  $h$ . A primeira submatriz contém os custos da compra de energia da DSO (Garantida), a segunda contém os custos solares relativos à parte Garantida e a terceira contém os custos solares relativos à parte Não garantida. A matriz (formada pelas 3 submatrizes), por sua vez, é repetida pelo número de reservas de carregamento de veículos  $r$ , como mostra a representação matricial (18).

$$[[T_1 \dots T_h] [-Ts_1 \dots -Ts_h] 0.5[-Ts_1 \dots -Ts_h]]_{1\dots r} \quad (18)$$

O tarifário solar da parte Não Garantida foi multiplicado por um fator 0,5. Isto porque é pressuposto o custo ser mais baixo.

As submatrizes dos custos solares, ambos Garantida e Não Garantida, foram consideradas negativos, a fim de maximizar a utilização da energia produzida de fontes fotovoltaicos.

Caso o custo da energia comprada ao DSO seja mais baixo que lucro da venda da energia produzida, os custos solares são alterados para positivo nos períodos de tempo

onde é efetuado a venda. Neste mesmo período da venda, não é efetuado a compra de energia ao DSO.

#### 4.2.1.2 Restrições

A base da criação das restrições no PL é dada pela expressão  $A * x [ " = " | " < = " | " > = " ] b$ , obtendo a representação matricial (19).

$$\begin{bmatrix} \begin{bmatrix} Ai_{11} & Ai_{12} & Ai_{13} & \cdots & Ai_{1(3*r*h)} \\ & \vdots & & \ddots & \vdots \\ Ai_{h1} & Ai_{h2} & Ai_{h3} & \cdots & Ai_{h(3*r*h)} \end{bmatrix} \\ \begin{bmatrix} Am_{11} & Am_{12} & Am_{13} & \cdots & Am_{1(3*r*h)} \\ & \vdots & & \ddots & \vdots \\ Am_{(r*h)1} & Am_{(r*h)2} & Am_{(r*h)3} & \cdots & Am_{(r*h)(3*r*h)} \end{bmatrix} \\ \begin{bmatrix} Al_{11} & Al_{12} & Al_{13} & \cdots & Al_{1(3*r*h)} \\ & \vdots & & \ddots & \vdots \\ Al_{h1} & Al_{h2} & Al_{h3} & \cdots & Al_{h(3*r*h)} \end{bmatrix} \\ \begin{bmatrix} Af_{11} & Af_{12} & Af_{13} & \cdots & Af_{1(3*r*h)} \\ & \vdots & & \ddots & \vdots \\ Af_{(3*r)1} & Af_{(3*r)2} & Af_{(3*r)3} & \cdots & Af_{(3*r)(3*r*h)} \end{bmatrix} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} x_{11} \\ x_{21} \\ x_{31} \\ \vdots \\ x_{(3*r*h)1} \end{bmatrix} \leq \begin{bmatrix} bi_{11} \\ \vdots \\ bi_{h1} \\ bm_{11} \\ \vdots \\ bm_{(r*h)1} \\ bl_{11} \\ \vdots \\ bl_{h1} \\ bf_{11} \\ \vdots \\ bf_{(3*r)1} \end{bmatrix} \quad (19)$$

A matriz  $A$  (ver representação matricial (19)), contém os coeficientes das restrições para carregamento de veículos elétricos, houve a necessidade de gerar 4 submatrizes denominadas  $Ai$ ,  $Am$ ,  $Al$  e  $Af$ . Essas submatrizes variam com as reservas de carregamento de veículos ( $r$ ) e o tempo de visualização a frente dos dados ( $h$ ) e são colocadas de acordo com a seguinte ordem, obtendo a representação matricial (20):

$$A = \begin{bmatrix} Ai \\ Am \\ Al \\ Af \end{bmatrix} \quad (20)$$

Cada coluna da matriz  $A$  representa um instante de tempo  $t$  distinto. A matriz coluna  $x$  (ver representação matricial (19)), com o número de linhas igual ao número de coluna da matriz  $A$ , representa as cargas dos veículos elétricos, resultando do processo de otimização. A matriz coluna  $b$  (ver representação matricial (19)), com o mesmo número de linhas da matriz  $A$ , contém o valor para cada linha da matriz dos coeficientes das

restrições e pode ser uma restrição de igualdade (=) ou uma desigualdade com um limite superior (<=) ou uma desigualdade com um limite inferior (>=). O sinal de <= é atribuída a primeira linha da matriz  $A$  até a linha  $h+r*h+h$ , ou seja, as submatrizes  $Ai$ ,  $Am$  e  $Al$  são <= ao correspondente elemento em  $b$ . Na submatriz  $Af$  é atribuído, em grupos de três, a sequência de =, <=, =.

A matriz  $b$  (ver representação matricial (19)), tal como em  $A$ , foi criada através da junção de 4 submatrizes, denominadas de  $bi$ ,  $bm$ ,  $bl$  e  $bf$ , e colocadas na seguinte ordem, obtendo a representação matricial (21):

$$b = \begin{bmatrix} bi \\ bm \\ bl \\ bf \end{bmatrix} \quad (21)$$

Em  $bi$ , a primeira posição dessa submatriz ( $bi_{11}$ ) (ver representação matricial (19)) é composta pela soma da potência contratada com a produção fotovoltaica no instante de tempo  $t$  atual. Na posição seguinte  $bi_{21}$  até  $bi_{h1}$  é preenchida apenas com a potência contratada. A submatriz  $bm$ , com o comprimento  $(h*r)*1$ , contém a potências máxima de carga dos veículos elétricos. Em seguida, a submatriz  $bl$ , com o comprimento  $h*1$ , possui os dados da produção fotovoltaica do instante  $t$  atual até  $t+h$ . Por último, a submatriz  $bf$  que contém as solicitações de carga obrigatória, carga opcional de cada veículos e zero. Esse grupo de dados são repetidos de acordo com a quantidade de reserva de veículos elétricos. A Figura 4.1 ilustra um exemplo do processo da criação da matriz das restrições.

Dados 3 veículos elétricos (VE1, VE2 e VE3) que iniciam o carregamento às 8:00 e com saídas as 14:00, 15:00 e 17:00 respetivamente, o  $h$  é 8 e o  $r$  é 3 (por ser 3 VEs).

Na Figura 4.1:

- VE<sub>1</sub>, VE<sub>2</sub> e VE<sub>3</sub> representa veículos elétricos;
- C<sub>1t</sub>, C<sub>2t</sub> e C<sub>3t</sub> representa a componente de energia Garantida da rede elétrica destinada ao carregamento dos respetivos veículos VE<sub>1</sub>, VE<sub>2</sub> e VE<sub>3</sub>, no instante de tempo  $t$ ;

- $P_{g1t}$ ,  $P_{g2t}$  e  $P_{g3t}$  representa a componente de energia Garantida da produção de energia renovável, destinada ao carregamento dos respectivos veículos  $VE_1$ ,  $VE_2$  e  $VE_3$ , no instante de tempo  $t$ ;
- $PN_{1t}$ ,  $PN_{2t}$  e  $PN_{3t}$  representa componente de energia Não Garantida da produção de energia renovável, destinada ao carregamento dos respectivos veículos  $VE_1$ ,  $VE_2$  e  $VE_3$ , no instante de tempo  $t$ ;
- $P_{VE1t}$ ,  $P_{VE2t}$  e  $P_{VE3t}$  representa a potência máxima de carga dos respectivos veículos  $VE_1$ ,  $VE_2$  e  $VE_3$ , no instante de tempo  $t$ ;
- $P_{max_t}$  representa a potência máxima da instalação para carregamento de todos os VEs no instante de tempo  $t$ ;
- $Prod_t$  representa a energia da produção de energia renovável disponível no instante tempo  $t$ ;
- $EG_{VE1}$ ,  $EG_{VE2}$  e  $EG_{VE3}$  representa a energia Garantida dos respectivos veículos  $VE_1$ ,  $VE_2$  e  $VE_3$ ;
- $EN_{VE1}$ ,  $EN_{VE2}$  e  $EN_{VE3}$  representa a energia Não Garantida dos respectivos veículos  $VE_1$ ,  $VE_2$  e  $VE_3$ ;
- $A_1$ ,  $A_2$ ,  $A_3$ ,  $A_4$  e  $A_5$  representam, respectivamente, as restrições das equações (13), (14), (15), (16) e (17).

Em  $A_1$ ,  $A_2$  e  $A_3$  cada quadrado com traços (cada traço é uma unidade) representa uma matriz identidade e sem traços são matrizes de zeros, ambos com a mesma dimensão ( $h \times h$ ). Cada linha da junção dessas matrizes corresponde um instante de tempo  $t$  que corresponde ao seu respectivo limite. Em  $A_4$ ,  $A_5$  e  $A_6$  cada retângulo representa uma matriz linha de dimensão ( $1 \times h$ ).

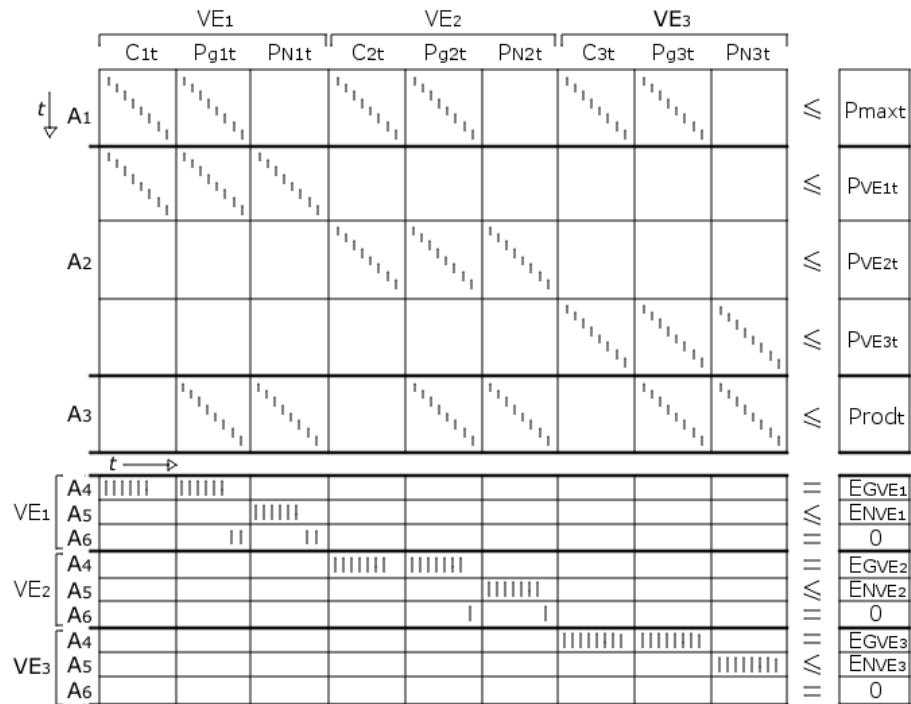


Figura 4.1 – Matriz das restrições

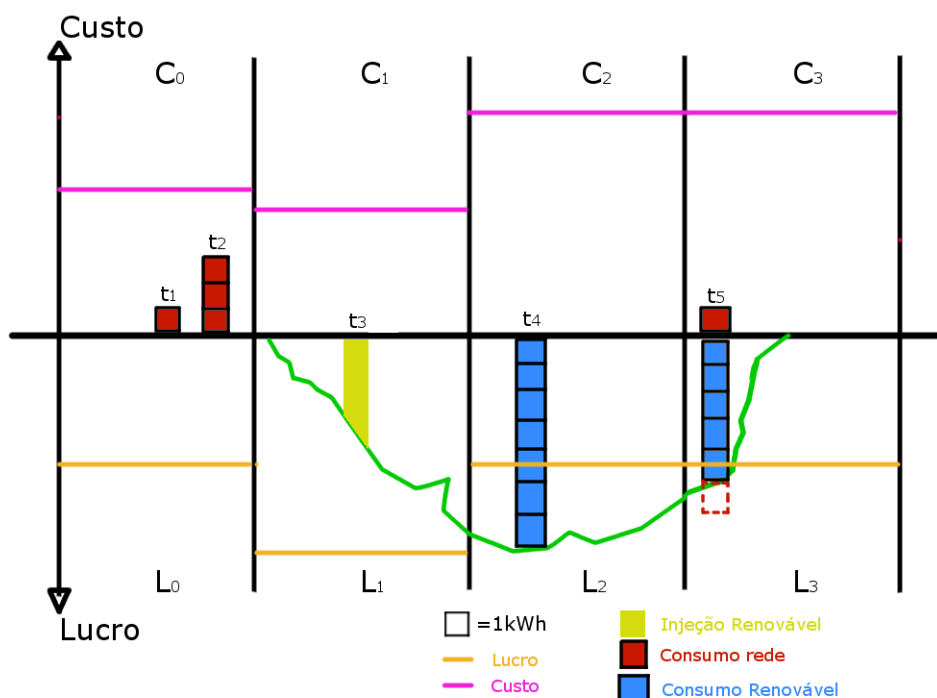
#### 4.2.2 AEDF

O algoritmo AEDF, apresentado neste trabalho, possibilita o carregamento de VE com diferentes potências de carga e a venda do excedente de produção fotovoltaica à rede, permitindo a obtenção de uma compensação, de acordo com as novas leis de autoconsumo. Utiliza um processo de minimização do custo tendo em conta uma estimativa do lucro que será recebida da entidade reguladora de energia pela comercialização da produção de energia, como ilustra a Figura 4.2.

Na Figura 4.2:

- A curva verde representa a estimativa do lucro diário;
- Os quadrados vermelhos representam as alocações de unidades de cargas utilizando energia da rede;
- Os quadrados azuis representam as alocações de unidades de cargas utilizando energia renovável;

- A parte amarela representa a parte da energia renovável vendida a rede;
- $C_0, C_1, C_2$  e  $C_3$  representam o custo da compra da energia da rede em cenários distintos;
- $L_0, L_1, L_2$  e  $L_3$  representam o Lucro da venda da energia renovável em cenários distintos;
- $t_1, t_2, t_3, t_4$  e  $t_5$  representam instantes de tempo;
- O quadrado com linha tracejado a vermelho representa uma unidade de carga (que excedeu a produção) alocada na energia da rede.



**Figura 4.2 – Atribuição de carga em função do custo e do lucro**

Para alocar uma unidade de carga, é verificado em todos os instantes, dentro de uma janela de tempo e de acordo com os requisitos de carga de cada VE, a tarifa mais baixa. Além disso, caso haja produção, é efetuando a comparação entre o custo (C) e o lucro (L). Ou seja, para um VE, é verificado, se há mais vantagem comprar a energia da rede e vender o que se produz obtendo lucro ou consumir o que se produz diminuindo o lucro.

Quando não há produção, como mostra Figura 4.2 no quadrado assinalado com  $t_1$ , a energia é comprada à rede pesquisando o tarifário mais baixo.

Se existir produção e o lucro da venda de energia produzida for maior que o custo da compra da energia da rede, então é preferível utilizar a energia da rede pesquisando o tarifário mais baixo, mas isto em períodos distintos, como mostra Figura 4.2 em  $t_3$  (energia renovável gerada vendida) e  $t_2$  (energia da rede comprada). Ou seja, no período onde é efetuado a venda de energia produzida não se pode efetuar a compra de energia da rede e vice-versa.

Quando o preço de venda de energia é menor que o tarifário de aquisição, como mostra Figura 4.2 no quadrado assinalado com  $t_4$ , então é preferível utilizar o que é produzido, diminuindo o lucro nesse instante.

Quando a soma das cargas for superior à produção, então o excedente será pago à rede, como mostra Figura 4.2 em  $t_5$ .

As solicitações de carregamento dos VEs são ordenadas de acordo com a hora de saída dos mesmos. Ou seja, os VEs com hora de saída mais próximos da hora atual do parque de carregamento, admitidos para carregar, são os primeiros a serem carregados. Tendo a prioridade de carga ordenada, a alocação dos VE é feita da seguinte forma:

- Para cada VE não alocado, aloca-se energia renovável para a parte Garantida ( $E_G$ ) até exaustão;
- Para cada VE não alocado, aloca-se energia da rede para a parte Garantida ( $E_G$ ) começando pelas tarifas mais baixa que ainda estão disponíveis;
- Para cada VE não alocado, aloca-se energia renovável para a parte Não Garantida ( $E_N$ ) até exaustão.

## 4.3 Conclusão do Capítulo

Neste capítulo foi definido um modelo de carregamento de veículos elétricos que utiliza energia da rede elétrica e da produção fotovoltaica. No modelo, foi considerado o carregamento de diferentes veículos com diferentes potências de carga, a possibilidade de vender o excedente da produção fotovoltaica à rede, tarifas dinâmicas para aquisição de energia e tarifas fixas para venda de energia à rede.

No Capítulo 5 apresentaremos os resultados das simulações comparando os algoritmos PL e AEDF utilizando o modelo proposto no Capítulo 4, tendo em consideração todos os aspetos vistos anteriormente.



# Capítulo 5

## SIMULAÇÃO E RESULTADOS

---

Neste capítulo, avalia-se o modelo e compara-se os algoritmos, PL e AEDF, para o escalonamento de carga de VEs. Um conjunto de simulações são feitas considerando os dados reais que compreendem os níveis de geração e as tarifárias, de diferentes dias dos anos 2014 e 2015. Para cada um desses dias, as tarifas foram obtidas do mercado ibérico de eletricidade, OMI-Polo Español s.a. (Omie) [52], e foram considerados níveis reais de geração de energia obtidos pela instalação fotovoltaica, em Olhão, Algarve, Portugal.

Os dados foram normalizados em períodos de 15 minutos. Assim, um intervalo de tempo para 24 horas é representado por 96 períodos de 15 minutos.

A restante estrutura deste capítulo compreende 4 seções. Na seção 5.1 avalia-se o comportamento dos algoritmos com número de VEs e potência máxima da instalação reduzida. Na seção 5.2 analisa-se comportamento dos algoritmos ao restringir a potência máxima da instalação. Na seção 5.3 comparam-se os algoritmos em diferentes condições e estações do ano. O capítulo é encerrado na seção 5.4 apresentado as conclusões obtidas.

### **5.1 Comportamento dos Algoritmos com número de VEs e potência máxima da instalação reduzida**

No primeiro cenário, foram considerados parâmetros de entrada que permitam testar os algoritmos no limite. Assim, foram considerados 4 VEs com os perfis de carga apresentados na Tabela 5.1 e a previsão de escalonamento ilustrado na Figura 5.1. A potência contratada considerada foi de 6,6 kW.

Tabela 5.1 – Perfil de carga de 4 VEs

VE	Chegada	Saída	Energia Solicitada Garantida	Energia Solicitada Não Garantida (Opcional)	Potência Carga
VE1	10	12	6,6	0	3,3
VE2	10	11	3,3	0	3,3
VE3	10	13	6,6	0	3,3
VE4	10	13	3,3	0	3,3

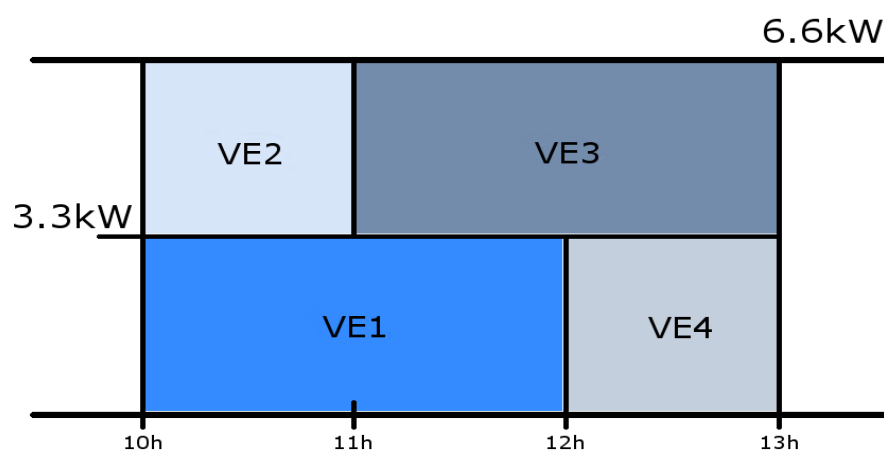
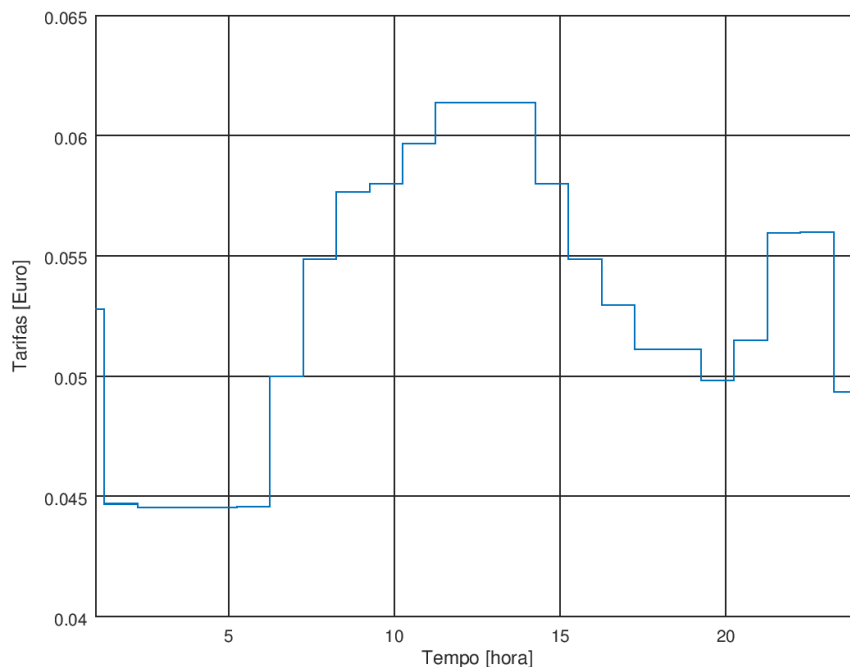


Figura 5.1 – Previsão de escalonamento de 4 VEs

A Figura 5.1 mostra o escalonamento de 4 VEs, ambos com uma potência de carga de 3,3 kW, num estabelecimento com uma potência contratada de 6,6 kW. O VE1 começa a carregar às 10 horas e termina às 12 horas com a solicitação de 6,6 kWh de energia garantidas. O VE2 começa a mesma hora que VE1 e sai às 11 horas com uma carga 3,3 kWh como solicitado. O VE3 inicia às 11 horas, dura 2 horas a carregar e sai às 13 horas com a carga de 6,6 kWh garantidas. E por último, o VE4 inicia às 12 horas e termina às 13 horas e a solicitação de 3,3 kW de energia cumpridas.

Não se considerou a existência de energia renovável, e por conseguinte, a venda do excedente de produção fotovoltaica, ou o carregamento dos VEs utilizando componente de Energia renovável garantida e Não Garantida (opcional). Foi utilizado

uma Tarifa do mercado para compra de energia do dia 04 de Agosto de 2014, como mostra a Figura 5.2.



**Figura 5.2 – Tarifas de energia que é comprada a partir da DSO para o dia 04 de Agosto de 2014**

Utilizando estas condições, foram realizados testes sistemáticos com 5 iterações para avaliar o desempenho dos algoritmos de carregamento em termos de custo e o tempo de execução.

A Tabela 5.2 mostra os resultados dos algoritmos neste cenário. Esta tabela mostra o custo que uma operadora de carregamento deveria pagar a DSO (e não o custo que um utilizador de um VE pagaria à operadora).

Na Tabela 5.2 podemos verificar que ambos os algoritmos cumpriram os requisitos de carga com o mesmo custo a ser pago ao DSO. Salienta-se que o AEDF apresenta um tempo de execução significativamente menor que o PL.

Tabela 5.2 – Resultados do escalonamento ao reduzir o número de VEs e potência máxima da instalação

Parâmetro de avaliação	Solução de Escalonamento	
	PL	AEDF
Potência Contratada da rede elétrica/DSO (kW)	6,6	6,6
Custo (€)	1,198	1,198
Energia não renovável alocada ao Componente Garantido (kWh)	19,8	19,8
Número de VEs Carregados	4	4
Total Energy (kWh)	19,8	19,8
Tempo de Computação (s)	0,095	0,004
Potência Máxima Utilizada (kW)	6,6	6,6

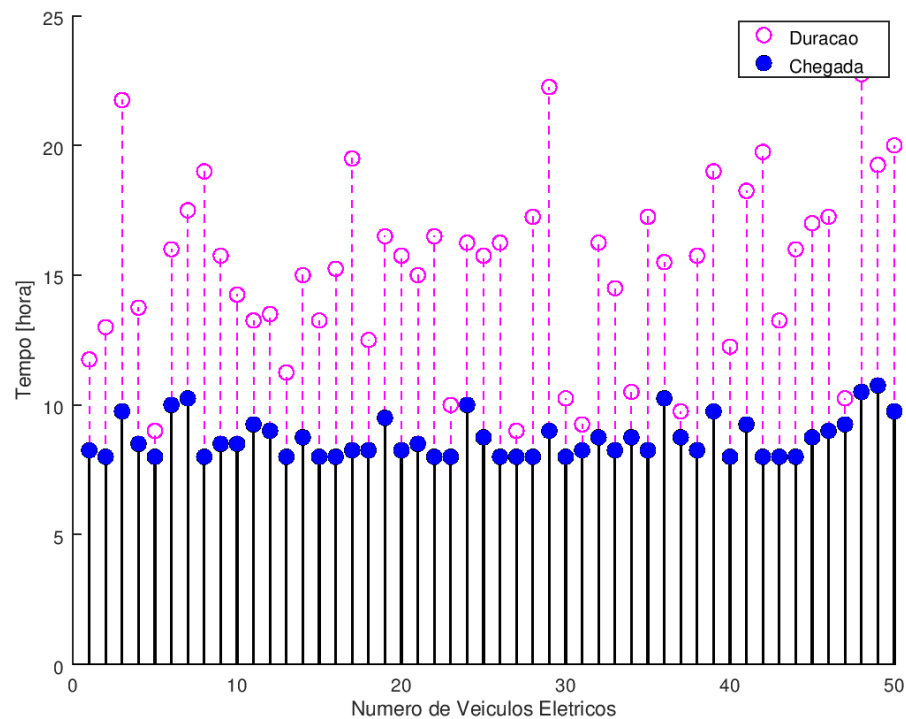
## 5.2 Comportamento dos Algoritmos ao restringir a potência máxima da instalação

No segundo e nos seguintes cenários, considera-se um parque de carga para 50 VEs. Os tempos de chegada dos VEs foram gerados utilizando uma distribuição de Poisson, com uma média de 8,0 (horas) e um desvio padrão de 1,0 (hora). O período máximo de carga também foi regulado por uma distribuição normal com uma média de 9,0 (horas) e um desvio padrão de 4,0 (horas), como mostra a Figura 5.3.

A hora de chegada de cada VE é representada pelo círculo a azul, a linha tracejada e o círculo de cor rosa representa respetivamente a duração e a hora de saída.

Os componentes de energia Garantidos e Não Garantidos solicitados também foram gerados através de distribuições normais. No caso do componente Garantido, foi considerado que os motoristas solicitam uma média de 9,0 kWh e um desvio padrão de 4,0 kWh, enquanto no caso do componente Não Garantido, foi considerado que eles solicitam uma média de 3,0 kWh e um desvio padrão de 2,0 kWh.

As potências de carga de VEs foram selecionadas entre os valores de 3,3 kW, 6,6 kW e 50 kW, respetivamente, com rácios de probabilidade de 57,1%, 28,6% e 14,3%.



**Figura 5.3 – Hora de chegada e duração de 50 VEs**

Neste cenário, é avaliado o comportamento de ambos os algoritmos ao restringir a potência máxima da instalação, que foi feita para variar entre 60 kW e 165 kW. Não foi considerada a geração de energia renovável. Foi considerada um tarifário de 4 de agosto de 2014, que é mostrada na Figura 5.2.

Os resultados de ambos os algoritmos são mostrados na Tabela 5.3. Pode-se verificar que ambas as soluções se comportam de forma semelhante, com duas diferenças principais. Em primeiro lugar, o algoritmo AEDF não é capaz de carregar todos os veículos quando a potência máxima atinge o limite inferior de 60 kW. Além disso, os tempos de computação do algoritmo PL são significativamente maiores que os do AEDF.

**Tabela 5.3 – Resultados do escalonamento ao restringir a potência máxima da instalação.**

Algoritmo	Potência Máxima ou Potência Contratada (kW)							
	60.0	75.0	90.0	105.0	120.0	135.0	150.0	165.0
Custo (€)								
PL	22.22	20.86	21.92	22.91	22.83	21.03	23.24	22.34
AEDF	22.07	20.94	21.94	22.96	22.82	21.05	23.23	22.38
Receitas de venda de energia renovável (€)								
PL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
AEDF	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Energia não renovável atribuída ao componente Garantido (kWh)								
PL	423.80	400.80	418.20	439.60	435.80	401.80	441.80	427.80
AEDF	419.75	400.14	417.30	438.89	435.10	401.55	441.28	427.43
Quantidade total de energia Garantida que foi carregada (kWh)								
PL	423.80	400.80	418.20	439.60	435.80	401.80	441.80	427.80
AEDF	419.75	400.14	417.30	438.89	435.10	401.55	441.28	427.43
Energia Total (kWh)								
PL	423.80	400.80	418.20	439.60	435.80	401.80	441.80	427.80
AEDF	419.75	400.14	417.30	438.89	435.10	401.55	441.28	427.43
Número de VEs carregados								
PL	50	50	50	50	50	50	50	50
AEDF	49.60	50	50	50	50	50	50	50
Tempo de computação (s)								
PL	9.89	9.84	9.83	9.79	9.82	9.91	9.92	9.86
AEDF	0.022	0.019	0.016	0.016	0.019	0.016	0.019	0.019
Potência máxima utilizada (kW)								
PL	60	75	90	105	116	135	147.16	132
AEDF	60	75	90	105	120	135	150	157

### 5.3 Comparação dos Algoritmos em Diferentes Condições e estações do ano

Nos testes a seguir, é considerado um cenário de autoconsumo onde a energia é produzida nas instalações de estacionamento e a energia gerada pode ser utilizada no processo de carga.

Como os mecanismos de escalonamento aqui considerados são preditivos, os níveis de geração de energia renovável necessitam ser previstos. Sempre que a energia gerada for superior à potência alocada aos VEs, a diferença entre ambos será vendida à rede elétrica, a um preço de 0,045 euros por kWh (um preço de referência em Portugal), resultante do que foi descrito na seção 2.4.4.1.

Quando a potência gerada é menor do que a potência utilizada para o carregamento de VEs, a diferença entre ambos será comprada à rede de serviços públicos.

Nesse caso, considera-se tarifas dinâmicas diárias, cujos preços variam de acordo com o mercado ibérico OMIE [52].

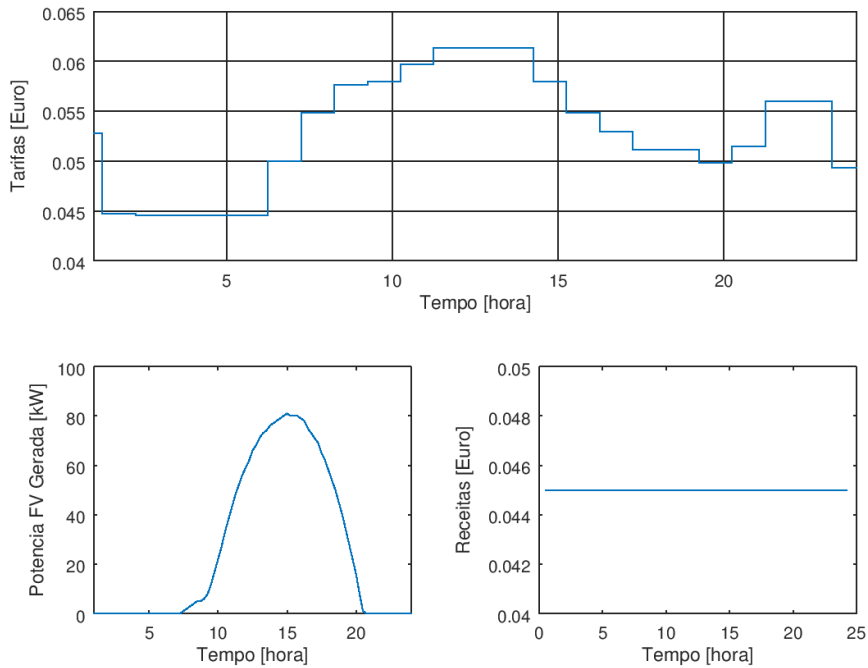
Dado os resultados da subseção anterior, a potência máxima da instalação foi configurada para 120 kW, o que é suficiente para garantir que o controle de acesso dos mecanismos de escalonamento não rejeite os VEs que chegam. Considera-se que o parque tem 50 estações de carregamento e que os VEs solicitaram componentes de energia Garantidos e Não Garantidos, conforme definido no início desta seção.

Utilizando essas condições, cinco iterações foram feitas de um dia inteiro de escalonamento, avaliando os resultados em termos de custo, lucro e tempo de execução, entre outros.

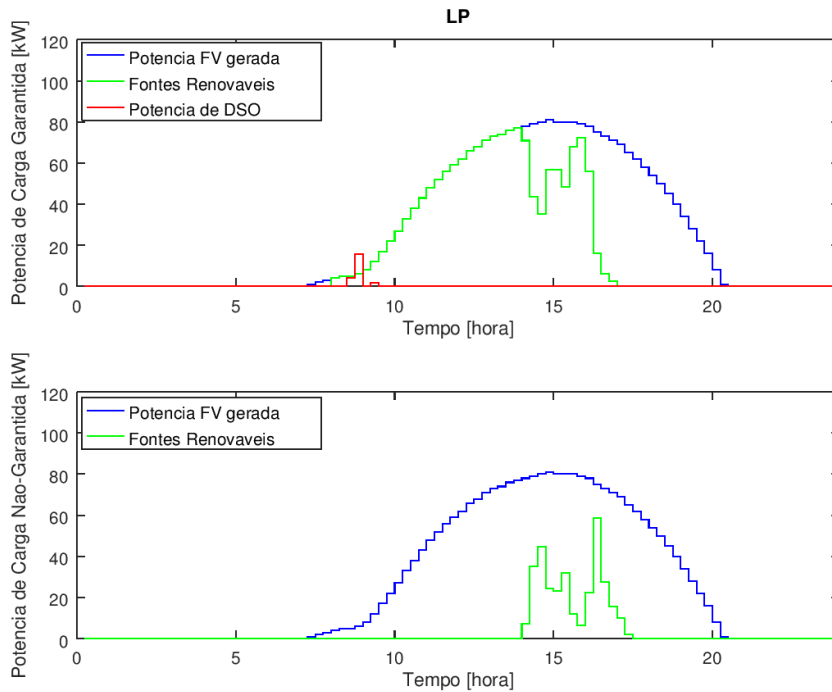
### **5.3.1 Resultados do primeiro teste – Dia de verão sem nuvens**

No primeiro teste, considera-se um dia de verão (4 de agosto de 2014), sem nuvens. A parte superior da Figura 5.4 mostra as tarifas consideradas e a parte inferior esquerda mostra a curva de geração de energia fotovoltaica, que atinge uma potência máxima de 80 kW.

As Figura 5.5 e Figura 5.6 mostram os resultados de escalonamento dos algoritmos PL e AEDF, respectivamente, que compreendem os diferentes níveis de potência durante o dia. A curva azul representa o nível de geração de energia renovável. A curva verde representa energia renovável que foi alocada para VEs e a curva vermelha a energia obtida do DSO para carregar os VEs. Como podemos ver, os algoritmos PL e AEDF, produzem resultados similares em termos de utilização renovável.

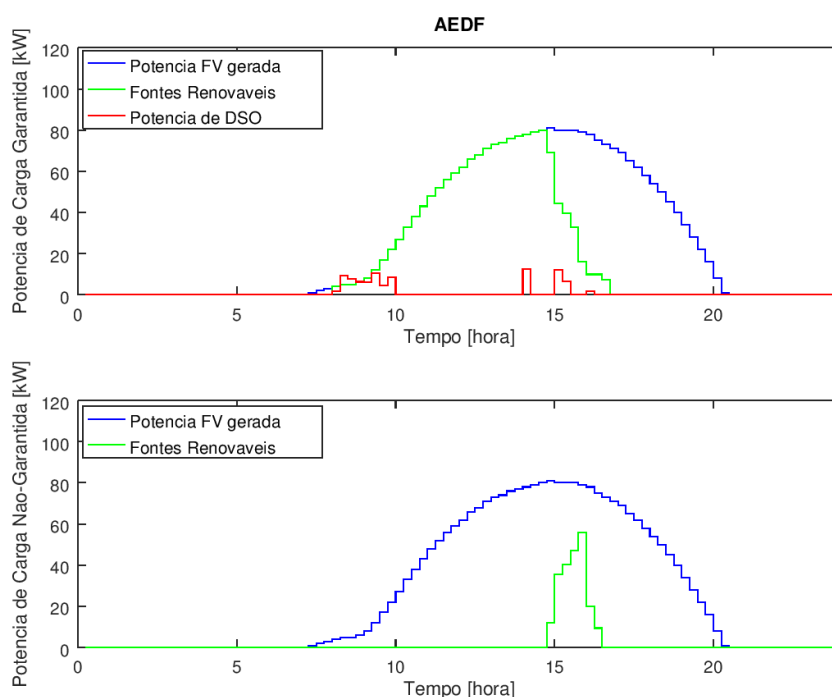


**Figura 5.4 – Tarifas de energia que é comprada a partir da DSO (superior), níveis de geração utilizando painéis fotovoltaicos (inferior esquerdo) e lucro por kWh (inferior direito) para o dia 04 de Agosto de 2014**



**Figura 5.5 – Energia alocada de todos os EVSEs no caso do algoritmo PL, incluindo os componentes Garantidos (superior) e Não-Garantidos (inferior) para o dia 04 de Agosto de 2014**





**Figura 5.6 – Energia alocada de todos os EVSEs, no caso do algoritmo AEDF, incluindo os componentes Garantidos (superior) e Não-Garantidos (inferior) para o dia 04 de Agosto de 2014**

A Tabela 5.4 reflete os resultados dos algoritmos neste cenário. Como pode ser visto, ambos os algoritmos, PL e AEDF, são capazes de cumprir as solicitações Garantidos. Ao mesmo tempo, eles são capazes de maximizar o uso das energias renováveis disponíveis e minimizar o consumo de energia da DSO. O algoritmo AEDF usou uma quantidade menor de energia renovável, quando comparado com o algoritmo PL. O AEDF exigiu mais energia DSO para cumprir todos os pedidos garantidos e, conseqüentemente, pagando mais pela energia comprada, quando comparada com o algoritmo PL. O AEDF atinge uma maior receita com a venda de energia renovável e maior lucro quando comparado a PL. A diferença entre lucros de ambos os algoritmos foi de 0,68 Euros.

Tabela 5.4 – Resultados médios obtidos em cinco iterações dos testes de simulação, considerando o nível de geração e as tarifárias no dia 04 de Agosto de 2014

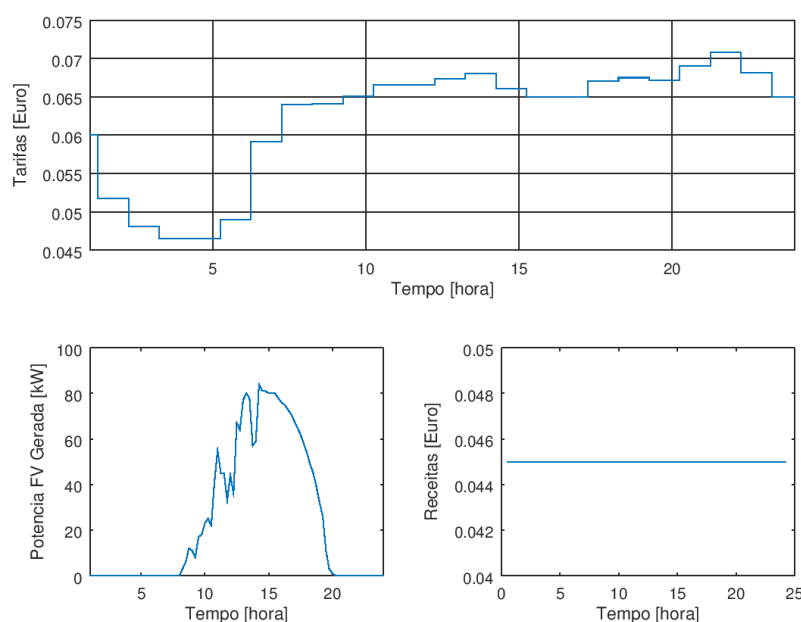
Parâmetro de avaliação	Solução de Escalonamento	
	PL	AEDF
Potência Contratada da rede elétrica/DSO (kW)	120	120
Custo (€)	0,30	1,20
Receita de venda de energia renovável (€)	5,25	6,83
Lucro (€)	4,95	5,63
Energia não renovável alocada ao Componente Garantido (kWh)	5,14	20,96
Energia renovável alocada ao componente Garantido (kWh)	412,66	396,84
Energia renovável alocada ao componente Não Garantido (kWh)	94,10	74,84
Quantidade total de energia Garantida carregada (kWh)	417,80	417,80
Quantidade total de Energia Renovada alocada (kWh)	506,76	471,68
Total de Energia (kWh)	511,90	492,64
Número de VEs Carregados	50	50
Tempo de Computação (s)	9,90	0,019
Potência Máxima Utilizada (kW)	6	15,48
Energia Renovável Vendida (kWh)	116,74	151,82
Número de VEs cujo componente Garantido não foi cumprido	0	0
Quantidade total de energia solicitada que não foi alocada	0	0

No entanto, o AEDF mostrou um tempo de computação muito menor do que o PL. Dependendo da capacidade de computação do servidor, um escalonamento de um novo VE pode levar aproximadamente 10 segundos para ser obtido ao utilizar o algoritmo PL.

### 5.3.2 Resultados do segundo teste – Dia parcialmente nublado de verão

No segundo teste, também se considera um dia de verão (8 de Setembro de 2014), mas com algumas nuvens. A parte superior da Figura 5.7 mostra as tarifas consideradas. A Figura 5.7, na parte inferior esquerda, mostra a curva de geração de energia renovável, com uma produção máxima de aproximadamente 80 kW.

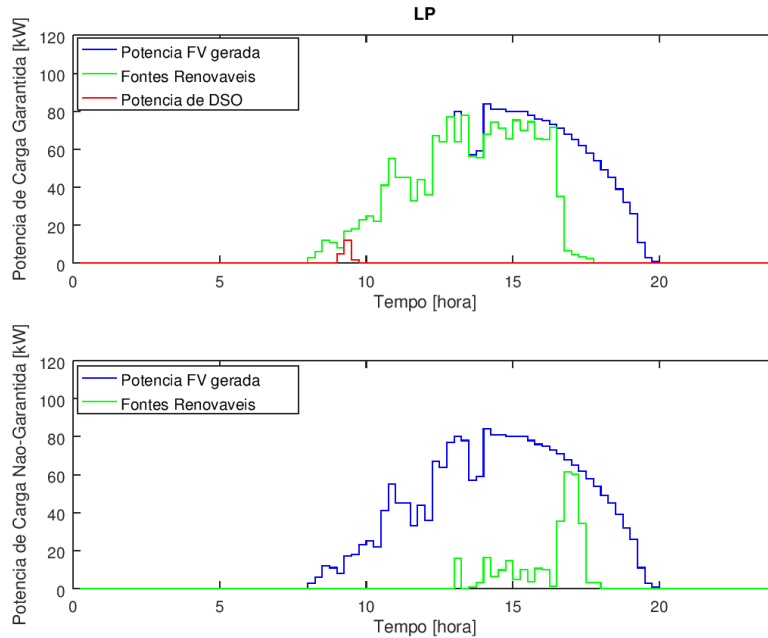
As Figura 5.8 e Figura 5.9 mostram os resultados do escalonamento dos algoritmos PL e AEDF, respetivamente, compreendendo os diferentes níveis de potência durante o dia. A curva azul representa o nível de geração de energia renovável. A curva verde representa energia renovável que foi alocada para VEs e a curva vermelha a energia obtida do DSO para carregar os VEs. Como podemos ver, os algoritmos PL e AEDF, produzem resultados similares em termos de lucro.



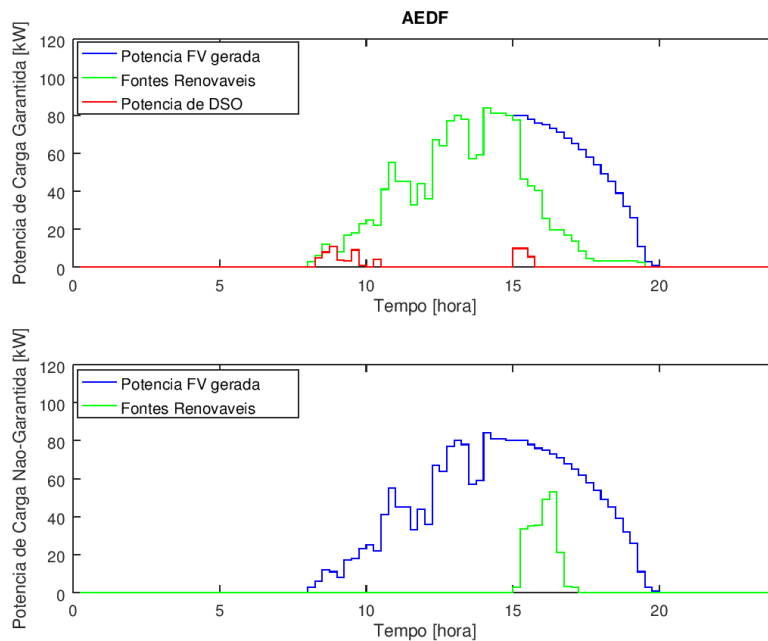
**Figura 5.7 – Tarifas de energia que é comprada a partir do DSO (superior), níveis de geração utilizando painéis fotovoltaicos (inferior esquerdo) e lucro por kWh (inferior direito) para o dia 08 de Setembro de 2014**

A Tabela 5.5 reflete os resultados dos algoritmos neste cenário. Os resultados são muito semelhantes aos obtidos no cenário anterior. Como pode ser visto ambos os algoritmos, PL e AEDF, foram capazes de cumprir os pedidos Garantidos. Ao mesmo tempo, eles foram capazes de maximizar o uso da energia renovável disponível e

minimizar o consumo de energia a partir do DSO. A diferença entre lucros de ambos os algoritmos também é insignificante (0,56 euros).



**Figura 5.8 – Energia alocada de todos os EVSEs no caso do algoritmo PL, incluindo os componentes Garantidos (parte superior) e Não-Garantidos (inferior) para o dia 08 de Setembro de 2014**



**Figura 5.9 – Energia alocada de todos os EVSEs, no caso do algoritmo AEDF, incluindo os componentes Garantidos (superior) e Não-Garantidos (inferior) para o dia 08 de Setembro de 2014**

Tabela 5.5 – Resultados médios obtidos em cinco iterações dos testes de simulação, considerando o nível de geração e as taxas tarifárias no dia 08 de Setembro de 2014

Parâmetro de avaliação	Solução de Escalonamento	
	PL	AEDF
Potência Contratada da rede elétrica/DSO (kW)	120	120
Custo (€)	0,31	1,29
Receita de venda de energia renovável (€)	3,95	5,49
Lucro (€)	3,64	4,20
Energia não renovável alocada ao Componente Garantido (kWh)	4,76	19,85
Energia renovável alocada ao componente Garantido (kWh)	394,24	379,15
Energia renovável alocada ao componente Não Garantido (kWh)	92,54	73,31
Quantidade total de energia Garantida carregada (kWh)	399	399
Quantidade total de Energia Renovada alocada (kWh)	486,78	452,46
Total de Energia (kWh)	491,54	472,31
Número de VEs Carregados	50	50
Tempo de Computação (s)	9,87	0,016
Potência Máxima Utilizada (kW)	12	16,02
Energia Renovável Vendida (kWh)	87,71	122,04
Número de VEs cujo componente Garantido não foi cumprido	0	0
Quantidade total de energia solicitada que não foi alocada	0	0

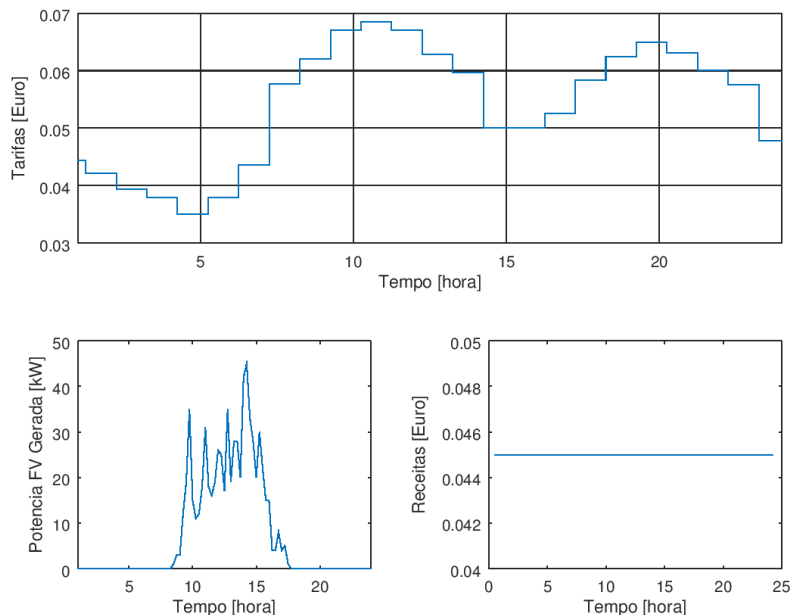
### 5.3.3 Resultados do terceiro teste – Dia inverno com poucas nuvens

No terceiro teste, considera-se um dia de inverno com poucas nuvens (23 de janeiro de 2015). A parte superior da Figura 5.10 mostra as tarifas consideradas. A Figura

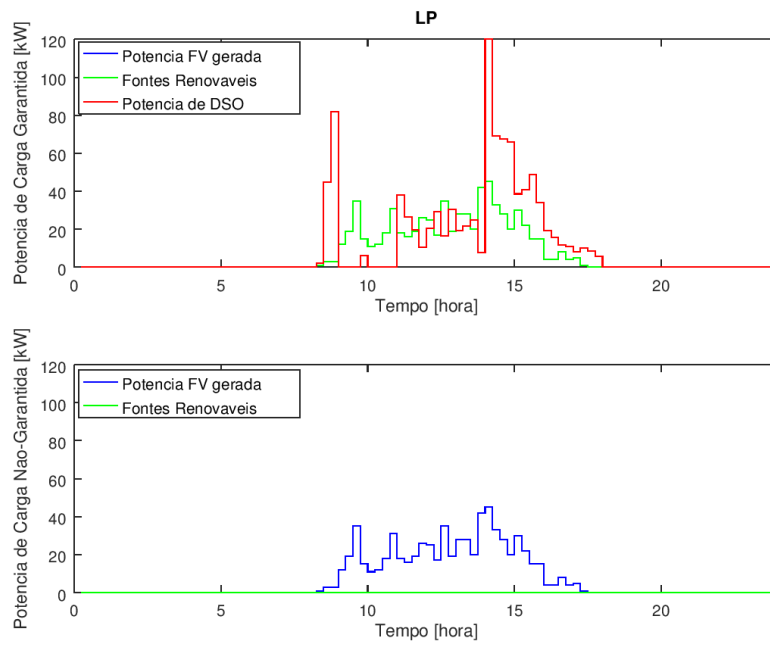
5.10, na parte inferior esquerda, mostra a curva de geração de energia renovável, atingindo uma potência máxima de 45 kW.

As Figura 5.11 e Figura 5.12 mostram os resultados do escalonamento dos algoritmos PL e AEDF, respectivamente, compreendendo os diferentes níveis de potência durante o dia. A curva azul representa o nível de geração de energia renovável. A curva verde representa energia renovável que foi alocada para VEs e a curva vermelha a energia obtida do DSO para carregar os VEs. Como podemos ver, os algoritmos PL e AEDF, produzem resultados similares em termos de lucro.

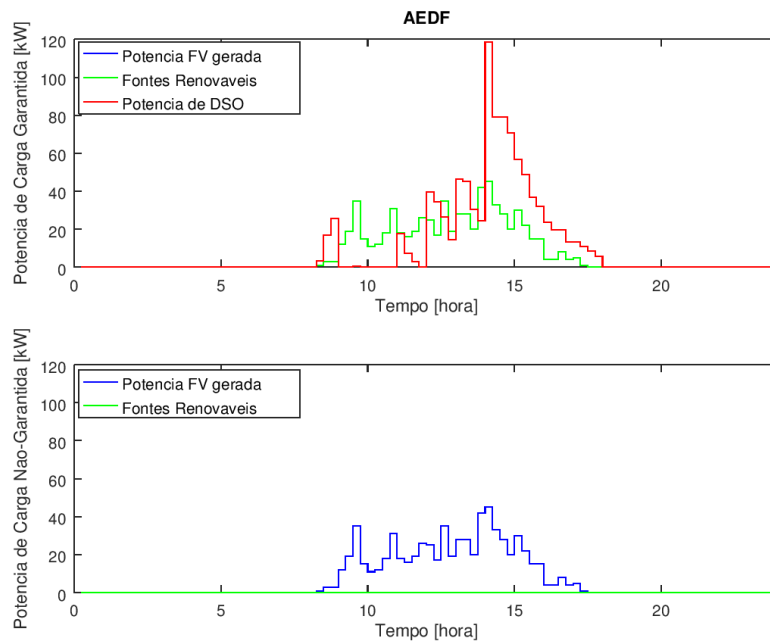
A Tabela 5.6 reflete os resultados dos algoritmos neste cenário. Como pode ser visto, ambos os algoritmos, PL e AEDF, são capazes de cumprir as solicitações Garantida, mas além de utilizar toda a energia disponível das fontes de energia renováveis, eles requerem ainda quantidades significativas de energia a partir do DSO. Neste caso, no entanto, nenhuma energia é alocada aos componentes Não Garantida. Além disso, nenhuma energia é vendida ao DSO e, portanto, o balanço entre custos e receita é negativo. Ainda assim, não se considera o lucro de venda de energia aos proprietários de automóveis, o que contabilizará a computação de lucro final.



**Figura 5.10 – Tarifas de energia que é comprada a partir do DSO (superior), níveis de geração utilizando painéis fotovoltaicos (inferior esquerdo) e lucro por kWh (inferior direito) para o dia 23 de Janeiro de 2015**



**Figura 5.11 – Energia alocada de todos os EVSEs no caso do algoritmo PL, incluindo os componentes Garantidos (parte superior) e Não-Garantidos (inferior) para o dia 23 de Janeiro de 2015**



**Figura 5.12 – Energia alocada de todos os EVSEs, no caso do algoritmo AEDF, incluindo os componentes Garantidos (superior) e Não-Garantidos (inferior) para o dia 23 de Janeiro de 2015**

Tabela 5.6 – Resultados médios obtidos em cinco iterações dos testes de simulação, considerando o nível de geração e as taxas tarifárias no dia 23 de Janeiro de 2015

Parâmetro de avaliação	Solução de Escalonamento	
	PL	AEDF
Potência Contratada da rede elétrica/DSO (kW)	120	120
Custo (€)	13,53	13,44
Receita de venda de energia renovável (€)	0	0
Lucro (€)	-13,53	-13,44
Energia não renovável alocada ao Componente Garantido (kWh)	244,05	244,05
Energia renovável alocada ao componente Garantido (kWh)	171,75	171,75
Energia renovável alocada ao componente Não Garantido (kWh)	0	0
Quantidade total de energia Garantida carregada (kWh)	415,80	415,80
Quantidade total de Energia Renovada alocada (kWh)	171,75	171,75
Total de Energia (kWh)	415,80	415,80
Número de VEs Carregados	50	50
Tempo de Computação (s)	9,87	0,019
Potência Máxima Utilizada (kW)	104,62	110,64
Energia Renovável Vendida (kWh)	0	0
Número de VEs cujo componente Garantido não foi cumprido	0	0
Quantidade total de energia solicitada que não foi alocada	0	0

### 5.3.4 Resultados do quarto teste – Dia nublado de inverno

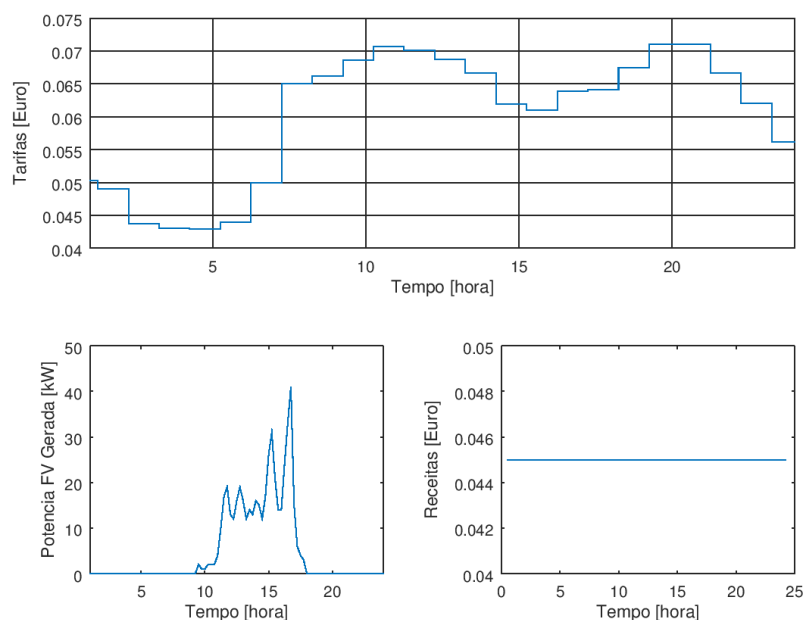
No quarto teste, considera-se um dia nublado de inverno (10 de fevereiro de 2015). A parte superior da Figura 5.13 mostra as tarifas consideradas. A Figura 5.13, na parte



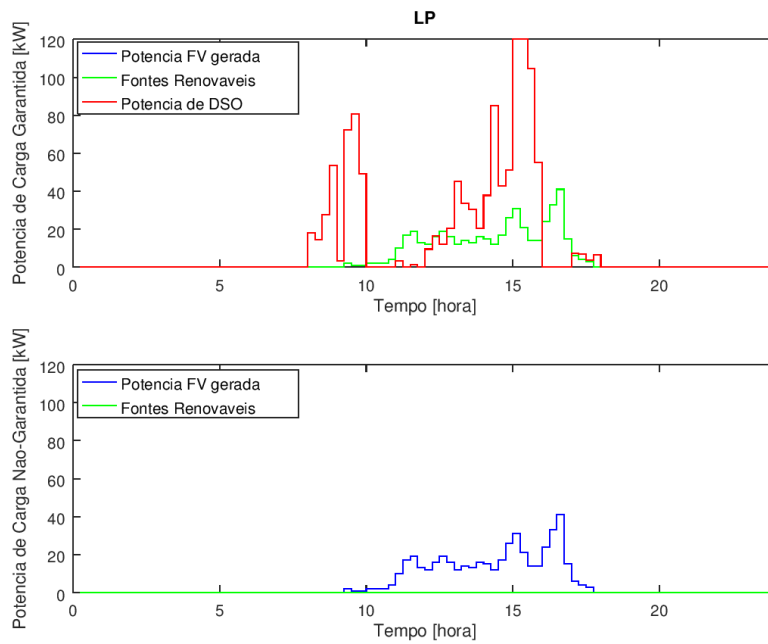
inferior esquerda, mostra a curva de geração de energia renovável, atingindo uma potência máxima de 41 kW.

As Figura 5.14 e Figura 5.15 mostram os resultados do escalonamento dos algoritmos PL e AEDF, respetivamente, compreendendo os diferentes níveis de potência durante o dia. A curva azul representa o nível de geração de energia renovável. A curva verde representa energia renovável que foi alocada para VEs e a curva vermelha a energia obtida do DSO para carregar os VEs. Como podemos ver, os algoritmos PL e AEDF, produzem resultados similares em termos de lucro.

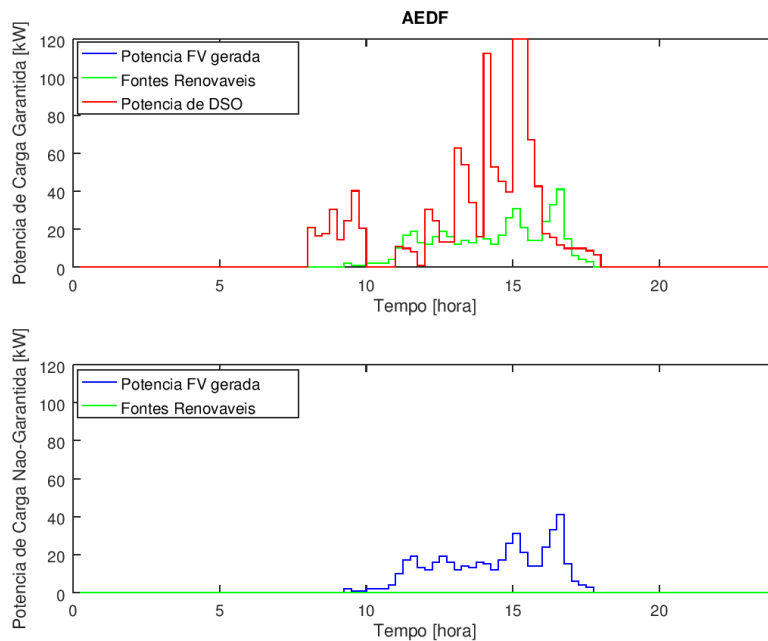
A Tabela 5.7 reflete os resultados dos algoritmos neste cenário. Como pode ser visto, ambos os algoritmos, PL e AEDF, são capazes de cumprir as solicitações Garantida, mas além de utilizar toda a energia disponível das fontes de energia renováveis, eles precisam de quantidades significativas de energia a partir do DSO. Como no terceiro teste, nenhuma energia é alocada aos componentes Não Garantida. Além disso, nenhuma energia é vendida para o DSO e, portanto, o balanço entre custos e receita é negativo. Ainda assim, não estamos considerando o lucro de vender energia para os proprietários de automóveis, o que contabilizará a computação de lucro final.



**Figura 5.13 – Tarifas de energia que é comprada a partir do DSO (superior), níveis de geração utilizando painéis fotovoltaicos (inferior esquerdo) e lucro por kWh (inferior direito) para o dia 10 de fevereiro de 2015**



**Figura 5.14 – Energia alocada de todos os EVSEs no caso do algoritmo PL, incluindo os componentes Garantidos (parte superior) e Não-Garantidos (inferior) para o dia 10 de fevereiro de 2015**



**Figura 5.15 – Energia alocada de todos os EVSEs, no caso do algoritmo AEDF, incluindo os componentes Garantidos (superior) e Não-Garantidos (inferior) para o dia 10 de fevereiro de 2015**

Tabela 5.7 – Resultados médios obtidos em cinco iterações dos testes de simulação, considerando o nível de geração e as taxas tarifárias no dia 10 de fevereiro de 2015

Parâmetro de avaliação	Solução de Escalonamento	
	PL	AEDF
Potência Contratada da rede elétrica/DSO (kW)	120	120
Custo (€)	19,99	19,95
Receita de venda de energia renovável (€)	0	0
Lucro (€)	-19,99	-19,95
Energia não renovável alocada ao Componente Garantido (kWh)	309,05	309,05
Energia renovável alocada ao componente Garantido (kWh)	116,75	116,75
Energia renovável alocada ao componente Não Garantido (kWh)	0	0
Quantidade total de energia Garantida carregada (kWh)	425,80	425,80
Quantidade total de Energia Renovada alocada (kWh)	116,75	116,75
Total de Energia (kWh)	425,80	425,80
Número de VEs Carregados	50	50
Tempo de Computação (s)	9,76	0,022
Potência Máxima Utilizada (kW)	111,88	118,24
Energia Renovável Vendida (kWh)	0	0
Número de VEs cujo componente Garantido não foi cumprido	0	0
Quantidade total de energia solicitada que não foi alocada	0	0

### 5.3.5 Resultados do quinto teste – Dia de inverno sem nuvens com tarifas baixas

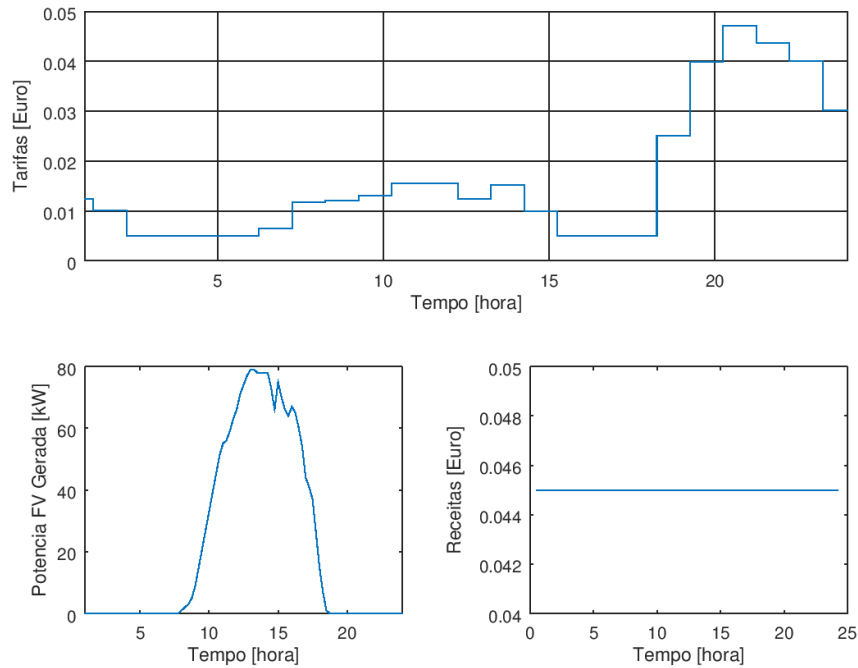
No quinto teste, considera-se um dia de inverno sem nuvens (22 de fevereiro de 2015). A parte superior da Figura 5.16 mostra as taxas de tarifas consideradas. A Figura 5.16, na parte inferior esquerda, mostra a curva de geração, atingindo um máximo de potência de quase 80 kW.

Uma característica interessante deste dia é que durante a maior parte do dia, o custo de compra de eletricidade no mercado ibérico foi muito baixo. Dado o fato de que a legislação em Portugal afirma que o preço da compra de eletricidade depende do preço médio do mês passado, o preço para a venda de energia foi maior do que o preço para a compra. Embora isso possa ser considerado irrealista, iremos verificar como os algoritmos se comportam em tal situação.

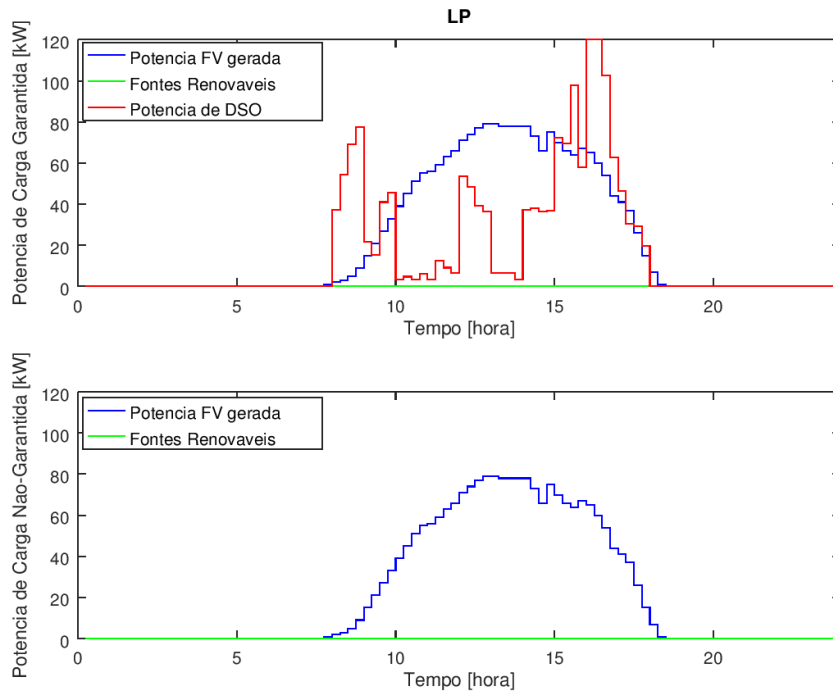
As Figura 5.17 e Figura 5.18 mostram os resultados do escalonamento dos algoritmos PL e AEDF, respectivamente, compreendendo os diferentes níveis de potência durante o dia. A curva azul representa o nível de geração de energia renovável. A curva verde representa energia renovável que foi alocada para VEs e a curva vermelha a energia obtida do DSO para carregar os VEs.

A Tabela 5.8 reflete os resultados dos algoritmos neste cenário. Como pode ser visto, ambos os algoritmos, PL e AEDF, utilizam a energia renovável mais alta possível para cumprir os pedidos de componente Garantida, mas em vez de utilizar a energia renovável restante para cumprir a componente Não Garantida, eles o vendem ao DSO. Isto, no entanto, pode ser diferente se o lucro de venda de energia ao proprietário (variável não considerada) do automóvel for maior do que o lucro de venda para o DSO.

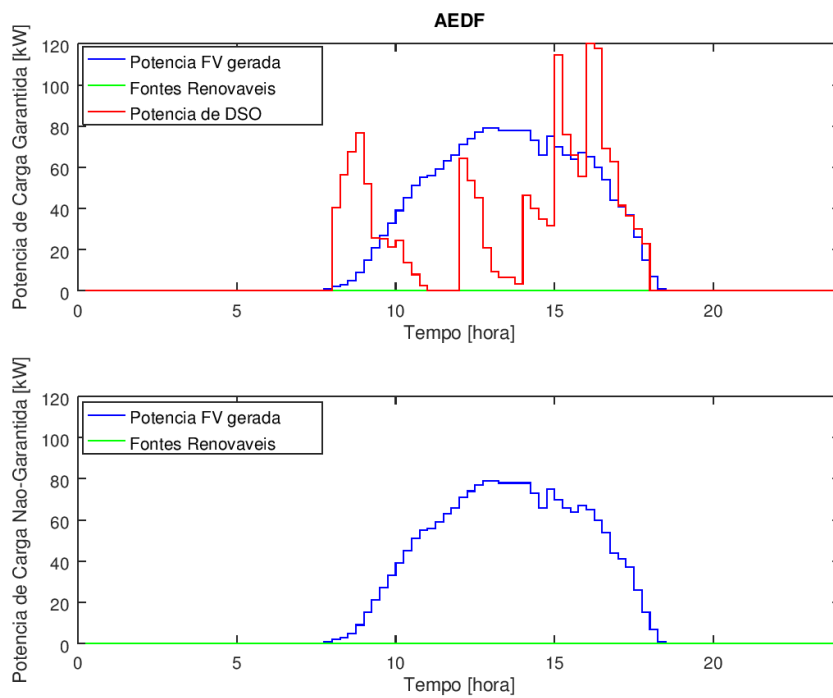
Tabela 5.8 mostra que ambos os algoritmos, PL e AEDF, cumprem as solicitações de energia de todas as partes Garantidas. O AEDF apresenta o custo e lucro quase iguais ao PL. Entretanto, o AEDF apresenta um tempo de computação muito menor que o PL. Isto, num cenário real, pode ser desagradável para um utilizador, que terá de esperar aproximadamente 10 segundos para saber se o veículo irá ser aceite para carregar.



**Figura 5.16 – Tarifas de energia que é comprada a partir do DSO (superior), níveis de geração utilizando painéis fotovoltaicos (inferior esquerdo) e lucro por kWh (inferior direito) para o dia 22 de Fevereiro de 2015**



**Figura 5.17 – Energia alocada de todos os EVSEs no caso do algoritmo PL, incluindo os componentes Garantidos (parte superior) e Não-Garantidos (inferior) para o dia 22 de Fevereiro de 2015**



**Figura 5.18 – Energia alocada de todos os EVSEs, no caso do algoritmo AEDF, incluindo os componentes Garantidos (superior) e Não-Garantidos (inferior) para o dia 22 de Fevereiro de 2015**

Tabela 5.8 – Resultados médios obtidos em cinco iterações dos testes de simulação, considerando o nível de geração e as taxas tarifárias no dia 22 de Fevereiro de 2015

Parâmetro de avaliação	Solução de Escalonamento	
	PL	AEDF
Potência Contratada da rede elétrica/DSO (kW)	120	120
Custo (€)	3,75	3,81
Receita de venda de energia renovável (€)	23,32	23,32
Lucro (€)	19,57	19,51
Energia não renovável alocada ao Componente Garantido (kWh)	391,60	391,60
Energia renovável alocada ao componente Garantido (kWh)	0	0
Energia renovável alocada ao componente Não Garantido (kWh)	0	0
Quantidade total de energia Garantida carregada (kWh)	391,60	391,60
Quantidade total de Energia Renovada alocada (kWh)	0	0
Total de Energia (kWh)	391,60	391,60
Número de VEs Carregados	50	50
Tempo de Computação (s)	9,84	0,022
Potência Máxima Utilizada (kW)	115,38	119,30
Energia Renovável Vendida (kWh)	518,25	518,25
Número de VEs cujo componente Garantido não foi cumprido	0	0
Quantidade total de energia solicitada que não foi alocada	0	0

## 5.4 Conclusão do Capítulo

Neste capítulo foram apresentados vários cenários para testar o comportamento dos algoritmos PL e AEDF para escalonamento de veículos elétricos. Quando os algoritmos são testados no limite, utilizando dados de entradas reduzidas e sem considerar a produção fotovoltaica, pode-se concluir que ambos satisfazem as solicitações Garantida de carga, apresentando dados iguais, exceto em relação ao tempo de computação. Neste, o algoritmo AEDF apresenta menor tempo que o algoritmo PL.

Ao considerar um parque com capacidade de 50 VEs e ao restringir a potência máxima da instalação sem considerar a produção fotovoltaica, pode-se concluir que ambos os algoritmos apresentaram comportamentos similares, com apenas duas diferenças: (1) o algoritmo AEDF não foi capaz de carregar os 50 VEs quando a potência máxima da instalação atinge o limite inferior de 60 kW e (2) os tempos de computação do algoritmo AEDF foram menores que os do PL.

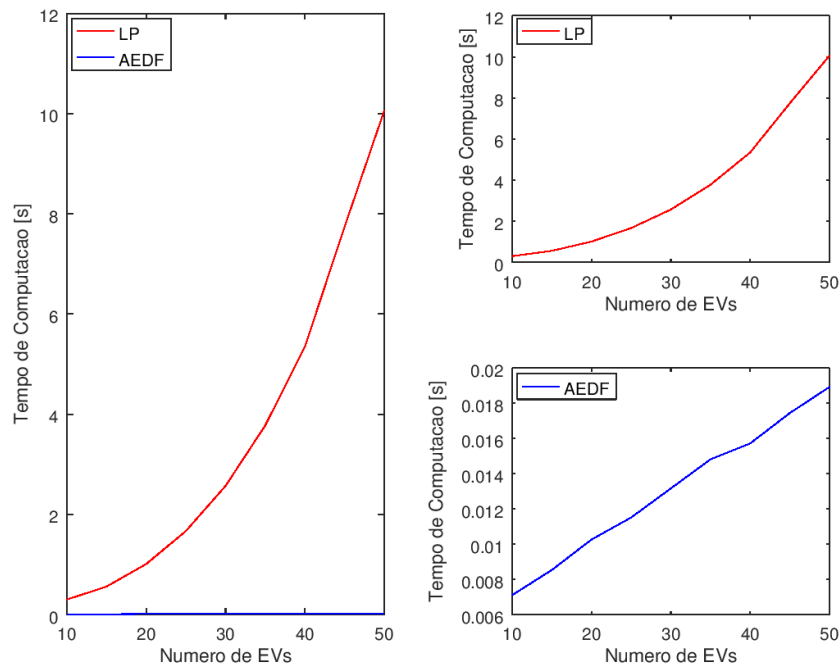
Num cenário de autoconsumo energético, onde foi considerada a compra de energia à rede utilizando diferente perfis de tarifas dinâmicas e curvas de produção de energia fotovoltaica, com venda do excedente de produção à rede, pode-se concluir que ambos os algoritmos, PL e AEDF, foram capazes de cumprir as solicitações Garantidas. Ao mesmo tempo, eles foram capazes de maximizar a utilização das energias renováveis disponíveis e minimizar o consumo de energia da rede elétrica.

Depois de uma análise feita aos resultados obtidos nos cenários apresentados neste capítulo, pode-se concluir que a principal diferença entre os dois algoritmos se encontra nos seus requisitos computacionais. Na verdade, quando utilizando um microprocessador de Intel(R) Core(TM) i3-380M, o algoritmo AEDF levou em média 20 milissegundos para escalar 50 solicitações de carregamento, que compara com os 9,88 segundos exigidos pelo algoritmo do PL. Neste sentido, cada condutor teria que esperar pelo fim do algoritmo de escalonamento para saber se a energia solicitada pode ser concedida.

O tempo que um algoritmo leva para obter uma solução é um fator importante que precisa ser considerado. A Figura 5.19 comparam ambos os algoritmos PL e AEDF em termos de tempo de computação, ao escalar um número variável de VEs. Pode-se concluir que a solução PL sofre de grave problemas de escalabilidade, que podem impedi-



lo de ser implementado em um cenário real com várias dezenas de veículos. Pelo contrário, os tempos de execução do algoritmo de AEDF são, não só, muito menor do que os de PL, mas também eles aumentam linearmente com o número de VEs sendo escalonados.



**Figura 5.19 – Tempo de computação dos algoritmos PL versus AEDF para escalonamento de diferentes números de VEs**

No Capítulo 6, após uma análise dos resultados obtidos da simulações e teste dos algoritmos de escalonamento para carregamento de veículos elétricos, serão apresentadas as conclusões finais da tese e trabalhos futuros.



# Capítulo 6

## CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

---

---

### 6.1 Conclusões

As redes elétricas precisam ser preparadas para acomodar o aumento do número de veículos elétricos, que tem vindo a aumentar significativamente ano após ano, e o elevado número de cargas simultâneas desses veículos [1][2][3]. Neste sentido, a implementação e otimização dos algoritmos de escalonamento de cargas numa instituição/parque de carregamento integrando fontes de energias renováveis é vista como um ponto crucial neste processo de preparação.

O trabalho realizado no decorrer desta dissertação permitiu analisar vários modelos de carregamento de veículos elétricos atuais. Decorrente dessa análise foram melhorados e comparados dois algoritmos preditivos de carregamento de Veículos Elétricos, em particular o algoritmo *Adapted Earliest Departure First* e Programação Linear: (1) considerando diferentes VEs com várias potências de carga, (2) utilizando dados reais relativos a energia produzida e informações reais sobre o preço de energia em diferentes períodos do ano e (3) considerando um cenário de autoconsumo onde as instalações de carregamento podem comprar e vender energia da rede elétrica.

Os testes e resultados obtidos mostram que o modelo proposto alcança, em cenários de autoconsumo energético, uma redução de custos em ambos os algoritmos testados, garantindo um maior consumo de energia renovável. Em ambos os algoritmos as curvas de consumo são ajustadas em função da produção, dos requisitos dos

utilizadores e dos preços de venda e aquisição com a empresa de distribuição. Além disso, ambos os algoritmos possibilitam a venda do excedente de produção à rede.

Entre os algoritmos de escalonamento testados, a solução AEDF proposta demonstrou ser capaz de alcançar uma redução significativa de custos com uma complexidade computacional e tempos de processamento significativamente mais baixos, quando comparados com o algoritmo LP. Os resultados obtidos demonstraram que o algoritmo AEDF pode ser por isso usado em instalações de carregamento com 50 ou mais veículos.

O algoritmo LP mostrou também bons resultados no escalonamento. Em relação ao respetivo tempo de processamento, este poderá não ser crítico em aplicações em que se utilizem poucos veículos ou em casos em que se utiliza um servidor com elevada capacidade de processamento.

Por último, a flexibilidade introduzida pelo modelo, a nível da divisão em componentes de energia Garantida e Não Garantida, mostrou adaptar-se bem à natureza intermitente das fontes renováveis.

## 6.2 Publicação

Durante o desenvolvimento e implementação deste trabalho foi publicado o seguinte artigo:

**Dario Cruz and Jânio Monteiro**, “Evaluation of Predictive based Electric Vehicle’s Charge Scheduling Algorithms in Self-Consumption Scenarios”, in *International Congress on Engineering and sustainability – INCREaSE 2017*, 11-13 de Outubro de 2017, Faro.

## 6.3 Trabalhos Futuros

Está em processo de implementação um demonstrador que permitirá o escalonamento efetivo de carga de veículos elétricos.

Para além disso, o algoritmo AEDF será utilizado no projeto de Armazenamento e Gestão de Energias Renováveis em aplicações Comerciais e Residenciais (AGERAR), financiado pelo Fundo Europeu de Desenvolvimento Regional (FEDER) através do Programa Operacional (PRODER). Nesse projeto, o modelo será estendido para permitir o controlo de cargas e descargas de baterias em edifícios.



# BIBLIOGRAFIA

---

- [1] J. Wansart and E. Schnieder, “Modeling market development of electric vehicles - from system analysis to dynamic modeling,” in *Systems Conference, 2010 4th Annual IEEE*, April 2010, pp. 371–376
- [2] J. Lopes, F. Soares, and P. Almeida, “Integration of electric vehicles in the electric power system,” *Proc. of the IEEE*, vol. 99, no. 1, pp. 168-183, Jan. 2011.
- [3] P. Richardson, D. Flynn, and A. Keane, “Optimal charging of electric vehicles in low-voltage distribution systems,” *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 27, no. 1, pp. 268–279, Feb 2012.
- [4] J. de Hoog, D. A. Thomas, V. Muenzel, D. C. Jayasuriya, T. Alpcan, M. Brazil, and I. Mareels. “Electric Vehicle Charging and Grid Constraints: Comparing Distributed and Centralized Approaches”. *Proceedings of the IEEE Power and Energy Society General Meeting*, July 2013.
- [5] J. Link, M. Buttner, D. Dallinger, and J. Richter, “Optimization algorithms for the charge dispatch of plug-in vehicles based on variable tariffs,” *Working Papers , Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research (ISI)*, Tech. Rep. S3/2010, 2010.
- [6] “History of the electric vehicle”, *Wikipedia*, 2017. [Online]. Available: [https://en.wikipedia.org/wiki/History\\_of\\_the\\_electric\\_vehicle](https://en.wikipedia.org/wiki/History_of_the_electric_vehicle). [Last access: 20-Mai- 2017].
- [7] “A History of Electric Vehicles”, *ThoughtCo*, 2017. [Online]. Available: <http://inventors.about.com/od/estartinventions/a/History-Of-Electric-Vehicles.htm>. [Last access: 25- May- 2017].
- [8] Young, W.R., Jr., "Electric vehicles of yesterday carry us into tomorrow," in *Southcon/94. Conference Record* , vol., no., pp.14-16, 29-31 March 1994 Doi: 10.1109/SOUTHHC.1994.498067
- [9] “Internal Combustion--Original Chapter 1”, *Internalcombustionbook*, 2016. [Online]. Available: <http://www.internalcombustionbook.com/RedDevil.php>. [Last access: 14- Nov- 2016].
- [10] “Toyota Prius”, *wikipedia*. [Online]. Available: [https://pt.wikipedia.org/wiki/Toyota\\_Prius](https://pt.wikipedia.org/wiki/Toyota_Prius). [Last access: 15- Apr- 2017].
- [11] “História dos veículos eléctricos - Veículos Eléctricos”, *Veículos Eléctricos*. [Online]. Available: <http://www.veiculoselectricospt.com/historia-dos-veiculos-electricos>. [Last access: 14- Apr- 2017].
- [12] “Linha do tempo | História do carro eléctrico”, *Voltimum Portugal - O Portal do Material Eléctrico*. [Online]. Available:

- <https://www.voltimum.pt/artigos/artigos-tecnicos/linha-do-tempo-historia>. [Last access: 15- Apr- 2017].
- [13] Françoise Nemry; Martijn Brons, “MARKET PENETRATION SCENARIOS OF ELECTRIC-DRIVE VEHICLES” in *European Commission, Joint Research Centre (JRC), Institute for Prospective Technological Studies (IPTS), c/Inca Garcilaso 3, 41092 Seville, Spain, 2011*
- [14] “ACEA - European Automobile Manufacturers' Association”, *Acea*, 2017. [Online]. Available: <http://www.acea.be/search/search&keywords=2017/>. [Last access: 03- Sep- 2017].
- [15] “Veículos eléctricos: vendas em 2015 já ultrapassaram as do ano passado”, *Semanario SOL*. [Online]. Available: <http://www.sol.pt/noticia/396959/ve%C3%ADculos-el%C3%A9ctricos--vendas-em-2015-j%C3%A1-ultrapassaram-as-do-ano-passado>. [Last access: 12- Oct- 2016].
- [16] Filipe José da Cruz Coimbra, *Integração de Veículos Eléctricos em Redes Isoladas – O Caso da Ilha das Flores*. Dissertação de Mestrado, Universidade do Porto, Fevereiro de 2010
- [17] “Catálogo”, *Nissan*. [Online]. Available: <https://www.nissan.pt/veiculos/e-catalogo.html>. [Last access: 09- Apr- 2016].
- [18] “ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS”, *Mitsubishi-Motors*. [Online]. Available: <https://www.mitsubishi-motors.pt/imiev/#!/services>. [Last access: 09- Apr- 2016].
- [19] “BMW i3: Dados técnicos”, *Bmw*. [Online]. Available: <http://www.bmw.pt/pt/all-models/bmw-i/i3/2013/technicaldata.html#tab-0>. [Last access: 09- Apr- 2016].
- [20] “CITROËN C-ZERO”, *Mycitroen*. [Online]. Available: [http://www.mycitroen.pt/Resources/Content/PT/Brochures/Acessorios/Catalogo\\_CZero.pdf](http://www.mycitroen.pt/Resources/Content/PT/Brochures/Acessorios/Catalogo_CZero.pdf). [Last access: 11- Apr- 2016].
- [21] “Citroën C-Zero - Preço, Equipamentos e características”, *Citroën Portugal*. [Online]. Available: <http://www.citroen.pt/veiculos/la-gamme-citroen/citroen-c-zero/preco-equipamentos-e-caracteristicas.html#0>. [Last access: 11- Apr- 2016].
- [22] “Peugeot iOn eléctrico | A viatura 100% eléctrica e cidadão”, *Peugeot.pt*. [Online]. Available: <http://www.peugeot.pt/showroom/ion/5-portas/>. [Last access: 11- Apr- 2016].
- [23] “Nissan e-NV200 EVALIA - Van eléctrica | Nissan”, *Nissan*. [Online]. Available: <https://www.nissan.pt/veiculos/novos-veiculos/e-nv200-evalia.html>. [Last access: 11- Apr- 2016].
- [24] Schmutzler, J.; Wietfeld, C.; Andersen, C.A., "Distributed energy resource management for electric vehicles using IEC 61850 and ISO/IEC 15118," in



*Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC), 2012 IEEE*, vol., no., pp.1457-1462, 9-12 Oct. 2012. Doi: 10.1109/VPPC.2012.6422683. 3

- [25] "IEC 62196", *Wikipedia*. [Online]. Available: [https://en.wikipedia.org/wiki/IEC\\_62196](https://en.wikipedia.org/wiki/IEC_62196). [Last access: 09- Sep- 2017].
- [26] "'IEC 62196-1:2014'", *Webstore*. [Online]. Available: <https://webstore.iec.ch/publication/6582>. [Last access: 04- Sep- 2017].
- [27] Volker Schwarzer, Reza Ghorbani, "Current State-of-the-Art of EV Chargers", February 2015, Available: <http://evtc.fsec.ucf.edu/publications/documents/HNEI-01-15.pdf>
- [28] Christian Lewandowski, Sven Gröning, Jens Schmutzler, Christian Wietfeld, "Performance Evaluation of PLC over the IEC 61851 Control Pilot Signal", in *Communication Networks Institute, TU Dortmund University, Dortmund, Germany*
- [29] "Electric Vehicle Integration into Modern Power Networks", *Google Books*. [Online]. Available: [https://books.google.pt/books?id=BYnQr5cTPiIC&pg=PA133&lpg=PA133&dq=how+to+control+the+charging+current+duty+cycle+61851&source=bl&ots=2YgeGo2pKw&sig=WXNYjUE5PUo2FYJtyyWhOX0bGaA&hl=pt-PT&sa=X&redir\\_esc=y#v=onepage&q&f=false](https://books.google.pt/books?id=BYnQr5cTPiIC&pg=PA133&lpg=PA133&dq=how+to+control+the+charging+current+duty+cycle+61851&source=bl&ots=2YgeGo2pKw&sig=WXNYjUE5PUo2FYJtyyWhOX0bGaA&hl=pt-PT&sa=X&redir_esc=y#v=onepage&q&f=false). [Last access: 19- May- 2016].
- [30] Käbisch, S.; Schmitt, A.; Winter, M.; Heuer, J., "Interconnections and Communications of Electric Vehicles and Smart Grids," in *Smart Grid Communications (SmartGridComm), 2010 First IEEE International Conference on*, vol., no., pp.161-166, 4-6 Oct. 2010, doi: 10.1109/SMARTGRID.2010.5622035
- [31] Mackiewicz, R.E., "Overview of IEC 61850 and benefits," in *Power Engineering Society General Meeting, 2006. IEEE*, vol., no., pp.8 pp.-, 0-0 0. Doi: 10.1109/PES.2006.1709546
- [32] Elgargouri, A.; Elfituri, M.M.; Elmusrati, M., "IEC 61850 and smart grids," in *Electric Power and Energy Conversion Systems (EPECS), 2013 3rd International Conference on*, vol., no., pp.1-6, 2-4 Oct. 2013. Doi: 10.1109/EPECS.2013.6713080
- [33] Schmutzler, J.; Andersen, C.A.; Wietfeld, C., "Evaluation of OCPP and IEC 61850 for smart charging electric vehicles," in *Electric Vehicle Symposium and Exhibition (VES27), 2013 World*, vol., no., pp.1-12, 17-20 Nov. 2013. Doi: 10.1109/VES.2013.6914751
- [34] Ridwan, M.I.; Miswan, N.S.; Shokri, M.S.M.; Noran, M.N.; Lajim, R.M.; Awang, H.N. "Interoperability in Smart Grid using IEC 61850 Standard: A Power Utility Prospect" *Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT Asia), 2014 IEEE*, pp. 261 – 266, 2014. DOI: 10.1109/ISGT-Asia.2014.6873800

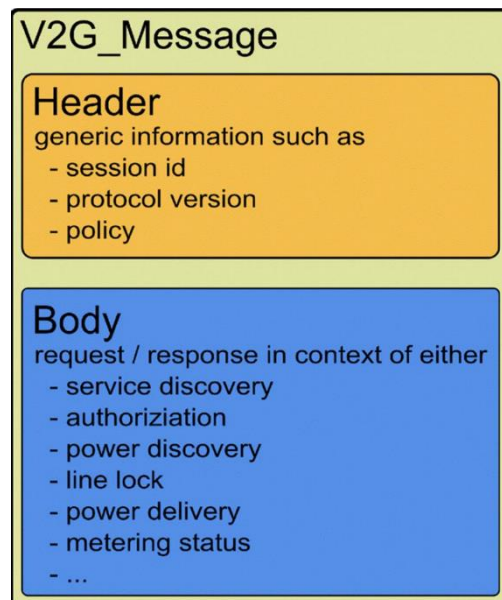
- [35] “Autoconsumo | CK\_renewables”, *Critical-kinetics*. [Online]. Available: <http://critical-kinetics.pt/Autoconsumo/autoconsumo.html>. [Last access: 03-May- 2016].
- [36] “Decreto-Lei n.º 153/2014”, *DRE*, 2017. [Online]. Available: <https://dre.pt/application/file/58428682>. [Last access: 19- Nov- 2016].
- [37] “Portaria n.º 14/2015”, *DRE*. [Online]. Available: <https://dre.pt/application/file/a/66321064>. [Last access: 19- Nov- 2016].
- [38] “Portaria n.º 15/2015”, *DRE*. [Online]. Available: <https://dre.pt/application/file/a/66321065>. [Last access: 19- Nov- 2016].
- [39] Monteiro J., Nunes M., "A Renewable Source Aware Model for the Charging of Plug-in Electrical Vehicles", In *Proceedings of the 1st International Conference on Vehicle Technology and Intelligent Transport Systems*, 2015, ISBN 978-989-758-109-0, pp. 51-58. DOI: 10.5220/0005459000510058
- [40] “Linear programming”, *Wikipedia*,. [Online]. Available: [https://en.wikipedia.org/wiki/Linear\\_programming](https://en.wikipedia.org/wiki/Linear_programming). [Last access: 10- Jun- 2017].
- [41] “Método Simplex”, *Celiomoliterno*,. [Online]. Available: <http://www.celiomoliterno.eng.br/Arquivos/Pesop/Metodo%20Simplex.pdf>. [Last access: 11- Jun- 2017].
- [42] C. L. Liu and J. W. Layland, "Scheduling algorithms for multiprogramming in a hard-real-time environment," *Journal of ACM*, vol. 20, pp. 46-61, 1973.
- [43] A. Mohammadi and S.G. Akl, “Scheduling algorithms for real-time systems,” Technical Report No. 2005-499, School of Computing, Queen’s University, 2005.
- [44] Hussein EL Ghor and El-Hadi M Aggoune, “Energy Saving EDF Scheduling for Wireless Sensors on Variable Voltage Processors” *International Journal of Advanced Computer Science and Applications(IJACSA)*, 5(2), 2014. Available: <http://dx.doi.org/10.14569/IJACSA.2014.050223>
- [45] Jagbeer Singh “An Algorithm to Reduce the Time Complexity of Earliest Deadline First Scheduling Algorithm in Real-Time System” *International Journal of Advanced Computer Science and Applications (Impact Factor: 1.32)*. 01/2011; DOI: 10.14569/IJACSA.2011.020207
- [46] Chen, S., Ji, Y. & Tong, L. (2012). Deadline Scheduling for Large Scale Charging of Electric Vehicles with Renewable Energy. *IEEE Sensor Array and Multichannel Signal Processing Workshop - Special Session on Smart Grid*, June 2012.
- [47] Schmutzler, J., Wietfeld, C., Jundel, S., & Voit, S., “A mutual charge schedule information model for the vehicle-to-grid communication interface”. In *IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC)*, 1-6, 6-9 Sept. 2011.

- [48] F. Bliet *et al.*, "PowerMatching City, a living lab smart grid demonstration," *Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe)*, 2010 IEEE PES, Gothenburg, 2010, pp.1-8. Doi: 10.1109/ISGTEUROPE.2010.5638863
- [49] R. Kamphuis, P. Macdougall, W. van der Veen, E. Bakker and J. van de Velde, "Constrained capacity management and cost minimisation of VE-charging in a parking garage," *PowerTech (POWERTECH)*, 2013 IEEE Grenoble, Grenoble, 2013, pp.1-5. Doi: 10.1109/PTC.2013.6652148
- [50] "Programação dinâmica", Wikipedia, 22/04/2016, [https://pt.wikipedia.org/wiki/Programa%C3%A7%C3%A3o\\_din%C3%A2mica](https://pt.wikipedia.org/wiki/Programa%C3%A7%C3%A3o_din%C3%A2mica)
- [51] P. Kempker, N.M. van Dijk, W.R.W. Scheinhardt, J.L. van den Berg, J.L. Hurink, "Optimization of charging strategies for electric vehicles in PowerMatcher-driven smart energy grids," In *Proceedings 9th EAI International Conference on Performance Evaluation Methodologies and Tools, Valuetools 2015*, 14–16 Dec 2015, Berlin, Germany. pp. 1-8. ACM. ISBN 978-1-63190-096-9
- [52] "Market Results", *Omie*. [Online]. Available: <http://www.omie.es/files/flash/ResultadosMercado.swf>. [Last access: 21- Mar-2016].



## Anexo A. Estrutura das Mensagens da norma ISO/IEC 15118

A norma ISO/IEC 15118 para comunicação digital V2G baseada em protocolos de Internet utiliza uma estrutura XML (definida inicialmente pelo consórcio W3C) para definir o formato de mensagem com as respectivas restrições da estrutura e os tipos de dados esperados. A estrutura genérica de mensagem V2G baseia-se em três elementos, ilustrados na Figura A.1 (retirada de [30]).



**Figura A.1 – Estrutura de mensagem para comunicação V2G**

O elemento V2G\_Message é a parte principal que identifica o documento. É baseado em XML e contém os elementos do cabeçalho (*Header*) e corpo (*Body*) de uma mensagem. O cabeçalho contém informações que não estão diretamente relacionados com a mensagem, como por exemplo, identificador de sessão, versão do protocolo e a política de segurança da informação. No corpo é transportado o conteúdo da mensagem. Tal conteúdo corresponde a um pedido de um VE (cliente) ou uma resposta de um EVSE (servidor) [30]. Os diferentes padrões de conteúdo de mensagens são apresentados na subseção seguinte.

## Anexo B. Recursos Energéticos Distribuídos (DER)

Se por um lado existem mecanismos para controlo de carga e protocolos para comunicação entre veículos e estações de carregamento, importa definir protocolos que façam a gestão da rede elétrica a montante. Segundo [24], atualmente, a norma mais proeminente para vários tipos de DER é a IEC 61850-7-420, uma das variantes da norma IEC 61850. A IEC 61850 definida pela *International Electrotechnical Commission* (IEC), destina-se a sistemas de automação de subestações (SAS) [31], para permitir a interoperabilidade entre diferentes tipos de Dispositivos Eletrónicos Inteligentes (IEDs) no processo de distribuição de energia, especialmente os Recursos Energéticos Distribuídos (DERs), como fotovoltaico ou que combinem calor e energia, permitindo facilitar a adaptação a futuras tecnologias de redes energéticas inteligente [32][33]. A interoperabilidade entre diferentes dispositivos é feita por intermédio dos seus modelos de dados e serviços de comunicação, que são considerados como modelos de objetos descritos no anexo B.1 . Esses modelos e serviços são mapeados para a tecnologia Ethernet, o que faz com que a norma IEC 61850 seja uma mais-valia futura, independentemente dos avanços da tecnologia de comunicação [34]. A Figura B.1, retirada de [24], ilustra a estrutura e as variantes da norma IEC 61850. Com destaque a vermelho a norma IEC 61850-7-420 para DER.

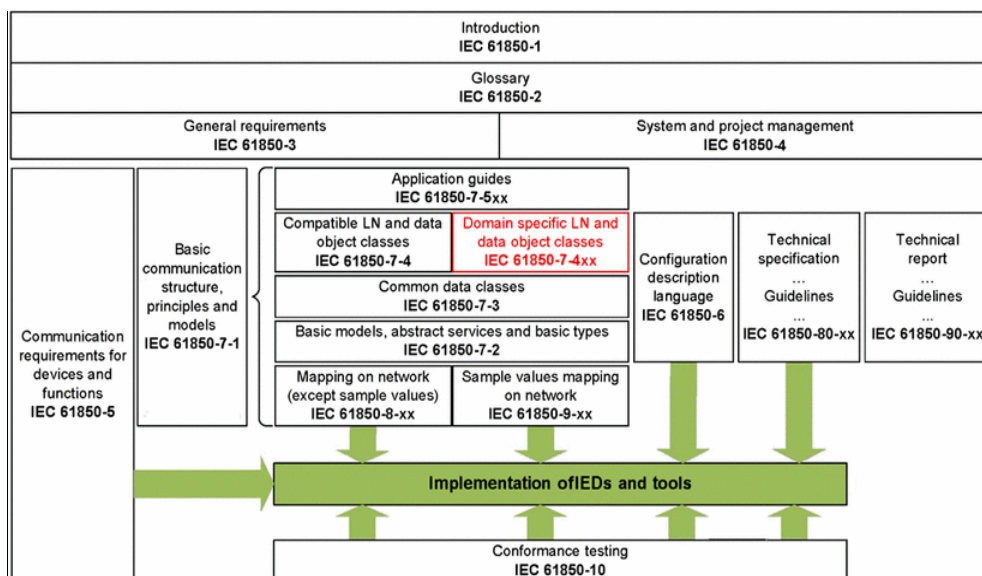


Figura B.1 – Visão geral e estrutura da norma IEC 61850 e respetivas sub-normas

Nas seções B.1 será feita uma abordagem sobre os modelos de dados associados ao carregamento de VEs. Primeiramente, descreveremos os modelos de objetos, definidos na norma IEC 61850 (fora do âmbito do presente trabalho), que serve de base para o modelo DER, e depois falaremos do modelo DER utilizado para a comunicação do VE com a rede elétrica.

## B.1. Modelo de Objeto de um IED

Com a norma IEC 61850, a definição do modelo de um IED é orientada a objetos, conduzida pelos seus componentes e funcionalidades correspondentes. Portanto, cada modelo abstrato de um IED é composto por um conjunto de dispositivos lógicos e nós lógicos. Os dispositivos lógicos representam os componentes de IEDs, considerando que a funcionalidade de cada dispositivo lógico é descrita por um conjunto de nós lógicos. Assim, cada nó lógico refere-se a um modelo de informações de objeto (OIM) que define um conjunto de objetos de dados e atributos de dados para o nó. A Figura B.2, retirada de [33], ilustra uma visão do modelo abstrato de um IED.

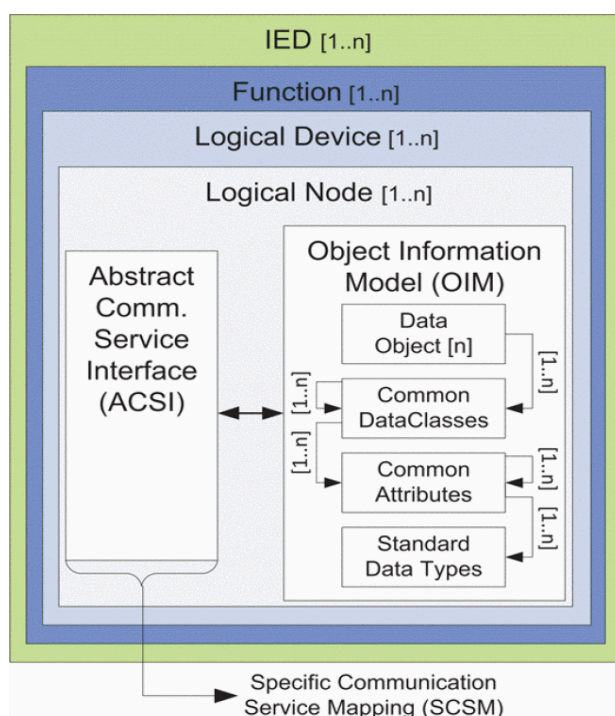


Figura B.2 – Virtualização de um IED em IEC 61850

A norma IEC 61850-7-420 estende os nós lógicos definidos em IEC 61850 com nós lógicos específicos de DER. Assim, sempre que possível, a norma IEC 61850-7-420

reutiliza nós lógicos do IEC 61850-7-4 e só define um novo nó lógico específico de DER quando necessário [24].

## B.2. Modelo DER para Veículos Elétricos

O processo de modelação é baseado em duas etapas distintas. Na primeira etapa, faz-se uma análise das informações configuradas, tendo em conta as normas de mobilidade elétrica descrita na seção 2.3.2. Assim, várias informações de controlo e monitorização são trocadas entre os componentes técnicos, de forma a garantir um processo de carregamento automático e seguro. No entanto, para a gestão de carregamento de VEs como DERs, são consideradas apenas um subconjunto dessas informações [24].

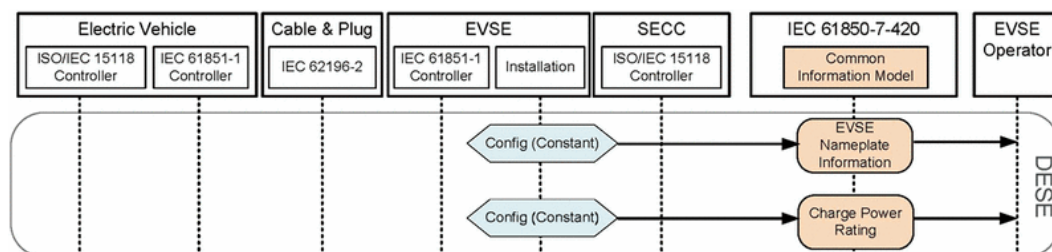
Na segunda etapa, é considerado um VE ligado a um EVSE. Neste caso, de acordo com a primeira etapa, é necessária entrada e saída de parâmetros identificados e modelados em conformidade. O modelo utilizado neste trabalho baseia-se na especificação IEC 61850-7-420 referida no anexo B.1. As Figura B.3, Figura B.4 e Figura B.5, retiradas de [24], ilustram uma visão geral das entidades envolvidas no processo de comunicação para carregamento de VEs. Nestas figuras, os elementos com formato hexagonais possuem três tipos de informação a serem utilizadas no sistema de carregamento de VE, denominados de:

- *Config* (hexágono azul);
- *Setting* (hexágono verde);
- *Measurement* (hexágono vermelho).

O *Config* representa a informação persistente, que não altera durante o processo de carregamento do VE (ex: identificação de um EVSE). O *Setting* representa a informação dinâmica de uma entidade, que altera ao longo do tempo do processo de carregamento (ex: o estado do PWM). O *Measurement* também representa informação dinâmica que é recuperada numa respetiva entidade. A coluna *common information model*, de cor laranja, contém a informação atual fornecida pelas entidades e é mapeada em quatro nós lógicos para mobilidade elétrica.

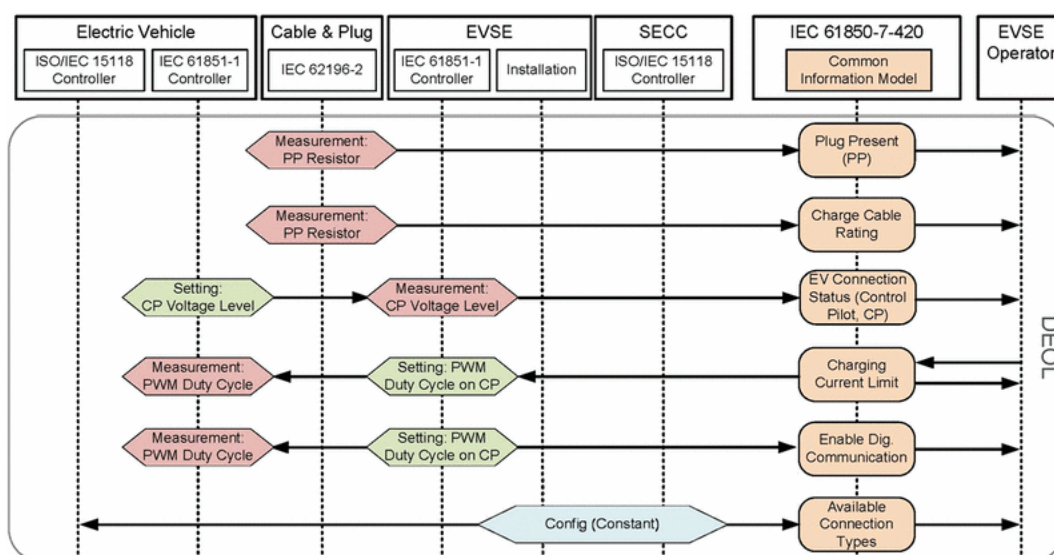
Em seguida apresentam-se vários estágios da comunicação.





**Figura B.3 – DESE (Equipamento de carga de VE)**

No estágio DESE, ilustrada na Figura B.3, um EVSE com múltiplas tomadas comunica com o operador EVSE. As informações de instalação/configuração do EVSE, nomeadamente a identificação *Nameplate* e o *Charge Power Rating*, são enviados pela *Common Information Model* (IEC 61850-7-420) através do protocolo de comunicação V2G (ISO/IEC 15118), descrito na subseção 2.3.2.3. Assim, com essas informações, a Empresa Operadora do EVSE pode monitorar e controlar o respetivo EVSE.



**Figura B.4 – DEOL (Tomadas de EVSE)**

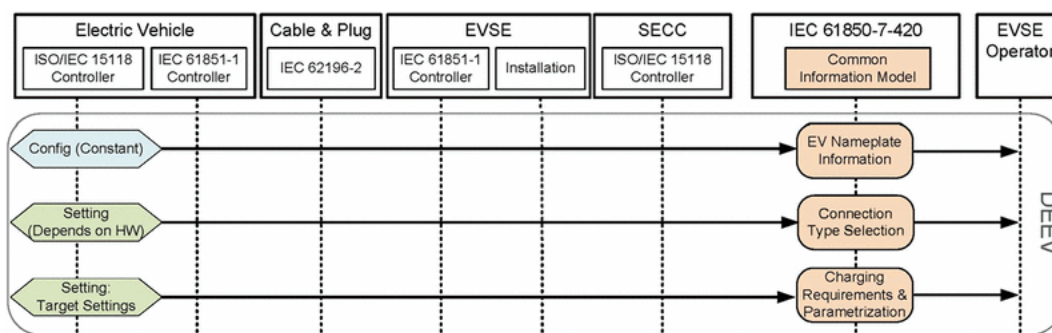
No estágio DEOL, ilustrado na Figura B.4, corresponde ao processo de inicialização anterior ao carregamento, é permitido ao operador de EVSE monitorizar e controlar a ligação física ao veículo. Pode-se observar na Figura B.4, que para uma tomada, existem 6 passos de troca de informação. No 1º e 2º passo, na entidade *Cable & Plug*, tomada, tal como definido na especificação IEC 62196-2 da seção 2.3.2.1, através dos elementos *Measurement (PP Resistor)*, obtém as informações de presença de ficha (*Plug Pesent*) e o *charge cable rating*, enviando-os através da *common information model* (CIM) para o operador de carregamento.

No 3º passo, o *Electric Vehicle* (VE) fornece a informação do nível de tensão do Controlo piloto (definido pela especificação IEC 61851-1 e descrito na seção 2.3.2.2.1) através do elemento *Setting CP Voltage Level*. O elemento *Measurement CP Voltage Level*, recebe essas informações do lado do EVSE e envia-os para CIM.

No 4º passo, há uma troca de informação bidirecional. A operadora de EVSE determina o limite de corrente de carga através do CIM. Por sua vez, o VESE obtém a leitura da informação de corrente máxima e envia-a para o veículo através do elemento *Setting PWM Duty Cycle on CP*, desencadeando no VE a medição do PWM através do elemento *Measurement, PWM Duty Cycle on CP*. O limite de corrente é determinado pelo *Duty Cycle* do PWN (tal como descrito na subseção 2.3.2.2.1), recebido por intermédio de pino do controlo piloto.

No 5º passo, segundo informação do PWM, o VESE envia o comando de ativação da comunicação digital através do elemento *Setting PWM Duty Cycle on CP*, para o VE (recebido no elemento *Measurement PWM Duty Cycle on CP*) e em simultâneo envia para o CIM.

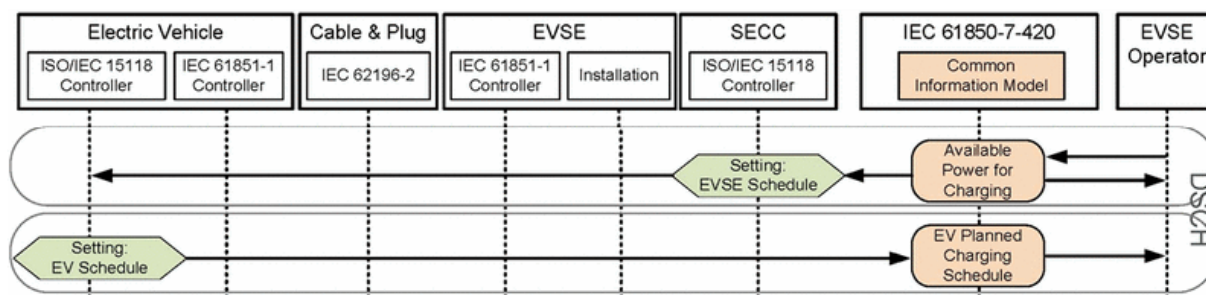
No 6º passo, com a comunicação digital estabelecida, o VESE em conjunto com a entidade *Supply Equipment Communication Controller* (SECC), trocam informações sobre o tipo de conexões disponíveis (através do elemento *Config*), tanto para o VE como também para o CIM, utilizando o protocolo de comunicação ISO/IEC 15118.



**Figura B.5 – DEEV (Veículo Elétrico)**

A etapa DEEV, ilustrada na Figura B.5, representa um VE ligado a um VESE e representa a troca de informação desta ligação. Pode-se observar que na Figura B.5, o VE fornece informação do *Nameplate* do mesmo (através do elemento *config*), do tipo de conexão selecionada (através do elemento *Setting*), e dos parâmetros e requisitos do

carregamento (através do elemento *Setting: Target settings*). Essas informações são enviadas para o CIM por intermédio do protocolo ISO/IEC 15118.



**Figura B.6 – DSCH (Energy and Ancillary Service Schedule)**

A etapa DSCH, ilustrada na Figura B.6, representa as formas de negociação de escalonamento de carga, tendo em conta os cenários de carregamento com *Supply Equipment Communication Controller* (SECC) dedicado e SECC centralizado [24]. Nesta figura, o SECC informa a disponibilidade de potência de carga ao VE, através do elemento *Setting VESE Schedule*. Esta informação é obtida do CIM e atualizada pela Operadora de EVSE. Por fim, para finalizar o processo de modelação, o VE confirma a informação de escalonamento para o CIM, através do elemento *Setting EVSE Schedule*, com o objetivo de efetuar o plano de escalonamento de carga.

Com base no modelo referido anteriormente, a Figura B.7 obtida de [24], mostra de forma simplificada, como uma instalação de carregamento, pode ser modelada utilizando a norma IEC 61850, resultando numa representação de dados DER de um VE ligado em um EVSE. O nó lógico do tipo DSCH mostra um modelo de escalonamento de carga de VE em IEC 61850-7-420, com as informações necessária, de acordo com ISO/IEC 15118.

A Figura B.8 e Figura B.9, retirada de [24], ilustram duas arquiteturas de carregamento V2G CI de mapeamento de ISO/IEC 15118 para IEC 61850, ou seja, o mapeamento entre o processo de carregamento de VE e o modelo de dados de DER.

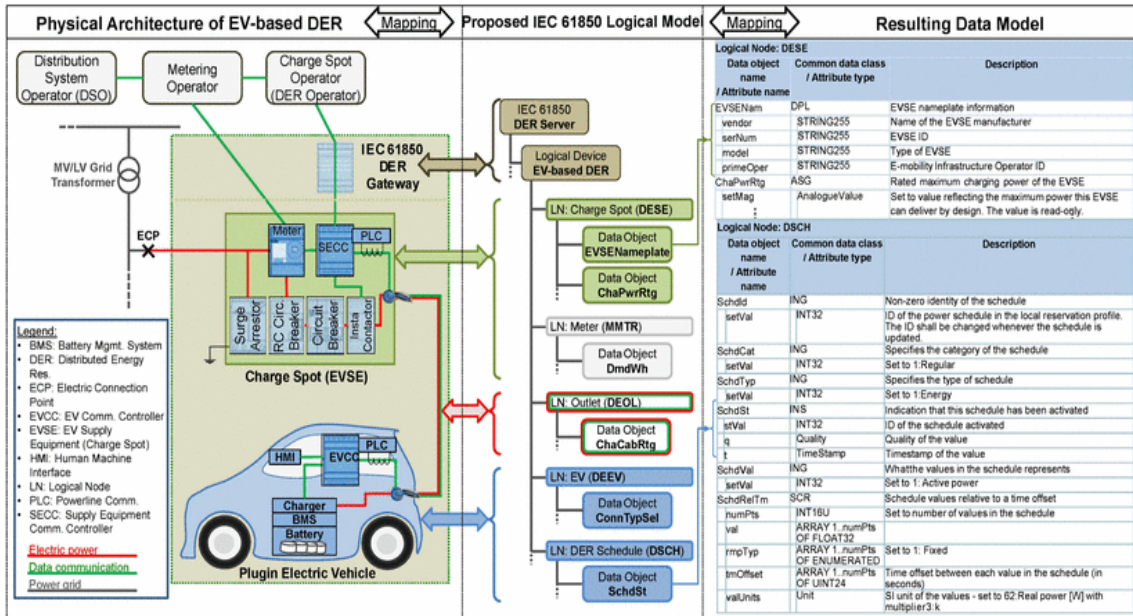


Figura B.7 – Infraestrutura de carregamento físico para modelo DER baseado em IEC 61850-7-420

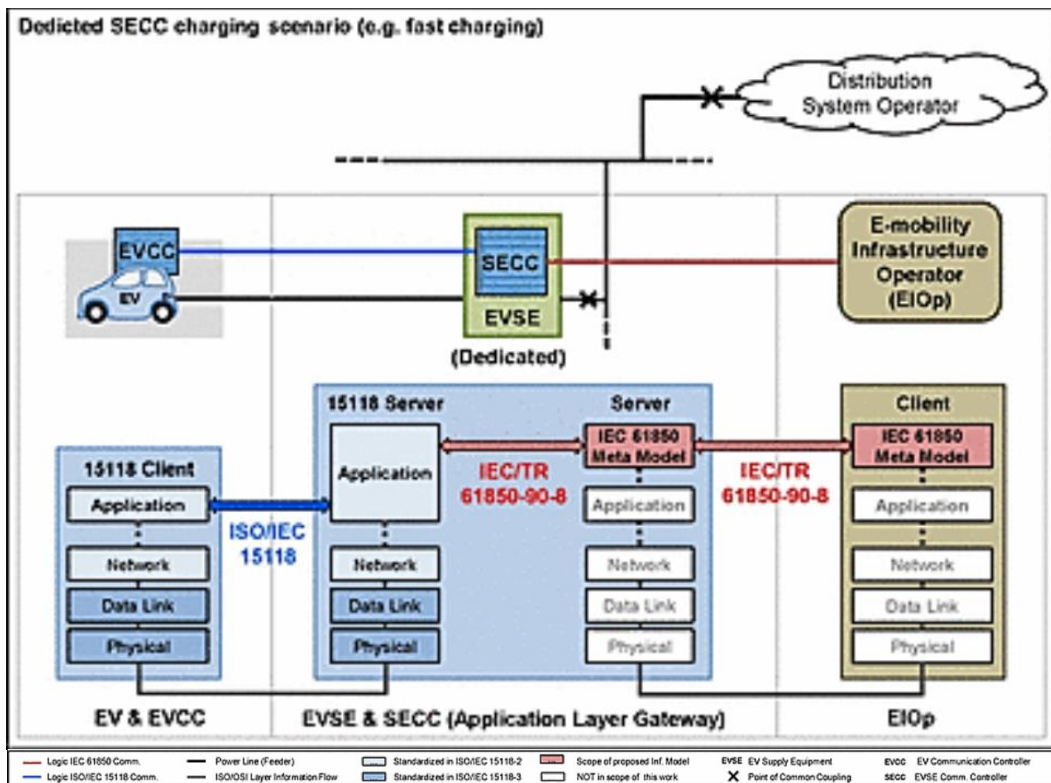


Figura B.8 – SECC dedicado incluído no equipamento de EVSE e comunicando com o VE através da norma ISO/IEC 15118



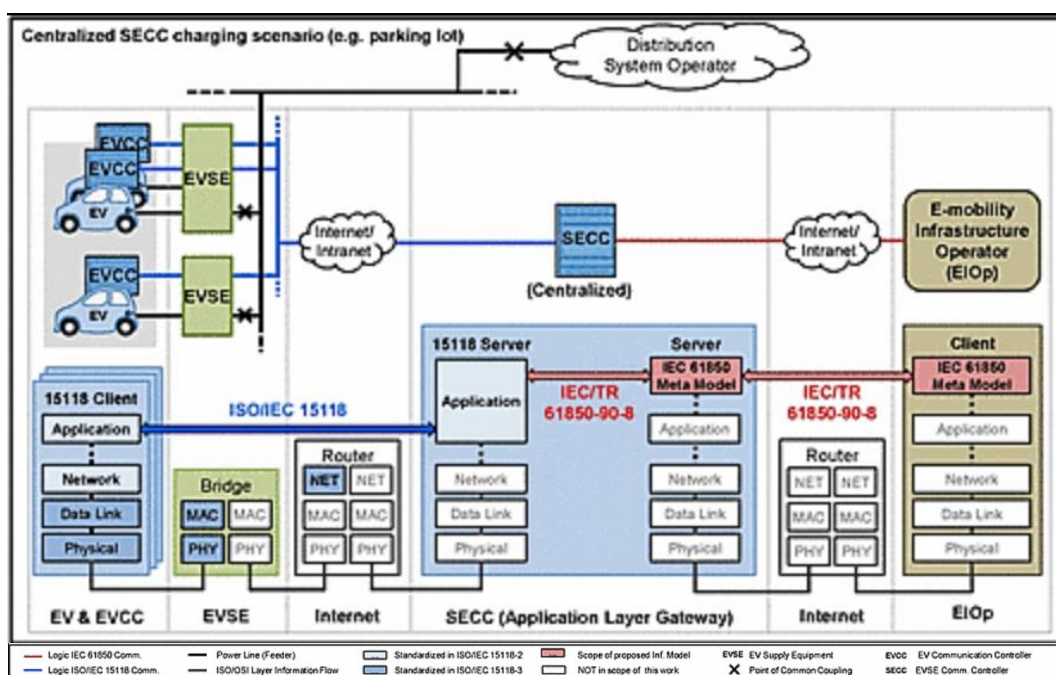


Figura B.9 – SECC centralizado comunicando através de uma rede de dados com vários VEs

Segundo IEC 15118-2 V2G CI, o controlador de comunicação do VE (EVCC) é sempre o cliente e o controlador de comunicação do equipamento de carga (SECC) é sempre o servidor.

A Figura B.8 ilustra um cenário de carregamento de SECC dedicado utilizado para carregamento rápido, onde cada tomada de um EVSE é ligado a um SECC independente, estabelecendo uma ligação 1:1 entre SECC e EVCC.

A Figura B.9 ilustra um carregamento centralizado. A ligação entre EVCC e SECC é feita por intermédio de *bridges* e *routers*. Neste cenário, um SECC agrega múltiplos VECC, estabelecendo uma ligação de 1:N [24].

## **Anexo C. Legislação de autoconsumo (outros detalhes)**

### **C.1. Registo e Licenciamento**

O registo só é obrigatório para UPACs com potências instaladas superiores a 200W e é efetuado pelo proprietário da instalação através do Sistema Eletrónico de Registo da UPAC (SERUP), gerida pela Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) ou entidade terceira cujas competências lhes sejam delegadas. Assim, para UPAC com potência instalada:

- Inferior a 200 W, não é preciso efetuar comunicação de exploração;
- Superior a 200W e inferior a 1,5 kW, e das unidades produção sem ligação à RESP, terá de ser feita uma comunicação prévia de exploração;
- Superior a 1,5 kW e inferior a 1 MW, é preciso registo e certificação de exploração;
- Superiores a 1 MW, necessita de licença de produção e licença de exploração nos termos da legislação em vigor [36].

É necessário o pagamento de uma taxa de registo junto do SERUP que depende da potência a instalar [37].

### **C.2. Compensação paga ao sistema**

As UPAC com potências superiores a 1,5kW e com ligação à RESP, estão sujeitas ao pagamento de uma compensação, cujo objetivo é recuperar uma parcela dos Custos de Interesse Económico Geral (CIEG) na tarifa de uso global do sistema. Essa compensação só se torna efetiva quando a representatividade das UPAC exceder 1% do total da potência instalada no Sistema Elétrico Nacional (SEN). Quando atingido esse patamar e até aos 3% de representatividade, a compensação a pagar pelas novas UPAC representará 30% dos CIEG, e a partir dos 3% o valor a pagar será já de 50% dos CIEG [36]. A compensação é calculada tendo em conta as equações (22) e (23) [36]:

$$C_{UPAC,m} = P_{UPAC} \times V_{CIEG,t} \times K_t \quad (22)$$

$$V_{CIEG,t} = \sum_{n=0}^2 (Cieg_i^P(t-n)) \times \frac{1}{3} + \sum_{n=0}^2 (Cieg_{i,h}^e(t-n)) \times \frac{1}{3} \times \frac{1.500}{12} \quad (23)$$

Sendo:

- $C_{UPAC,m}$  – A compensação paga no mês  $m$  por cada kW de potência instalada;
- $P_{UPAC}$  – O valor da potência instalada da UPAC, constante no respetivo certificado de exploração;
- $V_{CIEG,t}$  – O valor que permite recuperar os CIEG da respetiva UPAC, medido em € por kW, apurado no ano  $t$  nos termos do número seguinte;
- $K_t$  – O coeficiente de ponderação, entre 0 % e 50 %, a aplicar ao  $V_{CIEG,t}$ , tendo em consideração a representatividade da potência total registada das UPAC no SEN, no ano  $t$ ;
- $Cieg_i^P$  – Corresponde ao somatório do valor das parcelas  $i$  do CIEG, mencionadas no n.º 1 do artigo 3.º da Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, designadamente na alínea c), medido em € por kW, para o nível de tensão da respetiva UPAC, constante nos documentos de suporte da proposta de fixação de tarifas, publicados pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) para o ano  $t - n$ ;
- $Cieg_{i,h}^e$  – Corresponde ao somatório, da média aritmética simples do valor para os diferentes períodos horários  $h$  de cada uma das parcelas  $i$  dos CIEG, mencionadas no n.º 1 do artigo 3.º da Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, designadamente nas alíneas a), b), d), e), f), g), h), i), e j), medido em € por kWh, para o nível de tensão da respetiva UPAC, constante nos documentos de suporte da proposta de fixação de tarifas, publicados pela ERSE para o ano  $t - n$ ;
- $i$  – Refere-se a cada uma das alíneas do n.º 1 do artigo 3.º da Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro;
- $h$  – Corresponde ao período horário de entrega de energia elétrica aos clientes finais;
- $t$  – Corresponde ao ano de emissão do certificado de exploração da respetiva UPAC [36].

O exemplo seguinte ilustra a compensação paga mensalmente para unidades instaladas em 2014, caso a capacidade total de UPAC tenha atingido o limite de >3% do SEM.

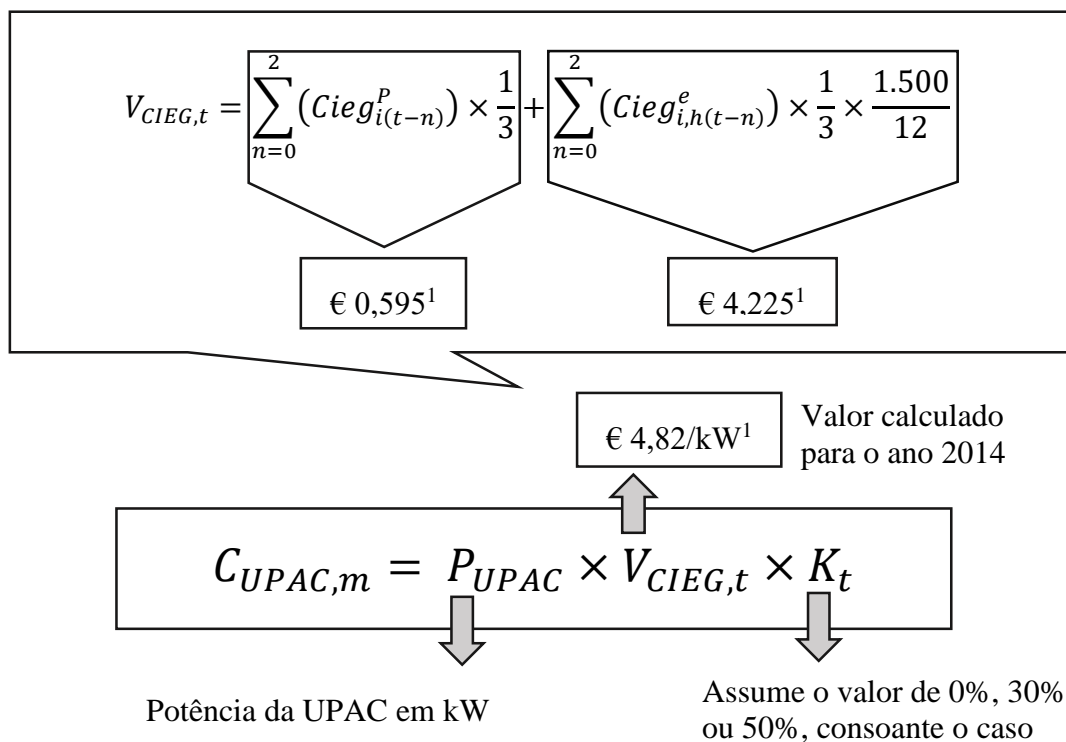


Tabela C. 1 – Resultados da compensação paga mensalmente em função da potência da UPAC

Potência UPAC	C <sub>UPAC,m</sub>
200 W	Isento
700 W	Isento
1 kW	Isento
1,5 kW	€ 3,6
100 kW <sup>1</sup>	€ 170
250 kW <sup>2</sup>	€ 426
1000 kW <sup>3</sup>	€ 1405

<sup>1</sup> Calculo para BTN <20,7kVA

<sup>2</sup> Assumindo ligação

<sup>3</sup> Ligação em MT



### **C.3. Equipamentos de contagem**

A contagem de eletricidade é obrigatória em UPAC a partir de 1,5kW com ligação à RESP. Caso não haja ligação à rede, este procedimento não é exigido.

A contagem da energia fornecida pela UPAC à RESP e da energia adquirida ao comercializador pode ser realizada por contador Bidirecional e os custos relacionados com a aquisição dos contadores ficarão a cargo dos produtores que deverão deter também um seguro de responsabilidade civil [36].