

DM

Simulação e desenvolvimento de um sistema de carregamento de veículos elétricos com energia solar

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

Pedro Jorge Sousa Baltazar

MESTRADO EM ENGENHARIA ELETROTÉCNICA-TELECOMUNICAÇÕES



UNIVERSIDADE da MADEIRA

A Nossa Universidade

www.uma.pt

novembro | 2024

Simulação e desenvolvimento de um sistema de carregamento de veículos elétricos com energia solar

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

Pedro Jorge Sousa Baltazar

MESTRADO EM ENGENHARIA ELETROTÉCNICA-TELECOMUNICAÇÕES

ORIENTAÇÃO

João Dionísio Simões Barros

CO-ORIENTAÇÃO

Luís Armando de Aguiar Oliveira Gomes

Resumo

A falta de postos de carregamento em prédios habitacionais e moradias, aliada ao crescimento dos veículos elétricos, exige repensar as estruturas de carregamento. Estas podem ser compostas por fontes renováveis, permitindo o carregamento de vários veículos elétricos com menor dependência da rede elétrica.

Neste trabalho desenvolveu-se um sistema de carregamento de veículos elétricos com energia solar fotovoltaica e algoritmos de gestão de energia, possibilitando o carregamento tanto com energia dos painéis fotovoltaicos quanto da rede elétrica.

A escolha dos componentes e algoritmos foi baseada numa revisão bibliográfica, indicando que o sistema deve incluir um conversor DC/AC para conectar os painéis à rede elétrica e carregadores de veículos elétricos, compostos por um conversor AC/DC e um conversor DC/DC redutor. Para os algoritmos desenvolvidas três soluções de algoritmos: o *Power Sharing*, que divide a potência dos painéis entre os veículos; um que prioriza os veículos com menor estado de carga (SOC); e outro que distribui a potência conforme o tempo de carregamento e o SOC.

Aplicou-se o sistema de carregamento desenvolvido ao software de simulação *Matlab*, começando por testar individualmente os controlos de corrente e tensão de cada um dos conversores e do controlo MPPT aplicado ao conversor DC/AC, posteriormente testou-se o sistema de carregamento completo para observar o comportamento do mesmo em regime transitório e em regime permanente.

A simulação mostrou que o algoritmo *Power Sharing* fornece mais energia aos veículos, aumentando o consumo da rede elétrica quando a radiação solar é baixa, permitindo atingir um maior SOC. O algoritmo que prioriza veículos com menor SOC consome menos energia da rede, resultando num SOC menor comparado aos outros algoritmos.

Concluiu-se que, para adotar este sistema na prática, é imperativo instalar uma potência fotovoltaica de 7,4 kW por cada carregador de veículo elétrico.

Palavras-chave: Veículos elétricos, energia solar fotovoltaica, carregamento, algoritmos e viabilidade económica

Abstract

The lack of charging stations in residential buildings and houses, coupled with the growth of electric vehicles, requires rethinking charging structures. These can be composed of renewable sources, allowing the charging of multiple electric vehicles with less dependence on the electrical grid.

In this work, a system for charging electric vehicles with photovoltaic solar energy and energy management algorithms was developed, enabling charging with both photovoltaic panel energy and grid electricity.

The choice of components and algorithms was based on a literature review, indicating that the system should include a DC/AC converter to connect the panels to the electrical grid and electric vehicle chargers, consisting of an AC/DC converter and a step-down DC/DC converter. Three algorithm solutions were developed: Power Sharing, which divides the power from the panels among the vehicles; one that prioritises vehicles with a lower state of charge (SOC); and another that distributes power according to charging time and SOC.

The developed charging system was applied to Matlab simulation software, starting with individual tests of the current and voltage controls of each converter and the MPPT control applied to the DC/AC converter. Subsequently, the complete charging system was tested to observe its behaviour in both transient and steady-state regimes.

The simulation showed that the Power Sharing algorithm provides more energy to the vehicles, increasing grid consumption when solar radiation is low, allowing for a higher SOC. The algorithm that prioritises vehicles with a lower SOC consumes less grid energy, resulting in a lower SOC compared to the other algorithms.

It was concluded that, to adopt this system in practice, it is imperative to install a photovoltaic power of 7.4 kW per electric vehicle charger.

Key-words: Electric vehicles, solar energy, charging, algorithm and economic viability

Agradecimentos

Gostaria de agradecer aos meus pais por terem me apoiado estes anos todos e me encorajado a desenvolver este tema para a dissertação.

Gostaria também de agradecer a todo o corpo docente responsável pela licenciatura de Engenharia Eletrónica e Telecomunicações, bem como a todo o corpo docente responsável pelo mestrado de Engenharia Eletrotécnica-Telecomunicações. Destaco o agradecimento aos dois orientadores desta dissertação, ao professor João Dionísio Simões Barros e ao professor Luís Armando de Aguiar Oliveira Gomes.

Lista de Acrónimos

AC – Corrente Alternada

DC – Corrente Contínua

DGEG – Direção Geral de Energia e Geologia

EAFO – *European Alternative Fuel Observatory*

EEM – Empresa de Eletricidade da Madeira

IGBT – *Insulated Gate Bipolar Transistors*

MEWP – *Maximum Energy With Priority*

MPPT – *Maximum Power Point Tracking*

PB – *Payback*

PCN – Posto de Carregamento Normal

PCR – Posto de Carregamento Rápido

PCUR – Posto de Carregamento Ultra-Rápido

PHEV – Veículo Híbrido *Plug-in*

PI – Proporcional Integral

PT – Posto de Transformação

PV – *Photovoltaics*

P&O – Perturbação e Observação

RAM – Região Autónoma da Madeira

SWEP – *Spread Energy With Priority*

SAVE – Sistema de Alimentação de Veículos Elétricos

SOC – *State of Charge*

TA – Taxa de Atualização

THD – *Total Harmonic Distortion*

TIR – Taxa Interna de Rentabilidade

UPAC – Unidade de Produção para Autoconsumo

VAL – Valor Atualizado Líquido

VE – Veículo Elétrico

Índice

1.	Introdução.....	1
1.1.	Motivação	2
1.2.	Objetivos.....	3
1.3.	Estrutura do documento.....	4
2.	Revisão da bibliografia.....	5
2.1.	Contextualização dos veículos elétricos	5
2.2.	Mobilidade elétrica	6
2.2.1.	Veículos elétricos e híbridos.....	6
2.2.2.	Casos e modos de carregamento	7
2.2.3.	Tomadas e conectores.....	9
2.2.4.	Tipos de carregadores	11
2.2.5.	Exemplos de carregadores.....	11
2.2.6.	Velocidade de carregamento.....	12
2.3.	Instalação de uma rede coletiva ou individual de carregamento	15
2.3.1.	Energia renovável	16
2.3.2.	Energias renováveis e veículos elétricos.....	17
2.4.	Produção de energia elétrica por sistemas fotovoltaicos	19
2.4.1.	Ligação do PV à rede.....	20
2.4.1.1.	Topologias de inversores DC/AC.....	21
2.4.1.2.	Conversor DC/AC	23
2.4.1.3.	Conversor DC/DC.....	25
2.4.2.	Sistema PV-rede-carregador.....	26
2.4.3.	Algoritmos de gestão de energia.....	27
3.	Sistema de carregamento proposto	29
3.1.	Conversor DC/AC	30
3.1.1.	Controlo de corrente.....	31
3.1.2.	Controlo de tensão	34
3.1.3.	Equações de dimensionamento da bobine e do condensador	37
3.1.4.	Controlador MPPT.....	37
3.2.	Retificador AC/DC.....	38
3.3.	Conversor DC/DC redutor.....	40

3.3.1.	Equações do comportamento dinâmico do conversor.....	41
3.3.2.	Controlo de corrente da bobine	42
3.3.3.	Controlo de tensão da bateria	43
4.	Carregamento inteligente de VE com fontes de energia renovável	45
4.1.	Modo verde de carregamento (energia solar)	46
4.2.	Modo vermelho de carregamento (energia da rede).....	47
4.3.	Modo amarelo de carregamento (energia solar ou da rede elétrica)	49
4.4.	Algoritmos de gestão de energia	51
4.4.1.	Algoritmo <i>Power Sharing</i> modificado	51
4.4.2.	Algoritmo de carregamento prioritário	53
4.4.3.	Algoritmo mapeado ao tempo e SOC.....	55
5.	Projeto do simulador	58
5.1.	Escolha do módulo fotovoltaico e da bateria	58
5.2.	Conversor DC/AC	60
5.3.	Conversor AC/DC	65
5.4.	Conversor DC/DC	66
5.5.	Sistema de carregamento com um carregador	69
5.6.	Testes de carregamento de VE com o circuito de conversão	70
5.6.1.	Regime permanente	71
5.6.2.	Regime transitório	72
6.	Testes dos algoritmos de distribuição de potência dos painéis fotovoltaicos pelos VE.....	75
6.1.	Variáveis aleatórias (Radiação solar e VE).....	76
6.2.	Radiação solar ideal: caso de produção máxima.....	77
6.3.	Radiação solar média: caso de produção média dos painéis fotovoltaicos ...	82
6.4.	Radiação solar baixa: caso de produção baixa dos painéis fotovoltaicos.....	85
6.5.	Cenário de fraca afluência de VE e de afluência em horas de baixa produção	88
6.5.1.	Fraca afluência de VE	88
6.5.2.	Carregamento dos VE em horas de baixa produção dos painéis fotovoltaicos.....	89
6.6.	Estudo de viabilidade económica.....	91
7.	Conclusão.....	94
7.1.	Conclusão geral	94

7.2. Trabalhos futuros	98
Bibliografia	100
Apêndice A – Simulações dos diferentes cenários.....	107
A.1. Painéis fotovoltaicos	107
A.2. Conversor DC/AC	108
A.3 – Conversor DC/DC	110
A.4. Testes do simulador.....	112
A.5. Esquema do sistema de carregamento simulado no <i>Matlab</i>	116
A.6. Código dos diferentes algoritmos.....	125
A.6.1. Código do primeiro bloco.....	126
A.6.2. Código do algoritmo <i>Power Sharing</i> modificado.....	137
A.6.3. Código do algoritmo de carregamento prioritário	142
A.6.4. Código do algoritmo mapeado ao tempo e SOC.....	148
A.6.5. Código do limitador do carregador a 7,4 kW	158
A.6.6. Código do limitador do carregador a 30 kW	159
A.7. Resultados obtidos para o SOC.....	161
A.7.1. Cenário de máxima radiação.....	161
A.7.2. Cenário de média radiação	164
A.7.2.1. Carregador limitado a 7,4 kW.....	164
A.7.2.2. Carregador limitado a 30 kW.....	168
A.7.3. Cenário de baixa radiação.....	173
A.7.3.1. Carregador limitado a 7,4 kW.....	173
A.7.3.1. Carregador limitado a 30 kW.....	177
A.8. Energia consumida pelos carregadores e respetivos modos de carregamento	182
A.8.1. Cenário de média radiação com carregadores de 7,4 kW	182
A.8.2. Cenário de média radiação com carregadores de 30 kW	184
A.8.3. Cenário de baixa produção com carregadores de 7,4 kW	185
A.8.4. Cenário de baixa radiação com carregadores de 30 kW.....	187
Apêndice B – Tabelas de viabilidade económica	189
B.1. Análise viabilidade económica do sistema de carregamento com os painéis fotovoltaicos na máxima produção	190
B.2. Análise viabilidade económica do sistema de carregamento com os painéis fotovoltaicos em média produção.....	192

B.3. Análise viabilidade económica do sistema de carregamento com os painéis fotovoltaicos na baixa produção	195
B.4. Análise viabilidade económica do sistema de carregamento com os painéis fotovoltaicos na máxima produção e baixa afluência de VE	198
Apêndice C. Fichas técnicas dos diferentes carregadores	202
C.1. Ficha técnica do carregador Wallbox Quasar	202
C.2. Ficha técnica do carregador Wallbox Supernova.....	203
C.2. Ficha técnica do carregador Wallbox Supernova.....	204

Índice de Figuras

Figura 1.1. Evolução da Produção Elétrica em Portugal Continental [1].	1
Figura 2.1. Primeiro trolleybus - Werner Von Siemens, Elektromote [5].	5
Figura 2.2. Veículo 100% elétrico da marca BYD [7].	6
Figura 2.3. Caso A de conexão [19].	8
Figura 2.4. Caso B de conexão [19].	8
Figura 2.5. Caso C de conexão [19].	9
Figura 2.6. Tomadas de uso doméstico compatível com carga VE em modo 1 e 2 [19].	10
Figura 2.7. Tomada de uso industrial compatível com carga VE em modo 1 e 2 [19].	10
Figura 2.8. Conectores móvel de carga VE em modo 3 e 4; a) Carregamento AC; b) carregamento DC a 1000 V; c) carregamento DC a 600 V [19], [21].	11
Figura 2.9. Carregamento em AC e DC [22].	11
Figura 2.10. Carregador de bordo VE [21].	13
Figura 2.11. Gráfico da potência de carregamento em PCR e PCUR [21].	13
Figura 2.12. Fases de carregamento de uma bateria, em função da corrente e da tensão [30].	14
Figura 2.13. Células fotovoltaicas [44].	19
Figura 2.14. Sistema fotovoltaico: Off-Grid e On-Grid [48].	20
Figura 2.15. Configurações dos inversores fotovoltaicos [49].	20
Figura 2.16. Sistema de conversão de energia fotovoltaico com barramento DC/DC [49], [50].	21
Figura 2.17. Sistema de conversão de energia fotovoltaica sem conversão DC/DC [49], [51].	21
Figura 2.18. Central Inverter [52].	22
Figura 2.19. Module Integrated ou Module Oriented Inverters [52].	23
Figura 2.20. Topologia monofásica de conversão: a) meia ponte; b) ponte completa [54].	23
Figura 2.21. Inversor trifásico com carga em estrela [55].	24
Figura 2.22. Conversor DC/DC redutor [57].	26
Figura 2.23. Aplicação dos microinversores [58].	27
Figura 3.1. Sistema global de carregamento proposto.	29
Figura 3.2. Conversor DC/AC comutados com respetivos controlos (corrente, tensão e MPPT).	30
Figura 3.3. Conversor DC/AC comutado com controlo de corrente.	31

Figura 3.4. Diagrama de blocos do compensador de corrente, conversor DC/AC.....	33
Figura 3.5. Conversor DC/AC com controlo de corrente e tensão.	34
Figura 3.6. Diagrama de blocos do compensador de tensão DC do conversor DC/AC.	36
Figura 3.7. Representação gráfica do funcionamento do algoritmo MPPT [67].	38
Figura 3.8. Fluxograma do algoritmo MPPT implementado.	38
Figura 3.9. Retificador AC/DC.....	39
Figura 3.10. Conversor DC/DC do tipo redutor.	40
Figura 3.11. Modo de operação do conversor DC/DC com o transístor em condução.	41
Figura 3.12. Modo de operação do conversor DC/DC com o transístor ao corte.....	41
Figura 3.13. Diagrama de blocos do compensador de corrente do conversor DC/DC reductor.....	42
Figura 3.14. Diagrama de blocos do compensador de tensão da bateria, do conversor DC/DC reductor.	44
Figura 4.1. Modo verde de carregamento (energia solar).	47
Figura 4.2. Modo vermelho de carregamento (energia da rede).	48
Figura 4.3. Fluxograma do modo de carregamento vermelho (energia da rede).	49
Figura 4.4. Modo amarelo de carregamento (energia solar ou da rede elétrica).	49
Figura 4.5. Fluxograma do modo de carregamento amarelo	51
Figura 4.6. Fluxograma do algoritmo Power Sharing modificado.....	53
Figura 4.7. Fluxograma do algoritmo de carregamento prioritário.	55
Figura 4.8. Fluxograma algoritmo mapeado ao tempo e SOC.....	57
Figura 5.1. Parâmetros do bloco Battery.....	58
Figura 5.2. Parâmetros do painel fotovoltaico simulado, bloco PV Array.....	59
Figura 5.3. Conversor DC/AC comutado, simulação.....	60
Figura 5.4. Curva da tensão em função da potência do MPPT.....	61
Figura 5.5. Tensão aos terminais do condensador.	62
Figura 5.6. Conversor DC/AC de topologia comutada.	62
Figura 5.7. Conversor DC/AC de topologia linear.	63
Figura 5.8. Esquema do Conversor DC/AC linear presente no simulador.	63
Figura 5.9. Sinais da tensão (a azul) e da corrente da rede (a laranja) em função do tempo (em segundos). a) sistema comutado; b) sistema linear.....	64
Figura 5.10. Conversor AC/DC topologia comutada, simulação.	65
Figura 5.11. Tensão à saída do conversor AC/DC comutado.	65
Figura 5.12. Esquema do conversor DC/DC comutado utilizado no simulador.....	66

Figura 5.13. Circuito de controlo do conversor DC/DC redutor.....	67
Figura 5.14. Circuito de teste do conversor DC/DC redutor.....	67
Figura 5.15. Tensão (a azul) e corrente (a vermelho) durante a recarga da bateria com uma potência de 7,4 kW e um conversor de topologia comutada.....	68
Figura 5.16. Conversor DC/DC comutado, linear.....	68
Figura 5.17. Tensão (a azul) e corrente (a vermelho) durante a recarga da bateria com uma potência de 7,4 kW e um conversor de topologia linear.....	69
Figura 5.18. Sistema de carregamentos implementado na simulação.....	70
Figura 5.19. Circuito comutado para efetuar os testes em regime permanente e em regime transitório.	71
Figura 5.20. Sinal da tensão (azul) e da corrente (laranja) da fase 1 da rede elétrica.	71
Figura 5.22. Tensão da bateria (volts) em função do tempo (segundos), para uma radiação solar constante: (a) tensão e corrente com uma potência de 7,4 kW; (b) tensão e corrente com uma potência de 30 kW.....	72
Figura 5.23. Variação da corrente (sinal a laranja) da fase 1 em função do número de VE a carregar.....	73
Figura 5.24. Impacto da variação da irradiância na corrente (sinal laranja) e tensão (sinal a azul) da fase 1 da rede elétrica.	73
Figura 5.25. Teste do carregamento da bateria dos VE com potências variáveis.	74
Figura 6.1. Sistema de carregamento proposto implementado no Matlab.	75
Figura 6.2. Radiação solar para simular a produção máxima dos painéis fotovoltaicos.	77
Figura 6.3. Padrão de carregamento de VE.....	78
Figura 6.4. Potência gerada pelos painéis fotovoltaicos (sinal (a)) e potência total consumida pelos carregadores (sinal (b)).	79
Figura 6.5. Potência entregue à rede elétrica.	79
Figura 6.6. SOC total atingido (azul) e pretendido (laranja) dos VE que efetuaram o carregamento no carregador 1 limitado a 30 kW.	80
Figura 6.7. Radiação solar para simular a produção média dos painéis fotovoltaicos.	82
Figura 6.8. Modos de carregamento no carregador 1 ao longo do tempo, sendo o modo de carregamento verde descrito a verde e o modo de carregamento amarelo descrito a laranja.	83
Figura 6.9. Radiação solar para simular a baixa produção dos painéis fotovoltaicos.	85
Figura 6.10. Modos de carregamento no carregador 1 ao longo do tempo, sendo o modo de carregamento amarelo descrito a laranja e o modo de carregamento vermelho descrito a vermelho.....	86
Figura 6.11. Gráfico de afluência dos VE em horas de baixa produção.	89

Índice de Tabelas

Tabela 2.1. Características técnicas de diferentes carregadores.	12
Tabela 6.1. Resultados da simulação do sistema de carregamento composto por carregadores de 7,4 kW, com os painéis fotovoltaicos na produção máxima e tempos de carregamento aleatórios.	80
Tabela 6.2. Resultados da simulação do sistema de carregamento composto por carregadores de 30 kW, com os painéis fotovoltaicos na produção máxima e tempos de carregamento aleatórios.	81
Tabela 6.3. Resultados da simulação do sistema de carregamento composto por carregadores de 7,4 kW, com os painéis fotovoltaicos na produção média e tempos de carregamento aleatórios.	83
Tabela 6.4. Resultados da simulação do sistema de carregamento composto por carregadores de 30 kW, com os painéis fotovoltaicos na produção média e tempos de carregamento aleatórios.	84
Tabela 6.5. Resultados da simulação do sistema de carregamento composto por carregadores de 7,4 kW e 30 kW, com os painéis fotovoltaicos na produção baixa e tempos de carregamento aleatórios.	86
Tabela 6.7. Resultados da simulação do sistema de carregamento composto por carregadores de 7,4 kW e 30 kW, com os painéis fotovoltaicos na produção máxima e fraca afluência de VE.	88
Tabela 6.8. Resultados da simulação do sistema de carregamento composto por carregadores de 30 kW, com os painéis fotovoltaicos na produção máxima e uma afluência nas horas de baixa produção.	90
Tabela 6.9. Investimentos das diversas soluções.	91
Tabela 6.10. Análise de viabilidade económica com diferentes níveis de produção fotovoltaica.	92
Tabela 6.11. Análise de viabilidade económica para uma afluência de 7 VE	93

1. Introdução

O processo evolutivo nos sistemas de transportes está a levar, naturalmente, a uma adoção, cada vez mais evidente e exponencial, de veículos elétricos (VE) como principal meio de transporte. Como tal, a energia que atualmente é consumida sob a forma de gasolina ou gasóleo terá de ser substituída, provocando um aumento da produção de eletricidade para fazer face a estas necessidades.

Dito isto, facilmente são identificados dois grandes problemas que terão de ser resolvidos o mais rapidamente possível:

O primeiro, prende-se com o facto de ser fundamental, e cada vez mais urgente, substituir a produção energética que está atualmente baseada em combustíveis fósseis, por energias alternativas não poluentes. Como se pode constatar pela Figura 1.1, as fontes de energias renováveis têm vindo, nos últimos anos, a ser aplicadas na produção de eletricidade. No entanto, a diminuição de energia produzida proveniente de fontes não renováveis e o aumento do consumo, leva a que esse número de fontes de produção de energia renovável tenha de aumentar [1]. Esta produção pode partir de grandes centros produtores, mas também, cada vez mais se deve olhar para a produção distribuída e para soluções de autoconsumo como fontes, também bastante viáveis, de obtenção de energia [2]. As energias renováveis são fontes inesgotáveis de energia, no entanto existem umas mais indicadas para serem aplicadas em sistemas de autoconsumo, como é o caso da energia eólica, mas também a solar, sendo esta última, de vital importância, uma vez que a energia solar diária que chega a Portugal é em média 430 000 GWh, correspondendo a uma energia 8 vezes superior à consumida atualmente [3].

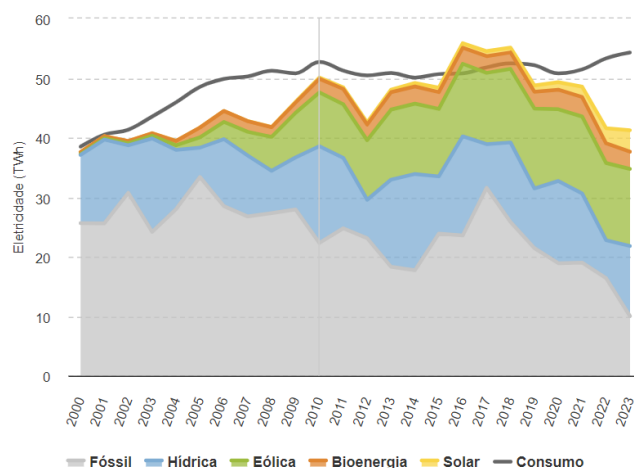


Figura 1.1. Evolução da Produção Elétrica em Portugal Continental [1].

O segundo problema retrata a grande preocupação que existe no aproveitamento das infraestruturas de transporte e distribuição de energia, face ao aumento do consumo e, por conseguinte, a necessidade de aumentar a produção de energia. A solução seria a reestruturação de todo o sistema elétrico mundial, a qual não é, evidentemente, vista com bons olhos porque acarreta custos inimagináveis. Para que tal não aconteça, é preciso que, havendo uma eletrificação massiva, adaptar as redes para um sistema de redes inteligentes de energia, isto é, uma rede de eletricidade que de forma inteligente integra as ações de todos os utilizadores ligados à rede, produtores e consumidores, para garantir de uma forma eficiente, sustentável, económica e segura o fornecimento de eletricidade. Para além disso, a introdução massiva de veículos elétricos provocará alterações no padrão de consumo, tornando-o pouco previsível, o que poderá levar a falhas de energia no sistema electroprodutor. Para prevenir tais falhas é imperativo adotar um mecanismo de gestão de energia, para que o carregamento desses mesmos veículos não leve ao colapso da rede elétrica.

1.1. Motivação

Perante este contexto torna-se evidente a necessidade de soluções menos poluentes do meio ambiente e que facilitem a integração de energias renováveis na rede elétrica. Por um lado, a substituição dos veículos a combustão interna por VE pode solucionar a diminuição das emissões poluentes; por outro lado, os centros de produção de energia distribuídos permitem uma maior flexibilidade para o sistema electroprodutor.

A massificação dos VE pode ser muito prejudicial para a estabilidade do sistema electroprodutor ao representar uma elevada carga de consumo pouco previsível, como já referido. Deste modo, a supressão desta carga com energia renovável descentralizada representa uma grande vantagem para a rede elétrica. Esta situação pode ser conseguida através de parques de estacionamento solares.

Assim, a ideia base deste trabalho passa pela criação de um ponto de produção de energia elétrica através de sistemas fotovoltaicos para o carregamento de veículos não poluentes. Deste modo, torna-se essencial analisar a correspondência entre a produção de energia solar fotovoltaica e as necessidades dos proprietários de VE, maximizando a energia solar para o carregamento de VE e minimizando a dependência da energia proveniente da rede elétrica de energia. Espera-se que assim seja possível a inclusão massiva de sistemas de carregamento no sistema electroprodutor sem que seja necessária uma reestruturação massiva das redes de transporte e distribuição de energia.

1.2. Objetivos

Com este trabalho é desenvolvido um sistema de carregamento de veículos elétricos que permita interligar um sistema de produção fotovoltaico e a rede elétrica a um posto de carregamento inteligente de VE, o qual, fosse capaz de ajustar a transferência da energia entre o posto em função da necessidade dos utilizadores do posto e da energia produzida pelos painéis fotovoltaicos, de forma a garantir o menor desperdício de energia possível.

Com este contexto foram desenvolvidos os seguintes objetivos:

- Rever o funcionamento dos veículos cuja fonte principal ou secundária de energia para a sua propulsão é a eletricidade, bem como os seus modos de carregamento, tomadas utilizadas e leis existentes para a instalação de postos de carregamento. Rever também o funcionamento dos sistemas fotovoltaicos e a aplicação dos mesmos para autoconsumo, mais precisamente, as leis inerentes à sua instalação, mas também à comercialização da energia produzida por esses sistemas.

- Definir o sistema de carregamento distribuído com energia renovável, composto pelos painéis fotovoltaicos conectados à rede elétrica por meio de um conversor DC/AC e com os carregadores dos VE conectados à rede elétrica.

- Projetar os conversores e controladores constituintes do sistema de carregamento, nomeadamente o conversor de tensão contínua para tensão alternada (DC/AC) para interligar os painéis fotovoltaicos à rede elétrica, e por fim o carregador de VE, composto por um conversor de tensão alternada para tensão contínua (AC/DC) e um conversor de tensão contínua para tensão contínua (DC/DC), indicando as diferenças entre a topologia comutada e a linear.

- Desenvolver estratégias e algoritmos de carregamento inteligente para que a energia gerada pelo painel fotovoltaico seja aproveitada ao máximo pelos utilizadores do posto de carregamento, minimizando a dependência da energia proveniente da rede e, por conseguinte, aliviar a sobrecarga da rede.

- Projetar um simulador do sistema de carregamento de veículos elétricos que permita interligar um sistema de produção fotovoltaico e a rede elétrica a um posto de carregamento inteligente de VE, de modo a ser possível aplicar as estratégias e algoritmos desenvolvidos.

- Tirar conclusões sobre quais as melhores medidas a adotar de entre as soluções estudadas.

1.3. Estrutura do documento

A presente dissertação está dividida em 7 grandes capítulos. Dentro de cada um, foi por vezes necessário dividir a informação apresentada com o objetivo de tornar, para o leitor, mais fácil a sua leitura, dividindo assim melhor os assuntos abordados. Nos parágrafos seguintes será apresentado, muito sucintamente, o que é abordado em cada um dos capítulos.

O atual subcapítulo juntamente com um pequeno enquadramento e motivação, encontram-se inseridos no capítulo 1. Com este, pretende-se dar ao leitor uma primeira apresentação do que será abordado ao longo deste documento e a sua estrutura.

No capítulo 2, é feito um enquadramento um pouco mais profundo e teórico, de todos os temas que estão direta ou indiretamente relacionados com o tema desta dissertação. É apresentada, em primeiro lugar, uma breve introdução dos veículos a combustão interna, seguida de uma caracterização dos veículos híbridos e elétricos, à qual é adicionada uma análise dos diferentes modos de carregamento para os dois últimos tipos de veículos, juntamente com o tipo de tomadas e conectores a utilizar, os diferentes tipos de carregadores e os algoritmos de gestão de energia aplicada ao carregamento de VE. É também feita a análise da forma que estes veículos podem ser carregados utilizando fontes de energia renováveis, indicando os componentes necessários para interligar a rede elétrica às fontes de energia renovável.

Depois de identificada a fonte de energia renovável ideal para o carregamento dos veículos elétricos, é apresentada no capítulo 3 uma proposta do modelo de carregamento utilizando energia solar fotovoltaica, bem como uma descrição pormenorizada dos componentes presentes no mesmo.

A parte mais inovadora deste trabalho encontra-se no Capítulo 4, onde é efetuada a apresentação e descrição das diferentes opções de carregamento possíveis no modelo proposto, mais precisamente, a possibilidade de o carregamento ser efetuado com energia proveniente exclusivamente do painel fotovoltaico ou da rede elétrica de energia, ou então uma combinação das duas. São também apresentados e descritos os algoritmos utilizados para efetuar a gestão e distribuição inteligente da energia pelos diferentes carregadores, de forma a maximizar o aproveitamento de energia solar e minimizar a dependência da rede, o que por sua vez leva a um alívio da sobrecarga na rede.

Findadas as apresentações das soluções de carregamento inteligente e de gestão de carga, no Capítulo 5 é caracterizado o software de simulação utilizado para testar o modelo de carregamento e os seus algoritmos de gestão, bem como as adaptações feitas ao modelo para tornar o simulador mais eficiente e rápido.

No capítulo 6, é feita uma análise aos resultados obtidos, comparando os diversos algoritmos de carregamentos, em situações em que existam um grande número de veículos em simultâneo a efetuar o carregamento, e em situações em que só existam alguns veículos, com períodos de muita, alguma e pouca produção de energia solar.

Por fim, no capítulo 7, são analisados os diferentes cenários de carregamento efetuados na secção anterior, para que nas condições impostas, se possam obter as conclusões sobre qual o melhor algoritmo de carregamento a utilizar no modelo proposto. Também neste capítulo são propostas algumas ideias que podem contribuir para a continuação do estudo deste tema.

2. Revisão da bibliografia

Uma compreensão adequada do tema em estudo exige não só a sua contextualização (Capítulo 1), como também o conhecimento de estudos prévios relacionados de referência. Este capítulo responde a essa necessidade, apresentando uma súmula do estado da arte na integração de veículos elétricos e energia solar fotovoltaica.

2.1. Contextualização dos veículos elétricos

A poluição atmosférica aumenta de ano para ano, em grande parte devido às fábricas e refinarias. Contudo o setor dos transportes representa atualmente cerca de um quinto da poluição produzida, muito devido à emissão de gases de efeito de estufa, mas também contribuindo para a poluição existente nas cidades. Por outro lado, os transportes são os maiores consumidores de energia proveniente de origem petrolífera, contribuindo de modo incontornável para a dependência energética do país [4].

Com isto em mente, atualmente, o conceito de VE passou de uma visão idealista que apontava para uma salvação do meio ambiente, para uma realidade contribuindo para uma diminuição da dependência de combustíveis fósseis. No entanto, a história do carro elétrico não começa no início deste século.

Não existe nenhum registo que atribua uma data ou a autoria no desenvolvimento do primeiro VE, no entanto, sabe-se que os primeiros passos começaram a ser dados no início do século XIX, quando foram feitas as primeiras experiências em pequenos veículos. Mas só na segunda metade desse século é que apareceram os primeiros modelos reais, mais precisamente, o *Elektromote*, um *trolleybus*, anteriormente puxado por cavalos e agora puxado por um sistema elétrico aéreo, como mostra a Figura 2.1, composto por um pequeno gerador, que consistia numa máquina de vapor ligada a um dínamo [5].



Figura 2.1. Primeiro trolleybus - Werner Von Siemens, *Elektromote* [5].

O desenvolvimento de VE perdeu pela primeira vez para os carros a combustão quando Henry Ford começou a produção em massa do *Model T* [6]. A partir deste momento, os carros a combustão deixaram de ter concorrentes e passaram a liderar as vendas, pois podiam ser adquiridos por um terço do preço. Adicionalmente, e para impedir completamente a viabilidade do uso dos VE, as infraestruturas rodoviárias dos países evoluíram e começou a ser possível fazer viagens de longas distâncias, não estando o veículo elétrico preparado para isso.

Nos finais do século XX começou a haver uma consciencialização para os malefícios provenientes do uso dos carros de combustão, bem como o aumento do preço do petróleo e, o cenário de carros elétricos, passados mais de 100 anos, começou novamente a ganhar forma.

Com a entrada do século XXI os VE começam outra vez a ter um papel significativo no panorama automóvel, e surgiram desenvolvimentos exponenciais não só a nível do veículo em si, mas também da autonomia das baterias e infraestruturas de carregamento. Atualmente, quase todas as marcas de automóveis possuem modelos com os tradicionais motores de combustão, mas também veículos cuja fonte principal ou secundária de energia, para a sua propulsão, é a eletricidade. Passando de veículos modestos de madeira, como o presente na Figura 2.1, que apenas se conseguiam deslocar alguns metros, para veículos robustos e compactos, com o presente na Figura 2.2, que possuem autonomias da ordem de centenas de quilómetros com apenas uma carga [7].



Figura 2.2. Veículo 100% elétrico da marca BYD [7].

2.2. Mobilidade elétrica

A par da evolução dos veículos terrestres a eletrificação também evoluiu exponencialmente, transitando das energias poluentes, como o carvão e o petróleo, para fontes menos poluentes como o gás natural ou energias renováveis, as ditas energias verdes.

Atualmente, o setor dos transportes é constituído na sua maioria por veículos movidos a combustíveis fósseis, com emissões de gases de efeito de estufa associadas. É, por isso, necessário inverter este caminho. Neste contexto, a União Europeia estabeleceu metas para a redução dos gases de efeito de estufa em cerca de 80% até 2050, sendo imperativa a redução dos veículos a combustão interna [8].

No caso do setor dos transportes, a substituição dos veículos convencionais com motor de combustão interna por VE constitui um ponto essencial para o cumprimento das metas estabelecidas.

2.2.1. Veículos elétricos e híbridos

Foi com o objetivo de diminuir a poluição que a eletrificação presente dos veículos foi ganhando força, criando assim veículos totalmente ou parcialmente elétricos [9]. Um veículo totalmente elétrico contém baterias que armazenam a energia no próprio veículo, as quais são recarregadas por fontes externas ao veículo. Uma vez que utilizam apenas eletricidade em todo o seu funcionamento, a capacidade da bateria torna-se muito importante, possibilitando à data autonomias na ordem dos 300 a 400 km, para veículos ditos convencionais, e autonomias de 600 a 700 km, para os veículos desportivos ou de luxo [10].

Por outro lado, um veículo parcialmente elétrico ou híbrido (*Hybrid Electric Vehicles - HEV*), combina um motor de combustão com um motor elétrico, podendo ser do tipo *plug-in* (*Plug-in Hybrid Electric Vehicles - PHEV*), se a recarga das baterias for feita por uma fonte externa ao veículo ou do tipo não *plug-in*, caso o recarregamento da energia nas baterias seja efetuado por auxílio do motor a combustão ou dos travões, quando

estes entram em ação (travagem regenerativa) [9] - [11]. Estes veículos podem operar exclusivamente com o motor a combustão interna, com o motor elétrico ou com uma combinação dos dois. Os veículos PHEV apresentam a possibilidade ao condutor de poder alternar entre o motor a combustão interna e o motor elétrico, isto é, durante a condução é possível optar por uma condução somente com o motor a combustão ou somente com o motor elétrico, podendo este último ser utilizado em viagens médias/curtas, devido à sua autonomia, no caso geral, não ultrapassar os 80 km [12].

Por outro lado, nos veículos que não permitem recarregamento da bateria através de energia externa, os denominados híbridos não *plug-in* ou HEV, os dois motores entram em funcionamento em diferentes ocasiões, não podendo o condutor escolher qual o motor a utilizar, de modo a otimizar a eficiência do veículo. O motor a combustão é utilizado em regimes médio-altos e o motor elétrico em regimes baixos, isto é, o motor a combustão em regimes baixo (baixa velocidade ou no denominado pára-arranca) apresenta um elevado consumo de gasolina e um elevado sobreaquecimento, dessa forma o motor elétrico entra em funcionamento anulando esses efeitos no motor a combustão e contribuindo para uma melhor eficiência do veículo [12], [13]. Deste modo, a utilização do motor de combustão interna é minimizada e o mesmo só opera em situações em que a sua eficiência toma valores mais elevados, levando assim a que a autonomia destes veículos atinja valores elevados, devido ao melhor desempenho do motor de combustão interna quando acoplado ao motor elétrico. A autonomia encontra-se, por isso, no intervalo entre os 900 e os 1200 km, sendo a sua velocidade média máxima de 160 km/h [12].

Para o carregamento dos veículos elétricos e híbridos *plug-in* é necessário que existam infraestruturas aptas para efetuar o carregamento, podendo este ser lento ou rápido. O tipo de carregamento disponível nas estações de carregamento depende essencialmente da corrente e tensão disponíveis para consumo.

A inserção dos VE no mercado está muito dependente das infraestruturas necessárias para efetuar o carregamento e da aceitação da tecnologia. Contudo, os maiores obstáculos são o elevado custo e a baixa autonomia [14]. Ambos os obstáculos têm origem na bateria, já que esta é determinante no custo inicial do veículo e na sua autonomia. Tipicamente, as baterias utilizadas são de hidreto de metal de Níquel (*NiMH*) e de iões de lítio (*Li-ion*); estas últimas são as mais promissoras por proporcionarem uma maior autonomia e velocidade, apesar de não suportarem descargas tão profundas como as de *NiMH*, para o mesmo número de ciclos de carga/descarga [12]. A conjugação do custo da bateria com a sua baixa autonomia, quando comparada com veículos convencionais, leva a que parte do mercado rejeite o VE. Contudo, o custo das baterias de lítio tem vindo a diminuir, desde o máximo em 2013 no valor de 712 €/kWh, e desde então foi diminuindo chegando ao valor mínimo em 2023, de 127 €/kWh [15].

2.2.2. Casos e modos de carregamento

Como foi exposto, instalações de carregamento adequadas são importantes para a integração dos veículos elétricos e híbridos na rede. Essas instalações podem permitir dois tipos de carregamento, nomeadamente os carregamentos unidirecionais e os bidirecionais (*Vehicle-to-Grid*), sendo este último ainda em fase de testes e ensaios por parte de várias empresas [16]. Dentro dos carregamentos unidirecionais, destacam-se o carregamento dito tradicional, no qual a potência é transferida do carregador para o

veículo sem existir nenhum método de gestão, e o carregamento otimizado de acordo com determinados critérios (*smart charging*), o qual permite a gestão da potência por parte da operadora da instalação de carregamento, podendo assim ajustar as potências consoante o número de VE que se encontrem a carregar, de forma a aliviar a pressão sobre a rede [17], [18]. Este último método de carregamento será abordado posteriormente, pelo que o foco nesta secção se prende com o carregamento tradicional, carregamento esse que pode ser dividido em 4 principais casos, A, B, C e D, de conexão [19].

Começando pelo caso A, a conexão do VE à instalação de alimentação é efetuada por meio de um cabo de carga, que inclui a ficha, e que está ligado ao veículo de forma permanente, como comprova a Figura 2.3 [19].

No caso A1 o cabo de carga é ligado a uma tomada pertencente à instalação elétrica fixa. No caso A2 o cabo de carga é ligado a um posto de carregamento específico [19].

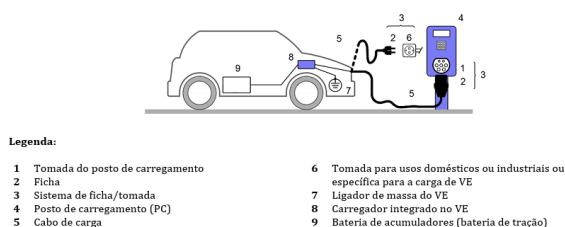


Figura 2.3. Caso A de conexão [19].

No caso B a conexão do VE à instalação de alimentação é feita por meio de um cabo de carga que não está ligado ao VE de forma permanente (separado), que inclui o conetor móvel do VE e o equipamento de alimentação em corrente alternada (Figura 2.4) [19].

No caso B1 o cabo de carga é ligado a uma tomada pertencente à instalação elétrica fixa. No caso B2 o cabo de carga é ligado a um posto de carregamento específico [19].

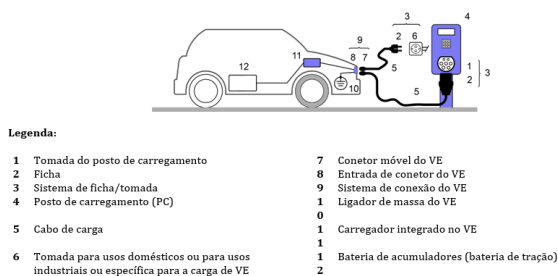
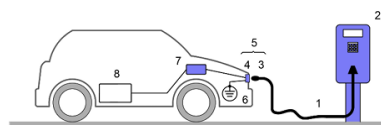


Figura 2.4. Caso B de conexão [19].

No caso C a conexão do VE à instalação de alimentação efetua-se por meio de um cabo de carga, que inclui um conetor móvel do VE, este é ligado ao posto de carregamento de forma permanente, como evidência a Figura 2.5 [19].



Legenda:

- | | |
|------------------------------|---|
| 1 Cabo de carga | 5 Sistema de conexão do VE |
| 2 Posto de carregamento (PC) | 6 Ligador de massa do VE |
| 3 Conector móvel do VE | 7 Carregador integrado no VE |
| 4 Entrada de conector do VE | 8 Bateria de acumuladores (bateria de tração) |

Figura 2.5. Caso C de conexão [19].

De salientar, que podem ser utilizados dispositivos mecânicos de conexão, de forma a substituir os cabos e os conectores do VE.

Por fim, no último caso (caso D) trata-se da tomada de carregamento, aparelho este destinado a ser instalado numa instalação fixa, possuindo alvéolos concebidos para receber os pernos de uma ficha e dotado de ligadores para condutores, conforme mostra a Figura 2.6. De salientar, que as tomadas devem satisfazer todos os requisitos de uma norma NP, EN ou IEC [19].

Uma vez verificados os diferentes casos de conexão dos VE à instalação de carregamento, é necessário entender os modos de carga em que esses casos de conexão podem operar, mais precisamente a intensidade de corrente e tensão, distinguindo-se assim 4 modos [20].

No modo 1 a ligação do VE à instalação de alimentação utiliza corrente alternada, por meio de tomadas normalizadas de corrente não superior a 16 A e de tensão estipulada não superior a 250 V, em circuitos monofásicos, ou a 480 V, em circuitos trifásicos. O circuito de alimentação é constituído por condutores de fase, neutro e de proteção [19], [20].

No modo 2 a ligação do VE à instalação de alimentação também utiliza corrente alternada, mas por meio de tomadas normalizadas de corrente não superior a 32 A e de tensão estipulada não superior a 250 V, em circuitos monofásicos, ou a 480 V, em circuitos trifásicos. O circuito de alimentação é constituído por condutores de fase, neutro e de proteção, com uma função piloto, e com um sistema de proteção das pessoas contra os choques elétricos por meio de um dispositivo diferencial localizado entre o VE e a ficha ou na caixa de controlo integrada no cabo [20].

Para o modo 3 a ligação do VE à instalação de alimentação é efetuada em corrente alternada por meio de um Sistema de Alimentação de Veículos Elétricos (SAVE) dedicado, onde a função piloto se estende aos aparelhos de controlo localizados no interior do SAVE, que são ligados em permanência à instalação [20].

Por fim, no modo 4 a ligação do VE à instalação de alimentação é efetuada em corrente contínua [20].

2.2.3. Tomadas e conectores

Cada um dos modos de ligação do VE à instalação de alimentação difere em corrente e tensão, tornando-se assim imperativo utilizar conectores e tomadas de carregamento adequados às características de cada um dos modos [19], satisfazendo sempre as normas nacionais impostas.

As tomadas para uso doméstico, e análogos, devem estar em conformidade com as normas NP 1260-2:2016, para os modos de carga 1 e 2, isto é, os limites de utilização e a identificação relativa à carga de VE devem encontrar-se marcados na tomada pelo fabricante, com a exceção de poder ser colocado no posto de carregamento ou no quadro, na proximidade da tomada, se esta for instalada num posto de carregamento ou num quadro adequado [19].

Quando, para os modos de carga 1 ou 2, forem utilizadas tomadas para usos domésticos e análogos que satisfaçam a norma NP 1260, idênticas às da Figura 2.6, estas não devem ser utilizadas quando a corrente de carga dos VE for superior a 10 A. Esta regra não se aplica quando as tomadas forem adequadas ao carregamento de VE (marcadas, de origem, para esse efeito). De notar ainda, que se recomenda que as tomadas para usos domésticos e análogos apenas sejam utilizadas em instalações existentes. Quando houver necessidade de remodelação da instalação elétrica que as alimenta, devem ser instaladas tomadas adequadas ao carregamento de VE [19], [20].

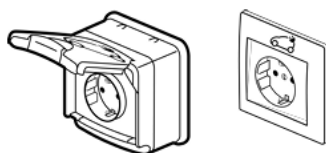


Figura 2.6. Tomadas de uso doméstico compatível com carga VE em modo 1 e 2 [19].

No caso das tomadas industriais, que estejam em conformidade com a norma EN 60309-1 e EN 60309-2, devem ser dotadas de obturadores ou proteção equivalente, como mostra a Figura 2.7, quando instaladas num local acessível ao público, e podem ser utilizadas nos modos de carga 1 ou 2 [19].

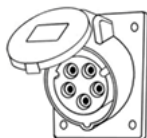
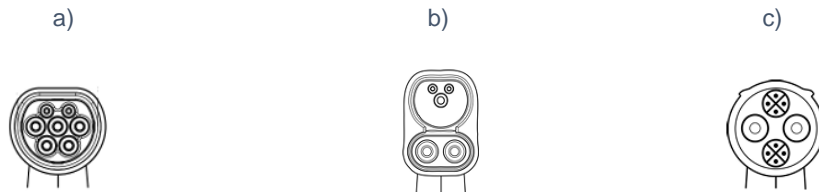


Figura 2.7. Tomada de uso industrial compatível com carga VE em modo 1 e 2 [19].

Deixando de parte as tomadas e passando à análise dos conectores, dedicados ao carregamento de VE, estes devem seguir a norma EN 62196-1 e a EN 62196-2 (tipo 2), para o modo de carga 3. Respeitando sempre as correntes impostas por estas normas, podem os fabricantes impor valores de corrente inferiores aos estipulados pelas normas.

Começando pelos conectores para o modo de carga 3, estes seguem o formato do conector denominado de tipo 2 ou *Mennekes*, representado na Figura 2.8 a), permitindo carregamento em corrente alternada (AC) monofásica de 70 A ou trifásico de 63 A [19], [21].

Para efetuar carregamento em corrente contínua, no modo de carga 4, os conectores devem seguir as normas EN 62196-1 e EN 62196-3, podendo os conectores utilizar a configuração denominada de FF ou *CCS Combo* (Figura 2.8 b)), capazes de efetuar o carregamento do VE com uma corrente de 200 A e uma tensão contínua (DC) máxima de 1000 V, enquanto que a configuração denominada de AA ou *CHAdeMO* (Figura 2.8 c)), apenas permite carregamentos com uma tensão contínua máxima de 600 V, para uma corrente de 200 A [19], [21].



2.2.4. Tipos de carregadores

Verificados os diferentes modos de carregamento existentes, as tomadas existentes para efetuar o carregamento de VE e as respetivas normas de cada um dos elementos, fica a faltar a estrutura que fornece energia ao VE. Tais estruturas denominam-se de postos de carregamento ou carregadores e podem ser de dois tipos: AC (corrente alternada) ou DC (corrente contínua).

Nos carregadores AC o carregamento do VE é efetuado em corrente alternada monofásica ou trifásica, possibilitando ao utilizador carregar o seu VE com potências até 22 kW (trifásica), utilizando tomadas do tipo 2 ou *Mennekes* e o modo 3 de carregamento. No caso do carregamento ser efetuado em AC, o VE realiza internamente a conversão de AC para DC, de forma a carregar a bateria, como se pode observar no lado esquerdo da Figura 2.9.

No caso dos carregadores DC o carregamento do VE é efetuado em corrente contínua podendo atingir os 150 kW (em alguns modelos), utilizando tomadas *CCS Combo* ou *CHAdeMO* e o modo 4 de carregamento. O carregamento do VE ao ser concretizado em DC essa conversão de energia (de AC para DC) dá-se dentro do carregador, conforme se pode observar no lado direito da Figura 2.9.

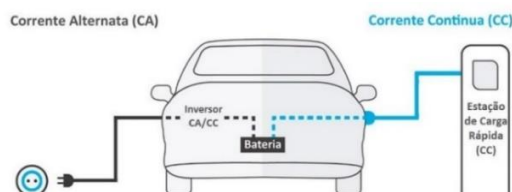


Figura 2.9. Carregamento em AC e DC [22].

2.2.5. Exemplos de carregadores

A nível comercial os carregadores AC que se destacam no mercado, para usufruto público ou privado, são os da empresa *Wallbox* (parceira de várias empresas, nomeadamente EDP, Galp Energias e de quase todas as marcas automóveis), mais precisamente os modelos *Pulsar* e *Copper SB*, os quais efetuam carregamento até 22 kW, possibilitam integração com sistemas fotovoltaicos e criação de redes compostas por vários carregadores [23], [24]. No caso dos carregadores AC destacam-se também empresas como a Moon, a Schneider e a Volt-E, com uma forte presença no mercado de carregamento.

Já no caso dos carregadores DC, estes destacam-se no mercado para usufruto público, isto é, em postos de carregamento públicos. As empresas com maior presença são a *Moon*, a *Schneider* e a *Wallbox*, sendo esta última a empresa que mais se destaca no mercado (parceria com a empresa Iberdrola) com o modelo *Supernova*, que permite

carregamentos de 30 kW, 60 kW e 150 kW, já para usufruto doméstico ou privado a empresa *Moon* proporciona o modelo Power 22/30 DC, o qual efetua carregamentos de 22 kW ou de 30 kW, já a empresa *Wallbox* proporciona o modelo de Quasar, o qual efetua carregamentos até 7,4 kW [25] [26] [27] [28]. Este último carregador apresenta como principal vantagem a troca bidirecional de energia, isto é, possibilita que o carregador forneça energia ao veículo, mas também que o veículo possa fornecer energia ao carregador e por conseguinte à rede elétrica.

Tabela 2.1. Características técnicas de diferentes carregadores.

Carregadores	Intervalo de tensão contínua (V)	Potência máxima de carregamento (kW)
Power 22/30 DC [28]	200-1000	22 ou 30
Supernova [27]	150-400	30 ou 60
Quasar [26]	150-400	7,4

2.2.6. Velocidade de carregamento

Nas secções anteriores foram enumerados e descritos os diferentes modos de carregamento de veículos elétricos, bem como os diferentes conectores, tomadas e carregadores. Contudo, a energia que chega ao veículo não depende só desses fatores, mas sim de muitos mais.

Particularmente, a capacidade da bateria e o nível de carga, isto é, para diferentes baterias, de diferentes capacidades, o tempo de carregamento muda, ou seja, a potência que os VE realmente obtêm durante o carregamento altera-se mediante o quão “cheia” a bateria se encontra. Num estado de carga baixo, a bateria será carregada com a potência máxima que o posto possua até chegar aos 80% do estado de carga (desde que esta seja suportada pelo veículo). A partir desse valor do estado de carga a potência de carregamento é diminuída até atingir os 100%, de forma a garantir a longevidade da bateria e reduzir o seu desgaste precoce [21].

Outro fator que influencia o processo de carregamento é a temperatura, isto é, quanto mais fria a bateria, mais lento será o seu carregamento e vice-versa. O caso ideal aplica-se a uma bateria que esteja no intervalo ótimo de temperatura (20-30°C) [21].

Passando para o carregador de bordo do VE, este componente define a potência máxima que o veículo consegue transformar para alimentar a bateria, isto é, se o veículo consegue carregar até um máximo de 11 kW e está a utilizar um carregador que carrega a 22 kW, o que o carregador de bordo faz é limitar a potência do carregador para os 11 kW, mesmo que o carregador possibilite a utilização de uma potência mais alta, como se pode observar na Figura 2.10 [21].

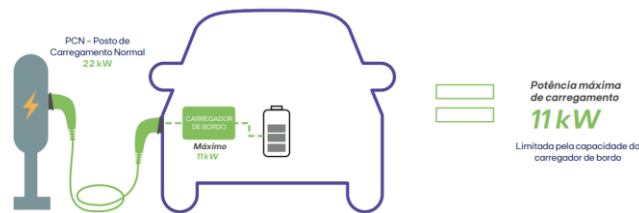


Figura 2.10. Carregador de bordo VE [21].

Por fim, o último fator a ter em conta é a potência do posto de carregamentos, ou seja, a potência máxima disponível para o VE receber. Um posto de carregamento pode ter diversas designações, mais precisamente posto de carregamento normal (PCN), utilizando potências em AC na ordem de 3,5 kW, 7,4 kW, 11 kW ou 22 kW, potências essas ideais para o carregamento dito diário, situações de casa-trabalho ou para deslocações a áreas comerciais. Existem também os postos de carregamento rápido (PCR) ou ultrarrápido (PCUR), operando com potências contínuas (em DC) desde os 50 kW até aos 150 kW, ideais para situações de viagens longas em autoestrada, permitindo que numa estação de serviço consiga-se carregar total ou quase totalmente a bateria em alguns minutos, ou, então em situações de emergência, nas quais os tempos de carregamento necessitam de ser os mais reduzidos possíveis [21].

É nestes últimos dois tipos de postos de carregamento, rápido e ultrarrápido, que a potência de carregamento se ajusta ao estado de carga da bateria do veículo, como se pode observar no gráfico presente na Figura 2.11. Isto é, caso o utilizador queira carregar o veículo dos 0 aos 100 %, a potência aumenta gradualmente dos 0 aos 20 % da capacidade da bateria e depois mantém-se constante até aos 80 %, diminuindo dos 80 % aos 100 %. E, é neste último intervalo que o carregamento vai-se tornando muito lento não compensando o carregamento nessa gama, pois a energia é cobrada ao minuto, de modo a incentivar que os utilizadores não carreguem os carros a partir dos 80 por cento, para preservar a bateria do seu veículo [21].

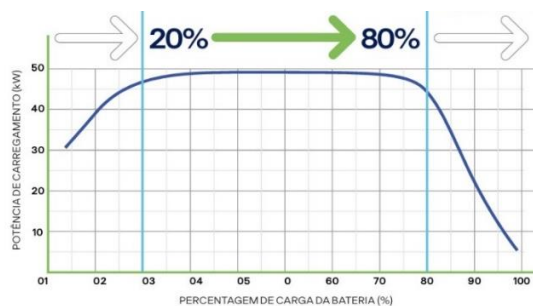


Figura 2.11. Gráfico da potência de carregamento em PCR e PCUR [21].

Para uma melhor interpretação, a Figura 2.12 representa a recarga de uma bateria de lítio. No processo de recarga de uma bateria existem essencialmente duas fases, podendo ir até três fases se a tensão da bateria estiver abaixo do valor de tensão crítica ($V_{trickle}$). Caso o valor da tensão da bateria se apresente abaixo de $V_{trickle}$, é induzido um valor mínimo de corrente ($I_{trickle}$), tipicamente de 0,1C, onde C representa a capacidade nominal da bateria. Assim que o valor de tensão ultrapasse o valor de tensão crítica ($V_{trickle}$). Na segunda fase do carregamento, designada por *constant current* (CC), consiste na introdução de uma corrente de carregamento (I_{charge}) de valor constante que pode variar entre 0,5C e 3,2C, dependendo das suas especificações.

Quando o valor da tensão da bateria atinge o valor de tensão máxima de carregamento (V_{max}), a terceira e última fase de carregamento entra em ação. Na terceira fase de implementação, definida por *constant voltage* (CV), é imposta à bateria uma tensão constante no processo de carregamento e o valor da corrente vai decrescendo gradualmente. O período de carregamento termina quando a corrente atinge um valor predefinido de corrente (I_{min}), tipicamente de 0.02C, ou no estabelecimento predeterminado de um tempo máximo de carregamento [29], [30].

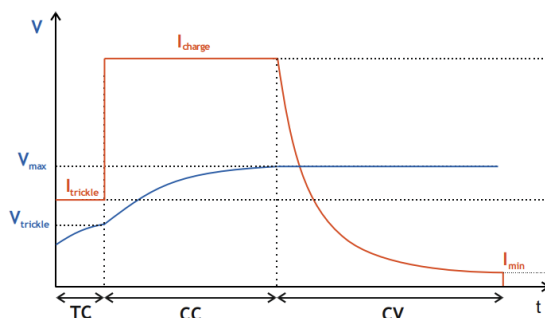


Figura 2.12. Fases de carregamento de uma bateria, em função da corrente e da tensão [30].

Para além destes modos de carregamento convencionais, ou seja, os mais comuns de encontrar numa estação de carregamento, também existem modos de carregamento que podem ser otimizados de acordo com diversos critérios [17], [31]. Este último modo ilustra os carregamentos inteligentes (*smart charging*), no qual o carregador encontra-se constantemente a comunicar com o veículo e com a operadora que detém o controlo da instalação de carregamento, de modo a otimizar ao máximo o carregamento, tendo em conta critérios como a satisfação das necessidades de locomoção dos condutores, o preço da energia e outros parâmetros importantes na gestão da rede (reserva e qualidade de potência, estabilização da rede, etc.) [31], [32].

O carregamento inteligente é o mais promissor de todos os tipos de carregamento, uma vez que permite ao operador da instalação de carregamento gerir a quantidade de energia a fornecer a qualquer VE ligado à instalação. Tal tipo de carregamento permite que a instalação não exerça muita pressão na rede, o que no caso de a instalação pertencer a um edifício coletivo permite evitar que a capacidade energética máxima imposta pelo tarifário escolhido seja ultrapassada [31], [32].

Para além disso, este carregamento não exige investimentos adicionais de reforço da produção e das redes de transmissão e distribuição, o que seria necessário no caso da aplicação de um plano de carregamento sem controlo da operadora [31].

A otimização da integração de VE na rede elétrica e a ultrapassagem de alguns dos obstáculos mencionados pode passar por uma nova funcionalidade nos VE, que além de absorverem energia da rede elétrica, podem também injetar: conceito de *vehicle-to-grid* (V2G). O conceito de V2G baseia-se na troca bidirecional de energia entre o veículo e a rede. O veículo armazena energia da rede, fornecendo-a mais tarde, de acordo com o que for conveniente no momento, dependendo sempre da autorização prévia do dono do veículo. Tal proporciona à rede uma maior flexibilidade e fiabilidade, bem como, uma maior facilidade no equilíbrio da procura com a oferta e simultaneamente, pode possibilitar receitas ao proprietário do veículo. O V2G necessita de um sistema de gestão inteligente que controla o carregamento dos veículos, levando a que os mesmos sejam carregados quando há excesso de produção (preços mais reduzidos)

e forneçam energia à rede nas horas de pico de consumo (preços mais elevados). Este conceito proporciona um sistema eficaz de gestão de energia, que permite o alívio da rede nas horas em que a produção de energia é baixa e nos picos de consumo, reduzindo a necessidade de renovação das redes de transporte e distribuição de energia, de forma a suportar o elevado crescimento de veículos elétricos e híbridos *plug-in* [17], [18].

2.3. Instalação de uma rede coletiva ou individual de carregamento

Com o aumento da produção de veículos elétricos e híbridos *plug-in* tornou-se quase uma obrigação criar postos de carregamento adequados a estes veículos. Contudo o custo de carregamento num posto público é muito elevado, cerca de 0,43 €/kWh se for em corrente alternada e de 0,79 €/kWh se for em corrente contínua (podendo estas tarifas variar consoante o posto de carregamento), enquanto o custo de carregamento no domicílio ronda os 0,21 €/kWh, dados avançados pelo *European Alternative Fuel Observatory* (EAFO) em 2022 [33]. Em Portugal a localização dos postos de carregamento é indicada na plataforma MOBI.E, a qual indica o local exato onde se situa o posto, o número de carregadores disponíveis, o tipo de conectores, o valor da potência e o custo de carregamento [34]. Apesar de hoje em dia já existirem alguns postos de carregamento, é sempre necessário que o utilizador do veículo perca tempo útil, à espera de que o carregamento seja concluído.

Uma das soluções para os utilizadores não perderem tempo útil enquanto efetuam o carregamento do veículo, passa pelo carregamento em locais de trabalho. Isto é, em média um indivíduo permanece no local de trabalho 8 horas/dia, podendo nesse tempo colocar o veículo a carregar, evitando tempos de espera em postos públicos de carregamento. Outra solução é o carregamento doméstico, carregamento esse efetuado nas horas de tarifas reduzidas, poupando assim o custo de carregamento.

Começando pela análise do último caso, em edifícios habitacionais coletivos, e segundo o Decreto-Lei n.º 39/2010 artigo n.º 29 é admitida a instalação, por qualquer condómino, arrendatário ou ocupante legal, a expensas do próprio, de pontos de carregamento de baterias de veículos elétricos ou de tomadas elétricas que cumpram os requisitos técnicos definidos pela DGEG para o efeito de carregamento de baterias de veículos elétricos, destinados a uso exclusivo ou partilhado, nos locais de estacionamento de veículos dos edifícios já existentes, de acordo com os termos definidos pela portaria dos membros do Governo responsáveis pelas áreas das autarquias locais, da energia, das obras públicas, dos transportes e da habitação [35].

No caso da instalação do ponto de carregamento ou de tomada elétrica prevista ser efetuada ou passar em local que integre uma parte comum do edifício, esteja ou não afeta ao uso exclusivo do respetivo condómino, a instalação carece sempre de comunicação escrita prévia dirigida à administração do condomínio e, quando aplicável, ao proprietário, com uma antecedência de, pelo menos, 30 dias sobre a data pretendida para a instalação.

A administração do condomínio e, quando aplicável, o proprietário só podem opor-se à instalação do ponto de carregamento ou tomada elétrica nos seguintes casos [35]:

- A) Quando, após comunicação da intenção de instalação por parte de um condômino, arrendatário ou ocupante legal, procederem, no prazo de 90 dias, à instalação de um ponto de carregamento de baterias de veículos elétricos para uso partilhado que permita assegurar os mesmos serviços, a mesma tecnologia e as necessidades de todos os seus potenciais utilizadores;

- B) Quando o edifício já disponha de um ponto de carregamento de baterias de veículos elétricos ou tomada elétrica para uso partilhado que permita assegurar os mesmos serviços e a mesma tecnologia;

- C) Quando a instalação do ponto de carregamento ou tomada elétrica coloque em risco efetivo a segurança de pessoas ou bens ou prejudique a linha arquitetónica do edifício.

As decisões a que se referem as alíneas B) e C) acima referidas, são adotadas no prazo máximo de 60 dias após a comunicação da intenção de instalação referida no artigo n.º 2 e, no caso da administração do condomínio, carecem de aprovação por maioria representativa de dois terços do valor total do prédio.

No caso dos edifícios empresariais, a par dos edifícios residenciais, estes regem-se pelas mesmas regras e decretos de lei, necessitando do cumprimento das regras de distribuição de potências (em condutas adequadas para o efeito) e respeitando a potência mínima requerida para o carregamento dos veículos elétricos, dada pelo somatório das potências atribuídas aos lugares de estacionamento destinados ao carregamento ($lugares_{carregamento}$). Lugares esses dados pela equação (2.1), na qual $lugares_{total}$ representa número total de lugares de estacionamento existentes no parque de estacionamento, deduzido do número de dependências, suscetíveis de ser utilizadas para o carregamento de VE alimentadas diretamente das frações.

$$lugares_{carregamento} = 0,8 + 0,2 \times lugares_{total} \quad (2.1)$$

A equação (2.1) é equivalente à referida na alínea a) do ponto n.º 2 da Portaria n.º 220/2016, e teve por base uniformizar a metodologia de cálculo para a obtenção do valor da potência mínima destinada ao carregamento de VE, independentemente de se tratar de um edifício para habitação multifamiliar ou para outros usos.

Nas situações não abrangidas pela equação (2.1), em que o carregamento de VE seja efetuado em zona dedicada e que o parque de estacionamento possua capacidade igual ou superior a 400 veículos, o número de lugares destinados ao carregamento de VE pode ser limitado a 41.

2.3.1. Energia renovável

Os sistemas produtores de energia elétrica (centrais de energia elétrica), na sua maioria, são muito dependentes de fontes de energia não-renovável. No entanto, a preocupação com o ambiente é cada vez mais um argumento para tomar decisões responsáveis, já que a utilização de combustíveis fósseis como fonte de energia não é viável a longo-prazo, sendo os recursos limitados no tempo e com cada vez mais restrições de utilização. Deste modo, o modelo atual terá de evoluir e sofrer fortes modificações no que se refere à produção de base para se tornar sustentável. Estas alterações passarão pela incorporação de uma forte componente renovável [36].

Estes sistemas/centrais têm a função de garantir o constante equilíbrio entre a procura e a oferta de energia, de forma a gerar o menor excesso possível de energia e, simultaneamente, satisfazer a procura. Uma vez que as fontes de energia renovável não são controláveis, quando comparadas com as fontes tradicionais, a sua integração na rede apresenta desafios técnicos, nomeadamente o de encaixar os perfis de produção das energias renováveis nos perfis de consumo, tendo em atenção a variabilidade destas fontes quer a nível espacial quer temporal (sazonal, diária, horária) [37]. Este encaixe é efetuado por via de mecanismos/sistemas de previsão, que preveem o diagrama de consumo do dia seguinte, bem como o diagrama de radiação solar (no caso do fotovoltaico) ou de intensidade de vento (no caso da eólica). Pretende-se desse modo estimar com antecedência se será possível abastecer as cargas através de energias renováveis, mas mantendo sempre em *background* as centrais tradicionais movidas a combustíveis fósseis, na eventualidade de as fontes renováveis não produzirem o suficiente para abastecer as cargas, essas centrais entram em ação, garantindo assim o equilíbrio da rede elétrica.

Tais soluções renováveis podem ser aplicadas ao carregamento de VE para diminuir a dependência da rede elétrica para este tipo de sistemas, proporcionando que sejam criadas mini redes de carregamento 100% renováveis.

2.3.2. Energias renováveis e veículos elétricos

A integração de energias renováveis e VE na rede elétrica apresentam diversos desafios, que podem ser ultrapassados com uma correta articulação entre estas duas áreas. Por exemplo, o potencial efeito negativo na rede elétrica do carregamento de VE em períodos de pico de consumo pode ser minimizado pela introdução de sistemas de energia renovável, que produzem nesses horários de consumo (i.e., a meio do dia); porém, se a energia produzida for insuficiente, esse carregamento poderá implicar uma sobrecarga do sistema de carregamento [38], [39]. Por isso, torna-se essencial conjugar os perfis de produção das energias renováveis mais promissoras para esta aplicação com os perfis de carregamento dos VE. Destaca-se a energia renovável eólica, a qual apresenta um potencial de conjugação com VE interessante, e a solar fotovoltaica, diferindo ambas nos seus perfis de produção, o que permite abordagens diferentes ao carregamento de veículos elétricos.

Começando pela conjugação com a energia eólica, numa análise mais tradicional, esta aparenta vantagens superiores às da conjugação com a solar fotovoltaica, uma vez que o seu pico de produção se dá, em média, em horas de vazio, i.e., no período noturno, criando um excedente grande na rede de energia renovável que não é aproveitado [36], [40]. Por conseguinte, a introdução de cargas neste período e o aproveitamento do excesso de energia criado levaria a uma maior estabilização do diagrama de consumo. Todavia, como este carregamento é favorável para a estabilidade da rede, é necessário tomar medidas que incentivam o cliente a carregar nestes períodos de elevada geração (ou desincentivam a carregar em períodos de pico de consumo), o que possibilita um elevado aumento da procura nestes períodos [40]. Isto é, os incentivos para o carregamento dos VE durante a noite podem resultar num aumento excessivo de carga, criando um outro pico de procura de energia, podendo destabilizar o sistema elétrico, ao invés de o tornar mais estável como seria o objetivo inicial dessas medidas.

Já o carregamento diurno de VE pode ser efetuado com base na energia solar fotovoltaica, dado o seu perfil de produção, admitindo-se que o carregamento neste período se faz frequentemente nos locais de trabalho ou em parques de estacionamento, em horário laboral [36]. A energia fotovoltaica permite reduzir as necessidades de produção do restante sistema elétrico e satisfazer as necessidades de carregamento de VE quando a quantidade destes não é elevada [38].

Pela análise efetuada verifica-se que o aproveitamento de energia proveniente das eólicas representa uma solução para os carregamentos em prédios habitacionais ou moradias, dado que em média tais carregamentos são efetuados no período noturno havendo assim pouca dependência de fontes de energia não renováveis. Contudo, esse aproveitamento da energia renovável viria da rede, com tarifas iguais como se de fontes não renováveis se tratasse, e não de um sistema eólico incorporado no próprio edifício/moradia.

É, por isso, necessário, para aproveitar a energia total proveniente de fontes renováveis, a instalação de UPAC (Unidade de Produção para Autoconsumo), infraestruturas isoladas reguladas pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro. Segundo esta lei, é a capacidade de produção que define se uma UPAC é sujeita a controlo, registo ou até licença de produção. As potências instaladas nas UPAC podem ser isentas de controlo prévio, se apresentar valores inferiores ou iguais a 700 W e não for injetada qualquer potência na rede. Se forem utilizadas potências entre 700 W e 30 kW, apenas necessita de comunicação prévia, enquanto para potências entre 30 kW e 1 MW, essa instalação fica sujeita a registo prévio e certificado de exploração. Já para potências superiores a 1 MW, ficam sujeitas a atribuição de licença de produção e de exploração [41].

Salientando que para uma habitação tradicional, as potências encontram-se entre os 700 W e os 30 kW, será necessário o registo na Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG). Esse registo é feito pelo instalador ou comercializador [41].

As UPAC são, na sua maioria, compostas por sistemas de energia fotovoltaica, que em comparação com sistemas de energia eólica apresentam custos mais reduzidos [42]. O próximo passo na mobilidade elétrica, que permite diminuir a dependência da rede elétrica e a sua sobrecarga, é a interligação de UPAC com os VE, mas para tal acontecer são precisos mecanismos, tais como, inversores e conversores que proporcionam a ligação das UPAC à rede elétrica e aos VE. Esta configuração permite que o VE consuma a energia gerada pela UPAC, sendo o mais eficiente possível quanto melhor for o algoritmo que efetua a gestão da energia produzida, minimizando o escoamento de energia para a rede e maximizando o aproveitamento por parte dos VE.

O problema anteriormente descrito, nos edifícios habitacionais, do carregamento de VE seguir o perfil noturno, pode ser ultrapassado, com recurso a baterias (armazenando o excedente de energia gerada pela UPAC, que não foi aproveitada pelos VE). Caso não seja possível a instalação de baterias (quer devido ao custo ou falta de consenso entre condóminos) o remanescente de energia gerada, não aproveitada pelos VE ou pelos próprios condóminos durante o período diurno, é vendido à rede, de acordo com o Decreto-Lei que legisla a instalação das UPAC [43].

2.4. Produção de energia elétrica por sistemas fotovoltaicos

A palavra fotovoltaico vem do grego *phos* / foto, que significa luz, e voltaico, que vem da unidade de medida do Sistema Internacional Volt, em honra ao físico italiano Alessandro Volta. Este efeito é produzido utilizando uma pequena superfície composta de um material semicondutor, chamada célula fotovoltaica, ou um arranjo de centenas destas células, denominado painel fotovoltaico, como evidencia a Figura 2.13 [44].

A descoberta deste efeito ocorreu em 1839 por Alexandre Edmond Becquerel, sendo a célula fotovoltaica inventada por Charles Fritz em 1883, com uma eficiência de 1%. Mas, o maior desenvolvimento e aplicação desta tecnologia deu-se no século seguinte, com os esforços promovidos quer por empresas de telecomunicações, buscando fontes de energia para equipamentos em locais remotos, quer pela indústria aeroespacial (na altura da Guerra Fria), onde veículos espaciais e satélites necessitavam de uma fonte de energia adequada para sua longa permanência no espaço [45].

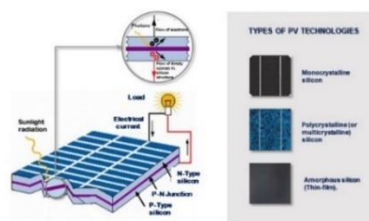


Figura 2.13. Células fotovoltaicas [44].

O denominado painel fotovoltaico pode ser acoplado a sistemas que efetuam a gestão da energia gerada pelo painel, quer sejam sistemas autónomos ou isolados (a eletricidade gerada é exclusivamente aproveitada por diversos equipamentos eletrónicos) ou interligados à rede elétrica. Tais sistemas regem-se pelo mesmo Decreto-Lei que as UPAC, dado o painel fotovoltaico ser utilizado para autoconsumo.

No caso de edifícios multifamiliares a instalação de fontes fotovoltaicas denomina-se de Geração Fotovoltaica Integrada em Edifícios – BIPV (*Building Integrated Photovoltaic*), que podem ser incorporadas nos novos edifícios como fontes de energia elétrica principais ou secundárias. A aplicação de tais fontes em edifícios já existentes, denominam-se de BAPV (*Building-Applied Photovoltaic*), ou seja, quando são aplicadas em edifícios após ter sido completada a sua construção. Na sequência de sistemas solares aplicados a edifícios surge um estudo publicado em 2011, no qual várias imagens térmicas demonstraram que painéis solares instalados no topo do edifício, com uma brecha entre o telhado e as costas do painel, permitem a circulação de ar, proporcionando um efeito de refrigeração passiva nos edifícios durante o dia e ajudam a manter o calor durante a noite [46].

Num estudo publicado em 2022, indica que a Índia já instalou 7 GW de sistemas fotovoltaicos (PV) em edifícios, enquanto na União Europeia o valor chegou aos 80 GW, estimando uma produção elétrica em telhados de cerca de 700 TWh, representando 25% da eletricidade necessária em toda a Europa. Já na América, de acordo com o NREL (*National Renewable Energy Laboratory*), estima-se que seja possível, através dos sistemas PV, obter uma capacidade instalada de 1000 GW, produzindo anualmente até 1425 TWh, o que representa 39% da procura de eletricidade no país [47].

2.4.1. Ligação do PV à rede

Os sistemas fotovoltaicos autónomos ou isolados, denominados de *Off-Grid*, não serão aprofundados ao detalhe neste trabalho, uma vez que o tema defendido passa pela conexão à rede elétrica.

Dessa forma nesta secção serão aprofundados os sistemas fotovoltaicos com ligação à rede elétrica, denominados de *On-Grid*. Para ser possível a conexão à rede é necessária a utilização de um inversor, o qual converte a corrente contínua proveniente dos painéis fotovoltaicos em corrente alternada, conforme se pode observar na Figura 2.14. A grande vantagem de se utilizar este tipo de sistemas é, de qualquer que seja o equipamento interligado ao sistema possui sempre energia, mesmo que o painel fotovoltaico não a consiga oferecer, isto é, um conjunto de baterias interligado entre o painel e o inversor pode ser abastecido pelo painel fotovoltaico ou pela rede elétrica, dependendo se o painel se encontra em funcionamento ou não. Tal é possível devido à bidirecionalidade do inversor, permitindo que o sentido da corrente seja da rede para o inversor ou do inversor para rede.

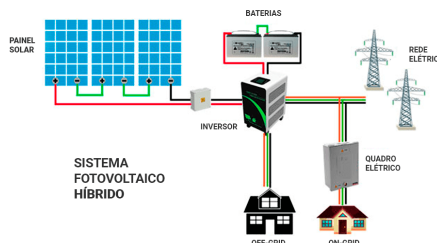


Figura 2.14. Sistema fotovoltaico: *Off-Grid* e *On-Grid* [48].

Os sistemas de conversão de energia têm vindo a evoluir com o passar dos anos. Na Figura 2.15 encontram-se representadas várias configurações de inversores fotovoltaicos.

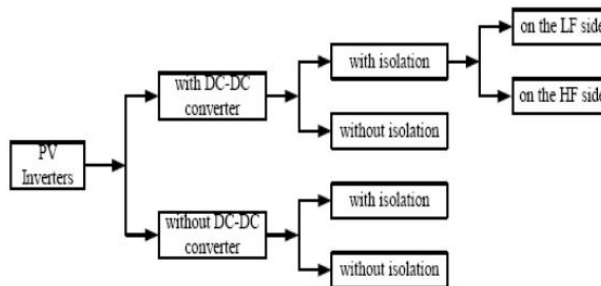


Figura 2.15. Configurações dos inversores fotovoltaicos [49].

A utilização ou não do andar com o conversor DC/DC está relacionada com a configuração dos sistemas de conversão. Tendo mais painéis fotovoltaicos em série e uma tensão mais elevada, não é necessário utilizar um conversor DC/DC redutor à saída dos painéis fotovoltaicos, uma vez que a sua tensão é superior à tensão composta da rede elétrica. Neste caso será possível a utilização de um inversor fotovoltaico *single-stage* conduzindo a uma eficiência mais elevada. A introdução do isolamento é relacionada principalmente com a segurança.

No contexto da microinversão, na grande maioria dos casos, o painel fotovoltaico não é capaz de gerar tensão suficiente para exceder o valor da tensão de pico da rede, inviabilizando a sua utilização direta para alimentar eficazmente o barramento DC do

inversor. Sempre que esta situação ocorre é necessária a utilização de um conversor DC/DC elevador, como mostra a Figura 2.16.



Figura 2.16. Sistema de conversão de energia fotovoltaico com barramento DC/DC [49], [50].

Os painéis fotovoltaicos utilizados para produzir energia elétrica, apresentam tensões de saída que variam entre os 23 e 38 V. Sendo a tensão composta da rede uma onda sinusoidal com valor de pico de aproximadamente $320\text{ V} \pm 5\%$, o conversor DC/AC, para modular uma onda de tensão com as características necessárias para injetar na rede, necessita de um barramento DC à entrada com, no mínimo 360 V, para tal o conversor DC/DC do esquema da Figura 2.16, tem como objetivo aumentar a tensão vinda do painel fotovoltaico, criando um barramento DC com as características pretendidas para o conversor DC/AC. O conversor DC/DC tem também como objetivo paralelo, controlar a potência fornecida pelo painel fotovoltaico. O conversor DC/AC tem como objetivo gerar uma onda de tensão sinusoidal a 50 Hz, com nível de amplitude e defasamento necessários, de modo a injetar uma onda de corrente sinusoidal e assim permitir transitar a potência dos painéis fotovoltaicos para a rede elétrica [50].

A utilização deste tipo de conversores para aplicações modulares levaria a um sistema muito volumoso, devido à quantidade de elementos e, como consequência, muito dispendioso. Por outro lado, um sistema deste género apresenta baixa eficiência de conversão, pela necessidade de dois conversores, tornando pouca atrativa a sua implementação. A Figura 2.17 apresenta o esquema do sistema de conversão de energia sem o conversor DC/DC, com o objetivo de reduzir o número de componentes do sistema de conversão de energia e assim o investimento necessário, enquanto se aumenta o rendimento do sistema de conversão.

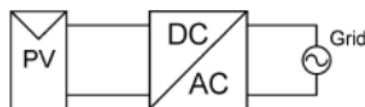


Figura 2.17. Sistema de conversão de energia fotovoltaica sem conversão DC/DC [49], [51].

Como se pode verificar pela análise da Figura 2.17, o sistema de conversão de energia é composto por um único andar sendo este tipo de sistema denominado, sistema “*Single Stage*”. Este andar será o responsável por manter o painel fotovoltaico a fornecer a potência máxima e por gerar uma onda de corrente sinusoidal, normalmente, em fase com a rede para maximizar o trânsito de potência ativa [49].

2.4.1.1. Topologias de inversores DC/AC

Nos últimos anos vários sistemas de conversão de energia têm sido desenvolvidos de forma a reduzir custos e aumentar a eficiência do sistema de conversão de energia. A configuração dos painéis fotovoltaicos e os andares de conversão que compõem o sistema de geração elétrica podem ser classificados essencialmente em duas famílias topológicas: *Central Inverters* e *Module Integrated* ou *Module Oriented Inverters*.

A topologia *Central Inverters* foi a primeira a ser utilizada em sistemas fotovoltaicos, e continua atualmente a ser utilizada em grande escala, sendo caracterizada por possuir um único inversor, responsável pela inversão da corrente DC [52]. Nesta configuração

todos os painéis do sistema são ligados em série (denominada de *string*), criando uma fonte de tensão elevada e, posteriormente ligada via conexão DC ao inversor [53]. A grande desvantagem desta topologia é a utilização de apenas um sistema de controlo do ponto de máxima potência (MPPT). Daqui resulta uma baixa eficiência em sistemas de grande potência, onde a área utilizada pelos painéis fotovoltaicos é elevada o que estabelece que as condições de radiação solar e de temperatura de cada painel sejam diferentes, influenciando a eficiência energética do sistema como um todo, pois não é possível otimizar individualmente cada um dos painéis fotovoltaicos [49]. Caso o conversor falhe, todo o sistema pára, não existindo nenhuma alternativa para continuar a fornecer potência à rede. A utilização de cabos com corrente DC é também uma desvantagem desta topologia pois reduz a segurança das instalações. Porém este é um sistema robusto e de elevado rendimento [52], [53]. Na Figura 2.18 é apresentado o esquema da topologia *Central Inverter*, onde todos os painéis do sistema são ligados em série, criando uma fonte de tensão elevada e, posteriormente ligada via conexão DC ao inversor.

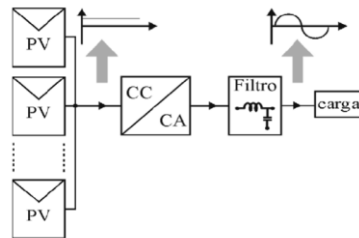


Figura 2.18. *Central Inverter* [52].

Na topologia *Module Integrated* ou *Module Oriented Inverters*, o sistema é ligado diretamente a apenas um painel fotovoltaico ou a um pequeno grupo de painéis, formando um conjunto até 500 W com tensão entre 30 a 150 V. Posteriormente todos os inversores são ligados em paralelo e colocados junto à carga [53]. A baixa tensão de entrada do sistema exige a utilização de um transformador ou conversor elevador para o ajuste da tensão de saída de acordo com as exigências da carga, elevando os custos do sistema [52]. A vantagem desta topologia em relação à *Central Inverter* é a possibilidade de utilização de um sistema MPPT para cada painel ou um pequeno grupo de painéis, maximizando assim a potência entregue à carga e elevando a simplicidade de projeto e instalação, pois pode ser utilizado um conversor padrão para todo o sistema. Esta padronização do sistema leva também a uma redução dos custos do sistema, pois os conversores podem ser produzidos em larga escala. Na Figura 2.19 é apresentado o esquema da topologia *Module Integrated*, onde cada painel ou pequeno grupo de painéis é ligado diretamente a um inversor (denominado de microinversor). Posteriormente os inversores são ligados em paralelo e colocados junto à carga.

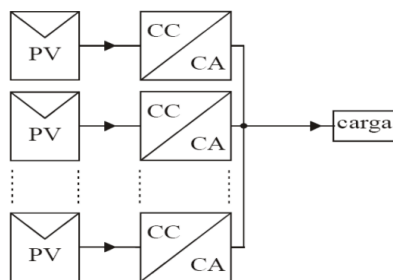


Figura 2.19. *Module Integrated ou Module Oriented Inverters* [52].

2.4.1.2. Conversor DC/AC

O conversor DC/AC presente nos sistemas de conversão fotovoltaica é popularmente conhecido na literatura como conversor estático de potência (SPC - *Static Power Converter*) ou inversor e o seu principal objetivo é produzir uma forma de onda AC na sua saída através de uma fonte de alimentação DC. Este tipo de conversor é vulgarmente utilizado em variadores de velocidade (ASD - *Adjustable Speed Drive*), em fontes de alimentação não-interruptas (UPS - *Uninterruptible Power Supply*), na compensação estática de energia reativa, no transporte de energia em corrente alternada (FACTS - *Flexible AC Transmission System*), compensação de tensão, entre muitas outras aplicações [54]. De acordo com o tipo de saída AC, os inversores podem ser considerados de tensão (VSI - *Voltage Source Inverter*) ou de corrente (CSI - *Current Source Inverter*), sendo que no âmbito deste trabalho os CSI não serão alvo de estudo visto estarem limitados a aplicações de elevada potência [50].

Os inversores são construídos utilizando semicondutores controlados de potência e a sua forma de onda de saída é discreta, levando a que seja obtida através de rápidas comutações dos mesmos. Apesar da sua saída não ser sinusoidal, a sua componente fundamental comporta-se como tal sendo que, no contexto específico deste trabalho e, para se conseguir obter uma aproximação desta componente em corrente é necessária a utilização de um elemento indutor entre a sua saída e a rede elétrica. Este comportamento deve ser assegurado por uma técnica de modulação que controle o tempo e a sequência com que os semicondutores comutam, sendo as técnicas de modulação mais utilizadas as que fazem uso de uma portadora, tais como SPWM (*Sinusoidal Pulse Width Modulation*), *Space-Vector* (SV) e a Eliminação Seletiva de Harmónicos (SHE) [54]. Analisando a Figura 2.20 podemos observar as topologias básicas de inversão de meia ponte em a) e de ponte completa em b).

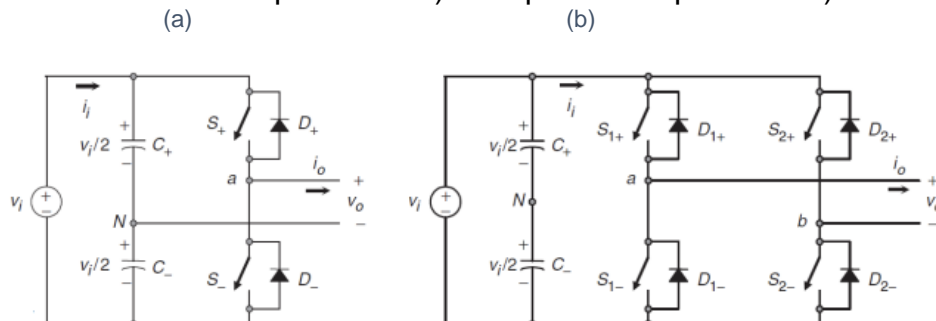


Figura 2.20. Topologia monofásica de conversão: a) meia ponte; b) ponte completa [54].

Cada ramo de semicondutores controlados (designados por S) em paralelo com a fonte de tensão de entrada é chamado braço ou *chopper*. Dentro do mesmo braço os semicondutores S nunca se encontram fechados em simultâneo, sendo a sua atuação

complementar um do outro de forma a evitar o curto-circuito da fonte de tensão de entrada. Na topologia de meia ponte a tensão de saída é $V_i/2$ ou $-V_i/2$ consoante a condução de S_+ ou de S_- , sendo que esta topologia utiliza duas fontes de tensão de entrada de igual valor, neste exemplo implementadas pelo divisor capacitivo composto por C_+ e C_- . Na topologia de ponte completa (ou ponte H) a tensão de saída é V_i ou $-V_i$ consoante a condução simultânea do par $S_{1+} - S_{2-}$ ou o par $S_{2+} - S_{1-}$, sendo apenas necessária uma fonte de tensão de entrada visto a saída ter a mesma amplitude.

Nas topologias inversoras é frequente os semicondutores controlados terem um diodo em antiparalelo, de forma que a topologia seja capaz de efetuar *freewheeling* (i.e., efetuar um caminho temporário de circulação de corrente em roda-livre) ou dotá-la de uma transferência de potência que pode ser bidirecional.

No caso dos inversores trifásicos, constituídos por 3 braços (ou pernas), estes necessitam de um grande cuidado para prevenir quaisquer curto-circuitos que possam ocorrer do lado contínuo, que podem ser criados por dois grupos de semicondutores de potência estarem em estados complementares.

Os estados dos semicondutores de potência k ($k = A, B, C$) podem ser representados por uma função γ_k , indicando se os semicondutores conduzem ou se se encontram ao corte.

$$\gamma_k = \begin{cases} 1 \rightarrow S_{1k} \text{ conduz e } S_{2k} \text{ corte} \\ 0 \rightarrow S_{1k} \text{ corte e } S_{2k} \text{ conduz} \end{cases} \quad (2.2)$$

Para uma melhor ilustração a Figura 2.21 representa o inversor trifásico de três braços com carga em estrela, no qual os semicondutores são do tipo *IGBT* com as designações de S_{1A} a S_{2C} . Tais semicondutores ao comutarem geram uma tensão alternada desfasada de 120° entre cada braço, efetuando assim a ligação entre a tensão contínua e a tensão alternada.

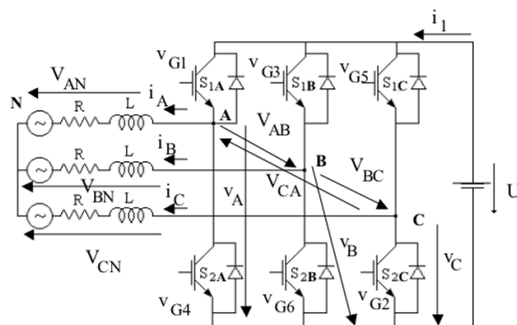


Figura 2.21. Inversor trifásico com carga em estrela [55].

A estratégia de modulação adotada é designada por modulação de três níveis ou por largura de um impulso, ou ainda, modulação de três níveis por deslocamento de fase. Este processo é diferente da modulação PWM usual, uma vez que se compara com uma portadora de onda triangular de alta frequência. Como resultado e, independentemente do valor da portadora, em cada período do sinal de saída, os semicondutores de cada braço estão em condução e ao corte durante intervalos de tempo iguais, correspondentes a um período da portadora. Este facto implica que a tensão da rede da fase 1, v_{o1} (tensão na fonte de tensão presente no final do braço do ponto C), e corrente de saída da fase 1, i_{o1} (equivalente a i_c), aplicada à rede terá um valor médio nulo.

De modo que a soma das tensões das três fases da rede seja nula, a tensão da fonte alternada da fase 1, v_{o1} (que simula a tensão da rede na fase 1) segue a equação (2.3), o mesmo para v_{o2} (tensão da fase 2) e para v_{o3} (tensão da fase 3).

$$\begin{aligned}v_{o1} &= \sqrt{2}V \sin(\omega t) \\v_{o2} &= \sqrt{2}V \sin\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right) \\v_{o3} &= \sqrt{2}V \sin\left(\omega t + \frac{2\pi}{3}\right)\end{aligned}\tag{2.3}$$

Pelas equações verifica-se o desfasamento de $\frac{2\pi}{3}$ radianos, que correspondem a 120° , o que explica que o valor médio da soma das tensões das três fases seja nulo. Continuando no lado AC, as correntes, tal como as tensões, possuem um desfasamento igualmente de 120° , como se pode verificar na equação (2.3). Sendo o sentido das correntes dos semicondutores para a rede, no qual i_{o1} corresponde à corrente que flui do ponto C para a rede, i_{o2} do ponto B para a rede e i_{o3} do ponto A para a rede.

$$\begin{aligned}i_{o1} &= \sqrt{2}I \sin(\omega t - \phi) \\i_{o2} &= \sqrt{2}I \sin\left(\omega t - \frac{2\pi}{3} - \phi\right) \\i_{o3} &= \sqrt{2}I \sin\left(\omega t + \frac{2\pi}{3} - \phi\right)\end{aligned}\tag{2.4}$$

Uma vez verificadas as expressões das correntes e tensões para cada uma das fases, é possível obter a potência do lado AC, dada pela seguinte expressão:

$$P_{AC} = 3VI \cos(\phi)\tag{2.5}$$

Que multiplicada pela eficiência dos semicondutores corresponde à potência do lado DC. Levando assim a que o circuito esteja equilibrado e efetue a correta conversão de tensão contínua para alternada.

2.4.1.3. Conversor DC/DC

Um conversor DC/DC é um circuito eletrónico que permite a conversão de um valor contínuo de corrente/tensão (DC) para outro valor também ele contínuo, mas de diferente amplitude, podendo ser redutor se converter um valor contínuo num valor contínuo mais reduzido, elevador se converter um valor contínuo num valor contínuo mais elevado e redutor-elevador se converter um valor contínuo num valor contínuo mais elevado ou reduzido [55], [56].

Estes circuitos são amplamente utilizados em diversos aparelhos eletrónicos, com particular incidência nos portáteis já que estes dependem de baterias. No caso do carregamento de VE pode-se utilizar conversores DC/DC incorporados nos carregadores, para garantirem que a tensão nominal das baterias dos VE não é ultrapassada, bem como que a potência entregue aos VE não excede o valor máximo imposto pelo carregador [56].

Para determinar a topologia dos conversores DC/DC presentes nos carregadores de VE foi contactada por email a empresa *Plugged Drive*, responsável pela manutenção

de vários carregadores. Tal empresa transmitiu a informação de que os componentes internos presentes nos carregadores não podem ser divulgados, uma vez, que são patenteados pelas empresas que constroem os carregadores. Apenas divulgou a informação de que os carregadores que possuem ligação à rede elétrica, necessitam de um circuito que converta a potência AC em DC (conversor AC/DC) e de outro circuito que converta essa potência DC num valor que respeite os parâmetros indicados pelo carregador (conversor DC/DC).

A topologia mais indicada para o conversor DC/DC presente nos carregadores é a de redutor (presente na Figura 2.22), uma vez que a tensão à saída do conversor AC/DC deverá ser superior aos 360 V (idealmente entre os 600 V-800 V) e que a tensão das baterias dos VE ronda os 400 V.

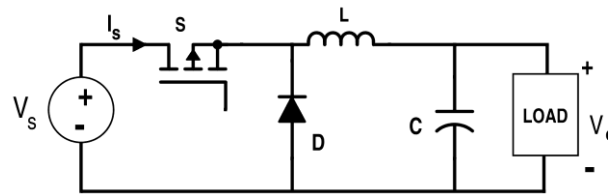


Figura 2.22. Conversor DC/DC redutor [57].

O princípio de funcionamento do conversor DC/DC redutor, baseia-se então no facto de que quando o transístor está em condução, a corrente na malha aumenta, o que provoca uma tensão elétrica aos terminais da bobine, que contraria a tensão da fonte reduzindo assim a tensão da carga. À medida que a bobine vai armazenando energia sob a forma de um campo magnético e que o condensador vai carregando, a tensão na carga começa a subir gradualmente até que o condensador esteja completamente carregado ou que se abra o interruptor. Quando o transístor está ao corte, a fonte de tensão é “cortada” do circuito, o que leva à descarga do condensador e ao escoamento da corrente da bobine através da malha completada pelo díodo de roda livre. Desta forma é garantida a condição que a tensão de saída será sempre inferior à de entrada [56].

2.4.2. Sistema PV-rede-carregador

Os sistemas em que se pretende efetuar o carregamento de baterias através de painéis fotovoltaicos ficam sujeitos ou “reféns” da energia que o painel consegue produzir, podendo esta variar bruscamente ao longo do dia. Para minimizar/anular o tempo que a bateria deixa de carregar, é necessário interligar o painel fotovoltaico com a rede, por meio de um inversor. Dessa forma a bateria pode ser carregada entre o painel e o inversor ou entre o inversor e a rede elétrica, uma vez que o inversor permite que a corrente flua nos dois sentidos.

Essa solução de carregamento de baterias apenas é permitida nos inversores do tipo *string*, porque o inversor fica num local diferente do painel. Por outro lado, os microinversores, que se encontram acoplados à estrutura metálica que suporta os painéis fotovoltaicos (como se pode observar na Figura 2.23), apenas permitem o carregamento entre o inversor e a rede.



Figura 2.23. Aplicação dos microinversores [58].

Ambas as topologias podem ser aplicadas ao carregamento dos VE. Contudo é necessário criar infraestruturas dedicadas para o efeito. Tais infraestruturas de carregamento solar são parques de estacionamento com instalação fotovoltaica e carregadores de VE. As infraestruturas de carregamento solar podem existir em praticamente qualquer lugar (moradias, condomínios, etc.) e têm algumas particularidades comparativamente com os postos de carregamento convencionais: os solares proporcionam um carregamento quase limpo, ou totalmente limpo, no caso de não recorrer à rede, e proporciona sombra para os veículos. Estes parques podem também servir de incentivo a uma maior penetração de sistemas fotovoltaicos e da mobilidade elétrica, podendo funcionar isolados ou ligados à rede elétrica.

No caso do funcionamento isolado, a energia fotovoltaica produzida é direcionada para o autoconsumo, isto é, utilizada para o carregamento de VE e o excedente utilizado para consumo nas instalações do parque.

Por outro lado, as infraestruturas de carregamento conectadas à rede permitem não só um carregamento de energia limpa para os VE, mas também possibilitam à rede utilizá-los como um centro de produção e armazenamento de energia descentralizado. Dependendo do modelo de negócio selecionado pelo operador do parque (algoritmos de gestão da energia), a energia produzida pode: (1) ser utilizada primeiramente para o carregamento dos VE e o excedente vendido à rede (para suprir picos de consumo na rede ou ajudar na estabilização do diagrama de produção); (2) ser vendida à rede quando é preciso, e nas restantes alturas ser utilizada para o carregamento dos VE. O parque de carregamento pode ainda considerar-se um armazém de energia, caso exista a necessidade de escoamento de energia por parte da rede.

2.4.3. Algoritmos de gestão de energia

Num parque solar o principal objetivo é entregar o máximo de energia produzida pelos painéis fotovoltaicos aos VE em carregamento, aumentando assim o lucro e diminuindo a energias escoada/desperdiçada para a rede elétrica. Para tal ser possível é necessário utilizar algoritmos de carregamento que efetuem a gestão da energia produzida consoante o número de VE a carregar, podem esses algoritmos ser de dois tipos: de seleção ótima e heurísticos de carregamento inteligente [59], [60].

Os algoritmos de seleção ótima tentam encontrar a melhor solução possível para um problema, garantindo que a solução apresentada é a ótima/ideal, utilizando técnicas exaustivas e matemáticas rigorosas para explorar todas as possíveis soluções e selecionar a melhor (por exemplo algoritmos de programação linear, onde todas as combinações possíveis são avaliadas para encontrar a melhor solução), a grande desvantagem destes algoritmos prende-se com o facto de serem extremamente lentos por tentarem sempre encontrar a solução ótima e ideal para o problema. Por outro lado, os algoritmos heurísticos utilizam regras práticas e aproximações para encontrar soluções boas o suficiente num intervalo de tempo curto, sem garantir que a solução é

a ótima, baseando-se em experiências anteriores, regras simplificadas e tentativa e erro para encontrar soluções viáveis rapidamente (por exemplo algoritmos genéricos, que simulam processos evolutivos para encontrar soluções aproximadas).

Na referência [61] são definidos algoritmos para o agendamento e despacho da energia elétrica por parte dos agregadores de frotas VE, cujo principal objetivo é a maximização de lucros de comercialização de energia. O algoritmo determina os intervalos em que cada VE será carregado, calculando a duração do carregamento com base na informação fornecida pelos VE à medida que estes vão chegando, atribuindo assim a cada veículo que chega o intervalo de tempo disponível e suficientes para satisfazer as necessidades de carregamento do VE.

A referência [62] apresenta um artigo onde estuda o impacto de variações de eficiência na eficácia de estratégias de carregamento com taxa variável para veículos elétricos. O autor considera duas estratégias, “*Maximum Energy With Priority*” (MEWP) e “*Spread Energy With Priority*” (SEWP), nas quais os utilizadores são ordenados por prioridade decrescente. A primeira estratégia consiste em maximizar a quantidade de energia entregue aos VE prioritários, isto é, a prioridade é dada aos VE que necessitem de mais energia ou que têm maior urgência em serem carregados, garantindo assim que esses VE são carregados nas condições desejadas e só se sobrar energia é que essa é dividida pelos restantes VE a carregar. A segunda estratégia consiste em distribuir a energia de forma mais equilibrada por todos os VE a carregar, mas ainda priorizando aqueles que necessitem mais. A energia nesta estratégia é distribuída de maneira mais uniforme, com uma leve prioridade para os VE que precisam de mais carga, garantido que todos os VE recebem alguma quantidade de energia, evitando que alguns VE fiquem completamente descarregados.

O algoritmo mais simples de gestão de energia aplicada ao carregamento inteligente é o *Power Sharing* [63]. Este algoritmo foi desenvolvido baseado em carregamentos múltiplos (instalações com mais do que um carregador), que utilizam a energia da rede elétrica como fonte de energia para efetuar o carregamento. O carregamento de um VE ao depender da energia da rede elétrica, está sujeito à potência máxima (potência contratada) entregue pela rede elétrica à instalação onde se encontra colocado o carregador, isto é, se uma instalação tiver uma potência contratada de 44 kW e dois carregadores de 22 kW, não existe a possibilidade de adicionar mais um carregador se a potência contratada não for aumentada ou se não houver uma gestão eficiente dessa potência. Dessa forma, foi desenvolvido o algoritmo *Power Sharing*, o qual permite distribuir de forma proporcional a energia disponível na rede elétrica pelos diferentes carregadores em uso, permitindo assim que não seja necessário aumentar a potência contratada e seja possível adicionar mais carregadores de VE.

3. Sistema de carregamento proposto

Findada a revisão bibliográfica foi proposto um sistema de carregamento composto por diversos painéis fotovoltaicos, um conversor DC/AC para possibilitar a conexão dos painéis fotovoltaicos à rede elétrica, por vários carregadores de VE (constituídos por conversores AC/DC e DC/DC, uma vez que o carregamento é efetuado em DC e a energia provém da rede elétrica) e por algoritmos de decisão que efetuam a gestão da energia produzida pelos painéis fotovoltaicos e a distribuem de forma eficiente pelos carregadores de VE em funcionamento.

O sistema de carregamento proposto é descrito na Figura 3.1, o qual é constituído por duas fontes de energia, um conjunto de painéis fotovoltaicos e a rede elétrica, para ser possível interligar ambas as fontes recorreu-se à secção 2.4.1, verificando que a melhor opção é a utilização de um único conversor DC/AC, descartando a necessidade do conversor DC/DC entre os painéis.

Para efetuar o carregamento dos VE utilizou-se carregadores compostos por um conversor AC/DC e um conversor DC/DC redutor sendo este último que efetua a conexão direta com a bateria do VE, conforme se pode visualizar na Figura 3.1. Por fim, para efetuar a gestão da energia produzida pelos painéis fotovoltaicos e da energia entregue aos VE, foram utilizados algoritmos de gestão de energia (algoritmos de decisão) do tipo heurísticos para o carregamento dos VE, dado à sua rápida velocidade comparativamente com os algoritmos de seleção ótima, conforme se pode verificar na secção 2.4.3.

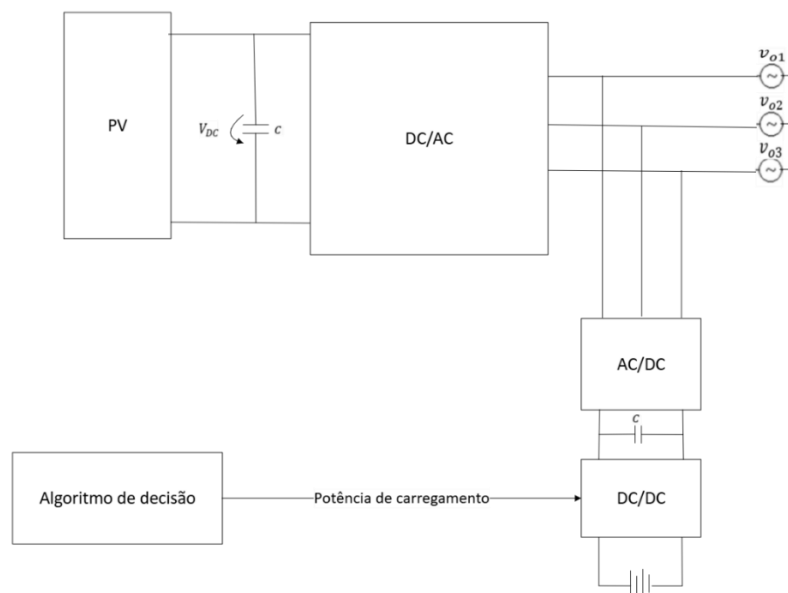


Figura 3.1. Sistema global de carregamento proposto.

As secções que seguem apresentam a explicação e descrição dos componentes presentes no sistema solar de carregamento proposto, começando pela explicação do funcionamento do conversor DC/AC e descrevendo todos os métodos de controlo existentes (de corrente, de tensão e de máxima transferência de potência) para garantir a correta conversão de energia, o mesmo foi feito para o conversor AC/DC e para o conversor DC/DC redutor presente nos carregadores.

3.1. Conversor DC/AC

Para o conversor DC/AC comutado de tensão contínua em tensão alternada, presente no sistema proposto de carregamento, foi escolhido um conversor DC/AC trifásico com carga em estrela.

Para uma topologia comutada do conversor DC/AC, são utilizados semicondutores, mais precisamente transístores *IGBT* (*Insulated Gate Bipolar Transistors*), pois são os que se adaptam para os níveis de tensão e corrente que lhes serão aplicados, e que combinam uma rápida velocidade de comutação (frequências de dezenas de kHz) com perdas de comutação reduzidas, pois têm uma baixa queda de tensão no estado *ON* (ligado). É ainda necessário o uso de díodos de recuperação rápida em paralelo com os *IGBT*, para garantir o fluxo de corrente pelos interruptores quando estes estão no estado *OFF* (desligado).

Para o conversor efetuar a correta conversão de tensão contínua para alternada sem nenhuma distorção e com as correntes em fase com as tensões da rede é necessário aplicar um controlo de corrente, um controlo de tensão e um MPPT. O circuito da Figura 3.2 caracteriza o conversor DC/AC utilizado neste trabalho com o método de controlo de corrente, de tensão e MPPT.

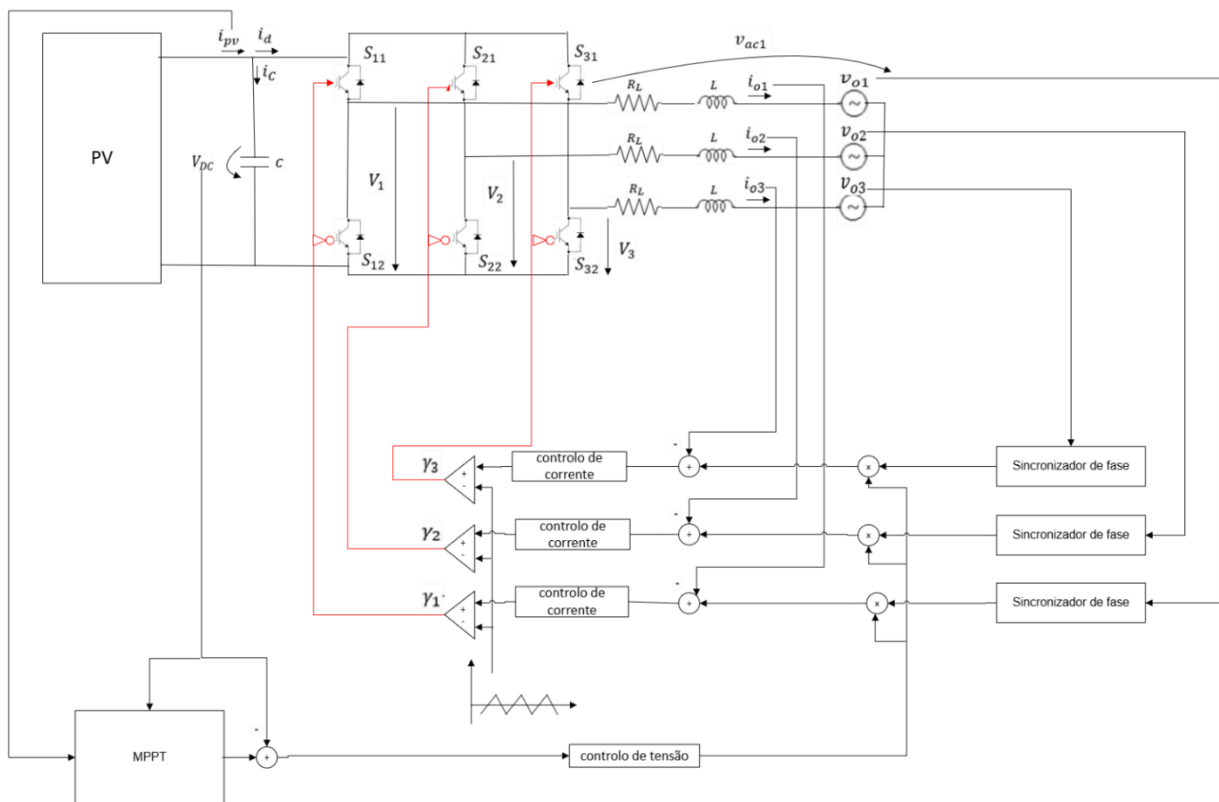


Figura 3.2. Conversor DC/AC comutado com respetivos controlos (corrente, tensão e MPPT).

Primeiramente será explicado o controlo de corrente, o qual é encarregue de certificar que a corrente entregue à rede (i_{o1}, i_{o2}, i_{o3}) esteja em fase com a tensão da rede (v_{o1}, v_{o2}, v_{o3}), livre de distorções e que siga a corrente de referência gerada pelo controlo de tensão aos terminais do painel fotovoltaico.

Posteriormente será descrito o controlo de tensão aos terminais do painel fotovoltaico, minuciando também o método de controlo aplicado para garantir que a tensão do painel

(V_{DC}) não ultrapasse o seu valor máximo nem caia para valores que comprometam a estabilidade do conversor, ou seja, o controlo de tensão é utilizado para que a tensão produzida pelo painel fotovoltaico não ultrapasse o valor de referência imposto pelo controlo MPPT.

Por fim é demonstrado o controlo MPPT, o qual é encarregue de garantir que o conversor funciona no seu ponto de máxima transferência de potência, lendo a tensão do painel fotovoltaico (V_{DC}) e a corrente produzida pelo mesmo (i_{pv}).

3.1.1. Controlo de corrente

Para controlar a corrente injetada na rede elétrica é necessário retirar o sinal sinusoidal de cada fase para garantir que a corrente injetada na rede se encontra em fase com a tensão da rede elétrica. Tal processo é efetuado recorrendo a sincronizadores de fase.

Essa fase é multiplicada pela corrente de referência (i_{o1ref}) e posteriormente comparada com a corrente injetada na rede elétrica. Por fim o valor originado por essa comparação é introduzido num compensador de corrente, o qual é encarregue de gerar um sinal retangular que ao ser comparado com uma portadora triangular é aplicado aos IGBT de forma a controlar a corrente injetada na rede elétrica, conforme evidencia a Figura 3.3. De forma a melhorar a compreensão de que a tensão à entrada dos semicondutores trata-se de uma tensão contínua, foi utilizada a nomenclatura de V_{DC} , presente na Figura 3.3.

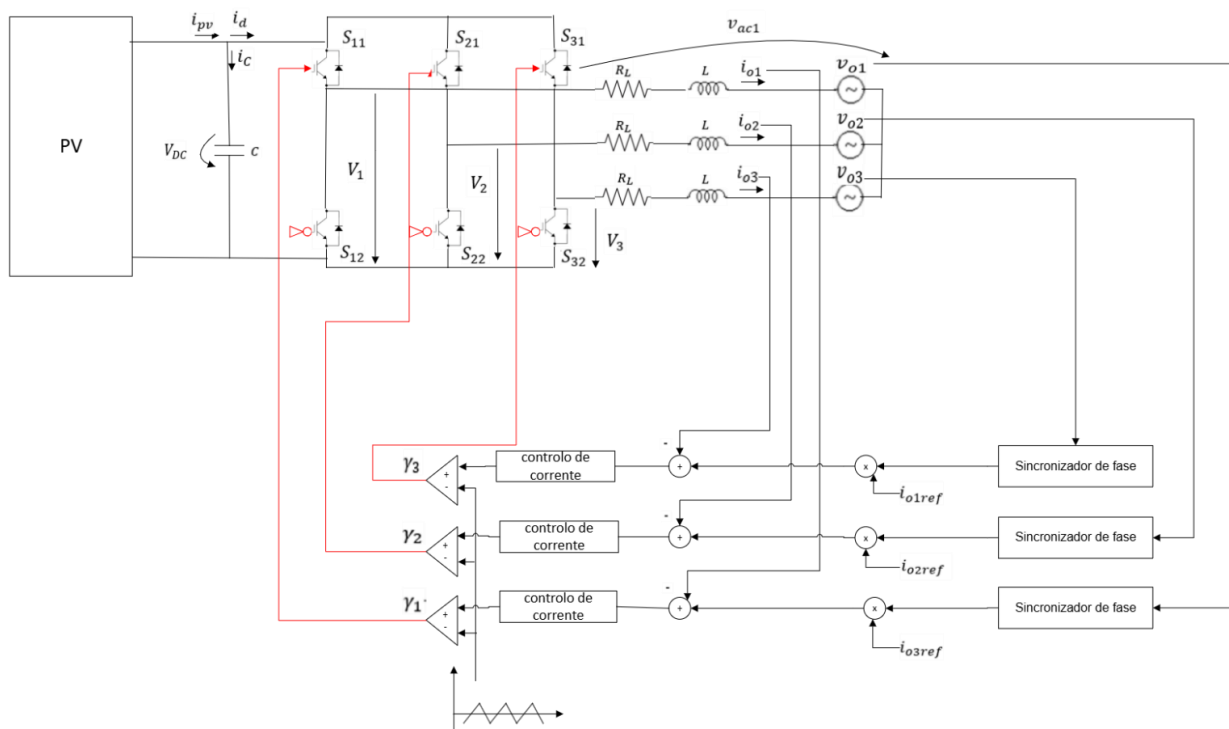


Figura 3.3. Conversor DC/AC com controlo de corrente.

Antes de se passar à análise do compensador, é necessário primeiro entender a relação entre as tensões dos semicondutores e a tensão do lado contínuo, mais precisamente a expressão que relaciona a tensão V_1 (medida entre o ramo da fase um da rede elétrica da Figura 3.3 e o terminal negativo da tensão V_{DC}) e a tensão contínua à entrada dos semicondutores V_{DC} através dos sinais de comando dos semicondutores, o mesmo para V_2 (tensão entre o ramo da fase dois e o terminal negativo da tensão

V_{DC}) e para V_3 (tensão entre o ramo da fase três e o terminal negativo da tensão V_{DC}). Essas relações podem ser descritas pelas seguintes expressões.

$$\begin{aligned} V_1 &= \begin{cases} V_{DC} \rightarrow \gamma_1 = 1 \\ 0 \rightarrow \gamma_1 = 0 \end{cases} \\ V_2 &= \begin{cases} V_{DC} \rightarrow \gamma_2 = 1 \\ 0 \rightarrow \gamma_2 = 0 \end{cases} \\ V_3 &= \begin{cases} V_{DC} \rightarrow \gamma_3 = 1 \\ 0 \rightarrow \gamma_3 = 0 \end{cases} \end{aligned} \quad (3.1)$$

Verificando assim, que as tensões entre cada fase e a massa dependem do valor da tensão V_{DC} e do sinal de comando dos semicondutores.

Analisada a tensão na saída dos semicondutores torna-se possível verificar a correlação dessa tensão com a tensão em cada braço da carga, v_{ac1} , (tensão do ramo da fase um, somatório das tensões da resistência, da bobine e da tensão sinusoidal da rede, presente na Figura 3.3), v_{ac2} , (corresponde à tensão do ramo da fase 2) e v_{ac3} , (corresponde à tensão do ramo da fase 3).

Para determinar a equação dinâmica da corrente de saída da fase um, i_{o1} , é necessário primeiro compreender a interligação entre as três tensões, nomeadamente a subtração da diferença entre a tensão V_1 e V_2 pela diferença entre V_3 e V_1 .

$$\begin{aligned} (V_1 - V_2) - (V_3 - V_1) &= (v_{ac1} - v_{ac2}) - (v_{ac3} - v_{ac1}) \\ (\gamma_1 - \gamma_2)V_{DC} - (\gamma_3 - \gamma_1)V_{DC} &= (v_{ac1} - v_{ac2}) - (v_{ac3} - v_{ac1}) \end{aligned} \quad (3.2)$$

Simplificando a equação (3.2), obtém-se a seguinte equação,

$$v_{ac1} = \frac{2\gamma_1 - \gamma_2 - \gamma_3}{3} V_{DC} \quad (3.3)$$

na qual v_{ac1} pode ser substituída pela soma entre a tensão na bobine L , a tensão na resistência R_L e a tensão da rede para a fase um (conforme se pode verificar na Figura 3.3), obtendo assim a equação dinâmica de i_{o1} , dada por:

$$\frac{di_{o1}}{dt} = -\frac{R_L}{L}i_{o1} - \frac{v_{o1}}{L} + \frac{2\gamma_1 - \gamma_2 - \gamma_3}{3L}V_{DC} \quad (3.4)$$

Uma vez obtida a equação dinâmica da corrente de saída da fase 1, repete-se o mesmo processo para as restantes fases, obtendo as seguintes expressões:

$$\begin{aligned} \frac{di_{o2}}{dt} &= -\frac{R_L}{L}i_{o2} - \frac{v_{o2}}{L} + \frac{2\gamma_2 - \gamma_1 - \gamma_3}{3L}V_{DC} \\ \frac{di_{o3}}{dt} &= -\frac{R_L}{L}i_{o3} - \frac{v_{o3}}{L} + \frac{2\gamma_3 - \gamma_1 - \gamma_2}{3L}V_{DC} \end{aligned} \quad (3.5)$$

Nota-se que todas as correntes dependem essencialmente do sinal de comando dos respetivos semicondutores. É precisamente esse sinal de comando que necessita de ser controlado de modo a se obter um sinal sinusoidal no lado AC que acompanha o valor de referência.

Aplicando a transformada de Laplace (substituindo $\frac{d}{dt} \rightarrow s$) às equações (3.4) e (3.5), obtém-se a função de transferência das correntes AC em função dos estados dos semicondutores, γ_1 , γ_2 e γ_3 :

$$\begin{aligned}
i_{o1} &= \frac{1}{s + \frac{RL}{L}} \left(-v_{o1} + \frac{2\gamma_1 - \gamma_2 - \gamma_3}{3} V_{DC} \right) \\
i_{o2} &= \frac{1}{s + \frac{RL}{L}} \left(-v_{o2} + \frac{2\gamma_2 - \gamma_1 - \gamma_3}{3} V_{DC} \right) \\
i_{o3} &= \frac{1}{s + \frac{RL}{L}} \left(-v_{o3} + \frac{2\gamma_3 - \gamma_1 - \gamma_2}{3} V_{DC} \right)
\end{aligned} \tag{3.6}$$

Conhecendo as funções de transferência escolhe-se um método de controlo que se adequa ao sistema em causa. Ao analisar diversos exemplos, chegou-se à conclusão de que o método de controlo que melhor se adequa ao sistema em causa é o método proporcional integral (PI) [55]. Assim, para implementar o controlador necessita-se de criar o sistema realimentado, que avalia o erro da corrente, pelo controlador e pelas respetivas expressões das correntes presentes na equação (3.6), destacando que o sinal de controlo, γ_1 , dos semicondutores respetivos a cada corrente é dado pelo controlador PI, conforme se pode observar na Figura 3.4.

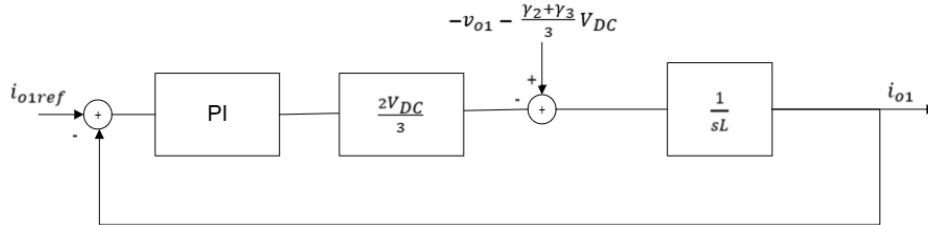


Figura 3.4. Diagrama de blocos do compensador de corrente, conversor DC/AC.

Passando à análise detalhada do controlador PI, é necessário ter em mente que este é dado por duas constantes de controlo, nomeadamente uma proporcional K_p e outra integral K_i , que se combinam na seguinte expressão de controlo:

$$PI = K_p + \frac{K_i}{s} \tag{3.7}$$

Para obter os valores de K_p e K_i é necessário recorrer ao sistema realimentado em malha fechada (Figura 3.4), relacionando a corrente da fase 1, i_{o1} , com a corrente de referência, i_{o1ref} , obtendo a expressão de i_{o1} abaixo representada:

$$\begin{aligned}
i_{o1} &= \frac{1}{s + \frac{RL}{L}} \left(\left(-v_{o1} - \frac{\gamma_2 + \gamma_3}{3} V_{DC} \right) + \frac{2V_{DC}}{3} \frac{K_p}{s} \left(s + \frac{K_i}{K_p} \right) (i_{o1ref} - i_{o1}) \right) \\
i_{o1} &= \frac{s \left(-v_{o1} - \frac{\gamma_2 + \gamma_3}{3} V_{DC} \right) \frac{1}{L}}{s^2 + \left(\frac{RL}{L} + \frac{2V_{DC}}{3L} K_p \right) s + \frac{2V_{DC}}{3L} K_i} + \frac{\frac{2V_{DC}}{3L} K_p \left(s + \frac{K_i}{K_p} \right)}{s^2 + \left(\frac{RL}{L} + \frac{2V_{DC}}{3L} K_p \right) s + \frac{2V_{DC}}{3L} K_i} i_{o1ref}
\end{aligned} \tag{3.8}$$

Aplicando o limite de s a tender para zero à equação simplificada observa-se que a corrente i_{o1} depende unicamente da corrente de referência i_{o1ref} , verificando que em regime estacionário a corrente segue a referência.

Comparando o denominador da função de transferência em malha fechada (equação (3.8)) com a equação canónica de um sistema de 2ª ordem, tem-se as seguintes equações:

$$\omega_n^2 = \frac{2V_{DC} K_i}{3L} \Leftrightarrow K_i = \frac{3L}{2V_{DC}} \omega_n^2 \quad (3.9)$$

$$2\xi\omega_n = \frac{R_L}{L} + \frac{2V_{DC} K_P}{3L} \Leftrightarrow K_P = \frac{3L}{2V_{DC}} \left[(2\xi\omega_n) - \frac{R_L}{L} \right] \quad (3.10)$$

Retirando assim as expressões de K_P e K_i , nas quais ω_n representa a frequência natural do sistema de segunda ordem e a variável ξ indica o fator de amortecimento. Quanto menor for o fator de amortecimento mais rápida será a estabilização da corrente, com a inconveniência de que se o fator de amortecimento for menor que $\frac{1}{\sqrt{2}}$ o sistema apresenta sobrelevações antes de estabilizar, podendo atingir valores máximos muito elevados, aconselhando-se assim que se utilizem valores na ordem de $\frac{1}{\sqrt{2}}$, não muito altos para o sistema não demorar muito tempo a estabilizar nem muito baixos para não existirem sobrelevações.

3.1.2. Controlo de tensão

Ao verificar que a corrente enviada para a rede segue o valor da corrente de referência imposta, quer em valor como em fase, fica a falta controlar a tensão gerada pelo painel fotovoltaico. Tal controlo de tensão compara a tensão de referência imposta (V_{DCref}) com a tensão produzida pelos painéis fotovoltaicos (V_{DC}), sendo que o valor gerado por essa comparação é aplicado a um compensador de tensão que gera uma corrente de referência, que é aplicada ao controlo de corrente.

Dessa forma, o controlo de tensão é encarregue de certificar que a tensão do painel fotovoltaico não ultrapasse o seu valor de referência. Assim sendo o controlo da tensão segue o esquema representado na Figura 3.5

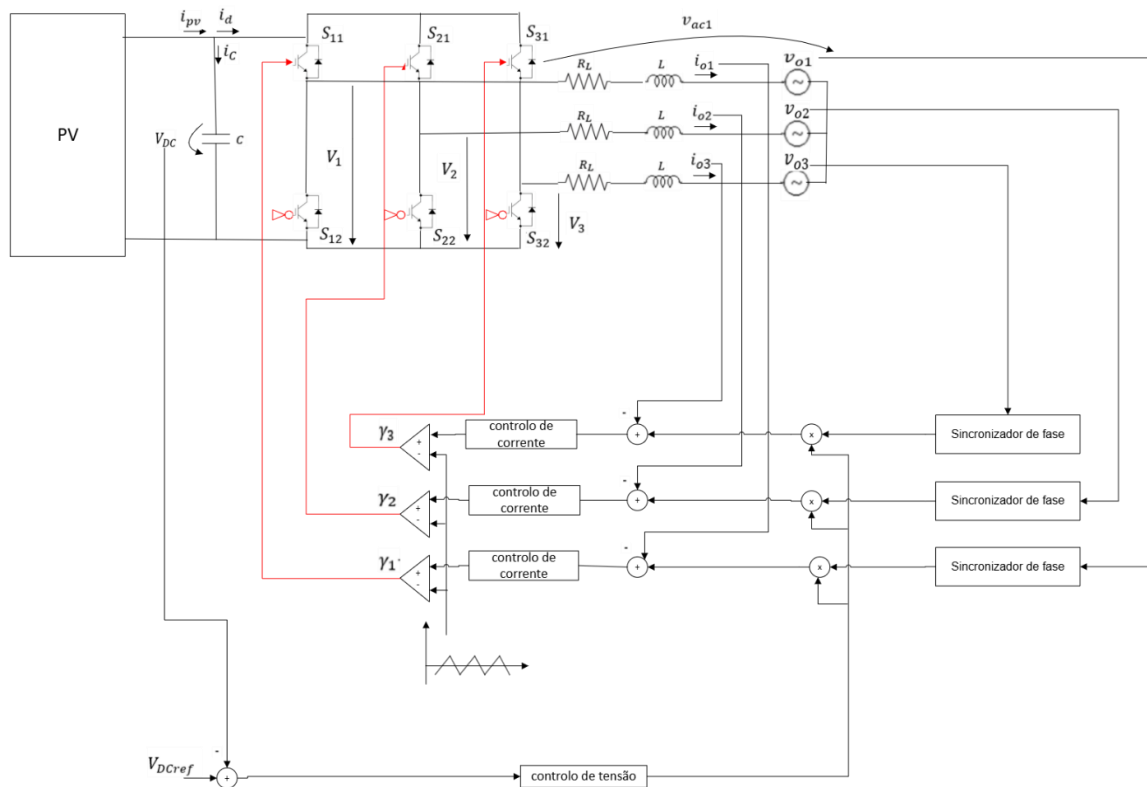


Figura 3.5. Conversor DC/AC com controlo de corrente e tensão.

Para chegar ao controlo acima representado é necessário encontrar as equações dinâmicas da corrente no nó do condensador. No qual entra a corrente proveniente do painel fotovoltaico (i_{pv}) e sai a corrente enviada para o condensador (i_c) e para o conversor (i_d). A corrente proveniente do painel fotovoltaico é dada por:

$$i_{pv} = i_c + i_d \quad (3.11)$$

A corrente no condensador é dada pelo valor do condensador multiplicado pela derivada da tensão do painel fotovoltaico em função do tempo. A corrente enviada para o conversor é representada pelos sinais de controlo dos IGBT multiplicados pelas respetivas correntes, conforme se verifica na equação (3.12), correspondendo γ_1 , γ_2 e γ_3 aos sinais de controlo dos IGBT e i_{o1} , i_{o2} e i_{o3} às correntes de cada fase enviadas para a rede.

$$i_d = \gamma_1 i_{o1} + \gamma_2 i_{o2} + \gamma_3 i_{o3} \quad (3.12)$$

Dessa forma, pode-se substituir a corrente i_d na equação (3.11) pela expressão apresentada na equação (3.12) e obter a seguinte equação para a corrente gerada pelo painel fotovoltaico:

$$\begin{aligned} i_{pv} &= C \frac{dV_{DC}}{dt} + \gamma_1 i_{o1} + \gamma_2 i_{o2} + \gamma_3 i_{o3} \\ \frac{dV_{DC}}{dt} &= \frac{1}{C} (i_{pv} - (\gamma_1 i_{o1} + \gamma_2 i_{o2} + \gamma_3 i_{o3})) \end{aligned} \quad (3.13)$$

Na análise dos inversores observou-se que a potência do lado DC é equivalente à potência do lado AC multiplicada pela eficiência η . A potência do lado DC é dada pela tensão do painel fotovoltaico, V_{DC} , e a corrente i_d e a potência do lado AC é dada pela multiplicação de 3 vezes a tensão RMS da rede pela corrente RMS da rede, implicando que a corrente do conversor, em valor médio, é dada pela equação (3.14).

$$\frac{\eta 3VI}{V_{DCref}} = \gamma_1 i_{o1} + \gamma_2 i_{o2} + \gamma_3 i_{o3} \quad (3.14)$$

Assim a equação (3.13) pode ser caracterizada em função do valor eficaz da corrente AC, conforme se pode verificar na equação (3.15) da seguinte forma:

$$\frac{dV_{DC}}{dt} = \frac{1}{C} \left(i_{pv} - \frac{\eta 3VI}{V_{DCref}} \right) \quad (3.15)$$

Aplicando a transformada de Laplace à equação (3.15) tem-se a seguinte expressão:

$$V_{DC} = \frac{1}{sC} \left(i_{pv} - \frac{\eta 3VI}{V_{DCref}} \right) \quad (3.16)$$

que é utilizada para representar a planta do sistema de controlo num diagrama de blocos em malha fechada com um compensador da tensão V_{DC} do tipo PI (proporcional integral [55]), representado na Figura 3.6. Note-se que a corrente do painel, i_{pv} , por não ser controlável, é vista como uma perturbação do sistema.

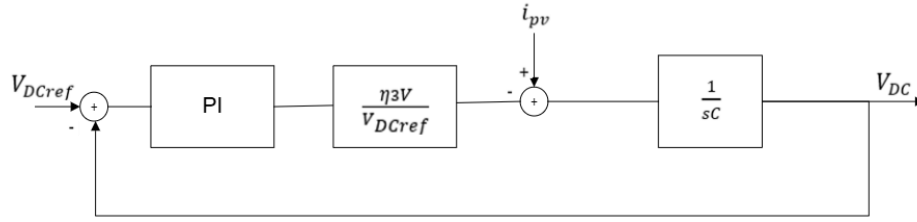


Figura 3.6. Diagrama de blocos do compensador de tensão DC do conversor DC/AC.

A escolha de um compensador PI implica a escolha dos valores do ganho K_P e do ganho K_i , que podem ser definidos pela relação entre a tensão V_{DC} e a tensão de referência aplicada ao circuito (V_{DCref}). A função em malha fechada da Figura 3.6 é dada por:

$$V_{DC} = \frac{\frac{s}{C}}{s^2 - \left(\frac{\eta 3V}{V_{DCref}}\right) \frac{K_P}{C} s - \frac{\eta 3V}{V_{DCref}} \frac{K_i}{C}} i_{pvv} - \frac{\frac{\eta 3V}{V_{DCref}} \frac{K_P}{C} \left(s + \frac{K_i}{K_P}\right)}{s^2 - \left(\frac{\eta 3V}{V_{DCref}}\right) \frac{K_P}{C} s - \frac{\eta 3V}{V_{DCref}} \frac{K_i}{C}} V_{DCref} \quad (3.17)$$

Se for calculado o limite quando $s \rightarrow 0$ (regime estacionário) tem-se que a tensão de entrada tende para o valor de referência, verificando que i_{pvv} não tem influência em regime estacionário. Para auxiliar a dimensionar os parâmetros do compensador é imperativo determinar a relação da equação de malha fechada do sistema de controle da tensão V_{DC} (3.17) e as equações de segunda ordem na forma canônica:

$$V_{DC} = \frac{\frac{s}{C}}{s^2 + 2\xi\omega_n s + \omega_n^2} i_{pvv} - \frac{\frac{\eta 3V}{V_{DCref}} \frac{K_P}{C} \left(s + \frac{K_i}{K_P}\right)}{s^2 + 2\xi\omega_n s + \omega_n^2} V_{DCref} \quad (3.18)$$

Comparando as equações (3.17) e (3.18) tem-se a equação (3.19).

$$\begin{cases} 2\xi\omega_n = -\frac{\eta 3V}{V_{DCref}} \frac{K_P}{C} \\ \omega_n^2 = -\frac{\eta 3V}{V_{DCref}} \frac{K_i}{C} \end{cases} \quad (3.19)$$

Na qual K_P e K_i são dados por

$$\begin{cases} K_P = -\frac{V_{DCref}}{\eta 3V} C 2\xi\omega_n \\ K_i = -\frac{V_{DCref}}{\eta 3V} C \omega_n^2 \end{cases} \quad (3.20)$$

Sendo que ω_n (frequência natural), é dado por 2π a dividir pelo período referente à frequência natural do sistema de segunda ordem ($\frac{2\pi}{T}$) e a variável ξ descreve o coeficiente de amortecimento do sistema de segunda ordem. Tal como no compensador de corrente é aconselhado utilizar para o fator de amortecimento valores na ordem de $\frac{1}{\sqrt{2}}$, de forma a garantir que o sistema responda rapidamente às variações na tensão de referência, mas sem sobrelevações.

3.1.3. Equações de dimensionamento da bobine e do condensador

Para projetar o circuito conversor DC/AC é fundamental escolher o valor do condensador e da bobine. Admitindo que a variação máxima da corrente da bobine, Δi_L , deve manter-se entre os 5% e 10% da corrente nominal e a variação máxima de tensão na saída, ΔV_{DC} , entre 1% a 5% da tensão nominal, obteve-se as seguintes expressões para dimensionar a bobine [64]:

$$L > \frac{V_{DC} - V}{\Delta i_{o1} f} \quad (3.21)$$

e o condensador:

$$C > \frac{\left(i_{pv} - \frac{\eta 3VI}{V_{DCref}} \right)}{f \Delta V_{DC}} \quad (3.22)$$

expressas em função da frequência de comutação f , a qual deve utilizar valores em torno dos 25 kHz, de forma a reduzir o ruído gerado pela bobine [65].

3.1.4. Controlador MPPT

De forma a aproveitar a máxima potência do painel fotovoltaico, é utilizado o controlo do ponto máximo de transferência de potência (MPPT – *Maximum Power Point Tracking*), por questões de simplificação de implementação e eficiência, utilizou-se o método da Perturbação e Observação (P&O), que se descreve em seguida, o qual ajusta o valor da tensão V_{DC} em função da corrente i_{pv} e, por conseguinte, em função da radiação solar disponível [66].

O método da Perturbação e Observação (P&O), também conhecido por método de *Hill Climbing*, é um dos métodos de seguimento de potência máxima mais comuns e mais simples de implementar [66]. O seu funcionamento consiste em periodicamente perturbar (aumentar ou diminuir) a tensão V_{DC} de saída do painel fotovoltaico. Sempre que se dá uma perturbação calcula-se o novo valor da potência do painel fotovoltaico ($P_{pv(k)}$) e este é comparado com o valor anteriormente existente ($P_{pv(k-1)}$). Se o valor da tensão mudar e existir um aumento na potência produzida, P_{pv} , o controlador move o ponto de MPPT nessa direção, sendo a próxima perturbação nesse mesmo sentido. Caso P_{pv} diminua, no próximo ciclo a perturbação efetua-se no sentido inverso. De forma simples, o método aumenta ou diminui a tensão do painel fotovoltaico, para que o painel esteja sempre na máxima transferência de energia, conforme mostra a Figura 3.7.

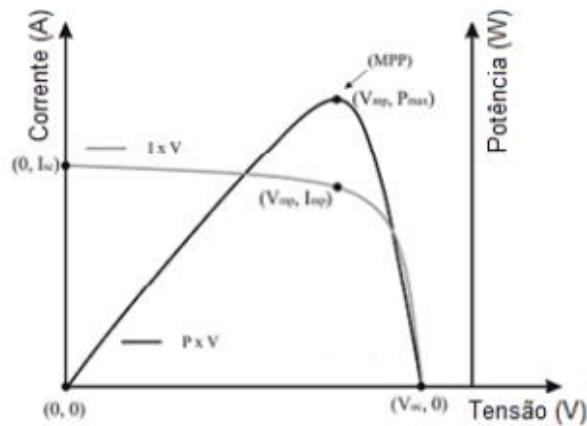


Figura 3.7. Representação gráfica do funcionamento do algoritmo MPPT [67].

Na Figura 3.8 é apresentado o fluxograma do controlador MPPT, no qual foi aplicado o algoritmo P&O descrito acima.

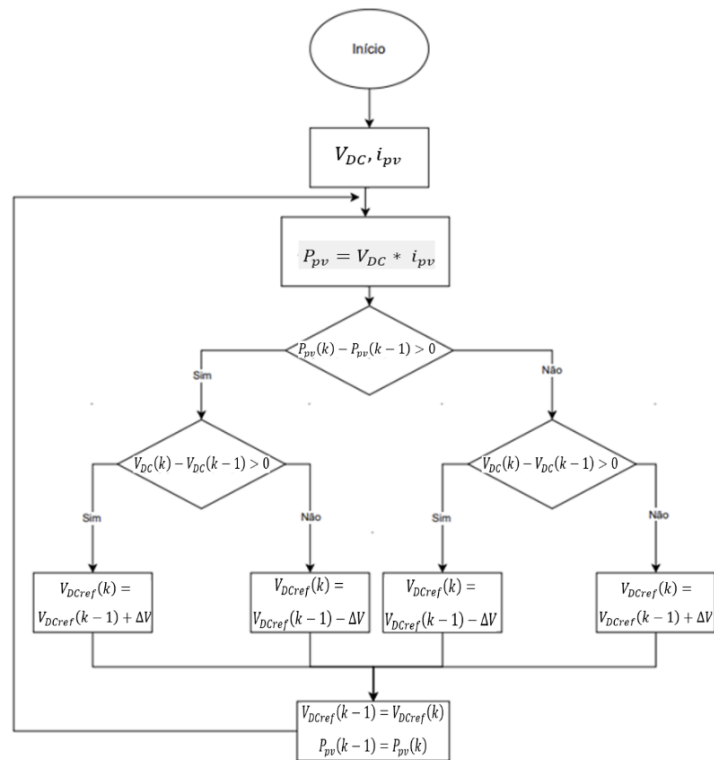


Figura 3.8. Fluxograma do algoritmo MPPT implementado.

3.2. Retificador AC/DC

Na secção 2.4.1.2 foi apresentado que o conversor DC/AC permite que o fluxo de potência no conversor seja bidirecional, isto é, tanto pode converter corrente contínua em corrente alternada como também pode converter corrente alternada em contínua. Dessa forma, o retificador AC/DC utilizado no sistema de carregamento proposto, que efetua a interligação entre a rede elétrica e o conversor DC/DC redutor, pode seguir a configuração presente na Figura 3.9.

Tal como no conversor DC/AC, a estratégia de modulação adotada no retificador é designada por modulação de três níveis por largura de impulso, ou ainda, modulação de três níveis por deslocamento de fase. Este processo é diferente da modulação PWM usual, uma vez que se compara com uma portadora de onda triangular de alta frequência. Cada um dos semicondutores é comandado à condução ou ao corte para manter o valor da tensão contínua em torno do valor pretendido e ao mesmo tempo não distorcer a corrente de cada uma das fases da rede.

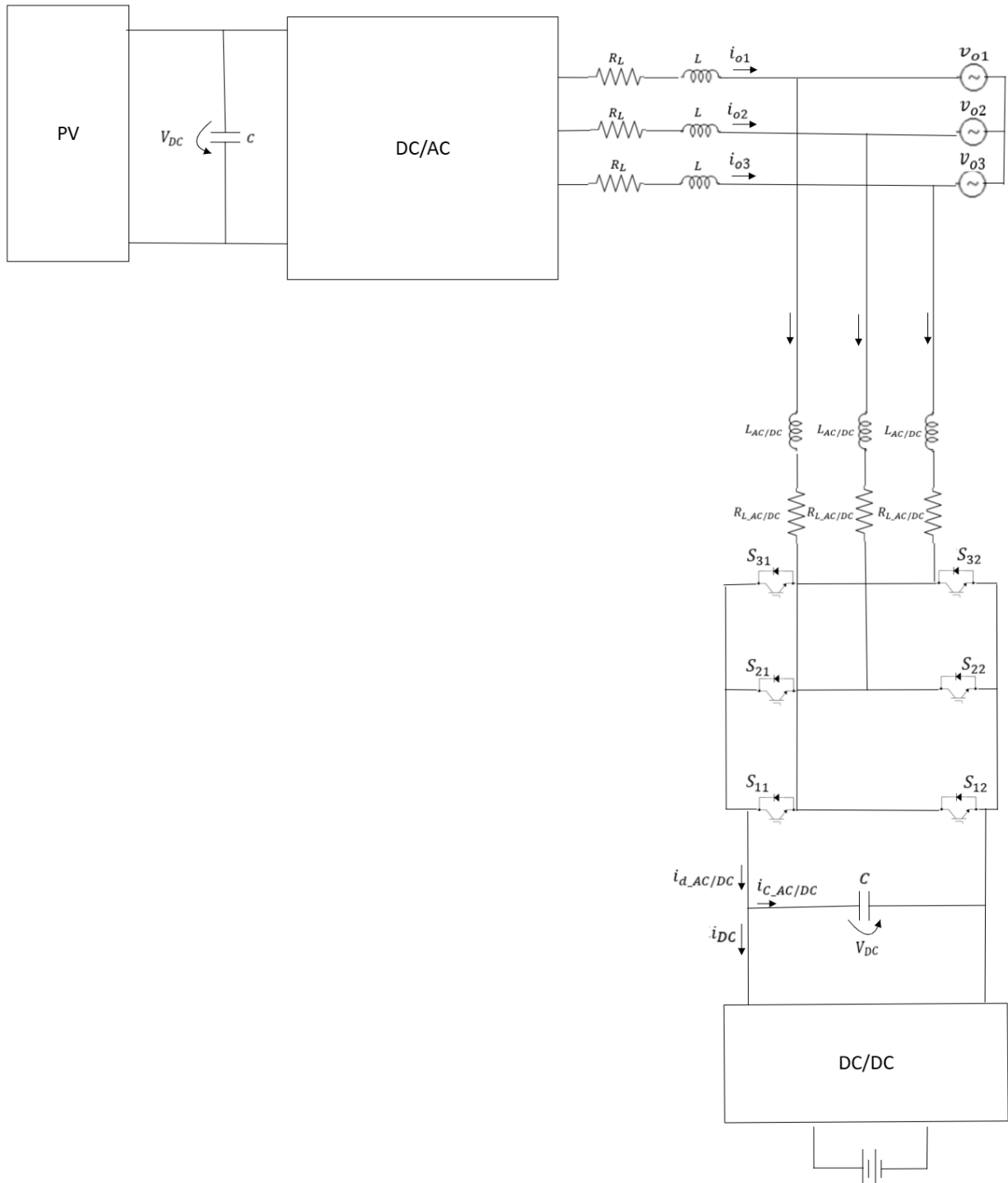


Figura 3.9. Retificador AC/DC.

Pela Figura 3.9 pode-se observar que o retificador AC/DC é composto por transístores IGBT, que ao serem comandados à condução e ao corte, convertem a corrente alternada que provém da rede elétrica e que passa pelas bobines ($L_{AC/DC}$) e pelos condensadores ($R_{L_{AC/DC}}$), numa corrente contínua ($i_{d_{AC/DC}}$) que é encaminhada para o conversor DC/DC para posteriormente ser efetuado o carregamento do VE.

Os métodos de controlo aplicados ao conversor AC/DC são os mesmos que os aplicados ao conversor DC/AC, garantindo que as correntes que entram no circuito vindas da rede encontram-se estáveis sem distorções e que a tensão contínua se mantém num valor superior à tensão composta da rede elétrica. Dessa forma, o controlo de corrente aplicado segue a Figura 3.3 e controlo de tensão a Figura 3.5, já os ganhos de cada um dos controlos (K_i e K_p) seguem as equações (3.9), (3.10) e (3.20).

3.3. Conversor DC/DC redutor

O último componente do sistema de carregamento proposto é o conversor DC/DC redutor, o qual permite carregar a bateria dos VE. Tal conversor tem a função de reduzir a tensão de saída face à tensão de entrada. Na Figura 3.10 é apresentado um circuito genérico do conversor DC/DC do tipo redutor, com controlo digital a partir da corrente da bobine. O circuito redutor tem a seguinte relação entre a tensão de entrada (V_{DC}) e a da bateria (V_o):

$$V_o = DV_{DC} \quad (3.23)$$

onde D é o fator de ciclo do sinal de controlo do transístor T.

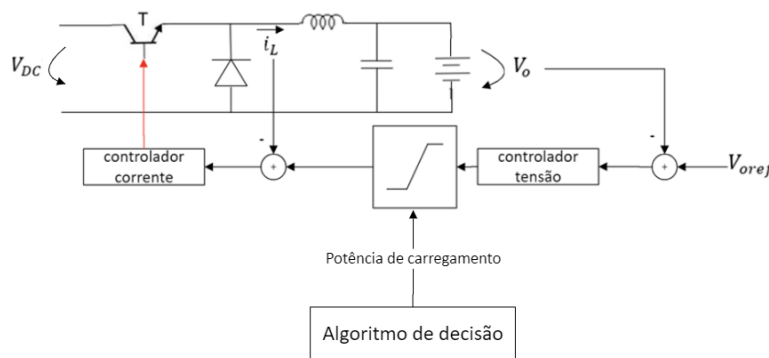


Figura 3.10. Conversor DC/DC do tipo redutor.

O sistema de controlo consiste na monitorização simultânea da corrente da bobine, i_L , e da tensão na bateria, V_o . Para efetuar o controlo, é definido um valor de referência da tensão da bateria (tensão desejada na bateria), a partir da qual é obtido o sinal de erro em relação ao sinal V_o lido.

O controlador de tensão da Figura 3.10 é um sistema que gera um valor de referência para a corrente da bobine, referente ao valor atual de tensão na saída. Com essa corrente de referência, e medindo a corrente i_L atual, obtém-se o sinal de erro da corrente, o que por sua vez permite gerar o sinal de controlo do transístor mediante um compensador, que aplica um sinal retangular ao transístor T para assim aumentar ou diminuir a corrente da bobine e, conseqüentemente, alterar os valores de tensão e corrente na saída.

Para que o conversor DC/DC redutor possa ser aplicado ao carregamento da bateria de VE com potências de carregamento variáveis, é necessário introduzir um limitador à saída do controlador de tensão (conforme se pode observar pela Figura 3.10). Tal limitador tem como limite máximo a corrente que advém da potência de carregamento (potência de carregamento a dividir pela tensão da bateria), ou seja, a bateria é carregada com a corrente que advém da potência de carregamento até que a tensão chegue próxima da tensão nominal da bateria (geralmente até 10% abaixo do máximo da tensão suportada pela bateria), a partir desse valor de tensão o controlo de tensão entra em funcionamento de forma a garantir que a tensão da bateria não ultrapassa o valor máximo.

3.3.1. Equações do comportamento dinâmico do conversor

O circuito da Figura 3.10 corresponde a um conversor DC/DC do tipo redutor, com uma relação entre o valor médio da tensão de saída, a tensão de entrada e o fator de ciclo, dada pela equação (3.23), que depende do valor do fator de ciclo do sinal de controlo do transistor T. O estado do sinal de controlo do transistor pode ser 1 ou 0, pelo que pode ser utilizada uma variável γ para representar os dois métodos de funcionamento comutado.

O funcionamento do circuito pode ser separado em dois modos de operação:

- Quando $\gamma = 1$, o diodo é inversamente polarizado e é criada uma malha com a tensão de entrada e a bobine. Neste circuito a corrente da bobine aumenta e fornece corrente ao condensador e à carga. Na Figura 3.11 é apresentado o esquema do circuito com o transistor em funcionamento.

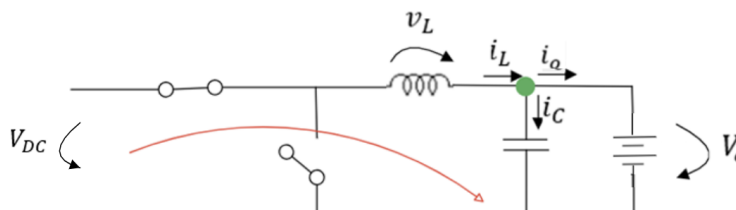


Figura 3.11. Modo de operação do conversor DC/DC com o transistor em condução.

- Quando $\gamma = 0$, o diodo conduz e a tensão de entrada passa a ser zero, pelo que nesse circuito a corrente da bobine diminui e o condensador compensa as variações da corrente fornecida à carga. Na Figura 3.12 é apresentado o esquema do circuito com o transistor desligado.

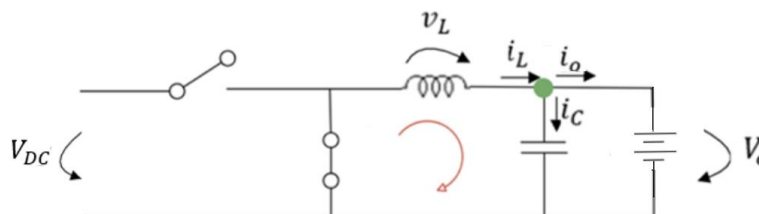


Figura 3.12. Modo de operação do conversor DC/DC com o transistor ao corte.

Analisando o esquema apresentadas na Figura 3.11 e na Figura 3.12, mediante o fator γ , obtêm-se as equações das variáveis de estado do circuito:

$$\frac{di_L}{dt} = \frac{1}{L}(\gamma U - V_o) \quad (3.24)$$

e

$$\frac{dV_o}{dt} = \frac{1}{C}(i_L - i_o) \quad (3.25)$$

que permitem conhecer o comportamento do circuito para os diferentes cenários impostos pelo estado do fator γ .

Para projetar o circuito conversor DC/DC redutor, foram primeiro definidas as especificações do projeto, nomeadamente o valor do condensador e da bobine. Foi definido que a variação máxima da corrente da bobine, Δi_L , deve ser entre 20% a 30% do valor médio da corrente da bobine e a variação máxima de tensão na saída, ΔV_o , deve variar entre 1% a 5% do valor da tensão nominal de saída [64]. Para estes valores, e considerando o modo de funcionamento da Figura 3.11, obtêm-se as expressões:

$$L_{DC/DC} > \frac{(U - V_o) D}{\Delta i_L f_{DC/DC}} \quad (3.26)$$

e

$$C_{DC/DC} > \frac{\Delta i_L}{8 f_{DC/DC} \Delta V_o} \quad (3.27)$$

expressas em função da frequência de comutação $f_{DC/DC}$.

3.3.2. Controlo de corrente da bobine

O compensador da corrente da bobine foi desenvolvido de forma a gerar um sinal de comando do estado do transístor, que permitisse ajustar o valor médio da corrente da bobine a partir de um valor de referência. Para projetar o compensador é imperativo recorrer à equação (3.24), que exprime uma relação entre a variação da corrente i_L e as tensões de entrada e saída, e aplicar a transformada de Laplace, obtendo a expressão,

$$i_L = \frac{1}{sL}(\gamma U - V_o) \quad (3.28)$$

que é utilizada para representar a planta do circuito de controlo num diagrama de blocos em malha fechada com um compensador da corrente i_L do tipo PI (proporcional integral), representado na Figura 3.13, uma vez que se trata do compensador que se adequa a sistemas deste tipo [55].

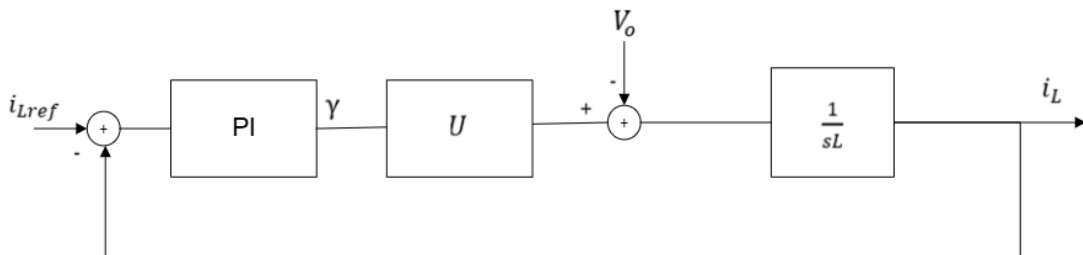


Figura 3.13. Diagrama de blocos do compensador de corrente do conversor DC/DC redutor.

A escolha de um compensador PI implica o projeto do valor de ganho $K_{p \text{ corrente DC/DC}}$ e do ganho $K_{i \text{ corrente DC/DC}}$, que podem ser definidos a partir da função de transferência em malha fechada do digrama de blocos da Figura 3.13, dada pela equação (3.29):

$$i_L = \frac{s(-V_o)\frac{1}{L}}{s^2 + U\frac{K_{p \text{ corrente DC/DC}}}{L}s + U\frac{K_{i \text{ corrente DC/DC}}}{L}} + \frac{U\frac{K_{p \text{ corrente DC/DC}}}{L}\left(s + \frac{K_{i \text{ corrente DC/DC}}}{K_{p \text{ corrente DC/DC}}}\right)}{s^2 + U\frac{K_{p \text{ corrente DC/DC}}}{L}s + U\frac{K_{i \text{ corrente DC/DC}}}{L}} i_{Lref} \quad (3.29)$$

Se for calculado o limite quando $s \rightarrow 0$ (regime estacionário) tem-se que a corrente da bobine tende para o valor de referência.

Pela forma canónica tem-se que a equação (3.29) é dada pela seguinte forma:

$$i_L = \frac{s(-V_o)\frac{1}{L}}{s^2 + 2\xi\omega_n s + \omega_n^2} + \frac{U\frac{K_{p \text{ corrente DC/DC}}}{L}\left(s + \frac{K_{i \text{ corrente DC/DC}}}{K_{p \text{ corrente DC/DC}}}\right)}{s^2 + 2\xi\omega_n s + \omega_n^2} i_{Lref} \quad (3.30)$$

Juntando as equações (3.29) e (3.30) tem-se:

$$\begin{cases} 2\xi\omega_n = U\frac{K_{p \text{ corrente DC/DC}}}{L} \\ \omega_n^2 = U\frac{K_{i \text{ corrente DC/DC}}}{L} \end{cases} \quad (3.31)$$

Na qual $K_{p \text{ corrente DC/DC}}$ e $K_{i \text{ corrente DC/DC}}$ são dados por:

$$\begin{cases} K_{p \text{ corrente DC/DC}} = L 2 \xi \omega_n \\ K_{i \text{ corrente DC/DC}} = L \omega_n^2 \end{cases} \quad (3.32)$$

Sendo que ω_n (frequência natural) é dada por 2π a dividir pelo tempo de resposta do sistema $\left(\frac{2\pi}{T}\right)$ e a variável ξ representa o fator de amortecimento. Para o fator de amortecimento deve ser utilizado um valor na ordem de $\frac{1}{\sqrt{2}}$, de forma a garantir que o sistema responda rapidamente às variações na corrente de referência, mas sem sobrelevações.

3.3.3. Controlo de tensão da bateria

Quando a tensão da bateria se aproxima da tensão nominal, o carregamento da bateria deixa de ser efetuado segundo a potência de carregamento e passa a ser efetuado a partir do compensador de tensão. Tal compensador de tensão foi projetado de maneira a gerar um valor de corrente, i_{Lref} , de acordo com a tensão requerida na saída e a corrente imposta pela potência de carregamento. Foi empregue a equação (3.25), para projetar o compensador, que exprime uma relação entre a variação da tensão de saída e a corrente i_L , e aplicada a transformada de Laplace, originando a seguinte equação:

$$V_o = \frac{1}{sC}(i_L - i_o) \quad (3.33)$$

a partir da qual foi desenvolvido o diagrama de controlo realimentado em malha fechada, representado na Figura 3.14. Sendo controlado por um compensador de tensão do tipo PI (proporcional integral), à semelhança dos outros compensadores acima referidos.

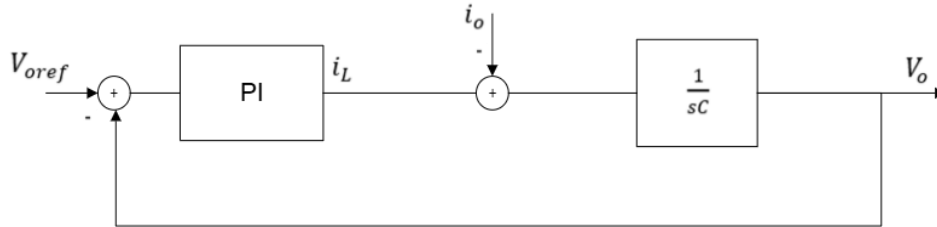


Figura 3.14. Diagrama de blocos do compensador de tensão da bateria, do conversor DC/DC redutor.

Passando à análise detalhada o controlador PI, é necessário ter em mente que este é dado por duas constantes de controlo, nomeadamente uma proporcional $K_P \text{ tensão DC/DC}$ e outra integral $K_i \text{ tensão DC/DC}$, as quais são definidas pela relação entre a tensão da bateria, V_o , e a tensão de referência da bateria aplicada ao circuito (V_{oref}). A função de transferência da Figura 3.14 é dada por:

$$V_o = - \frac{s \frac{1}{C}}{s^2 + \frac{K_P \text{ tensão DC/DC}}{C} s + \frac{K_i \text{ tensão DC/DC}}{C}} i_o + \frac{\frac{K_P \text{ tensão DC/DC}}{C} \left(s + \frac{K_i \text{ tensão DC/DC}}{K_P \text{ tensão DC/DC}} \right)}{s^2 + \frac{K_P \text{ tensão DC/DC}}{C} s + \frac{K_i \text{ tensão DC/DC}}{C}} V_{oref} \quad (3.34)$$

Se for calculado o limite quando $s \rightarrow 0$ (regime estacionário) tem-se que a tensão da bateria tende para o valor de referência. Para determinar os parâmetros de controlo do compensador é necessário comparar a função de transferência (equação (3.34)) com um sistema de segundo ordem, conforme mostra a equação (3.35):

$$\frac{\omega_n^2}{s^2 + 2\xi\omega_n s + \omega_n^2} \Rightarrow \begin{cases} 2\xi\omega_n = \frac{K_P \text{ tensão DC/DC}}{C} \\ \omega_n^2 = \frac{K_i \text{ tensão DC/DC}}{C} \end{cases} \quad (3.35)$$

na qual $K_P \text{ tensão DC/DC}$ e $K_i \text{ tensão DC/DC}$ são dados por:

$$\begin{cases} K_P \text{ tensão DC/DC} = C 2 \xi \omega_n \\ K_i \text{ tensão DC/DC} = C \omega_n^2 \end{cases} \quad (3.36)$$

sendo ω_n dado por 2π a dividir pelo tempo de resposta do sistema ($\frac{2\pi}{T}$), mais precisamente o tempo que demora até que a tensão da bateria, V_o , atinja o valor de referência, V_{oref} , e a variável ξ representa o fator de amortecimento, quanto mais pequeno será o fator de amortecimento mais rápida será a resposta do sistema, contudo maior será a sobrelevação do sinal. Dessa forma, deve ser escolhido um fator de amortecimento que não introduza sobrelevações ao sinal e que não demore muito tempo a atingir o valor de referência.

4. Carregamento inteligente de VE com fontes de energia renovável

Os conversores aplicados ao sistema de carregamento proposto, Figura 3.1, possibilitam aos VE carregar as baterias com energia proveniente dos painéis fotovoltaicos ou proveniente da rede elétrica. Dessa forma, o objetivo deste capítulo é apresentar algoritmos que efetuem uma gestão eficiente da energia produzida pelos painéis fotovoltaicos e desenvolver modos de carregamento que permitam ao utilizador escolher se pretende efetuar o carregamento com energia exclusivamente dos painéis fotovoltaicos ou exclusivamente da rede elétrica ou uma mistura de ambas.

Neste trabalho serão admitidas baterias com uma capacidade nominal de 78 Ah e com uma tensão nominal de 400 V (valor equivalente ao das baterias do Tesla Model 3, BMW i3 e ao Nissan Leaf, versão de 2015-2018), a qual pode ser carregada em uma hora e alguns minutos utilizando um carregador de 30 kW (potência máxima do carregador Supernova e Power 22/30 DC) e em 4 horas se for utilizado um carregador de 7,4 kW (potência máxima do carregador Quasar) [28], [27], [26].

O número máximo de carregamentos diários com energia renovável que é possível efetuar num carregador de VE segue a seguinte equação,

$$n^{\circ} \text{ de carregamentos} = 10 \times C_{CC} \times N_H \quad (4.1)$$

onde o valor 10 representa o número médio de horas de radiação solar disponível por dia [68], C_{CC} , ao número de carregadores e N_H ao número médio de carregamentos que é possível efetuar em cada carregador por hora.

No sistema de carregamento proposto serão utilizados 7 carregadores todos do mesmo modelo, isto é, dependendo do modelo utilizado os carregadores terão uma potência máxima de 30 kW ou de 7,4 kW (potências máximas dos carregadores indicados na secção 2.2.5). Para determinar o número de carregamentos diários para os diferentes carregadores é necessário recorrer à equação (4.1). Começando pelos carregadores com uma potência máxima de 7,4 kW, verifica-se que em uma hora apenas é possível efetuar 0,25 carregamentos numa hora e como o número total de carregadores é 7, conclui-se que apenas é possível efetuar 17 carregamentos ao longo de um dia. No cenário dos carregadores com uma potência máxima de 30 kW, verifica-se que é possível efetuar 0,9 carregamentos numa hora e como o número total de carregadores é 7, constata-se que apenas é possível efetuar 63 carregamentos ao longo de um dia.

Contudo, o número de carregamentos diários com energia renovável depende da radiação solar, ou seja, dependem diretamente da potência produzida pelos painéis fotovoltaicos, tornando-se imperativo utilizar algoritmos de gestão inteligente de energia para maximizar a entrega dessa potência aos carregadores e minimizar o escoamento de potência para a rede elétrica.

Ao longo deste capítulo serão descritos diferentes algoritmos de gestão da energia, que posteriormente serão comparados entre si. Os primeiros dois algoritmos baseiam-se no algoritmo *Power Sharing* e no algoritmo desenvolvido pelo autor Amoroso (já mencionados na secção 2.4.3), para além destes dois será apresentado um algoritmo desenvolvido pelo autor, o qual divide a potência gerada pelo painel fotovoltaico consoante o tempo que o VE permanecerá a carregar e o SOC que é pretendido atingir.

Cada um dos algoritmos permite ao utilizador dos carregadores escolher um de três modos de carregamento, mais precisamente de entre o modo verde, que permite efetuar carregamentos com energia 100% renovável, a um custo igual à tarifa aplicada se o carregamento fosse efetuado no domicílio (0,21 €/kWh), o modo amarelo, que permite carregamentos com energia renovável ou da rede elétrica, a um custo igual ao carregamento lento num posto de carregamento público (0,43 €/kWh), ou o modo vermelho, que permite carregamentos com energia 100% da rede elétrica, a um custo equivalente ao custo do carregamento rápido num posto de carregamento público (0,79 €/kWh) [33]. Os custos associados visam fomentar o carregamento com energia renovável de modo a não sobrecarregar a rede elétrica.

De salientar, que a tensão das baterias ao chegarem perto da tensão nominal, a corrente de carregamento diminui para que o valor da tensão não ultrapasse o valor nominal (processo efetuado pelo controlo do conversor DC/DC redutor, desenvolvido na secção 3.3.3), ou seja, a potência de carregamento diminui quando a tensão da bateria chega perto do valor nominal. Dito isto, a potência de carregamento referida neste capítulo é a potência de carregamento atribuída para calcular a corrente máxima do limitador (potência de carregamento a dividir pela tensão da bateria), ficando o controlo da tensão e redução da potência entregue à bateria a cargo do conversor DC/DC redutor.

4.1. Modo verde de carregamento (energia solar)

O modo de carregamento verde consiste em efetuar o carregamento exclusivamente com a potência gerada pelos painéis fotovoltaicos, isto é, a potência total gerada pelo painel é distribuída pelos carregadores a operar nesse modo.

Dado ao modo de carregamento verde depender da potência gerada pelos painéis fotovoltaicos, é imperativo aplicar algoritmos de gestão de energia (descritos na secção 4.4), para que toda a energia produzida pelos painéis fotovoltaicos seja no máximo aproveitada para carregar as baterias dos VE em carregamento, minimizando a potência entregue à rede.

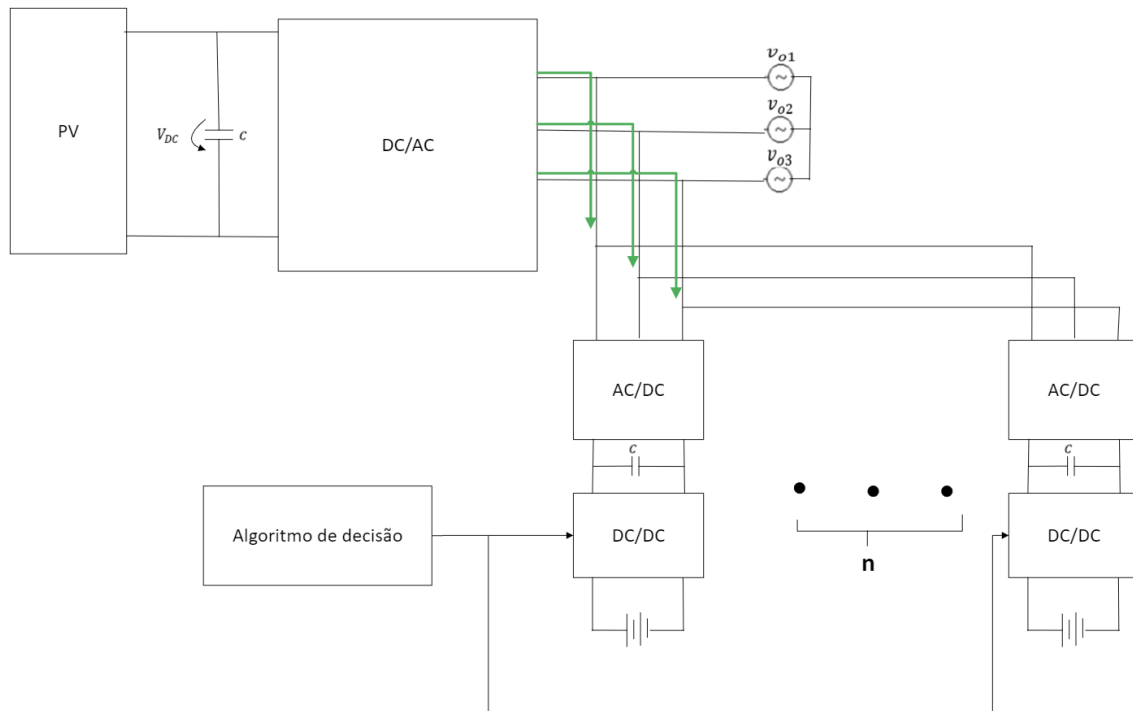


Figura 4.1. Modo verde de carregamento (energia solar).

Conforme foi dito acima, o modo verde de carregamento proporciona que o carregamento dos VE seja efetuado com energia proveniente dos painéis fotovoltaicos. Isto é, a energia gerada pelo painel fotovoltaico, em corrente contínua (DC), é inicialmente convertida por um inversor DC/AC para corrente alternada (AC), ao ser direcionada para a rede elétrica para posteriormente ser aproveitada para o carregamento dos VE, uma vez que os carregadores são conectados à rede elétrica.

Para aproveitar a energia gerada pelo painel fotovoltaico para o carregamento do VE é necessário converter a energia alternada, enviada para a rede elétrica, de AC para DC por um conversor AC/DC, sendo de seguida regulada por um conversor DC/DC, que ajusta a tensão para carregar a bateria de forma eficiente, conforme mostra a Figura 4.1.

4.2. Modo vermelho de carregamento (energia da rede)

O modo de carregamento vermelho, ao contrário do modo verde, apenas permite que a potência requerida para efetuar o carregamento seja proveniente da rede elétrica, como evidencia a Figura 4.2 pelas linhas vermelhas que indicam o fluxo da energia.

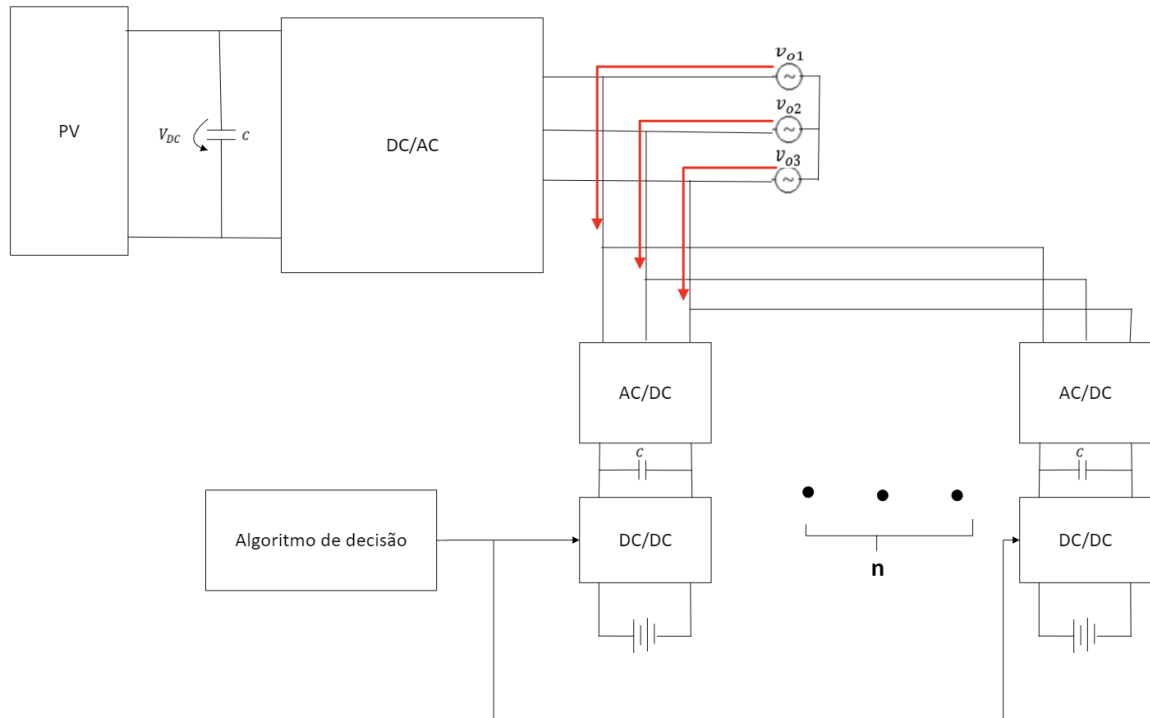


Figura 4.2. Modo vermelho de carregamento (energia da rede).

Neste modo de carregamento a potência aplicada ao carregador é dada pela percentagem de SOC que o utilizador pretende carregar, pelo tempo que o VE permanecerá acoplado ao carregador e pela capacidade total da bateria, em kWh, (tensão nominal da bateria, em volts, a multiplicar pela capacidade nominal da bateria, em ampère-hora), seguindo a equação (4.2).

$$\text{Potência}_{\text{carregador}} = \left(\frac{\text{SOC}_{\text{ref}}}{100} \right) \frac{E}{t_{\text{carregamento}}} \quad (4.2)$$

Na qual SOC_{ref} corresponde à percentagem de SOC que o utilizador pretende carregar e $t_{\text{carregamento}}$ o tempo que o veículo permanecerá a carregar. O E representa a energia do veículo, dada pela multiplicação entre a tensão da bateria do VE e capacidade da mesma. De salientar, que a $\text{Potência}_{\text{carregador}}$ é limitada à potência máxima do carregador.

Pelo fluxograma da Figura 4.3 é possível verificar que o carregador apenas deixa de carregar a bateria do VE caso o valor o SOC da bateria do VE atinja o valor pretendido ou quando intervalo de tempo definido para o carregamento chega ao fim. A nomenclatura utilizada para indicar que os valores são iguais é dois sinais de igualdade seguidos, ==.

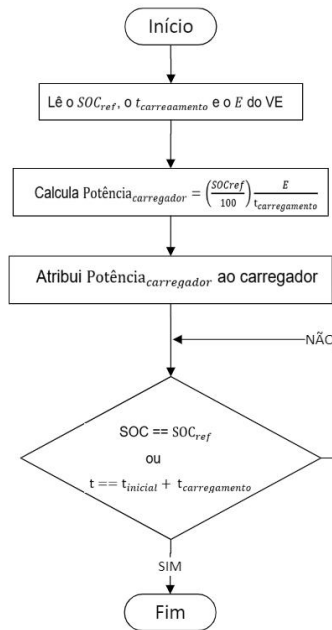


Figura 4.3. Fluxograma do modo de carregamento vermelho (energia da rede).

4.3. Modo amarelo de carregamento (energia solar ou da rede elétrica)

O modo de carregamento amarelo trata-se de uma conjugação entre o carregamento verde e o vermelho. Isto é, permite que o carregamento do veículo seja efetuado com recurso à energia produzida pelos painéis fotovoltaicos e com recurso à energia da rede elétrica, como mostra a Figura 4.4 pelas linhas amarelas que indicam o fluxo da energia.

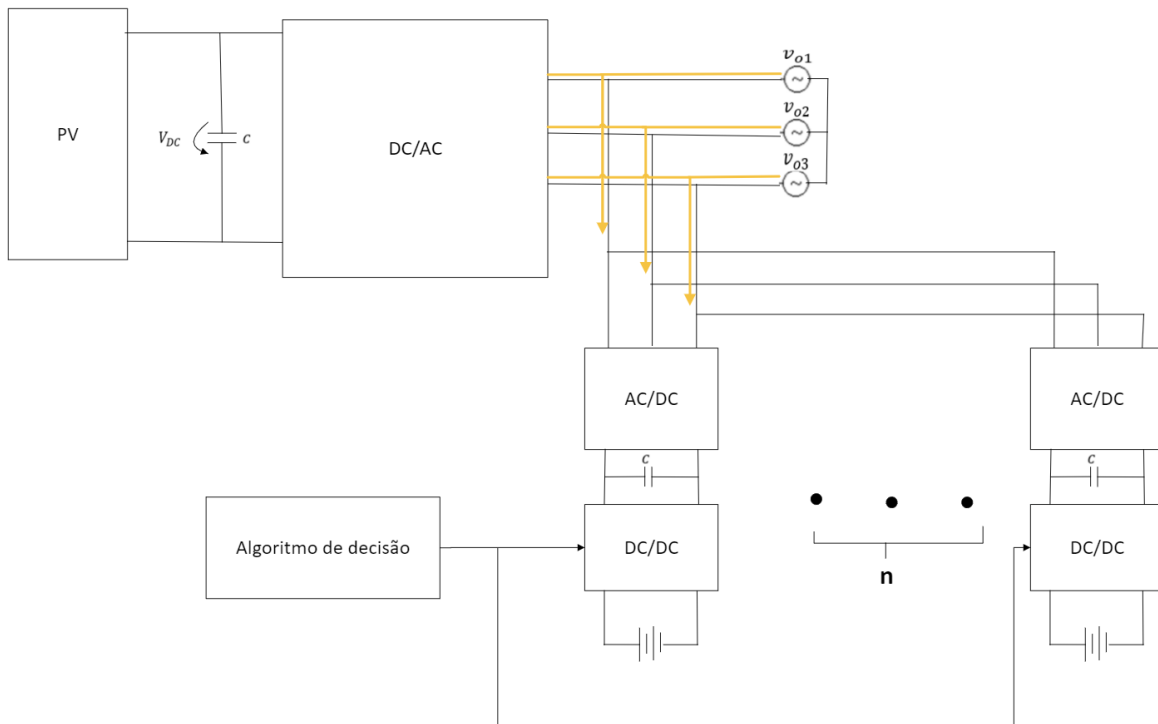


Figura 4.4. Modo amarelo de carregamento (energia solar ou da rede elétrica).

Este modo de carregamento opera no caso geral com energia proveniente da rede elétrica sendo este valor dado através da equação (4.2), limitado a 3,7 kW (valor equivalente à potência máxima disponível num posto de carregamento), a energia proveniente dos painéis fotovoltaicos é aproveitada quando o somatório da energia aplicada aos carregadores no modo verde é inferior à energia produzida pelos painéis fotovoltaicos.

Como é utilizada uma menor quantidade de energia da rede para carregar o VE em comparação se fosse efetuado carregamento exclusivamente da rede elétrica (modo vermelho de carregamento), o custo total é inferior à situação que todo o carregamento é feito somente com energia da rede elétrica, possibilitando também minimizar a sobrecarga da rede elétrica.

Para uma melhor compreensão deste modo de carregamento foi efetuado o seguinte fluxograma da Figura 4.5. O fluxograma indica que o carregador numa fase inicial lê os parâmetros introduzidos pelo utilizador (percentagem de carregamento desejada, SOC_{ref} , e o tempo que o VE permanecerá a carregar), depois lê em constante atualização a potência gerada pelos painéis fotovoltaicos, $Potência_{gerada}$, (tensão a multiplicar pela corrente gerada) e o somatório da energia aplicada aos carregadores a operar no modo verde. Lida a potência gerada e o somatório, é efetuada a diferença para determinar se existe potência remanescente dos painéis fotovoltaicos, $Potência_{disponivel}$, dada pela equação (4.3). Caso exista potência remanescente essa potência é dividida consoante o algoritmo de gestão de energia que está a ser aplicado no modo verde (secção 4.4), isto é, segue a equação (4.4) caso seja utilizado o algoritmo *Power Sharing* modificado, a equação (4.5) ou (4.6) caso seja utilizado o algoritmo de carregamento prioritário e a equação (4.2) caso seja utilizado o algoritmo mapeado ao SOC e ao tempo. Caso não exista potência remanescente então a potência entregue ao carregador segue a equação (4.2), com a condição de que o valor dado pela equação não pode ultrapassar os 3,7 kW.

$$Potência_{disponivel} = Potência_{gerada} - \left(\sum_{n=1}^{N_{verde}} Potência_{carregador\ n} \right) \quad (4.3)$$

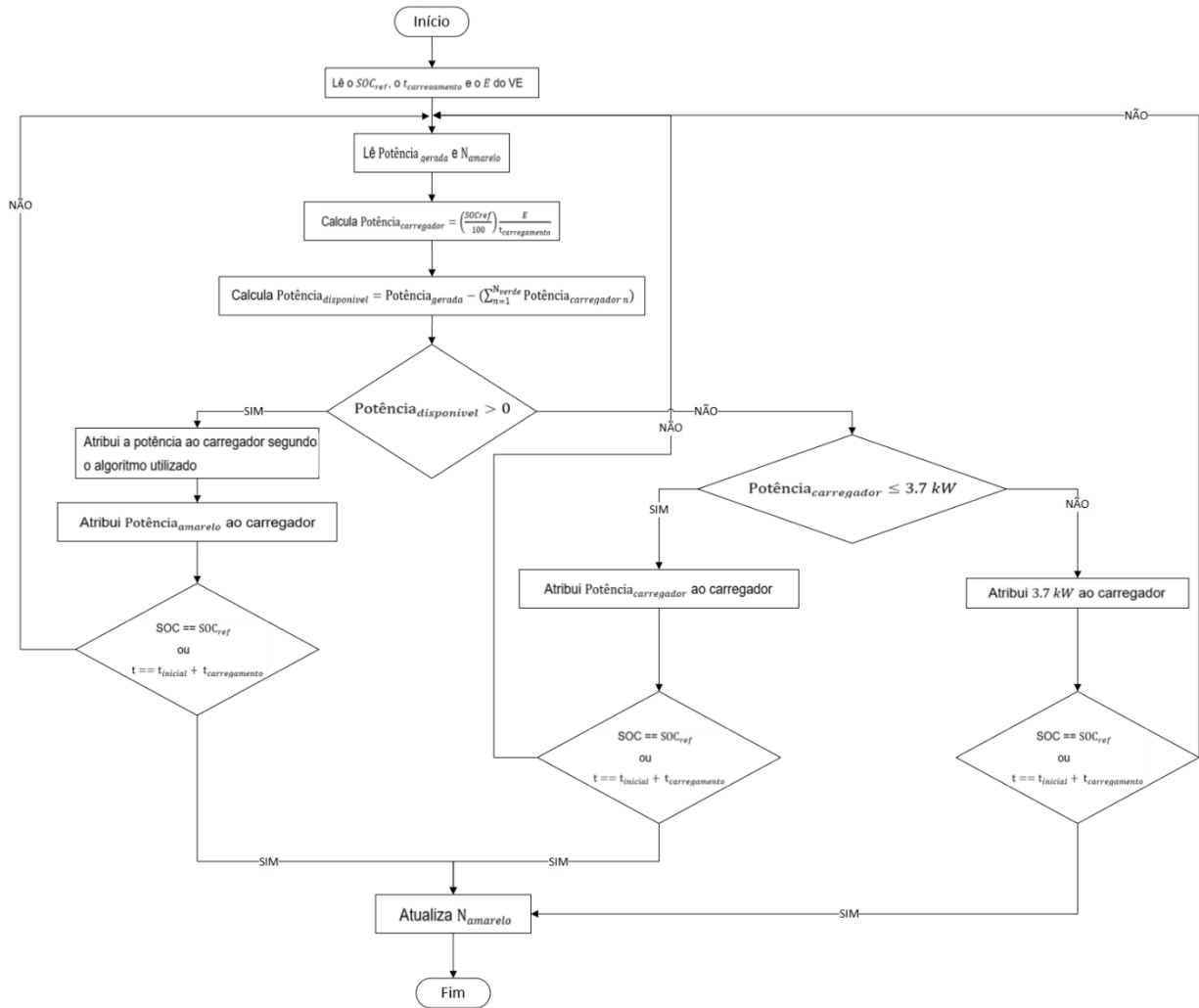


Figura 4.5. Fluxograma do modo de carregamento amarelo

4.4. Algoritmos de gestão de energia

Findadas as descrições dos modos de carregamento foi possível observar que apenas no modo verde é necessário aplicar algoritmos de gestão de energia para entregar aos carregadores o máximo de energia produzida pelos painéis fotovoltaicos.

Dito isto, este subcapítulo aborda três algoritmos de gestão de energia. Um primeiro algoritmo baseado no algoritmo *Power Sharing* com algumas alterações face às características do sistema de carregamento proposto, um segundo algoritmo baseado no algoritmo desenvolvido por Amoroso, com algumas alterações também, e um terceiro algoritmo criado de raiz pelo autor.

4.4.1. Algoritmo *Power Sharing* modificado

O algoritmo *Power Sharing* modificado baseia-se, como o nome indica, no algoritmo de *Power Sharing*, mas aplicado à gestão de energia produzida pelos painéis fotovoltaicos.

O algoritmo de *Power Sharing*, conforme foi descrito na secção 2.4.3, foi projetado para distribuir a energia disponível na rede elétrica de forma proporcional e eficiente pelos

vários VE que estão sendo carregados simultaneamente. Apesar do algoritmo ter sido projetado para gerir a energia disponível na rede elétrica, este pode ser aplicado para efetuar a gestão da energia produzida pelos painéis fotovoltaicos para que haja o mínimo de energia enviada para a rede elétrica, distribuindo de forma proporcional a energia pelos carregadores em uso.

Mais concretamente, se um VE chegar ao parque de estacionamento e for o único a carregar, a potência total gerada pelos painéis fotovoltaicos é mobilizada para o carregador em uso. Caso haja mais do que um VE a carregar no modo verde, a potência entregue a cada um dos carregadores é dada pela divisão entre a potência gerada pelos painéis fotovoltaicos, $Potência_{gerada}$, e o número de VE a carregar no modo verde, N_{verde} , conforme mostra a equação (4.4). De salientar, que a potência entregue ao VE está sempre limitada à potência máxima que o carregador consegue fornecer, que neste trabalho é de 30 kW ou de 7,4 kW.

$$Potência_{entregue} = \frac{Potência_{gerada}}{N_{verde}} \quad (4.4)$$

Para uma melhor compreensão do algoritmo foi desenvolvido o fluxograma da Figura 4.6, no qual se pode verificar que o algoritmo se divide em 4 fases diferentes:

Na primeira fase são lidos os parâmetros introduzidos pelos utilizadores (SOC que é pretendido carregar, SOC_{ref} , e o tempo que o VE permanecerá a carregar, $t_{carregamento}$);

Na segunda fase é lida em constante atualização a potência gerada pelos painéis fotovoltaicos, $Potência_{gerada}$, e o número de VE a carregar no modo verde, N_{verde} ;

Na terceira fase é atribuída a potência de carregamento ao carregador, dada pela equação (4.4), consoante a potência gerada pelos painéis fotovoltaicos e o número de VE a carregar no modo verde;

Na quarta e última fase é analisado se o SOC da bateria do VE atingiu o valor introduzido, SOC_{ref} , e se o tempo de carregamento imposto, $t_{inicial} + t_{carregamento}$, foi atingido. Caso uma das duas condições se verifique o carregador deixa de debitar potência.

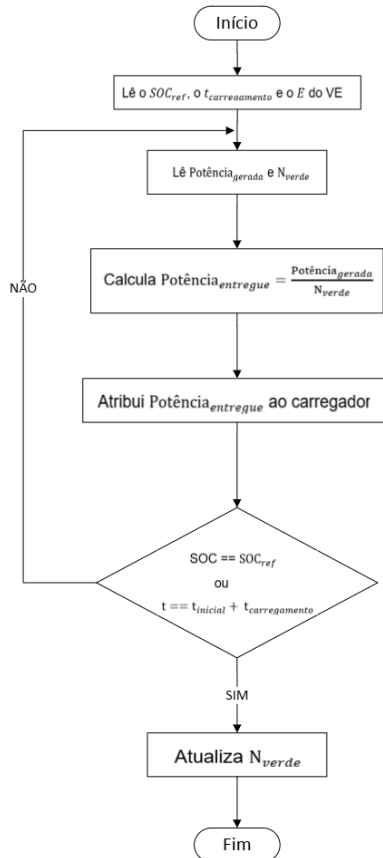


Figura 4.6. Fluxograma do algoritmo *Power Sharing* modificado.

4.4.2. Algoritmo de carregamento prioritário

No seu artigo, Amoroso sugere dois algoritmos – “*Maximum Energy With Priority*” (MEWP) e “*Spread Energy With Priority*” (SEWP). Da forma como os dois algoritmos são apresentados a prioridade é atribuída consoante a urgência que o utilizador tem em efetuar o carregamento, isto é, torna-se prioritário o VE que queira carregar uma maior percentagem da bateria (SOC) no menor tempo possível. No caso do algoritmo MEWP a energia é distribuída primeiramente pelos VE com maior prioridade para que atinjam o SOC pretendido e então se sobrar energia é que é distribuída pelos restantes VE, podendo os VE com menor prioridade receber pouca ou nenhuma energia. O algoritmo SEWP por outro lado permite que a energia seja distribuída por todos os VE a carregar dando uma pequena prioridade aos VE mais prioritários [62].

Para efetuar uma gestão eficiente da energia produzida pelos painéis fotovoltaicos foi adotado o algoritmo SEWP com algumas modificações, nomeadamente na atribuição de prioridade e na distribuição de energia. A prioridade ao invés de ser atribuída aos VE que necessitem de carregar o maior SOC em menor tempo possível, será atribuída apenas ao VE com menor SOC, sendo esta prioridade atualizada de 10 em 10 minutos.

Para a distribuição da energia esta apenas será feita se existirem dois ou mais VE a carregar no modo verde, a potência atribuída ao VE mais prioritário corresponde à potência gerada pelos painéis fotovoltaicos, $Potência_{gerada}$, a dividir pelo número de VE a carregar no modo verde, N_{verde} , mais 5% da potência gerada pelos painéis fotovoltaicos, conforme se pode verificar pela equação (4.5). A potência entregue aos

restantes VE a carregar no modo verde, corresponde à potência gerada pelos painéis fotovoltaicos que não está a ser aproveitada pelo VE prioritário a dividir pelos VE a carregar no modo verde, conforme mostra a equação (4.7).

$$\text{Potência}_{\text{prioritário}} = \left(\frac{1}{N_{\text{verde}}} + 0,05\right)\text{Potência}_{\text{gerada}} \quad (4.5)$$

$$\text{Potência}_{\text{não prioritário}} = \left(\frac{1}{N_{\text{verde}}} - 0,05\right)\text{Potência}_{\text{gerada}} \quad (4.6)$$

Para uma melhor compreensão do algoritmo foi desenvolvido o fluxograma da Figura 4.7, no qual se pode verificar que o algoritmo se divide em 5 fases diferentes:

Na primeira fase são lidos os parâmetros introduzidos pelos utilizadores (SOC que é pretendido carregar, SOC_{ref} , e o tempo que o VE permanecerá a carregar, $t_{\text{carregamento}}$);

Na segunda fase é lida em constante atualização a potência gerada pelos painéis fotovoltaicos, $\text{Potência}_{\text{gerada}}$, e o número de VE a carregar no modo verde, N_{verde} ;

Na terceira fase são lidos os SOC das baterias de todos os VE a carregarem no modo verde, para determinar a prioridade dos VE a carregar, isto é, determinar qual o VE que tem o SOC mais baixo, $\text{SOC}_{\text{menor}}$, atualizando essa prioridade de 10 em 10 minutos;

Na quarta é atribuída a potência de carregamento ao carregador consoante a potência gerada pelos painéis fotovoltaicos, o número de VE a carregar no modo verde e prioridade, seguindo a equação (4.5) para o VE com menor SOC e a equação (4.6) para os restantes VE;

Na quinta e última fase é analisado se o SOC da bateria do VE atingiu o valor introduzido, SOC_{ref} , e se o tempo de carregamento imposto, $t_{\text{inicial}} + t_{\text{carregamento}}$, foi atingido. Caso uma das duas condições se verifique o carregador deixa de debitar potência.

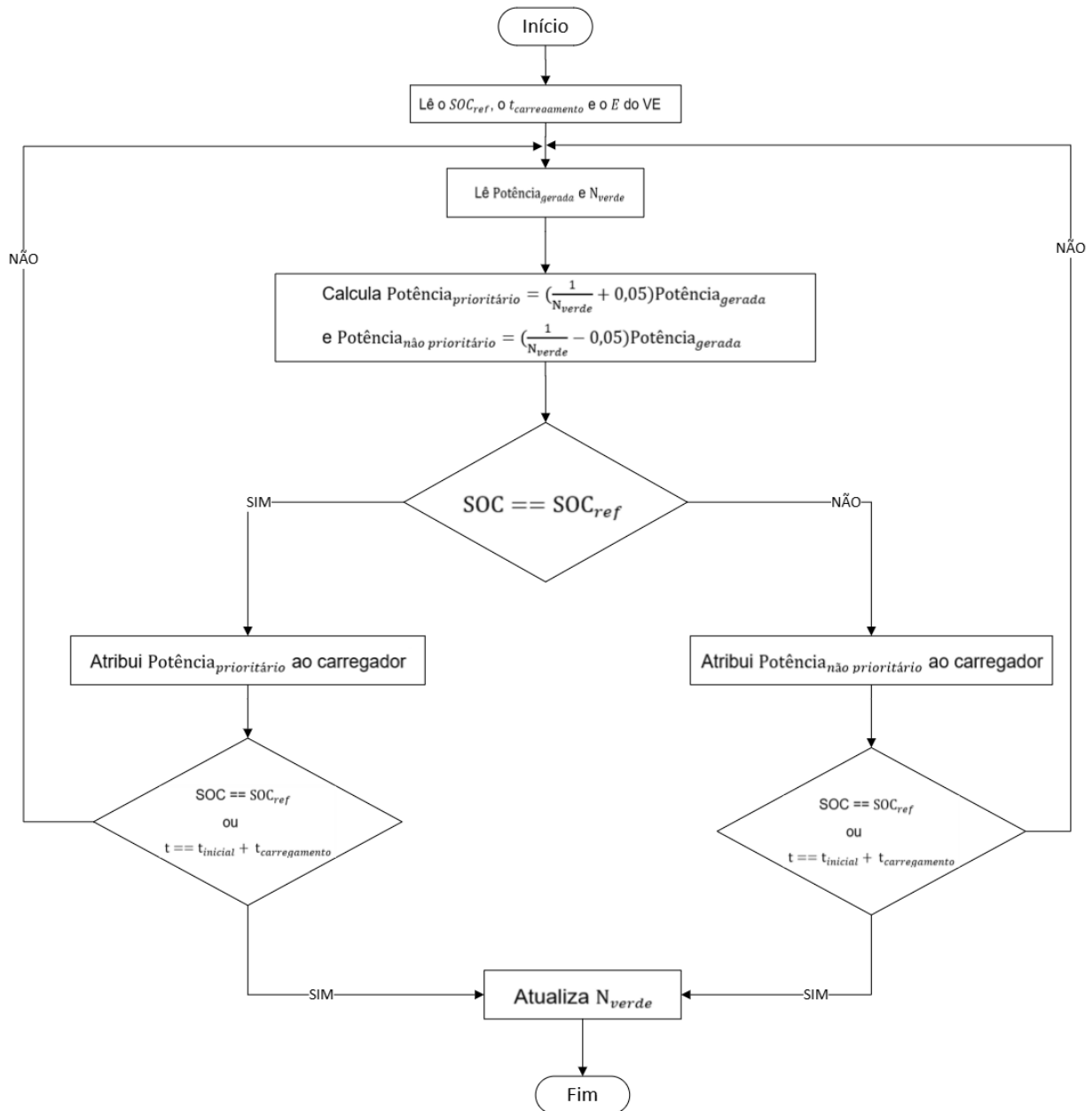


Figura 4.7. Fluxograma do algoritmo de carregamento prioritário.

4.4.3. Algoritmo mapeado ao tempo e SOC

Nos dois algoritmos abordados acima verifica-se que a potência de carregamento aplicada ao modo verde não é mapeada à percentagem que o utilizador pretende carregar a bateria e ao tempo que o veículo estará acoplado ao carregador. Apenas permitem que a potência de carregamento seja fornecida consoante a potência gerada pelos painéis fotovoltaicos e o número de carregadores a operar no modo verde.

Assim sendo, foi desenvolvido um algoritmo com vista a possibilitar mapear a potência atribuída ao modo verde consoante a percentagem pretendida de carregamento da bateria e o tempo que o veículo permanecerá no parque estacionamento. Pelo que o valor da potência entregue aos carregadores de cada VE no modo verde, $Potência_{carregador}$, é dado pela equação (4.2), na qual SOC_{ref} corresponde ao SOC da

bateria que o utilizador pretende que seja atingido e $t_{carregamento}$ ao tempo que o veículo permanecerá a carregar. O E representa a energia do veículo, dada pela multiplicação entre a tensão da bateria do VE e capacidade da mesma.

Contudo, quando o utilizador do VE introduz o SOC_{ref} e o $t_{carregamento}$, é necessário verificar se o valor de $Potência_{carregador}$, que advém desses parâmetros, é superior ou não à potência gerada pelos painéis fotovoltaicos que não está a ser consumida pelos carregadores a operar no modo verde, $Potência_{disponivel}$, dada pela equação (4.3). Caso a $Potência_{carregador}$ seja inferior ao valor da $Potência_{disponivel}$ então é atribuído ao carregador o valor de $Potência_{entregue}$, caso contrário é atribuído ao carregador o valor de $Potência_{disponivel}$.

Na qual $\sum_{n=1}^{N_{verde}} Potência_{carregador\ n}$ corresponde ao somatório da potência entregue a todos os carregadores a operar no modo verde, ou seja, a consumir potência do painel fotovoltaico.

Para uma melhor compreensão do algoritmo foi desenvolvido o fluxograma da Figura 4.8, no qual se pode verificar que o algoritmo se divide em 5 fases diferentes:

Na primeira fase são lidos os parâmetros introduzidos pelos utilizadores (SOC que é pretendido carregar, SOC_{ref} , e o tempo que o VE permanecerá a carregar, $t_{carregamento}$);

Na segunda fase é lida em constante atualização a potência gerada pelos painéis fotovoltaicos, $Potência_{gerada}$;

Na terceira fase é verificada o valor da potência gerada pelos painéis fotovoltaicos que não está a ser consumida pelos carregadores a operar no modo verde, $Potência_{disponivel}$;

Na quarta fase é verificado se o valor da potência de carregamento, $Potência_{carregador}$, é superior ao valor de $Potência_{disponivel}$ ou não, caso seja superior é entregue ao carregador a potência dada por $Potência_{disponivel}$, caso contrário a potência entregue segue o valor dado por $Potência_{carregador}$;

Na quinta e última fase é analisado se o SOC da bateria do VE atingiu o valor introduzido, SOC_{ref} , e se o tempo de carregamento imposto, $t_{inicial} + t_{carregamento}$, foi atingido. Caso uma das duas condições se verifique o carregador deixa de debitar potência.

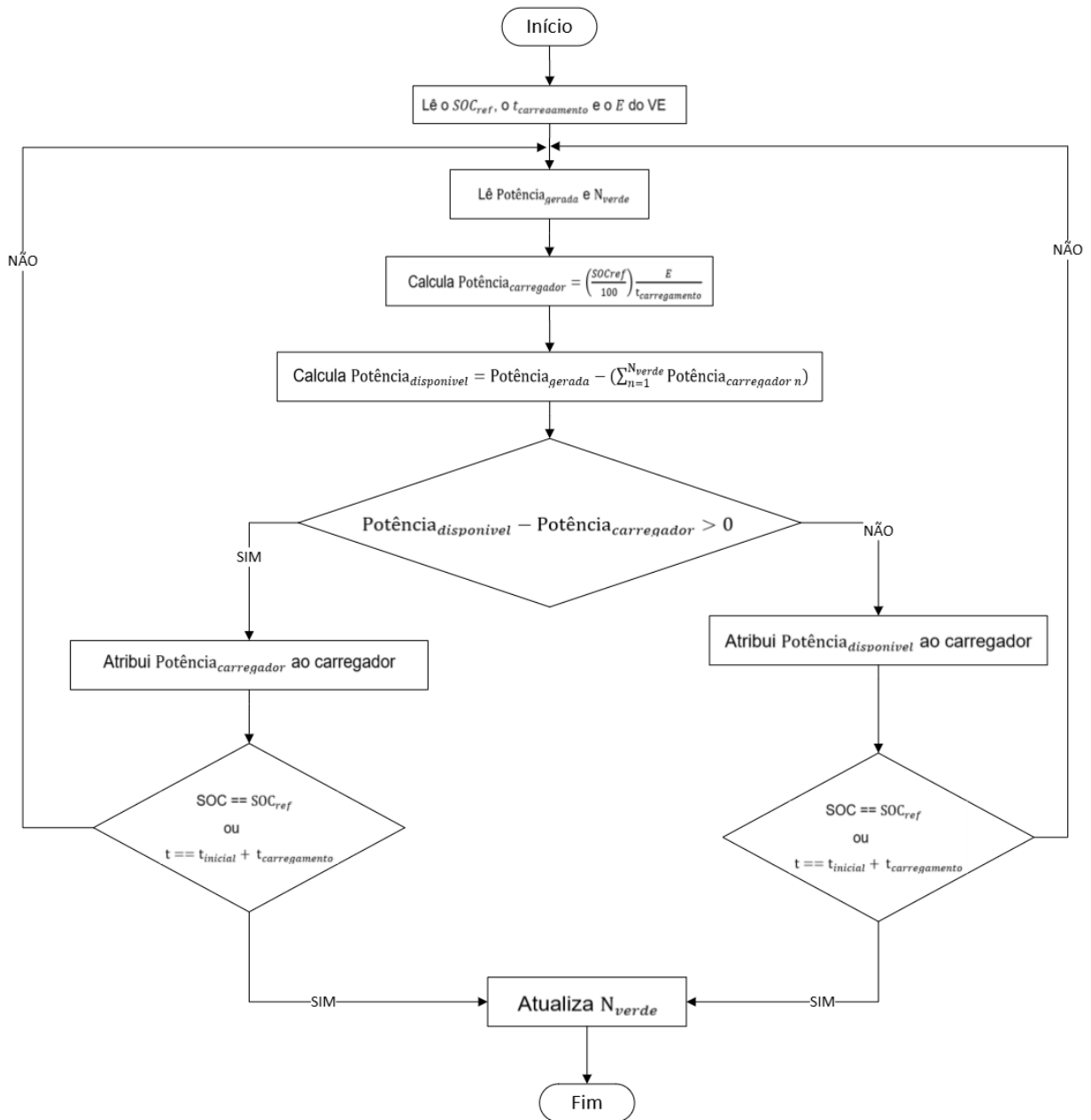


Figura 4.8. Fluxograma algoritmo mapeado ao tempo e SOC.

5. Projeto do simulador

Desenvolvidos os algoritmos de gestão do carregamento dos VEs é necessário analisá-los em diferentes cenários de utilização, de forma a determinar qual o algoritmo mais eficiente e que melhor se adapta ao sistema de carregamento proposto.

Para efetuar tal análise implica a utilização de um software de simulação, sendo nesta dissertação escolhido o software *Simulink* do *Matlab*, mais precisamente a versão de estudante do software, a qual contém um limite de 2000 blocos.

Neste capítulo será analisado no software de simulação o desempenho dos diferentes componentes, do sistema (Figura 3.1), desenvolvidos no capítulo 3.

5.1. Escolha do módulo fotovoltaico e da bateria

Antes de simular os conversores presentes no sistema de carregamento proposto é necessário dimensionar os painéis fotovoltaicos utilizados na simulação e as baterias dos VE.

Os VE presentes na simulação são caracterizados apenas por baterias com as mesmas especificações das baterias dos VE referidos no capítulo 4 (400 V de tensão nominal e 78 Ah de capacidade nominal). Para tal foi utilizado o bloco *Battery*, no qual é possível introduzir a tensão nominal, a capacidade nominal, o SOC que a bateria apresenta e entre outros parâmetros, conforme mostra a Figura 5.1.

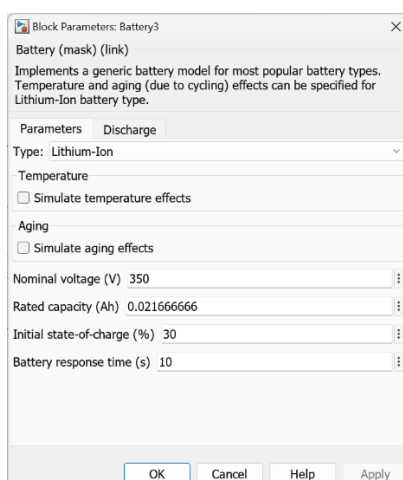


Figura 5.1. Parâmetros do bloco *Battery*.

Ao utilizar uma bateria com uma capacidade nominal de 78 Ah a simulação levaria horas para que a bateria carregasse, por isso para diminuir o tempo de simulação de horas para segundos foi utilizada uma bateria de 78 As proporcionando que a bateria seja carregada em segundos ao invés de horas. Contudo, o bloco *Battery* apenas permite introduzir capacidades nominais em Ah, dessa forma, foi convertido 78 As em Ah, obtendo um valor de 0,021666 Ah, o qual foi introduzido no bloco *Battery*.

Passando à escolha dos painéis fotovoltaicos, a escolha dos mesmos deve incidir sobre o painel que apresenta o melhor custo-benefício para a instalação onde será colocado, isto é, escolher o painel que melhor se adequa ao carregamento dos VE e às condições do local onde é colocado (temperatura do local), mantendo sempre o menor custo possível. Como o caso de estudo para a simulação será considerado o parque de

estacionamento descoberto da praia formosa, composto por 80 lugares de estacionamento (sendo a área de cada estacionamento de $12,5 \text{ m}^2$ (5 m por 2,5 m), área imposta pelo Instituto da Mobilidade e dos Transportes Terrestres [69]), uma vez que este não apresenta uma área dedicada para o carregamento de vários VE e por não apresentar uma cobertura que ofereça sombra aos veículos lá estacionados [70]. Dessa forma, o intuito seria cobrir todos os lugares de estacionamento com uma estrutura composta por painéis fotovoltaicos, para proporcionar sombra a todos os veículos e reservar 7 lugares (10% da capacidade do parque), para criar uma zona dedicada para efetuar o carregamento de VE composta por 7 carregadores.

Face às condições apresentadas foram analisados diferentes modelos de painéis fotovoltaicos (descritos na secção A.1 do apêndice A) e tendo em conta as temperaturas amenas que se fazem sentir na Região Autónoma da Madeira (RAM), durante todo o ano, optou-se pelos painéis EXIOM EX355MB 355 W [71]. Cada um destes módulos são compostos por uma área de $1,84 \text{ m}^2$, com uma potência de pico de produção dentro do intervalo 355 W e uma eficiência de produção de energia elétrica de 19,4%. O fabricante garante que a produção elétrica do painel fotovoltaico decresce 10% nos primeiros 12 anos e 20% nos 13 anos seguintes, oferecendo uma garantia de 25 anos [71].

Dado o parque de estacionamento contabilizar uma área de estacionamento de 1000 m^2 ($80 \times 12,5 \text{ m}^2$) o que contabilizaria para uma potência instalada muito elevada comparado às necessidades de carregamento, dessa forma foi admitido que a potência máxima fornecida pelos painéis fotovoltaicos deve ser 51 830 kW, o que corresponde a uma potência de 7,4 kW por carregador. Isto é, são necessários de 146 painéis fotovoltaicos para fornecer energia aos carregadores, o que contabiliza numa área de $268,64 \text{ m}^2$.

Para simular o conjunto de painéis fotovoltaicos de cada inversor foi utilizado o bloco *PV Array*, que permite introduzir o número de painéis pretendidos e as suas características (desde a potência máxima, tensão em circuito aberto e corrente de curto-circuito), conforme se pode observar na Figura 5.2.

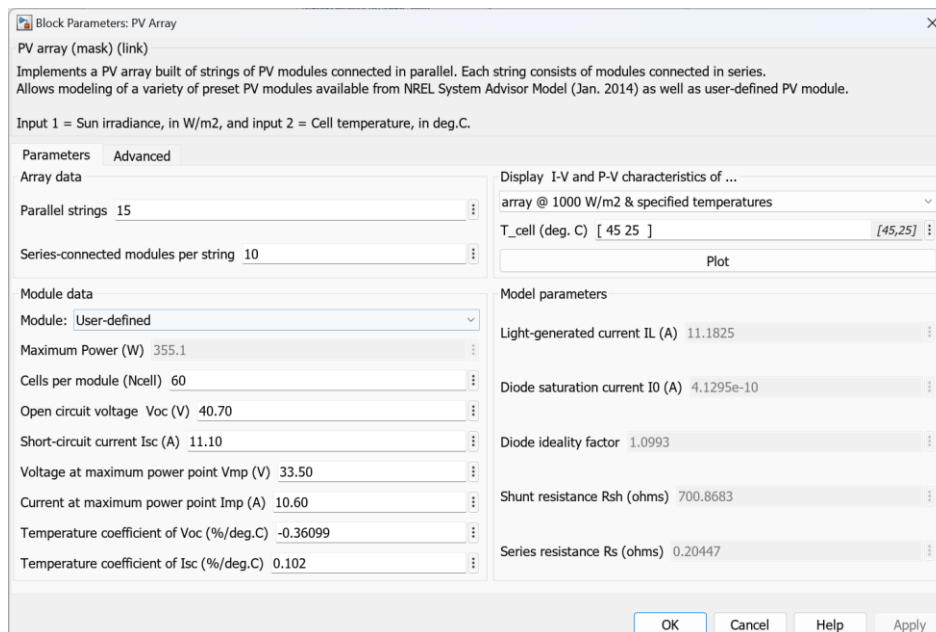


Figura 5.2. Parâmetros do painel fotovoltaico simulado, bloco *PV Array*.

5.2. Conversor DC/AC

Para o caso do conversor DC/AC comutado de tensão contínua em tensão alternada, presente no simulador, foi utilizado um inversor trifásico com carga em estrela (idêntico ao da Figura 3.2). Inversor esse que é composto por semicondutores do tipo transístores *IGBT* (*Insulated Gate Bipolar Transistors*), por serem os que melhor se adaptam para os níveis de tensão e corrente que lhes serão aplicados, e que combinam uma rápida velocidade de comutação (frequências de dezenas de kHz) com perdas de comutação reduzidas, pois têm uma baixa queda de tensão no estado *ON* (ligado). É ainda necessário a utilização de díodos de recuperação rápida em paralelo com os *IGBT*'s, para garantir o fluxo de corrente quando os transístores se encontram no estado *OFF*.

Para conectar o inversor à rede elétrica de energia é imprescindível a utilização de bobinas nas suas saídas permitindo regular o fluxo de corrente e reduzir o tremor da corrente. Já a entrada do inversor é conectada ao painel fotovoltaico, o qual possui um condensador que tem a funcionalidade de filtrar e suavizar a tensão produzida pelo painel como de armazenar energia elétrica, podendo o sistema de conversão comutado de DC para AC ser dado pela Figura 5.3.

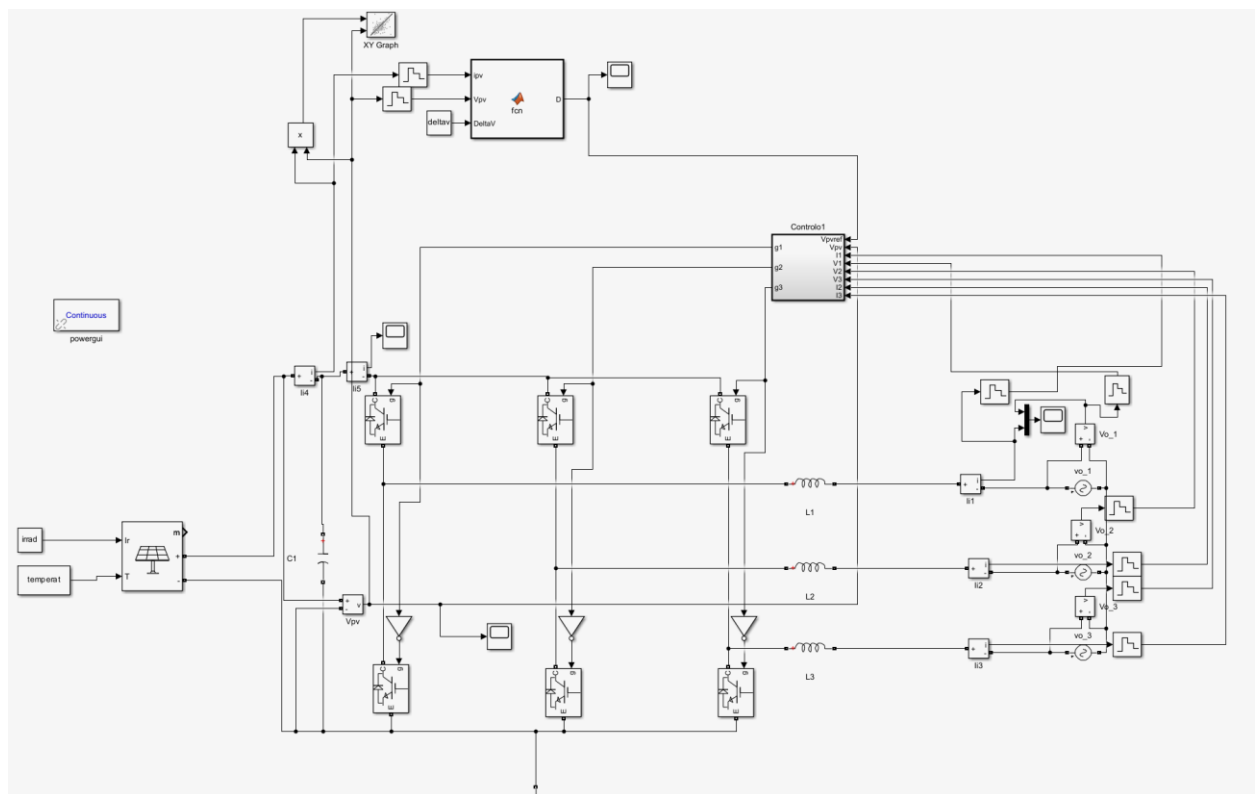


Figura 5.3. Conversor DC/AC comutado, simulação.

O sistema de conversão referido é controlado através de um compensador de corrente abordado na sub-secção 3.1.1 e de um compensador de tensão abordado na sub-secção 3.1.2, os quais são encarregues de garantir a estabilidade da corrente presente em cada uma das saídas do inversor (com o correto desfasamento), bem como garantir que a tensão do painel fotovoltaico se mantenha constante. Na secção A.2 do apêndice A encontra-se detalhado todos os componentes do conversor DC/AC, desde os transístores utilizados aos blocos de controlo de corrente e de tensão.

Após implementar o conversor DC/AC no software *Matlab* foram efetuados alguns testes, nomeadamente o teste da eficiência do conversor (se a potência entregue à rede é igual à potência gerada pelo painel fotovoltaico), o teste da distorção harmónica das correntes injetadas na rede elétrica e a regulação da tensão aos terminais do condensador. Começando pela eficiência do conversor, tem-se que para uma irradiância de 500 W/m^2 o painel fotovoltaico gera uma potência de 25,92 kW, tendo o conversor entregue à rede uma potência de 25,76 kW, originando uma eficiência de 99,4%.

Para a análise da distorção harmónica das correntes de cada fase foi utilizado o bloco THD, o qual indica em percentagem o quanto a forma de onda de um sinal se desvia de uma onda sinusoidal pura devido à presença de harmónicos. Dito isto, obteve-se para a primeira fase um THD de 1,0%, para a segunda fase obteve-se um THD de 1,0% e para a terceira fase um THD de 1,0%.

Por fim, para analisar a tensão aos terminais do condensador é necessário determinar o valor da tensão na qual é extraída a máxima potência do painel fotovoltaico. Dessa forma, na Figura 5.4 encontra-se representada a curva da tensão (em volts) em função da potência (em watts) do MPPT, obtendo assim um valor para a tensão de 774 V.

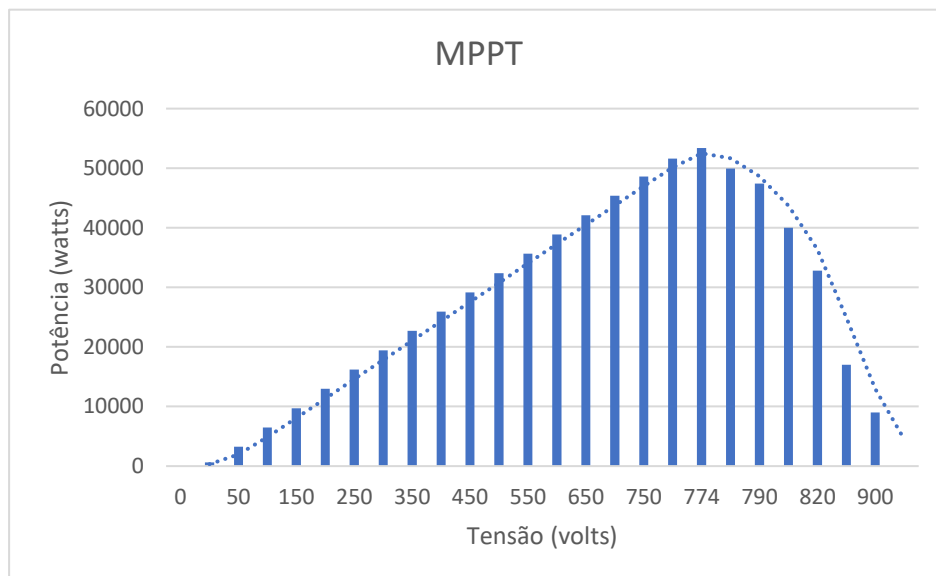


Figura 5.4. Curva da tensão em função da potência do MPPT.

Obtido o valor da tensão gerada pelo MPPT, mediu-se a tensão aos terminais do condensador, obtendo o sinal representado na Figura 5.5 com um valor de 774 V, comprovando assim que o conversor se encontra bem implementado e controlado.

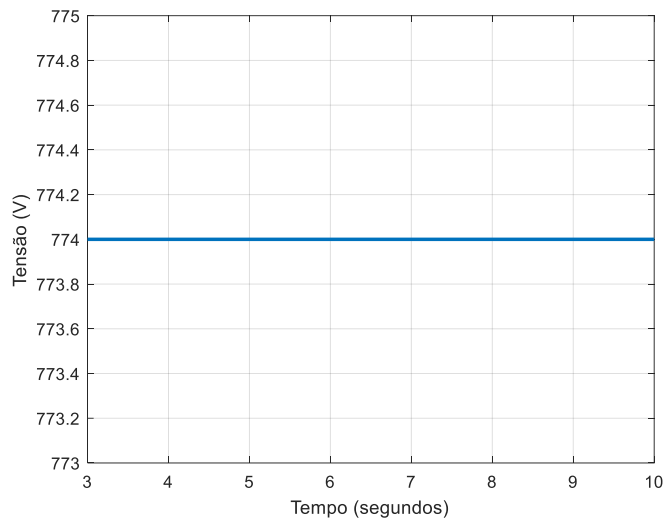


Figura 5.5. Tensão aos terminais do condensador.

Os testes efetuados comprovam que o conversor DC/AC se encontra bem implementado, contudo pela Figura 5.3 é possível verificar a elevada complexidade do conversor comutado e o elevado número de componentes. Para diminuir esses dois fatores e mais importante para diminuir o tempo de simulação, pode-se optar por um conversor DC/AC de topologia linear.

Para linearizar o conversor DC/AC, é necessário substituir os componentes comutados por componentes lineares, isto é, trocar os transístores por fontes de corrente. Para uma melhor ilustração, as figuras seguintes representam o inversor comutado (Figura 5.6) e o linear (Figura 5.7), interligando o painel fotovoltaico à rede elétrica de energia.

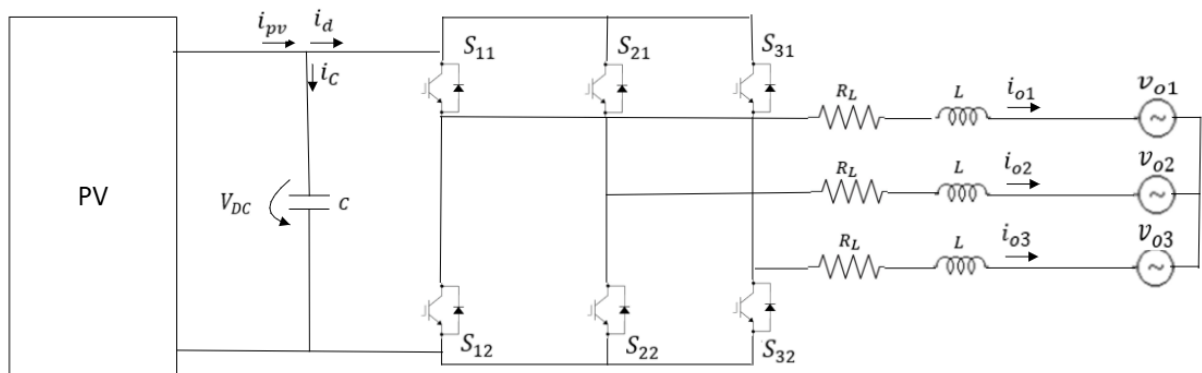


Figura 5.6. Conversor DC/AC de topologia comutada.

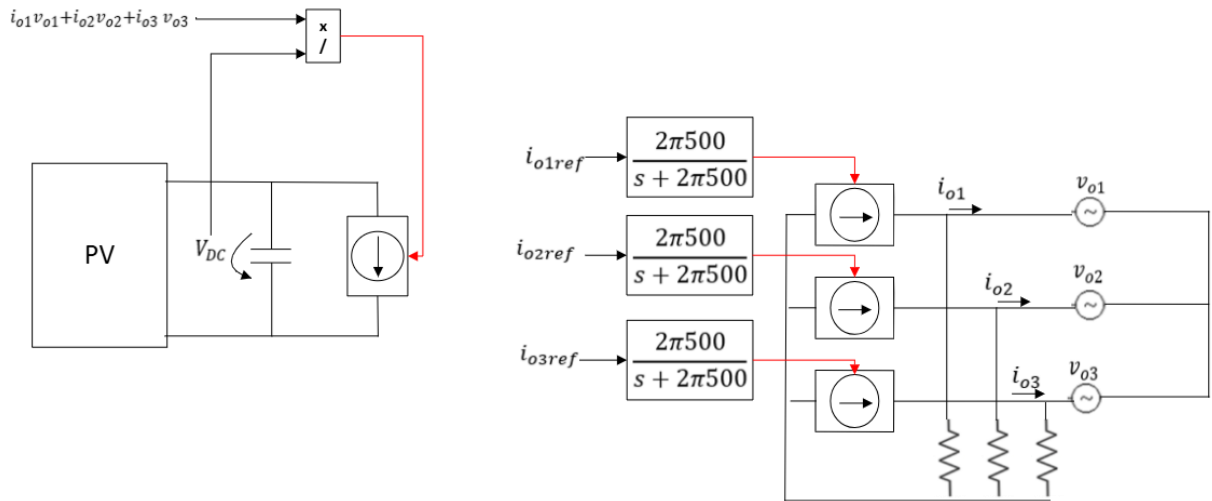


Figura 5.7. Conversor DC/AC de topologia linear.

Pela Figura 5.7 pode-se observar que o inversor linear é composto por duas partes distintas. A parte da direita corresponde ao inversor, composto por uma fonte de corrente por cada fase interligada à rede elétrica, gerando a corrente entregue à rede elétrica. A parte da esquerda corresponde ao painel fotovoltaico conectado a uma fonte de corrente, com o valor dado pela equação abaixo mencionada:

$$i_d = \frac{i_{o1}v_{o1} + i_{o2}v_{o2} + i_{o3}v_{o3}}{V_{DC}} \quad (5.1)$$

Esta equação é dada pela soma da corrente de cada uma das fases (i_{ox}) multiplicadas pelas respectivas tensões (v_{ox}), a dividir pela tensão do painel solar (V_{DC}), garantindo que a potência do lado do painel fotovoltaico é igual à potência do lado da rede elétrica.

Dito isto foi implementado no software o conversor linear representado na Figura 5.8.

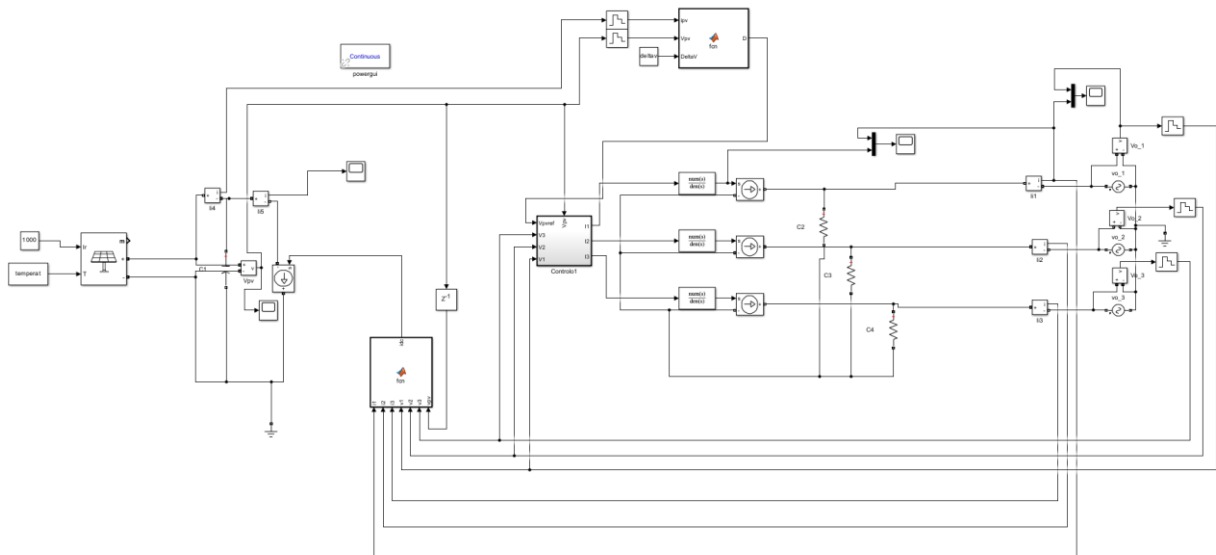


Figura 5.8. Esquema do Conversor DC/AC linear presente no simulador.

Para controlar o sistema de conversão linear recorre-se apenas ao controlo de tensão do painel fotovoltaico, que gera uma corrente de referência aplicada às fontes de corrente alternada da rede elétrica, produzindo instantaneamente o valor imposto às mesmas. Para a fonte de corrente contínua é aplicada a corrente dada pela equação (5.1), que lê e soma o valor das correntes de cada fase enviadas para a rede, multiplica pela respetiva tensão e divide pela tensão do painel, garantindo assim que a potência do lado do painel fotovoltaico segue o valor da potência do lado da rede elétrica a multiplicar pelo rendimento.

Para o conversor DC/AC linear foram efetuados os mesmos testes que para a topologia comutada. Dessa forma, procedeu-se à análise da eficiência do conversor, verificando que para uma irradiância de 500 W/m^2 o painel fotovoltaico gera uma potência de 25,92 kW, tendo o conversor entregue à rede uma potência de 25,89 kW, originando uma eficiência de 99,99%.

De seguida, analisou-se a distorção harmónica presente nas correntes injetadas na rede elétrica. Recorrendo ao bloco THD obteve-se uma distorção harmónica para a corrente da primeira fase de 0%, para a segunda fase obteve-se uma distorção de 0% e para a terceira fase uma distorção de 0%.

Por fim, tal como no conversor comutado, foi analisado o valor da tensão com o qual é possível extrair a máxima potência do painel, valor que nas condições de simulação foi de 774 V (o mesmo que para o conversor comutado). Tendo o valor tensão aos terminais do condensador acompanhado os 774 V, comprovando que o conversor DC/AC linear se encontra bem dimensionado e controlado.

Ambas as topologias de conversão apresentam resultados similares, contudo, a topologia comutada demora cerca de 30 minutos a efetuar os testes aplicados durante 24 segundos de simulação e a topologia linear demorou cerca de 30 segundos a efetuar os mesmos testes. Findados os testes de cada um dos conversores em particular foi observada a percentagem de erro que difere ambas as topologias, para tal foi necessário obter os seguintes sinais para a tensão e para a corrente da rede elétrica em ambas as topologias, referindo-se a Figura 5.9 a) à conversão comutada e a Figura 5.9 b) à conversão linear.

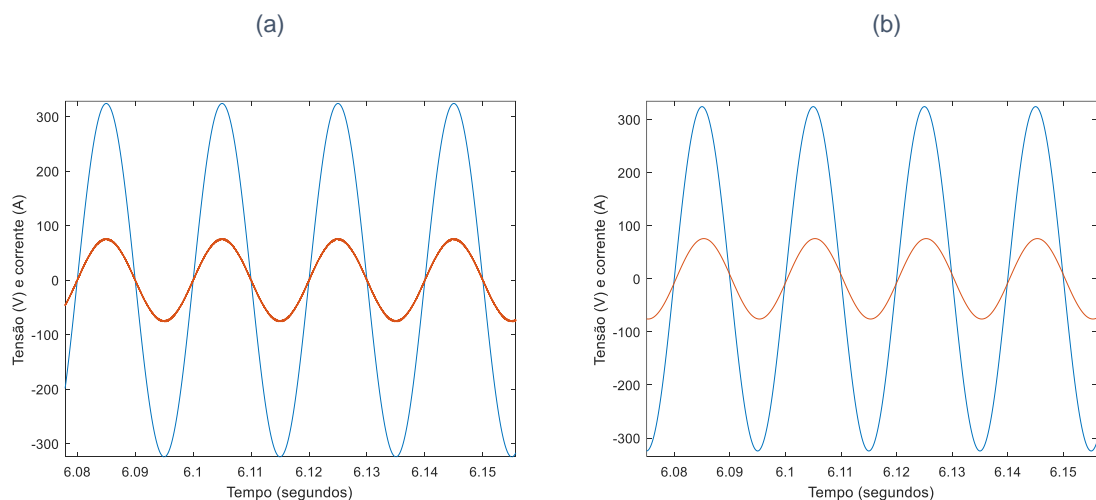


Figura 5.9. Sinais da tensão (a azul) e da corrente da rede (a laranja) em função do tempo (em segundos). a) sistema comutado; b) sistema linear.

Pela figura pode-se observar que ambos os conversores diferem num erro de amplitude de 0,24%.

De salientar, que a solução linear apenas será utilizada para reduzir o número de componentes no simulador e por diminuir substancialmente o tempo de simulação.

5.3. Conversor AC/DC

Concluídos os testes ao conversor DC/AC, passou-se aos testes do conversor AC/DC aplicado ao carregamento dos VE. Para tal implementou-se no software o conversor AC/DC dimensionado na secção 3.2, composto pelos mesmos componentes do conversor DC/AC exceto o painel fotovoltaico e o MPPT. Desse modo o esquema do conversor AC/DC segue a configuração presente na Figura 5.10.

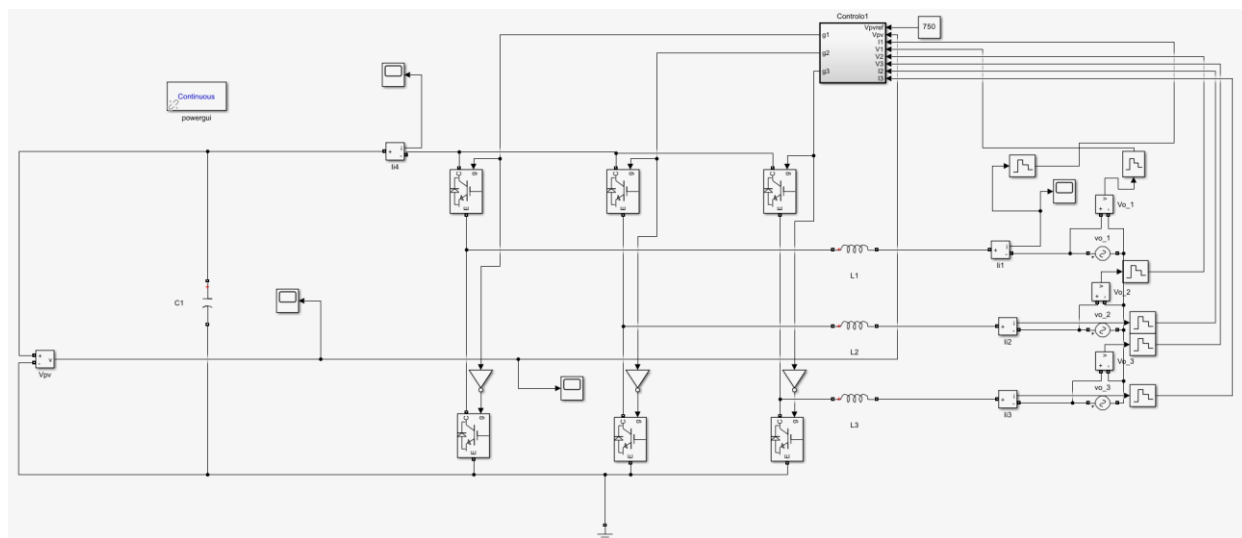


Figura 5.10. Conversor AC/DC topologia comutada, simulação.

Para o conversor AC/DC foram apenas efetuados dois testes, um para verificar a eficiência do conversor e outro para verificar se a tensão contínua é regulada no valor imposto.

Começando pela regulação da tensão contínua, foi imposto o valor de 750 V, uma vez que a tensão à saída do conversor tem de ser superior à tensão composta da rede elétrica. Efetuado o teste obteve-se uma tensão à saída do conversor de 750 V, conforme comprova a Figura 5.11.

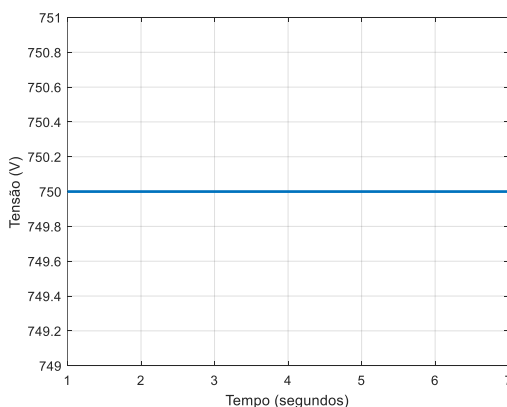


Figura 5.11. Tensão à saída do conversor AC/DC comutado.

Para efetuar o teste da eficiência do conversor AC/DC é necessário adicionar uma carga resistiva aos terminais do conversor, caso não existisse nenhuma carga aos terminais do conversor o valor da corrente seria nulo pois não teria nenhum elemento a consumir potência. Assim sendo a resistência escolhida foi de $18,75 \Omega$, para garantir que a potência entregue à carga é de 30 kW (750 V a multiplicar por 40 A).

Efetuada o teste, mediu-se que a potência entregue à carga foi de 29,65 kW e que potência à entrada do conversor foi de 29,95 kW, obtendo assim uma eficiência de 99,3%.

A simplificação linear é igual à do conversor DC/AC, pelo que a aproximação linear consiste no circuito da Figura 5.8 sem o painel fotovoltaico e sem o MPPT.

5.4. Conversor DC/DC

Por fim, o último componente adicionado ao software foi o conversor DC/DC redutor, dimensionado na secção 3.3. O qual tem a função de reduzir o valor da tensão de saída face à de entrada, ou seja, aplicar uma tensão às baterias dos VE menor que a tensão de saída do conversor AC/DC (750 V). Para tal ser possível é necessário utilizar um transistor do tipo IGBT, que alternado entre o estado ON e OFF, através de um sinal de comando gerado por um compensador de corrente de tensão, regula a tensão de saída no valor desejado, chegando assim ao conversor comutado DC/DC do tipo redutor presente na Figura 5.12.

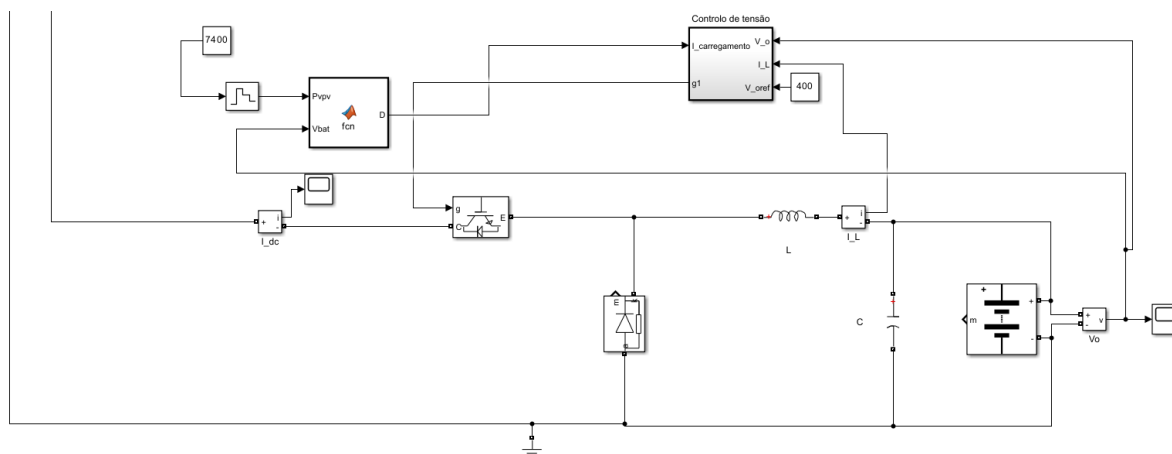


Figura 5.12. Esquema do conversor DC/DC comutado utilizado no simulador.

O conversor apresentado é controlado pelo compensador de corrente descrito na secção 3.3.2 e pelo compensador de tensão descrito na secção 3.3.3, sendo este último encarregue fornecer uma tensão de 450 V à bateria e de garantir que a potência de entrada no conversor é igual à potência entregue à bateria. Conforme explicado na secção 3.3, a potência de carregamento é introduzida no conversor através do limitador presente no circuito de controlo, Figura 5.13, sendo primeiro calculado o valor da corrente que advém dessa potência ao dividir pela tensão da bateria através do bloco *fcn* (Matlab Function) denominado de Limitador, presente na Figura 5.12.

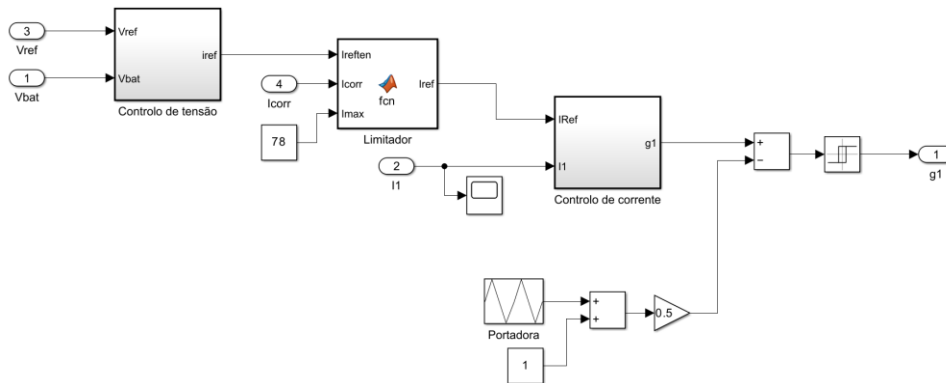


Figura 5.13. Circuito de controlo do conversor DC/DC redutor.

Para testar o comportamento do conversor DC/DC redutor foi utilizado o circuito representado na Figura 5.14, conectado ao conversor AC/DC interligado com a rede elétrica. Escolhendo uma bateria de 400 V e com uma capacidade de 78 Ah (valores comuns na maioria dos VE) e uma potência de carregamento de 7,4 kW.

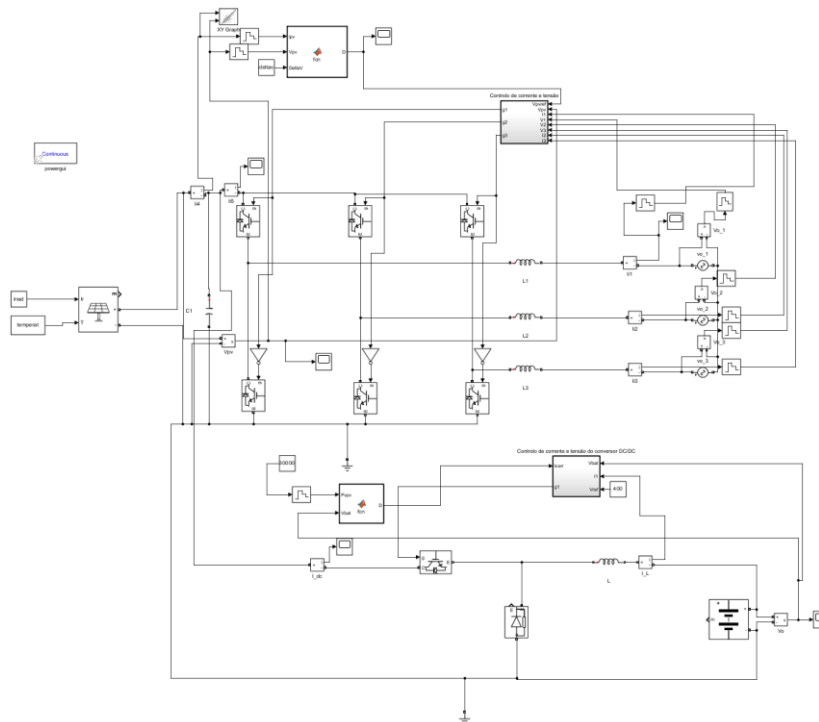


Figura 5.14. Circuito de teste do conversor DC/DC redutor.

Conforme foi dito no início do capítulo foi alterada a capacidade das baterias, passando Ah (ampéres-hora) para As (ampéres-segundo). Dessa forma, o teste com potência de carregamento de 7,4 kW efetuado ao conversor DC/DC redutor a carregar uma bateria de 400 V (com uma capacidade de 78 As) demorou 4,8 segundos, conforme mostra a Figura 5.15. Por outro lado, é possível observar que a tensão da bateria não sofre qualquer sobre elevação e permanece constante no valor de referência imposto.

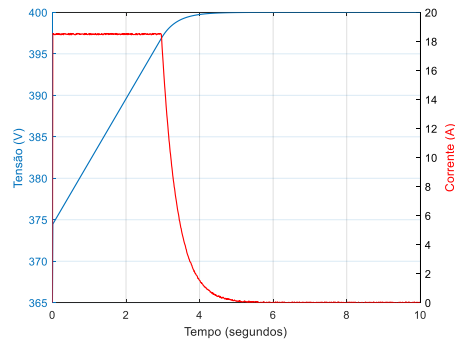


Figura 5.15. Tensão (a azul) e corrente (a vermelho) durante a recarga da bateria com uma potência de 7,4 kW e um conversor de topologia comutada.

Uma forma de simplificar a implementação, para reduzir o número de componentes e reduzir o tempo que demora a correr a simulação é simplificando o conversor DC/DC comutado num circuito linear equivalente. A utilização da fonte de corrente contínua permite que o tremor presente na corrente seja eliminado, o que, por conseguinte, torna a bobine dispensável, bem como o diódo de roda livre. Desse modo o conversor linear DC/DC redutor pode ser implementado no simulador seguindo a Figura 5.16 abaixo representada.

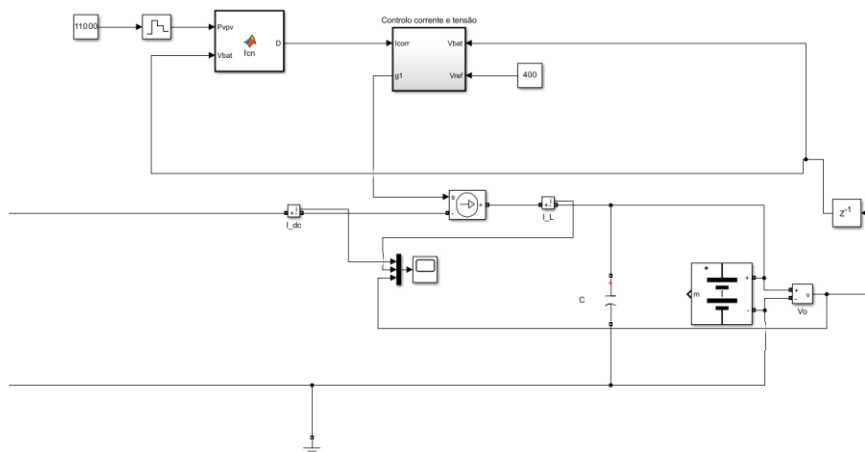


Figura 5.16. Conversor DC/DC comutado, linear.

Para controlar o conversor linear é apenas aplicado o controlo de tensão e o limitador de corrente, para que a corrente aplicada à fonte contínua advinha da potência de carregamento a dividir pela tensão da bateria, entrando o controlo de tensão em funcionamento quando a tensão da bateria se encontra próxima do valor de referência.

Para testar a topologia linear recorreu-se ao mesmo teste que foi aplicado à topologia comutada, conectando o circuito da Figura 5.16 ao conversor AC/DC conectado à rede elétrica, utilizando uma bateria com as mesmas características e uma potência de carregamento de 7,4 kW. Efetuado o teste obteve-se o resultado representado na Figura 5.17, com a tensão da bateria a atingir a referência em 4,8 segundos sem nenhuma sobrelevação, garantindo assim que o controlo de tensão e o limitador de corrente encontram-se bem implementados.

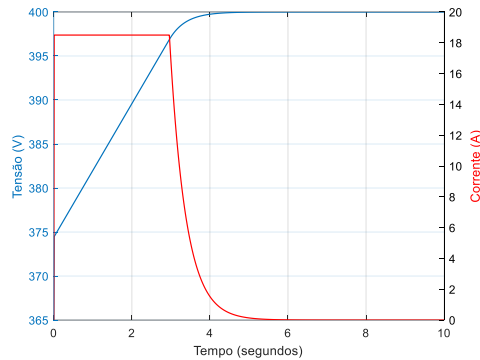


Figura 5.17. Tensão (a azul) e corrente (a vermelho) durante a recarga da bateria com uma potência de 7,4 kW e um conversor de topologia linear.

Analisados os desempenhos de cada uma das topologias, foi observado o tempo que demorou a correr 24 segundos de simulação para cada um dos conjuntos (conversor AC/DC comutado com o conversor DC/DC redutor comutado e com o linear). Para o conjunto conversor AC/DC comutado e conversor DC/DC comutado a simulação demorou cerca de uma hora e um quarto, enquanto para o conjunto conversor AC/DC comutado e conversor DC/DC linear a simulação demorou 31 minutos. Concluindo assim que para efetuar uma simulação do carregamento de VE mais célere, com menos componentes e menos complexidade (devido à restrição imposta pelo software) será optado por uma topologia linear para todos os conversores presentes no simulador.

5.5. Sistema de carregamento com um carregador

Findadas as análises aos diferentes componentes de conversão dimensionados para o sistema global de carregamento proposto na secção 3, torna-se possível inserir no software de simulação o sistema de carregamento completo, como o painel fotovoltaico interligado com a rede elétrica por via de um conversor DC/AC (presente no retângulo a azul da Figura 5.18) e os carregadores elétricos, compostos por um conversor AC/DC (presente no retângulo a rosa da Figura 5.18) e um conversor DC/DC redutor (presente no retângulo a laranja da Figura 5.18), interligados à rede elétrica de energia (presente no retângulo a roxo da Figura 5.18). Dada a limitação de blocos imposta pelo software e pelo tempo que demorava efetuar uma simulação (superior a 6 horas), foi optado por utilizar sistemas de conversão lineares ao invés dos comutados, conforme se pode observar pela Figura 5.18.

De realçar, que a Figura 5.18 apenas representa o esquema do sistema composto por apenas um único carregador, o sistema global utilizado na simulação encontra-se descrito na Figura 6.1

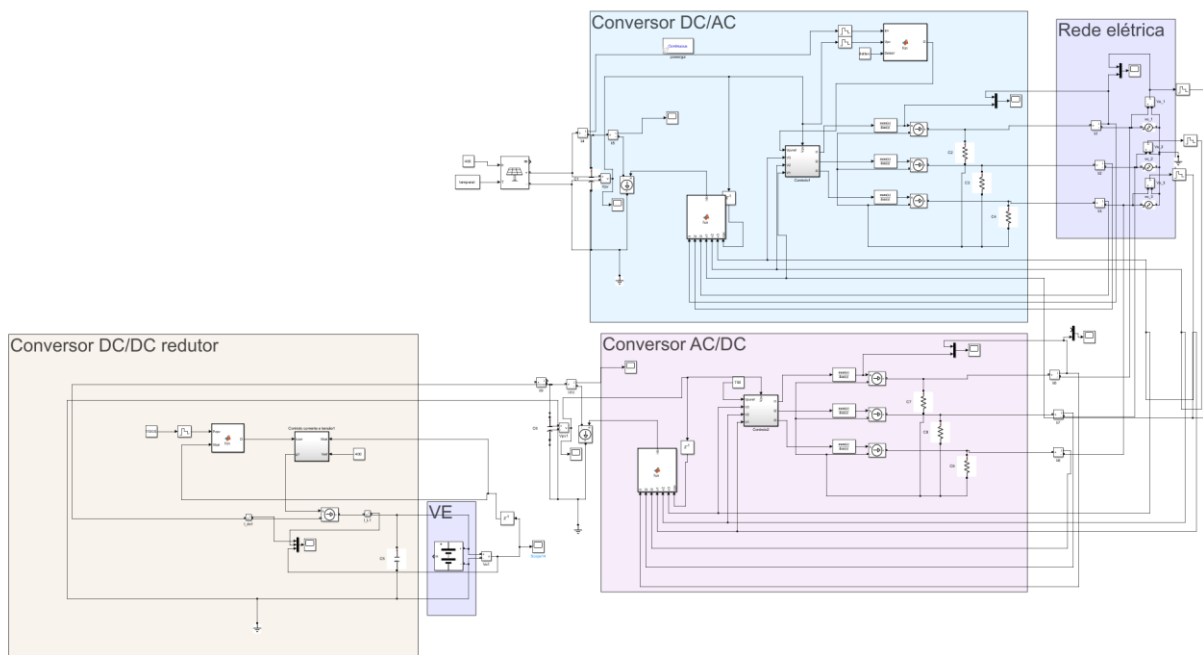


Figura 5.18. Sistema de carregamentos implementado na simulação.

5.6. Testes de carregamento de VE com o circuito de conversão

Escolhidos os diferentes componentes do simulador é necessário efetuar testes em regime transitório e em regime permanente. O objetivo é verificar o impacto que cada regime tem no sistema de carregamento. Antes de analisar os diferentes regimes, é importante avaliar o valor mínimo de radiação solar que o simulador consegue suportar. Tal limite foi determinado impondo valores para a radiação solar, começando em 0 e subindo de 5 em 5 W/m^2 até observar o correto funcionamento do conversor, isto é, quando a potência gerada pelo painel é igual à potência da rede elétrica. Feita a análise verificou-se que o limite mínimo da radiação solar é 10 W/m^2 , sendo que os testes efetuados para todas as radiações se encontram presentes na Tabela A.1 do Apêndice A.

Para garantir o máximo de rigor nos testes em cada um dos regimes foi utilizado o sistema de carregamento com a topologia comutada, como comprova a Figura 5.19, composto pelos painéis fotovoltaicos, por um conversor DC/AC de topologia comutada, conectado com a rede elétrica, por fim foi utilizado um conversor AC/DC comutado conectado à rede elétrica e a dois conversores DC/DC para efetuar o carregamento de dois VE (não foram utilizados dois conversores AC/DC devido à restrição de blocos imposta pelo software). De salientar que as correntes enviadas para a rede no regime transitório foram medidas utilizando o bloco de amperímetro assinalado a vermelho na Figura 5.19.

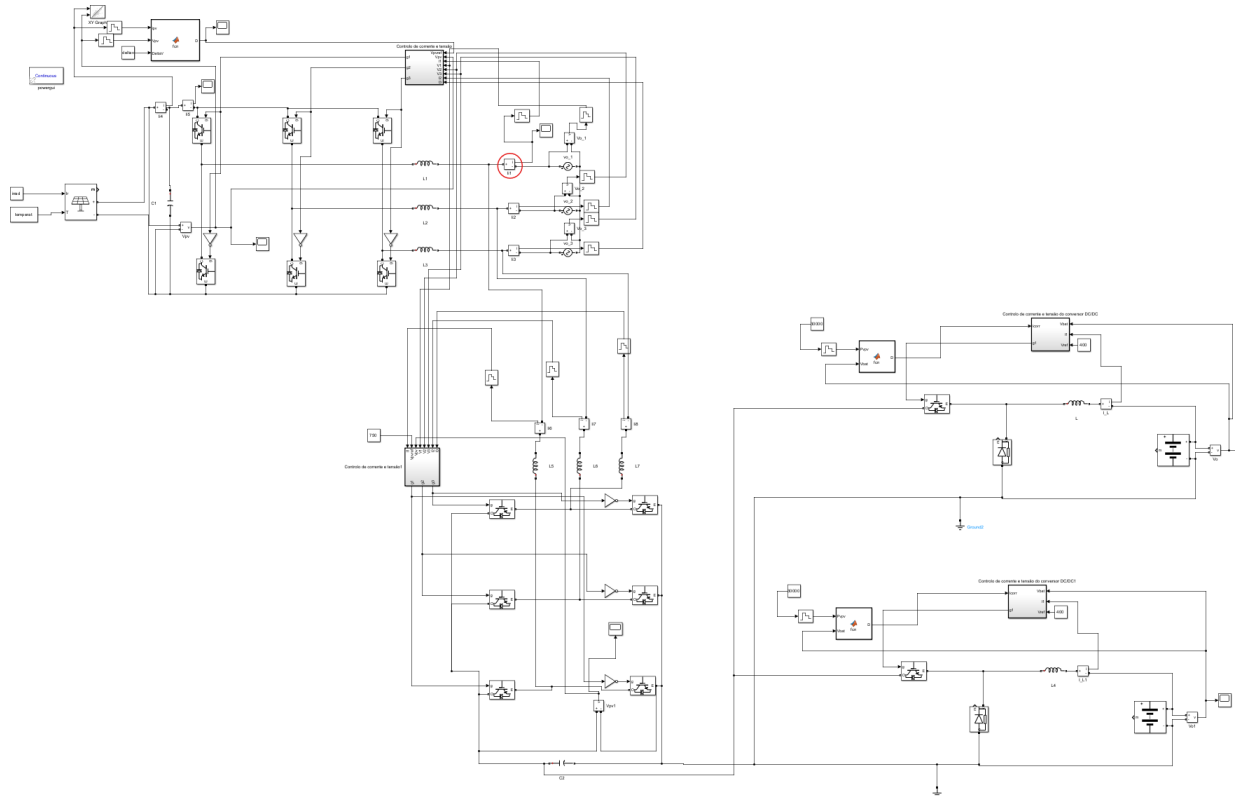


Figura 5.19. Circuito comutado para efetuar os testes em regime permanente e em regime transitório.

5.6.1. Regime permanente

Para o regime permanente utilizou-se para a radiação solar um valor constante de 500 W/m^2 , a fim de analisar num primeiro instante o comportamento do conversor DC/AC quando não existe VE acoplados e noutro instante quando existe dois VE acoplados a carregar a uma potência constante.

No primeiro teste não foi colocado nenhum VE a carregar, com o objetivo de verificar se no conversor DC/AC a corrente entregue à rede elétrica apresenta tremores elevados ou não. Efetuado o teste observou-se que a corrente injetada na rede elétrica se encontra livre tremores elevados, apenas apresenta ligeiros tremores originados pelas comutações dos transístores, disto é à abertura e fecho dos IGBT para gerarem a corrente sinusoidal.

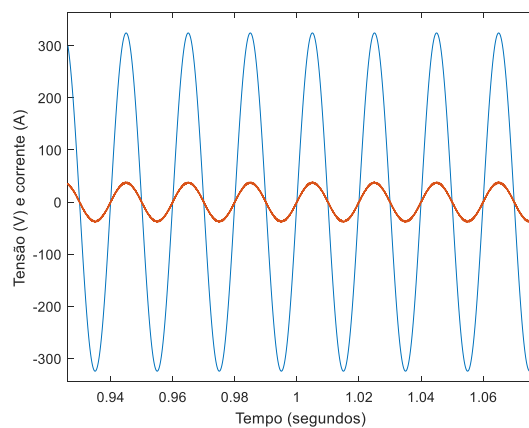


Figura 5.20. Sinal da tensão (azul) e da corrente (laranja) da fase 1 da rede elétrica.

No segundo teste foi adicionado um VE a carregar com uma potência constante de 7,4 kW e outro com uma potência de 30 kW, ou seja, dadas as características da bateria do VE (capacidade de 78 As e 400 V de tensão máxima imposta), o tempo de carregamento será de 4,8 segundos e de 1,8 segundos, respetivamente, até atingir o SOC de 100%. Numa primeira fase observou-se o valor da corrente injetada na rede quando não existe nenhum VE a carregar, resultado apresentado na **Error! Reference source not found. a)**, e o valor da corrente injetada na rede quando existe um VE a carregar, resultado apresentado na **Error! Reference source not found. b)**, concluindo assim que houve um decréscimo no valor da corrente injetada na rede de aproximadamente 14,18 A correspondendo à corrente consumida pelo VE para efetuar o seu carregamento.

Na segunda fase foi verificada a tensão da bateria do VE, verificando se a tensão nominal da bateria (400 V) é atingida ao fim dos 5,5 segundos. Pelo resultado obtido, presente na Figura 5.21, verifica-se que os 400 V foram atingidos no tempo esperado e que a tensão de carregamento segue a curva esperada de carregamento sem qualquer sobrelevação do valor nominal.

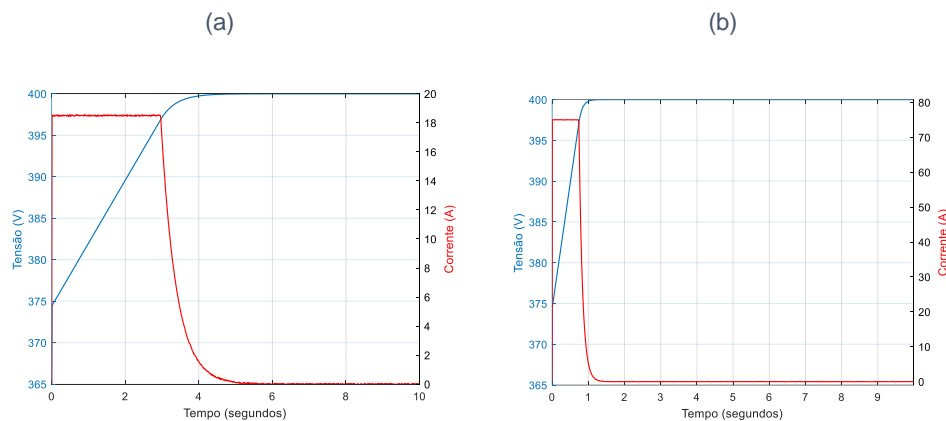


Figura 5.21. Tensão da bateria (volts) em função do tempo (segundos), para uma radiação solar constante: (a) tensão e corrente com uma potência de 7,4 kW; (b) tensão e corrente com uma potência de 30 kW.

5.6.2. Regime transitório

No estudo em regime transitório é verificado o comportamento do sistema quando existem variações na radiação solar, quando existem variações na potência de carregamento e quando os VE começam ou deixam de carregar.

O primeiro teste em regime transitório trata de analisar o impacto nas correntes e tensões enviadas para a rede elétrica, quando um VE deixa de carregar, sendo que se encontram dois VE a carregar (com uma potência de carregamento de 7,4 kW) até ao instante de tempo 3,0 segundos e a partir desse instante passa apenas a ser um VE. Neste teste foi utilizada uma irradiância de 500 W/m². Efetuado o primeiro teste verificou-se que o sentido de transferência de potência foi alterado uma vez que existe um desfasamento em cada fase de rede entre a corrente e a tensão, indicando que a produção do painel fotovoltaico é inferior às necessidades dos VE, como se pode observar no intervalo de tempo de 2,94 a 3,0 segundos da Figura 5.22, do instante 3,0 segundos para a frente verificou-se que o sentido de transferência de potência alterou-se, indicando que o conversor AC/DC deixou de consumir potência o que por sua vez

leva a que os VE deixem de carregar, provocando que a corrente esteja em fase com a tensão.

No intervalo de tempo de 3,0 a 3,06 segundos da Figura 5.22 constata-se que a potência gerada pelos painéis fotovoltaicos é enviada para a rede elétrica, uma vez que não existe potência a ser consumida pelo conversor AC/DC.

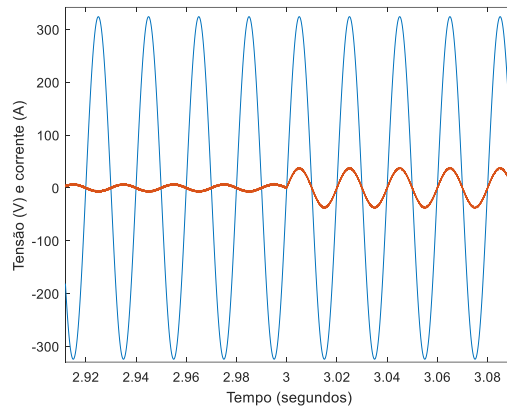


Figura 5.22. Variação da corrente (sinal a laranja) da fase 1 em função do número de VE a carregar.

Como segundo teste em regime transitório foi alterado o valor da irradiância aplicada ao painel fotovoltaico no instante 3,14 segundos, de forma a analisar o impacto dessa variação nas correntes enviadas para a rede. Isto é, se com o aumento da irradiância se verifica um aumento da amplitude da corrente e se as correntes se encontram em fase com a tensão, uma vez que neste teste não existe nenhum VE a carregar.

Efetuada o segundo teste com a variação da irradiância de 300 W/m^2 para os 500 W/m^2 foi possível observar, pela Figura 5.23, que a amplitude da corrente de cada fase aumenta a partir do instante 3,14, demorando um ciclo da rede a estabilizar, verificando também que a corrente se encontra em fase com a tensão, logo o sistema encontra-se a enviar corrente para a rede elétrica, como seria de esperar uma vez que não existem VE a consumir energia.

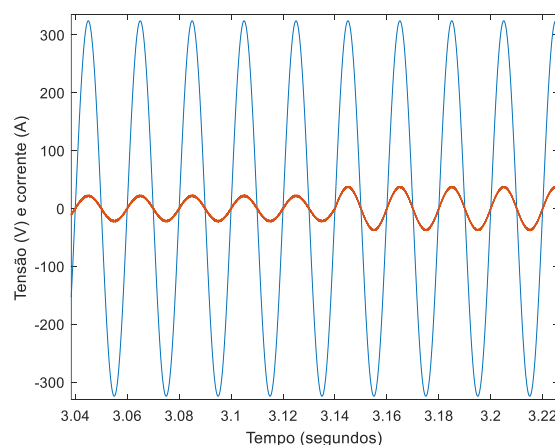


Figura 5.23. Impacto da variação da irradiância na corrente (sinal laranja) e tensão (sinal a azul) da fase 1 da rede elétrica.

Por fim, foi testado o comportamento das baterias dos VE quando é alterada a potência de carregamento, mais precisamente quando a potência entregue ao carregador

transita do valor nulo para os 7,4 kW, testando o impacto que essa variação tem na tensão da bateria do VE. A irradiância foi mantida fixa nos 500 W/m².

Efetuada o teste obteve-se o gráfico presente na Figura 5.24 , no qual se pode observar o processo de carregamento da bateria a 7,4 kW apenas começa aos 1 segundos e acaba aos 5,8 segundos quando a tensão da bateria se estabiliza nos 400 V e a corrente de carregamento é nula, no lado esquerdo da Figura 5.24 é possível observar que não foi aplicada qualquer potência ao carregador até aos 1 segundos.

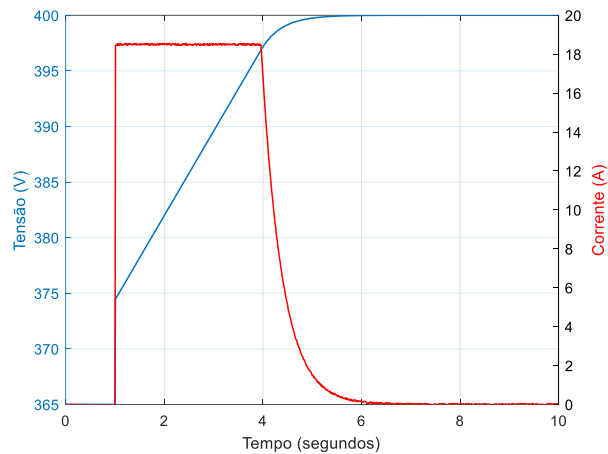


Figura 5.24. Teste do carregamento da bateria dos VE com potências variáveis.

O teste efetuado na Figura 5.24 permite observar como varia a tensão à saída do conversor DC/DC quando passa do estado em que não existe nenhum VE a carregar para o estado em que passa a existir um VE a carregar.

6. Testes dos algoritmos de distribuição de potência dos painéis fotovoltaicos pelos VE

Neste capítulo, será testado o comportamento dos algoritmos de distribuição de potência no sistema de carregamento desenvolvido. Para tal foi utilizado o esquema da Figura 6.1, o qual consiste num conversor DC/AC de topologia linear conectado a um conjunto de painéis fotovoltaicos (bloco PV) e à rede elétrica. Na rede elétrica são conectados os diferentes carregadores, compostos por conversores AC/DC (na topologia linear) interligados com conversores DC/DC redutores (lineares). Por fim, para efetuar a gestão da energia produzida pelos painéis fotovoltaicos são introduzidos os algoritmos de distribuição, os quais leem a potência gerada pelos painéis fotovoltaicos e distribuem pelos diferentes VE a efetuar o carregamento. Na secção A.5 do apêndice A encontra-se descrito o esquema completo e pormenorizado do sistema de carregamento utilizado no software *Matlab*.

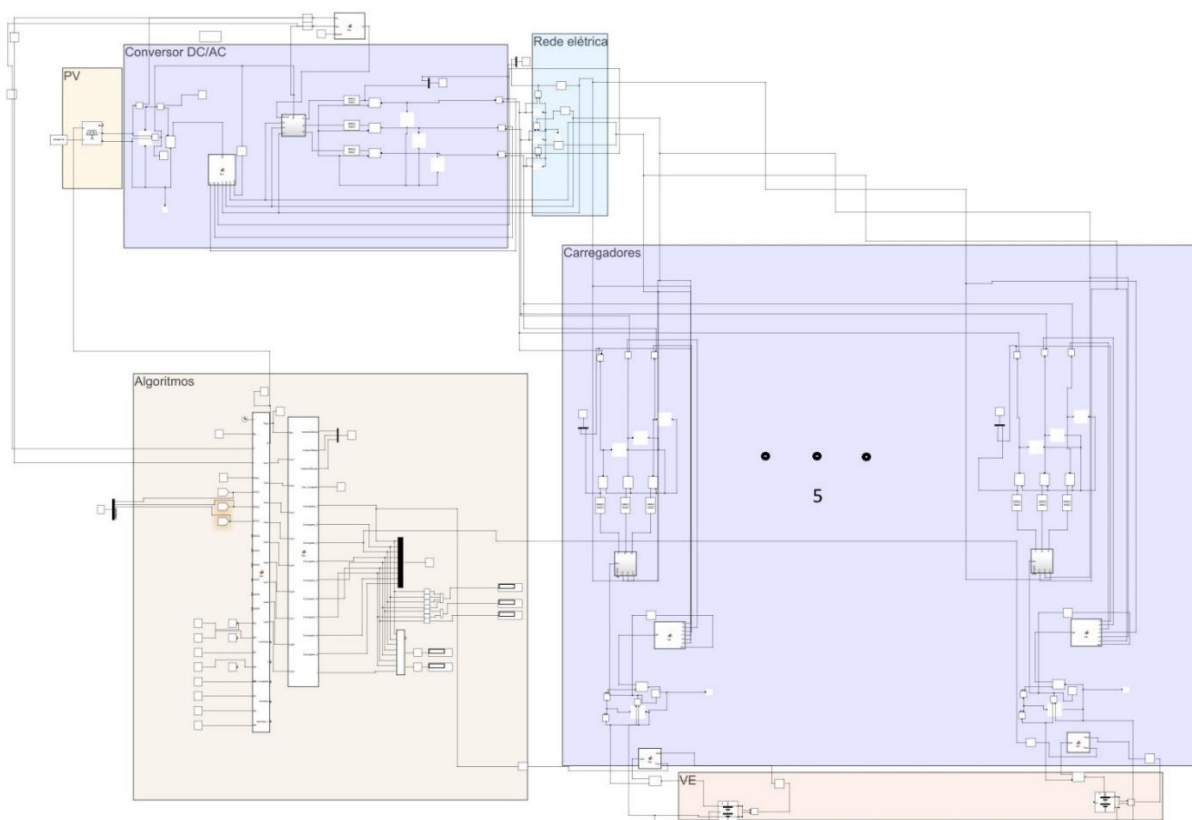


Figura 6.1. Sistema de carregamento proposto implementado no *Matlab*.

Neste capítulo será simulado o sistema completo de carregamento de VE para três níveis de radiação solar (para simular um dia em que a produção fotovoltaica é máxima, outro que é média e outro baixa) e para dois cenários de carregamento, um com uma grande afluência aos carregadores e outro em que a afluência é reduzida.

Tais cenários de simulação serviram para analisar o comportamento de cada um dos algoritmos de carregamento, mais precisamente a energia que cada algoritmo consegue entregar aos carregadores, a energia consumida pelos VE, o SOC atingido pelos VE, a potência escoada para a rede elétrica.

Por fim será concluído qual algoritmo consegue distribuir a energia produzida pelos painéis fotovoltaicos de forma mais eficiente e qual o algoritmo que possibilita ao maior número de utilizadores atingir o SOC pretendido.

6.1. Variáveis aleatórias (Radiação solar e VE)

Conforme foi referido no início do capítulo serão admitidos três cenários para a radiação solar e dois cenários para os VE a carregar.

Começando pelos cenários de radiação solar foi utilizada uma expressão matemática para criar uma parábola, de modo a simular o caso ideal da radiação solar, onde a produção é máxima (aumentando até ao meio-dia e diminuindo até ao fim do dia). Para obter a expressão da radiação solar, presente na equação (6.1), foi tido em conta que em média num ano o sol na Região Autónoma da Madeira (RAM) nasce às 7:30 h e põe-se às 20 h, e que a irradiância máxima (1000 W/m^2) é atingida às 13 h [72].

$$\text{radiação solar} = -26,50((t - 13)^2) + 1000 \quad (6.1)$$

Assim, a radiação solar ideal segue o padrão definido pela equação apresentada, na qual t representa o tempo. Para simular os outros dois cenários, foi adicionado ruído gaussiano aplicado à radiação solar ideal. Para tal foi utilizado o bloco *Band-Limited White Noise*, que permite ajustar o intervalo de tempo entre amostras do sinal de ruído gerado, ajustando a quantidade de ruído no sinal.

No cenário em que os painéis fotovoltaicos se encontram em média produção, foi utilizado um intervalo de 0,01 segundos entre amostras para seja introduzido algum ruído à radiação solar ideal, mas não demasiado para não provocar uma baixa produção dos painéis fotovoltaicos. No caso em que a produção dos painéis fotovoltaicos é baixa foi utilizado um intervalo de 0,25 segundos entre amostras para que seja introduzido bastante ruído à radiação ideal, implicando que a produção dos painéis fotovoltaicos baixe bastante em relação ao caso ideal.

Por fim, foi delineado que o carregamento dos VE seria simulado de forma aleatória para aproximar ao máximo a simulação ao cenário real, para tal foi utilizado o bloco *Uniform Random Number*, o qual gera um número aleatório entre 7,30 e 19 (uma vez que depois das 20 não existe carregamento com energia fotovoltaica), que corresponde ao tempo em segundos que o carregador começará a entregar potência à bateria.

O mesmo bloco é aplicado o SOC, uma vez que este é simulado de forma aleatória, no entanto o intervalo de valores escolhidos é entre 20 e 100, que corresponde à percentagem de SOC que é desejada atingir no fim do carregamento. No entanto, o valor gerado para o SOC é substituído na equação (4.2) para determinar o valor da potência de carregamento. De seguida essa potência de carregamento é comparada com a potência disponível nos painéis fotovoltaicos, de forma a verificar se a determinar se é maior ou menor que a potência disponível. Caso seja maior, a potência de carregamento é mapeada à potência disponível e é atualizado o valor do SOC para essa nova potência, caso contrário o valor do SOC não é atualizado (de salientar que a potência de carregamento também é mapeada à potência do carregador, uma vez que não pode ultrapassar o limite máximo do mesmo).

Para simular os modos de carregamento de forma aleatória, sendo que a decisão do modo de carregamento a utilizar, é efetuada no momento inicial do carregamento do

VE, durante o carregamento do VE, o modo escolhido não é alterado. Dessa forma foi imposto que o modo verde de carregamento é utilizado quando a potência disponível nos painéis fotovoltaicos é superior a 3,7 kW.

O modo amarelo entra em funcionamento quando a potência disponível nos painéis fotovoltaicos é inferior ou igual aos 3,7 kW, uma vez que se trata do valor da potência consumida a partir da rede elétrica nesse modo de carregamento.

E por fim, o modo vermelho, é utilizado quando a potência disponível é inferior a metade de 3,7 kW, ou seja, inferior a 1,85 kW. Para aproximar a simulação a um cenário mais realista foi imposto que o valor da potência de carregamento não pode ultrapassar os 1,85 kW, uma vez, que devido ao preço praticado nesse modo de carregamento será de esperar que a potência consumida não atinja valores altos. De indicar, que esta limitação no modo vermelho apenas é efetuada na simulação para tornar a simulação o mais realista possível (dado ao preço praticado no modo vermelho é de esperar que os utilizadores não consumam muita energia neste modo).

6.2. Radiação solar ideal: caso de produção máxima

No primeiro cenário foi aplicada uma radiação solar ideal aos painéis fotovoltaicos, com o intuito de simular a produção máxima ao longo de um dia. Dessa forma, foi aplicada a radiação solar descrita na Figura 6.2, dada pela equação (6.1).

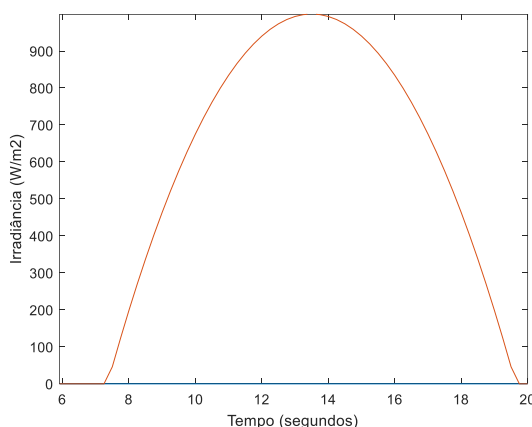


Figura 6.2. Radiação solar para simular a produção máxima dos painéis fotovoltaicos.

Após aplicar a radiação solar aos painéis fotovoltaicos foram introduzidos os algoritmos de carregamentos, descritos no capítulo 4, ao sistema de carregamento através do bloco *Matlab Function* (os códigos de cada algoritmo de carregamento encontram-se descritos no apêndice A). No código foram também definidas as variáveis iniciais (SOC pretendidos e os tempos que os diferentes VE permaneceram a carregar), simulando a introdução dos parâmetros por parte dos utilizadores dos VE.

Cada algoritmo foi simulado individualmente, isto é, não existe nenhum método de seleção dos algoritmos de carregamento, sendo necessário trocar o código quando é simulado outro algoritmo para não tornar a simulação muito demorada, uma vez que o software *Matlab* atribui cada linha de código como um bloco.

Para simular o carregamento dos VE em instantes de tempo aleatórios foi utilizado o bloco *Uniform Random Number*, descrito na secção 6.1, o qual gerou o padrão de carregamento apresentado na Figura 6.3, de salientar que o padrão de carregamento

varia consoante o algoritmo de gestão de energia e consoante o tipo de carregamento, sendo que o padrão apresentado apenas retrata o tempo máximo que os VE permanecerão a carregar. Compatibilizando um total de 32 VE a efetuar o carregamento durante um dia.

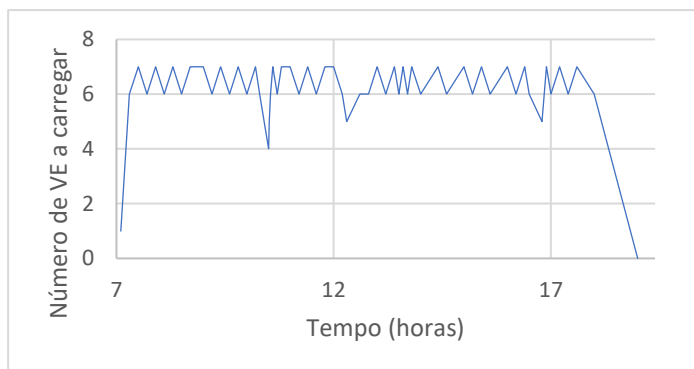


Figura 6.3. Padrão de carregamento de VE.

Uma vez verificados os instantes de tempo em que os VE começam a carregar foi efetuada a simulação de um sistema de carregamento composto por carregadores com uma potência máxima de carregamento de 7,4 kW e outro composto por carregadores com uma potência máxima de 30 kW [28] - [26].

Os resultados obtidos pela simulação do sistema composto por carregadores Quasar e por carregadores Supernova foram descritos na Tabela 6.1 e Tabela 6.2, respetivamente, compostas pelos modos de carregamento utilizados por cada carregador, o SOC pretendido, o SOC atingido, os modos de carregamento de cada carregador, a energia enviada para a rede elétrica, a energia consumida pela rede e a energia gerada pelos painéis fotovoltaicos. De frisar, que apenas foi utilizado o modo de carregamento verde, dado as necessidades de carregamento dos VE não serem superiores à energia produzida pelos painéis fotovoltaicos.

A energia enviada para a rede elétrica e consumida a partir da mesma foi obtida efetuando a subtração da potência entregue aos diferentes carregadores dos VE (Figura 6.4 (b)) pela potência gerada pelos painéis fotovoltaicos (Figura 6.4 (a)).

Já a energia consumida pelos carregadores é obtida efetuando a área do sinal correspondente à potência consumida pelo carregador. Todos os valores obtidos da energia consumida por cada carregador, encontram-se descritos na secção A.7 do apêndice A.

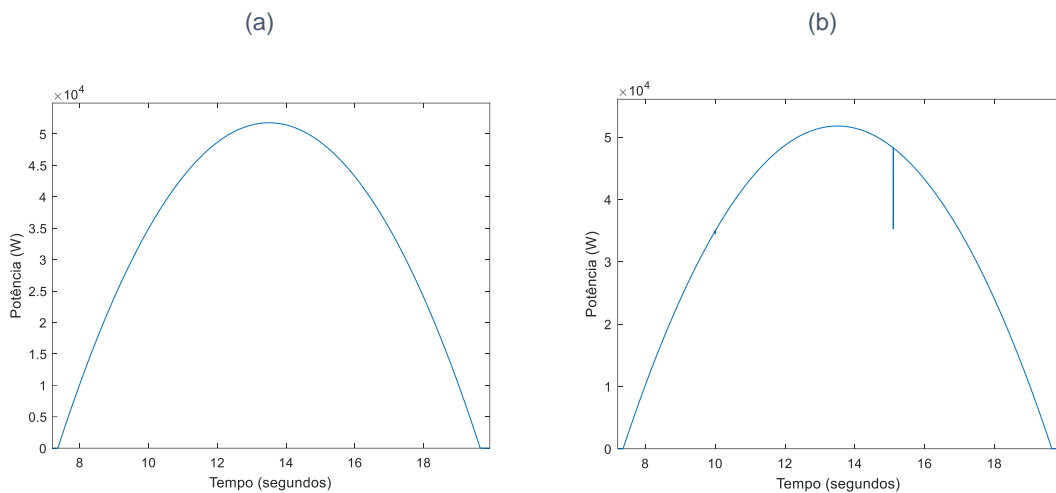


Figura 6.4. Potência gerada pelos painéis fotovoltaicos (sinal (a)) e potência total consumida pelos carregadores (sinal (b)).

Ao efetuar a subtração da potência gerada pelos painéis fotovoltaicos pela potência consumida pelos VE, obtém-se o sinal presente na Figura 6.5.

Tal sinal presente na Figura 6.5 é posteriormente analisado se é positivo ou negativo, caso seja positivo é indicativo que essa potência é entregue à rede elétrica, caso seja negativo é indicativo que essa potência é consumida a partir da rede elétrica. Por fim, é efetuada a área do sinal positivo e do sinal negativo, de forma a determinar o valor da energia entregue à rede elétrica e consumida a partir da mesma.

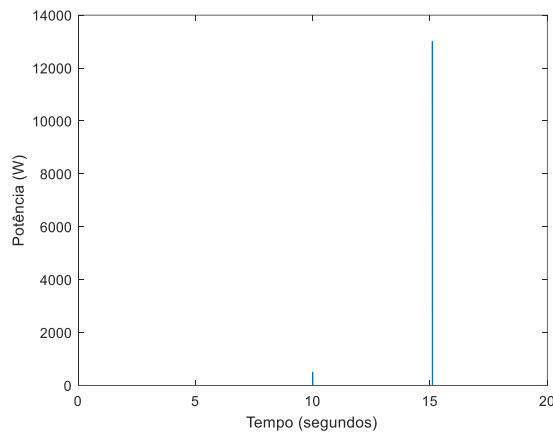


Figura 6.5. Potência entregue à rede elétrica.

Os SOC atingido, que se encontra presente na Tabela 6.1 e na Tabela 6.2 corresponde à soma dos SOC obtidos de cada um dos VE que efetuaram o carregamento nesse carregador ao longo da simulação, mais precisamente a soma do SOC existente a laranja na Figura 6.6. O SOC pretendido, corresponde à soma dos SOC pretendidos por cada um dos VE que efetuaram o carregamento nesse carregador, mais precisamente a soma dos SOC existentes a azul na Figura 6.6. A descrição pormenorizada de como foram obtidos os resultados dos diferentes SOC atingidos, bem como dos resultados obtidos para cada um dos carregadores e para os diferentes algoritmos, encontram-se presentes na secção A.6 do apêndice A.

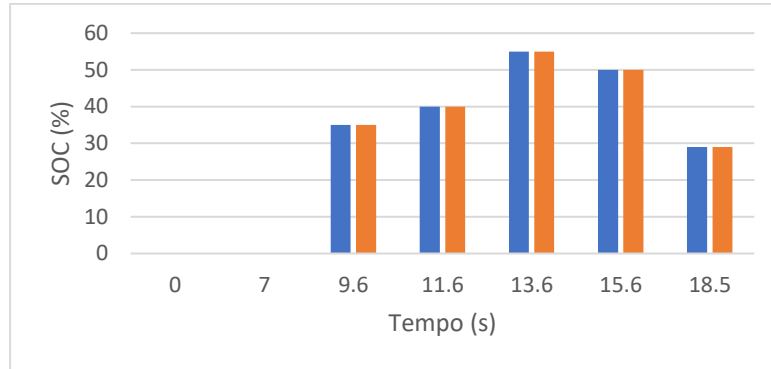


Figura 6.6. SOC total atingido (azul) e pretendido (laranja) dos VE que efetuaram o carregamento no carregador 1 limitado a 30 kW.

Tabela 6.1. Resultados da simulação do sistema de carregamento composto por carregadores de 7,4 kW, com os painéis fotovoltaicos na produção máxima e tempos de carregamento aleatórios.

	Carregador	SOC total pretendido (%)	SOC total atingido (%)	Energia total consumida (kWh)	Energia total enviada para a rede (kWh)	Energia total consumida da rede (kWh)	Energia gerada (kWh)
Algoritmo Power Sharing modificado	1	183	183	57,09	28,03	0	377,78
	2	171	171	53,35			
	3	152	152	47,42			
	4	139	139	43,36			
	5	154	154	48,04			
	6	155	155	48,36			
	7	167	167	52,10			
Algoritmo de carregamento prioritário	1	183	183	57,09	28,03	0	
	2	171	171	53,35			
	3	152	152	47,42			
	4	139	139	43,36			
	5	154	154	48,04			
	6	155	155	48,36			
	7	167	167	52,10			
Algoritmo mapeado ao Tempo e SOC	1	183	183	57,09	28,03	0	
	2	171	171	53,35			
	3	152	152	47,42			
	4	139	139	43,36			
	5	154	154	48,04			
	6	155	155	48,36			
	7	167	167	52,10			

Tabela 6.2. Resultados da simulação do sistema de carregamento composto por carregadores de 30 kW, com os painéis fotovoltaicos na produção máxima e tempos de carregamento aleatórios.

	Carregador	SOC total pretendido (%)	SOC total atingido (%)	Energia total consumida (kWh)	Energia total enviada para a rede (kWh)	Energia total consumida da rede (kWh)	Energia gerada (kWh)
Algoritmo Power Sharing modificado	1	209	209	65,21	0,386	0	377,78
	2	187	187	58,34			
	3	158	158	49,29			
	4	144	144	44,92			
	5	163	163	50,85			
	6	164	164	51,16			
	7	182	182	56,78			
Algoritmo de carregamento prioritário	1	209	209	65,21	0,386	0	
	2	187	187	58,34			
	3	158	158	49,29			
	4	144	144	44,92			
	5	163	163	50,85			
	6	164	164	51,16			
	7	182	182	56,78			
Algoritmo mapeado ao Tempo e SOC	1	209	209	65,21	0,386	0	
	2	187	187	58,34			
	3	158	158	49,29			
	4	144	144	44,92			
	5	163	163	50,85			
	6	164	164	51,16			
	7	182	182	56,78			

Pelas duas tabelas é possível observar que ao utilizar carregadores limitados nos 7,4 kW, o SOC pretendido é menor quando comparado com os carregadores limitados nos 30 kW, tal fenómeno advém do facto de o SOC ser mapeado à potência disponível no carregador. Isto é, nos instantes de tempo em que exista algum VE a terminar o carregamento, a potência disponível aumenta face ao instante anterior em que todos os carregadores se encontravam ocupados, como tal essa potência disponível é distribuída pelos VE a carregar, contudo por vezes essa potência ultrapassa o valor suportado pelo carregador, o que implica um escoamento dessa potência para a rede elétrica.

Em relação à gestão da energia verifica-se que cada um dos algoritmos efetua uma gestão eficiente da energia produzida pelos painéis fotovoltaicos, direcionando grande parte da mesma para o carregamento dos VE. Contudo, os carregadores que são limitados nos 7,4 kW permitem que seja escoada para a rede elétrica uma energia de

28,03 kWh, enquanto os carregadores limitados a 30 kW permitem que seja apenas enviada para a rede elétrica um valor na ordem dos 0,2/0,4 kWh.

No caso dos algoritmos não é possível concluir qual o algoritmo que efetua a melhor gestão da energia produzida pelos painéis fotovoltaicos, uma vez que os três algoritmos proporcionam o mesmo resultado quando os painéis se encontram na sua máxima produção. Apenas pode-se salientar que a gestão da energia é efetuada de forma eficiente dada à baixa energia enviada para a rede elétrica.

6.3. Radiação solar média: caso de produção média dos painéis fotovoltaicos

No segundo cenário de radiação solar, caso de produção média dos painéis fotovoltaicos, é aplicado ao simulador uma radiação solar com diversas oscilações, isto é, a radiação solar segue o formato de uma parábola, mas com diversas variações introduzidas pelo bloco *Band-Limited White Noise* (amostras de 0,01 segundos em 0,01 segundos) não ultrapassando os valores dados pela radiação ideal (sinal a azul), conforme se pode observar na Figura 6.7.

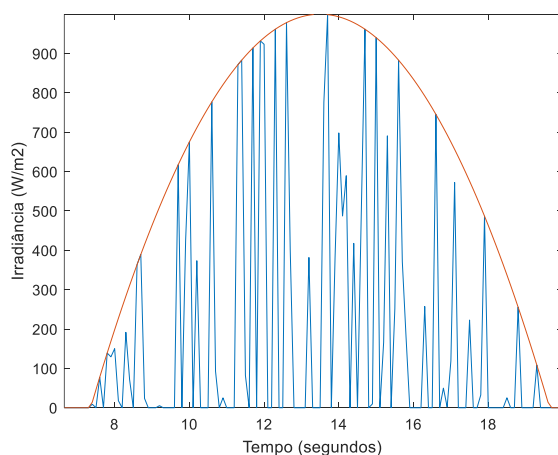


Figura 6.7. Radiação solar para simular a produção média dos painéis fotovoltaicos.

Pela Figura 6.7 é possível observar dois sinais representados, um azul e outro laranja. O sinal a azul representa a radiação ideal aplicada aos painéis fotovoltaicos, para que estes se encontrem na máxima produção, já o sinal a laranja representa a radiação aplicada aos painéis fotovoltaicos para simular quando os painéis fotovoltaicos se encontram a cerca de metade da sua produção máxima.

Tal como para a radiação ideal, será analisado o comportamento dos algoritmos de carregamento inteligente em ambientes em que o carregamento dos VE é efetuado de forma aleatória, simulando o cenário real em que vão chegando VE aos carregadores, segundo o padrão definido na Figura 6.3.

Dado à produção dos painéis fotovoltaicos se encontrar em cerca de metade da sua produção máxima (170,80 kWh), o modo de carregamento que predominará ser o modo amarelo conforme se pode ser na Figura 6.8. A utilização do modo carregamento amarelo apresenta um custo superior ao do modo verde, dessa forma para tornar o cenário mais realista foi indicado que o SOC desejado é inferior ao cenário em que a produção dos painéis fotovoltaicos é máxima.

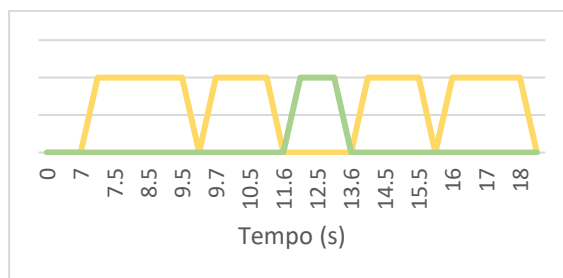


Figura 6.8. Modos de carregamento no carregador 1 ao longo do tempo, sendo o modo de carregamento verde descrito a verde e o modo de carregamento amarelo descrito a laranja.

Após a radiação solar da Figura 6.7 ser aplicada aos painéis fotovoltaicos, foi efetuada a simulação do sistema de carregamento, com os VE a carregar seguindo o padrão da Figura 6.3. Os resultados obtidos pela simulação do sistema composto por carregadores de 7,4 kW e por carregadores de 30 kW foram descritos na Tabela 6.3 e Tabela 6.4, respetivamente, compostas pelos modos de carregamento utilizados por cada carregador, o SOC pretendido, o SOC atingido, os modos de carregamento de cada carregador, a energia enviada para a rede elétrica, a energia consumida pela rede e a energia gerada pelos painéis fotovoltaicos

Tabela 6.3. Resultados da simulação do sistema de carregamento composto por carregadores de 7,4 kW, com os painéis fotovoltaicos na produção média e tempos de carregamento aleatórios.

	Carregador	SOC total pretendido (%)	SOC total atingido (%)	Energia total consumida no modo amarelo (kWh)	Energia total consumida no modo verde (kWh)	Energia total enviada para a rede (kWh)	Energia total consumida da rede (kWh)	Energia gerada (kWh)
Algoritmo Power Sharing modificado	1	125	125	33,29	5,71	0	54,46	170,80
	2	103	103	25,44	6,70			
	3	90	90	23,38	4,70			
	4	88	88	23,74	3,72			
	5	105	105	25,05	7,71			
	6	99	99	25,18	5,71			
	7	104	104	26,72	5,73			
Algoritmo de carregamento prioritário	1	125	123	32,66	5,71	0	51,97	
	2	103	103	25,44	6,70			
	3	90	90	23,38	4,70			
	4	88	88	23,74	3,72			
	5	105	103	24,43	7,71			
	6	99	98	24,86	5,71			
	7	104	103	26,40	5,73			
Algoritmo mapeado ao Tempo e SOC	1	125	125	33,29	5,71	0	54,15	
	2	103	102	25,44	6,70			
	3	90	90	23,38	4,70			

	4	88	88	24,76	3,72			
	5	105	105	25,05	7,71			
	6	99	99	25,18	5,71			
	7	104	104	26,71	5,73			

Tabela 6.4. Resultados da simulação do sistema de carregamento composto por carregadores de 30 kW, com os painéis fotovoltaicos na produção média e tempos de carregamento aleatórios.

	Carregador	SOC total pretendido (%)	SOC total atingido (%)	Energia total consumida no modo amarelo (kWh)	Energia total consumida no modo verde (kWh)	Energia total enviada para a rede (kWh)	Energia total consumida da rede (kWh)	Energia gerada (kWh)
Algoritmo Power Sharing modificado	1	132	132	35,47	5,71	0	56,27	170,80
	2	105	105	26,05	6,71			
	3	98	98	25,87	4,71			
	4	96	96	25,23	4,72			
	5	105	105	25,05	7,71			
	6	99	99	25,18	5,71			
	7	104	104	26,73	5,72			
Algoritmo de carregamento prioritário	1	132	127	33,92	5,70	0	55,02	
	2	105	105	26,07	6,69			
	3	98	99	25,88	4,70			
	4	96	96	26,23	3,72			
	5	105	105	24,26	8,50			
	6	99	99	25,18	5,71			
	7	104	104	26,73	5,72			
Algoritmo mapeado ao Tempo e SOC	1	132	130	34,85	5,71	0	55,65	
	2	105	105	26,05	6,71			
	3	98	98	25,87	4,71			
	4	96	96	26,23	3,72			
	5	105	105	24,05	8,71			
	6	99	99	25,18	5,71			
	7	104	104	26,74	5,72			

Pelos valores descritos na Tabela 6.3 e na Tabela 6.4, é possível constatar que ao utilizar carregadores limitados nos 7,4 kW, o SOC pretendido é menor quando comparado com os carregadores limitados nos 30 kW, tal fenómeno advém do facto de o SOC ser mapeado à potência disponível no carregador

No caso dos algoritmos de gestão de energia verifica-se que o algoritmo de carregamento prioritário é o mais eficiente, por apresentar uma menor energia

consumida da rede elétrica. Contudo, o SOC atingido pelos VE que utilizaram o algoritmo de carregamento prioritário é inferior em comparação com os restantes algoritmos, uma vez que o SOC atingido é diretamente proporcional à energia consumida pelos VE e por sua vez à energia consumida pela rede elétrica (dado a energia produzida pelos painéis fotovoltaicos ser baixa face às necessidades de carregamento).

Pelas tabelas pode-se observar em pormenor que a energia consumida no modo verde é reduzida face à energia consumida no modo amarelo, o que poderia levar a falsas conclusões indicando que os algoritmos não efetuam uma gestão eficiente. No entanto, ao comparar a Figura 6.7 com a Figura 6.8 é possível verificar que a utilização do modo verde de carregamento corresponde ao intervalo de tempo em que a radiação solar é mais elevada, mas dado ao intervalo ser curto, à potência gerada não ser constante nesse intervalo e à potência de carregamento ser mapeada à potência disponível nos painéis fotovoltaicos, leva a que a energia consumida pelos carregadores não apresente um valor mais alto que o verificado.

Do ponto de vista do operador do sistema de carregamento, não é possível retirar qualquer conclusão em relação à energia aplicada aos carregadores uma vez que seguem todos o mesmo valor. Dessa forma, foi analisado o algoritmo que apresenta uma menor dependência da rede elétrica, chegando à conclusão que deve ser aplicado o algoritmo de carregamento prioritário quando a produção dos painéis fotovoltaicos é média.

6.4. Radiação solar baixa: caso de produção baixa dos painéis fotovoltaicos

Por fim, foi simulada o caso de baixa produção dos painéis fotovoltaicos, aplicando aos mesmos a radiação solar presente na Figura 6.9 (sinal a laranja), a qual foi gerada recorrendo ao bloco *Band Limited White Noise* (com amostras de 0,25 em 0,25 segundos). O objetivo consiste em verificar se com os painéis fotovoltaicos a produzirem pouca potência é possível garantir que o SOC desejado pelos utilizadores seja atingido no ambiente de carregamento descrito na Figura 6.3.

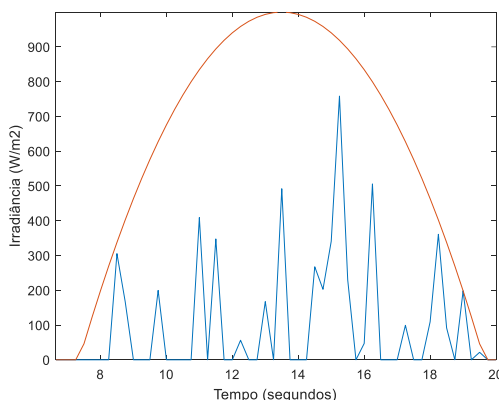


Figura 6.9. Radiação solar para simular a baixa produção dos painéis fotovoltaicos.

Para criar o sinal a laranja presente na Figura 6.9 foi programado o tempo de amostragem do bloco *Limited Band White Noise* para 0,25 segundos, ou seja, o bloco gerou um sinal com amostras mais espaçadas em comparação com o sinal da Figura

6.9. Desse modo os intervalos de tempo sem radiação solar serão maiores, provocando uma diminuição da produção dos painéis fotovoltaicos.

Tal como na secção 6.2, foi imposto ao software de simulação que os carregadores começam a debitar potência em instantes de tempo aleatórios, seguindo o padrão descrito na Figura 6.3, de forma a simular o caso de carregamento mais realista possível, e analisar o desempenho dos algoritmos desenvolvidos, em cenários idênticos à realidade.

Efetuada a simulação obteve-se os resultados, descritos na Tabela 6.5 e na **Error! Reference source not found.**, que dizem respeito aos modos de carregamento utilizados por cada carregador, o SOC pretendido, o SOC atingido, os modos de carregamento de cada carregador, a energia enviada para a rede elétrica, a energia consumida pela rede e a energia gerada pelos painéis fotovoltaicos.

Dado aos painéis fotovoltaicos se encontrarem a produzir pouca potência (61,22 kWh), o modo de carregamento que predominará ser o modo vermelho conforme se pode ver na Figura 6.10. A utilização de o modo carregamento vermelho apresenta um custo superior ao do modo de carregamento verde e ao do modo de carregamento amarelo, dessa forma para tornar o cenário mais realista foi indicado que o SOC desejado é inferior ao cenário em que a produção dos painéis fotovoltaicos é máxima e ao cenário em que a produção dos painéis fotovoltaicos é cerca de metade.

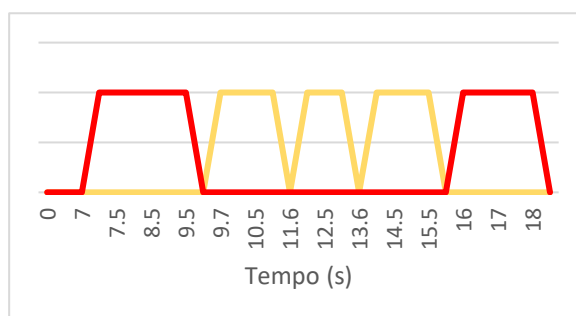


Figura 6.10. Modos de carregamento no carregador 1 ao longo do tempo, sendo o modo de carregamento amarelo descrito a laranja e o modo de carregamento vermelho descrito a vermelho.

Tabela 6.5. Resultados da simulação do sistema de carregamento composto por carregadores de 7,4 kW e 30 kW, com os painéis fotovoltaicos na produção baixa e tempos de carregamento aleatórios.

	Carregador	SOC total pretendido (%)	SOC total atingido (%)	Energia total consumida no modo amarelo (kWh)	Energia total consumida no modo vermelho (kWh)	Energia total enviada para a rede (kWh)	Energia total consumida da rede (kWh)	Energia gerada (kWh)
Algoritmo Power Sharing modificado	1	81	81	21,70	3,57	0	99,46	61,22
	2	70	70	19,27	2,57			
	3	62	62	15,27	4,07			
	4	61	61	15,46	3,57			
	5	74	74	19,12	3,97			
	6	81	81	21,6	3,67			
	7	86	86	23,26	3,57			

Algoritmo de carregamento prioritário	1	81	80	21,39	3,57	0	98,21
	2	70	70	19,20	2,57		
	3	62	61	14,96	4,07		
	4	61	60	15,15	3,57		
	5	74	74	19,19	3,97		
	6	81	80	21,37	3,67		
	7	86	86	23,19	3,57		
Algoritmo mapeado ao Tempo e SOC	1	81	81	21,70	3,57	0	98,84
	2	70	69	17,46	2,57		
	3	62	63	16,09	4,07		
	4	61	60	14,75	3,57		
	5	74	74	19,49	3,97		
	6	81	81	25,18	3,67		
	7	86	85	26,67	3,57		

Pelos valores descritos na Tabela 6.5, é possível constatar que em ambos os tipos de carregadores o SOC pretendido e atingido é o mesmo. Seria de esperar que o SOC pretendido fosse mais elevado no caso dos carregadores limitados a 30 kW. No entanto, tal fenómeno advém da baixa energia produzida pelos painéis fotovoltaicos (consequência da baixa radiação solar) conjugado com o preço praticado na aquisição de energia no modo vermelho, levando a que o utilizador não opte por um SOC mais elevado nesse modo de carregamento.

O consumo de energia no modo vermelho apresenta valores inferiores ao da energia consumida no modo amarelo, uma vez que foi imposto que os utilizadores apenas utilizariam o modo vermelho de carregamento quando a energia produzida pelos painéis fotovoltaicos não fosse superior a 1,85 kW. Tal limitação foi efetuada para simular um cenário mais próximo da realidade, isto é, devido ao preço da energia no modo vermelho ser elevado é de esperar que o consumo de energia nesse modo seja mais limitado em comparação com o modo amarelo em que o preço da energia é mais barato. Dessa forma, é possível concluir que o cenário imposto ao simulador foi simulado conforme esperado.

No caso dos algoritmos de gestão de energia verifica-se que o algoritmo de carregamento prioritário apresenta um menor consumo de energia a partir da rede elétrica. Contudo, um menor consumo de energia a partir da rede elétrica implica um menor SOC em comparação com o SOC atingido nos restantes algoritmos. No caso dos modos de carregamento é verificado que apenas são utilizados o modo amarelo e vermelho, estão tal fenómeno relacionado com a baixa radiação solar e à baixa produção dos painéis fotovoltaicos.

Do ponto de vista do operador do sistema de carregamento, a energia consumida a partir da rede implica um custo adicional. Dessa forma, para diminuir a dependência da rede elétrica e o seu custo adicional, os carregadores poderiam limitar o SOC pretendido pelos utilizadores quando a radiação solar apresentasse valores baixos. Contudo, tal medida poderá provocar descontentamento nos utilizadores que pretendam efetuar o carregamento do seu VE.

6.5. Cenário de fraca afluência de VE e de afluência em horas de baixa produção

Por fim, foram simulados dois cenários de afluência ao sistema de carregamento, um primeiro cenário em que a afluência é baixa (um VE por carregador) e um segundo cenário em que a afluência ao sistema de carregamento dá-se nas horas de baixa produção dos painéis fotovoltaicos, isto é, das 7:30 h às 11:00 h e das 15:00 h às 19:00 h.

6.5.1. Fraca afluência de VE

O caso em que apenas existem 7 VE (um VE por carregador) a carregar ao longo do dia, foi efetuado com o intuito de observar o comportamento do sistema de carregamento quando a afluência aos carregadores é baixa e a produção dos painéis fotovoltaicos é máxima.

Efetuada a simulação obteve-se os resultados, descritos na Tabela 6.6, que dizem respeito aos modos de carregamento utilizados por cada carregador, o SOC pretendido, o SOC atingido, os modos de carregamento de cada carregador, a energia enviada para a rede elétrica, a energia consumida pela rede e a energia gerada pelos painéis fotovoltaicos.

Tabela 6.6. Resultados da simulação do sistema de carregamento composto por carregadores de 7,4 kW e 30 kW, com os painéis fotovoltaicos na produção máxima e fraca afluência de VE.

	Carregador	SOC total pretendido (%)	SOC total atingido (%)	Energia total consumida (kWh)	Energia total enviada para a rede (kWh)	Energia total consumida da rede (kWh)	Energia gerada (kWh)
Algoritmo Power Sharing modificado	1	31	31	9,98	295,91	0	377,78
	2	11	11	3,35			
	3	43	43	14,64			
	4	37	37	12,81			
	5	55	55	17,30			
	6	40	40	13,81			
	7	31	31	9,99			
Algoritmo Carregamento Prioritário	1	31	31	9,96	295,98	0	377,78
	2	11	11	3,34			
	3	43	43	14,63			
	4	37	37	12,80			
	5	55	55	17,29			
	6	40	40	13,81			
	7	31	31	9,99			

Algoritmo Mapeado ao Tempo e SOC	1	31	31	9,97	296,02	0	
	2	11	11	3,34			
	3	43	43	14,63			
	4	37	37	12,79			
	5	55	55	17,28			
	6	40	40	13,80			
	7	31	31	9,97			

Pelos valores descritos na Tabela 6.6 é possível observar que todos os VE atingiram o SOC pretendido e que maior parte da energia produzida é escoada para a rede elétrica, uma vez que a produção dos painéis fotovoltaicos é elevada face às necessidades de carregamento dos VE. O mesmo resultado aconteceria caso a produção dos painéis fotovoltaicos fosse média ou baixa, uma vez que a energia necessária para efetuar o carregamento dos VE é mais baixa que a energia produzida pelos painéis fotovoltaicos nesses dois cenários de produção.

6.5.2. Carregamento dos VE em horas de baixa produção dos painéis fotovoltaicos

O último cenário de carregamento dos VE efetuado trata-se do carregamento em horas de baixa produção dos painéis fotovoltaicos, isto é, ao início do dia e ao fim do dia. Para simular tal cenário foi utilizado o padrão de carregamento descrito na Figura 6.11, a qual evidencia que no total são carregados 23 VE.



Figura 6.11. Gráfico de afluência dos VE em horas de baixa produção.

Efetuada a simulação obteve-se os resultados, descritos na Tabela 6.7, que dizem respeito aos modos de carregamento utilizados por cada carregador, o SOC pretendido, o SOC atingido, os modos de carregamento de cada carregador, a energia enviada para a rede elétrica, a energia consumida pela rede e a energia gerada pelos painéis fotovoltaicos.

Tabela 6.7. Resultados da simulação do sistema de carregamento composto por carregadores de 30 kW, com os painéis fotovoltaicos na produção máxima e uma afluência nas horas de baixa produção.

	Carregador	SOC total pretendido (%)	SOC total atingido (%)	Energia total consumida (kWh)	Energia total enviada para a rede (kWh)	Energia total consumida da rede (kWh)	Energia gerada (kWh)
Algoritmo Power Sharing modificado	1	131	131	41,13	201,41	0	377,78
	2	81	81	25,40			
	3	102	102	31,84			
	4	56	56	17,52			
	5	79	79	24,77			
	6	72	72	22,59			
	7	42	42	13,14			
Algoritmo Carregamento Prioritário	1	131	131	41,09	201,52	0	
	2	81	81	25,38			
	3	102	102	31,82			
	4	56	55	17,50			
	5	79	79	24,77			
	6	72	72	22,58			
	7	42	42	13,14			
Algoritmo Mapeado ao Tempo e SOC	1	131	131	41,11	201,49	0	
	2	81	81	25,37			
	3	102	102	31,85			
	4	56	55	17,51			
	5	79	79	24,76			
	6	72	72	22,57			
	7	42	42	13,14			

Pela tabela é possível observar que os VE ao efetuarem o carregamento nos instantes de tempo em que a radiação solar é mais baixa, provocará um escoamento de energia para a rede elétrica. Contudo, a maior desvantagem de efetuar o carregamento em alturas do dia que a radiação é baixa, trata-se de atingir um SOC mais baixo em comparação com o SOC atingido na Tabela 6.2, uma vez que a energia disponível nas horas de baixa radiação é inferior à energia disponível nas horas que a radiação atinge o seu máximo.

No caso dos algoritmos verifica-se que o algoritmo *Power Sharing* modificado atribui uma maior energia aos carregadores e conseqüentemente permite que seja atingido um maior SOC, mesmo que mínima a diferença, sendo que todos os algoritmos apenas diferem entre si 0,11 kWh.

6.6. Estudo de viabilidade económica

O estudo de viabilidade económica do sistema é indispensável para determinar qual a rentabilidade do projeto, estando este estudo diretamente relacionado com o investimento inicial e com a poupança energética e económica. Com este tipo de análise deve conseguir-se visualizar através de projeções e números, o real potencial de retorno do investimento em questão e, por isso, decidir se o projeto deve avançar ou não.

Com o decorrer dos anos, o valor do investimento inicial tende a diminuir devido à concorrência e entrada de novas tecnologias mais avançadas que as já existentes no mercado.

É essencial efetuar um estudo de viabilidade de um projeto antes de o implementar, pelo que, os custos e proveitos gerados pelo sistema de carregamento elétrico desenvolvido são meras previsões. Para auxiliar o estudo, é essencial recorrer a três principais critérios de rentabilidade, mais precisamente o Valor Atual Líquido (VAL), a Taxa Interna de Rentabilidade (TIR) e o *Payback* (PB) ou também denominado de Período de Recuperação de Investimento (PRI), descritos no apêndice B.

O sistema de carregamento proposto é composto pelos painéis fotovoltaicos descritos na secção 5.1, que apresentam um custo de 264 €/unidade, e como o sistema é composto por 146 painéis apresenta um custo 38 544 € [71], a conexão desses painéis com a rede elétrica é efetuada através de um único inversor DC/AC, que custa 17 655 €, estando incluído a aquisição, o transporte para a RAM e a instalação (valor obtido através do contacto efetuado com o fabricante) [73], [74]. Para efetuar o carregamento pode-se utilizar os carregadores Quasar (potência máxima de 7,4 kW) ou os carregadores Supernova (potência máxima de 30 kW), sendo o custo respetivamente de 7 188 € e de 24 600 € [75], [76]. No caso dos carregadores Supernova apenas é necessário utilizar quatro carregadores, uma vez que cada carregador possui duas tomadas (cada uma das tomadas debitam uma potência máxima de 30 kW), perfazendo um custo total de 98 400 €. Já no caso dos carregadores Quasar o custo total é de 50 316 €.

Analisados os custos dos diferentes carregadores, gerou-se os investimentos para os sistemas compostos por um único inversor, conforme mostra a Tabela 6.8. Investimentos das diversas soluções. Tabela 6.8.

Tabela 6.8. Investimentos das diversas soluções.

Tipo de carregador	Investimento total com inversor AC/DC (€)
<i>Quasar</i>	88 860
<i>Supernova</i>	136 944

Para o carregamento de veículos foi adotado para o modo verde um custo de 0,21 €/kWh, equivalente ao custo de carregamento no domicílio para fomentar o carregamento através da energia dita verde [33]. Para o modo amarelo de carregamento foi utilizado um custo de 0,43 €/kWh equivalente ao carregamento lento num posto de carregamento público [33]. Para o modo vermelho foi assumido um custo de 0,79 €/kWh equivalente ao carregamento rápido num posto de carregamento

público, para desta forma incentivar aos utilizadores carregarem o seu veículo com 100% energia verde ou com pouca energia proveniente da rede elétrica [33].

Caso a afluência ao parque de carregamento seja baixa é possível enviar o excesso de potência produzida pelos painéis fotovoltaicos para a rede elétrica de serviço público, sendo a tarifa regulada pelo valor de mercado taxado pelo Operador de Mercado Ibérico de Energia (média anual de 0,03587 €/kWh). Contudo, o retorno económico que advém dessa potência enviada é baixo, uma vez que a Empresa de Eletricidade da Madeira (EEM) compra por uma tarifa de 90% do valor de mercado, cerca de 0,03228€/kWh. Dados fornecidos pela EEM no contacto efetuado por email, quando foi solicitada a tarifa para a potência contratada de 57,588 kVA, a descrição da tarifa aplicada à potência contratada encontra-se no apêndice B.

A taxa de atualização (TA), também conhecida como custo de oportunidade de capital ou taxa mínima de rentabilidade do projeto, é a rentabilidade que o investidor exige para implementar um projeto e serve para atualizar os *cash-flows* gerados pelo mesmo. Para esta dissertação assumiu-se uma TA de 10% que corresponde a um valor típico para projetos deste tipo, com baixo risco. Esta taxa influencia diretamente o valor do VAL, ou seja, quanto maior for o VAL, menor será a taxa de atualização e vice-versa. Quanto ao imposto de valor acrescentado (IVA), este não é contabilizado.

Para efetuar a análise de viabilidade económica serão aplicados 3 casos de estudos para a energia produzida pelos painéis fotovoltaicos e para 3 cenários de ocupação do parque de carregamento. Isto é, serão analisados os cenários de produção máxima, média e ideal dos painéis fotovoltaicos e uma ocupação de 80%, 50% e de 30% do parque de carregamento.

Pelo software de simulação *Matlab* verificou-se que no caso de produção máxima dos painéis fotovoltaicos são produzidos 377,78 kWh diariamente, ou seja, se mantiver o padrão de máxima produção todos os dias, anualmente (caso quase impossível de existir) os painéis fotovoltaicos produzem 136,00 MWh. No caso de a produção dos painéis fotovoltaicos ser metade, são produzidos 170,8 kWh diariamente, ou seja, se mantiver o padrão todos os dias, anualmente (caso real) os painéis fotovoltaicos produzem 61,48 MWh. No caso baixa produção dos painéis fotovoltaicos são produzidos 62 kWh diariamente, ou seja, se mantiver o padrão todos os dias, anualmente os painéis fotovoltaicos produzem 22,32 MWh.

Para o estudo de viabilidade económica se enquadrar com o restante documento, foram efetuados quatro estudos de viabilidades económicas tendo por base os resultados obtidos nas simulações, isto é, utilizar os valores das energias entregues aos carregadores nos diferentes modos de carregamento e as energias consumidas a partir da rede elétrica, de forma a verificar em quanto tempo é possível reaver o montante investido em cada um dos casos.

Dito isto foi criada a Tabela 6.9, composta pelo PB em anos, pelos VAL em euros e pela TIR em percentagem, para a situação de máxima, média e baixa produção dos painéis fotovoltaico.

Tabela 6.9. Análise de viabilidade económica com diferentes níveis de produção fotovoltaica.

Produção fotovoltaica	Carregadores	PB (anos)	VAL (€)	TIR (%)
Máxima	Quasar	4,32	148 898,0	24

	Supernova	7,26	111 112,0	9
Média	Quasar	4,97	116 425,0	19
	Supernova	9,82	64 414,0	2
Baixa	Quasar	5,30	113 566,0	17
	Supernova	10,29	61 554,5	1

Pela Tabela 6.9 pode-se observar que o retorno financeiro se encontra diretamente proporcional à radiação solar, isto é, quanto menor a radiação solar menor será o retorno financeiro ao fim dos 25 anos e maior será o número de anos em que é possível recuperar o capital investido. Pela tabela também é possível concluir que o carregador que melhor se adequa ao sistema de carregamento trata-se do Quasar, uma vez que garante um maior retorno financeiro ao fim dos 25 anos e a recuperação do capital investido em menos anos (PB).

A Tabela 6.9 retrata o cenário em que a afluência diária de VE ao parque de carregamento é de 32 VE, mas também é necessário avaliar o potencial económico do sistema quando a afluência diária de VE é baixa. A Tabela 6.10 retrata o cenário em que a afluência diária é de 7 VE.

Tabela 6.10. Análise de viabilidade económica para uma afluência de 7 VE

Produção fotovoltaica	Carregadores	PB (anos)	VAL (€)	TIR (%)
Máxima	Quasar	>25	<0	<0
	Supernova	>25	<0	<0

Pela tabela é possível concluir que a potência instalada dos painéis fotovoltaicos deve seguir o número de VE que existirá em média por dia a carregar no parque, isto é, caso em média por dia sejam carregados 7 VE não há necessidade de implementar 7 carregadores nem uma potência de painéis muito elevada, para que ao fim dos 25 anos haja algum retorno financeiro.

7. Conclusão

7.1. Conclusão geral

Num panorama energético mundial inquietante, torna-se imperativo agir rapidamente de forma a inverter a tendência do uso irracional das energias fósseis. Neste desafio, as energias renováveis aparecem como uma alternativa à produção energética mundial. Neste âmbito, a energia solar é uma das grandes apostas no futuro, com o intuito de promover o desenvolvimento sustentável e o combate às alterações climáticas. Esta dissertação teve como principal objetivo a promoção, desenvolvimento e testes de uma solução eficiente para a produção de energia elétrica a partir de painéis fotovoltaicos e de um aproveitamento eficiente da energia por parte dos carregadores de veículos elétricos. Como objetivo secundário foi efetuado um estudo de viabilidade económica para a aquisição direta da central de produção para autoconsumo e dos carregadores, com base na previsão do carregamento e nos dados gerados pelo sistema simulado. Com a solução apresentada, é possível diminuir a dependência de fontes de energias externas, e obter um sistema de carregamento de VE capaz de produzir eletricidade no próprio local de consumo, tornando, de alguma forma, o produtor/consumidor autossustentável. Contribuindo para a diminuição da dependência de fontes de energias não renováveis.

Nesse sentido, primeiramente, analisaram-se os veículos 100% elétricos e híbridos, destacando as diferenças que os distinguem, nomeadamente a forma como é feito o carregamento das baterias e as autonomias. Para compreender melhor o carregamento das baterias, estudaram-se os diferentes modos de carregamento, destacando-se os modos 2 e 4, uma vez que o modo 2 proporciona carregamentos em corrente alternada (os ditos carregamentos lentos), enquanto o modo 4 proporciona carregamentos em corrente contínua (os ditos carregamentos rápidos). As tomadas de conexão ao veículo dependem do modo de carregamento escolhido para carregar o veículo, o que por sua vez depende da potência de carregamento e das características do próprio veículo. Analisados todos os modos de carregamento e as respetivas tomadas, passou-se à caracterização dos carregadores AC e DC, verificando que para um VE efetuar o carregamento com um carregador AC necessita de converter internamente essa energia AC em DC para que possa ser aplicada à bateria, enquanto no caso do carregamento em DC essa conversão é efetuada dentro do próprio carregador. Para completar a análise dos carregadores abordou-se as fases de carregamento da bateria dos VE, concluindo que para garantir uma maior longevidade das baterias, é imperativo diminuir a potência de carregamento quando o SOC das baterias chega aos 80 % da sua capacidade máxima, contribuindo também para que a tensão máxima da bateria não seja ultrapassada. Completada a análise do carregamento, abordou-se as possibilidades de instalação e aquisição de carregadores de VE em edifícios coletivos, nomeadamente as leis que os legislam em tais edifícios. Terminado o estudo dos carregadores passou-se à discussão das diferentes energias renováveis aplicadas ao autoconsumo, analisando-as para a aplicação das mesmas ao carregamento de VE, culminando num sistema de carregamento composto por painéis fotovoltaicos, um inversor e os diferentes carregadores. Chega-se à conclusão que para criar um sistema de carregamento que utilize painéis fotovoltaicos e a rede elétrica, é necessário a instalação de um inversor para efetuar a interligação entre

ambos para permitir que o carregamento dos VE possa ser efetuado com energia proveniente dos painéis fotovoltaicos e com energia proveniente da rede elétrica.

Seguidamente descreveu-se o sistema de carregamento proposto, conectando os carregadores dos VE à rede elétrica, dado os carregadores Quasar e Supernova necessitarem de energia alternada como fonte de alimentação.

Para estudar o desempenho desse sistema foi utilizado um software de simulação, sendo os VE simulados como apenas baterias. Como tal, teve de ser adicionado ao sistema um conversor DC/AC para interligar os painéis fotovoltaicos à rede elétrica, do lado da rede deve ser adicionado um conversor AC/DC e outro DC/DC para efetuar a ligação entre a rede e a bateria. Antes de introduzir o sistema no software de simulação foi necessário dimensionar os conversores e analisar os controlos de corrente e de tensão inerentes aos mesmos. Concluídas as análises verificou-se que a melhor opção para o conversor DC/AC, é um conversor DC/AC trifásico com carga em estrela controlando as correntes entregues à rede e a tensão dos painéis fotovoltaicos. No caso do conversor AC/DC foi escolhido um conversor com uma configuração igual ao do conversor DC/AC, uma vez que este último permite a bidirecionalidade do fluxo de corrente, permitindo assim que os métodos de controlo aplicados ao conversor DC/AC possam ser aplicados de igual forma ao conversor AC/DC. Por último para o conversor DC/DC foi escolhida a configuração de redutor uma vez que a tensão à saída do conversor AC/DC (750 V) é maior que a tensão das baterias dos VE utilizados na simulação (400 V).

Após dimensionar os componentes do sistema de carregamento é mais que essencial efetuar uma gestão inteligente da energia entregue aos VE, para maximizar a utilização de energia proveniente dos painéis fotovoltaicos e diminuir a dependência da energia proveniente da rede elétrica. Tal gestão é efetuada através de algoritmos de gestão inteligente. O algoritmo mais comum trata-se do algoritmo denominado de *Power Sharing*, desenvolvido para efetuar a gestão e distribuição de potência fornecida pela rede em função do número de VE a carregar, mais precisamente, permite que os operadores de rede ou empresas com vários carregadores distribuam a capacidade de energia disponível (potência contratada) de forma proporcional, por todas as estações de carregamento de VE, dado à potência contratada ser limitada. Um aumento da potência contratada implicaria atualizações dispendiosas da infraestrutura elétrica, pelo que efetuar um carregamento controlado e com uma gestão eficiente da potência contribui para que tais atualizações dispendiosas não necessitem de ser efetuadas.

Dessa forma, para gerir a energia gerada pelos painéis fotovoltaicos foram adaptados os algoritmos *Power Sharing* e "*Spread Energy With Priority*" (SEWP) ao sistema de carregamento desenvolvido. Cada um dos algoritmos possibilitam aos utilizadores indicar o tempo que o VE permanecerá a carregar, a percentagem da bateria que pretende carregar e escolher método de carregamento do VE, através de um de três modos de carregamento, mais precisamente de entre o modo verde (carregamento apenas com energias proveniente dos painéis fotovoltaicos), amarelo (carregamento com energia proveniente da rede elétrica e dos painéis fotovoltaicos) e vermelho (carregamento apenas com energia da rede elétrica). O algoritmo *Power Sharing* foi modificado de modo a compreender a análise da potência gerada pelos painéis e como dividi-la de forma igual pelos carregadores a operar no modo verde.

O algoritmo “Spread Energy With Priority” (SEWP), desenvolvido por Amoroso, foi modificado para analisar os SOC dos veículos a carregar no modo verde e dar prioridade ao carregamento do VE que possui o menor SOC, a energia entregue ao carregamento prioritário corresponde à potência gerada pelos painéis fotovoltaicos a dividir pelo número de VE a carregar no modo verde mais 5% da potência gerada pelos painéis fotovoltaicos. A potência entregue aos restantes VE a carregar no modo verde, corresponde à potência gerada pelos painéis fotovoltaicos que não está a ser aproveitada pelo VE prioritário a dividir pelo número de VE a carregar no modo verde. Por fim, foi desenvolvido de raiz um terceiro algoritmo que mapeia a potência entregue aos carregadores a operar no modo verde de acordo com os dados fornecidos pelo utilizador (percentagem da bateria que pretende carregar e o tempo que o VE permanecerá acoplado ao carregador), verificando sempre se existe potência disponível para efetuar o carregamento, isto é, se sobra potência do painel fotovoltaico depois de abastecer os restantes carregadores a operar no modo verde.

Desenvolvidos os três algoritmos foi necessário testar o desempenho do sistema de carregamento dimensionado para posteriormente adicionar os algoritmos. Para tal foi utilizado o software simulação *Simulink Matlab*, no qual implementou-se o sistema de carregamento dimensionado com um total de 146 painéis fotovoltaicos (7,4 kW de potência instalada por cada carregador) e analisou-se o funcionamento dos conversores na topologia comutada e linear, bem como as adaptações necessário para mudar de uma topologia para a outra. Por fim, testou-se o funcionamento dos conversores em regime transitório e permanente, para determinar o desempenho do sistema quando os VE começavam e acabavam o carregamento, bem como quando existe oscilações na radiação solar. Concluindo-se que dado ao limite de blocos imposto pelo software e à lentidão da simulação, foram utilizados conversores linearizados ao invés dos comutados, proporcionando uma redução em 60% do tempo de simulação. Dado o limite de blocos existente foi apenas possível instalar sete carregadores (sete combinações de conversores AC/DC com conversores DC/DC).

Adicionado e caracterizado o sistema de carregamento no software de simulação pode-se por fim adicionar os algoritmos de gestão inteligente, permitindo assim testar o desempenho de cada um dos algoritmos no sistema de carregamento desenvolvido. Para tal foram desenvolvidos vários cenários de simulação para diferentes radiações solares e para diferentes afluências aos carregadores. No caso das radiações solares foi utilizada uma radiação solar para simular a produção máxima dos painéis fotovoltaicos, outra, para simular a média produção dos painéis fotovoltaicos e por último uma radiação para simular a baixa produção dos painéis fotovoltaicos, utilizando para o caso de produção máxima uma radiação solar dita perfeita com o formato de uma parábola, no caso de produção média uma radiação solar com algumas oscilações e no caso de baixa produção uma radiação solar com momentos prolongados sem radiação solar. A parábola utilizada simula a evolução da radiação solar ao longo do dia, dessa forma o caso aplicado à simulação foi o sol nascer às 7:30 h e pôr-se às 20 h, valores médios anuais para a RAM. Para a afluência aos carregadores foram escolhidos três cenários um em que os carregadores permanecem ocupados durante o dia todo, outra em que a afluência é reduzida ao longo do dia (cerca de um VE por carregador) e por fim um cenário em que o carregamento é efetuado fora do horário de máxima radiação.

Para aproximar o cenário de carregamento à realidade foi imposto que o modo verde de carregamento é utilizado quando a potência disponível dos painéis fotovoltaicos é superior a 3,7 kW. Já o modo amarelo de carregamento é utilizado quando a potência disponível dos painéis fotovoltaicos é igual ou inferior a 3,7 kW. E o modo vermelho de carregamento entra em funcionamento quando a potência disponível dos painéis fotovoltaicos é igual ou inferior a metade dos 3,7 kW

Simulado e analisado o sistema de carregamento para os diversos algoritmos de gestão inteligente, concluiu-se que os três algoritmos apresentados se adequam ao sistema de carregamento implementado, uma vez que apresentam resultados muito semelhantes. Analisando ao pormenor conclui-se que o algoritmo de carregamento prioritário efetua uma gestão mais eficiente da energia produzida pelos painéis fotovoltaicos, isto é, apresenta um menor consumo de energia a partir da rede elétrica. Já o algoritmo *Power Sharing* modificado permite que seja entregue uma maior energia aos carregadores, compatibilizando num maior consumo a partir da rede elétrica. No caso do algoritmo mapeado ao tempo e SOC, este permite que seja entregue uma maior energia aos carregadores face ao algoritmo de carregamento prioritário e um menor consumo de energia a partir da rede elétrica face ao algoritmo *Power Sharing* modificado.

Em relação ao SOC, conclui-se que o algoritmo *Power Sharing* modificado garante que seja atingido um maior SOC em comparação com os outros algoritmos devido à maior energia entregue aos carregadores, garantindo uma maior satisfação por parte dos clientes do parque de carregamento.

Do ponto de vista financeiro o algoritmo que gerará maior retorno será o algoritmo *Power Sharing* modificado, uma vez que proporciona aos VE consumirem uma maior energia e atingirem um SOC mais elevado em comparação com os restantes algoritmos.

No caso dos carregadores foi possível concluir, que a potência máxima que melhor se adequa ao sistema de carregamento implementado é os 30 kW, por apresentar uma menor energia escoada para a rede elétrica (cenário de máxima produção), por atribuir uma maior energia aos VE e por garantir que os SOC atingidos pelos VE sejam superiores face aos atingidos pelos VE com carregadores de 7,4 kW.

Por fim, foi efetuada uma análise de viabilidade económica ao sistema de carregamento desenvolvido, tendo por base dois orçamentos iniciais, compostos por uma opção para o inversor e duas opções de carregadores de VE (Quasar, Supernova), com um investimento inicial dos painéis fotovoltaicos de 38 544 €. Calculados os vários orçamentos iniciais, foram efetuadas as análises de viabilidade para cada um dos casos, tendo por base diferentes taxas de utilização do sistema de carregamento. Chegando à conclusão de que a melhor opção para um sistema de carregamento é utilizar carregadores Quasar, uma vez que proporcionam recuperar o capital investido mais rapidamente e obter um maior retorno financeiro ao fim dos 25 anos. Uma das conclusões importantes trata-se de que a potência instalada dos painéis fotovoltaicos deve sempre seguir as necessidades de carregamento dos VE, isto é, a potência instalada deve ser calculada consoante o número de carregadores presentes no parque de carregamento e a previsão de VE que carregaram no parque em média num dia.

Dessa forma, o melhor sistema para ser implementado deverá ser composto por 146 painéis fotovoltaicos conectados a um inversor, que interliga os painéis fotovoltaicos à rede elétrica, e os carregadores do tipo Quasar conectados à rede elétrica. O algoritmo de gestão de energia presente no sistema de carregamento deverá ser o algoritmo mapeado ao tempo e SOC. Concluindo assim que se deve utilizar uma potência instalada de painéis fotovoltaicos de 7,4 kW por cada carregador, o que compatibiliza num total de aproximadamente 21 painéis fotovoltaicos por cada carregador.

7.2. Trabalhos futuros

Os temas abordados ao longo desta dissertação marcam a atualidade, mas, ainda de uma forma um pouco ténue já que a percentagem de penetração de energias renováveis nos sistemas de carregamento de VE ainda é bastante reduzida. No entanto, e antevendo as previsões impostas a nível mundial para a adoção deste tipo de VE e minimizar a dependência de fontes de energia não renováveis, é necessário começar a preparar o futuro já hoje.

Atualmente, o sistema elétrico está dimensionado estrategicamente para ter alguma margem de reserva pelo que, podem facilmente ser incluídos alguns sistemas de carregamento que dificilmente afetará o seu bom funcionamento, no entanto, quando a quantidade de VE começar a ser significativa, a necessidade de implementação massiva deste tipo de postos de carregamento irá introduzir sérios problemas energéticos, se não for efetuada uma gestão cuidada da potência disponível.

Face a este paradigma, e dando continuidade ao trabalho desenvolvido ao longo desta dissertação sugere-se o seguinte conjunto de trabalhos:

Foi abordado no fim da análise de viabilidade económica, a questão de como é que os utilizadores introduzem os dados para efetuar o carregamento dos seus VEs, nomeadamente o modo de carregamento, a percentagem da bateria que pretende carregar e o tempo que o VE permanecerá acoplado ao carregador, a sugestão apresentada foi de utilizar carregadores com interfaces incorporadas de fácil compreensão e acesso.

Contudo, como passo seguinte, seria de preconizar a implementação de uma aplicação móvel, que possibilitasse aos utilizadores verificar a potência disponível dos painéis fotovoltaicos, para efetuar o carregamento, o número de carregadores disponíveis, e os diferentes modos de carregamento permitidos pelo sistema (com uma breve descrição de cada uma deles), bem como os respetivos custos de acordo com os parâmetros introduzidos pelo utilizador.

Por último, a aplicação poderia interagir de uma forma mais direta com os utilizadores (através de inteligência artificial), evidenciando notificações pertinentes, como por exemplo “o sistema encontra-se com muita potência de carregamento disponível, deseja aumentar a potência de carregamento do seu VE? Este aumento será cobrado a apenas metade do preço.”, de forma a minimizar a potência escoada para a rede e consequentemente aumentar os lucros do sistema. Para além de permitir ao utilizador ajustar a sua potência de carregamento, a possibilidade de proporcionar descontos no custo de carregamento, para quem já efetuou um número elevado de carregamentos no parque levaria a um aumento da satisfação dos clientes, o que por sua vez possibilitaria uma adesão maior de clientes e consequentemente um aumento do lucro (o chamado marketing boca a boca, isto é, o sistema de carregamento é divulgado sem

recorrer a nenhum anúncio, apenas através da comunicação e dos elogios efetuados pelas pessoas).

Nos algoritmos de gestão inteligente desenvolvidos, verificou-se alguma potência enviada para a rede elétrica, pelo que outra sugestão, seria minimizar tal acontecimento introduzindo baterias no sistema. O que possibilitaria armazenar essa potência que seria escoada para a rede e posteriormente aplicá-la no carregamento dos VE, quando já não existir produção por parte dos painéis fotovoltaico ou quando existe muita afluência ao parque.

Ao introduzir baterias no sistema seria possível alimentar as mesmas durante a noite, por um sistema eólico, ou até mesmo pela rede elétrica durante as horas de vazio, tendo em conta que, nas horas de pico a eletricidade é mais cara. Como tal deve também ser empreendido um estudo da viabilidade de implementação de baterias, no sistema de carregamento desenvolvido.

Bibliografia

- [1] A. (. d. E. Renováveis), “Evolução da Produção Elétrica em Portugal Continental,” REN e APREN, [Online]. Available: <https://www.apren.pt/pt/energias-renovaveis/producao>. [Acedido em 17 Maio 2024].
- [2] A. I. C. Mestre, “Aplicação do novo regime de produção distribuída de eletricidade renovável,” [Online]. Available: https://run.unl.pt/bitstream/10362/16364/1/Mestre_2015.pdf. [Acedido em 3 Junho 2024].
- [3] T. Figueira, “Energia Solar em Portugal - Mapeamento do potencial fotovoltaico com recurso a Sistemas de Informação Geográfica,” Lisboa, 2019.
- [4] REA- Portal do Estado do Ambiente, “Domínios Ambientais Transportes,” REA, [Online]. Available: https://rea.apambiente.pt/dominio_ambiental/transportes. [Acedido em 19 Maio 2024].
- [5] Siemens, “On the road with electric power,” Siemens, [Online]. Available: <https://www.siemens.com/global/en/company/about/history/stories/on-the-road-with-electric-power.html>. [Acedido em 10 Janeiro 2024].
- [6] F. corporate, “Ford, The Model T,” Ford corporate, [Online]. Available: <https://corporate.ford.com/articles/history/the-model-t.html>. [Acedido em 10 Janeiro 2024].
- [7] BYD - Build Your Dreams, “BYD SEAL,” BYD, [Online]. Available: <https://www.byd-auto.pt//modelos/byd-seal>. [Acedido em 19 Maio 2024].
- [8] E. Comission, “Impact assessment and scenario analysis,” *Energy Roadmap 50*, pp. 23-24, 15 12 2011.
- [9] K. Jorgensen, em *Technologies for electric, hybrid and hydrogen vehicles: Electricity from renewable energy sources in transport*, Util. Policy, 2008, pp. 72-79.
- [10] Galp, “Conheça os carros elétricos de 2023 com mais autonomia,” Galp, 14 Setembro 2023. [Online]. Available: <https://galp.com/pt/pt/particulares/estrada/blog/detalhe/conheca-os-carros-eletricos-de-2023-com-mais-autonomia>. [Acedido em 17 Abril 2024].
- [11] L. V. Pérez, C. H. d. Pérez e V. Pereyra, “Determination of the adjoint state evolution for the efficient operation of a hybrid electric vehicle,” *Mathematical and Computer Modelling*, pp. 2257-2266, Maio 2013.
- [12] A. Poullikkas, “Sustainable options for electric vehicle technologies,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, pp. 1278-1280, Janeiro 2015.

- [13] S. Amjad, S. Neelakrisham e R. Rudramoorthy, "Review of design considerations and technological challenges for successful development and deployment of plug-in hybrid electric vehicles," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, pp. 1104-1110, Abril 2010.
- [14] S. Kneeshaw, "Electric Vehicles in Urban Europe," *Electric Vehicles in Urban Europe Baseline Report*, Maio 2010.
- [15] S. R. Department, "Lithium-ion battery price worldwide from 2013 to 2023," Statista, 8 Dezembro 2023. [Online]. Available: <https://www.statista.com/statistics/883118/global-lithium-ion-battery-pack-costs/>. [Acedido em 18 Abril 2024].
- [16] EDP, "Já viu um Veículo Elétrico a descarregar parado?," [Online]. Available: <https://www.edp.com/pt-pt/inovacao/v2g-vehicle-grid>. [Acedido em 29 junho 2024].
- [17] F. Fattori, N. Anglani e G. Muliere, "Combining photovoltaic energy with electric vehicles, smart charging and vehicle-to-grid," *Solar Energy*, pp. 438-451, Dezembro 2014.
- [18] R. C. Green, L. Wang e M. Alam, "The impact of plug-in hybrid electric vehicles on distribution networks: A review and outlook," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, pp. 544-553, Janeiro 2011.
- [19] I. E. P. Direção Geral de Energia e Geologia, "COMISSÃO TÉCNICA DE NORMALIZAÇÃO ELETROTÉCNICA - CTE 64," *GUIA TÉCNICO DAS INSTALAÇÕES ELÉTRICAS PARA ALIMENTAÇÃO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS*, pp. 9 - 11, 14 09 2023.
- [20] I. E. P. Direção Geral de Energia e Geologia, "COMISSÃO TÉCNICA DE NORMALIZAÇÃO ELETROTÉCNICA - CTE 64," *GUIA TÉCNICO DAS INSTALAÇÕES ELÉTRICAS PARA ALIMENTAÇÃO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS*, pp. 7-8, 14 09 2023.
- [21] EDP e A. d. u. d. v. elétricos, "Carregamento na rede pública de mobilidade elétrica e curva de carga do VE," em *Parabéns comprou um veículo elétrico e agora? ...*, pp. 12-22.
- [22] NeoCharge, "TEMPO DE CARGA DE UM CARRO ELÉTRICO," NeoCharge, [Online]. Available: <https://www.neocharge.com.br/tudo-sobre/carro-eletrico/tempo-carga-veiculo-eletrico>. [Acedido em 07 agosto 2024].
- [23] Wallbox, "PT_Pulsar_Plus_Fichas_tecnicas_Portugues.pdf".
- [24] Wallbox, "PT_Copper_SB_Fichas_tecnicas_Portugues.pdf".
- [25] Iberdrola, "Iberdrola adquire os primeiros 1.000 carregadores rápidos Supernova da Wallbox," Iberdrola, 02 junho 2021. [Online]. Available: <https://www.iberdrola.com/sala-comunicacao/noticia/detalhe/iberdrola-adquire-primeiros-1-000-carregadores-rapidos-supernova-wallbox>. [Acedido em 07 agosto 2024].

- [26] Wallbox, “QUASAR Ficha de dados técnicos,” Wallbox, 2022.
- [27] Wallbox, “SUPERNOVA 60 Datasheet,” Wallbox, 2022.
- [28] Moon Power, “Ficha_PowerCharger22D”.
- [29] W. Shen, T. T. Vo e A. Kapoor, “Charging algorithms of lithium-ion batteries: An overview,” em *2012 7th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications (ICIECA)*, 2012.
- [30] P. Keil e A. Jossen, “Charging protocols for lithium-ion batteries and their impact on cycle life—An experimental study with different 18650 high-power cells,” *Journal of Energy Storage*, pp. 125-141, maio 2016.
- [31] D. B. Richardson, “Electric vehicles and the electric grid: A review of modeling approaches, Impacts, and renewable energy integration,” vol. 19, Mar. 2013, pp. 247-254.
- [32] Wallbox, “What is Smart Charging,” Wallbox, [Online]. Available: https://wallbox.com/en_catalog/faqs-what-is-smart-charging. [Acedido em 19 Abril 2024].
- [33] (EAFO) European Alternative Fuel Observatory, “QUANTO CUSTA CARREGAR UM CARRO ELÉTRICO?,” European Alternative Fuel Observatory (EAFO), 2022. [Online]. Available: <https://www.acp.pt/eletricos/carregar-carro-eletrico/quanto-custa-carregar-um-carro-eletrico>.
- [34] MOBI.E Mobilidade Elétrica, “MOBI.E,” MOBI.E, [Online]. Available: <https://www.mobie.pt/redemobie/estrutura-tarifaria>. [Acedido em 19 Abril 2024].
- [35] Ministério da Economia da Inovação e do Desenvolvimento, “Decreto-lei nº39/2010,” Ministério da Economia, da Inovação e do Desenvolvimento, 26 abril 2010. [Online]. Available: <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/39-2010-614137>. [Acedido em 1 julho 2024].
- [36] P. Nunes, T. Farias e M. C. Brito, “Day charging electric vehicles with excess solar electricity for a sustainable energy system,” *Energy*, pp. 263-274, Fevereiro 2015.
- [37] P. Denholm e R. M. Margolis, “Evaluating the limits of solar photovoltaics (PV) in traditional electric power systems,” *Energy Policy*, pp. 2852-2861, Maio 2007.
- [38] P. Denholm, M. Kuss e R. M. Margolis, “Co-benefits of large scale plug-in hybrid electric vehicle and solar PV deployment,” *Journal of Power Sources*, pp. 350-356, Outubro 2012.
- [39] M. S. ElNozahi e M. M. A. Salama, “Studying the feasibility of charging plug-in hybrid electric vehicles using photovoltaic electricity in residential distribution systems,” *Electric Power Systems Research*, pp. 133-143, Maio 2014.
- [40] P. Goli e W. Shireen, “PV powered smart charging station for PHEVs,” *Renewable Energy*, pp. 280-287, Junho 2014.

- [41] Ministros, Presidência do Conselho de, “Decreto-Lei n.º 15/2022,” Presidência do Conselho de Ministros, , 14 janeiro 2022. [Online]. Available: <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/15-2022-177634016>. [Acedido em 1 julho 2024].
- [42] J. F. M. Fernandes, “Estudo de Viabilidade de Sistema de Autoconsumo com Autoprodução Renovável Eólica,” Porto, 2015.
- [43] ERSE- Entidade Reguladora de Serviços Energéticos, “ERSExplica,” [Online]. Available: https://www.erse.pt/media/0v2hz3s0/faq-do-regime-de-autoconsumo_v20220912.pdf. [Acedido em 21 Abril 2024].
- [44] E. Team, “Células fotovoltaicas: o que elas são e como funcionam,” BibLus, 23 Dezembro 2022. [Online]. Available: <https://biblus.accasoftware.com/ptb/celulas-fotovoltaicas-o-que-elas-sao-e-como-funcionam/>. [Acedido em 22 Abril 2024].
- [45] Iberdrola, “Células fotovoltaicas: conheça sua evolução, seus diferentes tipos e as últimas inovações,” Iberdrola, [Online]. Available: <https://www.iberdrola.com/inovacao/celulas-fotovoltaicas-fotoeletricas>. [Acedido em 22 Abril 2024].
- [46] Renewable Energy World content team, “Renewable Energy World,” 12 Setembro 2011. [Online]. Available: <https://www.renewableenergyworld.com/solar/report-projects-massive-solar-growth-in-india/#gref>. [Acedido em 22 Abril 2024].
- [47] A. Alazazmeh, A. Ahmed, M. Siddiqui e M. Asif, “Real-time data-based performance analysis of a large-scale building applied PV system,” *Energy Reports* , pp. 15408-15420, Agosto 2022.
- [48] secpower Energia Confiável, “Como funciona um sistema de energia solar,” secpower Energia Confiável, [Online]. Available: <https://secpower.com.br/energia-solar-fotovoltaica/>. [Acedido em 22 Abril 2024].
- [49] M. Liserre, F. Blaabjerg, R. Teodorescu e Z. C. Aalborg, “Power Converters and Control of Renewable Energy Systems,” em *The 6-th International Conference on Power Eletronics*, 2004.
- [50] N. Mohan, T. M. Underland e W. P. Robbins, *Power Eletronics - Converters, Applications and Design*, Third ed., John Wiley & Sons, Inc., 2003.
- [51] S. B. Kjaer, J. K. Pedersen e F. Blaabjerg, “A review of single-phase grid-connected inverters for,” *IEEE Transations on Industry Applications*, pp. 1292-1306, 2005.
- [52] M. Calais, J. Myrzik, T. Spooner e V. G. Agelidis, “Inverters for single-phase grid connected photovoltaic systems-an overview,” em *2002 IEEE 33rd Annual IEEE Power Electronics Specialists Conference*, Australia, 2002.
- [53] M. Meinhardt e G. Cramer, “Multi-String Converter: The next step in evolution of String-Converter Technology,” em *9th European Conference on Power Electronics and Applications*, 2001.

- [54] M. H. Rashid, *Power Electronics Handbook- Devices, Circuits and Applications*, Elsevier, 2011.
- [55] J. Fernando e A. Silva, *Eletrónica Industrial, Semicondutores e Conversores de Potência*, Fundação Calouste Gulbenkian, 2013.
- [56] B. Jacinto, "Digital DC/DC control with sliding mode control," Instituto Superior Técnico, Lisboa, 2010.
- [57] Editorial Team, "Analysis of four DC-DC converters in equilibrium," 06 Junho 2015. [Online]. Available: <https://www.allaboutcircuits.com/technical-articles/analysis-of-four-dc-dc-converters-in-equilibrium/>. [Acedido em 07 Outubro 2024].
- [58] BorealSolar, "Como funcionam e quais os tipos de inversor solar," BorealSolar, [Online]. Available: <http://borealsolar.com.br/blog/2019/05/02/como-funcionam-e-quais-os-tipos-de-inversor-solar/>. [Acedido em 26 Abril 2024].
- [59] A. Baykasoglu, A. Hamzadayi e S. Akpınar, "Single Seekers Society (SSS): Bringing together heuristic optimization algorithms for solving complex problems," *Knowledge-Based Systems*, vol. 165, pp. 53-76, 2019.
- [60] G. Bitsch e F. Schweitzer, "Selection of optimal machine learning algorithm for autonomous guided vehicle's control in a smart manufacturing environment," *Procedia CIRP*, vol. 107, pp. 1409-1414, 2022.
- [61] D. Wu, D. Aliprantis e L. Ying, "IEEE Transactions on Smart Grid," *Load Scheduling and Dispatch for Aggregators of Plug-In Electric Vehicles*, vol. 3, pp. 368-376, março 2012.
- [62] F. A. Amoroso, "Journal of Power Sources," *Impact of charging efficiency variations on the effectiveness of variable-rate-based charging strategies for electric vehicles*, vol. 196, pp. 9574-9578, 15 novembro 2011.
- [63] A. Singh, M. Badoni e B. Singh, "Power sharing in distributed power generation system," em *2012 IEEE 5th India International Conference on Power Electronics (IICPE)*, 2012.
- [64] P. Vitor e J. Gerald, "Electrónica Geral," Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, 2020/2021.
- [65] T. M. M. Róia, "Ruído acústico em acionamentos elétricos," Universidade de Coimbra, Coimbra, 2016.
- [66] V. Jatily, B. Azzopardi, J. Joshi, B. V. V, A. Sharma e S. Arora, "Experimental Analysis of hill-climbing MPPT algorithms under low irradiance levels," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, pp. 2-8, outubro 2011.
- [67] A. Hafemeister, J. B. Dias e L. A. C. Poltosi, "APLICAÇÃO DO ALGORITMO DE RASTREAMENTO DO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA (MPPT) EM MÓDULOS FOTOVOLTAICOS," [Online]. Available:

- <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/download/337/337>. [Acedido em 7 junho 2024].
- [68] Weather Spark, “Weather Spark,” [Online]. Available: <https://pt.weatherspark.com/td/150434/Condi%C3%A7%C3%B5es-meteorol%C3%B3gicas-m%C3%A9dias-em-Madeira-Portugal-hoje>. [Acedido em 14 agosto 2024].
- [69] Terrestres, Instituto da Mobilidade e dos Transportes, “Políticas de Estacionamento,” *COLEÇÃO DE BROCHURAS TÉCNICAS / TEMÁTICAS*, p. 6, março 2011.
- [70] Município do Funchal, “funchal.pt Município,” Município do Funchal, 14 julho 2022. [Online]. Available: <https://www.funchal.pt/estacionamento-da-praia-formosa-fechado-ha-seis-anos-volta-a-reabrir-ate-final-de-julho/>. [Acedido em 16 julho 2024].
- [71] Exiom Solution, “EX355-375M(B)-120(HC)(166),” [Online]. Available: [https://www.exiomsolution.com/wp-content/uploads/fichas/es/hc/EX355-375M\(B\)-120\(HC\)\(166\).pdf](https://www.exiomsolution.com/wp-content/uploads/fichas/es/hc/EX355-375M(B)-120(HC)(166).pdf). [Acedido em 23 maio 2024].
- [72] LREC, J. Esteves, M. Vásquez, P. Belmonte, J. Navarro e M. Cerqueira, Atlas da Radiação Solar do Arquipélago da Madeira, Região Autónoma da Madeira, 2008.
- [73] Sungrow, “Multi-MPPT String Inverter for 1500 Vdc System SG350HX,” Sungrow, [Online]. Available: https://info-support.sungrowpower.com/application/pdf/2023/12/29/DS_20231208_SG350HX_Datasheet_V20_EN.pdf. [Acedido em 23 maio 2024].
- [74] Solar Shop, “MICROINVERSOR SOLAR ENPHASE IQ 7,” Solar Shop, [Online]. Available: <https://www.solarshop.pt/microinversor-solar-enphase-iq-7>. [Acedido em 23 maio 2024].
- [75] i9charge, “Torre Carregamento SuperNova DC-Series 60Kw CCS2 + CHAdeMO,” i9charge, [Online]. Available: https://www.i9charge.pt/wallbox_supernova_dc_series_60kw_pt?srsId=AfmBOop8l316o4aLISaFbyaqbN0tJzNm2Y9c4tE5hpMGvZRSuVCogXZN. [Acedido em 31 agosto 2024].
- [76] Carplug, “Wallbox QUASAR - CHAdeMO 7,4kW - WiFi & Bluetooth,” Carplug, [Online]. Available: <https://www.carplug.eu/wallbox-quasar-chademo-74kw-wifi-bluetooth>. [Acedido em 31 agosto 2024].
- [77] LG Solar Power the Possibilities Possibilities, “2021 Product Catalog LG NeON Solar Panels,” 2021. [Online]. Available: https://www.lg.com/us/solar/solar/files/resources/LG_Solar_2021ProductCatalog_Digital_09092021.pdf. [Acedido em 27 agosto 2024].
- [78] O. Bolt, “Jinko vs SunPower Solar Panels,” Energy Theory, 17 novembro 2023. [Online]. Available: <https://energytheory.com/jinko-vs-sunpower-solar-panels/>. [Acedido em 27 agosto 2024].

- [79] Exiom Solution, “PERC Series,” Exiom Solution, [Online]. Available: <https://www.exiomsolution.com/en/perc/>. [Acedido em 01 setembro 2024].
- [80] Iberdrola, “Iberdrola e Exiom recebem a primeira remessa de maquinário para sua fábrica de painéis solares,” Iberdrola, [Online]. Available: <https://www.iberdrola.com/sala-comunicacao/noticia/detalhe/iberdrola-e-exiom-recebem-a-primeira-remessa-de-maquinario-para-sua-fabrica-de-paineis-solares>. [Acedido em 01 setembro 2024].
- [81] C. Gomes, “studocu,” Catarina Gomes, 2020. [Online]. Available: <https://www.studocu.com/pt/document/universidade-aberta/avaliacao-de-investimentos/formulas-para-exame-avaliacao-investimentos/15691088>. [Acedido em 12 Novembro 2024].
- [82] EEM (Empresa de Eletricidade da Madeira), “Tarifários Autoconsumo,” [Online]. Available: https://www.eem.pt/media/1071088/monofolhas_tarifario2024-autoconsumo.pdf. [Acedido em 24 maio 2024].
- [83] EEM (Empresa de Eletricidade da Madeira), “Tarifários Média Tensão,” [Online]. Available: https://www.eem.pt/media/1071250/monofolhas_tarifario2024-mt.pdf. [Acedido em 24 maio 2024].

Apêndice A – Simulações dos diferentes cenários

Neste encontram-se descritos os tipos de painéis fotovoltaicos mais utilizados no mercado, a descrição dos componentes dos conversores DC/AC e DC/DC redutor, bem como, dos diferentes testes efetuados ao sistema de carregamento e o código utilizado por cada algoritmo de carregamento.

A.1. Painéis fotovoltaicos

Para retirar o melhor proveito de um sistema solar de carregamento é fundamental utilizar painéis fotovoltaicos que melhor se adequem ao sistema de carregamento. Isto é, os painéis fotovoltaicos devem ter como principais características uma eficiência alta, uma boa performance com baixa radiação solar e um preço adequado.

De entre todos os fabricantes de painéis fotovoltaicos há quatro marcas que se destacam: a LG, a SunPower, a Jinko e a Exiom.

Começando pela marca LG, esta utiliza uma tecnologia aplicada às células do painel fotovoltaico, denominada de *Cello Technology*, a qual permite que as células capturem a radiação solar que incide diretamente no painel (na parte frontal do painel) e a que incide indiretamente no painel, por meio de reflexões, podendo essa radiação ser captada na parte traseira do painel. Para esta tecnologia ser aplicada é necessário que as células fotovoltaicas sejam divididas a meio para que a radiação solar possa ser refletida e absorvida pela superfície traseira do painel [77].

A introdução desta tecnologia permite uma maior eficiência do painel fotovoltaico, um aumento da potência de saída, uma melhor performance com temperaturas baixas e elevadas e uma diminuição das perdas por efeito de Joule [77].

A marca SunPower e a Jinko destacam-se pelas suas elevadas eficiências (entre os 21 e os 25%), proporcionando que seja produzida maior energia em comparação com os painéis fotovoltaicos das restantes marcas, bem como com o baixo desgaste dos painéis ao longo dos anos, isto é, ao fim de 25 anos os painéis perdem apenas 13,75%. Ambas as marcas apresentam uma forte representação em todos os países, uma vez que proporcionam uma vasta gama de modelos e potências. Contudo, a grande desvantagem prende-se com os preços elevados que são praticados por ambas as marcas [78].

Por fim, a marca Exiom apresenta uma vasta gama de painéis fotovoltaicos com potências desde os 350 W até aos 670 W, com eficiências entre os 19% e os 21%. O modelo que mais se destaca é o PERC, uma vez que divide as células fotovoltaicas tradicionais em duas para permitir um melhor rendimento em condições de sombreado dos painéis fotovoltaicos [79]. Em relação ao custo de aquisição, a marca Exiom apresenta o preço mais baixo do mercado. Dessa forma, os baixos custos conjugados com a elevada performance dos painéis levam a que várias empresas utilizem painéis fotovoltaicos da marca Exiom, como é o caso da empresa Iberdrola [80].

A.2. Conversor DC/AC

Na secção 5 foi abordado o conversor DC/AC comutado e linear, sendo as diferenças apontadas durante essa secção. Neste subcapítulo serão descritos os componentes em comum às duas topologias do conversor, mais precisamente como é que o controlo de corrente e tensão foram implementados, o valor das bobinas, dos condensadores e o código implementado para o MPPT.

Começando pelo controlo de corrente e tensão, foram utilizados blocos de ganho, soma e multiplicação para aplicar ambos os controlos, como evidência a Figura A.1. Cada um dos controlos foram implementados segundo os esquemas de realimentação presentes na Figura 3.4 e na Figura 3.6.

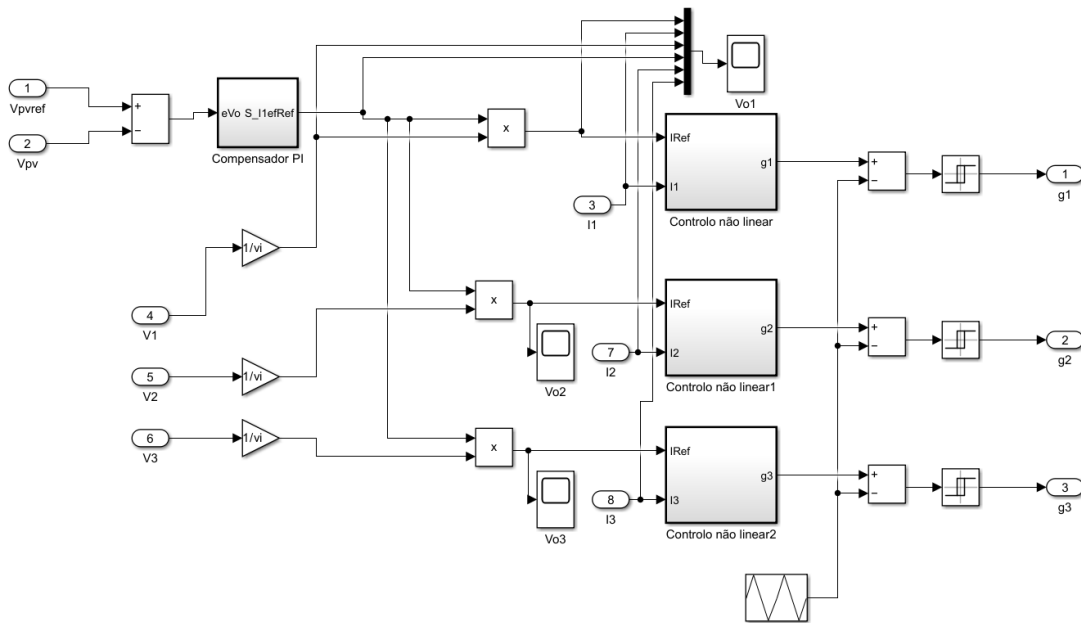


Figura A.1. Controlo de corrente e tensão aplicado ao conversor DC/AC da simulação

O controlo de corrente utilizado segue a configuração presente na Figura A.2, na qual observa-se a corrente de referência subtraída à corrente enviada para a rede e multiplicada pelos ganhos K_p (de valor 19,739) e K_i (de valor $8,89 \times 10^{-3}$) para gerar o sinal de comando dos transístores. De salientar que o controlo de corrente apenas é aplicado ao sistema comutado.

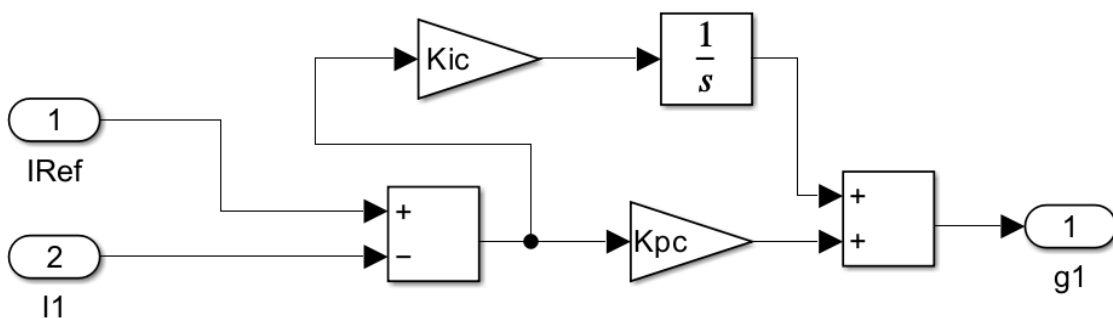


Figura A.2. Controlo de corrente aplicado ao conversor DC/AC da simulação

No caso do controlo de tensão foi utilizado o esquema da Figura A.3, composto pelo erro da tensão (tensão de referência do condensador a subtrair pela tensão lida do condensador) a multiplicar pelos ganhos K_p (de valor -0,976) e K_i (de valor $-4,33 \times 10^{-3}$) para gerar a corrente de referência. Sendo essa corrente de referência multiplicada pelo sincronizador de fase (tensão de cada fase da rede a dividir por 230 V para retirar o sinal sinusoidal de cada fase) antes de ser aplicada ao controlo de corrente.

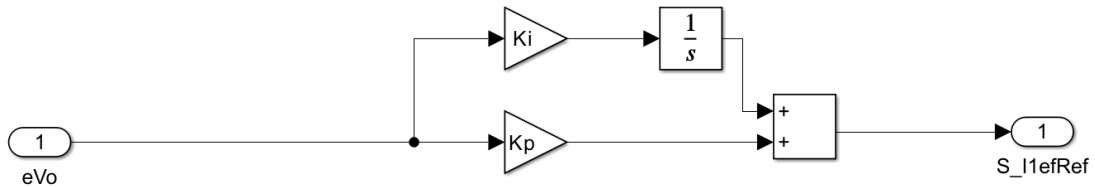


Figura A.3. Controlo de tensão aplicado ao conversor DC/AC da simulação

Para implementar o MPPT no software de simulação foi utilizado o bloco *Matlab Funtion*, no qual foi inserido o código representado na Figura A.4, dado pelo fluxograma da Figura 3.8

```

function D = fcn(ipv,Vpv,DeltaV)

D=0;

persistent vpvrefant Ppvant Vpvant

if isempty (vpvrefant)
    vpvrefant=750 ;
    Ppvant=6000;
    Vpvant=750;
end

Pvpv = ipv*Vpv;

if Pvpv-Ppvant~=0
    if Pvpv-Ppvant > 0
        if Vpv-Vpvant < 0
            D=vpvrefant+DeltaV;
        else
            D=vpvrefant-DeltaV;
        end
    end
    if Pvpv-Ppvant < 0
        if Vpv-Vpvant > 0
            D=vpvrefant-DeltaV;
        else
            D=vpvrefant+DeltaV;
        end
    end
end
else
    D=vpvrefant;
end

vpvrefant=D;
Vpvant=Vpv;
Ppvant=Pvpv;

```

Figura A.4. Código do MPPT

No caso da bobine foi aplicado o valor de $0,5 \times 10^{-3} \Omega$ e no caso do condensador foi aplicado o valor de $0,5 \times 10^{-3} \text{ F}$. Garantindo a estabilidade das correntes entregues à rede elétrica e da tensão aos terminais do condensador.

A.3 – Conversor DC/DC

A par do conversor DC/AC, no conversor DC/DC também foram aplicadas duas topologias na secção 5. Dessa forma, neste subcapítulo serão descritos os componentes em comum às duas topologias do conversor, mais precisamente como é que o controlo de corrente e tensão foram implementados e o valor das bobines e dos condensadores.

Na Figura A.5 encontram-se representados os controlos de corrente e tensão, bem como o limitador aplicado à saída do controlo de tensão. Para implementar o limitador foi utilizado o bloco *Matlab Function*, no qual foi inserido o código representativo do

limitador, apresentado na Figura A.6. Tal código indica que se a corrente de referência gerada pelo controlo de tensão é superior à corrente máxima suportada pela bateria, a corrente de referência deve ser dada pela corrente máximo, caso contrário a corrente de referência deve seguir o valor dado pela corrente que advém da potência de carregamento caso a corrente gerada pelo controlo for superior.

O limitador ao ser aplicado proporciona que a corrente máxima suportada pela bateria não seja ultrapassada, bem como que a tensão da bateria não ultrapassa o valor de referência.

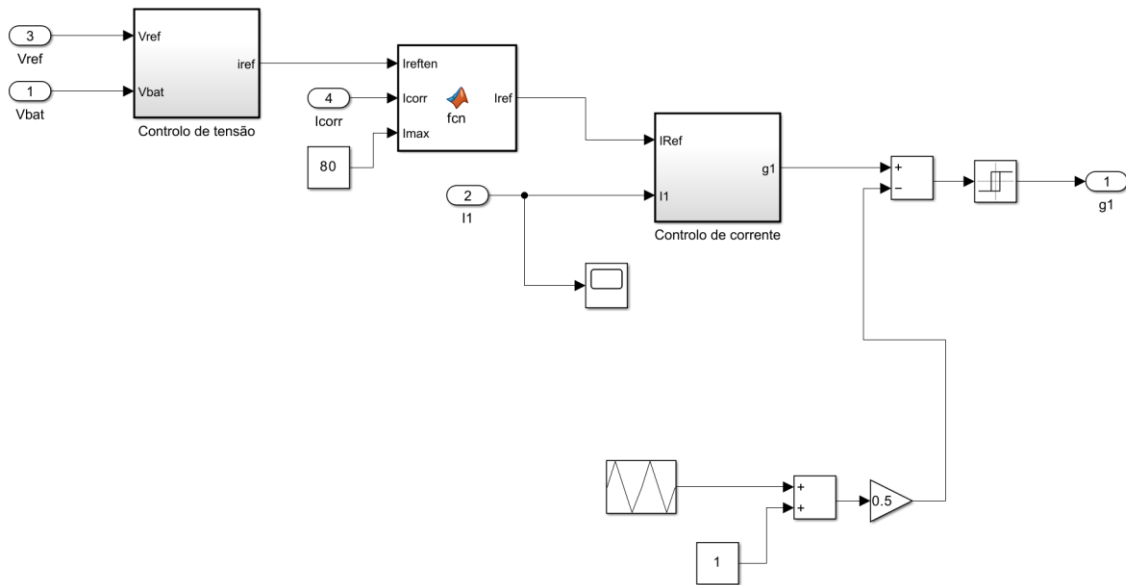


Figura A.5. Controlo de corrente e tensão aplicado ao conversor DC/DC da simulação

```
function Iref= fcn(IrefTen,Icorr,Imax)

if Icorr<Imax
    if IrefTen>0 && IrefTen<Icorr
        Iref=IrefTen;
    else
        Iref=Icorr;
    end
else
    Iref=Imax;
end
```

Figura A.6. Código do limitador

Passando à análise do controlo de corrente, foi implementado o esquema representado na Figura A.7, constituído pelo erro da corrente (subtração da corrente de referência pela corrente da bobine) multiplicado pelos ganhos K_p (de valor $2,35 \times 10^1$) e K_i (de valor $3,68 \times 10^4$) para gerar o sinal de controlo do transístor.

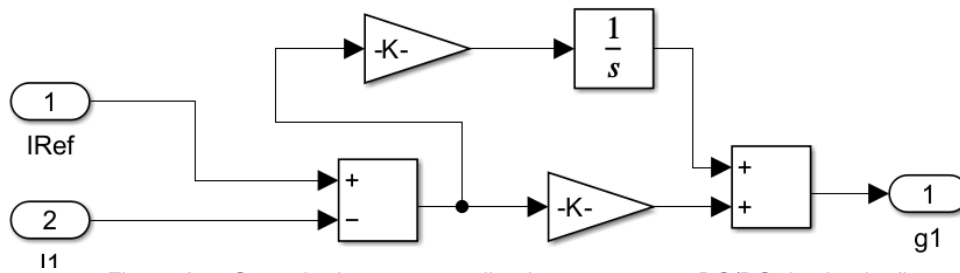


Figura A.7. Controlo de corrente aplicado ao conversor DC/DC da simulação

No caso do controlo de tensão foi utilizado o esquema da Figura A.8, composto pelo erro da tensão (tensão de referência do condensador a subtrair pela tensão lida do condensador) a multiplicar pelos ganhos K_p (de valor $1,88 \times 10^{-1}$) e K_i (de valor $-7,11 \times 10^2$) para gerar a corrente de referência, que é aplicada ao limitador

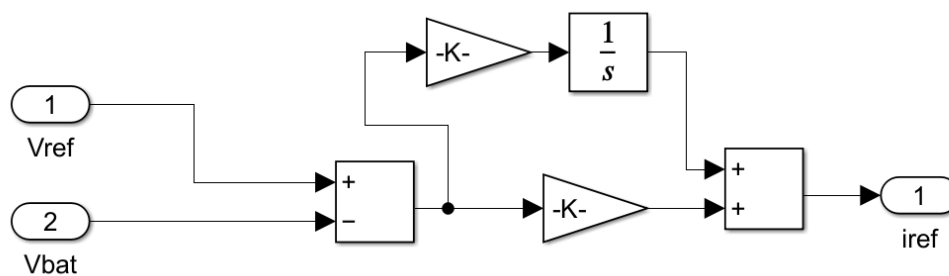


Figura A.8. Controlo de tensão aplicado ao conversor DC/DC da simulação

Para a bobine foi utilizado o valor de $3,73 \times 10^{-3} \Omega$ e para o condensador o valor de $1,25 \times 10^{-5} \text{ F}$. Ambos os valores dados pelas equações $L_{DC/DC} > \frac{(U-V_o) D}{\Delta i_L f_{DC/DC}}$ (3.26) e $C_{DC/DC} > \frac{\Delta i_L}{8 f_{DC/DC} \Delta V_o}$ (3.27), respetivamente.

A.4. Testes do simulador

Este apêndice apresenta os diferentes testes efetuados ao simulador desenvolvido e um pequeno teste às correntes do conversor DC/AC.

Findadas as análises das tensões máximas suportadas pelo link DC, passou-se à análise do conversor DC/AC para diferentes radiações solares, de forma a determinar a radiação solar mínima suportada pelo simulador, obtendo os resultados presentes na tabela abaixo.

Tabela A.1. Tabela da potência gerada em função da irradiância.

Irradiância (W/m ²)	Potência (W)
0	0
5	625,5
10	1252,5
50	6270,0
100	12525,0

200	25050,0
500	62700,0
750	93750,0
1000	125250,0

Testadas as diferentes radiações solares presente na tabela acima, verificou-se que o painel apenas consegue produzir uma corrente significativa para radiações superiores a $10\text{W}/\text{m}^2$, concluindo assim, que para garantir o correto funcionamento do conversor DC/AC, bem como, uma potência suficiente para efetuar o carregamento de pelo menos uma bateria, o painel deve produzir uma potência igual ou superior a 1252,5W. Por fim, mas não menos importante foram testados os controladores de corrente e tensão para os conversor DC/AC e DC/DC, nas topologias comutadas e lineares.

Começando pelo conversor DC/AC comutado, testou-se o controlador de corrente impondo diferentes correntes de referências e verificando se a corrente RMS de cada uma das fases acompanhava a referência, obtendo os resultados presentes na tabela abaixo.

Tabela A.2. Controlador de corrente, conversor DC/AC.

Corrente de referência (A)	Corrente RMS (A)
-10	10,605
10	9,191
20	18,382
30	28,987
40	40,299
50	48,783

Pela tabela chega-se à conclusão de que o controlador de corrente se encontra bem implementado, uma vez, que a corrente RMS acompanha a referência.

No caso do controlador de tensão impôs-se diferentes valores para a tensão de referência e observou-se se a tensão aos terminais do condensador era ajustada consoante a tensão de referência, introduzindo os dados obtidos na tabela abaixo.

Tabela A.3. Controlador de tensão, conversor DC/AC.

Tensão de referência (V)	Tensão V_{DC} (V)
---------------------------------	---------------------------------------

700	701
750	751
800	801
850	851
900	901
950	952
1000	1000

Na tabela representada pode-se analisar que a tensão aos terminais do condensador acompanha o valor imposto para a tensão, concluindo que o controlador de tensão do conversor DC/AC comutado está bem implementado.

Para o conversor DC/AC de topologia linear foi apenas testado o controlador linear, obtendo os mesmos resultados do conversor de topologia comutada, garantindo assim que a tensão aos terminais do condensador segue a tensão de referência.

Findados os testes aos controladores de corrente e tensão do conversor DC/AC, passou-se ao conversor DC/DC, testando num primeiro caso os controladores de corrente e tensão aplicados à topologia comutada e num segundo caso aplicados à topologia linear.

Na topologia comutada começou-se por testar o controlador de corrente, analisando se a corrente enviada para a bateria dos VEs segue o valor de referência imposto, bem como, se o aumento da corrente provoca um carregamento mais célere, isto é, o tempo que demora até atingir um SOC igual a 100 (utilizando uma bateria com uma capacidade de 78 As). Todos os dados obtidos foram descritos na tabela seguinte.

Tabela A.4. Controlador de corrente, conversor DC/DC.

Corrente de referência (A)	Corrente da bateria i_o (A)	Tempo de carregamento (s)
7,8	7,8	10
39	39	2
78	76	1

Com os dados obtidos pode-se concluir que o controlador se encontra bem implementado, uma vez que a corrente enviada para as baterias segue o valor de referência e que o aumento da corrente provoca carregamentos mais rápidos, verificando assim que a corrente está diretamente relacionada com o carregamento das baterias. De salientar que a corrente recomendada pelos fabricantes corresponde a 10% da capacidade nominal da bateria, isto é, no caso em estudo a corrente ideal

para não danificar a bateria é 7,8 A, contudo o tempo de carregamento de uma bateria a essa corrente seria de 10 horas.

No caso do controlador de tensão, ainda na topologia comutada, testou-se para diferentes tensões de referência se a tensão aos terminais da bateria acompanha a referência, introduzindo os resultados obtidos na tabela seguinte.

Tabela A.5. Controlador de tensão, conversor DC/DC.

Tensão de referência (V)	Tensão V_o (V)
365	365
370	372
375	376
380	379
385	384
390	390
400	400

Pela tabela pode-se concluir que a tensão aos terminais da bateria encontra-se bem implementado. No caso do conversor DC/DC linear foi efetuado o mesmo teste, chegando aos mesmos resultados para as tensões aos terminais da bateria. Contudo, este teste do controlador de tensão não é suficiente para determinar se o conversor linear consegue proporcionar carregamentos rápidos ou lentos. Dessa forma, adicionou-se um limitador de corrente à saída do controlador de tensão para limitar a corrente produzida pelo mesmo, isto é, impõe-se uma potência de carregamento ao conversor, que a dividir pela tensão da bateria dá o limite máximo de corrente do limitador (garantindo a igualdade de potências à saída e à entrada no conversor), ou seja, se a corrente produzida pelo conversor for mais alta que o limite máximo, então a bateria é carregada à velocidade imposta pela potência e quando a tensão da bateria começa a chegar à tensão de referência, esta é carregada mais devagar, uma vez que a corrente imposta pelo controlador é mais baixa que o limite máximo, garantindo que a bateria quando chega à sua capacidade máxima é carregada mais devagar.

A.5. Esquema do sistema de carregamento simulado no *Matlab*

O esquema abaixo representa o sistema de carregamento utilizado no software *Matlab*. O sistema de carregamento é composto por uma *string* de painéis fotovoltaicos (bloco amarelo denominado de PV), conectada à rede elétrica através por um conversor DC/AC de topologia linear.

Os carregadores dos VE são conectados à rede elétrica para poder aplicar a energia produzida pelos painéis fotovoltaicos ao carregamento dos VE, dessa forma tais carregadores são compostos por um conversor AC/DC linear conectado a um conversor DC/DC redutor o qual regula a tensão aplicada às baterias dos VE para que não ultrapasse o seu valor máximo.

Para gerir a potência entregue aos VE foram utilizados algoritmos de gestão, os quais gerem a energia gerada pelos painéis fotovoltaicos e distribuem pelos diferentes VE a carregar. Mais precisamente o algoritmo *Power Sharing* modificado, o algoritmo de carregamento prioritário e o algoritmo mapeado ao tempo e SOC.

Os VE foram simulados utilizando baterias (bloco denominado de VE).

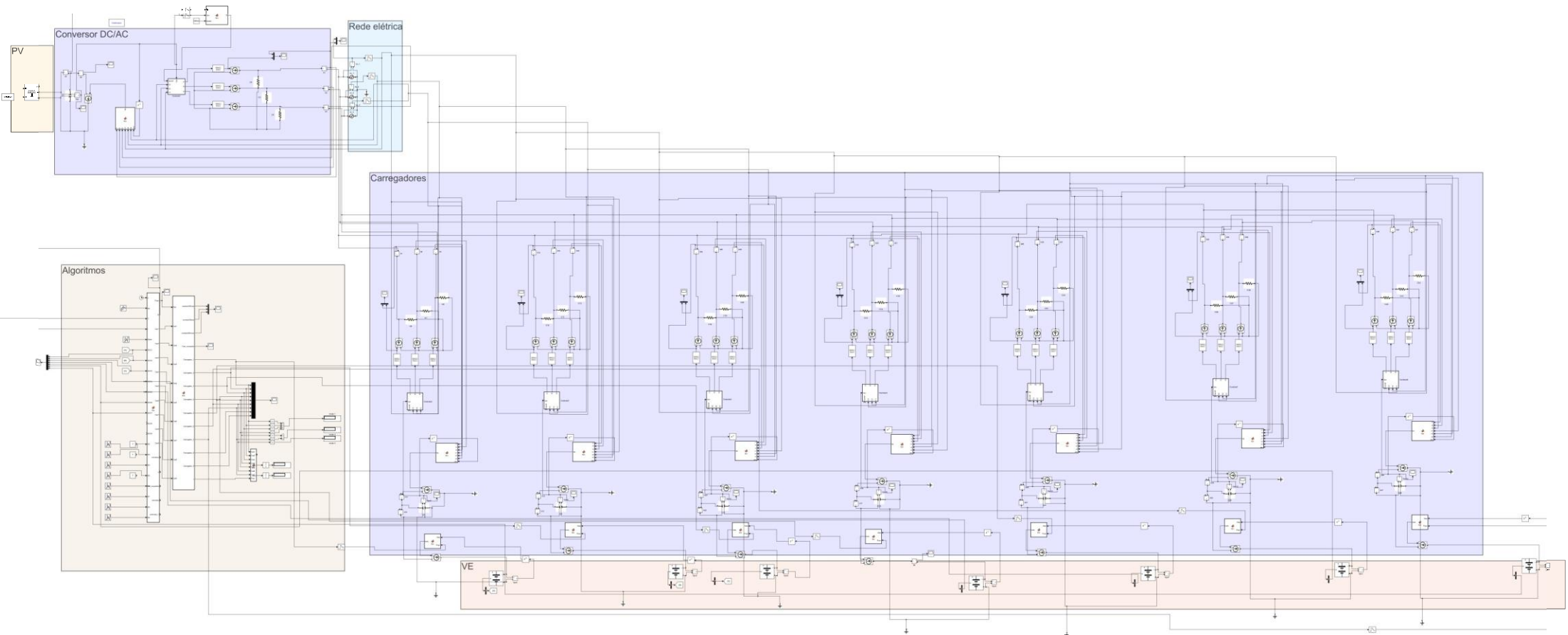


Figura A.5.1. Esquema completo do sistema de carregamento inserido no *Matlab*.

A.6. Código dos diferentes algoritmos

Para implementar os algoritmos no simulador foi necessário utilizar três blocos de programação (*Matlab Function*), conforme mostra a Figura A.6.1, sendo o primeiro responsável por indicar qual o modo de carregamento (igual para todos os algoritmos), o segundo por atribuir a potência ao carregador (varia consoante o algoritmo) e um terceiro para limitar a potência de forma a simular os carregadores limitados a 7,4 kW e os carregadores limitados a 30 kW.

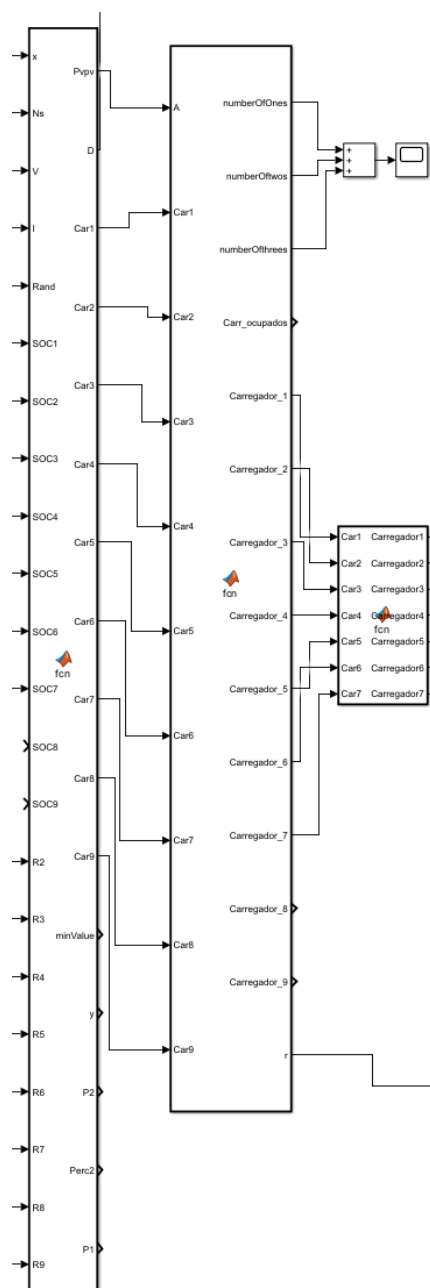


Figura A.6.1. Blocos dos algoritmos de carregamento

No primeiro bloco foi descrito o código responsável por ler os valores do tempo de carregamento de cada VE, do SOC pretendido, por atribuir o sinal da irradiância aos

painéis fotovoltaicos e por indicar qual o modo de carregamento de cada carregador, conforme mostra a secção A.6.1.

No segundo bloco foi implementado o código de cada algoritmo de carregamento, sendo mudado o código quando se muda de algoritmo. Na secção A.6.2 encontra-se descrito o código do algoritmo *Power Sharing* modificado, na secção A.6.3 o código do algoritmo Amoroso modificado e na secção A.6.4 o código do algoritmo Baltazar.

No terceiro bloco foi implementado um limitador de potência, sendo limitada a potência em 7,4 kW para simular os carregadores com esse limite de potência e em 30 kW para simular os carregadores limitados a 30 kW.

A.6.1. Código do primeiro bloco

```
function [Pvpv, D, Car1, Car2, Car3, Car4, Car5, Car6, Car7, minValue, y, P2, Perc2, P1] = fcn(x, Ns, V, I, Rand, SOC1, SOC2, SOC3, SOC4, SOC5, SOC6, SOC7, R2, R3, R4, R5, R6, R7)
```

```
Pvpv=0;
```

```
D=0;
```

```
% t1-> tempo de carregamento carro 1; t2-> tempo de carregamento carro 2; t3-> tempo de carregamento carro 3, t4-> tempo de carregamento carro 4; t5-> tempo de carregamento carro 5
```

```
% Array para guardar os valores iniciais do SOC de cada bateria
```

```
persistent Valuesarray;
```

```
if isempty (Valuesarray)
```

```
    Valuesarray=[SOC1, SOC2, SOC3, SOC4, SOC5, SOC6, SOC7];
```

```
end
```

```
[sortedArray, sortedIndices]=sort(Valuesarray);
```

```
minValue= sortedArray(1);
```

```
minIndex= sortedIndices(1);
```

```
minIndex_1=sortedIndices(2);
```

```
y=Valuesarray;
```

```
C1=1;
```

```
C2=1;
```

```
C3=1;
```

```
C4=3;
```

C5=1;

C6=2;

C7=3;

algm=1;

p1=30;

p2=10;

p3=40;

p4=35;

p6=40;

p5=50;

p7=30;

t1=3;

t2=1;

t3=4;

t4=5;

t6=4;

t5=2;

t7=3;

Car1=0;

Car2=0;

Car3=0;

Car4=0;

Car5=0;

Car6=0;

Car7=0;

Perc1=p1*(1+Rand);

% Percentagem da bateria para carregar no carro 1

P1=(Valuesarray(1)+Perc1);

T1=t1*(1+Rand);

% Tempo de carregamento carro 1

Perc2=p2*(1+Rand);

% Percentagem da bateria para carregar no carro 2

```

P2=(Valuesarray(2)+Perc2);
T2=t2*(1+Rand);           % Tempo de carregamento carro 2

Perc3=p3*(1+Rand);        % Percentagem da bateria para carregar no carro 3
P3=(Valuesarray(3)+Perc3);
T3=t3*(1+Rand);          % Tempo de carregamento carro 3

Perc4=p4*(1+Rand);        % Percentagem da bateria para carregar no carro 4
P4=(Valuesarray(4)+Perc4);
T4=t4*(1+Rand);          % Tempo de carregamento carro 4

Perc5=p5*(1+Rand);        % Percentagem da bateria para carregar no carro 5
P5=(Valuesarray(5)+Perc5);
T5=t5*(1+Rand);          % Tempo de carregamento carro 5

Perc6=p6*(1+Rand);        % Percentagem da bateria para carregar no carro 6
P6=(Valuesarray(6)+Perc6);
T6=t6*(1+Rand);          % Tempo de carregamento carro 6

Perc7=p7*(1+Rand);        % Percentagem da bateria para carregar no carro 7
P7=(Valuesarray(7)+Perc7);
T7=t7*(1+Rand);          % Tempo de carregamento carro 7

r1=7+T1;                  % Começa a entra o carro 1 no parque a partir de 7
segundo, simula como se fosse as 7 da manhã
r2=R2+T2;                  % Começa a entra o carro 2 no parque a partir de 7
segundo, mas o valor é random
r3=R3+T3;                  % Começa a entra o carro 3 no parque a partir de 7
segundo, mas o valor é random
r4=R4+T4;                  % Começa a entra o carro 4 no parque a partir de 7
segundo, mas o valor é random
r5=R5+T5;                  % Começa a entra o carro 5 no parque a partir de 7
segundo, mas o valor é random
r6=R6+T6;                  % Começa a entra o carro 6 no parque a partir de 7
segundo, mas o valor é random

```

```

r7=R7+T7; % Começa a entra o carro 7 no parque a partir de 7
segundo, mas o valor é random
if x>1
    Pvpv=V*I; % Potência total do painel
end
persistent P_utilizada

if isempty (P_utilizada)
    P_utilizada=Pvpv;
end

S = -26.5*((x-13.5)^2)+1000; % Curva da radiação solar
R=S*(Ns); % Perturbação da curva de radiação (gerar o
comportamento quase real de um painel solar)

if S<=0
    D=0;
else
    if R<0
        D=0; % Não deixa que o valor da radiação seja negativo
    end
    if R>S
        D=S;
    end
    if R<=S && R>=0
        D=R;
    end
end

if algm==1
    array=[C1, C2, C3, C4, C5, C6, C7];
    numOnes=0;
    numTwos=0;
    numThrees=0;

```

```

for i = 1:length(array)
    if array(i)==1
        numOnes = numOnes +1;
    elseif array(i) == 2
        numTwos= numTwos +1;
    elseif array(i) == 3
        numThrees = numThrees +1;
    end
end
Pmin=7400;
% para o carro 1
if C1==1 && x>=7
    if x<=r1 || SOC1<=P1
        Car1=1;
    end
    if x>r1
        Car1=0;
    end
    if SOC1>P1
        Car1=0;
    end
end
elseif C1==2 && x>=7
    Car1=Pmin;
    if x<=r1 || SOC1<=P1
        Car1=Pmin;
    end
    if x>r1
        Car1=0;
    end
    if SOC1>P1
        Car1=0;
    end
end
elseif C1==3 && x>=7

```

```

    if x<=r1 || SOC1<=P1           % Carrega só com energia do painel se C1 for 1
        Car1=((Perc1/100)*350*78)/T1;   % Potência de carregamento necessária
para carregar a percentagem pedida no tempo estipulado
    elseif x>r1
        Car1=0;
    end
    if SOC1>P1
        Car1=0;
    end
end
% para o carro 2
if C2==1 && x>=R2
    if x<=r2 || SOC2<=P2
        Car2=1;
    end
    if x>r2
        Car2=0;
    end
    if SOC2>P2
        Car2=0;
    end
end
elseif C2==2 && x>=R2
    if x<=r2 || SOC2<=P2
        Car2=Pmin;
    end
    if x>r2
        Car2=0;
    end
    if SOC2>P2
        Car2=0;
    end
end
elseif C2==3 && x>=R2
    if x<=r2 || SOC2<=P2           % Carrega só com energia do painel se C1 for 1
        Car2=((Perc2/100)*350*78)/T2;   % Potência de carregamento necessária
para carregar a percentagem pedida no tempo estipulado

```

```

elseif x>r2
    Car2=0;
end
if SOC2>P2
    Car2=0;
end
end
% para o carro 3
if C3==1 && x>=R3
    if x<=r3 || SOC3<=P3
        Car3=1;
    end
    if x>r3
        Car3=0;
    end
    if SOC3>P3
        Car3=0;
    end
end
elseif C3==2 && x>=R3
    if x<=r3 || SOC3<=P3
        Car3=Pmin;
    end
    if x>r3
        Car3=0;
    end
    if SOC3>P3
        Car3=0;
    end
end
elseif C3==3 && x>=R3
    if x<=r3 || SOC3<=P3
        Car3=((Perc3/100)*350*78)/T3; % Carrega só com energia do painel se C1 for
        % Potência de carregamento necessária
        para carregar a percentagem pedida no tempo estipulado
    end
    if x>r3
        Car3=0;
    end
end

```

```

end
if SOC3>P3
    Car3=0;
end
end
% para o carro 4
if C4==1 && x>=R4
    if x<=r4 || SOC4<=P4
        Car4=1;
    end
    if x>r4
        Car4=0;
    end
    if SOC4>P4
        Car4=0;
    end
end
elseif C4==2 && x>=R4
    if x<=r4 || SOC4<=P4
        Car4=Pmin;
    end
    if x>r4
        Car4=0;
    end
    if SOC4>P4
        Car4=0;
    end
end
elseif C4==3 && x>=R4
    if x<=r4 || SOC4<=P4 % Carrega só com energia do painel se C1 for
1
        Car4=((Perc4/100)*350*78)/T4; % Potência de carregamento necessária
para carregar a percentagem pedida no tempo estipulado
    elseif x>r4
        Car4=0;
    end
    if SOC4>P4

```

```

        Car4=0;
    end
end
% para o carro 5
if C5==1 && x>=R5
    if x<=r5 || SOC5<=P5
        Car5=1;
    end
    if x>r5
        Car5=0;
    end
    if SOC5>P5
        Car5=0;
    end
end
elseif C5==2 && x>=R5
    if x<=r5 || SOC5<=P5
        Car5=Pmin;
    end
    if x>r5
        Car5=0;
    end
    if SOC5>P5
        Car5=0;
    end
end
elseif C5==3 && x>=R5
    if x<=r5 || SOC5<=P5
        % Carrega só com energia do painel se C1 for
1
        Car5=((Perc5/100)*350*78)/T5; % Potência de carregamento necessária
        para carregar a percentagem pedida no tempo estipulado
    elseif x>r5
        Car5=0;
    end
    if SOC5>P5
        Car5=0;
    end
end
end

```

```

end
% para o carro 6
if C6==1 && x>=R6
    if x<=r6 || SOC6<=P6
        Car6=1;
    end
    if x>r6
        Car6=0;
    end
    if SOC6>P6
        Car6=0;
    end
end
elseif C6==2 && x>=R6
    Car6=Pmin;
    if x<=r6 || SOC6<=P6
        Car6=Pmin;
    end
    if x>r6
        Car6=0;
    end
    if SOC6>P6
        Car6=0;
    end
end
elseif C6==3 && x>=R6
    if x<=r6 || SOC6<=P6
        Car6=((Perc6/100)*350*78)/T6; % Carrega só com energia do painel se C1 for
1                                     % Potência de carregamento necessária
                                     para carregar a percentagem pedida no tempo estipulado
    elseif x>r6
        Car6=0;
    end
    if SOC6>P6
        Car6=0;
    end
end
end

```

```

% para o carro 7
if C7==1 && x>=R7
    if x<=r7 || SOC7<=P7
        Car7=1;
    end
    if x>r7
        Car7=0;
    end
    if SOC7>P7
        Car7=0;
    end
end
elseif C7==2 && x>=R7
    if x<=r7 || SOC7<=P7
        Car7=Pmin;
    end
    if x>r7
        Car7=0;
    end
    if SOC7>P7
        Car7=0;
    end
end
elseif C7==3 && x>=R7
    if x<=r7 || SOC7<=P7                % Carrega só com energia do painel se C1 for 1
        Car7=((Perc7/100)*350*78)/T7;    % Potência de carregamento necessária
        para carregar a percentagem pedida no tempo estipulado
    elseif x>r7
        Car7=0;
    end
    if SOC7>P7
        Car7=0;
    end
end
end
end
end

```

A.6.2. Código do algoritmo *Power Sharing* modificado

```
function [numberOfOnes,numberOfTwos,numberOfthrees, Carr_ocupados,
Carregador_1, Carregador_2, Carregador_3,
Carregador_4,Carregador_5,Carregador_6,Carregador_7,r] = fcn(A, Car1, Car2, Car3,
Car4, Car5, Car6, Car7)

Pvpv=0;
if A>=0
    Pvpv=A;
end
if A<0
    Pvpv=0;
end
r=Pvpv;

% t1-> tempo de carregamento carro 1; t2-> tempo de carregamento carro 2; t3-> tempo
de carregamento carro 3, t4-> tempo de carregamento carro 4; t5-> tempo de
carregamento carro 5

% Array para guardar os valores iniciais do SOC de cada bateria
Carregador_1=0;
Carregador_2=0;
Carregador_3=0;
Carregador_4=0;
Carregador_5=0;
Carregador_6=0;
Carregador_7=0;

Pmin=7400;
inputones = {};
inputtwos = {};
inputthrees = {};

% Define an array or cell array to store the values of Car1, Car2, ..., Car9
cars = [Car1, Car2, Car3, Car4, Car5, Car6, Car7]; % or use a cell array if the variables
are not contiguous

% Check each input to see if it equals one
for i = 1:numel(cars)
```

```

if cars(i) == 1
    inputones{end + 1} = i;
elseif cars(i) == Pmin
    inputtwos{end + 1} = i;
elseif cars(i) ~= 1 && cars(i) ~= Pmin && cars(i) ~= 0
    inputthrees{end + 1} = i;
end
end
% Remove elements marked for removal
idxToRemovethrees = false(size(inputthrees));
for i = 1:numel(inputthrees)
    inputIndexthrees = inputthrees{i};

    % Check if the corresponding variable changes from one to zero after a few seconds
    variableValue = cars(inputIndexthrees);
    if variableValue == 1 || variableValue == Pmin
        idxToRemovethrees(i) = true;
    end
end

% Remove elements from the array using logical indexing
inputthrees(idxToRemovethrees) = [];

% Calculate the number of ones found
numberOfthrees = length(inputthrees);

% Remove elements marked for removal
idxToRemove = false(size(inputones));
for i = 1:numel(inputones)
    inputIndex = inputones{i};

    % Check if the corresponding variable changes from one to zero after a few seconds
    variableValue = cars(inputIndex);
    if variableValue ~= 1

```

```

        idxToRemove(i) = true;
    end
end

% Remove elements from the array using logical indexing
inputones(idxToRemove) = [];

% Calculate the number of ones found
numberOfOnes = length(inputones);

idxToRemoveTwo = false(size(inputTwo));
for i = 1:numel(inputTwo)
    inputIndexTwo = inputTwo{i};

    % Check if the corresponding variable changes from one to zero after a few seconds
    variableValue = cars(inputIndexTwo);
    if variableValue ~= Pmin
        idxToRemove(i) = true;
    end
end

% Remove elements from the array using logical indexing
inputTwo(idxToRemoveTwo) = [];

% Calculate the number of twoa found
numberOfTwo = length(inputTwo);
Carr_ocupados = [Car1, Car2, Car3, Car4, Car5, Car6, Car7, Car8, Car9];

if Car1==1
    %Carro 1 a cargar no modo 1
    Carregador_1=Pvpv/numberOfOnes;
elseif Car1==Pmin && numberOfOnes==0
    if Pmin<(Pvpv/numberOfTwo)
        Carregador_1=Pvpv/numberOfTwo;
    end
end

```

```

    if Pmin>(Pvpv/numberOftwos)
        Carregador_1=Car1;
    end
else
    Carregador_1=Car1;
end
if Car2==1                                %Carro 2 a carregar no modo 1
    Carregador_2=Pvpv/numberOfOnes;
elseif Car2==Pmin && numberOfOnes==0
    if Pmin<(Pvpv/numberOftwos)
        Carregador_2=Pvpv/numberOftwos;
    end
    if Pmin>(Pvpv/numberOftwos)
        Carregador_2=Car2;
    end
else
    Carregador_2=Car2;
end
if Car3==1                                % Carro 3 a carregar no modo 1
    Carregador_3=Pvpv/numberOfOnes;
elseif Car3==Pmin && numberOfOnes==0
    if Pmin<(Pvpv/numberOftwos)
        Carregador_3=Pvpv/numberOftwos;
    end
    if Pmin>(Pvpv/numberOftwos)
        Carregador_3=Car3;
    end
else
    Carregador_3=Car3;
end
if Car4==1                                %Carro 4 a carregar no modo 1
    Carregador_4=Pvpv/numberOfOnes;
elseif Car4==Pmin && numberOfOnes==0
    if Pvpv<(Pmin/numberOftwos)

```

```

        Carregador_4=Pvpv/numberOftwos;
    end
    if Pvpv>(Pmin/numberOftwos)
        Carregador_4=Car4;
    end
else
    Carregador_4=Car4;
end
if Car5==1                                % Carro 5 a carregar no modo 1
    Carregador_5=Pvpv/numberOfOnes;
elseif Car5==Pmin && numberOfOnes==0
    if Pmin<(Pvpv/numberOftwos)
        Carregador_5=Pvpv/numberOftwos;
    end
    if Pmin>(Pvpv/numberOftwos)
        Carregador_5=Car5;
    end
else
    Carregador_5=Car5;
end
if Car6==1                                % Carro 6 a carregar no modo 1
    Carregador_6=Pvpv/numberOfOnes;
elseif Car6==Pmin && numberOfOnes==0
    if Pmin<(Pvpv/numberOftwos)
        Carregador_6=Pvpv/numberOftwos;
    end
    if Pmin>(Pvpv/numberOftwos)
        Carregador_6=Car6;
    end
else
    Carregador_6=Car6;
end
if Car7==1                                % Carro 7 a carregar no modo 1
    Carregador_7=Pvpv/numberOfOnes;

```

```

elseif Car7==Pmin && numberOfOnes==0
    if Pmin<(Pvpv/numberOfTwos)
        Carregador_7=Pvpv/numberOfTwos;
    end
    if Pmin>(Pvpv/numberOfTwos)
        Carregador_7=Car7;
    end
else
    Carregador_7=Car7;
end

```

A.6.3. Código do algoritmo de carregamento prioritário

```

function [numberOfOnes,numberOfTwos, Carr_ocupados, Carregador_1,
Carregador_2, Carregador_3,
Carregador_4,Carregador_5,Carregador_6,Carregador_7,r] = fcn(Ppv, Car1, Car2,
Car3, Car4, Car5, Car6, Car7, minIndex)
Pvpv=0;
% t1-> tempo de carregamento carro 1; t2-> tempo de carregamento carro 2; t3-> tempo
de carregamento carro 3, t4-> tempo de carregamento carro 4; t5-> tempo de
carregamento carro 5
% Array para guardar os valores iniciais do SOC de cada bateria
if Ppv>=0
    Pvpv=Ppv;
end
if Ppv<0
    Pvpv=0;
end
r=Pvpv;
Carregador_1=0;
Carregador_2=0;
Carregador_3=0;
Carregador_4=0;
Carregador_5=0;
Carregador_6=0;

```

```
Carregador_7=0;
```

```
Pmin=3700;
```

```
inputones = {};
```

```
inputtwos = {};
```

```
% Define an array or cell array to store the values of Car1, Car2, ..., Car9
```

```
cars = [Car1, Car2, Car3, Car4, Car5, Car6, Car7, Car8, Car9]; % or use a cell array if  
the variables are not contiguous
```

```
% Check each input to see if it equals one
```

```
for i = 1:numel(cars)
```

```
    if cars(i) == 1
```

```
        inputones(end + 1) = i;
```

```
    end
```

```
    if cars(i) == Pmin
```

```
        inputtwos(end + 1) = i;
```

```
    end
```

```
end
```

```
% Remove elements marked for removal
```

```
idxToRemove = false(size(inputones));
```

```
for i = 1:numel(inputones)
```

```
    inputIndex = inputones{i};
```

```
    % Check if the corresponding variable changes from one to zero after a few seconds
```

```
    variableValue = cars(inputIndex);
```

```
    if variableValue ~= 1
```

```
        idxToRemove(i) = true;
```

```
    end
```

```
end
```

```
% Remove elements from the array using logical indexing
```

```
inputones(idxToRemove) = [];
```

```

% Calculate the number of ones found
numberOfOnes = length(inputones);

idxToRemoveTwo = false(size(inputtwo));
for i = 1:numel(inputtwo)
    inputIndexTwo = inputtwo{i};

    % Check if the corresponding variable changes from one to zero after a few seconds
    variableValue = cars(inputIndexTwo);
    if variableValue ~= Pmin
        idxToRemove(i) = true;
    end
end

% Remove elements from the array using logical indexing
inputtwo(idxToRemoveTwo) = [];

% Calculate the number of twos found
numberOfTwos = length(inputtwo);
Carr_ocupados = [Car1, Car2, Car3, Car4, Car5, Car6, Car7];

if Car1==1 %Carro 1 a cargar no modo 1
    if minIndex==1
        Carregador_1=((1/numberOfOnes)+0.05)*Pvpv;
    end
    if minIndex~=1
        Carregador_1=((1/numberOfOnes)-0.05)*Pvpv;
    end
elseif Car1==Pmin && numberOfOnes==0
    if Pmin<(Pvpv/numberOfTwos)
        Carregador_1=Pvpv/numberOfTwos;
    end
end

```

```

    if Pmin>(Pvpv/numberOftwos)
        Carregador_1=Car1;
    end
else
    Carregador_1=Car1;
end
if Car2==1                                %Carro 2 a carregar no modo 1
    if minIndex==2
        Carregador_2=((1/numberOfOnes)+0.05)*Pvpv;
    end
    if minIndex~=2
        Carregador_2=((1/numberOfOnes)-0.05)*Pvpv;
    end
elseif Car2==Pmin && numberOfOnes==0
    if Pmin<(Pvpv/numberOftwos)
        Carregador_2=Pvpv/numberOftwos;
    end
    if Pmin>(Pvpv/numberOftwos)
        Carregador_2=Car2;
    end
else
    Carregador_2=Car2;
end
if Car3==1                                % Carro 3 a carregar no modo 1
    if minIndex==3
        Carregador_3=((1/numberOfOnes)+0.05)*Pvpv;
    end
    if minIndex~=3
        Carregador_3=((1/numberOfOnes)-0.05)*Pvpv;
    end
elseif Car3==Pmin && numberOfOnes==0
    if Pmin<(Pvpv/numberOftwos)
        Carregador_3=Pvpv/numberOftwos;
    end
end

```

```

    if Pmin>(Pvpv/numberOftwos)
        Carregador_3=Car3;
    end
else
    Carregador_3=Car3;
end
if Car4==1                                %Carro 4 a carregar no modo 1
    if minIndex==4
        Carregador_4=((1/numberOfOnes)+0.05)*Pvpv;
    end
    if minIndex~=4
        Carregador_4=((1/numberOfOnes)-0.05)*Pvpv;
    end
elseif Car4==Pmin && numberOfOnes==0
    if Pvpv<(Pmin/numberOftwos)
        Carregador_4=Pvpv/numberOftwos;
    end
    if Pvpv>(Pmin/numberOftwos)
        Carregador_4=Car4;
    end
else
    Carregador_4=Car4;
end
if Car5==1                                % Carro 5 a carregar no modo 1
    if minIndex==5
        Carregador_5=((1/numberOfOnes)+0.05)*Pvpv;
    end
    if minIndex~=5
        Carregador_5=((1/numberOfOnes)-0.05)*Pvpv;
    end
elseif Car5==Pmin && numberOfOnes==0
    if Pmin<(Pvpv/numberOftwos)
        Carregador_5=Pvpv/numberOftwos;
    end
end

```

```

    if Pmin>(Pvpv/numberOftwos)
        Carregador_5=Car5;
    end
else
    Carregador_5=Car5;
end
if Car6==1                                % Carro 6 a carregar no modo 1
    if minIndex==6
        Carregador_6=((1/numberOfOnes)+0.05)*Pvpv;
    end
    if minIndex~=6
        Carregador_6=((1/numberOfOnes)-0.05)*Pvpv;
    end
elseif Car6==Pmin && numberOfOnes==0
    if Pmin<(Pvpv/numberOftwos)
        Carregador_6=Pvpv/numberOftwos;
    end
    if Pmin>(Pvpv/numberOftwos)
        Carregador_6=Car6;
    end
else
    Carregador_6=Car6;
end
if Car7==1                                % Carro 7 a carregar no modo 1
    if minIndex==7
        Carregador_7=((1/numberOfOnes)+0.05)*Pvpv;
    end
    if minIndex~=7
        Carregador_7=((1/numberOfOnes)-0.05)*Pvpv;
    end
elseif Car7==Pmin && numberOfOnes==0
    if Pmin<(Pvpv/numberOftwos)
        Carregador_7=Pvpv/numberOftwos;
    end
end

```

```

    if Pmin>(Pvpv/numberOftwos)
        Carregador_7=Car7;
    end
else
    Carregador_7=Car7;
end

```

A.6.4. Código do algoritmo mapeado ao tempo e SOC

```

function [numberOfOnes,numberOftwos, Carr_ocupados, Carregador_1,
Carregador_2, Carregador_3,
Carregador_4,Carregador_5,Carregador_6,Carregador_7,r] = fcn(Rand, Ppv, Car1,
Car2, Car3, Car4, Car5, Car6, Car7)
Pvpv=0;
if Ppv>=0
    Pvpv=Ppv;
end
if Ppv<0
    Pvpv=0;
end
% t1-> tempo de carregamento carro 1; t2-> tempo de carregamento carro 2; t3-> tempo
de carregamento carro 3, t4-> tempo de carregamento carro 4; t5-> tempo de
carregamento carro 5
% Array para guardar os valores iniciais do SOC de cada bateria
persistent P_disponivel

if isempty (P_disponivel)
    P_disponivel=Pvpv;
end
P_utilizada=0;
r=Pvpv;

Carregador_1=0;
Carregador_2=0;
Carregador_3=0;
Carregador_4=0;

```

Carregador_5=0;

Carregador_6=0;

Carregador_7=0;

p1=30;

p2=10;

p3=40;

p4=35;

p6=40;

p5=50;

p7=30;

t1=3;

t2=1;

t3=4;

t4=5;

t6=4;

t5=2;

t7=3;

P1=p1*(1+Rand);

% Percentagem da bateria para carregar no carro 1

T1=t1*(1+Rand);

% Tempo de carregamento carro 1

P2=p2*(1+Rand);

% Percentagem da bateria para carregar no carro 2

T2=t2*(1+Rand);

% Tempo de carregamento carro 2

P3=p3*(1+Rand);

% Percentagem da bateria para carregar no carro 3

T3=t3*(1+Rand);

% Tempo de carregamento carro 3

P4=p4*(1+Rand);

% Percentagem da bateria para carregar no carro 4

T4=t4*(1+Rand);

% Tempo de carregamento carro 4

P5=p5*(1+Rand);

% Percentagem da bateria para carregar no carro 5

T5=t5*(1+Rand);

% Tempo de carregamento carro 5

```

P6=p6*(1+Rand);           % Percentagem da bateria para carregar no carro 6
T6=t6*(1+Rand);           % Tempo de carregamento carro 6

P7=p7*(1+Rand);           % Percentagem da bateria para carregar no carro 7
T7=t7*(1+Rand);           % Tempo de carregamento carro 7

Pmin=3700;
inputones = {};
inputtwos = {};

% Define an array or cell array to store the values of Car1, Car2, ..., Car9
cars = [Car1, Car2, Car3, Car4, Car5, Car6, Car7, Car8, Car9]; % or use a cell array if
the variables are not contiguous

% Check each input to see if it equals one
for i = 1:numel(cars)
    if cars(i) == 1
        inputones(end + 1) = i;
    end
    if cars(i) == Pmin
        inputtwos(end + 1) = i;
    end
end

% Remove elements marked for removal
idxToRemove = false(size(inputones));
for i = 1:numel(inputones)
    inputIndex = inputones{i};

    % Check if the corresponding variable changes from one to zero after a few seconds
    variableValue = cars(inputIndex);
    if variableValue ~= 1
        idxToRemove(i) = true;
    end
end

```

```

    end
end

% Remove elements from the array using logical indexing
inputones(idxToRemove) = [];

% Calculate the number of ones found
numberOfOnes = length(inputones);

idxToRemoveTwo = false(size(inputTwo));
for i = 1:numel(inputTwo)
    inputIndexTwo = inputTwo{i};

    % Check if the corresponding variable changes from one to zero after a few seconds
    variableValue = cars(inputIndexTwo);
    if variableValue ~= Pmin
        idxToRemove(i) = true;
    end
end

% Remove elements from the array using logical indexing
inputTwo(idxToRemoveTwo) = [];

% Calculate the number of two found
numberOfTwo = length(inputTwo);
Carr_ocupados = [Car1, Car2, Car3, Car4, Car5, Car6, Car7, Car8, Car9];

if Car1==1 %Carro 1 a cargar no modo 1
    Pref1=(P1/T1)*350*78;
    if Pvpv>Pref1 && numberOfOnes==1
        Carregador_1=Pvpv;
        P_utilizada=P_disponivel-Carregador_1;
    end
    if Pvpv>Pref1 && numberOfOnes~=1 && P_disponivel-(0.85*Pref1)>0

```

```

    Carregador_1=0.85*Pref1;
    P_utilizada=P_disponivel-Carregador_1;
end
if Pvpv<Pref1 && numberOfOnes==1
    Carregador_1=Pvpv;
    P_utilizada=P_disponivel-Carregador_1;
end
if Pvpv<Pref1 && numberOfOnes~=1
    Carregador_1=Pvpv/numberOfOnes;
    P_utilizada=P_disponivel-Carregador_1;
end
if Pvpv>Pref1 && numberOfOnes~=1 && P_disponivel-(0.85*Pref1)<0
    Carregador_1=0;
    P_utilizada=P_disponivel-Carregador_1;
end
elseif Car1==Pmin && numberOfOnes==0
    if Pmin<(Pvpv/numberOftwos)
        Carregador_1=Pvpv/numberOftwos;
    end
    if Pmin>(Pvpv/numberOftwos)
        Carregador_1=Car1;
    end
else
    Carregador_1=Car1;
end
if Car2==1                                %Carro 2 a carregar no modo 1
    Pref2=(P2/T2)*350*78;
    if Pvpv>Pref2 && numberOfOnes==1
        Carregador_2=Pvpv;
        P_utilizada=P_disponivel-Carregador_2;
    end
    if Pvpv>Pref2 && numberOfOnes~=1 && P_disponivel-(0.85*Pref2)>0
        Carregador_1=0.85*Pref2;
        P_utilizada=P_disponivel-Carregador_2;
    end
end

```

```

end
if Pvpv<Pref2 && numberOfOnes==1
    Carregador_2=Pvpv;
    P_utilizada=P_disponivel-Carregador_2;
end
if Pvpv<Pref2 && numberOfOnes~=1
    Carregador_2=Pvpv/numberOfOnes;
    P_utilizada=P_disponivel-Carregador_2;
end
if Pvpv>Pref2 && numberOfOnes~=1 && P_disponivel-(0.85*Pref2)<0
    Carregador_2=0;
    P_utilizada=P_disponivel-Carregador_2;
end
elseif Car2==Pmin && numberOfOnes==0
    if Pmin<(Pvpv/numberOftwos)
        Carregador_2=Pvpv/numberOftwos;
    end
    if Pmin>(Pvpv/numberOftwos)
        Carregador_2=Car2;
    end
else
    Carregador_2=Car2;
end
if Car3==1 % Carro 3 a carregar no modo 1
    Pref3=(P3/T3)*350*78;
    if Pvpv>Pref3 && numberOfOnes==1
        Carregador_3=Pvpv;
        P_utilizada=P_disponivel-Carregador_3;
    end
    if Pvpv>Pref3 && numberOfOnes~=1 && P_disponivel-(0.85*Pref3)>0
        Carregador_3=0.85*Pref3;
        P_utilizada=P_disponivel-Carregador_3;
    end
    if Pvpv<Pref3 && numberOfOnes==1

```

```

    Carregador_3=Pvpv;
    P_utilizada=P_disponivel-Carregador_3;
end
if Pvpv<Pref3 && numberOfOnes~=1
    Carregador_3=Pvpv/numberOfOnes;
    P_utilizada=P_disponivel-Carregador_3;
end
if Pvpv>Pref3 && numberOfOnes~=1 && P_disponivel-(0.85*Pref3)<0
    Carregador_3=0;
    P_utilizada=P_disponivel-Carregador_3;
end
elseif Car3==Pmin && numberOfOnes==0
    if Pmin<(Pvpv/numberOftwos)
        Carregador_3=Pvpv/numberOftwos;
    end
    if Pmin>(Pvpv/numberOftwos)
        Carregador_3=Car3;
    end
end
else
    Carregador_3=Car3;
end
if Car4==1                                %Carro 4 a carregar no modo 1
    Pref4=(P4/T4)*350*78;
    if Pvpv>Pref4 && numberOfOnes==1
        Carregador_4=Pvpv;
        P_utilizada=P_disponivel-Carregador_4;
    end
    if Pvpv>Pref4 && numberOfOnes~=1 && P_disponivel-(0.85*Pref4)>0
        Carregador_4=0.85*Pref4;
        P_utilizada=P_disponivel-Carregador_4;
    end
    if Pvpv<Pref4 && numberOfOnes==1
        Carregador_4=Pvpv;
        P_utilizada=P_disponivel-Carregador_4;
    end
end

```

```

end
if Pvpv<Pref4 && numberOfOnes~=1
    Carregador_4=Pvpv/numberOfOnes;
    P_utilizada=P_disponivel-Carregador_4;
end
if Pvpv>Pref4 && numberOfOnes~=1 && P_disponivel-(0.85*Pref4)<0
    Carregador_4=0;
    P_utilizada=P_disponivel-Carregador_4;
end
elseif Car4==Pmin && numberOfOnes==0
    if Pvpv<(Pmin/numberOfTws)
        Carregador_4=Pvpv/numberOfTws;
    end
    if Pvpv>(Pmin/numberOfTws)
        Carregador_4=Car4;
    end
else
    Carregador_4=Car4;
end
if Car5==1 % Carro 5 a carregar no modo 1
    Pref5=(P5/T5)*350*78;
    if Pvpv>Pref5 && numberOfOnes==1
        Carregador_5=Pvpv;
        P_utilizada=P_disponivel-Carregador_5;
    end
    if Pvpv>Pref5 && numberOfOnes~=1 && P_disponivel-(0.85*Pref5)>0
        Carregador_5=0.85*Pref5;
        P_utilizada=P_disponivel-Carregador_5;
    end
    if Pvpv<Pref5 && numberOfOnes==1
        Carregador_5=Pvpv;
        P_utilizada=P_disponivel-Carregador_5;
    end
end
if Pvpv<Pref5 && numberOfOnes~=1

```

```

    Carregador_5=Pvpv/numberOfOnes;
    P_utilizada=P_disponivel-Carregador_5;
end
if Pvpv>Pref5 && numberOfOnes~=1 && P_disponivel-(0.85*Pref5)<0
    Carregador_5=0;
    P_utilizada=P_disponivel-Carregador_5;
end
elseif Car5==Pmin && numberOfOnes==0
    if Pmin<(Pvpv/numberOfTws)
        Carregador_5=Pvpv/numberOfTws;
    end
    if Pmin>(Pvpv/numberOfTws)
        Carregador_5=Car5;
    end
end
else
    Carregador_5=Car5;
end
if Car6==1 % Carro 6 a carregar no modo 1
    Pref6=(P6/T6)*350*78;
    if Pvpv>Pref6 && numberOfOnes==1
        Carregador_6=Pvpv;
        P_utilizada=P_disponivel-Carregador_6;
    end
    if Pvpv>Pref6 && numberOfOnes~=1 && P_disponivel-(0.85*Pref6)>0
        Carregador_6=0.85*Pref6;
        P_utilizada=P_disponivel-Carregador_6;
    end
    if Pvpv<Pref6 && numberOfOnes==1
        Carregador_6=Pvpv;
        P_utilizada=P_disponivel-Carregador_6;
    end
    if Pvpv<Pref6 && numberOfOnes~=1
        Carregador_6=Pvpv/numberOfOnes;
        P_utilizada=P_disponivel-Carregador_6;
    end
end

```

```

end
if Pvpv>Pref6 && numberOfOnes~=1 && P_disponivel-(0.85*Pref6)<0
    Carregador_6=0;
    P_utilizada=P_disponivel-Carregador_6;
end
elseif Car6==Pmin && numberOfOnes==0
    if Pmin<(Pvpv/numberOfTws)
        Carregador_6=Pvpv/numberOfTws;
    end
    if Pmin>(Pvpv/numberOfTws)
        Carregador_6=Car6;
    end
else
    Carregador_6=Car6;
end
if Car7==1 % Carro 7 a carregar no modo 1
    Pref7=(P7/T7)*350*78;
    if Pvpv>Pref7 && numberOfOnes==1
        Carregador_7=Pvpv;
        P_utilizada=P_disponivel-Carregador_7;
    end
    if Pvpv>Pref7 && numberOfOnes~=1 && P_disponivel-(0.85*Pref7)>0
        Carregador_7=0.85*Pref7;
        P_utilizada=P_disponivel-Carregador_7;
    end
    if Pvpv<Pref7 && numberOfOnes==1
        Carregador_7=Pvpv;
        P_utilizada=P_disponivel-Carregador_7;
    end
    if Pvpv<Pref7 && numberOfOnes~=1
        Carregador_7=Pvpv/numberOfOnes;
        P_utilizada=P_disponivel-Carregador_7;
    end
    if Pvpv>Pref7 && numberOfOnes~=1 && P_disponivel-(0.85*Pref7)<0

```

```

    Carregador_7=0;
    P_utilizada=P_disponivel-Carregador_7;
end
elseif Car7==Pmin && numberOfOnes==0
    if Pmin<(Pvpv/numberOfTws)
        Carregador_7=Pvpv/numberOfTws;
    end
    if Pmin>(Pvpv/numberOfTws)
        Carregador_7=Car7;
    end
else
    Carregador_7=Car7;
end
P_disponivel=P_utilizada;

```

A.6.5. Código do limitador do carregador a 7,4 kW

```

function [Carregador1, Carregador2, Carregador3, Carregador4, Carregador5,
Carregador6, Carregador7] = fcn(Car1, Car2, Car3, Car4, Car5, Car6, Car7)
% t1-> tempo de carregamento carro 1; t2-> tempo de carregamento carro 2; t3-> tempo
de carregamento carro 3, t4-> tempo de carregamento carro 4; t5-> tempo de
carregamento carro 5
% Array para guardar os valores iniciais do SOC de cada bateria a1=Pvpv-Car1;
if Car1>=7400
    Carregador1=7400;
else
    Carregador1=Car1;
end
if Car2>=7400
    Carregador2=7400;
else
    Carregador2=Car2;
end
if Car3>=7400
    Carregador3=7400;

```

```

else
    Carregador3=Car3;
end
if Car4>=7400
    Carregador4=7400;
else
    Carregador4=Car4;
end
if Car5>=7400
    Carregador5=7400;
else
    Carregador5=Car5;
end
if Car6>=7400
    Carregador6=7400;
else
    Carregador6=Car6;
end
if Car7>=7400
    Carregador7=7400;
else
    Carregador7=Car7;
end

```

A.6.6. Código do limitador do carregador a 30 kW

```

function [Carregador1, Carregador2, Carregador3, Carregador4, Carregador5,
Carregador6, Carregador7] = fcn(Car1, Car2, Car3, Car4, Car5, Car6, Car7)
% t1-> tempo de carregamento carro 1; t2-> tempo de carregamento carro 2; t3-> tempo
de carregamento carro 3, t4-> tempo de carregamento carro 4; t5-> tempo de
carregamento carro 5
% Array para guardar os valores iniciais do SOC de cada bateria a1=Pvpv-Car1;
if Car1>=30000
    Carregador1=30000;
else

```

```
    Carregador1=Car1;
end
if Car2>=30000
    Carregador2=30000;
else
    Carregador2=Car2;
end
if Car3>=30000
    Carregador3=30000;
else
    Carregador3=Car3;
end
if Car4>=30000
    Carregador4=30000;
else
    Carregador4=Car4;
end
if Car5>=30000
    Carregador5=30000;
else
    Carregador5=Car5;
end
if Car6>=30000
    Carregador6=30000;
else
    Carregador6=Car6;
end
if Car7>=30000
    Carregador7=30000;
else
    Carregador7=Car7;
end
```

A.7. Resultados obtidos para o SOC

Ao ser completada a simulação de todos os cenários de radiação para os dois tipos de carregadores, colocou-se os resultados obtidos no Excel para melhorar a compreensão dos mesmos.

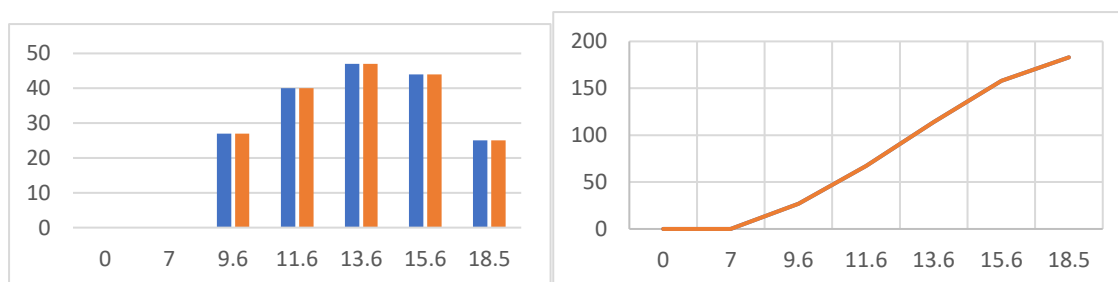
Para comparar o SOC obtido com o SOC atingido por cada VE que utilizou os carregadores foi criado um gráfico de barras e um gráfico com a soma de todos os SOC obtidos.

No lado direito é apresentado o gráfico de barras no qual o SOC atingido encontra-se descrito a azul e o SOC pretendido a laranja, no lado direito encontra-se descrito a linha temporal da soma do SOC atingido e pretendido com as mesmas cores do gráfico de barras.

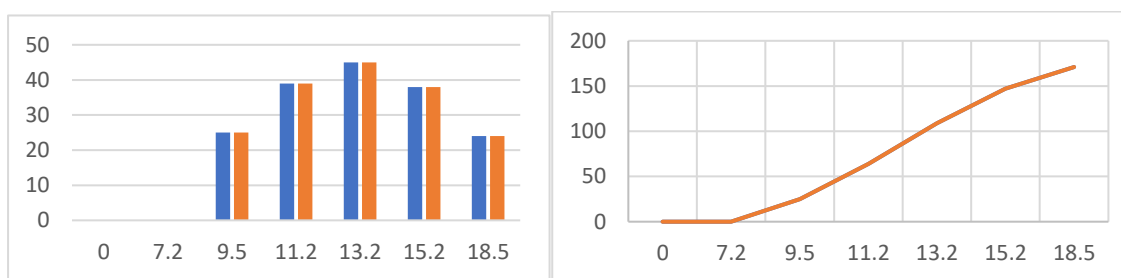
A.7.1. Cenário de máxima radiação

Nesta secção são apresentados os resultados relativos ao SOC obtido (a azul) e ao SOC pretendido (a laranja) utilizando carregadores limitados a 7,4 kW (Figura A.7.1) e utilizando carregadores 30 kW (Figura A.7.2). Nos resultados não é feita uma distinção para cada um dos algoritmos dado aos resultados serem iguais para todos os algoritmos.

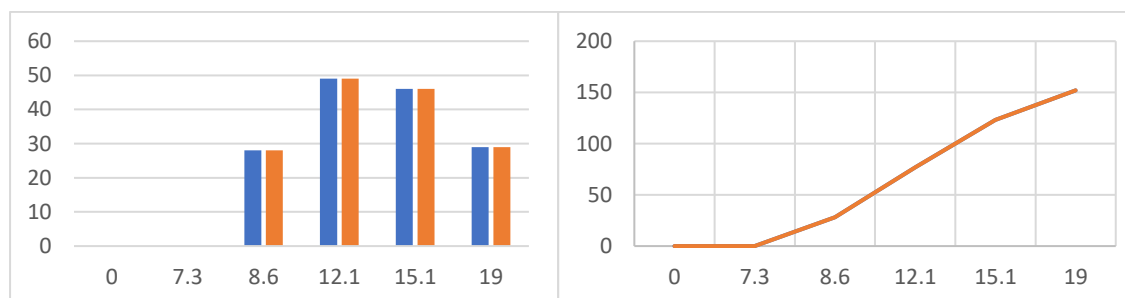
Carregador 1)



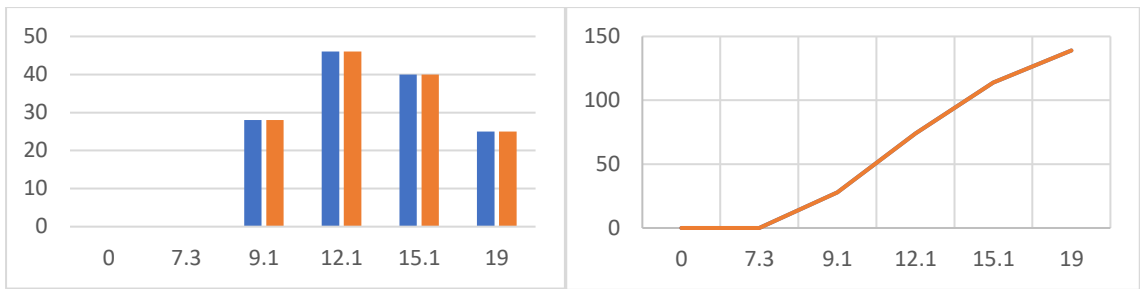
Carregador 2)



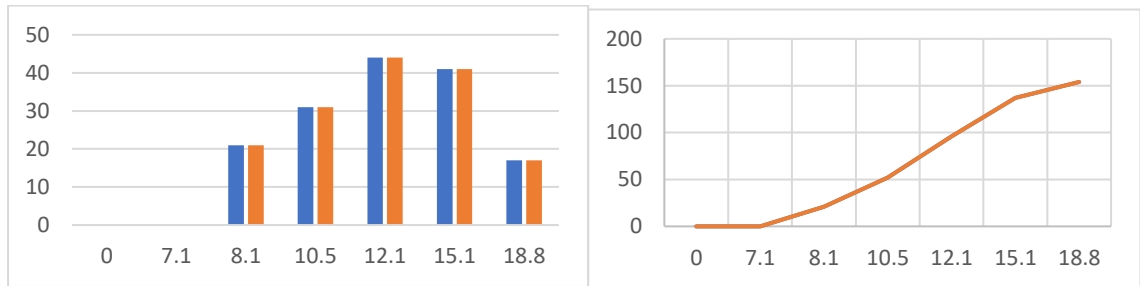
Carregador 3)



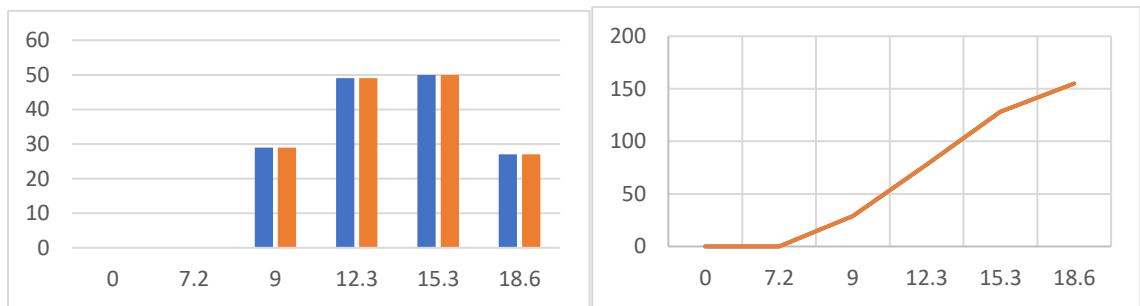
Carregador 4)



Carregador 5)



Carregador 6)



Carregador 7)

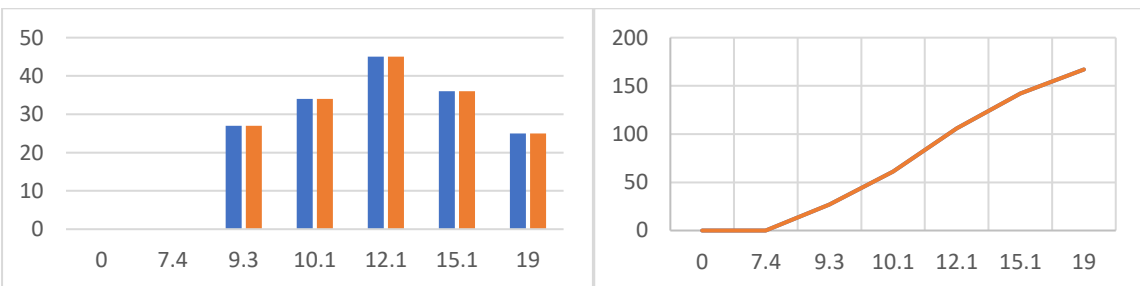
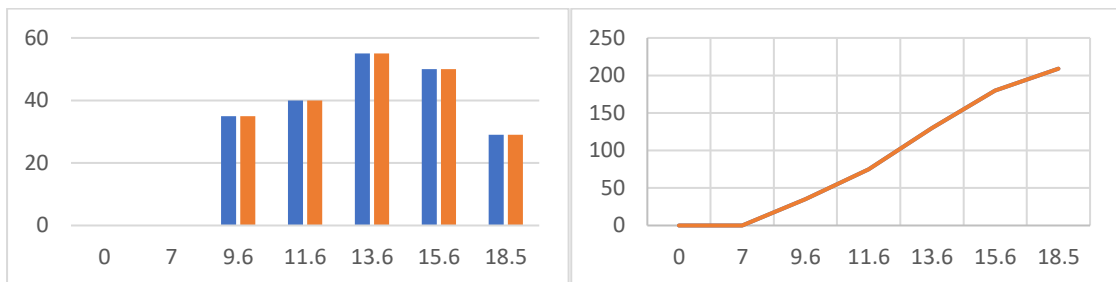
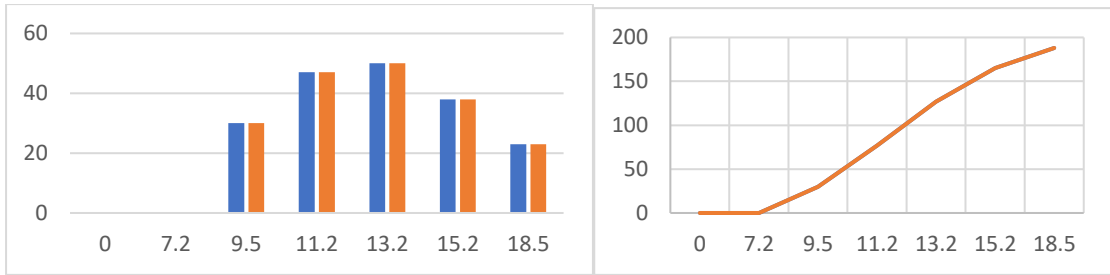


Figura A.7.1. Descrição do SOC atingido (a azul) e pretendido (a laranja) para os carregadores de 7,4 kW e uma radiação máxima.

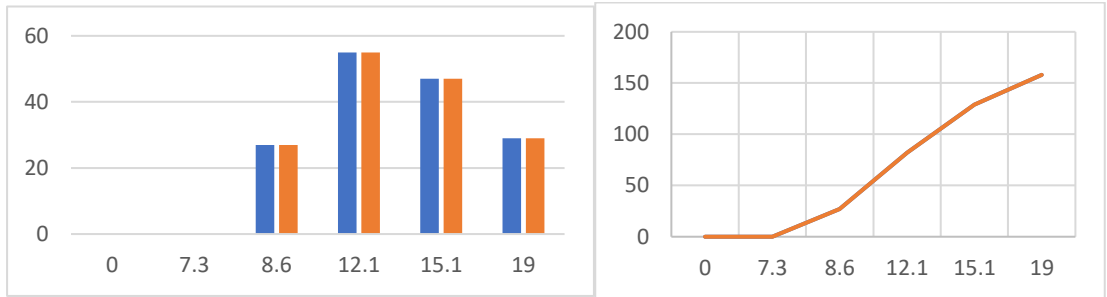
Carregador 1)



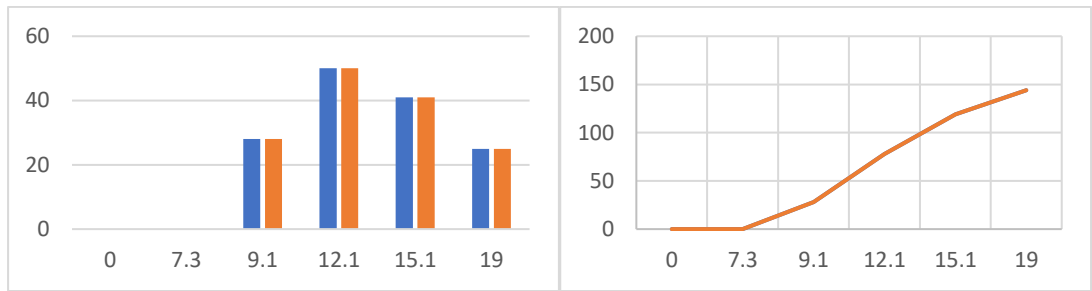
Carregador 2)



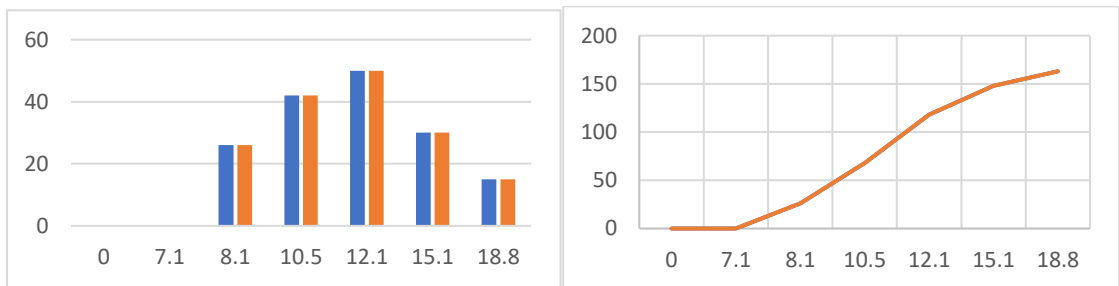
Carregador 3)



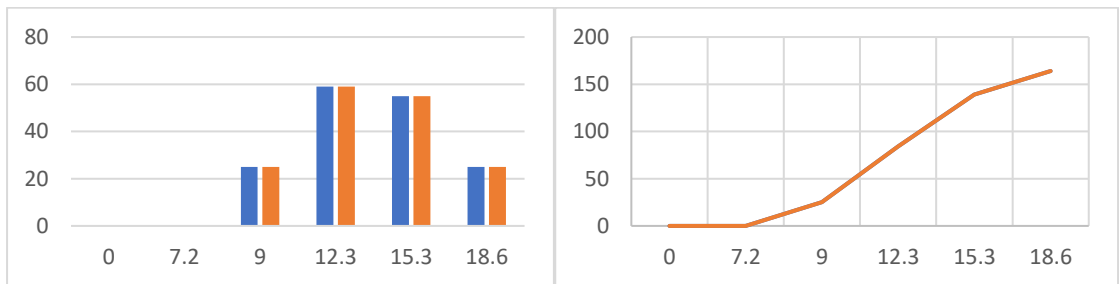
Carregador 4)



Carregador 5)



Carregador 6)



Carregador 7)

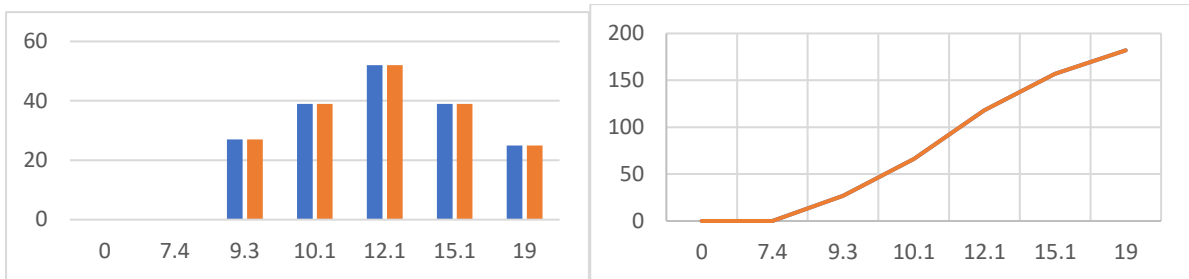


Figura A.7.2. Descrição do SOC atingido (a azul) e pretendido (a laranja) para os carregadores de 30 kW e uma radiação máxima.

No lado direito é apresentado o gráfico de barras no qual o SOC atingido encontra-se descrito a azul e o SOC pretendido a laranja, no lado direito encontra-se descrito a linha temporal da soma do SOC atingido e pretendido com as mesmas cores do gráfico de barras.

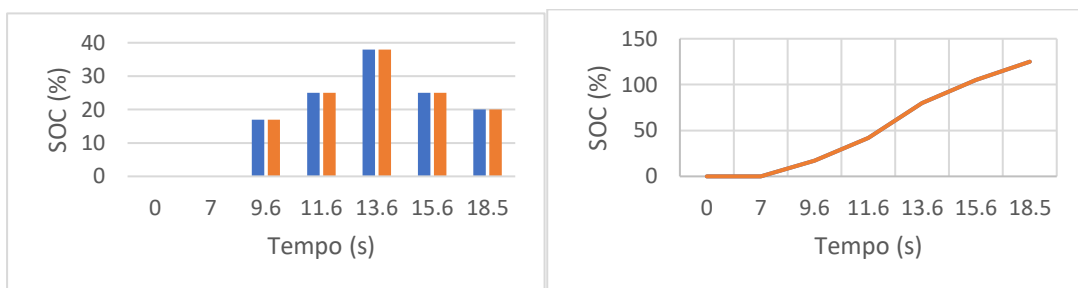
A.7.2. Cenário de média radiação

No cenário de média radiação foram simulados dois tipos de carregadores um de 7,4 kW e outro de 30 kW. Para melhorar a compreensão de cada carregador, separou-se os resultados em duas secções (a primeira para o carregador de 7,4 kW e a segunda para o carregador de 30 kW).

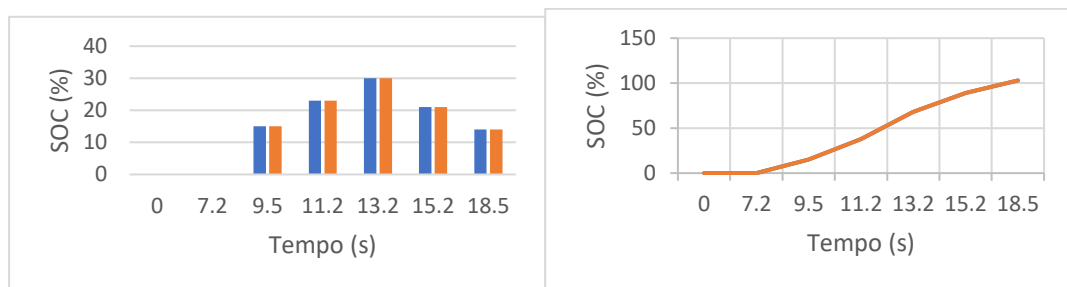
A.7.2.1. Carregador limitado a 7,4 kW

Nesta secção são apresentados os resultados relativos ao SOC obtido (a azul) e ao SOC pretendido (a laranja) utilizando carregadores limitados a 7,4 kW. A Figura A.7.3 apresenta os resultados obtidos referentes ao algoritmo *Power Sharing* modificado, a Figura A.7.4 apresenta os resultados obtidos referentes ao algoritmo de carregamento prioritário e a Figura A.7.5 apresenta os resultados obtidos referentes ao algoritmo mapeado ao Tempo e SOC.

Carregador 1)



Carregador 2)



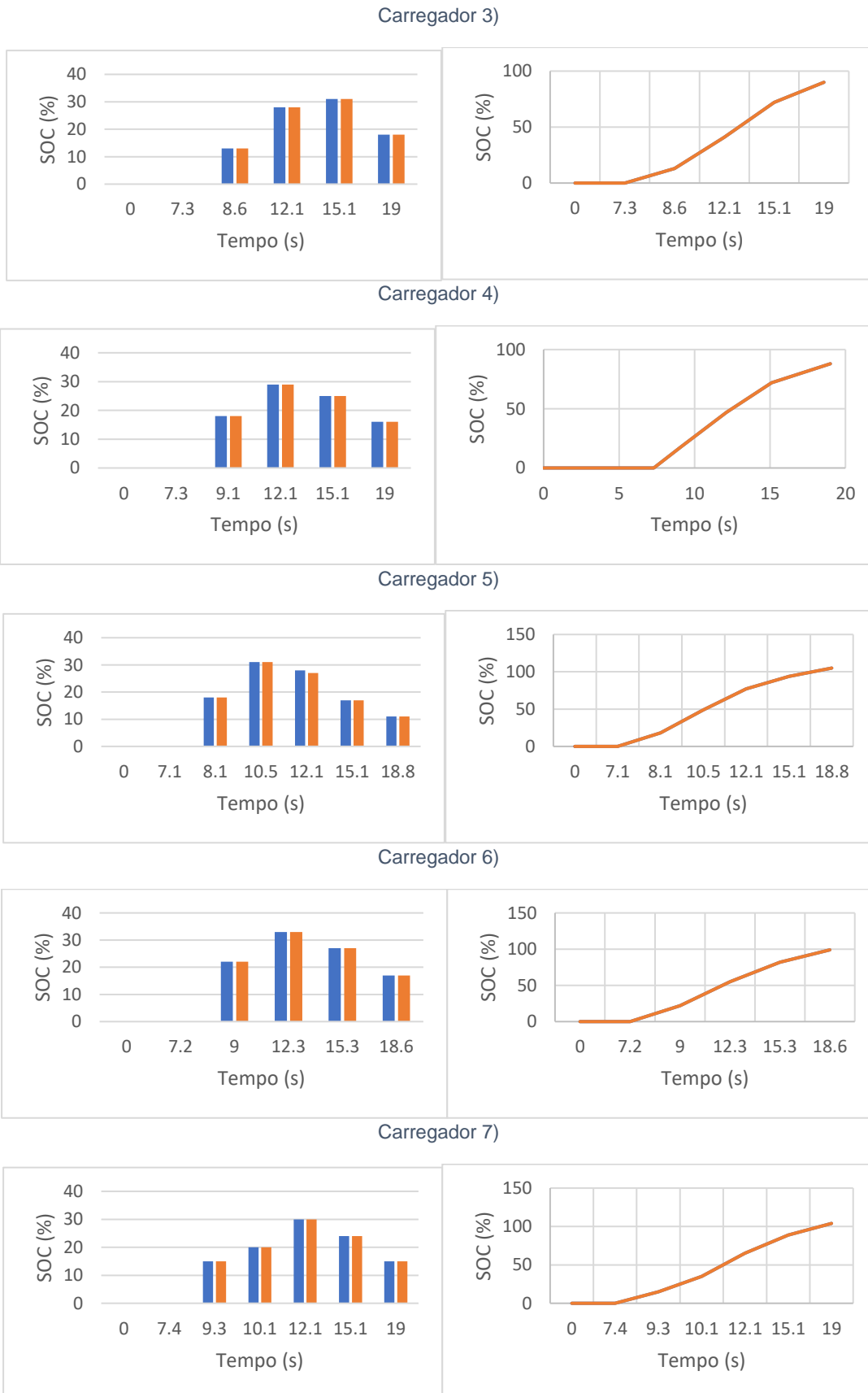
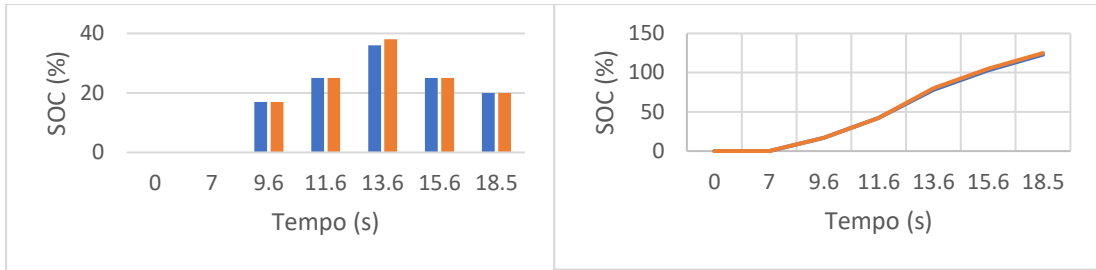
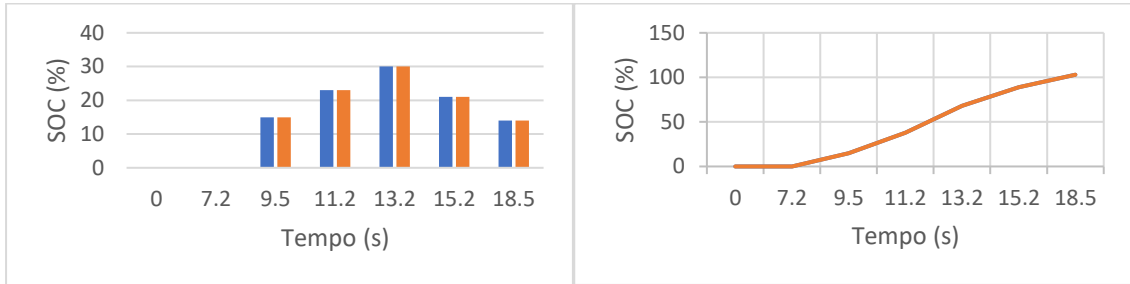


Figura A.7.3. Descrição do SOC atingido (a azul) e pretendido (a laranja) para os carregadores de 7,4 kW com o algoritmo *Power Sharing* modificado e uma radiação média.

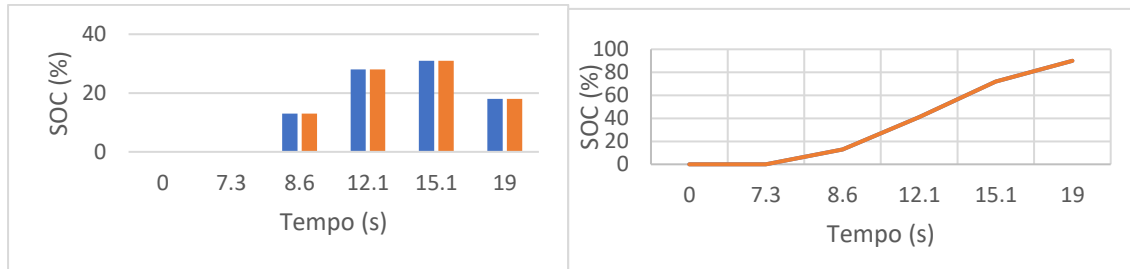
Carregador 1)



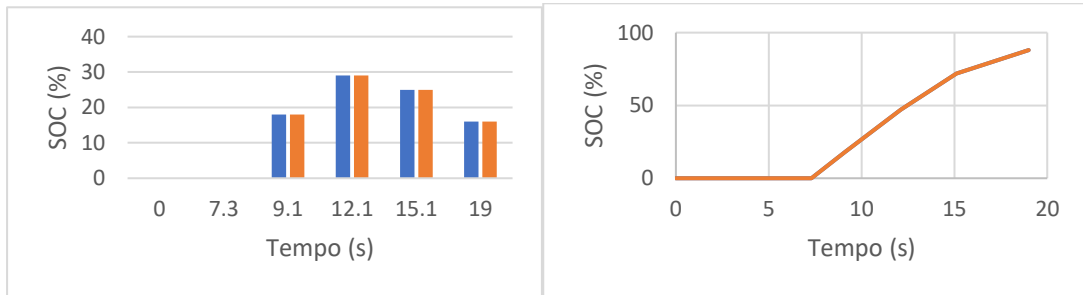
Carregador 2)



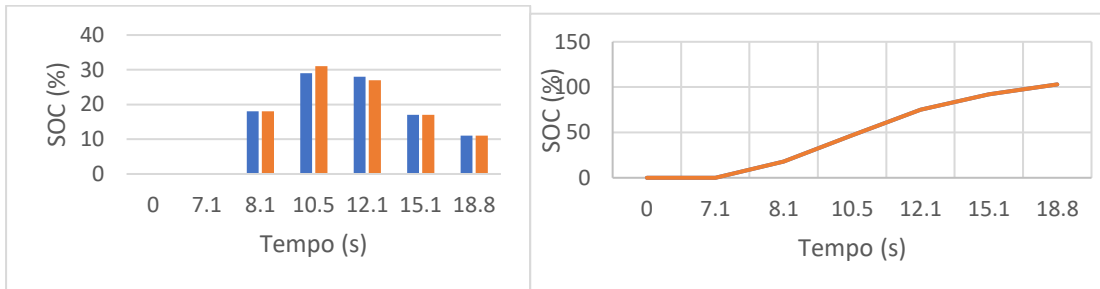
Carregador 3)



Carregador 4)



Carregador 5)



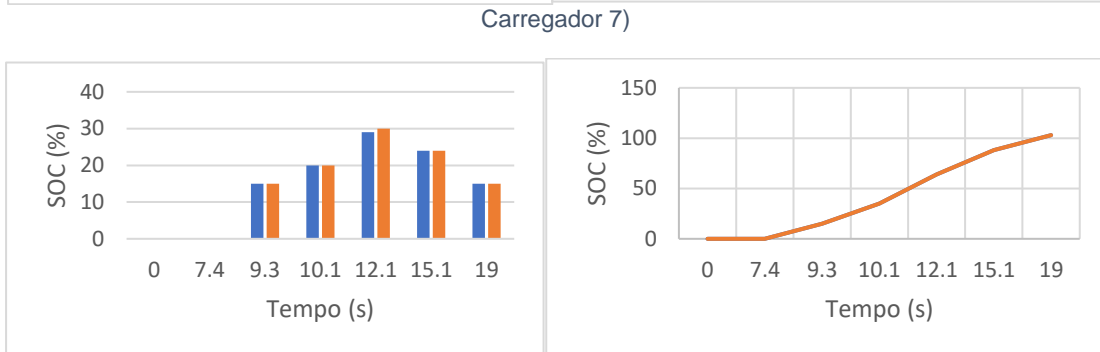
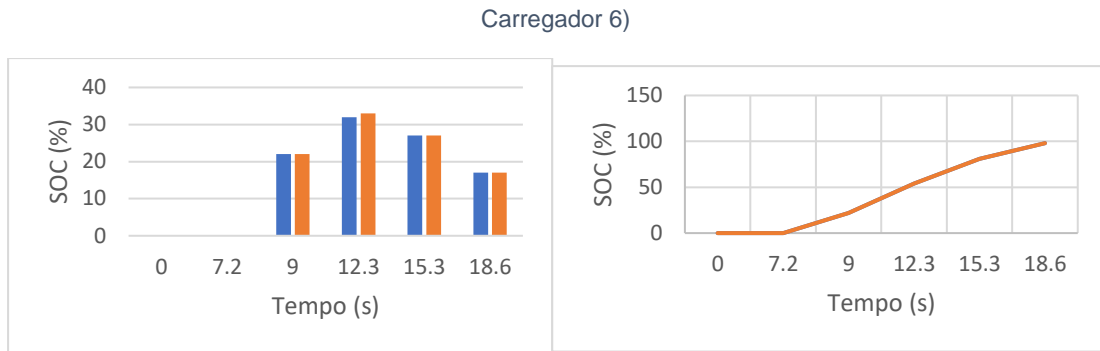
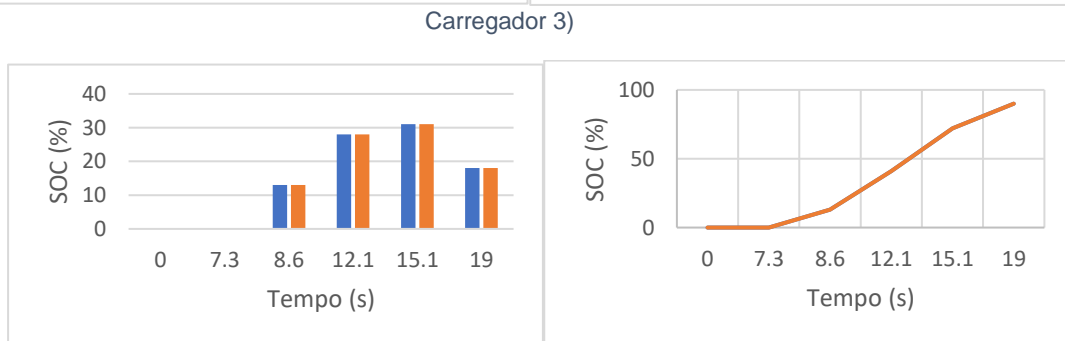
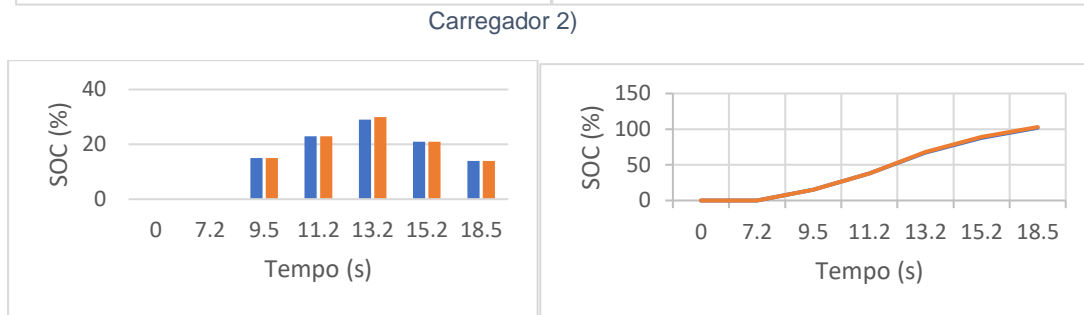
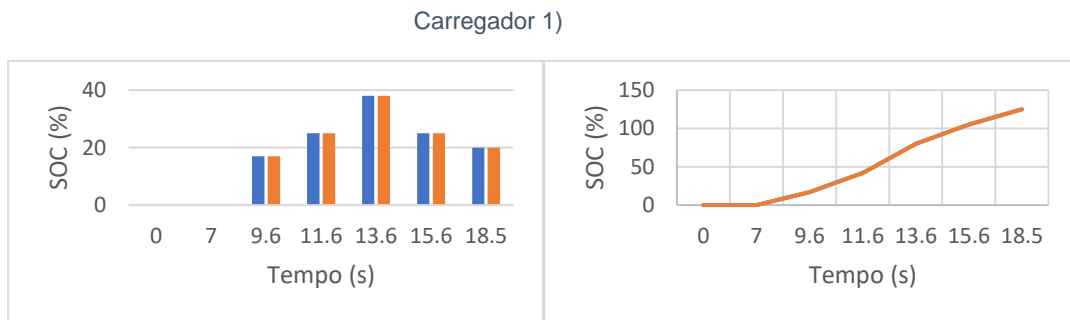


Figura A.7.4. Descrição do SOC atingido (a azul) e pretendido (a laranja) para os carregadores de 7,4 kW com o algoritmo de carregamento prioritário e uma radiação média.



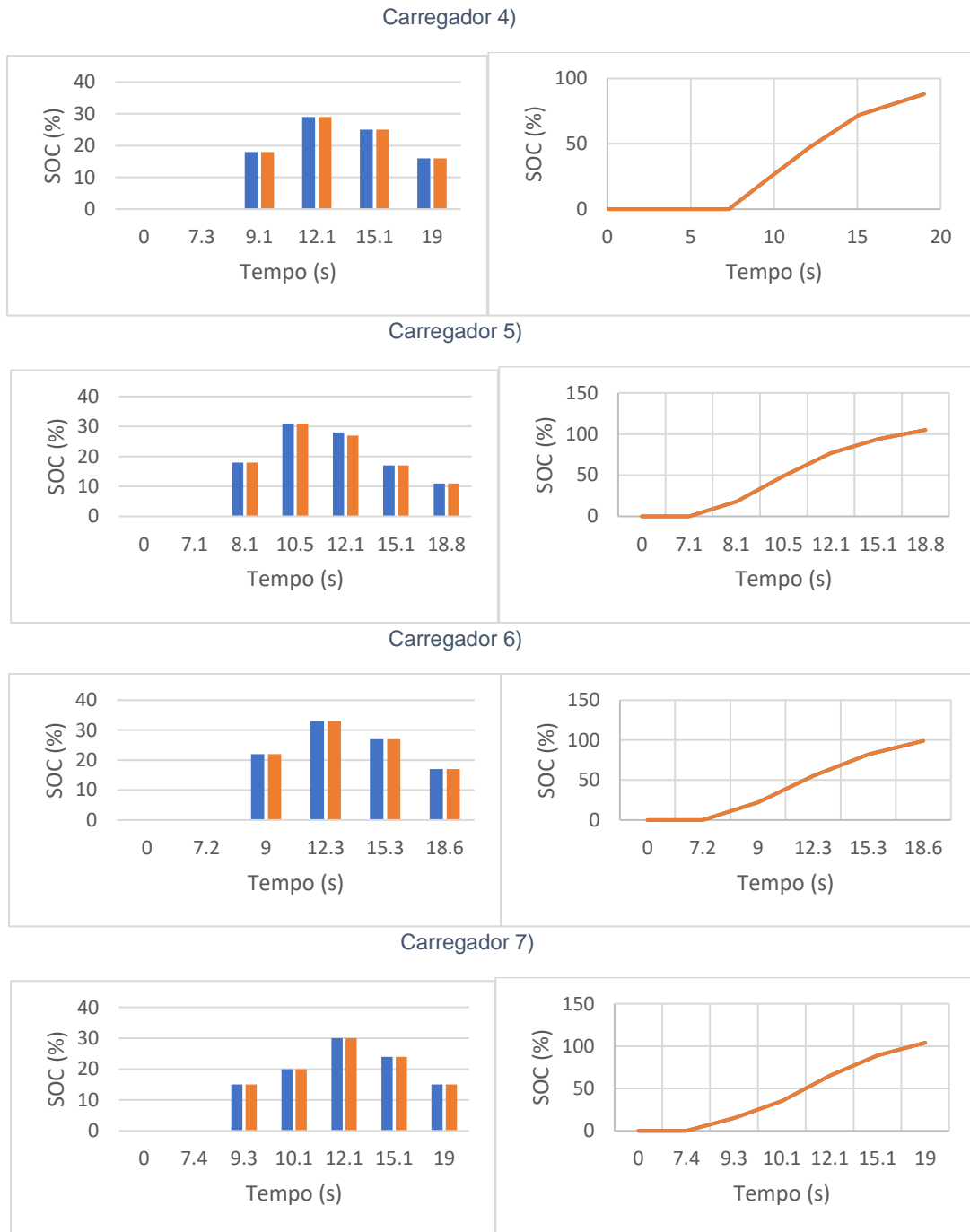
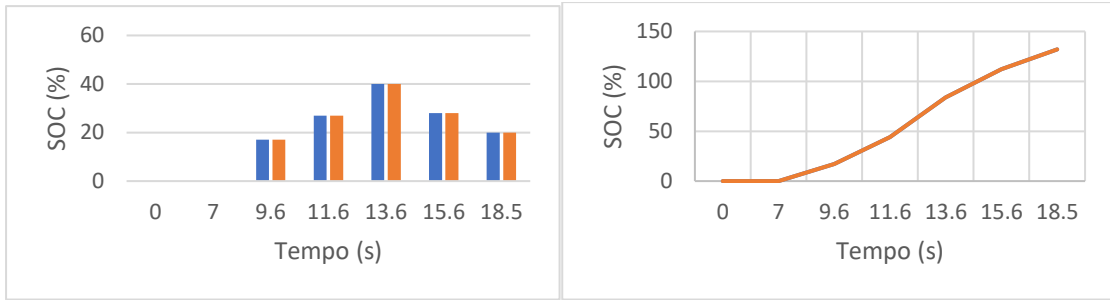


Figura A.7.5. Descrição do SOC atingido (a azul) e pretendido (a laranja) para os carregadores de 7,4 kW com o algoritmo mapeado ao Tempo e aos SOC e uma radiação média.

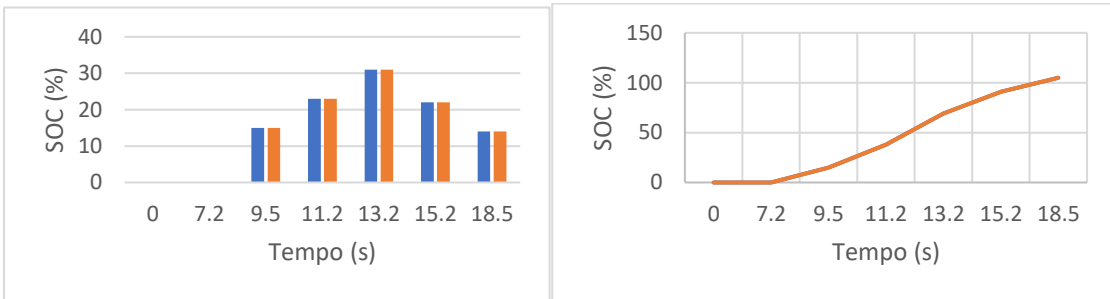
A.7.2.2. Carregador limitado a 30 kW

Nesta secção são apresentados os resultados relativos ao SOC obtido (a azul) e ao SOC pretendido (a laranja) utilizando carregadores limitados a 30 kW. A Figura A.7.6 apresenta os resultados obtidos referentes ao algoritmo *Power Sharing* modificado, a Figura A.7.7 apresenta os resultados obtidos referentes ao algoritmo de carregamento prioritário e a Figura A.7.8 apresenta os resultados obtidos referentes ao algoritmo mapeado ao Tempo e SOC.

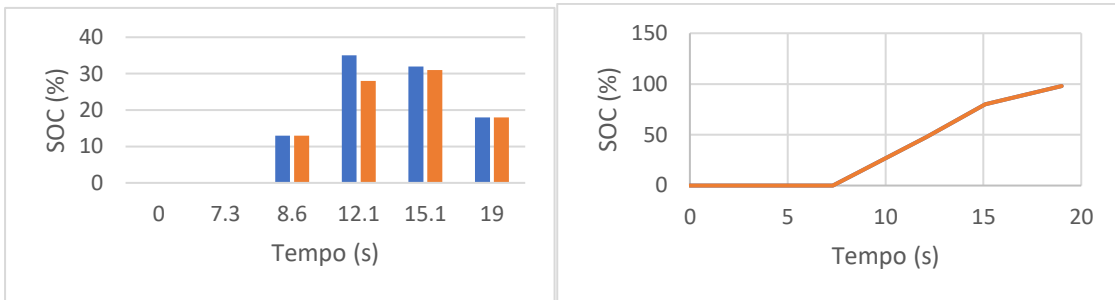
Carregador 1)



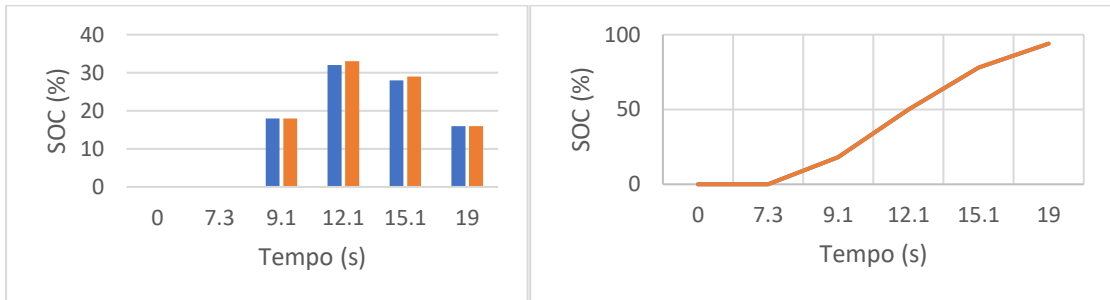
Carregador 2)



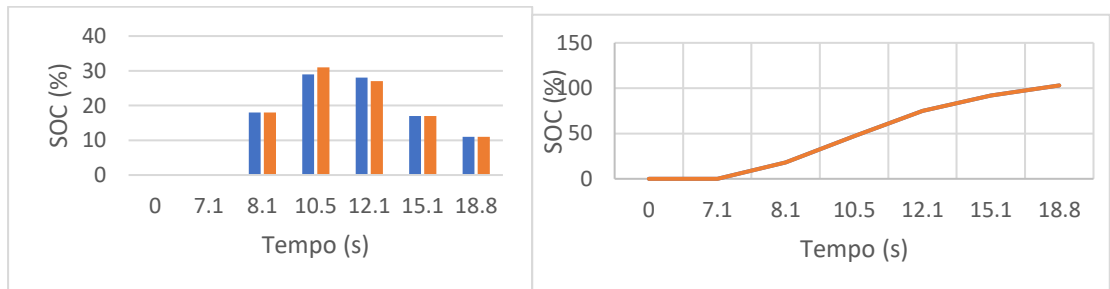
Carregador 3)



Carregador 4)



Carregador 5)



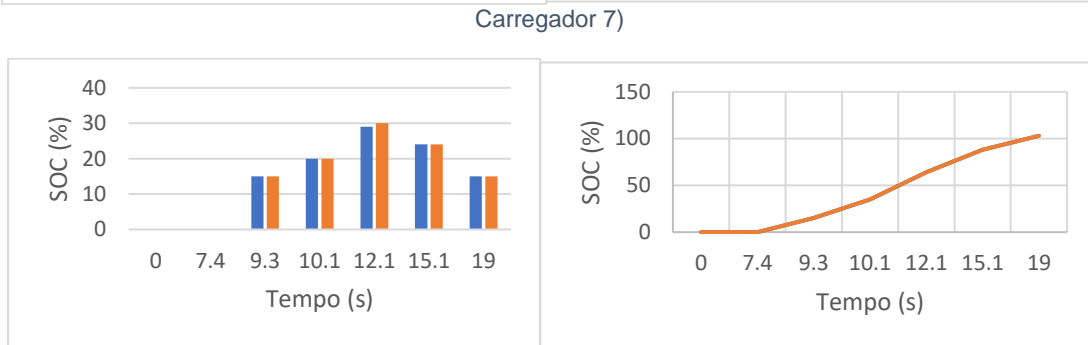
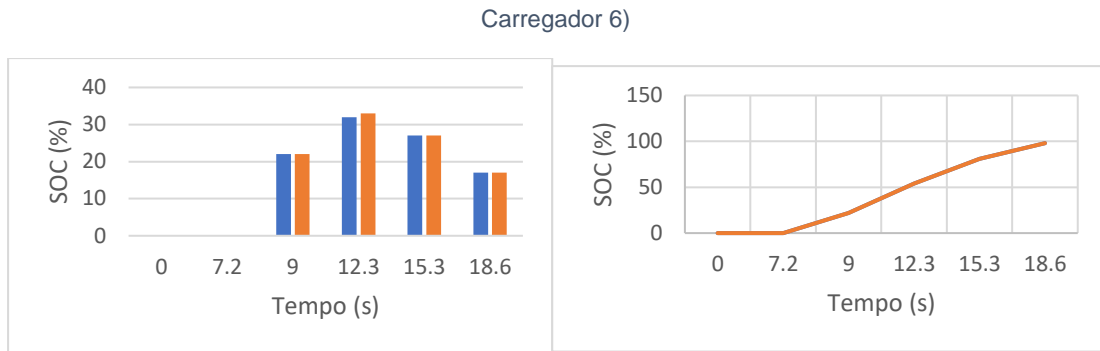
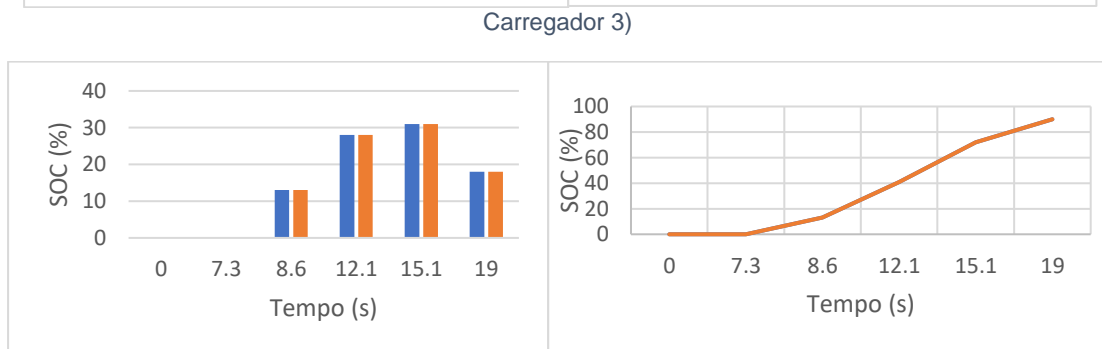
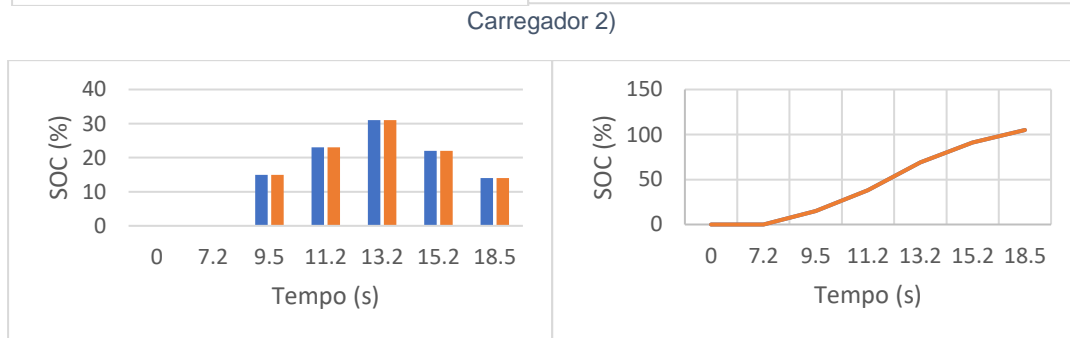
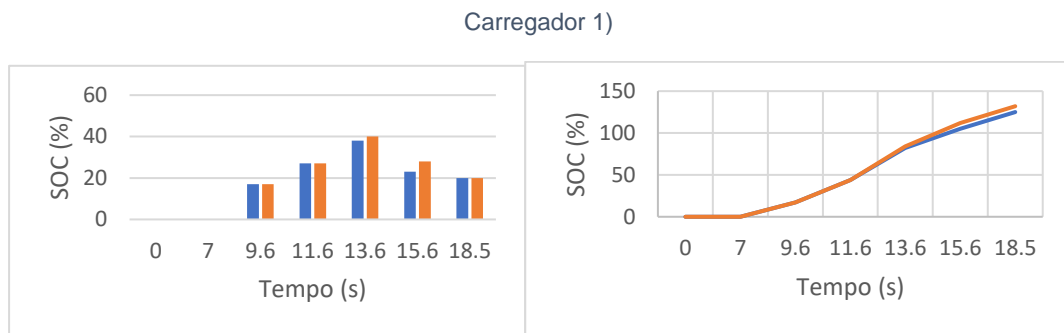
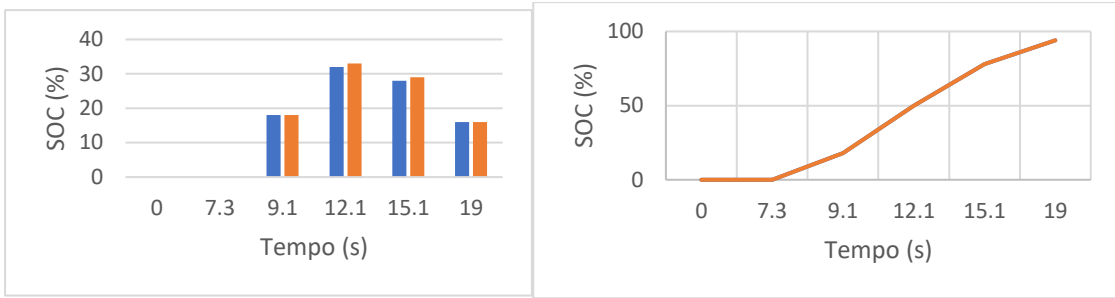


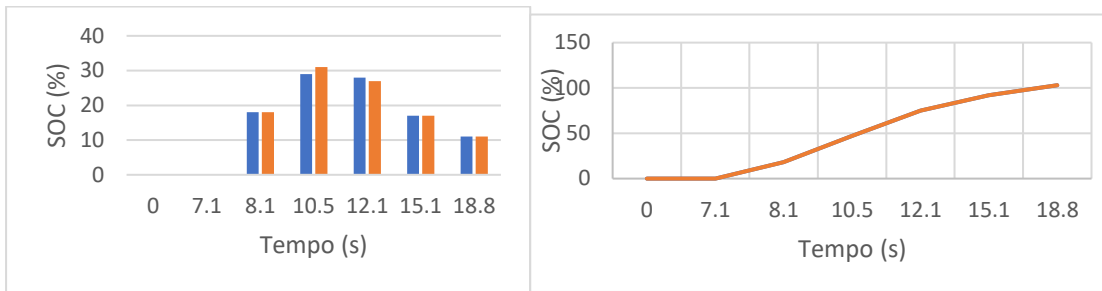
Figura A.7.6. Descrição do SOC atingido (a azul) e pretendido (a laranja) para os carregadores de 30 kW com o algoritmo *Power Sharing* modificado e uma radiação média



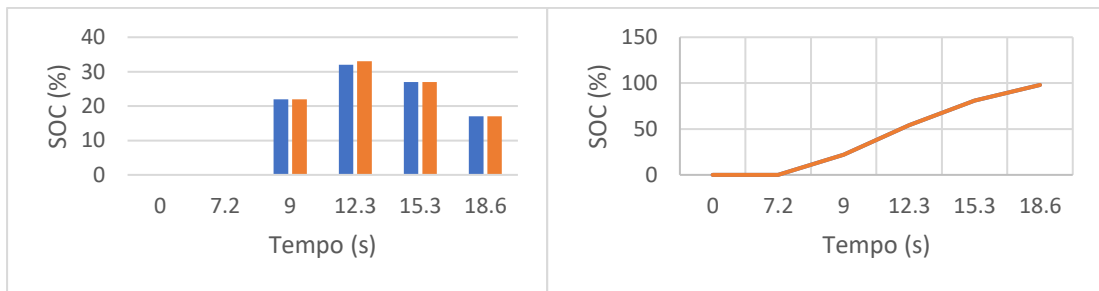
Carregador 4)



Carregador 5)



Carregador 6)



Carregador 7)

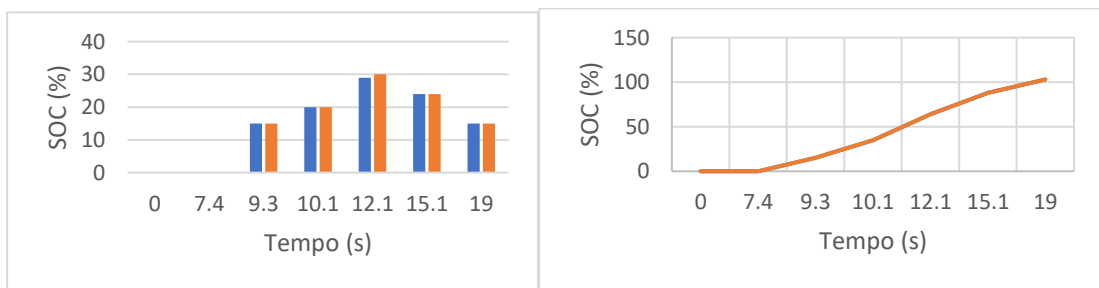
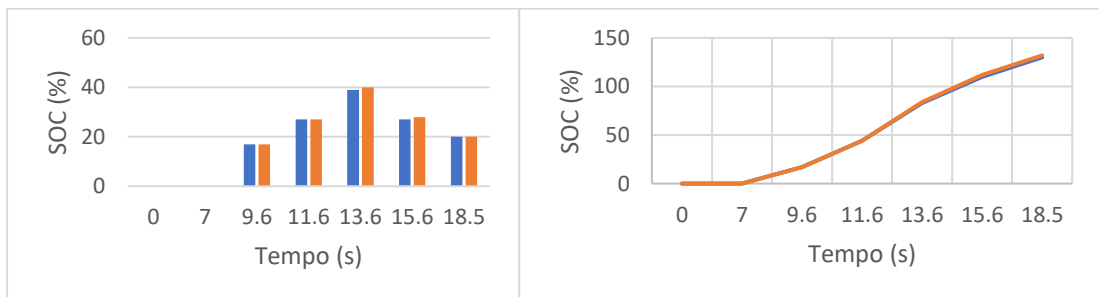
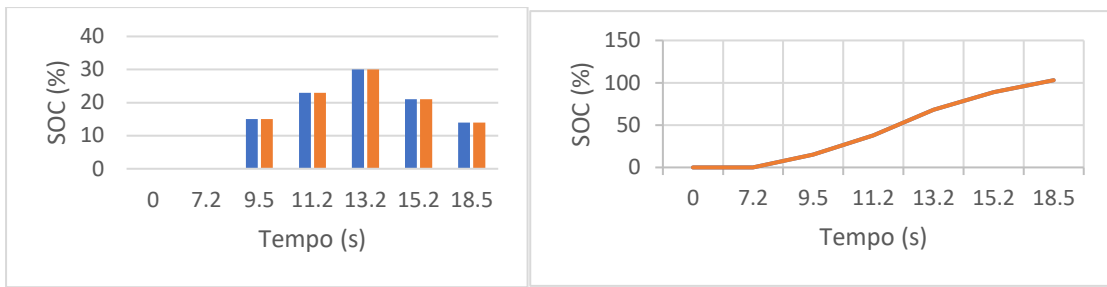


Figura A.7.7. Descrição do SOC atingido (a azul) e pretendido (a laranja) para os carregadores de 30 kW com o algoritmo de carregamento prioritário e uma radiação média.

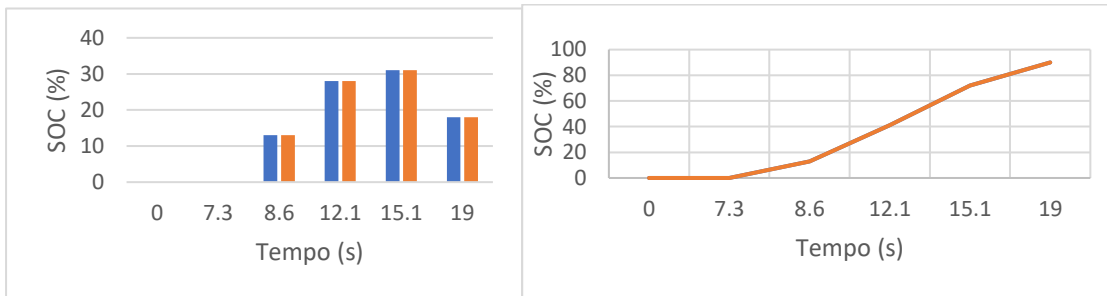
Carregador 1)



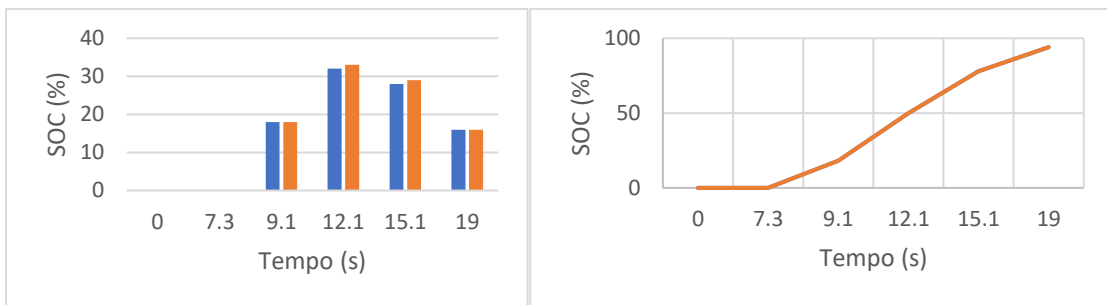
Carregador 2)



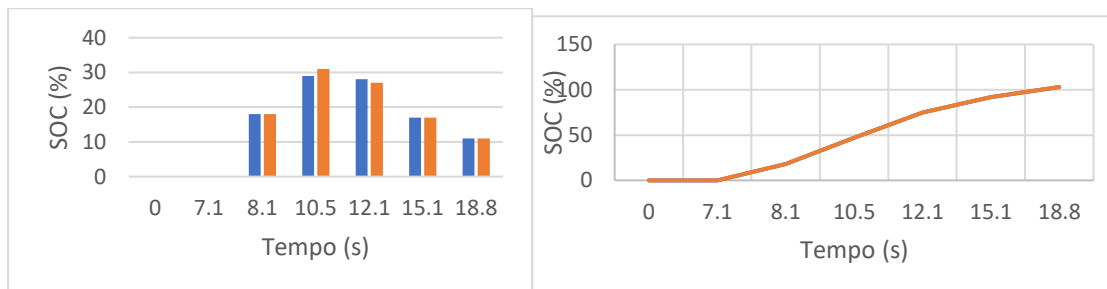
Carregador 3)



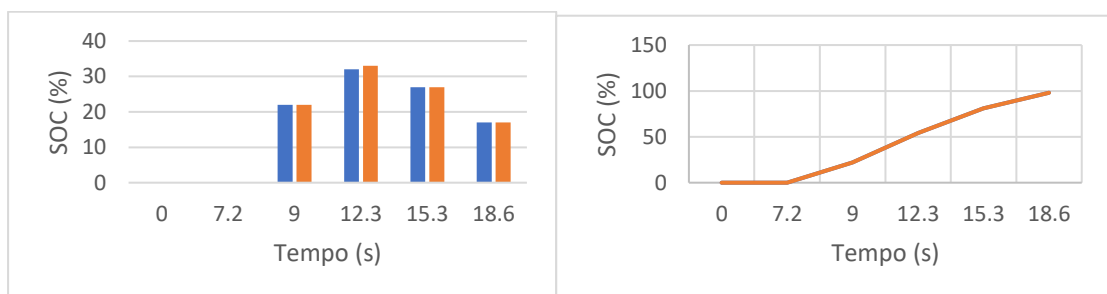
Carregador 4)



Carregador 5)



Carregador 6)



Carregador 7)

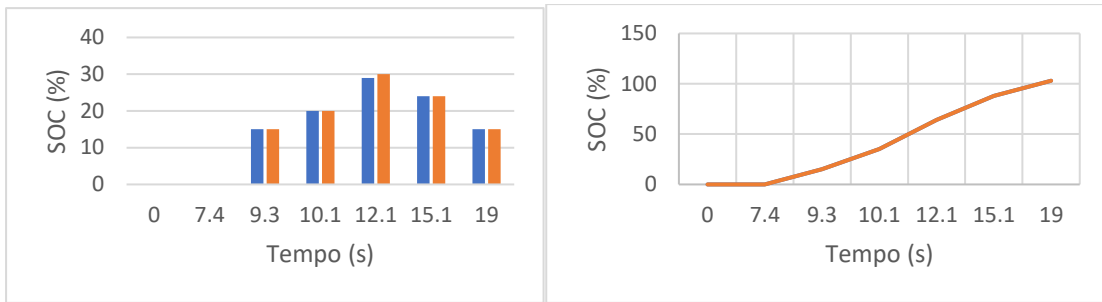


Figura A.7.8. Descrição do SOC atingido (a azul) e pretendido (a laranja) para os carregadores de 30 kW com o algoritmo mapeado ao Tempo e SOC e uma radiação média.

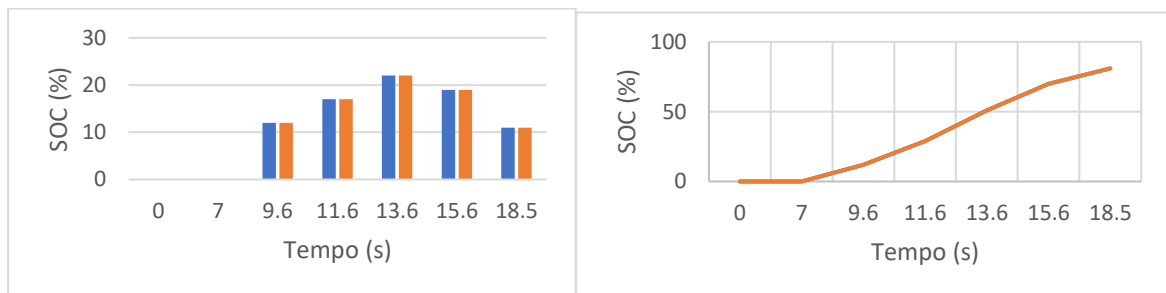
A.7.3. Cenário de baixa radiação

No cenário de baixa radiação foram simulados dois tipos de carregadores um de 7,4 kW e outro de 30 kW. Para melhorar a compreensão de cada carregador, separou-se os resultados em duas secções (a primeira para o carregador de 7,4 kW e a segunda para o carregador de 30 kW).

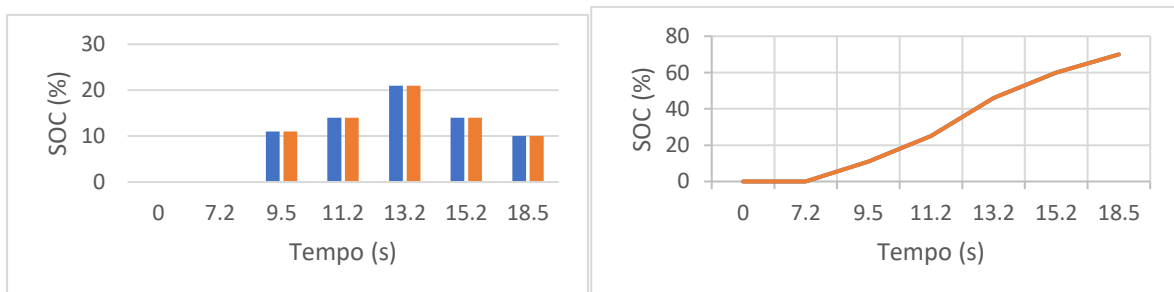
A.7.3.1. Carregador limitado a 7,4 kW

Nesta secção são apresentados os resultados relativos ao SOC obtido (a azul) e ao SOC pretendido (a laranja). A Figura A.7.9 apresenta os resultados obtidos referentes ao algoritmo *Power Sharing* modificado, a Figura A.7.10 apresenta os resultados obtidos referentes ao algoritmo de carregamento prioritário e a Figura A.7.11 apresenta os resultados obtidos referentes ao algoritmo mapeado ao Tempo e SOC.

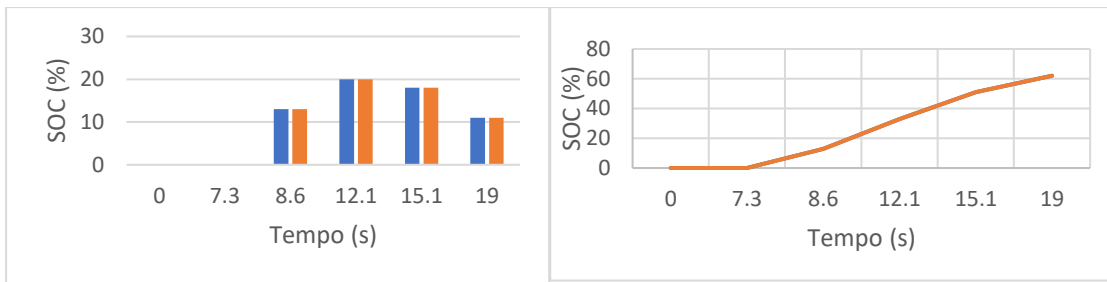
Carregador 1)



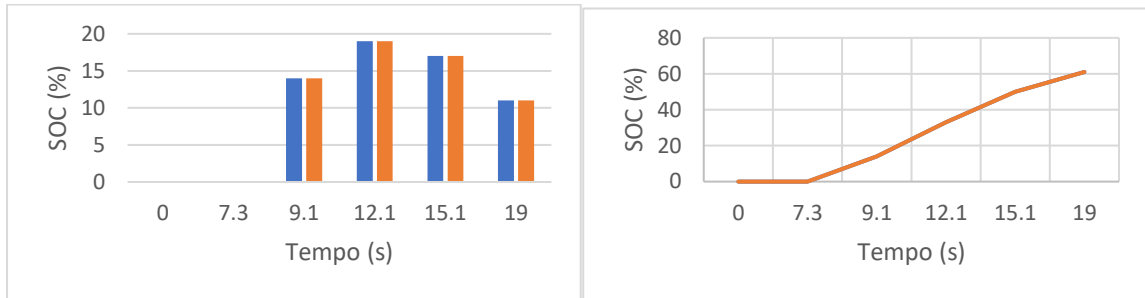
Carregador 2)



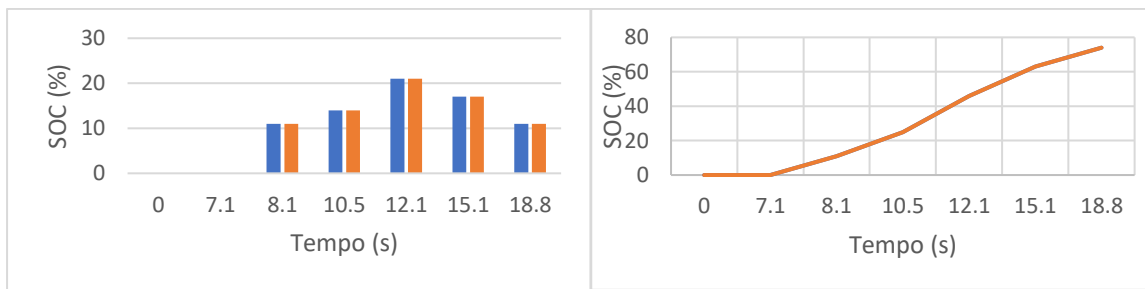
Carregador 3)



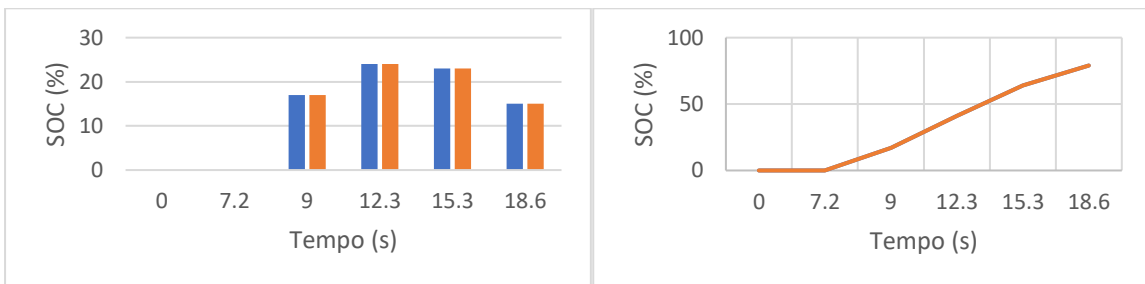
Carregador 4)



Carregador 5)



Carregador 6)



Carregador 7)

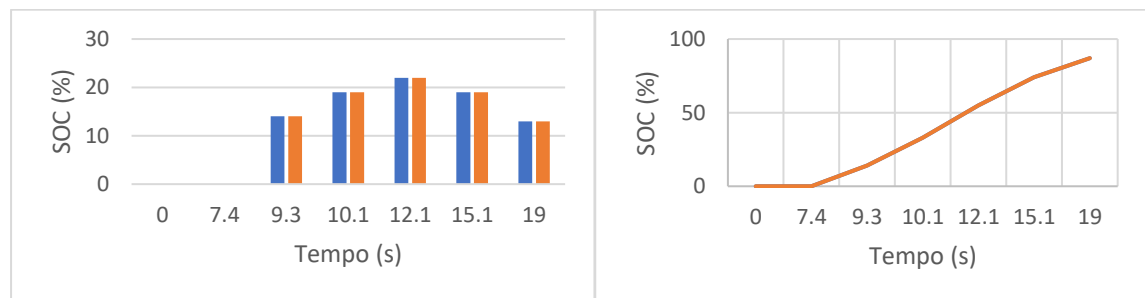
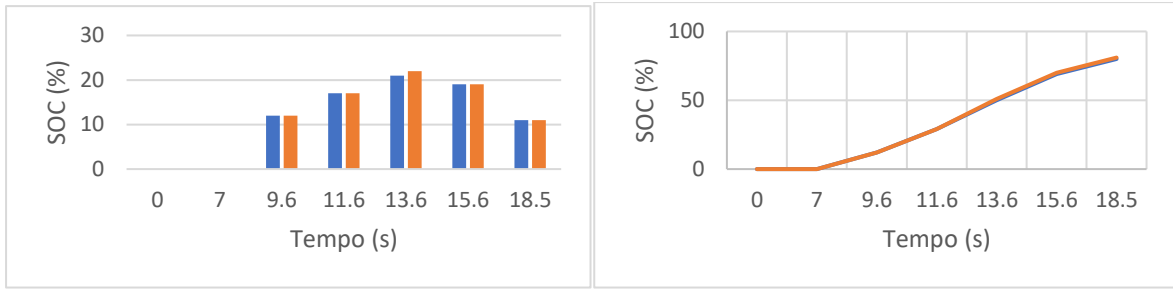
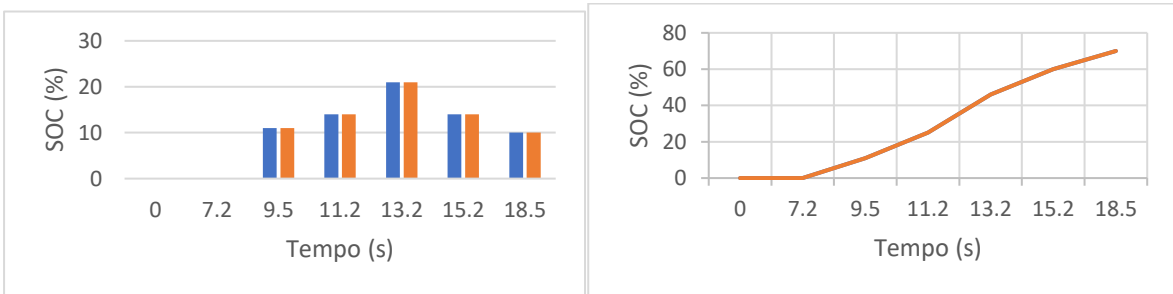


Figura A.7.9. Descrição do SOC atingido (a azul) e pretendido (a laranja) para os carregadores de 7,4 kW com o algoritmo *Power Sharing* modificado e uma radiação baixa.

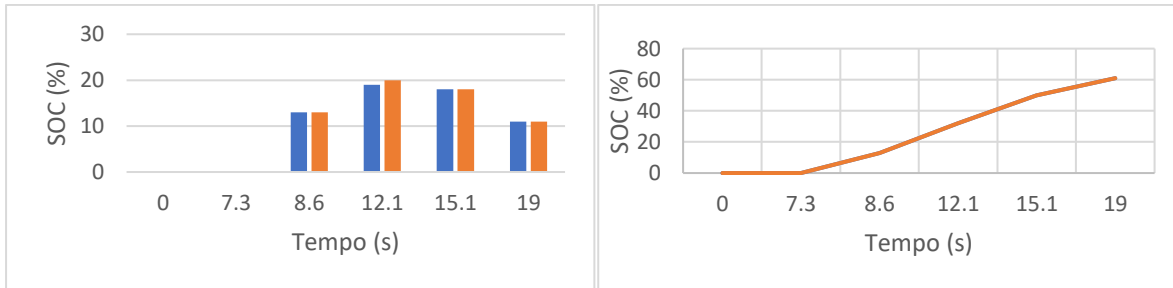
Carregador 1)



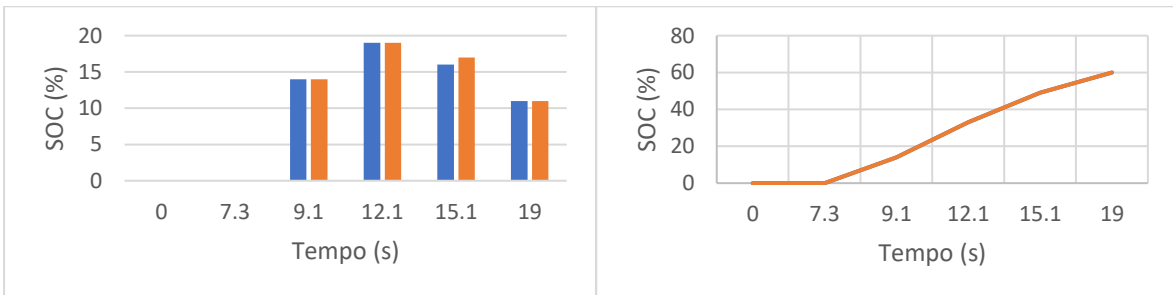
Carregador 2)



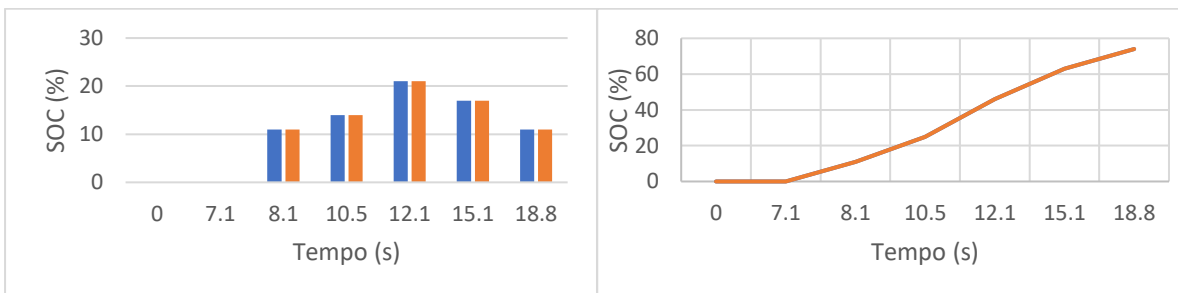
Carregador 3)



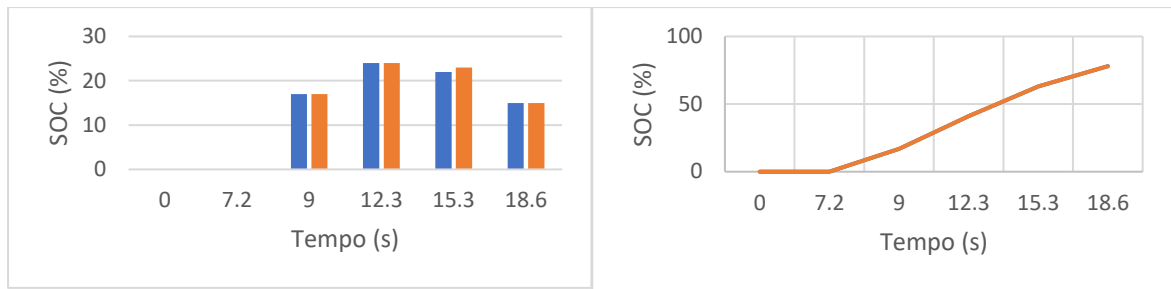
Carregador 4)



Carregador 5)



Carregador 6)



Carregador 7)

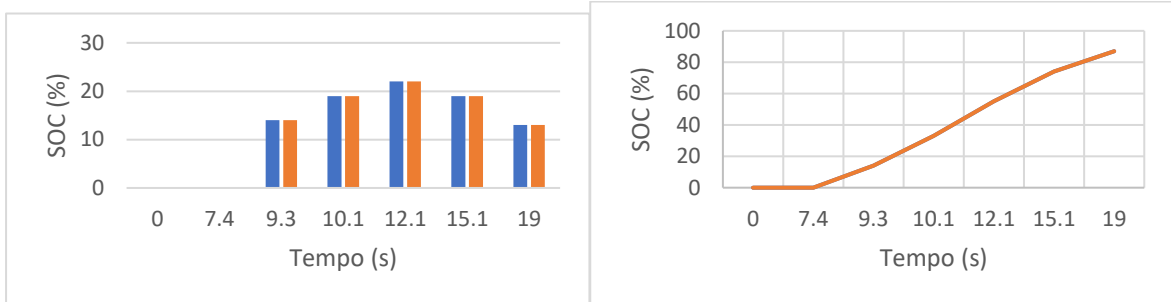
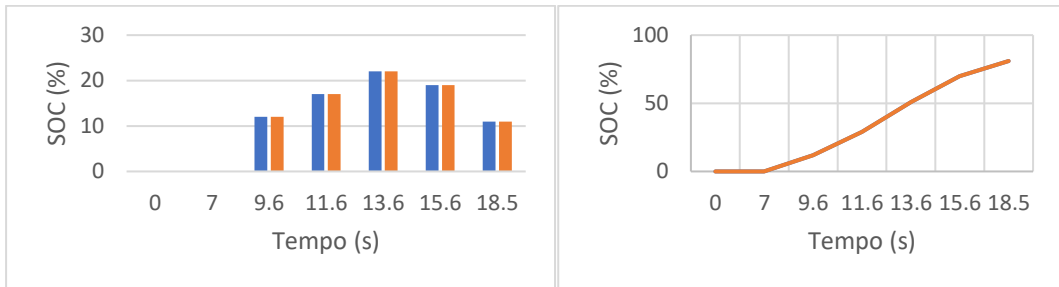
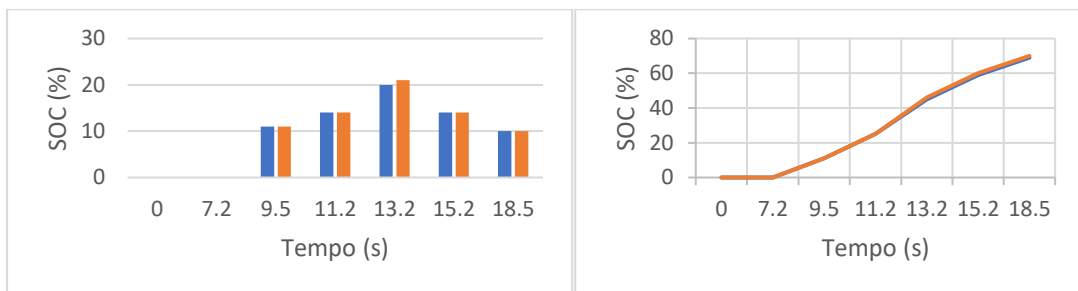


Figura A.7.10. Descrição do SOC atingido (a azul) e pretendido (a laranja) para os carregadores de 7,4 kW com o algoritmo de carregamento prioritário e uma radiação baixa.

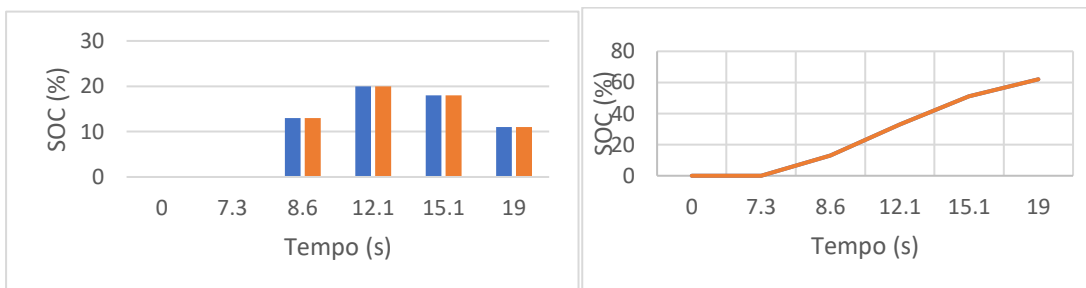
Carregador 1)



Carregador 2)



Carregador 3)



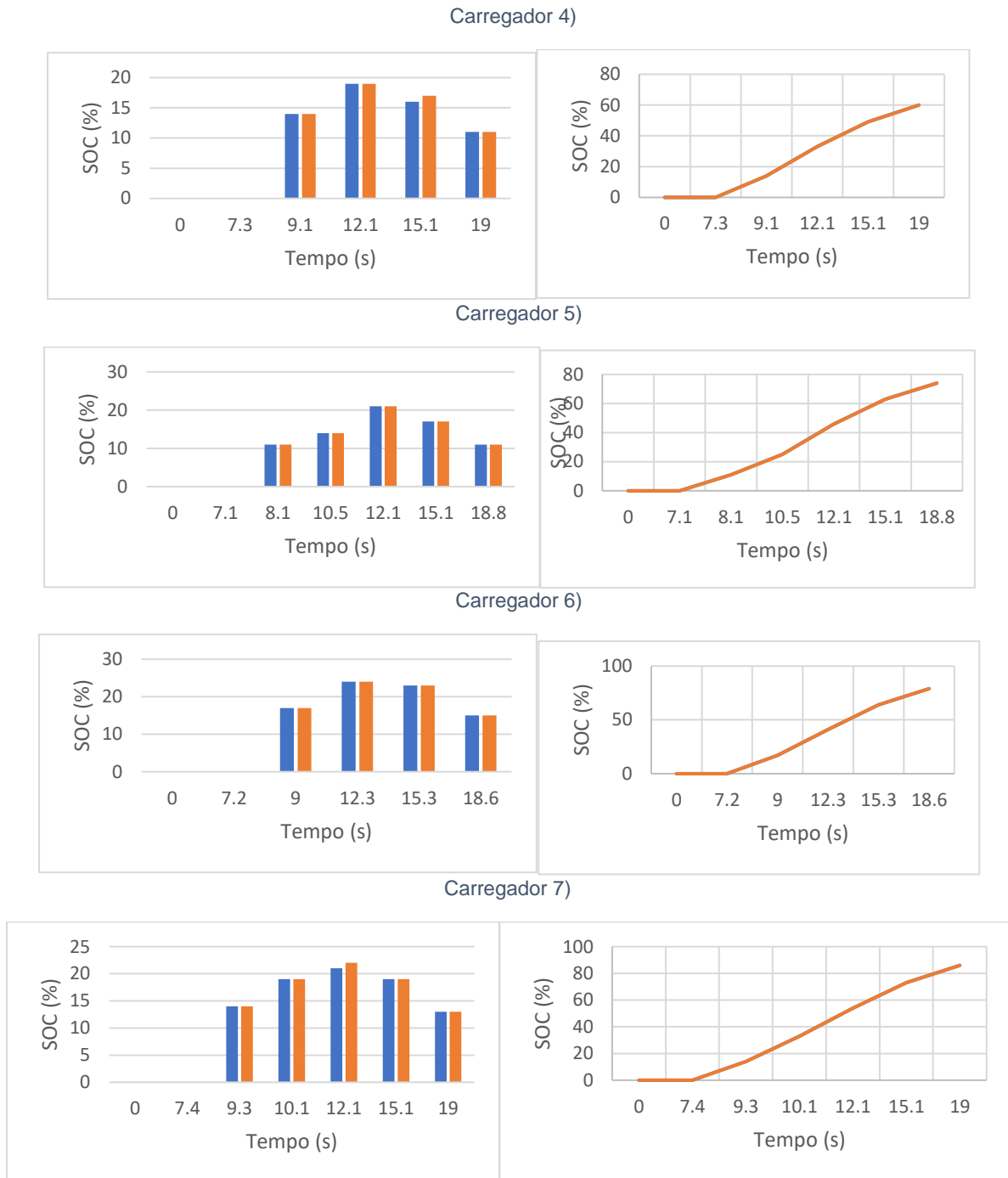
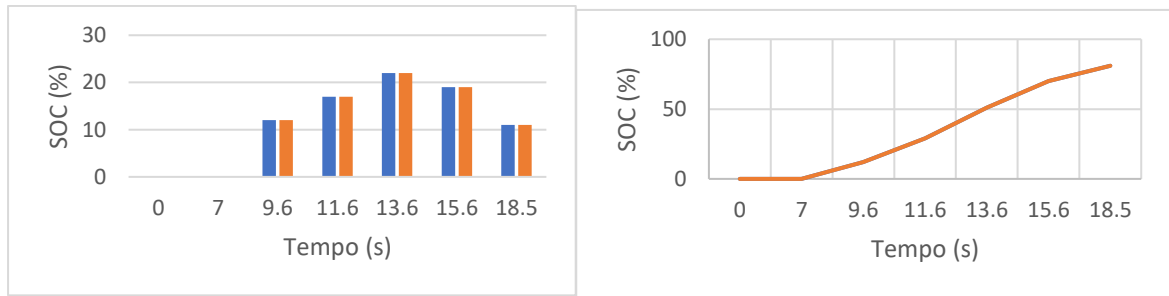


Figura A.7.11. Descrição do SOC atingido (a azul) e pretendido (a laranja) para os carregadores de 7,4 kW com o algoritmo mapeado ao Tempo e SOC e uma radiação baixa.

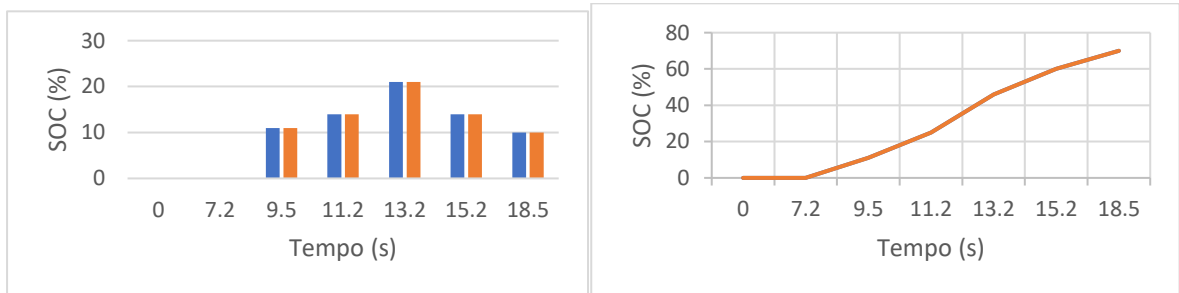
A.7.3.1. Carregador limitado a 30 kW

Nesta secção são apresentados os resultados relativos ao SOC obtido (a azul) e ao SOC pretendido (a laranja). A Figura A.6.12 apresenta os resultados obtidos referentes ao algoritmo *Power Sharing* modificado, a Figura A.6.13 apresenta os resultados obtidos referentes ao algoritmo de carregamento prioritário e a Figura A.6.14 apresenta os resultados obtidos referentes ao algoritmo mapeado ao Tempo e SOC.

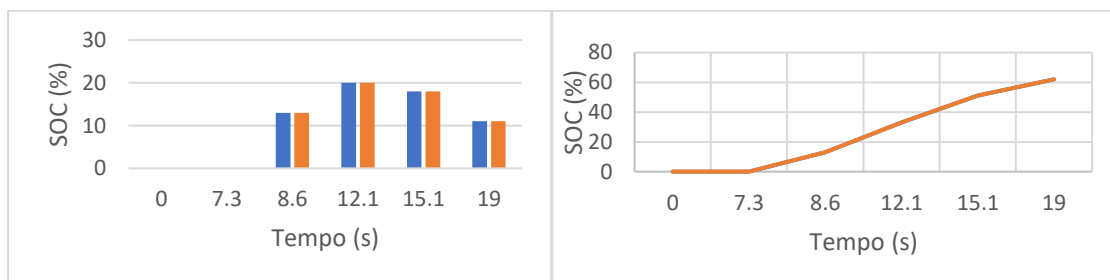
Carregador 1)



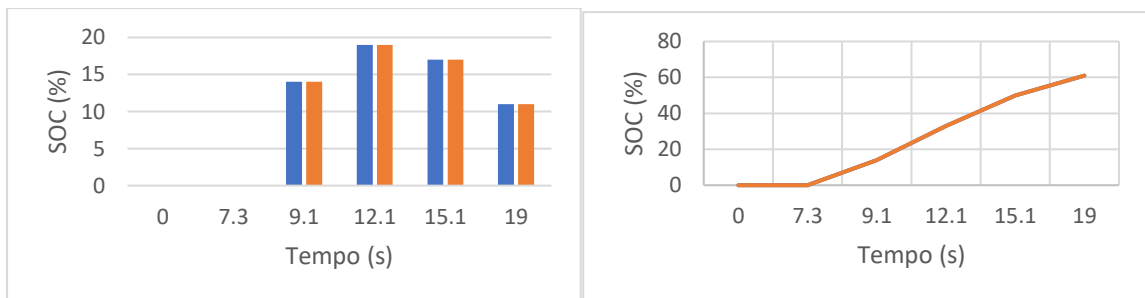
Carregador 2)



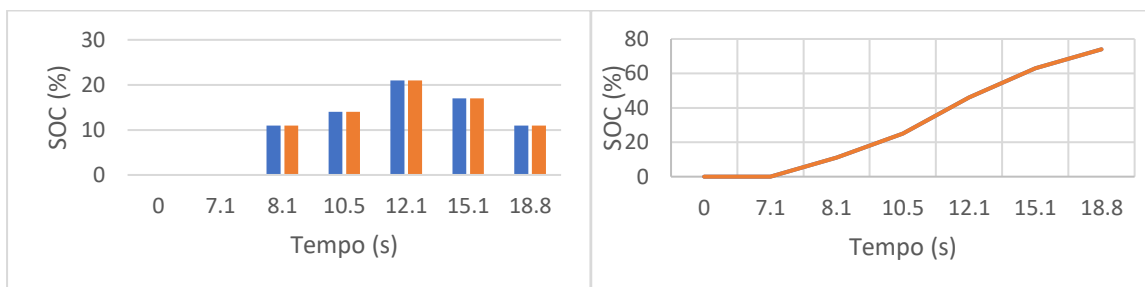
Carregador 3)



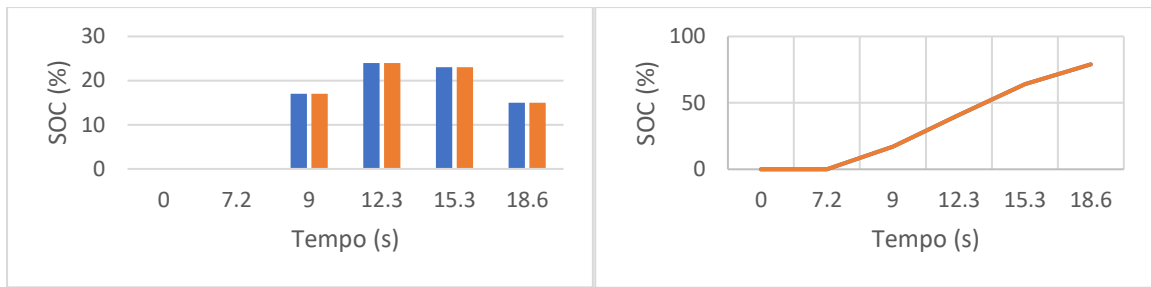
Carregador 4)



Carregador 5)



Carregador 6)



Carregador 7)

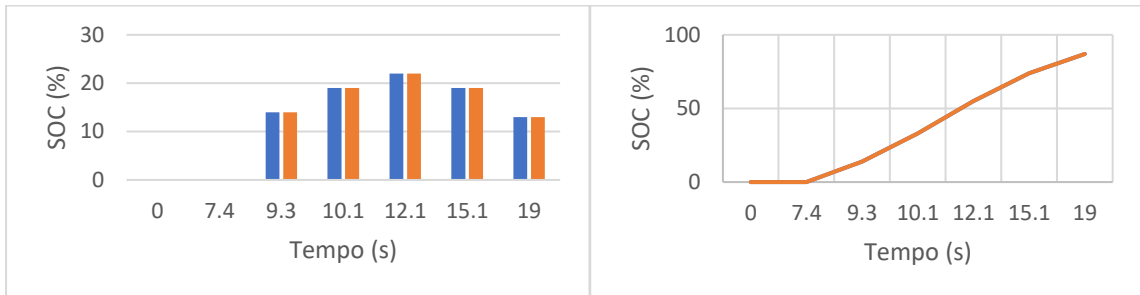
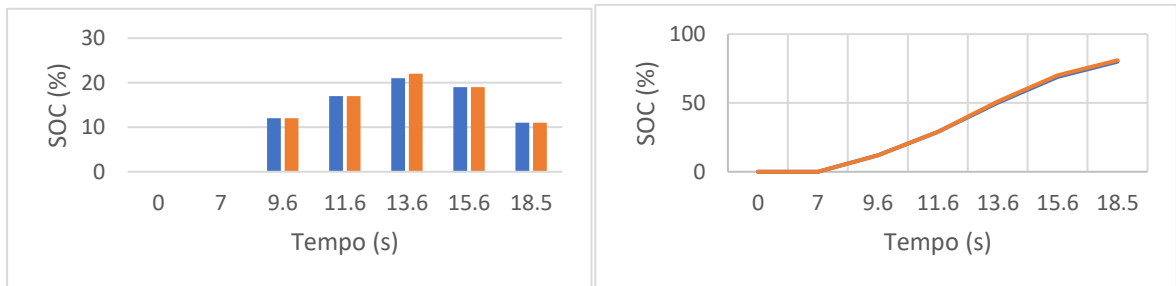
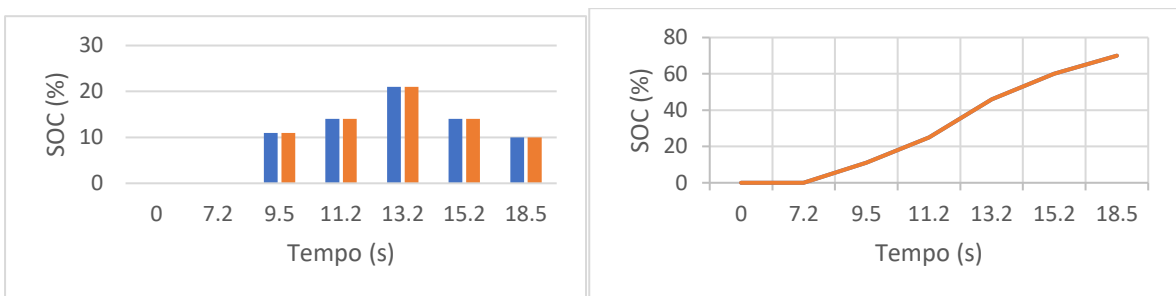


Figura A.7.12. Descrição do SOC atingido (a azul) e pretendido (a laranja) para os carregadores de 7,4 kW com o algoritmo *Power Sharing* modificado e uma radiação baixa.

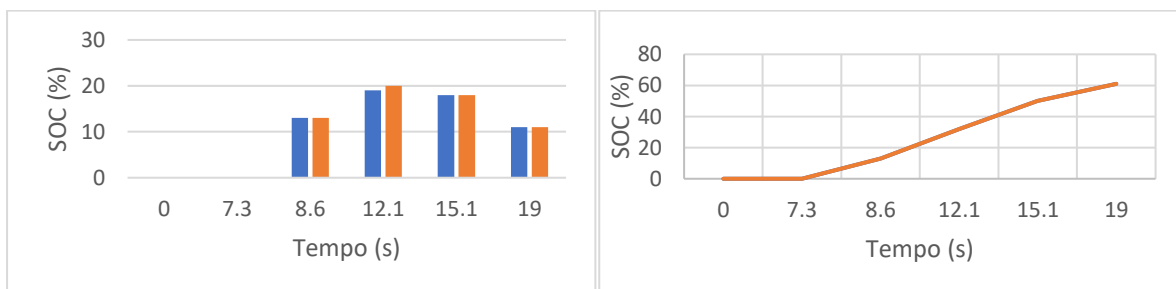
Carregador 1)



Carregador 2)



Carregador 3)



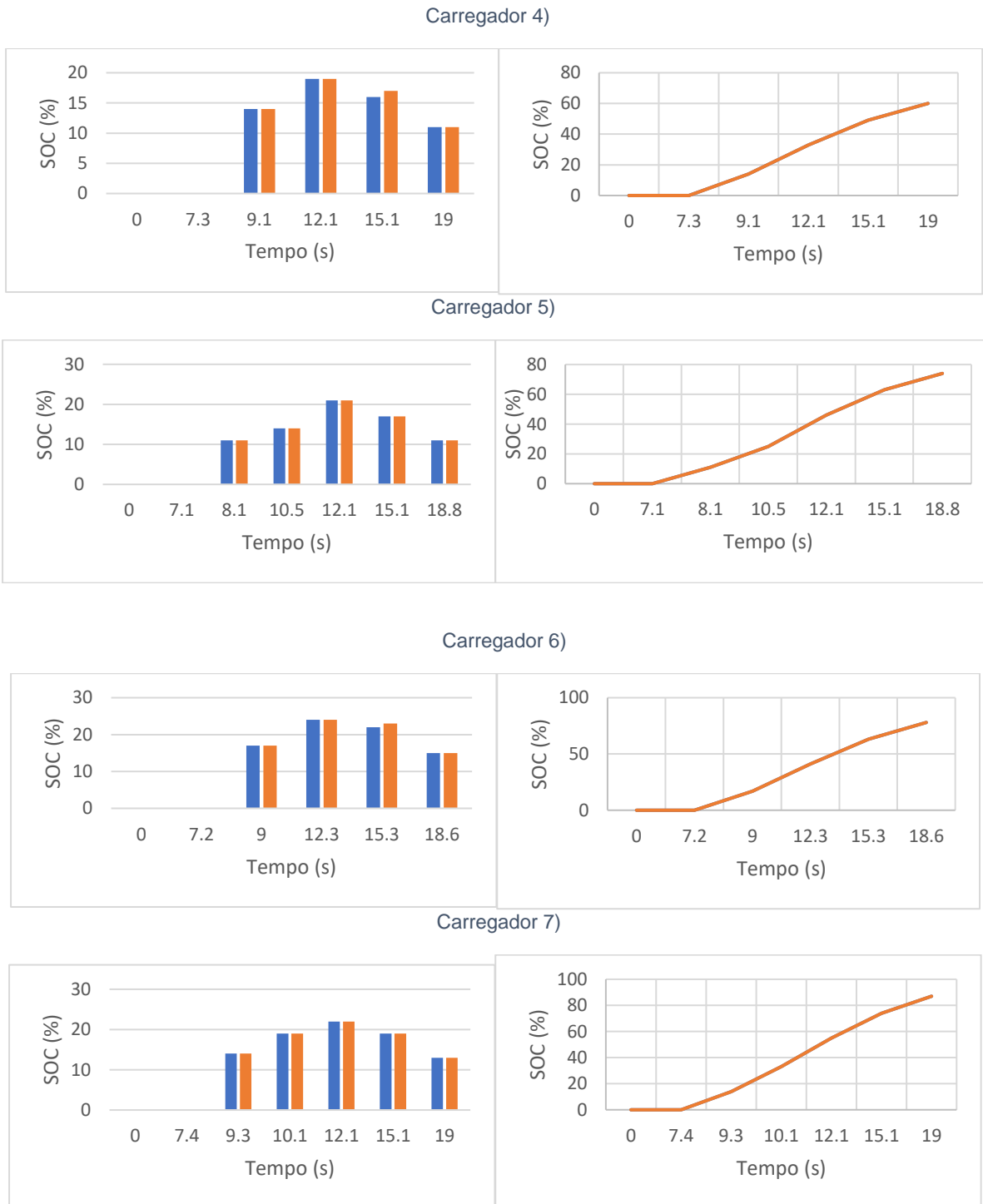
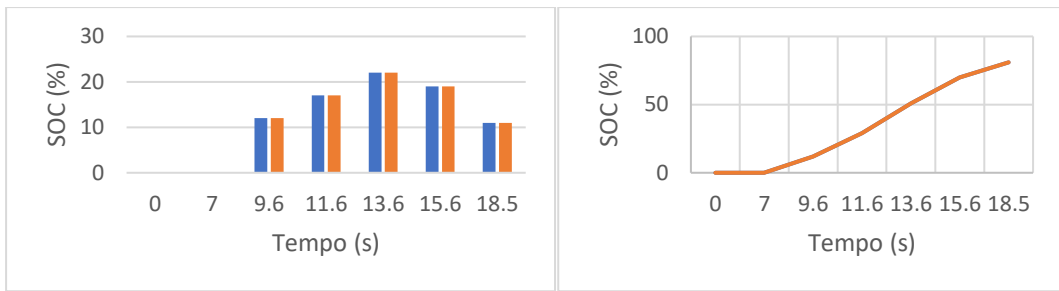
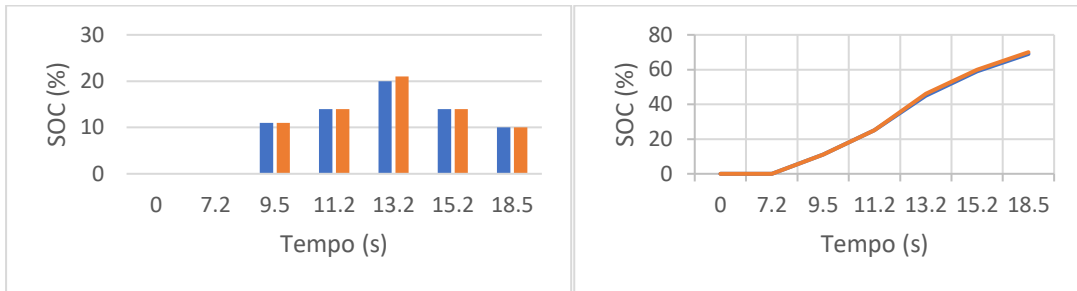


Figura A.7.13. Descrição do SOC atingido (a azul) e pretendido (a laranja) para os carregadores de 7,4 kW com o algoritmo de carregamento prioritário e uma radiação baixa.

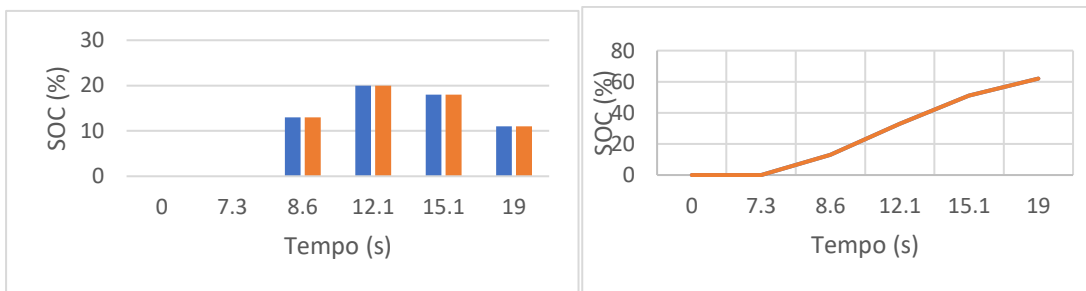
Carregador 1)



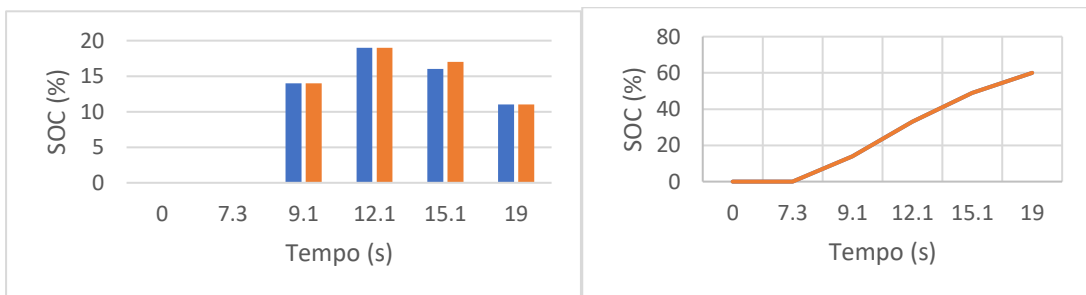
Carregador 2)



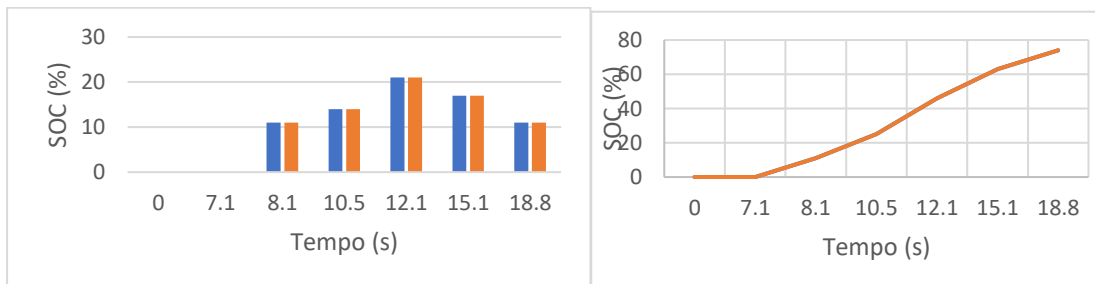
Carregador 3)



Carregador 4)



Carregador 5)



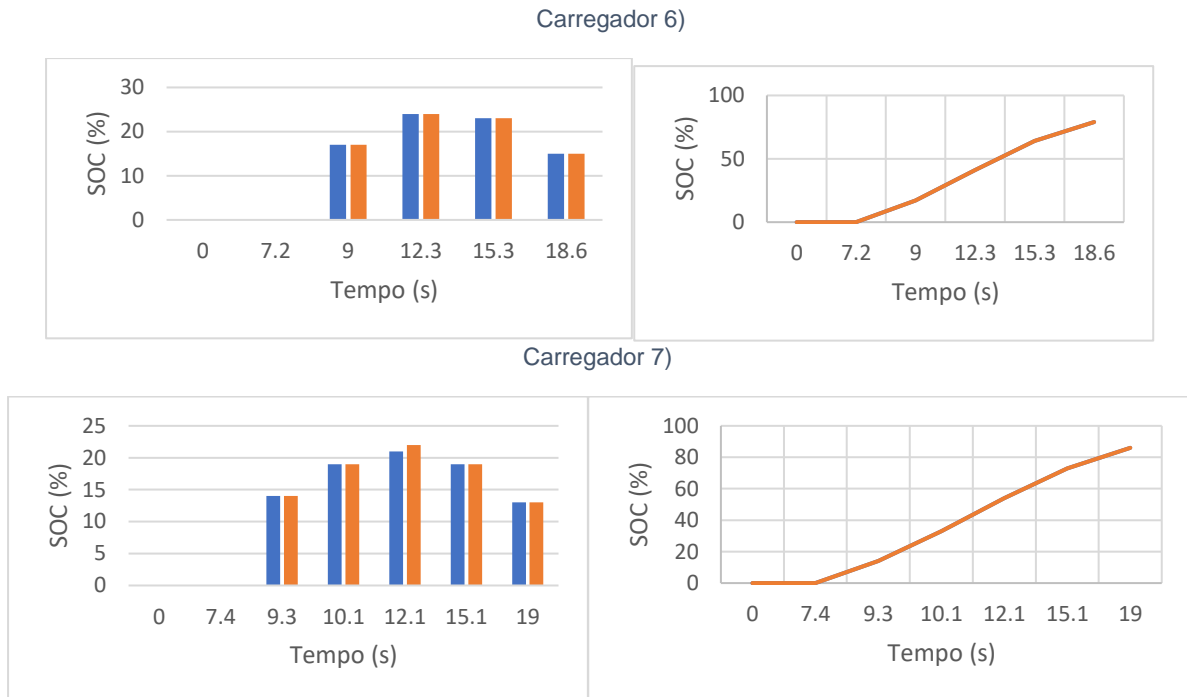


Figura A.7.14. Descrição do SOC atingido (a azul) e pretendido (a laranja) para os carregadores de 7,4 kW com o algoritmo mapeado ao Tempo e SOC e uma radiação baixa.

A.8. Energia consumida pelos carregadores e respetivos modos de carregamento

Nesta secção são descritos os valores da energia consumida por cada carregador nos respetivos modos de carregamento. Tais resultados apenas serão apresentados para os cenários de média radiação e de baixa radiação, uma vez, que para o cenário de máxima radiação apenas é utilizado o modo de carregamento verde.

Para determinar a energia consumida pelos carregadores durante os respetivos modos de carregamento foi efetuada a área do sinal da potência entregue a cada um dos carregadores, utilizando o bloco *Integrator* do *Matlab*. Os valores obtidos para as energias foram descritos na Tabela A.8.1, na Tabela A.8.2, na Tabela A.8.3 e na Tabela A.8.4.

A.8.1. Cenário de média radiação com carregadores de 7,4 kW

No cenário de média radiação são utilizados dois modos de carregamento, o modo verde e o amarelo. Na Figura A.8.1 são descritos os modos de carregamento utilizados pelos VE durante o dia, sendo que o sinal a amarelo-escuro corresponde ao modo amarelo e sinal verde ao modo de carregamento verde.



Figura A.8.1. Variação dos modos de carregamento ao longo do tempo com uma radiação solar média.

Na Tabela A.8.1 encontra-se presente a energia consumida pelos modos de carregamento verde e amarelo para os carregadores limitados a 7,4 kW. O baixo valor da energia consumida no modo verde advém do baixo SOC pretendido pelos VE que utilizaram esse modo, dada à radiação solar não ser muito elevada e ao SOC ser mapeado à potência disponível dos painéis fotovoltaicos.

Tabela A.8.1. Energia consumida pelos diferentes modos no cenário em que a radiação solar é média e os carregadores são limitados a 7,4 kW.

	Carregador	Energia consumida no modo verde (kWh)	Energia consumida no modo amarelo (kWh)	Energia total consumida ao longo do dia (kWh)
Algoritmo Power Sharing modificado	1	5,71	33,29	39,00
	2	6,70	25,44	32,14
	3	4,70	23,38	28,08
	4	3,72	23,74	27,46
	5	7,71	25,05	32,76
	6	5,71	25,18	30,89
	7	5,73	26,72	32,45
Algoritmo de carregamento prioritário	1	5,71	32,66	38,37
	2	6,70	25,44	32,14
	3	4,70	23,38	28,08
	4	3,72	23,74	27,46
	5	7,71	24,43	32,14
	6	5,71	24,86	30,57
	7	5,73	26,40	32,13
Algoritmo mapeado ao Tempo e SOC	1	5,71	33,29	39,00
	2	6,70	25,44	31,82
	3	4,70	23,38	28,08
	4	3,72	24,76	27,46
	5	7,71	25,05	32,76
	6	5,71	25,18	30,89
	7	5,73	26,71	32,44

A.8.2. Cenário de média radiação com carregadores de 30 kW

Na Tabela A.8.2 encontra-se presente a energia consumida pelos modos de carregamento verde e amarelo para os carregadores limitados a 30 kW. O baixo valor da energia consumida no modo verde advém do mesmo fator dos carregadores limitados a 7,4 kW, isto é, provém do baixo SOC pretendido pelos VE que utilizaram esse modo, dada à radiação solar não ser muito elevada e ao SOC ser mapeado à potência disponível dos painéis fotovoltaicos.

Tabela A.8.2. Energia consumida pelos diferentes modos no cenário em que a radiação solar é média e os carregadores são limitados a 30 kW.

	Carregador	Energia consumida no modo verde (kWh)	Energia consumida no modo amarelo (kWh)	Energia total consumida ao longo do dia (kWh)
Algoritmo Power Sharing modificado	1	5,71	35,47	41,18
	2	6,71	26,05	32,76
	3	4,71	25,87	30,58
	4	3,72	26,23	29,95
	5	7,71	25,05	32,76
	6	5,71	25,18	30,89
	7	5,72	26,73	32,45
Algoritmo de carregamento prioritário	1	5,70	33,92	39,62
	2	6,69	26,07	32,76
	3	4,70	25,88	30,89
	4	2,72	27,23	29,95
	5	8,50	24,26	32,76
	6	5,71	25,18	30,89
	7	5,72	26,73	32,45
Algoritmo mapeado ao Tempo e SOC	1	5,71	34,85	40,56
	2	6,71	26,05	32,76
	3	4,71	25,87	30,58
	4	2,72	27,23	29,95
	5	8,71	24,05	32,76
	6	5,71	25,18	30,89
	7	5,72	26,73	32,45

A.8.3. Cenário de baixa produção com carregadores de 7,4 kW

No cenário de média radiação são utilizados dois modos de carregamento, o modo verde e o amarelo. Na Figura A.8.2 são descritos os modos de carregamento utilizados pelos VE durante o dia, sendo que o sinal a amarelo-escuro corresponde ao modo amarelo e sinal vermelho ao modo de carregamento vermelho.



Figura A.8.2. Variação dos modos de carregamento ao longo do tempo com uma radiação solar baixa.

Na Tabela A.8.3 encontra-se presente a energia consumida pelos modos de carregamento verde e amarelo para os carregadores limitados a 7,4 kW. O baixo valor da energia consumida no modo vermelho provém do facto da potência consumida nesse modo ser limitada a 1,85 kW para simular o cenário real em que um utilizador consumirá menos energia quando o valor da mesma é elevado.

Tabela A.8.3. Energia consumida pelos diferentes modos no cenário em que a radiação solar é baixa e os carregadores são limitados a 7,4 kW.

	Carregador	Energia consumida no modo vermelho (kWh)	Energia consumida no modo amarelo (kWh)	Energia total consumida ao longo do dia (kWh)
Algoritmo Power Sharing modificado	1	3,57	21,7	25,27
	2	2,57	19,27	21,84
	3	4,07	15,27	19,34
	4	3,57	15,46	19,03
	5	3,97	19,12	23,09
	6	3,67	21,6	25,27
	7	3,57	23,26	26,83
Algoritmo de carregamento prioritário	1	3,57	21,39	24,96
	2	2,64	19,20	21,84
	3	4,07	14,96	19,03
	4	3,57	15,15	18,72
	5	3,90	19,19	23,09
	6	3,59	21,37	24,96
	7	3,65	23,19	26,83
Algoritmo mapeado ao Tempo e SOC	1	3,57	22,7	25,27
	2	2,57	17,46	21,53
	3	4,07	16,09	19,66
	4	3,57	14,75	18,72
	5	3,90	19,49	23,09
	6	3,67	25,18	25,27
	7	3,64	26,67	26,52

A.8.4. Cenário de baixa radiação com carregadores de 30 kW

Na Tabela A.8.4 encontra-se presente a energia consumida pelos modos de carregamento verde e amarelo para os carregadores limitados a 30 kW. O baixo valor da energia consumida no modo vermelho provém da mesma situação descrita na secção A.8.3.

Tabela A.8.4. Energia consumida pelos diferentes modos no cenário em que a radiação solar é baixa e os carregadores são limitados a 30 kW.

	Carregador	Energia consumida no modo vermelho (kWh)	Energia consumida no modo amarelo (kWh)	Energia total consumida ao longo do dia (kWh)
Algoritmo Power Sharing modificado	1	3,57	21,7	25,27
	2	2,57	19,27	21,84
	3	4,07	15,27	19,34
	4	3,57	15,46	19,03
	5	3,97	19,12	23,09
	6	3,67	21,6	25,27
	7	3,57	23,26	26,83
Algoritmo de carregamento prioritário	1	3,57	21,39	24,96
	2	2,64	19,20	21,84
	3	4,07	14,96	19,03
	4	3,57	15,15	18,72
	5	3,90	19,19	23,09
	6	3,59	21,37	24,96
	7	3,65	23,19	26,83
Algoritmo mapeado ao Tempo e SOC	1	3,57	22,7	25,27
	2	2,57	17,46	21,53
	3	4,07	16,09	19,66
	4	3,57	14,75	18,72
	5	3,90	19,49	23,09
	6	3,67	25,18	25,27
	7	3,64	26,67	26,52

Apêndice B – Tabelas de viabilidade económica

Este apêndice apresenta as tabelas com os cash-flow para os diferentes sistemas compostos pelos diversos carregadores, cada tabela corresponde a um carregador em específico e a uma taxa de utilização, para que a conclusão de qual o sistema a utilizar em contexto real seja bem fundamenta e com coerência. A criação de todas as tabelas teve por base os investimentos presentes na Tabela 6.9.

O VAL corresponde à diferença entre os valores atualizados de todos os custos e dos proveitos, cash-flow (C_{Fn}), inerentes a um determinado projeto de investimento ($Inv_{Cenário_x}$), ao longo do prazo de vida útil do projeto (N), sendo a taxa de atualização dada por TA . Podendo ser calculado pela equação abaixo representada [81].

$$VAL_{Cenário_x} = \sum_{n=1}^N \frac{C_{Fn}}{(1+TA)^n} - Inv_{Cenário_x} \quad (0.1)$$

A TIR representa a taxa de juro que torna nulo o VAL de uma série de cash-flows, exprimindo assim a taxa de rentabilidade periódica do capital investido. Dada pela equação abaixo [81].

$$TIR = \sum_{n=1}^N \frac{C_{Fn}}{(1+Inv_{Cenário_x})^n} \quad (0.2)$$

O PB ou PRI corresponde ao espaço de tempo, em anos, necessário para que o investidor recupere todo o capital investido. De acordo com a equação abaixo [81].

$$PB = \frac{\sum_{n=1}^N \frac{Inv_{Cenário_x}}{(1+TA)^n}}{\frac{\sum_{n=1}^N \frac{C_{Fn}}{(1+TA)^n}}{n}} \quad (0.3)$$

Para realizar todos os cálculos apresentados nesta secção e determinar os indicadores económicos mencionados anteriormente, foi utilizado o software *Microsoft Excel*.

Na RAM o preço da potência contrata da rede elétrica segue o valor estipulado pela Empresa de Eletricidade da Madeira (EEM). Desse modo, entrou-se em contacto com a EEM, para determinar as tarifas aplicadas com 57,588 kVA (valor retirado utilizando o fator de potência 0,99, dado pela divisão entre a potência à saída do conversor DC/AC e à entrada), obtendo a resposta de que a alimentação poderá ser em média tensão ou baixa tensão especial (BTE), caso exista algum posto de transformação (PT) na proximidade com capacidade disponível, caso não exista nenhum PT com capacidade disponível é necessário a construção de um, o que acarreta um custo de 60 000 €.

Para minimizar os custos foi admitindo que existe um PT na proximidade com capacidade disponível. Dessa forma a tarifa aplicada à energia ativa é de 0,1472 €/kWh, a qual são acrescentadas mais três tarifas: uma tarifa fixa de 0,0075 €/dia, outra para a potência utilizada 0,0360 €/kW.dia e uma taxa de manutenção mensal de 2 952,68 € (por se tratar de uma UPAC) [82], [83]. As despesas anuais associadas a encargos com operação e manutenção das instalações fotovoltaicas foram assumidas constantes ao longo dos anos, com um valor de 1% do investimento inicial.

B.1. Análise viabilidade económica do sistema de carregamento com os painéis fotovoltaicos na máxima produção

A primeira análise de viabilidade é efetuada ao cenário em que os painéis fotovoltaicos encontram-se na máxima produção.

Para conceber as tabelas seguintes foi tido por base as simulações efetuadas na secção 6 e o investimento relativo a um sistema composto por um único inversor e por vários carregadores Supernova ou Quasar. A primeira tabela apresenta a análise de viabilidade económica com carregadores Supernova e a segunda com carregadores Quasar.

Tabela B.1.1. Análise de viabilidade económica para carregador *Supernova* com os painéis na máxima produção

Anos	Energia modo verde (kWh)	Tarifa verde (€/kWh)	Energia enviada para a rede (kWh)	Tarifa rede (€/kWh)	Energia modo amarelo (kWh)	Tarifa amarela (€)	Energia modo vermelho (kWh)	Tarifa vermelha (€)	Renumeração (€) [Ren]	O&M (manutenção) [Com]	CFE (€) [Ren-Com]	CFE atualizado (€) [[CFE) × (1 + TA) ⁻¹	CFG (€) [1+CFE atualizado]
0													-136944
1	136000,8	0,21	0	0,03587	0	0,43	0	0,79	28560,168		28560,17	25963,78909	-110980
2	136000,8	0,21	0	0,03587	0	0,43	0	0,79	28560,168	1369,44	27190,73	22471,67603	-88508,5
3	136000,8	0,21	0	0,03587	0	0,43	0	0,79	28560,168	1369,44	27190,73	20428,79639	-68079,7
4	136000,8	0,21	0	0,03587	0	0,43	0	0,79	28560,168	1369,44	27190,73	18571,63309	-49508,1
5	136000,8	0,21	0	0,03587	0	0,43	0	0,79	28560,168	1369,44	27190,73	16883,3028	-32624,8
6	136000,8	0,21	0	0,03587	0	0,43	0	0,79	28560,168	1369,44	27190,73	15348,4571	-17276,3
7	136000,8	0,21	0	0,03587	0	0,43	0	0,79	28560,168	1369,44	27190,73	13953,14281	-3323,2
8	136000,8	0,21	0	0,03587	0	0,43	0	0,79	28560,168	1369,44	27190,73	12684,67529	9361,473
9	136000,8	0,21	0	0,03587	0	0,43	0	0,79	28560,168	1369,44	27190,73	11531,52299	20893
10	136000,8	0,21	0	0,03587	0	0,43	0	0,79	28560,168	1369,44	27190,73	10483,20272	31376,2
11	136000,8	0,21	0	0,03587	0	0,43	0	0,79	28560,168	1369,44	27190,73	9530,184286	40906,38
12	136000,8	0,21	0	0,03587	0	0,43	0	0,79	28560,168	1369,44	27190,73	8663,803897	49570,19
13	136000,8	0,21	0	0,03587	0	0,43	0	0,79	28560,168	1369,44	27190,73	7876,185361	57446,37
14	136000,8	0,21	0	0,03587	0	0,43	0	0,79	28560,168	1369,44	27190,73	7160,16851	64606,54
15	136000,8	0,21	0	0,03587	0	0,43	0	0,79	28560,168	1369,44	27190,73	6509,2441	71115,78
16	136000,8	0,21	0	0,03587	0	0,43	0	0,79	28560,168	1369,44	27190,73	5917,494636	77033,28
17	136000,8	0,21	0	0,03587	0	0,43	0	0,79	28560,168	1369,44	27190,73	5379,540578	82412,82
18	136000,8	0,21	0	0,03587	0	0,43	0	0,79	28560,168	1369,44	27190,73	4890,491435	87303,31
19	136000,8	0,21	0	0,03587	0	0,43	0	0,79	28560,168	1369,44	27190,73	4445,901304	91749,21
20	136000,8	0,21	0	0,03587	0	0,43	0	0,79	28560,168	1369,44	27190,73	4041,728459	95790,94
21	136000,8	0,21	0	0,03587	0	0,43	0	0,79	28560,168	1369,44	27190,73	3674,298599	99465,24
22	136000,8	0,21	0	0,03587	0	0,43	0	0,79	28560,168	1369,44	27190,73	3340,271453	102805,5
23	136000,8	0,21	0	0,03587	0	0,43	0	0,79	28560,168	1369,44	27190,73	3036,610412	105842,1
24	136000,8	0,21	0	0,03587	0	0,43	0	0,79	28560,168	1369,44	27190,73	2760,55492	108602,7
25	136000,8	0,21	0	0,03587	0	0,43	0	0,79	28560,168	1369,44	27190,73	2509,595382	111112,3

Tabela B.1.2. Análise de viabilidade económica para carregador *Quasar* com os painéis na máxima produção

Anos	Energia modo verde (kWh)	Tarifa verde (€/kWh)	Energia enviada para a rede (kWh)	Tarifa rede (€/kWh)	Energia modo amarelo (kWh)	Tarifa amarela (€)	Energia modo vermelho (kWh)	Tarifa vermelha (€)	Renumeração (€) [Ren]	O&M (manutenção) [Com]	CFE (€) [Ren-Com]	CFE atualizado (€) [[CFE) × (1 + TA) ⁻¹	CFG (€) [1+CFE atualizado]
0													-88860
1	127000,8	0,21	9000	0,03587	0	0,43	0	0,79	26992,998		26993	24539,08909	-64320,9
2	127000,8	0,21	9000	0,03587	0	0,43	0	0,79	26992,998	888,6	26104,4	21573,88264	-42747
3	127000,8	0,21	9000	0,03587	0	0,43	0	0,79	26992,998	888,6	26104,4	19612,62059	-23134,4
4	127000,8	0,21	9000	0,03587	0	0,43	0	0,79	26992,998	888,6	26104,4	17829,65508	-5304,75
5	127000,8	0,21	9000	0,03587	0	0,43	0	0,79	26992,998	888,6	26104,4	16208,77734	10904,02
6	127000,8	0,21	9000	0,03587	0	0,43	0	0,79	26992,998	888,6	26104,4	14735,25213	25639,28
7	127000,8	0,21	9000	0,03587	0	0,43	0	0,79	26992,998	888,6	26104,4	13395,68376	39034,96
8	127000,8	0,21	9000	0,03587	0	0,43	0	0,79	26992,998	888,6	26104,4	12177,89432	51212,85
9	127000,8	0,21	9000	0,03587	0	0,43	0	0,79	26992,998	888,6	26104,4	11070,81302	62283,67
10	127000,8	0,21	9000	0,03587	0	0,43	0	0,79	26992,998	888,6	26104,4	10064,37547	72348,04
11	127000,8	0,21	9000	0,03587	0	0,43	0	0,79	26992,998	888,6	26104,4	9149,432249	81497,48
12	127000,8	0,21	9000	0,03587	0	0,43	0	0,79	26992,998	888,6	26104,4	8317,665681	89815,14
13	127000,8	0,21	9000	0,03587	0	0,43	0	0,79	26992,998	888,6	26104,4	7561,514255	97376,66
14	127000,8	0,21	9000	0,03587	0	0,43	0	0,79	26992,998	888,6	26104,4	6874,103868	104250,8
15	127000,8	0,21	9000	0,03587	0	0,43	0	0,79	26992,998	888,6	26104,4	6249,185335	110499,9
16	127000,8	0,21	9000	0,03587	0	0,43	0	0,79	26992,998	888,6	26104,4	5681,077577	116181
17	127000,8	0,21	9000	0,03587	0	0,43	0	0,79	26992,998	888,6	26104,4	5164,615979	121345,6
18	127000,8	0,21	9000	0,03587	0	0,43	0	0,79	26992,998	888,6	26104,4	4695,105436	126040,7
19	127000,8	0,21	9000	0,03587	0	0,43	0	0,79	26992,998	888,6	26104,4	4268,277669	130309
20	127000,8	0,21	9000	0,03587	0	0,43	0	0,79	26992,998	888,6	26104,4	3880,252426	134189,3
21	127000,8	0,21	9000	0,03587	0	0,43	0	0,79	26992,998	888,6	26104,4	3527,502206	137716,8
22	127000,8	0,21	9000	0,03587	0	0,43	0	0,79	26992,998	888,6	26104,4	3206,820187	140923,6
23	127000,8	0,21	9000	0,03587	0	0,43	0	0,79	26992,998	888,6	26104,4	2915,291079	143838,9
24	127000,8	0,21	9000	0,03587	0	0,43	0	0,79	26992,998	888,6	26104,4	2650,264617	146489,2
25	127000,8	0,21	9000	0,03587	0	0,43	0	0,79	26992,998	888,6	26104,4	2409,33147	148898,5

B.2. Análise viabilidade económica do sistema de carregamento com os painéis fotovoltaicos em média produção

A segunda análise de viabilidade é efetuada ao cenário em que os painéis fotovoltaicos encontram-se na média produção.

Para conceber as tabelas seguintes foi tido por base as simulações efetuadas na secção 6 e o investimento relativo a um sistema composto por um único inversor e carregadores Supernova ou Quasar. A primeira tabela apresenta a análise de viabilidade económica com carregadores Supernova e a segunda com carregadores Quasar.

Tabela B.2.1. Análise de viabilidade económica para carregador *Supernova* com os painéis na média produção

Anos	Energia modo verde (kWh)	Tarifa verde (€/kWh)	Energia enviada para a rede (kWh)	Tarifa rede (€/kWh)	Energia modo amarelo (kWh)	Tarifa amarela (€)	Energia modo vermelho (kWh)	Tarifa vermelha (€)	Renumeração (€) [Ren]	O&M (manutenção) [Com]	CFE (€) [Ren-Com]	CFE atualizado (€) [(CFE) × (1 + TA) ⁻¹]	CFG (€) [1+CFE atualizado]
0													-136944
1	14400	0,21	0	0,03587	65905,2	0,43	0	0,79	28476,828		28476,83	25888,02545	-111056
2	14400	0,21	0	0,03587	65905,2	0,43	0	0,79	22852,188	1369,44	21482,75	17754,33719	-93301,6
3	14400	0,21	0	0,03587	65905,2	0,43	0	0,79	22852,188	1369,44	21482,75	16140,30654	-77161,3
4	14400	0,21	0	0,03587	65905,2	0,43	0	0,79	22852,188	1369,44	21482,75	14673,00594	-62488,3
5	14400	0,21	0	0,03587	65905,2	0,43	0	0,79	22852,188	1369,44	21482,75	13339,09631	-49149,2
6	14400	0,21	0	0,03587	65905,2	0,43	0	0,79	22852,188	1369,44	21482,75	12126,45119	-37022,8
7	14400	0,21	0	0,03587	65905,2	0,43	0	0,79	22852,188	1369,44	21482,75	11024,04654	-25998,7
8	14400	0,21	0	0,03587	65905,2	0,43	0	0,79	22852,188	1369,44	21482,75	10021,86049	-15976,9
9	14400	0,21	0	0,03587	65905,2	0,43	0	0,79	22852,188	1369,44	21482,75	9110,782263	-6866,09
10	14400	0,21	0	0,03587	65905,2	0,43	0	0,79	22852,188	1369,44	21482,75	8282,52933	1416,441
11	14400	0,21	0	0,03587	65905,2	0,43	0	0,79	22852,188	1369,44	21482,75	7529,572118	8946,013
12	14400	0,21	0	0,03587	65905,2	0,43	0	0,79	22852,188	1369,44	21482,75	6845,065562	15791,08
13	14400	0,21	0	0,03587	65905,2	0,43	0	0,79	22852,188	1369,44	21482,75	6222,786874	22013,87
14	14400	0,21	0	0,03587	65905,2	0,43	0	0,79	22852,188	1369,44	21482,75	5657,078977	27670,94
15	14400	0,21	0	0,03587	65905,2	0,43	0	0,79	22852,188	1369,44	21482,75	5142,79907	32813,74
16	14400	0,21	0	0,03587	65905,2	0,43	0	0,79	22852,188	1369,44	21482,75	4675,271882	37489,02
17	14400	0,21	0	0,03587	65905,2	0,43	0	0,79	22852,188	1369,44	21482,75	4250,247165	41739,26
18	14400	0,21	0	0,03587	65905,2	0,43	0	0,79	22852,188	1369,44	21482,75	3863,861059	45603,12
19	14400	0,21	0	0,03587	65905,2	0,43	0	0,79	22852,188	1369,44	21482,75	3512,600963	49115,72
20	14400	0,21	0	0,03587	65905,2	0,43	0	0,79	22852,188	1369,44	21482,75	3193,273603	52309
21	14400	0,21	0	0,03587	65905,2	0,43	0	0,79	22852,188	1369,44	21482,75	2902,976002	55211,97
22	14400	0,21	0	0,03587	65905,2	0,43	0	0,79	22852,188	1369,44	21482,75	2639,069093	57851,04
23	14400	0,21	0	0,03587	65905,2	0,43	0	0,79	22852,188	1369,44	21482,75	2399,153721	60250,2
24	14400	0,21	0	0,03587	65905,2	0,43	0	0,79	22852,188	1369,44	21482,75	2181,048837	62431,25
25	14400	0,21	0	0,03587	65905,2	0,43	0	0,79	22852,188	1369,44	21482,75	1982,77167	64414,02

Tabela B.2.2. Análise de viabilidade económica para carregador *Quasar* com os painéis na média produção

Anos	Energia modo verde (kWh)	Tarifa verde (€/kWh)	Energia enviada para a rede (kWh)	Tarifa rede (€/kWh)	Energia modo amarelo (kWh)	Tarifa amarela (€)	Energia modo vermelho (kWh)	Tarifa vermelha (€)	Renumeração (€) [Ren]	O&M (manutenção) [Com]	CFE (€) [Ren-Com]	CFE atualizado (€) [[CFE) × (1 + TA) ⁻¹	CFG (€) [1+CFE atualizado]
0													-88860
1	14400	0,21	0	0,03587	65905,2	0,43	0	0,79	28476,828		28476,83	25888,02545	-62972
2	14400	0,21	0	0,03587	65905,2	0,43	0	0,79	22852,188	888,6	21963,59	18151,72562	-44820,2
3	14400	0,21	0	0,03587	65905,2	0,43	0	0,79	22852,188	888,6	21963,59	16501,56875	-28318,7
4	14400	0,21	0	0,03587	65905,2	0,43	0	0,79	22852,188	888,6	21963,59	15001,42613	-13317,3
5	14400	0,21	0	0,03587	65905,2	0,43	0	0,79	22852,188	888,6	21963,59	13637,66012	320,4061
6	14400	0,21	0	0,03587	65905,2	0,43	0	0,79	22852,188	888,6	21963,59	12397,87284	12718,28
7	14400	0,21	0	0,03587	65905,2	0,43	0	0,79	22852,188	888,6	21963,59	11270,79349	23989,07
8	14400	0,21	0	0,03587	65905,2	0,43	0	0,79	22852,188	888,6	21963,59	10246,1759	34235,25
9	14400	0,21	0	0,03587	65905,2	0,43	0	0,79	22852,188	888,6	21963,59	9314,705362	43549,95
10	14400	0,21	0	0,03587	65905,2	0,43	0	0,79	22852,188	888,6	21963,59	8467,913965	52017,87
11	14400	0,21	0	0,03587	65905,2	0,43	0	0,79	22852,188	888,6	21963,59	7698,103605	59715,97
12	14400	0,21	0	0,03587	65905,2	0,43	0	0,79	22852,188	888,6	21963,59	6998,276004	66714,25
13	14400	0,21	0	0,03587	65905,2	0,43	0	0,79	22852,188	888,6	21963,59	6362,069095	73076,32
14	14400	0,21	0	0,03587	65905,2	0,43	0	0,79	22852,188	888,6	21963,59	5783,699177	78860,02
15	14400	0,21	0	0,03587	65905,2	0,43	0	0,79	22852,188	888,6	21963,59	5257,908343	84117,92
16	14400	0,21	0	0,03587	65905,2	0,43	0	0,79	22852,188	888,6	21963,59	4779,916675	88897,84
17	14400	0,21	0	0,03587	65905,2	0,43	0	0,79	22852,188	888,6	21963,59	4345,378796	93243,22
18	14400	0,21	0	0,03587	65905,2	0,43	0	0,79	22852,188	888,6	21963,59	3950,34436	97193,56
19	14400	0,21	0	0,03587	65905,2	0,43	0	0,79	22852,188	888,6	21963,59	3591,222145	100784,8
20	14400	0,21	0	0,03587	65905,2	0,43	0	0,79	22852,188	888,6	21963,59	3264,747405	104049,5
21	14400	0,21	0	0,03587	65905,2	0,43	0	0,79	22852,188	888,6	21963,59	2967,952186	107017,5
22	14400	0,21	0	0,03587	65905,2	0,43	0	0,79	22852,188	888,6	21963,59	2698,138351	109715,6
23	14400	0,21	0	0,03587	65905,2	0,43	0	0,79	22852,188	888,6	21963,59	2452,853046	112168,5
24	14400	0,21	0	0,03587	65905,2	0,43	0	0,79	22852,188	888,6	21963,59	2229,866406	114398,3
25	14400	0,21	0	0,03587	65905,2	0,43	0	0,79	22852,188	888,6	21963,59	2027,151278	116425,5

B.3. Análise viabilidade económica do sistema de carregamento com os painéis fotovoltaicos na baixa produção

A terceira análise de viabilidade é efetuada ao cenário em que os painéis fotovoltaicos encontram-se na baixa produção.

Para conceber as tabelas seguintes foi tido por base as simulações efetuadas na secção 6 e o investimento relativo a um sistema composto por um único inversor e carregadores Supernova ou Quasar. A primeira tabela apresenta a análise de viabilidade económica com carregadores Supernova e a segunda com carregadores Quasar.

Tabela B.3.1. Análise de viabilidade económica para carregador *Supernova* com os painéis na baixa produção

Anos	Energia modo verde (kWh)	Tarifa verde (€/kWh)	Energia enviada para a rede (kWh)	Tarifa rede (€/kWh)	Energia modo amarelo (kWh)	Tarifa amarela (€)	Energia modo vermelho (kWh)	Tarifa vermelha (€)	Renumeração (€) [Ren]	O&M (manutenção) [Com]	CFE (€) [Ren-Com]	CFE atualizado (€) [[CFE) × (1 + TA) ⁻¹	CFG (€) [1+CFE atualizado]
0													-136944
1	0	0,21	0	0,03587	48844,8	0,43	9000	0,79	23100,48		23100,48	21000,44	-115944
2	0	0,21	0	0,03587	48844,8	0,43	9000	0,79	23100,48	1369,44	21731,04	17959,54	-97984
3	0	0,21	0	0,03587	48844,8	0,43	9000	0,79	23100,48	1369,44	21731,04	16326,85	-81657,2
4	0	0,21	0	0,03587	48844,8	0,43	9000	0,79	23100,48	1369,44	21731,04	14842,59	-66814,6
5	0	0,21	0	0,03587	48844,8	0,43	9000	0,79	23100,48	1369,44	21731,04	13493,27	-53321,3
6	0	0,21	0	0,03587	48844,8	0,43	9000	0,79	23100,48	1369,44	21731,04	12266,61	-41054,7
7	0	0,21	0	0,03587	48844,8	0,43	9000	0,79	23100,48	1369,44	21731,04	11151,46	-29903,3
8	0	0,21	0	0,03587	48844,8	0,43	9000	0,79	23100,48	1369,44	21731,04	10137,69	-19765,6
9	0	0,21	0	0,03587	48844,8	0,43	9000	0,79	23100,48	1369,44	21731,04	9216,082	-10549,5
10	0	0,21	0	0,03587	48844,8	0,43	9000	0,79	23100,48	1369,44	21731,04	8378,257	-2171,22
11	0	0,21	0	0,03587	48844,8	0,43	9000	0,79	23100,48	1369,44	21731,04	7616,597	5445,376
12	0	0,21	0	0,03587	48844,8	0,43	9000	0,79	23100,48	1369,44	21731,04	6924,179	12369,56
13	0	0,21	0	0,03587	48844,8	0,43	9000	0,79	23100,48	1369,44	21731,04	6294,708	18664,26
14	0	0,21	0	0,03587	48844,8	0,43	9000	0,79	23100,48	1369,44	21731,04	5722,462	24386,73
15	0	0,21	0	0,03587	48844,8	0,43	9000	0,79	23100,48	1369,44	21731,04	5202,238	29588,96
16	0	0,21	0	0,03587	48844,8	0,43	9000	0,79	23100,48	1369,44	21731,04	4729,307	34318,27
17	0	0,21	0	0,03587	48844,8	0,43	9000	0,79	23100,48	1369,44	21731,04	4299,37	38617,64
18	0	0,21	0	0,03587	48844,8	0,43	9000	0,79	23100,48	1369,44	21731,04	3908,519	42526,16
19	0	0,21	0	0,03587	48844,8	0,43	9000	0,79	23100,48	1369,44	21731,04	3553,199	46079,36
20	0	0,21	0	0,03587	48844,8	0,43	9000	0,79	23100,48	1369,44	21731,04	3230,181	49309,54
21	0	0,21	0	0,03587	48844,8	0,43	9000	0,79	23100,48	1369,44	21731,04	2936,528	52246,07
22	0	0,21	0	0,03587	48844,8	0,43	9000	0,79	23100,48	1369,44	21731,04	2669,571	54915,64
23	0	0,21	0	0,03587	48844,8	0,43	9000	0,79	23100,48	1369,44	21731,04	2426,883	57342,52
24	0	0,21	0	0,03587	48844,8	0,43	9000	0,79	23100,48	1369,44	21731,04	2206,257	59548,78
25	0	0,21	0	0,03587	48844,8	0,43	9000	0,79	23100,48	1369,44	21731,04	2005,688	61554,47

Tabela B.3.2. Análise de viabilidade económica para carregador *Quasar* com os painéis na baixa produção

Anos	Energia modo verde (kWh)	Tarifa verde (€/kWh)	Energia enviada para a rede (kWh)	Tarifa rede (€/kWh)	Energia modo amarelo (kWh)	Tarifa amarela (€)	Energia modo vermelho (kWh)	Tarifa vermelha (€)	Renumeração (€) [Ren]	O&M (manutenção) [Com]	CFE (€) [Ren-Com]	CFE atualizado (€) [[CFE] × (1 + TA) ⁻¹]	CFG (€) [1+CFE atualizado]
0													-88860
1	0	0,21	0	0,03587	48844,8	0,43	9000	0,79	23100,48		23100,48	21000,44	-67859,6
2	0	0,21	0	0,03587	48844,8	0,43	9000	0,79	23100,48	888,6	22211,88	18356,93	-49502,6
3	0	0,21	0	0,03587	48844,8	0,43	9000	0,79	23100,48	888,6	22211,88	16688,11	-32814,5
4	0	0,21	0	0,03587	48844,8	0,43	9000	0,79	23100,48	888,6	22211,88	15171,01	-17643,5
5	0	0,21	0	0,03587	48844,8	0,43	9000	0,79	23100,48	888,6	22211,88	13791,83	-3851,68
6	0	0,21	0	0,03587	48844,8	0,43	9000	0,79	23100,48	888,6	22211,88	12538,03	8686,346
7	0	0,21	0	0,03587	48844,8	0,43	9000	0,79	23100,48	888,6	22211,88	11398,21	20084,55
8	0	0,21	0	0,03587	48844,8	0,43	9000	0,79	23100,48	888,6	22211,88	10362,01	30446,56
9	0	0,21	0	0,03587	48844,8	0,43	9000	0,79	23100,48	888,6	22211,88	9420,005	39866,56
10	0	0,21	0	0,03587	48844,8	0,43	9000	0,79	23100,48	888,6	22211,88	8563,641	48430,21
11	0	0,21	0	0,03587	48844,8	0,43	9000	0,79	23100,48	888,6	22211,88	7785,128	56215,33
12	0	0,21	0	0,03587	48844,8	0,43	9000	0,79	23100,48	888,6	22211,88	7077,389	63292,72
13	0	0,21	0	0,03587	48844,8	0,43	9000	0,79	23100,48	888,6	22211,88	6433,99	69726,71
14	0	0,21	0	0,03587	48844,8	0,43	9000	0,79	23100,48	888,6	22211,88	5849,082	75575,8
15	0	0,21	0	0,03587	48844,8	0,43	9000	0,79	23100,48	888,6	22211,88	5317,347	80893,14
16	0	0,21	0	0,03587	48844,8	0,43	9000	0,79	23100,48	888,6	22211,88	4833,952	85727,1
17	0	0,21	0	0,03587	48844,8	0,43	9000	0,79	23100,48	888,6	22211,88	4394,502	90121,6
18	0	0,21	0	0,03587	48844,8	0,43	9000	0,79	23100,48	888,6	22211,88	3995,002	94116,6
19	0	0,21	0	0,03587	48844,8	0,43	9000	0,79	23100,48	888,6	22211,88	3631,82	97748,42
20	0	0,21	0	0,03587	48844,8	0,43	9000	0,79	23100,48	888,6	22211,88	3301,654	101050,1
21	0	0,21	0	0,03587	48844,8	0,43	9000	0,79	23100,48	888,6	22211,88	3001,504	104051,6
22	0	0,21	0	0,03587	48844,8	0,43	9000	0,79	23100,48	888,6	22211,88	2728,64	106780,2
23	0	0,21	0	0,03587	48844,8	0,43	9000	0,79	23100,48	888,6	22211,88	2480,582	109260,8
24	0	0,21	0	0,03587	48844,8	0,43	9000	0,79	23100,48	888,6	22211,88	2255,074	111515,9
25	0	0,21	0	0,03587	48844,8	0,43	9000	0,79	23100,48	888,6	22211,88	2050,068	113565,9

B.4. Análise viabilidade económica do sistema de carregamento com os painéis fotovoltaicos na máxima produção e baixa afluência de VE

A quarta análise de viabilidade é efetuada ao cenário em que os painéis fotovoltaicos encontram-se na máxima produção mas com uma afluência diária de 7 VE.

Para conceber as tabelas seguintes foi tido por base as simulações efetuadas na secção 6 e o investimento relativo a um sistema composto por um único inversor e carregadores Supernova ou Quasar. A primeira tabela apresenta a análise de viabilidade económica com carregadores Supernova e a segunda com carregadores Quasar.

Tabela B.3.1. Análise de viabilidade económica para carregador *Supernova* com os painéis na baixa produção

Anos	Energia modo verde (kWh)	Tarifa verde (€/kWh)	Energia enviada para a rede (kWh)	Tarifa rede (€/kWh)	Energia modo amarelo (kWh)	Tarifa amarela (€)	Energia modo vermelho (kWh)	Tarifa vermelha (€)	Renumeração (€) [Ren]	O&M (manutenção) [Com]	CFE (€) [Ren-Com]	CFE atualizado (€) [[CFE) × (1 + TA) ⁻¹	CFG (€) [1+CFE atualizado]
0													-136944
1	29476,8	0,21	106527,6	0,03587	0	0,43	0	0,79	209,3658		209,3658	190,3326	-136754
2	29476,8	0,21	106527,6	0,03587	0	0,43	0	0,79	209,3658	1369,44	-1160,07	-958,739	-137712
3	29476,8	0,21	106527,6	0,03587	0	0,43	0	0,79	209,3658	1369,44	-1160,07	-871,581	-138584
4	29476,8	0,21	106527,6	0,03587	0	0,43	0	0,79	209,3658	1369,44	-1160,07	-792,346	-139376
5	29476,8	0,21	106527,6	0,03587	0	0,43	0	0,79	209,3658	1369,44	-1160,07	-720,315	-140097
6	29476,8	0,21	106527,6	0,03587	0	0,43	0	0,79	209,3658	1369,44	-1160,07	-654,832	-140751
7	29476,8	0,21	106527,6	0,03587	0	0,43	0	0,79	209,3658	1369,44	-1160,07	-595,301	-141347
8	29476,8	0,21	106527,6	0,03587	0	0,43	0	0,79	209,3658	1369,44	-1160,07	-541,183	-141888
9	29476,8	0,21	106527,6	0,03587	0	0,43	0	0,79	209,3658	1369,44	-1160,07	-491,985	-142380
10	29476,8	0,21	106527,6	0,03587	0	0,43	0	0,79	209,3658	1369,44	-1160,07	-447,259	-142827
11	29476,8	0,21	106527,6	0,03587	0	0,43	0	0,79	209,3658	1369,44	-1160,07	-406,599	-143234
12	29476,8	0,21	106527,6	0,03587	0	0,43	0	0,79	209,3658	1369,44	-1160,07	-369,635	-143603
13	29476,8	0,21	106527,6	0,03587	0	0,43	0	0,79	209,3658	1369,44	-1160,07	-336,032	-143939
14	29476,8	0,21	106527,6	0,03587	0	0,43	0	0,79	209,3658	1369,44	-1160,07	-305,484	-144245
15	29476,8	0,21	106527,6	0,03587	0	0,43	0	0,79	209,3658	1369,44	-1160,07	-277,713	-144523
16	29476,8	0,21	106527,6	0,03587	0	0,43	0	0,79	209,3658	1369,44	-1160,07	-252,466	-144775
17	29476,8	0,21	106527,6	0,03587	0	0,43	0	0,79	209,3658	1369,44	-1160,07	-229,514	-145005
18	29476,8	0,21	106527,6	0,03587	0	0,43	0	0,79	209,3658	1369,44	-1160,07	-208,65	-145213
19	29476,8	0,21	106527,6	0,03587	0	0,43	0	0,79	209,3658	1369,44	-1160,07	-189,681	-145403
20	29476,8	0,21	106527,6	0,03587	0	0,43	0	0,79	209,3658	1369,44	-1160,07	-172,438	-145575
21	29476,8	0,21	106527,6	0,03587	0	0,43	0	0,79	209,3658	1369,44	-1160,07	-156,761	-145732
22	29476,8	0,21	106527,6	0,03587	0	0,43	0	0,79	209,3658	1369,44	-1160,07	-142,51	-145875
23	29476,8	0,21	106527,6	0,03587	0	0,43	0	0,79	209,3658	1369,44	-1160,07	-129,555	-146004
24	29476,8	0,21	106527,6	0,03587	0	0,43	0	0,79	209,3658	1369,44	-1160,07	-117,777	-146122
25	29476,8	0,21	106527,6	0,03587	0	0,43	0	0,79	209,3658	1369,44	-1160,07	-107,07	-146229

Tabela B.3.2. Análise de viabilidade económica para carregador *Quasar* com os painéis na baixa produção

Anos	Energia modo verde (kWh)	Tarifa verde (€/kWh)	Energia enviada para a rede (kWh)	Tarifa rede (€/kWh)	Energia modo amarelo (kWh)	Tarifa amarela (€)	Energia modo vermelho (kWh)	Tarifa vermelha (€)	Renumeração (€) [Ren]	O&M (manutenção) [Com]	CFE (€) [Ren-Com]	CFE atualizado (€) [[CFE] × (1 + TA) ⁻¹]	CFG (€) [1+CFE atualizado]
0													-88860
1	29476,8	0,21	106527,6	0,03587	0	0,43	0	0,79	-30135,4		-30135,4	-27395,9	-116256
2	29476,8	0,21	106527,6	0,03587	0	0,43	0	0,79	-30135,4	888,6	-31024	-25639,7	-141896
3	29476,8	0,21	106527,6	0,03587	0	0,43	0	0,79	-30135,4	888,6	-31024	-23308,8	-165204
4	29476,8	0,21	106527,6	0,03587	0	0,43	0	0,79	-30135,4	888,6	-31024	-21189,8	-186394
5	29476,8	0,21	106527,6	0,03587	0	0,43	0	0,79	-30135,4	888,6	-31024	-19263,5	-205658
6	29476,8	0,21	106527,6	0,03587	0	0,43	0	0,79	-30135,4	888,6	-31024	-17512,3	-223170
7	29476,8	0,21	106527,6	0,03587	0	0,43	0	0,79	-30135,4	888,6	-31024	-15920,2	-239090
8	29476,8	0,21	106527,6	0,03587	0	0,43	0	0,79	-30135,4	888,6	-31024	-14472,9	-253563
9	29476,8	0,21	106527,6	0,03587	0	0,43	0	0,79	-30135,4	888,6	-31024	-13157,2	-266720
10	29476,8	0,21	106527,6	0,03587	0	0,43	0	0,79	-30135,4	888,6	-31024	-11961,1	-278682
11	29476,8	0,21	106527,6	0,03587	0	0,43	0	0,79	-30135,4	888,6	-31024	-10873,7	-289555
12	29476,8	0,21	106527,6	0,03587	0	0,43	0	0,79	-30135,4	888,6	-31024	-9885,22	-299440
13	29476,8	0,21	106527,6	0,03587	0	0,43	0	0,79	-30135,4	888,6	-31024	-8986,56	-308427
14	29476,8	0,21	106527,6	0,03587	0	0,43	0	0,79	-30135,4	888,6	-31024	-8169,6	-316597
15	29476,8	0,21	106527,6	0,03587	0	0,43	0	0,79	-30135,4	888,6	-31024	-7426,91	-324024
16	29476,8	0,21	106527,6	0,03587	0	0,43	0	0,79	-30135,4	888,6	-31024	-6751,74	-330775
17	29476,8	0,21	106527,6	0,03587	0	0,43	0	0,79	-30135,4	888,6	-31024	-6137,94	-336913
18	29476,8	0,21	106527,6	0,03587	0	0,43	0	0,79	-30135,4	888,6	-31024	-5579,95	-342493
19	29476,8	0,21	106527,6	0,03587	0	0,43	0	0,79	-30135,4	888,6	-31024	-5072,68	-347566
20	29476,8	0,21	106527,6	0,03587	0	0,43	0	0,79	-30135,4	888,6	-31024	-4611,53	-352177
21	29476,8	0,21	106527,6	0,03587	0	0,43	0	0,79	-30135,4	888,6	-31024	-4192,3	-356370
22	29476,8	0,21	106527,6	0,03587	0	0,43	0	0,79	-30135,4	888,6	-31024	-3811,18	-360181
23	29476,8	0,21	106527,6	0,03587	0	0,43	0	0,79	-30135,4	888,6	-31024	-3464,71	-363646
24	29476,8	0,21	106527,6	0,03587	0	0,43	0	0,79	-30135,4	888,6	-31024	-3149,73	-366795
25	29476,8	0,21	106527,6	0,03587	0	0,43	0	0,79	-30135,4	888,6	-31024	-2863,4	-369659

Apêndice C. Fichas técnicas dos diferentes carregadores

O seguinte apêndice apresenta as fichas técnicas de dois carregadores de VE, sendo todos da marca Wallbox. Para introduzir os algoritmos de gestão de energia nos diferentes carregadores é necessário aceder ao *firmware* dos carregadores, analisar o código fonte existente (para verificar se é imperativo introduzir compiladores, depuradores e emuladores), introduzir o código do algoritmo desenvolvido, compilar o código fonte com o código do algoritmo e por fim, testar o carregador com o *firmware* novo num ambiente controlado. Toda a programação terá de ser feita em linguagem C. De salientar, que a introdução e testes dos algoritmos deverá ser efetuada por técnicos especializados para o efeito e para não comprometer o funcionamento dos carregadores.

C.1. Ficha técnica do carregador Wallbox Quasar

A ficha técnica abaixo representada retrata o carregador Quasar, o qual permite carregamentos até 7,4 kW, através de conectores do *CHAdEMO*. Este carregador também permite criar uma rede coletiva inteligente, a comunicação entre os vários carregadores é efetuada em Ethernet desde que os carregadores não distem entre si mais de 250 metros. A escolha da potência de carregamento desejada é efetuada através de uma aplicação dedicada para o efeito.

QUASAR Ficha de dados técnicos

Especificações gerais

Modelo	Quasar
Comprimento do cabo	5 m
Tipo de conector	CHAdEMO
Dimensões da unidade principal	350x350x150 mm
Peso líquido	20 kg
Dimensões do pacote	470x495x420 mm ¹⁾
Peso do pacote	25 kg ²⁾
Temperatura de funcionamento	-25 °C a 40 °C
Temperatura de armazenamento	-40 °C a 70 °C
Marca CE	IEC61851-1 - IEC61851-23
Códigos de grelha ³⁾	EN50549-1, NTS: 2020 (Espanha), VFR 2019 (França), G99 (Reino Unido), VDE-AR-N 4105 (Alemanha)

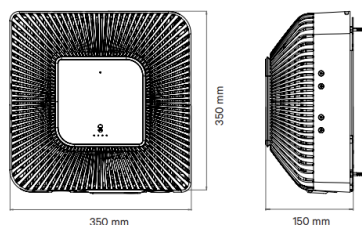
Interface do utilizador e comunicações

Conectividade	Wi-Fi, Ethernet ⁴⁾ , Bluetooth, Ligação 3G/4G ⁵⁾
Identificação do utilizador	RFID, Reconhecimento facial, Aplicação myWallbox
Interface do utilizador	Reconhecimento de gestos, Aplicação myWallbox
Informações de estado do carregador	Ecrã a cores, LED RGB
Recursos adicionais	Power Boost

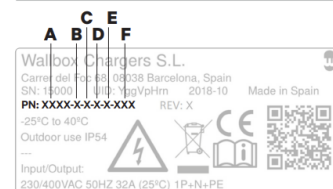
Especificações elétricas

Potência máxima (carga)	7,4 kW ⁶⁾
Potência máxima (descarga)	7,2 kW
Largura do cabo	5 x 10 mm ²
Corrente CA máxima	configurável de 6 A a 32 A
Frequência nominal	50 Hz
Tensão CA	230 V ± 10%
Intervalo de tensão CC	150 V - 500 V
Classificação de proteção	IP54 / IK08
Categoria de pico de tensão	CATII

Dimensões



Estrutura do número de peça



	Código	Definição
A Modelo	QSX1	Quasar CC padrão
B Cabo	0	5 m
C Conector	J	CHAdEMO
D Potência	1	4,6 kW
	2	7,4 kW
E Característica adicional	4	RFID
F Personalizado	002	Preto

¹⁾ Suscetível a alterações.
²⁾ A lista de códigos de grelha em conformidade pode aumentar.
³⁾ Dependendo dos regulamentos específicos do país.
⁴⁾ 10 Mbps.
⁵⁾ Opcional.

Figura C.1. Ficha técnica Wallbox Quasar [26].

C.2 Ficha técnica do carregador Wallbox Supernova

A ficha técnica abaixo representada retrata o carregador Supernova, o qual permite também carregamentos até 60 kW DC, através de conectores CHAdeMO ou CCS2. Este carregador também permite criar uma rede coletiva inteligente, a comunicação entre os vários carregadores é efetuada em Ethernet desde que os carregadores não distem entre si mais de 250 metros. A escolha da potência de carregamento desejada é efetuada através de uma aplicação dedicada para o efeito. Caso sejam carregados dois VE em simultâneo a potência do carregador é limitada para os 30 kW, dessa forma limitou-se que o carregamento é efetuado sempre no máximo com 30 kW, independentemente se existe apenas um VE a carregar ou se existem dois VE.

SUPERNOVA 60 Ficha técnica

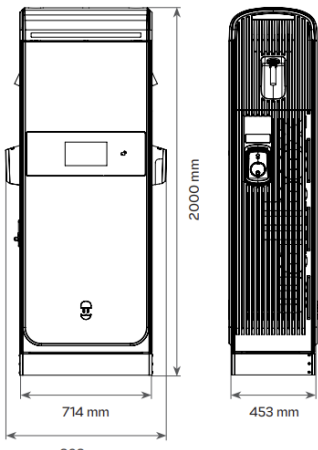
Conectores CC	CCS2+CHAdeMO/CCS2+CCS2	
Protocolo de carregamento	ISO15118, DIN SPEC 70121, CHAdeMO	
Comprimento do cabo	3 m, 5 m ^[1]	
Gestão do cabo	Ideal para 5 m, retraindo o cabo para a sua posição inicial, retroajustável ^[1]	
Potência de saída	60 kW	
Eficiência nominal	95,4%	
Fator de potência	>0,98	
THD	5%	
Consumo em espera	<50 W	
Tensão de saída	150-500 V	
Corrente de saída	150 A	
Tensão de entrada da alimentação	400 V±10%, 50 Hz	
Corrente de entrada da alimentação	91 A a 60 kW de potência de saída CC	
Proteções elétricas	Desconexão da rede, MCB, Proteção contra picos, Divisão de carga: RCD tipo A e MCB por saída 91 A a 60 kW de potência de saída CC	
Divisão de alimentação	Carregamento simultâneo de 2 saídas (30 kW cada). A potência volta aos 60 kW quando o 2.º carregador é desligado. ^[1]	
Classificações ambientais	IP54, IK10, 2000 m de altitude	
Temperatura de funcionamento	-35°C a 50°C	
Temperatura de armazenamento	-35°C a 70°C	
Sistema de refrigeração	Refrigeração do ar ativa	
Nível de ruído operacional	< 55 dBA @ 3 m	
Humidade	5% a 95% sem condensação	
Dimensão com coldre	2000 x 453 x 868 mm	
Dimensão sem coldre	2000 x 453 x 714 mm	
Peso	290 kg	
Acessibilidade	Acesso a cadeira de rodas adequado, Luz ambiente	
Opções de marca	Logótipos de empresas/superfície frontal/aplicação total de vinil no carregador ^[1]	
Conectividade	Ethernet, 2G/3G/4G/LTE, Espaço para roteador externo (calha DIN)	
Protocolo de comunicação de back-end	OCPP 1.6.J	
Interface de comissionamento	Local (através de Ethernet e sem software adicional) e Web manager remoto Schuko 230 V	
Diagnóstico	Sistema de diagnóstico automático	
Interface do utilizador	Ecrã tátil a cores de 10" antivandalismo (legível sob luz solar), Luzes LED de estado	
Autenticação	Aplicação (OCPP)/RFID (MI-FARE ISO/IEC14443A/B, ISO/IEC15693, ISO/IEC18000-3, FeliCa, NFC)	
Pagamento Ad-Hoc	Leitor de cartão de crédito (várias opções disponíveis) ^[1]	
Medição	CA MID, Divisão de carga: Medidor CC por saída	
Conformidade de carregamento	CCS (DIN 70121, ISO15118), IEC 61851-1, IEC 61851-23, IEC 61851-21-2, CHAdeMO 1.2	
Conformidade de segurança	CE, IEC	
Conformidade de EMC	CE, IEC	

Figura C.2. Ficha técnica Wallbox Supernova [27].

C.2 Ficha técnica do carregador Moon Power 22-30

A ficha técnica abaixo representada retrata o carregador Supernova, o qual permite também carregamentos até 22 kW ou até 30 kW DC, através de conectores *CHAdEMO* ou *CCS2*. Este carregador também permite criar uma rede coletiva inteligente, a comunicação entre os vários carregadores é efetuada em *Ocpp 1.6J* desde que os carregadores não distem entre si mais de 250 metros. A escolha da potência de carregamento desejada é efetuada através de uma aplicação dedicada para o efeito.

MOON		POWER 22-30	
CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS			
	DC 22 KW		DC 30 KW
NORMAS/ORIENTAÇÕES	CARGA DC EN 61851-23		
FICHA E CABO DE CARREGAMENTO	x1 CCS2 5m (opcional 8m) ChadeMO (Opcional)		
REDE ELÉTRICA	C, C.J: 32 A, 28 kVa @ 50Hz @ 400v		C, C.J: 45 A, 37 kVA @ 50Hz @ 400V
PROTEÇÃO DIFERENCIAL	Tipo B		
PROTEÇÃO DE DISJUNÇÃO	80A		
CORRENTE MÁXIMA DE SÁIDA CCS	22,5 kW		30 kW
TENSÃO MÁXIMA DE CARREGAMENTO	200 - 1000 VDC		
CATEGORIA DE SOBRETENSÃO	Tipo II, Sobrecorrente, sobretensão, subtensão, monitorização de isolamento, proteção integrada contra surtos corrente elétrica		
CARACTERÍSTICAS MECÂNICAS			
DIMENSÕES (W x D x H)	500x 230 x 650 mm		
PESO	65 kg		
CLASSE DE PROTEÇÃO	IP54		
PROTEÇÃO CONTRA IMPACTO MECÂNICO	IK10 (converte) / IK8 (ecrã)		
TEMPERATURA AMBIENTE	-30°C até +55°C		
EQUIPAMENTO			
CONTADOR DE ENERGIA	Opcional: MID para saída DC		
COMUNICAÇÃO	Ocpp 1.6J (standart)/ 2.0 ready; ModBus para balanceamento de cargas		
MÓDULO GSM	Integrado		
LEITOR DE CARTÕES RFID	ISO 14443 A + B to part 4 and ISO/ IEC 15693 Mifare, NFC		
INTERFACE	Acesso internet via 4G/3G/Internet (RJ45)		
DISPLAY	7" LCD táctil; 7" LCD para sol direto (opcional)		

Figura C.3. Ficha técnica Moon Power 22-30 [28].