



INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA

Departamento de Engenharia Eletrotécnica de Energia e Automação



Sistema Multiagente aplicado a Infraestrutura de Carregamento de Veículos Elétricos em Microrrede DC

Gonçalo Filipe Costa de Oliveira
(Licenciado em Engenharia Eletrotécnica)

Trabalho Final de Mestrado para obtenção do grau de Mestre
em Engenharia Eletrotécnica – ramo de Automação e Eletrónica
Industrial

Orientadores:

Doutor Ricardo Jorge Ferreira Luís

Doutor Pedro Miguel Neves da Fonte

Júri:

Presidente: Doutor João Hermínio Ninitas Lagarto

Vogais:

Doutor Filipe André de Sousa Figueira Barata

Maio de 2023

Resumo

O aumento da procura de veículos elétricos (EV) deve ser acompanhado de uma maior disponibilidade de infraestruturas de carregamento de EV. Esta dissertação propõe o estudo e análise da integração de uma infraestrutura de carregamento de EV, utilizando como caso de estudo o campus do Instituto Superior de Engenharia de Lisboa (ISEL). Desta forma pretende-se potenciar a produção solar fotovoltaica (PV) instalada no instituto também para o carregamento de EV. Para tal, será considerada uma microrrede de corrente contínua (DC) com ligação à instalação PV, à rede elétrica em corrente alternada (AC) a montante, bem como uma infraestrutura de carregamento bidirecional de EV, para que estes possam funcionar como V2X (*vehicle to everything*). O conceito V2X compreende os modos de funcionamento dos EV em G2V, V2G, V2V e V2B (V: *vehicle*, G: *grid*, B: *building*).

Neste trabalho propõe-se uma gestão inteligente da energia no carregamento de EV recorrendo a sistemas multiagentes. Estes sistemas permitem que os agentes tomem decisões tendo como principal objetivo o carregamento do EV conectado ao carregador bidirecional mantendo a estabilidade da microrrede DC em que se encontram.

Como resultado das análises efetuadas, é possível verificar que o *campus* do ISEL não consegue ser autossuficiente na maioria das situações, sendo que, para efeitos de estudo, foi aplicado um fator de dois sobre os dados de produção fotovoltaica (PV) para que fossem aplicados os sistemas multiagente (MAS) para gerirem de forma inteligente a energia na microrrede DC.

PALAVRAS-CHAVE

Microrrede DC; Infraestrutura de carregamento; Carregadores Bidirecionais; Sistemas Multiagentes; Agente; Fotovoltaica; Rede elétrica AC;

Abstract

The increase in demand for electric vehicles (EV) should be accompanied by a greater availability of EV charging infrastructure. This dissertation proposes the study and analysis of the integration of an EV charging infrastructure, using the Instituto Superior de Engenharia de Lisboa (ISEL) campus as a case study. In this way, it is intended to leverage the photovoltaic solar production (PV) installed in the institute also for EV charging. To this end, a direct current (DC) microgrid will be considered with a connection to the PV installation, the upstream alternated current (AC) power grid, as well as a bidirectional EV charging infrastructure, so that they can function as V2X (vehicle to everything). The V2X concept includes the operating modes of EVs in G2V, V2G, V2V, and V2B (V: vehicle, G: grid, B: building).

This work proposes an intelligent energy management system for EV charging, using multi-agent systems for control. These systems allow agents to decide on what to do, being their main goal to charge the EV connected to the bidirectional charger keeping the stability of the microgrid they are in.

As a result of the analyses carried out, it is possible to verify that the ISEL campus cannot be self-sufficient in most situations. For study purposes, a factor of two was applied to the photovoltaic (PV) production data to implement multi-agent systems (MAS) for intelligently managing energy in the DC microgrid.

KEYWORDS

DC microgrid; Charging infrastructure; Bidirectional chargers; Multi-agent systems; Agent; Photovoltaic; AC Power grid.

Agradecimentos

Gostaria de começar por agradecer aos meus orientadores Prof. Doutor Ricardo Jorge Ferreira Luís e ao Prof. Doutor Pedro Miguel Neves da Fonte que sempre me apoiaram e ajudaram nos momentos mais desafiantes. Sem a sua ajuda, orientação e conhecimento não seria possível concluir esta dissertação.

Em seguida gostaria de agradecer ao Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, professores e colegas que fizeram parte de todo o meu percurso e académico e sem os quais o percurso teria sido muito mais difícil.

Gostaria de agradecer, também, e de forma especial aos meus amigos que me ajudaram a atravessar os momentos mais difíceis e nunca me deixaram desistir. Em especial ao meu grande amigo Afonso Godinho que esteve sempre presente para me apoiar e aconselhar ao longo deste desafio.

Gostaria ainda de agradecer, especialmente, à minha família, pais, irmã, avós, primos e tios que me apoiaram e aconselharam, sempre, ao longo de todo o percurso.

Por fim, gostaria de agradecer à minha futura esposa, Tatiana Cabrita, por todo o apoio e paciência que demonstrou ao longo deste meu percurso, que me apoiou sempre, aconselhou e amou e sem tudo isso nunca seria possível concluir o meu mestrado.

Lista de símbolos

Símbolos

A	Tensão exponencial [V]
B	Capacidade exponencial [Ah^{-1}]
C	Capacidade do condensador da microrrede DC [F]
E_0	Tensão constante [V]
$e(t)$	Erro da tensão do barramento U_{dc}
$i_a(i)$	Corrente no carregador bidirecional (i) [A]
i_b	Corrente da bateria do EV [A]
i_{carr}	corrente máxima no carregador bidirecional [A]
i_{mg}	Corrente da microrrede DC [A]
it	Corrente extraída [Ah]
i^*	Dinâmica da corrente em baixas frequências [A]
k	Constante de polarização [Ah^{-1}]
K_i	Ganho integral do controlador PID
K_p	Ganho proporcional do controlador PID
n	Número de lugares disponível em redor do Edifício E
P_{bat}	Potência da bateria do EV [W]
P_{carr}	Potência do carregador bidirecional [W]
P_{cons}	Potência consumida [W]
P_{mg}	Potência da microrrede DC [W]
PV	Potência da produção fotovoltaica [W]
$SOC(i)$	<i>State of charge</i> do EV (i) [%]
$u(t)$	Tensão de comando do barramento U_{dc}
U_b	Tensão da bateria do EV [V]
U_{dc}	Tensão do barramento da microrrede [V]
η_{carr}	Rendimento do carregador bidirecional [%]
η_{PV}	Rendimento do conversor AC-DC da instalação fotovoltaica [%]

Siglas

AC – *Alternated Current*

BDI – *Belief-Desire-Intention*

BEV – *Battery Electric Vehicle*

CCS – *Combined Charging System*

DAI – *Distributed Artificial Intelligence*

DC – *Direct Current*

DPS – *Distributed Problem Solving*

EV – *Eletrical Vehicle*

EVSE – *Electric Vehicle Supply Equipment*

FCEV – *Hydrogen Fuel Cell Electric Vehicle*

G2V – *Grid to Vehicle*

HEV – *Hybrid Electric Vehicle*

ISEL – *Instituto Superior de Engenharia de Lisboa*

LV – *Baixa Tensão*

MAS – *Multi-Agent System*

PHEV – *Plug-In Hybrid Electric Vehicle*

PLC – *Power Line Communication*

PV – *Photovoltaic Voltage*

RCD – *Residual Current Device*

SOC - *State of Charge*

V2B – *Vehicle to Building*

V2G – *Vehicle to Grid*

V2V – *Vehicle to Vehicle*

V2X – *Vehicle to Everything*

ÍNDICE

Resumo	i
Abstract	iii
Agradecimentos	v
Lista de símbolos	vii
Siglas	viii
Capítulo 1	1
Introdução	1
1.1 – Motivação do trabalho	1
1.2 – Objetivos	3
1.3 – Enquadramento do trabalho	4
1.4 – Estrutura da dissertação	5
Capítulo 2	7
Estado da Arte	7
2.1 – Infraestrutura de Carregamento de Veículos Elétricos baseado em Microrrede DC	7
2.1.1 – Tipos de veículos elétricos	7
2.1.2 – Protocolos de Carregamento de Veículos Elétricos	10
2.1.3 – Tomadas de Ligação DC para Carregamento de Veículos Elétricos	13
2.1.4 – Modos de funcionamento dos EV	16
2.2 – Microrrede DC e Energia Fotovoltaica	17
2.3 – Conclusões	18
Capítulo 3	19
Caracterização e modelização do caso de estudo	19
3.1 – Modelo Genérico	27
3.2 – Caracterização do modelo utilizado	30
3.3 – Conclusões	32
Capítulo 4	35
Sistemas multiagente e aplicação ao caso de estudo	35
4.1 – Tipos de Sistemas Multiagentes	35
4.2 – Tipos de agentes.....	37

4.3 – Dimensionamento.....	40
4.4 – Aplicação ao caso de estudo.....	41
4.5 – Conclusões.....	47
Capítulo 5.....	49
Resultados de simulação numérica.....	49
5.1 – Cenários.....	49
5.1.1 – Influência da variação do número de veículos	50
5.1.2 – Influência da estação do ano.....	57
5.1.3 – Influência da variação da produção	71
5.1.4 – Influência da variação da carga – <i>Peak Shaving (V2B)</i>	72
5.2 – Conclusões.....	78
Capítulo 6.....	79
Conclusões.....	79
6.1 – Conclusões finais.....	79
6.2 – Perspetivas de desenvolvimento futuro.....	80
Bibliografia	81
Anexo A – Dados Central PVA1	85
Anexo B – Dados Central PVA2	89
Anexo C – Dados Central PVA3.....	93
Anexo D – Dados Somatório Centrais.....	97
Anexo E – Dados Consumo Edifício E	101
Anexo F – Modelo Aplicado em MatLAB.....	105
Anexo G – Script da Lógica Implementada.....	107

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 – Evolução da venda de EV no Mundo nos últimos 10 anos [1]	2
Figura 1.2 – Previsão do número de EV vendidos no Mundo até 2030 [1]	2
Figura 2.1 – Tipos de veículos elétricos [2]	8
Figura 2.2 – Modo 1 de carregamento de EV [8]	11
Figura 2.3 – Modo 2 de carregamento de EV [8]	12
Figura 2.4 – Modo 3 de carregamento de EV [8]	12
Figura 2.5 – Modo 4 de carregamento de EV [8]	13
Figura 2.6 – Conector CHAdeMO	14
Figura 2.7 – Conector CCS Type-2 Combo (Fêmea)	14
Figura 2.8 – Conector Tesla Type 2	15
Figura 3.1 – Projeto de instalação PV para o <i>campus</i> do ISEL	19
Figura 3.2 - Instalação PV presente no Edifício E	20
Figura 3.3 – Software utilizado para obtenção de dados de radiação e potência fotovoltaica.	21
Figura 3.4 – Análise da soma da produção fotovoltaica do Edifício E (2020)	23
Figura 3.5 – Análise do consumo do Edifício E (2019)	24
Figura 3.6 – Gráfico da produção fotovoltaica dos módulos do Edifício E (2020)	24
Figura 3.7 – Gráfico consumo do Edifício E (2019)	25
Figura 3.8 – Gráfico da comparação entre o consumo do Edifício E e a produção para o mês de Julho	25
Figura 3.9 – Gráfico da comparação entre o consumo do Edifício E e a produção para o mês de Fevereiro	26
Figura 3.10 – Gráfico da comparação entre o consumo do Edifício E e a produção para o mês de Maio	26
Figura 3.11 – Esquema elétrico simplificado da solução proposta.	27
Figura 3.12 – Implementação do modelo da produção fotovoltaica (1) e do edifício E (2) enquanto carga em MATLAB/Simulink.	28
Figura 3.13 – Esquema elétrico simplificado da infraestrutura de carregamento de veículos elétricos	29
Figura 3.14 – Implementação do modelo da microrrede com os agentes e EV em MATLAB/Simulink.	30
Figura 3.15 – Dimensionamento do número de carregadores da microrrede	31
Figura 4.1 – Estrutura do sistema implementado	41
Figura 4.2 – Perceção e ação do agente sobre o ambiente	41
Figura 4.3 – Fluxograma do sistema implementado	46
Figura 5.1 - Gráfico da potência PV disponível no dia 04/07	50

Figura 5.2 - SOC de um EV conectado à microrrede DC.....	50
Figura 5.3 – Corrente elétrica da microrrede DC para o carregador bidirecional 1	51
Figura 5.4 - Corrente elétrica do carregador bidirecional 1 para o EV 1.....	51
Figura 5.5 – SOC de dois EV conectados à microrrede DC	52
Figura 5.6 - Corrente elétrica da microrrede DC para os carregadores bidirecionais 1 e 2.....	53
Figura 5.7 - Corrente elétrica dos carregadores bidirecionais para os EV 1 e 2.....	53
Figura 5.8 - SOC de três EV conectados à microrrede DC.....	54
Figura 5.9 - Corrente elétrica da microrrede DC para os carregadores bidirecionais 1 - 3	54
Figura 5.10 - Corrente elétrica dos carregadores bidirecionais para os EV 1 - 3	55
Figura 5.11 - SOC de quatro EV conectados à microrrede.....	56
Figura 5.12 - Corrente elétrica da microrrede DC para os carregadores bidirecionais 1 - 4 ...	56
Figura 5.13 - Corrente elétrica dos carregadores bidirecionais para os EV 1 - 4	57
Figura 5.14 - Produção PV obtida a partir dos dados (Azul – Inverno; Laranja – Primavera; Amarelo – Verão; Roxo – Outono).....	58
Figura 5.15 – Produção PV obtida a partir dos dados com fator de 2 (Azul – Inverno; Laranja – Primavera; Amarelo – Verão; Roxo – Outono)	58
Figura 5.16 – Consumo – PV (Azul – Inverno; Laranja – Primavera; Amarelo – Verão; Roxo – Outono)	59
Figura 5.17 - Potência disponível na microrrede (Dia 04/07).....	60
Figura 5.18 - SOC de quatro EV conectados à microrrede.....	60
Figura 5.19 - Corrente elétrica da microrrede DC para os carregadores bidirecionais.....	61
Figura 5.20 - Corrente elétrica dos carregadores bidirecionais para os EV.....	62
Figura 5.21 - Potência disponível na microrrede (Dia 18/03).....	63
Figura 5.22 - SOC de quatro EV conectados à microrrede.....	63
Figura 5.23 - Corrente elétrica da microrrede DC para os carregadores bidirecionais.....	64
Figura 5.24 - Corrente elétrica dos carregadores bidirecionais para os EV.....	65
Figura 5.25 - Potência disponível na microrrede (Dia 19/06).....	65
Figura 5.26 - SOC de quatro EV conectados à microrrede.....	66
Figura 5.27 - Corrente elétrica da microrrede DC para os carregadores bidirecionais.....	67
Figura 5.28 - Corrente elétrica dos carregadores bidirecionais para os EV	68
Figura 5.29 - Potência disponível na microrrede (Dia 30/09).....	68
Figura 5.30 - SOC de quatro EV conectados à microrrede.....	69
Figura 5.31 - Corrente elétrica da microrrede DC para os carregadores bidirecionais.....	70
Figura 5.32 - Corrente elétrica dos carregadores bidirecionais para os EV	71
Figura 5.33 – Consumo Edifício E (Amarelo); Produção PV (Azul); Produção PV c/ fator 2 (Laranja).....	72

Figura 5.34 – Consumo Edifício E (Azul); PV com fator 2 (Amarelo); Energia disponibilizada pelos EV (Laranja).....	73
Figura 5.35 – Consumo - PV (Azul); Consumo - PV - EV (Laranja).....	73
Figura 5.36 – SOC de quatro EV conectados à microrrede.....	74
Figura 5.37 – Corrente elétrica da microrrede DC para os carregadores bidirecionais.....	75
Figura 5.38 – Corrente elétrica dos carregadores bidirecionais para os EV.....	76
Figura 5.39 – Tensão nas baterias dos EV conectados.....	77

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 2.1 - Normas de Infraestruturas de Carregamento de EV (2018) [7]	10
Tabela 2.2 – Ligações do conector CHAdeMO	14
Tabela 2.3 – Ligações do conector CCS Type-2 Combo	15
Tabela 2.4 – Ligações do conector Tesla Type 2	15
Tabela 3.1 – Potência e peso por área de PV do <i>campus</i>	21

Capítulo 1

Introdução

1.1 – Motivação do trabalho

Nos últimos anos tem sido cada vez mais notório o esforço para caminhar no sentido da eletrificação da mobilidade. A motivação são os elevados níveis de poluição produzidos pelos veículos tradicionais a combustão interna pois, na sua locomoção, os veículos elétricos (EV) não poluem uma vez que não estão a consumir combustível nem a emitir gases, caso dos veículos elétricos híbridos (HEV) ou ainda os veículos elétricos híbridos com possibilidade de carregamento externo (PHEV) existe poluição por consumo de combustível fóssil, no entanto a emissão de gases é reduzida quando comparada com o veículo tradicional.

Posto isto, tendo em conta o aumento do número de EV em circulação nos dias de hoje (figura 1.1) e olhando também para o futuro (figura 1.2), é necessário começar a ponderar quais as condições que serão criadas para o carregamento dos EV bem como a forma como serão geridas as infraestruturas para esse efeito.

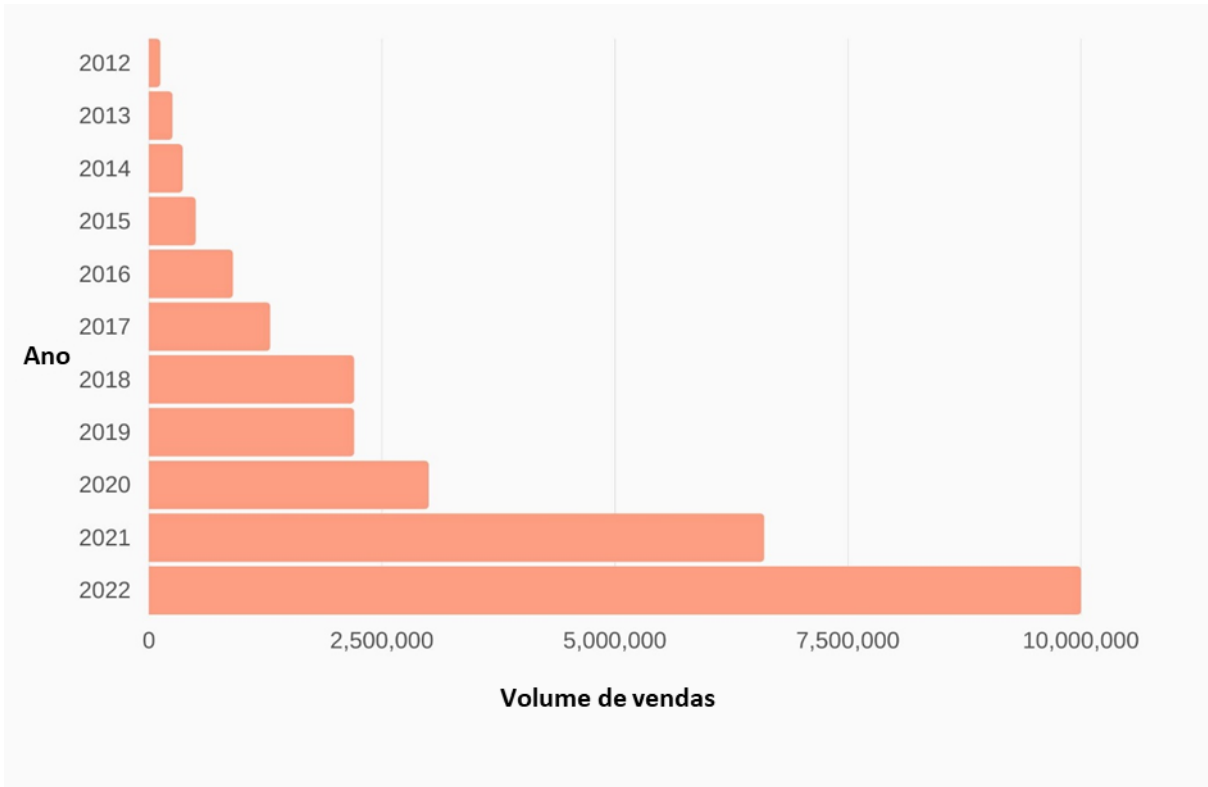


Figura 1.1 – Evolução da venda de EV no Mundo nos últimos 10 anos [1]

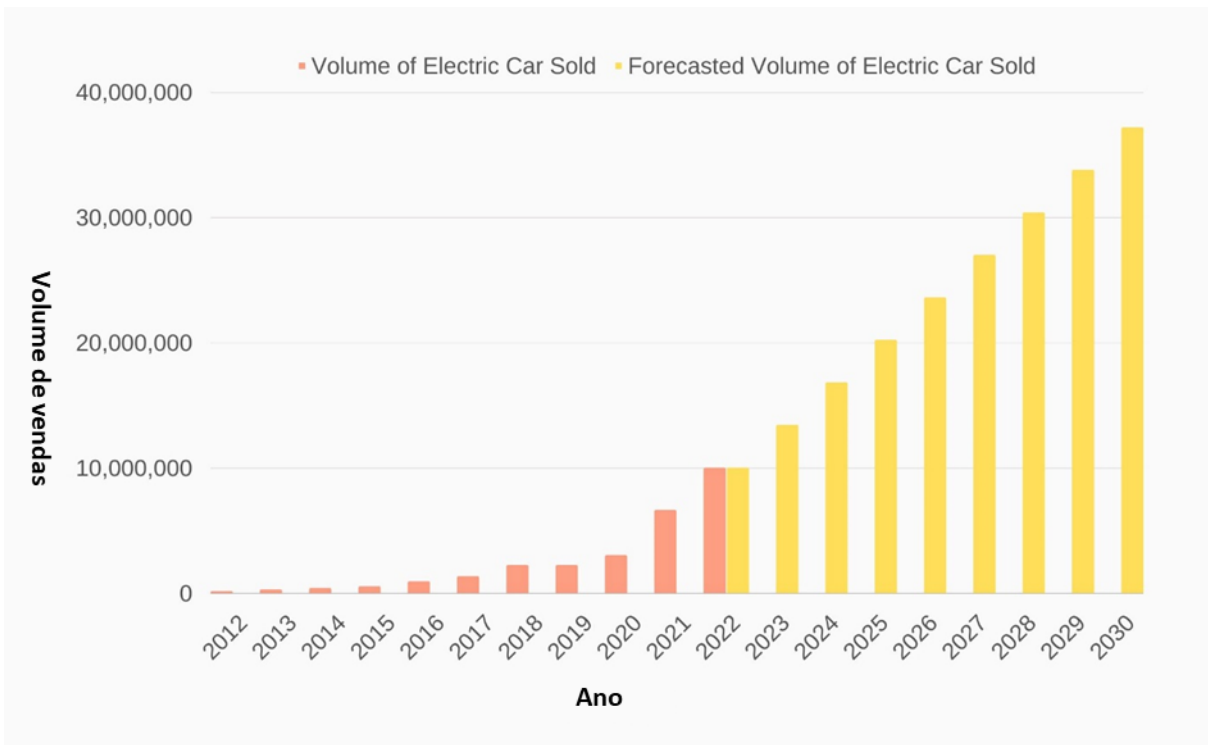


Figura 1.2 – Previsão do número de EV vendidos no Mundo até 2030 [1]

Tendo como base esta premissa, o aumento do número de EV levará à necessidade de aumentar, também, o número de postos de carregamento para os mesmos. Contudo, quando se observa a natureza da carga que um EV representa é possível aferir que esta é variável no tempo e no espaço, isto é, um EV pode ser carga numa determinada localização num determinado instante e, uns momentos mais tarde pode ser novamente uma carga ou até mesmo uma fonte noutra localização diferente.

Neste sentido, é possível formular algumas questões de partida para o desenvolvimento desta dissertação:

- Qual a percentagem de carga na bateria necessária para que uma pessoa possa realizar as suas deslocações diárias, tais como ir ao trabalho, universidade, compras e volta para casa?
- Qual a utilidade da energia remanescente na bateria após as utilizações diárias de cada indivíduo?

Relativamente à primeira questão, a resposta poderá ser muito variável, uma vez que a verdadeira utilização dos EV depende das tarefas e rotinas de cada pessoa. Tome-se como exemplo uma pessoa que demore cerca de 1h a fazer o percurso de casa para o trabalho e que, no final do dia, decida ir às compras. Provavelmente estaremos a falar de cerca de 20-30% da bateria do EV que foi utilizada ao longo desse dia.

Quanto à segunda questão, uma possível resposta passaria pela utilização da restante energia armazenada na bateria do EV sob o funcionamento de *vehicle to everything* (V2X). O conceito de V2X compreende os modos de funcionamento dos EV em G2V, V2G, V2V e V2B (V: *vehicle*; G: *grid*; B: *building*). Como tal, os EV podem servir como armazenamento de energia quando conectados com carregadores bidirecionais sendo que há menos carga sobre a rede, uma vez que podem partilhar a energia entre si ou com o edifício.

1.2 – Objetivos

Nesta dissertação, propõe-se a elaboração de um estudo e análise da integração de uma infraestrutura de carregamento de EV, incorporada no *campus* do Instituto Superior de

Engenharia de Lisboa (ISEL), de forma a potenciar a produção fotovoltaica (PV), utilizando-a também para o carregamento de EV.

Para tal, pretende-se:

- Potenciar a produção PV do ISEL;
- Desenhar e modelizar uma microrrede de corrente contínua (DC) para carregamento dos EV;
- Gerir a energia de forma inteligente utilizando sistemas multiagentes;
- Simular e analisar o comportamento dos EV nos vários modos de funcionamento;
- Caminhar no sentido da neutralidade carbónica do *campus* do ISEL.

1.3 – Enquadramento do trabalho

Esta dissertação surge no seguimento do aumento do número de EV em circulação e utiliza a instalação PV instalada no *campus* do ISEL como potencial de análise para a utilização no carregamento de EV no modo V2X, propondo uma microrrede DC, e sendo a energia gerida por sistema multiagentes. Para tal, serão abordados vários temas, tais como:

- Veículos elétricos;
- Produção Fotovoltaica;
- Microrrede DC;
- Sistema Multiagentes;
- Carregamento Veículos Elétricos.

Os sistemas multiagentes são uma ferramenta com muito potencial e versatilidade que permitirá gerir de forma inteligente a energia disponível na microrrede DC onde estarão inseridos os carregadores bidirecionais de EV por forma a potencia ao máximo a produção PV no ISEL.

1.4 – Estrutura da dissertação

A presente dissertação encontra-se dividida em seis capítulos.

No primeiro capítulo apresentam-se a motivação do trabalho, os objetivos, bem como o enquadramento teórico relativo às respetivas áreas de conhecimento.

No segundo capítulo apresenta-se o estado de arte, onde é apresentada a infraestrutura de carregamento de EV, abordando temas como a tipologia dos EV, os protocolos de carregamento, a tipologia de tomadas de ligação, a microrrede DC e os modos de carregamento.

No terceiro capítulo é realizada a caracterização e modelização do caso de estudo, onde se apresenta a microrrede desenhada e implementada em software de simulação, bem como os dados que foram recolhidos e trabalhados para que fosse possível proceder com a simulação no software escolhido.

No quarto capítulo é avaliado o tipo de sistemas multiagentes que se pretende utilizar, mas não sem antes serem apresentadas as opções existentes e justificada a escolha adotada para esta dissertação.

No quinto capítulo são apresentados e discutidos os resultados da simulação numérica para os vários cenários definidos.

Por fim, no sexto capítulo apresentam-se as conclusões desta dissertação, que poderão servir de mote para o desenvolvimento de propostas futuras.

Capítulo 2

Estado da Arte

2.1 – Infraestrutura de Carregamento de Veículos Elétricos baseado em Microrrede DC

2.1.1 – Tipos de veículos elétricos

Atualmente, existe uma grande variedade de opções de carregamento de EV, bem como de tomadas de ligação para os mesmos. No entanto, os próprios EV têm vindo a evoluir, podendo ser distinguidos quatro tipos de veículos que são comercializados atualmente:

- HEV – *Hybrid Electric Vehicle*;
- PHEV – *Plug-In Hybrid Electric Vehicle*;
- BEV – *Battery Electric Vehicle*;
- FCEV – *Hydrogen Fuel Cell Electric Vehicle*.

Uma característica transversal a todo o tipo de EV é a travagem regenerativa (que consiste na conversão de parte da energia dissipada no processo de travagem do veículo em energia elétrica). Nos dois primeiros tipos de EV referidos (HEV e PHEV), ainda está presente um motor térmico, enquanto que nos restantes (BEV e FCEV) ambas as versões são totalmente independentes dos combustíveis fósseis sendo a sua mobilidade 100% elétrica [2]. Na figura 2.1 estão indicados os quatro tipos de veículos indicados.

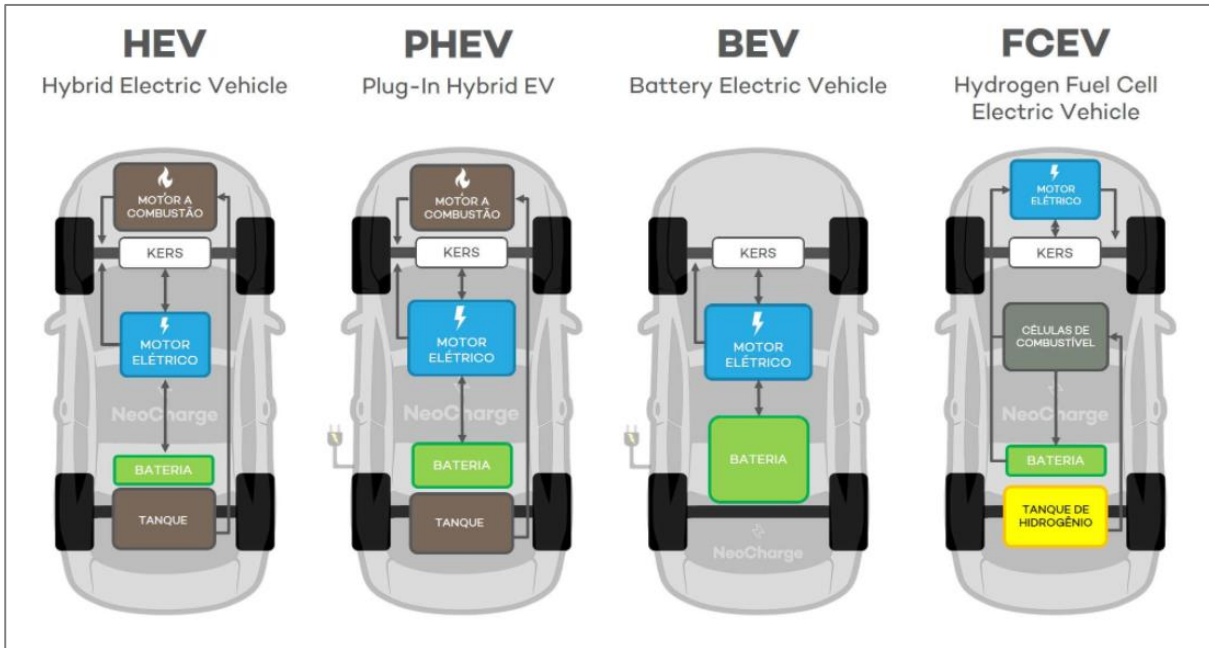


Figura 2.1 – Tipos de veículos elétricos [2]

O primeiro caso (HEV) refere-se aos veículos híbridos onde os motores elétricos são um auxílio ao motor de combustão, sendo este último alimentado através de combustíveis fósseis. Esta solução dos HEV apresenta uma melhoria da eficiência do uso do combustível, quando comparado com um veículo apenas de combustão interna. Adicionalmente, estes são veículos que, tendencialmente, poluem menos quando comparados com os tradicionais veículos a combustão interna. Este tipo de EV apenas consegue recarregar as suas baterias com recurso à travagem regenerativa [3]–[5].

Seguem-se os veículos híbridos plug-in (PHEV), veículos híbridos mais recentes que começam a surgir com baterias com capacidade superior à utilizada nos modelos anteriores, o que tem vindo a permitir que distâncias mais curtas sejam percorridas unicamente com recurso aos motores elétricos. À semelhança dos HEV, são veículos constituídos por um motor a combustão interna e baterias recarregáveis, no entanto, têm uma grande diferença que é o facto de as suas baterias poderem ser recarregadas por uma fonte externa, como por exemplo a rede elétrica. Caso a bateria descarregue na totalidade, o veículo continua a poder circular sem qualquer restrição recorrendo apenas ao motor de combustão interna. Tal como os HEV, este é um tipo de veículo menos poluente que os veículos a combustão interna convencionais sendo, também, considerados mais económicos [2],[6].

Entrando na categoria dos EV totalmente elétricos tem-se, numa primeira instância, os veículos elétricos a bateria (BEV). Este tipo de EV não tem qualquer outro recurso para se deslocarem além dos motores elétricos, pelo que, caso as baterias fiquem totalmente descarregadas, não existe outra hipótese para se deslocarem senão recarregar total ou parcialmente as baterias. À semelhança dos PHEV, as baterias dos BEV podem ser recarregadas via travagem regenerativa, que representa uma percentagem pequena do recarregamento da bateria, ou via fonte externa. Estes EV não emitem qualquer tipo de gases no seu deslocamento, ainda que seja necessária eletricidade para os recarregar, num processo que não é de produção “limpa”, tal como a produção dos próprios veículos [2],[6].

Por fim, temos os veículos elétricos a célula de combustível (FCEV), que recorrem ao gás hidrogénio como combustível principal. Este tipo de EV utiliza a combinação do hidrogénio e do oxigénio para produzir eletricidade, de forma a alimentar o motor elétrico. São considerados EV precisamente por possuírem um motor elétrico, pois a nível de reabastecimento são comparáveis aos veículos de combustão interna. Tal como os outros EV, não são emitidos quaisquer gases quando o veículo se encontra em movimento, uma vez que a conversão do hidrogénio em eletricidade resulta apenas em água e calor. No entanto, a produção do gás hidrogénio pode, efetivamente, ser uma fonte de poluição, apesar de menos poluente quando comparada com um veículo convencional [2],[6]. O mesmo acontece com os EV, caso a origem da energia não seja uma fonte de energia renovável.

2.1.2 – Protocolos de Carregamento de Veículos Elétricos

Tabela 2.1 - Normas de Infraestruturas de Carregamento de EV (2018) [7]

	Conventional plugs	Slow chargers		Fast chargers		
Level (Current)	Level 1 (AC)	Level 2 (AC)		Level 3 (AC, triphase)	Level 3 (DC)	
Power	≤ 3.7 kW	> 3.7kW and ≤ 22kW	≤ 22 kW	> 22kW and ≤ 43.5 kW	Currently < 200 kW	
China	Type I	GB/T 20234 AC			GB/T 20234 DC	
India	Type C/D/M	(Draft) IEC 60309 industrial socket (two wheelers) and IEC 62196-2 Type 2 (other vehicles)		(Draft) IEC 62196-2 Type 2	(Draft) GB/T 20234 DC (< 20 kW) and CCS Combo 2 (IEC 62196-3) (≥ 20 kW)	(Draft) CHAdeMO allowed
Japan	Type B	SAE J1772 Type 1	Tesla		Accepts all IEC 62196-3 standards	Tesla and CHAdeMO (IEC 62196-3 Type 4)
Korea	Type A/C	IEC62196-2 Type 2			CCS Combo 1 (IEC 62196-3)	
Europe	Type C/F/G	IEC62196-2 Type 2			CCS Combo 2 (IEC 62196-3)	
Australia	Type 1	IEC62196-2 Type 2			Accepts all IEC 62196-3 standards	
North America	Type B; SAE J1772 Type 1	SAE J1772 Type 1	Tesla	(Under development) SAE J3068	CCS Combo 1 (SAE J1772 and IEC 62196-3)	

Dado o aumento do número de EV em circulação, tem sido cada vez mais urgente a necessidade de criar soluções mais rápidas de reabastecimento/carregamento. Assim sendo, com recurso ao equipamento próprio para carregamento de veículos elétricos, conhecido por “*Electric Vehicle Supply Equipment*” (EVSE), existem duas formas principais para carregar os EV:

- AC – onde a energia fornecida ao veículo é em corrente alternada (AC), sendo convertida em DC no próprio veículo, de forma a carregar a bateria;

- DC – onde a energia é fornecida em AC, sendo convertida em DC no próprio posto de carregamento e, posteriormente, enviada para o veículo.

Entrando em maior detalhe, a norma IEC 61851-1 define quatro diferentes modos de carregamento dos EV, três dos quais são AC e apenas um DC:

- Modo 1 – Circuito e tomada não dedicados; (AC)
- Modo 2 – Circuito e tomada não dedicados com RCD (“*Residual Current Device*”) incorporado no cabo; (AC)
- Modo 3 – Sistema de carregamento e tomada dedicados; (AC)
- Modo 4 – Sistema de carregamento e tomada dedicados. (DC)

No modo 1 (AC) existe uma conexão a uma infraestrutura não específica de carregamento utilizando um cabo sem qualquer equipamento de controlo. Posto isto, este modo não é muito recomendado para o carregamento de EV.



Figura 2.2 – Modo 1 de carregamento de EV [8]

Em seguida, no modo 2 (AC) ainda não existe uma infraestrutura específica de carregamento, no entanto, o cabo utilizado tem características de controlo e proteção. Contudo, em uso residencial este modo permite apenas 3kW (13A) ou 7.4kW (32A) em uso industrial. No

entanto, em utilização residencial, o modo 2 está, com regularidade, limitado pelos protocolos dos EV para suportar potências entre 1,4kW e 2,3kW (6-10A).

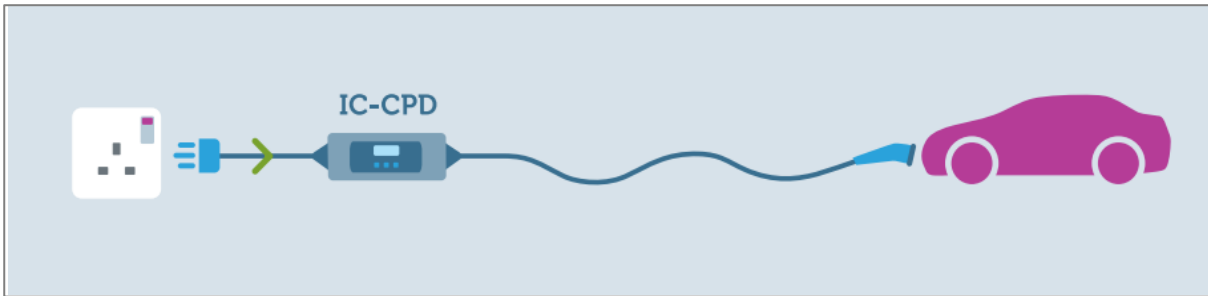


Figura 2.3 – Modo 2 de carregamento de EV [8]

No modo 3 (AC) já existem características de controlo, comunicação e proteção na infraestrutura de carregamento e ainda potencial para carregamento inteligente. Este modo pode ser utilizado para carregamento residencial, comercial ou público e permite que o carregamento AC seja feito com uma ou três fases, permitindo atingir até 50kW. No entanto, o mais comum para utilização residencial são potências entre 3.7kW (16A) e 7.4kW (32A). Já no uso comercial e público é possível alcançar potências bastantes mais elevadas.

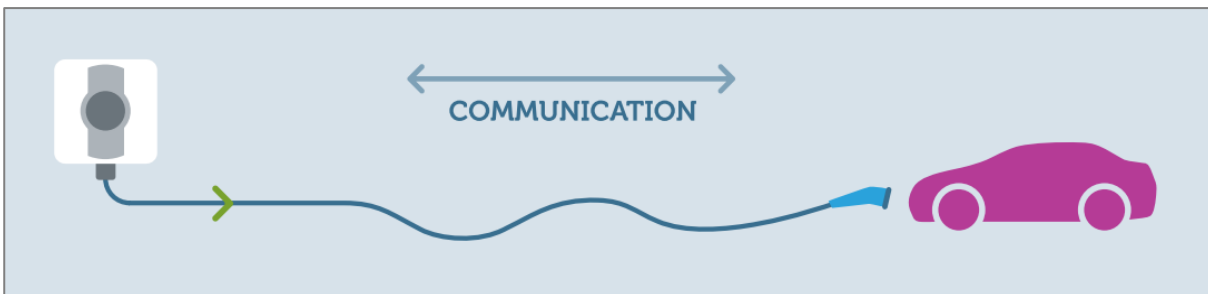


Figura 2.4 – Modo 3 de carregamento de EV [8]

Por fim, existe o modo 4 (DC) que é o tipo de carregamento que tem maior interesse para a infraestrutura que se pretende implementar. Para este modo podemos optar pelos conectores e protocolos CHAdemo ou CCS, para além dos conectores Tesla. Este modo foca-se na aplicação comercial e pública sendo que tem a capacidade de fornecer potências compreendidas entre as dezenas de kW até mais de 100kW. No posto de carregamento estão incorporados componentes de controlo, proteção e comunicação. No modo 4 o carregamento é efetuado diretamente à bateria, não passando pelo carregador do veículo e permitindo a

utilização de equipamento com potências superiores necessário para fornecer correntes elevadas. De uma forma geral, os carregadores modo 4 operam em torno de 50kW, contudo o sistema consegue fornecer bastante mais energia no caso de ser necessário [9].

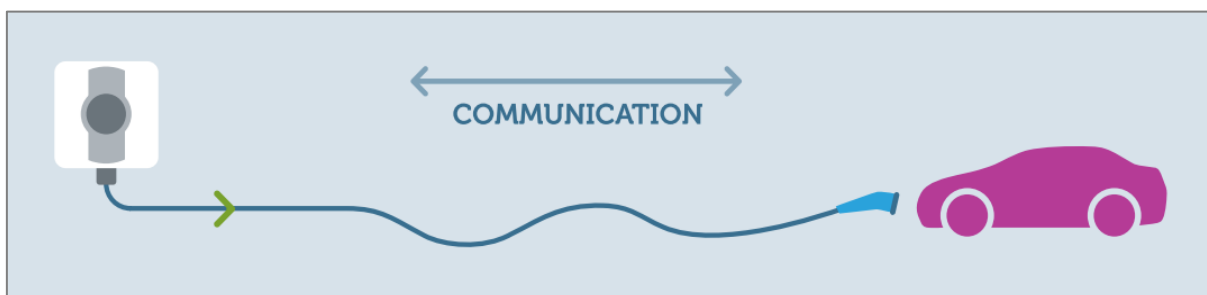


Figura 2.5 – Modo 4 de carregamento de EV [8]

2.1.3 – Tomadas de Ligação DC para Carregamento de Veículos Elétricos

Atualmente, são três os tipos de tomadas de carregamento DC de EV sendo que um deles é específico da marca Tesla.

A primeira tipologia de carregamento de EV é a CHAdeMO um protocolo de carregamento rápido para EV desenvolvido no Japão. Esta associação surge em 2010, sendo constituída por empresas automóveis, empresas de energia elétrica, fabricantes de carregadores, governos locais, fornecedores de serviços de carregamento, empresas sem fins lucrativos e organizações de certificação.

Com o evoluir das tecnologias associadas ao carregamento de EV surgiu o conceito de *Vehicle to Everything (V2X)*, que tem chamado à atenção por ser uma solução para a utilização da energia elétrica derivada da bateria incorporada no EV para outros propósitos para além da condução. Com conceito V2X pode ter-se os EV a atuar como fonte de energia em caso de emergência, fonte de energia para casas, edifícios, etc., ou ainda como uma possível solução para *peak-shaving* (capítulo 2.2) e aproveitamento das energias renováveis [10].



Figura 2.6 – Conector CHAdeMO

Tabela 2.2 – Ligações do conector CHAdeMO

Terminal	Descrição
FG	Terra
SS1	Start/Stop do carregador 1
N/C	Não conectado
DCP	Carregamento (On/Off)
DC +	Fornecimento de energia (+) (DC)
DC -	Fornecimento de energia (-) (DC)
PP	Verificador de conexão
C-H	CAN Bus high
C-L	CAN Bus low
SS2	Start/Stop do carregador 2

De seguida existe o *Combined Charging System* (CCS) que permite o carregamento AC e DC e cujo protocolo utilizado para a sua comunicação é o *Power Line Communication* (PLC). Existem duas versões do CCS, *Type-1* e *Type-2*, tendo a primeira sido implementada nos Estados Unidos da América e a segunda na Europa, sendo várias as marcas automóveis que suportam CCS [11].



Figura 2.7 – Conector CCS Type-2 Combo (Fêmea)

Tabela 2.3 – Ligações do conector CCS Type-2 Combo

Terminal	Descrição
PP	Verificador de conexão
CP	Piloto de controlo
PE	Terra
N	Neutro
L1	Linha 1 (Trifásico)
L2	Linha 2 (Trifásico)
L3	Linha 3 (Trifásico)
DC +	Fornecimento de energia (+) (DC)
DC -	Fornecimento de energia (-) (DC)

Por fim, tem-se os conectores da Tesla, que são específicos para os EV da marca Tesla. Para além desta particularidade, tal como o conector *CCS*, permitem tanto o carregamento AC como DC. No entanto, devido à falta de carregadores da marca Tesla espalhados pelos postos de abastecimento existe ainda um adaptador que permite a compatibilidade com a tecnologia CHAdeMO.

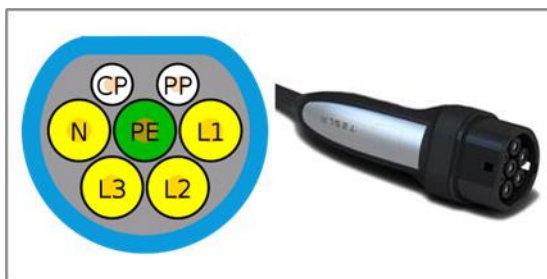


Figura 2.8 – Conector Tesla Type 2

Tabela 2.4 – Ligações do conector Tesla Type 2

Terminal	Descrição
PP	Verificador de conexão
CP	Piloto de controlo
PE	Terra
N	Neutro
L1	Linha 1 (Trifásico)
L2	Linha 2 (Trifásico)
L3	Linha 3 (Trifásico)

Estas são as três tecnologias de carregamento DC mais comuns que permitem carregamentos rápidos [8].

2.1.4 – Modos de funcionamento dos EV

Os EV são cargas e/ou fontes de energia variáveis tanto no tempo como no espaço, pelo que podem ser utilizados de várias formas dependendo da situação em que se encontram. No contexto dos EV pensados não apenas como carga e se forem considerados fontes em determinados momentos é possível utilizados dos seguintes modos:

- *Vehicle-to-Grid (V2G)*
- *Vehicle-to-Building (V2B)*
- *Vehicle-to-Vehicle (V2V)*
- *Vehicle-to-Everything (V2X)*

No primeiro modo, V2G, segundo [12] é apresentado um sistema no qual os EV têm a capacidade de comunicar com a rede elétrica de forma responsiva à procura, enviando energia para a rede ou gerindo a sua taxa de carregamento.

Relativamente ao V2B, segundo [12] este apresenta-se como um sistema no qual os EV comunicam com um edifício de forma a fornecer energia consoante a procura, enviando energia para o mesmo ou gerindo a sua taxa de carregamento.

Estes dois primeiros métodos são semelhantes, uma vez que se apoiam na cedência de energia por parte dos EV com recurso a carregadores bidirecionais que permitem o trânsito de energia da microrrede DC para os EV e vice-versa. Esta funcionalidade permite às baterias ceder energia para a rede e/ou para um edifício [13].

No que ao V2V diz respeito, segundo [14], este proporciona um suporte adicional à rede durante as horas de pico, uma vez que suporta mudanças de procura ao ativar o transferência de energia entre EV em casos de emergência, falhas da rede, ou redução da carga em períodos de pico.

Por fim, chega-se ao método V2X, que segundo [15] consiste na utilização da energia presente nos EV para qualquer fim como os referidos anteriormente, edifícios, outros veículos, para a rede, etc., sendo que, para que se possa utilizar esta funcionalidade é necessário que estejam instalados carregadores bidirecionais. Nesse sentido, é possível inferir que o V2X é, na sua gênese, a aplicação de todos os métodos referidos anteriormente.

2.2 – Microrrede DC e Energia Fotovoltaica

Primeiramente, é necessário definir o que é uma microrrede. Transcrevendo de [16], *“Uma microrrede compreende sistemas de distribuição de energia em baixa tensão (LV) com vários recursos de energia (microturbinas, células de combustível, fotovoltaica, etc.), bem como dispositivos de armazenamento (volantes de inércia, supercondensadores, baterias secundárias, etc.) e ainda cargas variáveis. Sistemas como estes podem ser operados de forma não autônoma, se estiverem interconectados com a rede, ou de forma autônoma se desconectados da rede principal. A operação de micro fontes na rede pode fornecer vários benefícios para o desempenho global do sistema se geridas e coordenadas eficientemente.”*

A microrrede tem vindo a ganhar popularidade devido ao aumento de utilização da energia elétrica [17] e, apesar de a microrrede AC continuar a ser uma solução viável, os recentes avanços na microrrede DC tornam esta solução atrativa devido à sua eficiência elevada, independência da frequência, controlo da potência e uma associação mais simples a fontes de energia renováveis que produzam em DC. Além disso, a maioria das cargas dos consumidores são DC por natureza, o que evita a desnecessária conversão de AC para DC, um processo que provoca sempre perdas [18], bem como a mitigação de problemas de sincronização, distorção harmónica, potência reativa, etc. quando é aplicada uma microrrede DC [19].

Assim, e dado que parte do objetivo desta dissertação passa por estudar uma infraestrutura de carregamento de EV que terá várias componentes variáveis, tais como cargas e fontes de energia, considerou-se que uma microrrede DC seria o mais adequado para utilizar como base desta infraestrutura.

Os EV podem auxiliar, no processo de *peak saving* com recurso aos carregadores bidirecionais através desta microrrede DC. Este processo tem potencial no que diz respeito à gestão inteligente de energia em redes elétricas, sendo que consiste no alisamento da curva de

consumo, isto é, é reduzir o consumo do edifício sobre a rede elétrica de distribuição em momentos de pico de consumo [20].

A integração desta microrrede DC interligada com a rede AC do *campus* do Instituto Superior de Engenharia de Lisboa teria ainda a vantagem de ajudar a rentabilizar a energia produzida pelos painéis fotovoltaicos presentes no mesmo. Neste contexto, seria possível considerar a produção PV incorporada na microrrede DC, no entanto, o caso de estudo considera apenas a produção PV/PV do *campus* do ISEL que se encontra ligada na sua rede AC.

2.3 – Conclusões

Neste capítulo foi realizada uma contextualização do trabalho que se pretende desenvolver. Foi abordada a microrrede DC que funcionará como infraestrutura de carregamento dos EV. Uma vez que utiliza carregadores bidirecionais o valor e sentido da corrente através dos mesmos será comandado recorrendo a sistemas multiagentes (que serão abordados em detalhe no capítulo 4), por forma a corresponder a diversos cenários de V2X. Apresentaram-se alguns tipos de tomadas e modos de carregamentos existentes. Para além disso, foram apresentadas normas de funcionamento e controlo dos equipamentos que incorporarão a infraestrutura de carregamento. Adicionalmente, foram abordados os vários tipos de EV disponíveis no mercado, aos dias de hoje. Foi ainda justificada a escolha da microrrede DC para o caso de estudo em questão e ainda a utilidade que poderá ter para a melhor utilização da energia PV produzida no *campus* do ISEL.

Este enquadramento teórico permitiu compreender melhor os requisitos gerais necessários para a caracterização e modelização deste caso de estudo.

Capítulo 3

Caracterização e modelização do caso de estudo

O caso de estudo no qual esta dissertação está baseada consiste na proposta de estudo de uma infraestrutura de carregamento de EV para o *campus* do ISEL, através de uma microrrede DC, com o objetivo de potenciar o aproveitamento da produção PV. Para tal, obtiveram-se os dados de consumo do ISEL como um todo, bem como da produção PV do mesmo. No contexto da presente dissertação considera-se apenas um edifício (**edifício E**) como referência, de forma a simplificar o dimensionamento e a amplitude de valores de consumos. Tendo o anterior em consideração e com o mapa da instalação proposta de PV para o *campus*, foram retiradas relações entre a produção e o consumo do ISEL para obter os seguintes dados:

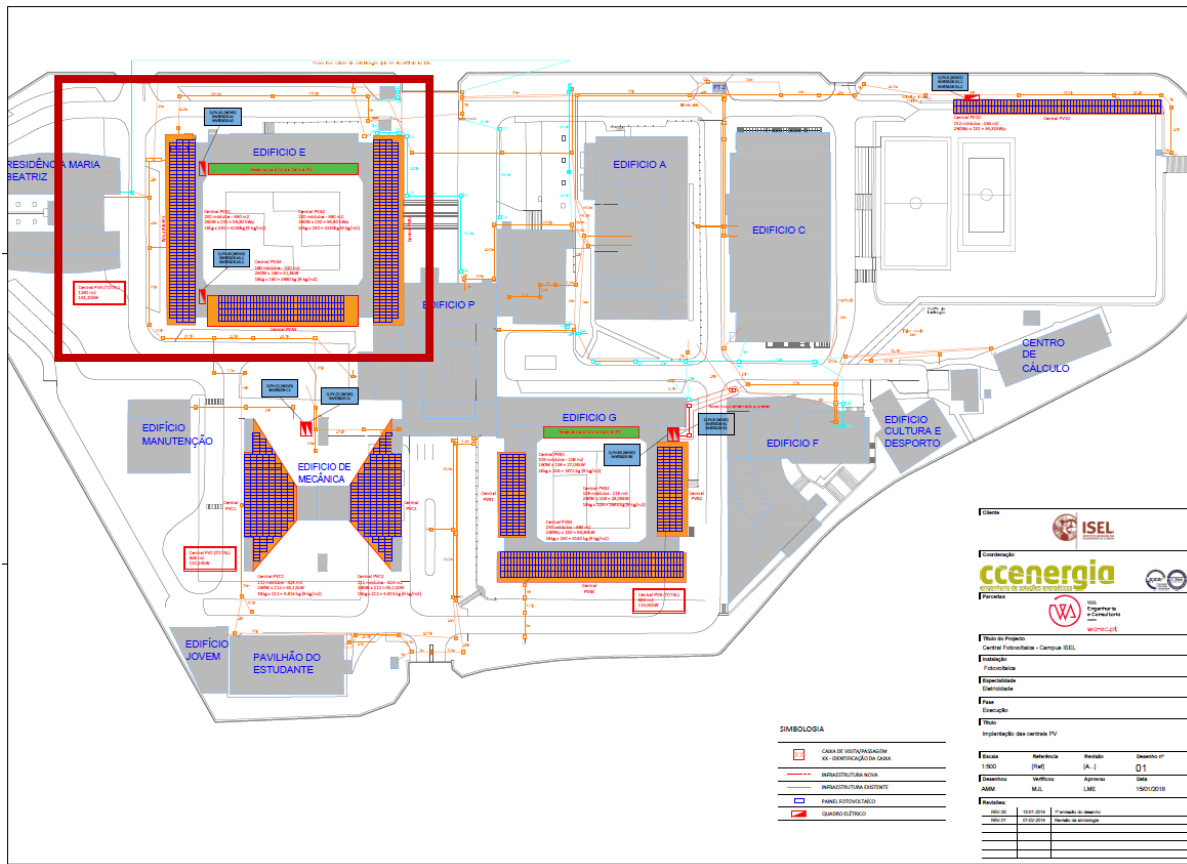


Figura 3.1 – Projeto de instalação PV para o *campus* do ISEL

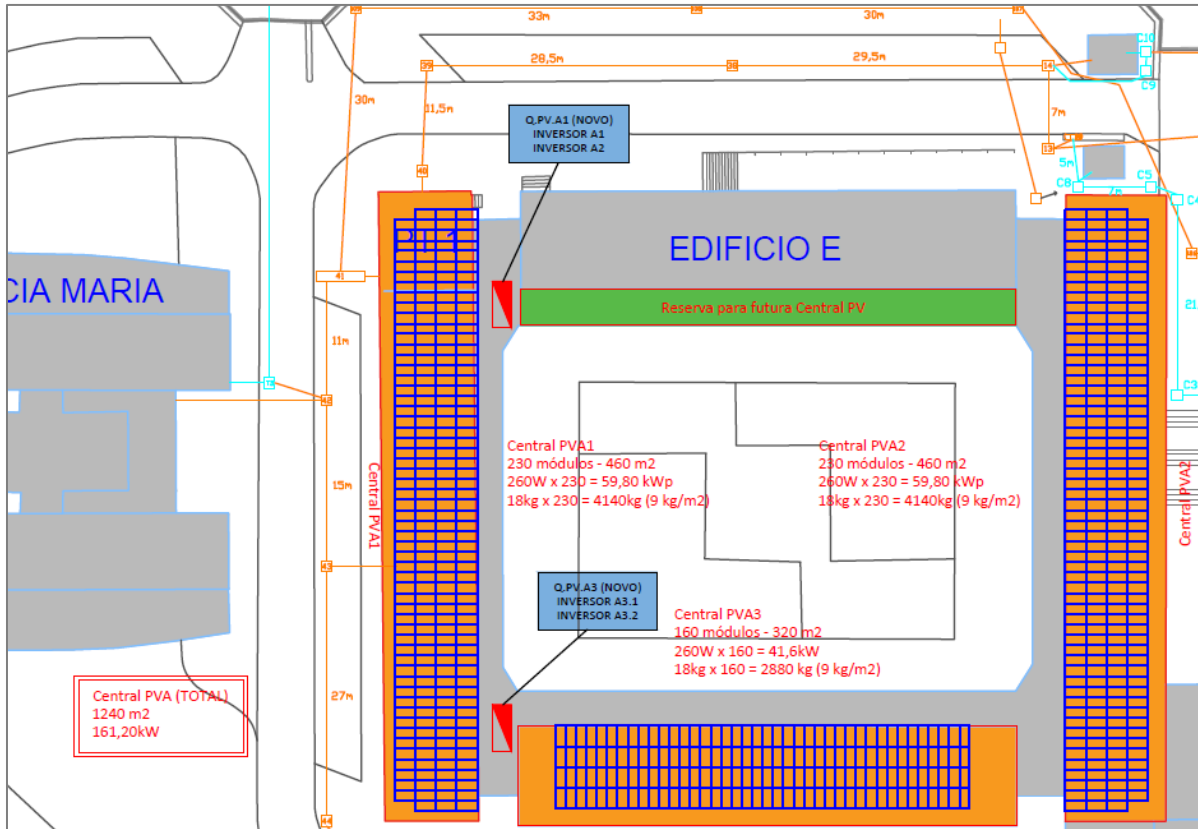


Figura 3.2 - Instalação PV presente no Edifício E

É importante salientar que os dados utilizados não refletem a instalação presente no *campus* uma vez que não foram instalados todos os painéis fotovoltaicos representados no projeto.

Para calcular o peso de cada um dos edifícios na produção total PV foi feita a proporção entre cada um dos valores e o valor total. Para este exercício considerou-se uma distribuição de carga linear em que o consumo e a produção seguem a mesma tendência, de forma a facilitar os cálculos, uma vez que o objetivo é otimizar a gestão da energia e não é necessário um grande rigor no que toca aos dados relacionados com a produção e consumo. Na tabela 3.1 consideram-se as seguintes zonas provenientes das figuras 3.1 e 3.2:

Tabela 3.1 – Potência e peso por área de PV do *campus*.

Central	Potência [kW]	Peso [pu]
PVA (PVA1+PVA2+PVA3)	161,2	0,383189
PVB (PVB1+PVB2+PVB3)	114,92	0,273177
PVC (PVC1+PVC2)	110,24	0,262052
PVD (PVD1)	34,32	0,081582
Total	420,68	

O Peso da central PVA foi calculado através de (1):

$$Peso = \frac{PVA}{PV\ Total} \quad (1)$$

Em seguida, com auxílio de um software gratuito disponível na web, Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS), [21], (obtiveram-se os dados horários de incidência solar e radiação referentes ao ISEL, todas as referentes ao ano de 2020.

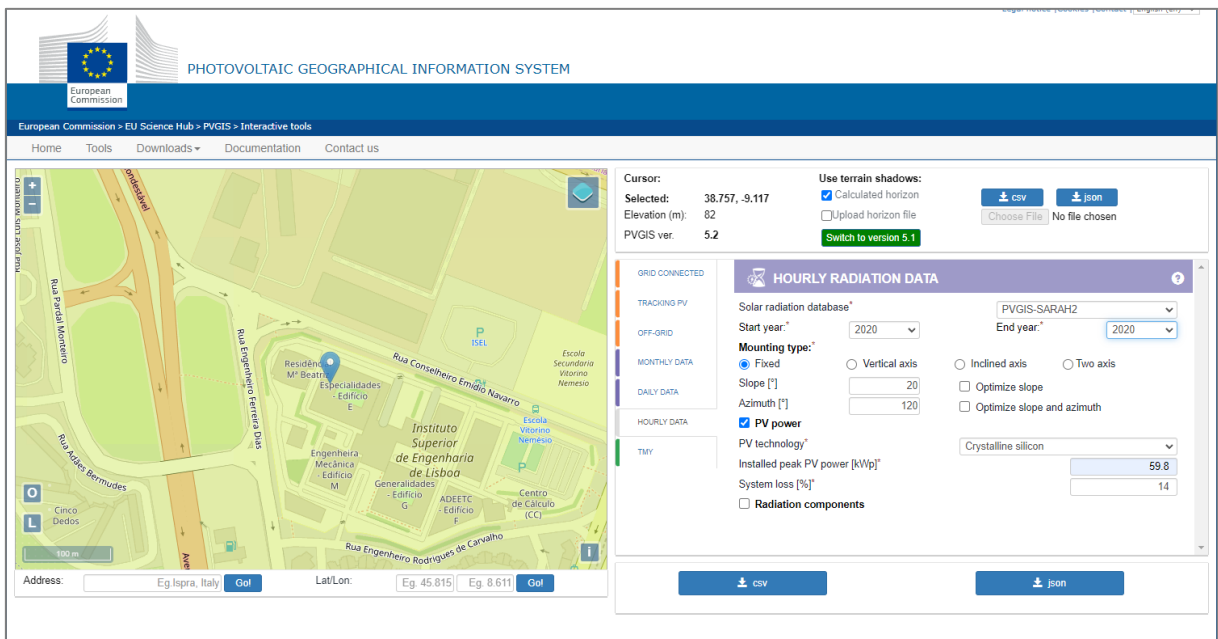


Figura 3.3 – Software utilizado para obtenção de dados de radiação e potência fotovoltaica.

Foram recolhidos dados apenas relativos às células fotovoltaicas do edifício E – PVA1, PVA2 e PVA3 – tendo sido estimados os seguintes parâmetros para cada um:

- **PVA1**
 - *Mounting type: Fixed;*

- *Slope* [°]: 20;
- *Azimuth* [°]: 120;
- *PV technology*: *Crystalline silicon*;
- *Installed peak PV power* [kWp]: 59,8;
- *System loss* [%]: 14.
- **PVA2**
 - *Mounting type*: *Fixed*;
 - *Slope* [°]: 20;
 - *Azimuth* [°]: -75;
 - *PV technology*: *Crystalline silicon*;
 - *Installed peak PV power* [kWp]: 59,8;
 - *System loss* [%]: 14.
- **PVA3**
 - *Mounting type*: *Fixed*;
 - *Slope* [°]: 20;
 - *Azimuth* [°]: 0;
 - *PV technology*: *Crystalline silicon*;
 - *Installed peak PV power* [kWp]: 41,6;
 - *System loss* [%]: 14.

Todos estes dados são aproximados, tendo sido obtidos com base em imagens recolhidas através do Google Maps.

O parâmetro *slope* ou inclinação refere-se ao ângulo em que os módulos fotovoltaicos se encontram relativamente ao plano horizontal. Quanto ao parâmetro *azimuth* ou orientação, indica o ângulo em que os módulos fotovoltaicos se encontram relativamente à direção Sul. Assim, os valores de *azimuth*, -90°, 0° e 90°, representam as orientações, Este, Sul e Oeste, respetivamente.

Uma vez extraídos os três ficheiros CSV (de *comma-separated values file*), realizou-se uma análise dos dados de forma a verificar a viabilidade da solução sugerida nesta dissertação tendo em conta a instalação já existente no *campus* do ISEL.

Numa primeira fase foi necessário somar as potências resultantes do *software* para os três módulos fotovoltaicos: PVA1, PVA2 e PVA3. Em seguida, com os dados de consumo e produção, foram analisados com recurso a folha de cálculo para obter as médias de consumo horárias correspondentes aos períodos com produção fotovoltaica (7h00h até 20h00) para todos os meses do ano. Nesse sentido, foram realizadas análises anuais, semestrais, trimestrais e mensais.

Sum Centrais ISEL														
	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00
Year Average [kW]	11,77	28,74	47,27	61,79	73,57	80,76	80,58	74,94	62,43	45,40	25,07	11,16	2,42	0,00
1T Average [kW]	1,23	14,52	33,04	48,00	61,20	67,32	70,26	63,45	50,25	33,51	14,72	2,23	0,00	0,00
2T Average [kW]	24,67	47,20	64,20	75,02	85,32	97,04	96,94	93,09	80,48	65,15	42,21	22,79	5,43	0,00
3T Average [kW]	20,12	40,72	62,47	80,17	94,49	101,13	102,41	97,84	84,49	63,30	39,72	19,72	4,26	0,00
4T Average [kW]	1,07	12,55	29,41	43,95	52,69	56,37	52,79	45,45	34,56	19,75	3,70	0,00	0,00	0,00
1S Average [kW]	12,95	30,86	48,62	61,51	73,56	82,48	83,60	78,27	65,37	49,33	28,46	12,51	2,71	0,00
2S Average [kW]	10,59	26,64	45,34	62,06	73,59	79,05	77,60	71,64	59,53	41,52	21,71	9,86	2,13	0,00
Month Average [kW]														
Jan	0,00	1,70	19,98	33,30	44,38	51,15	53,99	46,74	34,15	20,26	3,18	0,00	0,00	0,00
Fev	0,00	13,51	31,97	45,95	60,05	67,39	70,77	64,38	52,64	34,44	17,15	0,02	0,00	0,00
Mar	3,61	28,28	47,11	64,62	79,10	85,19	86,04	79,29	64,10	45,88	23,98	6,54	0,00	0,00
Abr	16,70	36,44	50,74	60,61	65,49	81,79	79,12	78,49	66,85	55,59	33,57	16,31	0,00	0,00
Mai	27,66	52,21	71,87	82,36	94,34	105,42	106,13	98,42	80,88	63,42	40,41	21,82	4,14	0,00
Jun	29,55	52,78	69,73	81,22	97,64	103,65	105,26	102,19	93,71	76,48	52,71	30,26	12,17	0,00
Jul	26,67	49,28	73,87	91,94	107,66	112,63	113,22	108,70	93,26	74,52	51,38	30,68	10,86	0,00
Ago	20,39	40,89	62,61	75,76	95,17	104,12	102,99	99,13	89,95	68,67	41,84	21,89	1,77	0,00
Set	13,07	31,71	50,54	72,55	80,18	86,17	90,62	85,27	69,79	46,16	25,49	6,15	0,00	0,00
Out	3,17	26,03	41,43	58,59	65,95	64,32	63,28	57,73	47,39	29,64	10,80	0,00	0,00	0,00
Nov	0,00	9,82	24,98	37,30	45,52	52,00	46,58	36,38	29,06	16,43	0,18	0,00	0,00	0,00
Dez	0,00	1,72	21,69	35,73	46,38	53,83	48,32	41,95	27,05	13,06	0,00	0,00	0,00	0,00

Figura 3.4 – Análise da soma da produção fotovoltaica do Edifício E (2020)

Os dados de consumo do *campus* foram fornecidos pelo ISEL, tendo sido realizada uma análise semelhante à referida anteriormente para os dados de produção. Para obter os dados de consumo do Edifício E, considerou-se, como referido anteriormente, uma distribuição de carga linear onde o consumo e a produção fotovoltaica seguem a mesma tendência, tendo sido aplicado o peso referente à central PVA aos dados do consumo para representar o consumo do Edifício E, uma vez que esta central se encontra instalada no Edifício E. Posto isto, com recurso à folha de cálculo, obtiveram-se os seguintes dados:

Dados Consumo ISEL														
	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00
Year Average [kW]	88,15	100,45	110,42	120,76	126,00	128,22	128,00	128,07	126,66	124,50	119,79	116,19	114,95	106,79
1T Average [kW]	110,06	139,07	152,48	164,72	171,86	173,67	172,73	171,86	169,58	164,84	159,10	159,74	159,03	137,29
2T Average [kW]	86,08	95,16	104,98	114,79	120,04	123,35	124,14	124,52	123,86	122,06	117,25	110,34	108,72	104,47
3T Average [kW]	70,24	75,50	81,75	88,84	92,26	93,96	93,74	94,79	94,71	93,38	89,55	82,55	79,49	77,10
4T Average [kW]	86,67	92,82	103,31	115,57	120,79	122,63	122,31	121,99	119,39	118,57	114,09	113,00	113,47	108,92
1S Average [kW]	98,07	117,13	128,73	139,75	145,95	148,61	148,43	148,20	146,72	143,45	138,18	135,04	133,87	120,88
2S Average [kW]	78,45	84,16	92,53	102,20	106,52	108,30	108,39	108,39	107,05	105,98	101,82	97,78	96,48	93,01
Month Average [kW]														
Jan	124,29	163,40	178,63	194,10	204,72	207,59	206,57	207,13	206,40	200,61	194,26	194,30	186,27	154,20
Fev	113,80	143,19	157,35	168,89	175,52	176,74	174,27	171,12	168,51	163,58	157,83	153,65	158,38	136,44
Mar	92,45	111,01	121,92	131,57	135,70	137,56	137,48	137,33	133,72	130,23	125,10	125,26	132,37	121,16
Abr	92,68	98,20	105,14	113,68	118,97	121,91	121,34	121,68	119,82	117,50	112,55	109,30	110,11	106,00
Mai	85,48	97,44	109,46	121,12	127,09	131,54	132,90	133,83	132,91	131,00	124,83	115,83	114,42	110,54
Jun	80,11	89,83	100,20	109,36	113,61	116,33	117,87	117,73	118,58	117,39	114,13	105,71	101,44	96,68
Jul	83,84	94,06	101,88	110,72	115,29	117,04	116,18	117,29	119,04	117,39	113,37	102,44	96,07	91,14
Ago	51,58	52,31	54,81	58,28	60,28	61,19	61,04	61,97	62,01	61,62	60,26	55,46	52,86	51,84
Set	75,47	80,28	88,80	97,80	101,51	103,97	104,35	105,46	103,37	101,40	95,22	89,39	85,86	88,69
Out	88,88	94,15	103,39	115,77	120,42	122,53	123,33	123,26	120,07	118,78	112,48	110,05	112,22	108,14
Nov	87,59	93,95	105,99	119,16	124,43	126,86	126,11	125,93	123,82	123,59	120,09	120,51	120,62	116,05
Dez	83,56	90,38	100,63	111,89	117,62	118,64	117,63	116,92	114,40	113,50	109,90	108,70	107,79	102,81

Figura 3.5 – Análise do consumo do Edifício E (2019)

Em seguida, estes valores foram representados graficamente para facilitar a análise.

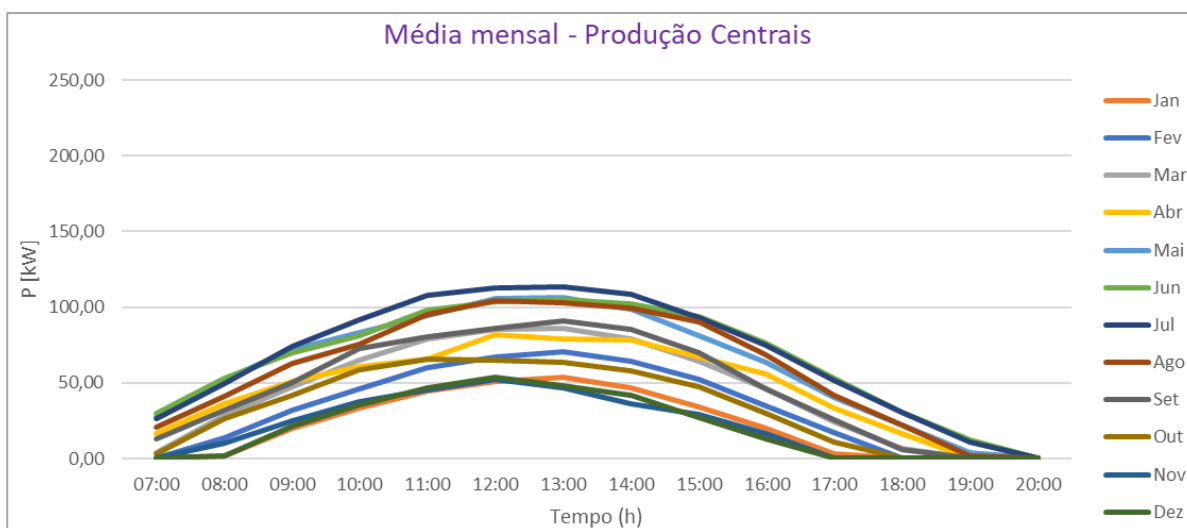


Figura 3.6 – Gráfico da produção fotovoltaica dos módulos do Edifício E (2020)

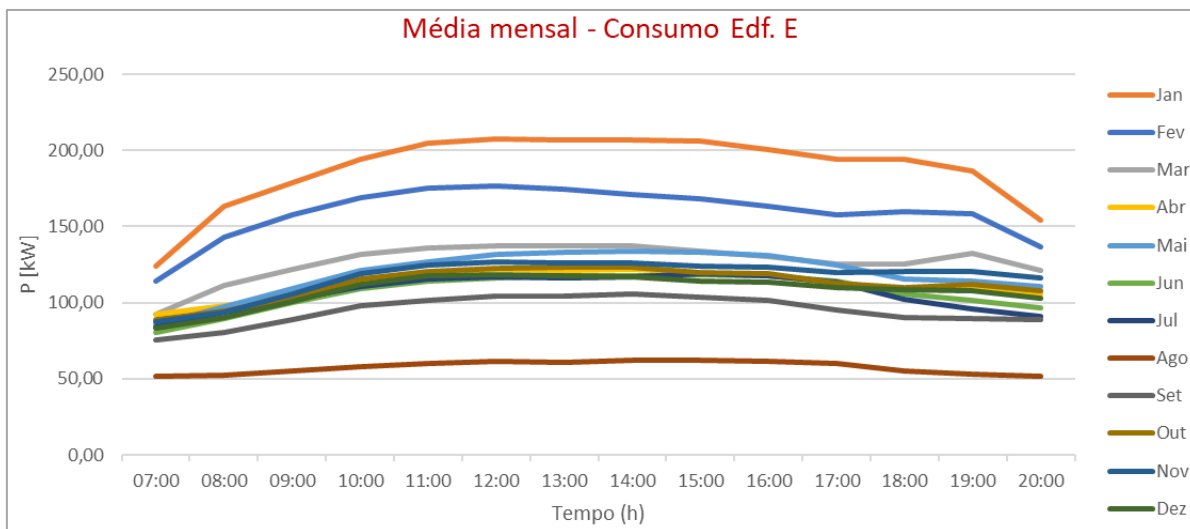


Figura 3.7 – Gráfico consumo do Edifício E (2019)

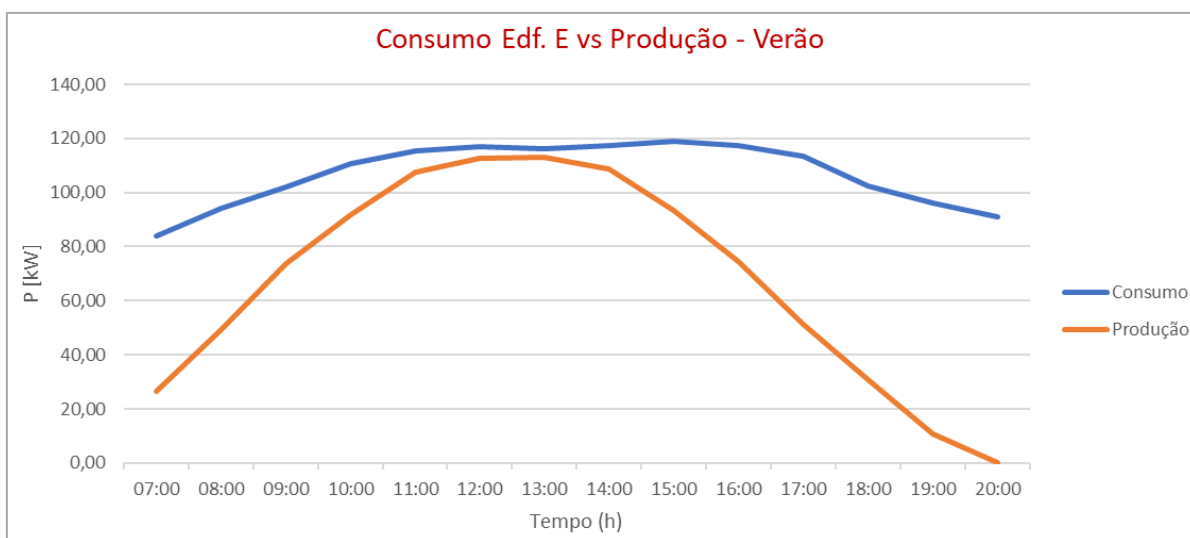


Figura 3.8 – Gráfico da comparação entre o consumo do Edifício E e a produção para o mês de Julho

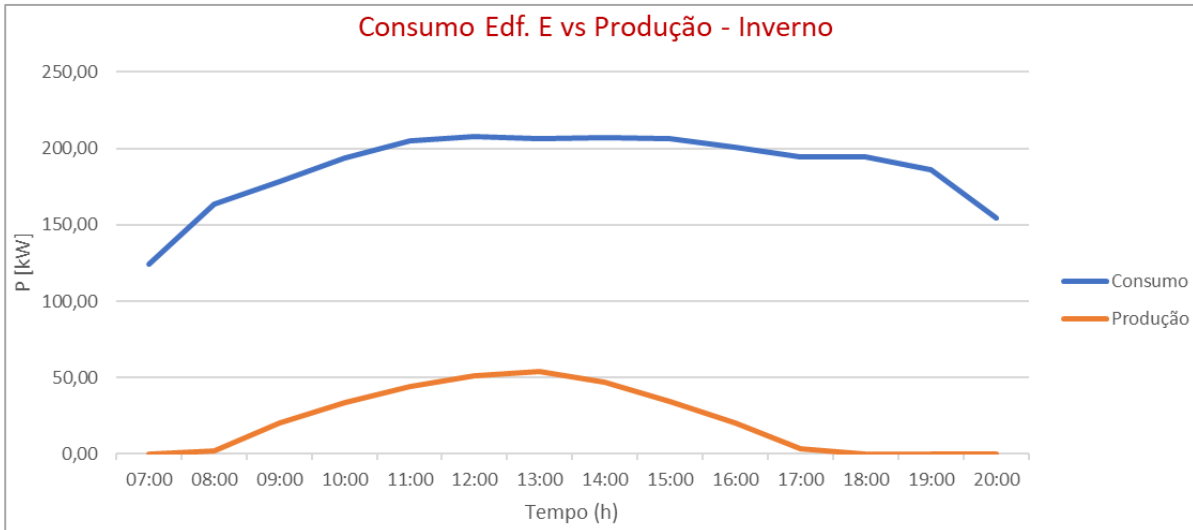


Figura 3.9 – Gráfico da comparação entre o consumo do Edifício E e a produção para o mês de Fevereiro

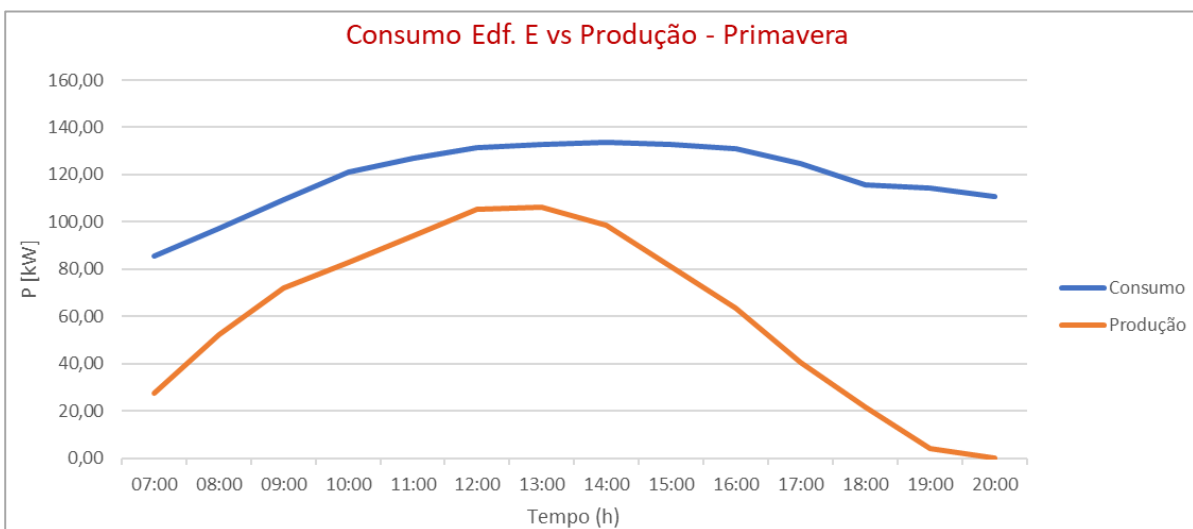


Figura 3.10 – Gráfico da comparação entre o consumo do Edifício E e a produção para o mês de Maio

Com recurso às figuras 3.4-3.10, é possível retirar algumas conclusões sobre os períodos mais propícios a que exista excedente de PV bem como quais os valores mais elevados do mesmo, no entanto, é importante salientar que os dados de consumo são referente a 2019 enquanto os dados de PV são de 2020. A razão pela qual se optou por utilizar os dados de consumo de 2019 em detrimento dos dados de 2020 deveu-se ao facto de os dados de 2020 não serem exatos e não se encontrarem completos. Ainda assim, os dados de 2019 são um bom

indicativo e uma boa amostra para o caso de estudo uma vez que não houve uma alteração significativa na utilização do ISEL.

3.1 – Modelo Genérico

Para a representação da solução proposta nesta dissertação, recorreu-se à ferramenta MATLAB/Simulink, de forma a criar um modelo genérico onde fosse possível aplicar os sistemas multiagentes, com o objetivo de controlar a microrrede DC.

De forma a simplificar a perceção do modelo implementado, começou-se por fazer um esquema elétrico simplificado.

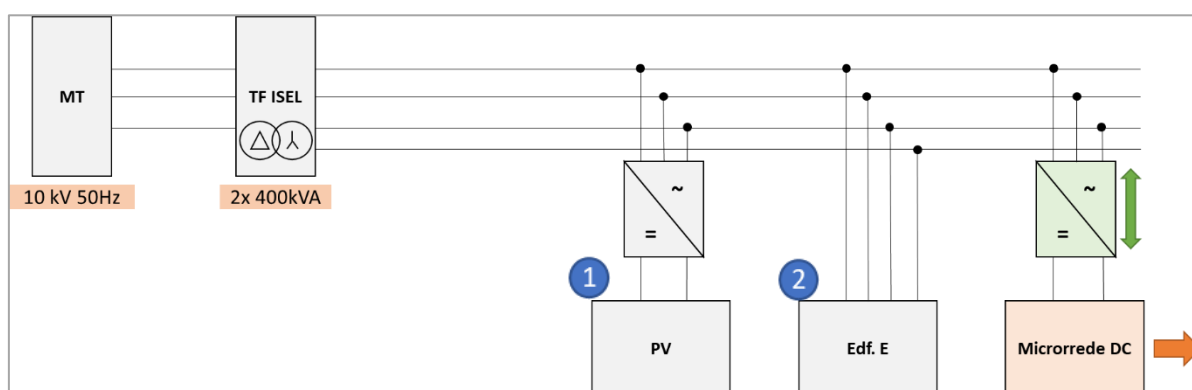


Figura 3.11 – Esquema elétrico simplificado da solução proposta.

Na figura 3.11, representou-se um modelo genérico onde se demonstra a integração da microrrede DC proposta na instalação já existente no *campus* do ISEL. Tem-se o transformador do ISEL conectado à média tensão que depois alimenta o Edifício E. Com o número 1 encontra-se representada a instalação fotovoltaica presente no instituto conectada à rede AC com recurso a um conversor AC/DC. Por fim, com o número 2, tem-se o Edifício E conectado à rede AC.

Na figura 3.12 encontra-se parte da implementação do modelo em MATLAB/Simulink, sendo os números 1 e 2 correspondentes aos mesmos números na figura 3.11.

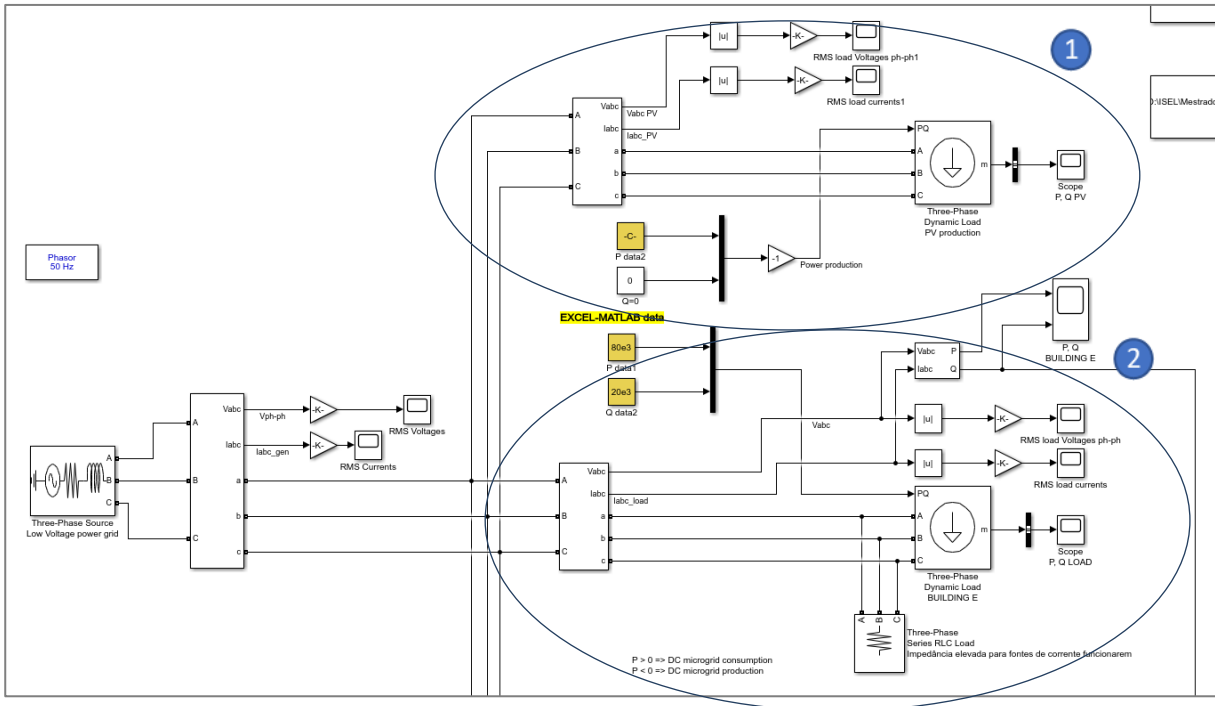


Figura 3.12 – Implementação do modelo da produção fotovoltaica (1) e do edifício E (2) enquanto carga em MATLAB/Simulink.

Na figura 3.12, à esquerda encontra-se a rede AC e, à direita, a produção fotovoltaica (número 1) e o edifício E do *campus* do ISEL (número 2). Tanto o número 1 como o número 2 são representados por uma fonte de corrente, no entanto, foi aplicado um fator de “-1” no caso da produção fotovoltaica para que seja considerada como produção ao invés de carga.

Nos blocos que se encontram a amarelo, foram conectados os valores provenientes dos ficheiros Excel com os valores de consumo do edifício E e de produção fotovoltaica.

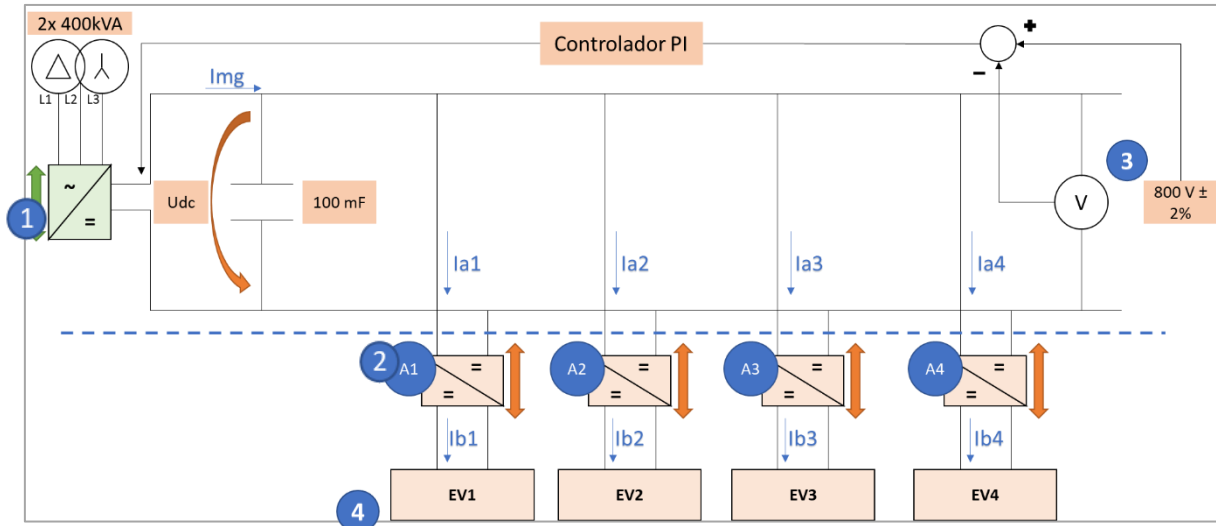


Figura 3.13 – Esquema elétrico simplificado da infraestrutura de carregamento de veículos elétricos.

Na figura 3.13 encontra-se representado o modelo da microrrede DC implementado. Com o número 1 tem-se o conversor AC/DC bidirecional para conectar a microrrede DC à rede AC. Em seguida, o número 2 representa o sistema multiagentes, composto por “x” número de carregadores de veículos elétricos conforme o dimensionamento. O número 3 representa a infraestrutura de carregamento de veículos elétricos, composta por um condensador para auxiliar no controlo da tensão U_{dc} e carregadores bidirecionais. Por fim, o número 4 serve para representar as baterias dos EV.

Na figura 3.14 encontra-se parte da implementação do modelo em MATLAB/Simulink, sendo os números 1 e 2 correspondentes aos mesmos números na figura 3.13.

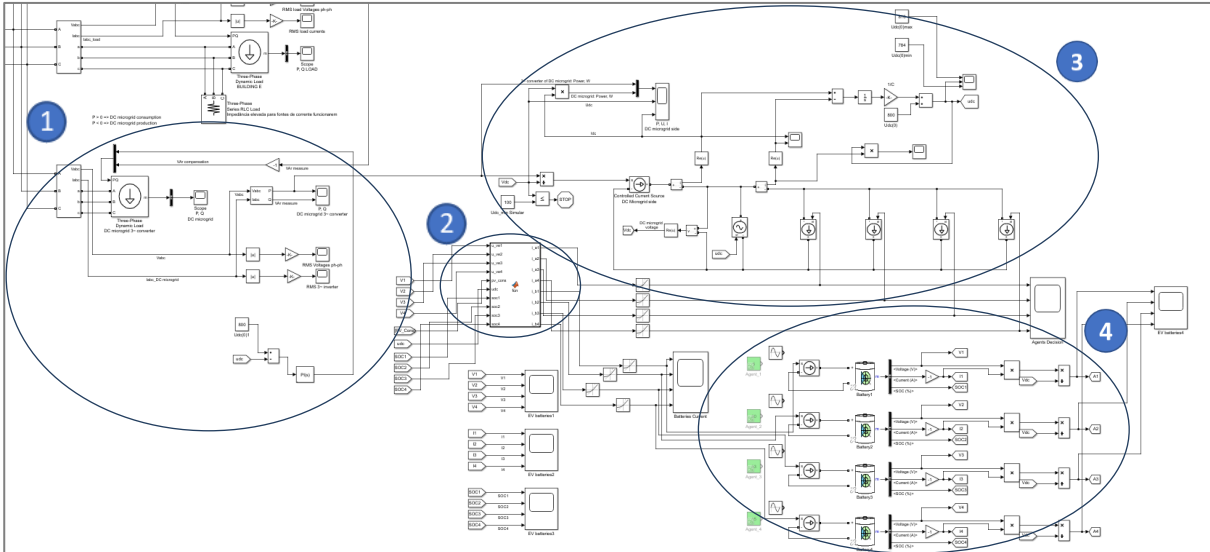


Figura 3.14 – Implementação do modelo da microrrede com os agentes e EV em MATLAB/Simulink.

Na figura 3.14, com o número 1, encontra-se uma fonte de corrente que representa a conversão eletrónica de energia AC-DC, ou seja, a interligação da AC com a microrrede DC, bem como um controlador PI dimensionado para controlar a tensão (U_{dc}) da microrrede. No número 2 é apresentada a função responsável pela gestão inteligente da energia disponível na microrrede DC, através de sistemas multiagentes. Com número 3, a infraestrutura de carregamento dos EV, utilizando fontes de corrente ligadas à microrrede DC para representação os carregadores bidirecionais dos EV. Por fim, é apresentada a representação das baterias dos EV com o número 4.

3.2 – Caracterização do modelo utilizado

Foi realizada uma análise para apurar o número de lugares existentes em redor do edifício E de forma a dimensionar o número de carregadores para a simulação. Considerando como lugares elegíveis os disponíveis nas faces Norte, Sul e Este do edifício, conclui-se que podem ser considerados aproximadamente 40 lugares de estacionamento.

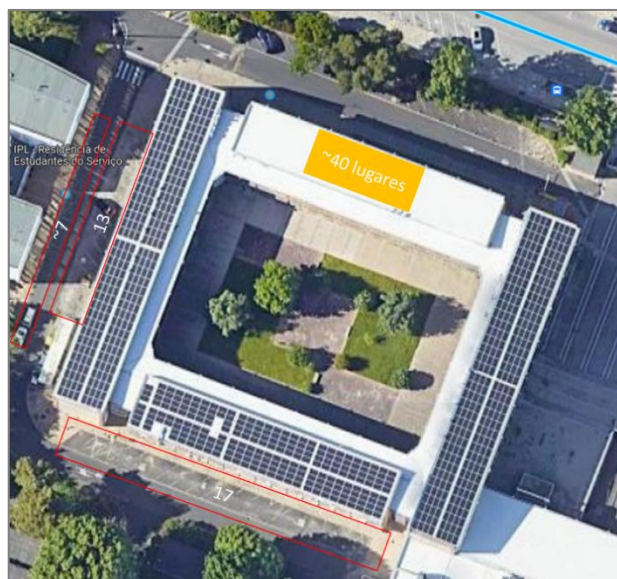


Figura 3.15 – Dimensionamento do número de carregadores da microrrede

Tendo como base o Guia técnico das Instalações Elétricas para a alimentação de Veículos Elétricos [22], é definido o seguinte:

“Para os parques de estacionamento onde o carregamento dos EV seja efetuado em zona dedicada deve ser considerado um número mínimo de lugares destinado a carregamento, correspondente a:

$$N = 0,9 + 0,1 \times n \quad (2)$$

onde n é o número de lugares de estacionamento total do parque.”

Posto isto, considerando que o número de lugares em torno do edifício E é aproximadamente 40, temos que:

$$N = 0,9 + 0,1 \times 40 \quad (3)$$

Então:

$$N = 4,9 \Rightarrow N = 5 \quad (4)$$

Isto significa que o número de carregadores adequado seria 5, uma vez que segundo [22] “Ao número de lugares de estacionamento obtido pela expressão deve ser aplicada a regra do arredondamento normal (para o número inteiro).”

No entanto, tendo em conta os dados obtidos, em situação alguma haveria energia suficiente para que os 5 carregadores pudessem ser utilizados em simultâneo à potência nominal. Como tal, optou-se por considerar apenas 4 carregadores bidirecionais iguais, com a potência de 50kW perfazendo no máximo uma carga de 200kW. Optou-se por utilizar carregadores bidirecionais com potência de 50kW para que, mesmo não havendo excedente na maioria do tempo para carregar os veículos à plena carga, fosse possível receber energia de outros veículos elétricos para auxiliar no carregamento.

Em seguida, foi necessário dimensionar o controlador PI responsável por controlar a tensão da microrrede DC. O dimensionamento de um controlador consiste em determinar os parâmetros do mesmo por forma a obter o resultado pretendido. Este dimensionamento permite melhorar o processo e diminuir o erro entre a variável e o valor referência [23]. No caso do controlador dimensionado, este define o valor de potência à entrada do conversor AC-DC mantendo, assim, a tensão do barramento U_{dc} , sensivelmente, constante.

O objetivo era ajustar os parâmetros do controlador para que a tensão se mantivesse a $800V \pm 2\%$. Para tal, recorreu-se ao método empírico de tentativa e erro de *Ziegler-Nichols*. Este método consiste em, numa primeira fase, ajustar o ganho proporcional (K_p) com o ganho integral (K_i) a zero até se obter uma resposta oscilatória em torno do valor pretendido. Assim, com K_p definido, faz-se variar o valor de K_i para refinar o controlador [23].

Assim, utilizando o ambiente de simulação numérica MATLAB/Simulink do modelo da microrrede DC, obtiveram-se os valores de 500 para a ganho proporcional (K_p) e 4000 para a ganho integral (K_i).

$$u(t) = K_p e(t) + K_i \int_0^t e(t) dt \quad (5)$$

3.3 – Conclusões

Neste capítulo foi realizada a caracterização e modelização do caso de estudo. Recorrendo aos gráficos e análises apresentados (figuras 3.4 - 3.10) e com recurso à folha de cálculo utilizada, foi possível obter as seguintes conclusões no que diz respeito ao aproveitamento da produção fotovoltaica no ISEL:

- O valor mais elevado de excedente verificou-se no dia 10/08/2020 às 12h00 onde se obteve 73,73kW;

- Existem 627h (7,1%) do ano em que a produção é superior ao consumo;
- A instalação PV presente no *campus* satisfaz, em certa medida, as necessidades atuais do mesmo. No entanto, aconselha-se uma expansão da capacidade de produção PV uma vez que existe espaço físico para tal e poderá levar à obtenção de resultados bastantes interessantes a nível de sustentabilidade do *campus*;
- Considerar um plano de melhoria de eficiência energética dos edifícios do campus do ISEL (iluminação LED, isolamento térmico), com vista a diminuir o consumo de energia da rede elétrica;
- Tendo em conta os dados obtidos, a infraestrutura de carregamento de EV seria um encargo do ponto de vista da capacidade de PV.

Assim, chegou-se à conclusão que com o valor mais elevado de excedente de PV a ser 73,73kW e com a potência de carregador a ser 50kW (representados por uma fonte de corrente), os valores de PV eram muito reduzidos para prosseguir com o estudo. Assim, sugeriu-se que a potência instalada fosse aumentada para o dobro, tendo sido esses os valores considerados daqui em diante para efeitos de aplicabilidade da presente dissertação. Foram então considerados 4 carregadores de EV, que totalizam uma potência máxima de 200kW. Este valor é superior ao do maior excedente registado, no entanto, também permite que se possam testar vários cenários que serão posteriormente apresentados. A modelização desta rede passou pelo dimensionamento de um controlador PI para controlar o valor de U_{dc} em torno dos 800V através do método Ziegler-Nichols.

Este enquadramento analítico, permitiu inferir que seria uma mais valia aumentar a produção PV e a modelização do caso de estudo permitiu compreender melhor quais as atividades que seriam necessárias ter em conta para a utilização dos sistemas multiagentes na gestão de energia, através da infraestrutura de carregamento.

Capítulo 4

Sistemas multiagente e aplicação ao caso de estudo

A Inteligência Artificial Distribuída (DAI – *Distributed Artificial Intelligence*) tem sido alvo de atenção devido à sua capacidade de solucionar problemas complexos de computação. Assim, a DAI classifica-se em três categorias distintas:

- Inteligência Artificial Paralela;
- Resolução de Problemas Distribuída (DPS – *Distributed Problem Solving*);
- Sistemas Multiagente (MAS – *Multi-agent System*).

Os MAS, tal como a nomenclatura sugere, são constituídos por agentes que são entidades autónomas que colaboram entre si para desempenhar tarefas ou responder a variações num certo sistema/ambiente, sendo bastante flexíveis dada a sua habilidade de aprender e tomar decisões autónomas. Os agentes utilizam as interações com a vizinhança ou com o ambiente para aprender novos contextos e ações adquirindo conhecimento que utilizarão para agir aquando de um novo estímulo ou para executar uma tarefa específica. Esta flexibilidade inerente a cada um dos agentes e ao próprio sistema levam a que os MAS sejam uma ótima solução para resolver problemas em várias áreas, tais como Ciências da Computação, Engenharia Civil e Engenharia Eletrotécnica [24].

4.1 – Tipos de Sistemas Multiagentes

Na literatura existem duas perspetivas principais que são aceites no que toca aos tipos de MAS:

- Sistemas Cooperativos;
- Sistemas Competitivos.

Os sistemas cooperativos são um sistema composto por agentes que colaboram entre si tendo em vista um objetivo comum. Este tipo de sistemas tem a característica de os arquitetos dos mesmos poderem desenvolver os agentes de forma livre. Os mesmos, podem ser desenvolvidos e aprender com o sistema em que se encontram inseridos, bem como contar com intenções benevolentes por parte dos restantes agentes presentes no sistema.

Contrariamente aos sistemas referidos anteriormente, os sistemas competitivos não apresentam objetivos comuns, levando a que cada agente tente otimizar e maximizar os seus objetivos e ganhos individuais.

No entanto, apesar de existir esta distinção entre tipos de sistemas, é possível ter presentes comportamentos competitivos num sistema cooperativo, bem como o inverso. Isto porque, fundamentalmente, a diferença encontra-se na forma como os agentes se comportam para maximizar o objetivo conjunto ou os individuais [25], [26].

Segundo [27], caracterizam-se os agentes de duas formas, sendo esta definição/nomenclatura relativa às suas intenções:

- Utilitarista;
- Egoísta.

Tome-se como exemplo o seguinte caso, um agente desenvolvido como competitivo/egoísta pode cooperar com outros agentes temporariamente, isto com o objetivo de maximizar os seus objetivos, uma vez que, cooperando, tem uma recompensa superior do que se atuasse sozinho. Invertendo o exemplo, um agente desenvolvido como sendo cooperativo/utilitarista pode parecer ter comportamentos competitivos para com outro agente se monopolizar um certo recurso do sistema em detrimento de outro agente.

Os agentes de natureza cooperativa/utilitarista são, normalmente, desenvolvidos apenas por uma entidade, de forma que existam objetivos comuns. Assim, tanto o comportamento o algoritmo na base deste sistema como os agentes encontram-se maioritariamente sob o controlo da entidade que os desenvolveu. Isto permite uma melhor coordenação de todas as partes e facilita a previsão das interações no sistema, sendo, então, de esperar que as intenções sejam, essencialmente, boas por parte dos outros agentes no sistema.

Na configuração de um sistema competitivo, cada agente é desenvolvido por entidades diferentes cujo objetivo é maximizar os resultados individuais. Esta configuração leva a que a

cooperação entre os agentes competitivos/egoístas seja muito mais complicada, bem como arriscada. Ao desenvolver os agentes egoístas, cada entidade é responsável por fazer o máximo por prever o tipo de comportamentos exploratórios que poderão encontrar no ambiente em que estão inseridos [26], [27].

Tendo em conta a descrição anterior de ambos os tipos de sistema multiagente, para a presente tese, optou-se por seguir com uma abordagem de sistema multiagente cooperativo, uma vez que, apesar de o objetivo principal de cada agente é carregar o EV que se encontra a ele conectado, existe um objetivo maior e comum que é o de gerir a energia disponível na microrrede, tendo em conta vários cenários de utilização G2V e V2X. Adicionalmente, os agentes terão de cumprir regras de prioridade e velocidades de carregamento.

4.2 – Tipos de agentes

Primeiramente, deve-se definir o que é, efetivamente, um agente. Segundo Russel e Norvig, um agente não é mais do que um interveniente com autonomia para compreender o ambiente em que se encontra inserido que toma ações com base nas informações que recolhe, ações essas que têm efeitos sobre o ambiente [28]. Adicionalmente, segundo Wooldridge, um agente pode ser descrito como uma entidade inteligente com autonomia e flexibilidade de comportamentos, por forma a atingir certos objetivos, sendo que a flexibilidade passa por três pontos chave:

- Reatividade – consiste na capacidade de perceção do ambiente envolvente e na capacidade de resposta às mudanças que nele acontecem por forma a cumprir os objetivos;
- Proatividade – relaciona-se com a detenção de um comportamento orientado por objetivos sendo capazes de tomar iniciativa para alcançar os mesmos;
- Habilidade Social – define-se como sendo a capacidade de interação mútua e, eventualmente, com humanos para atingir os objetivos.

Sendo a inteligência artificial uma das principais contribuições para o desenvolvimento baseado em agentes, existem quatro propostas de como abordar a construção deste tipo de sistemas inteligentes:

- Abordagem Teste de Turing – sistema com características semelhantes à atuação humana.
- Abordagem Cognitiva – sistema com características semelhantes ao pensamento humano.
- Abordagem Pensamento Racional – sistema com características de pensamento lógicas e racionais.
- Abordagem Ação Racional – sistema com características de ação lógicas e racionais.

A racionalidade de um agente é caracterizada tendo em conta aspetos tais como, [28],[29]:

- Medida de desempenho que define o grau de sucesso.
- Histórico de perceções do agente.
- Conhecimento que o agente detém sobre o ambiente onde se encontra inserido.
- Ações que o agente pode realizar.

Nos temas abordados anteriormente existe consenso no que à literatura diz respeito, no entanto, no que diz respeito à verdadeira classificação da tipologia de agentes já existem algumas divergências.

Para Russel e Norvig, existem quatro tipos de agentes, [29]:

- Reflexivos.
- Reflexivos que mantêm registo do ambiente envolvente.
- Baseados em objetivos.
- Baseados na utilidade.

Para Wooldridge, existem também quatro tipos de arquiteturas de agentes, [28]:

- Lógicas.
- Reativas.
- Em camadas (híbrida).

- Crença-desejo-intenção (BDI – *Belief-Desire-Intention*).

Apesar de cada autor ter uma classificação diferente, essencialmente, estes acabam por convergir em alguns pontos. Optou-se por seguir a classificação de Wooldbridge por ser mais explícita.

Quando se refere que a arquitetura do sistema se assenta em lógica, isso significa que os agentes decidem tomar uma decisão sobre a ação a tomar com recurso a um raciocínio lógico e com conhecimento prévio do ambiente em que se encontram inseridos. Fazendo o paralelismo para a nomenclatura de Russel e Norvig, este tipo arquitetura corresponde aos agentes baseados em objetivos e aos agentes baseados na utilidade [28], [29].

Por outro lado, no que às arquiteturas reativas diz respeito, estas pressupõem que não existe qualquer conhecimento sobre o ambiente no qual o agente se encontra inserido, não sendo possível utilizar um raciocínio lógico. Assim, supõe-se que os agentes possam desenvolver inteligência a partir das perceções e interações que vão tendo com o ambiente, não sendo, assim, necessário conhecimento sobre o mesmo. Este é um claro exemplo de uma ação-reação, isto é, existe um estímulo por parte do ambiente, para o qual o agente terá uma reação. A arquitetura reativa é o equivalente aos agentes reflexivos segundo Russel e Norvig [28], [29].

Relativamente às arquiteturas em camadas, significa que as decisões sobre as ações a tomar são feitas passando por várias camadas de inteligência computacional, onde cada uma raciocina sobre o ambiente envolvente a vários níveis. Assim, um agente é estruturado em dois subsistemas do principal:

- Deliberativo – subsistema que contém uma representação do ambiente envolvente e toma decisões lógicas;
- Reativo – subsistema capaz de reagir a qualquer estímulo do ambiente sem planeamento prévio ou lógico, puramente reativo.

Por fim, as arquiteturas do tipo BDI apoiam-se na teoria de que os seres humanos se comportam, fundamentalmente, em função de três estados mentais: crenças, desejos e intenções. Assim, estes são as três estruturas que representam os agentes.

- Crenças – conhecimento do agente sobre o ambiente envolvente;

- Desejos – estado motivacional do sistema;
- Intenções – ações que o agente tem decidido tomar.

De forma resumida, tem-se, então, três tipos de arquiteturas de agentes:

- Arquitetura Deliberativa – possui uma representação do ambiente, as decisões são tomadas tendo por base a lógica, contempla um conjunto de objetivos e ações e existe um plano de ações para atingir um objetivo.
- Arquitetura Reativa – não possui uma representação do ambiente, as decisões são tomadas com base no estímulo-resposta.
- Arquitetura Híbrida – contempla ambas as arquiteturas referidas anteriormente [28].

4.3 – Dimensionamento

O tipo de sistemas multiagente mais adequado para o caso de estudo apresentado é o Cooperativo tendo por base a ideia dos Agentes Deliberativos, uma vez que o objetivo principal de cada agente é carregar o EV ao qual está conectado. No entanto, há certas condições que têm de ter em consideração antes de tomar uma decisão, pois o sistema de multiagentes tem de utilizar a corrente disponível na microrrede DC e distribuir pelos EV.

Para tal, definiram-se as seguintes condições:

- Caso o EV esteja 100% de carga na bateria, deixa de receber energia e está disponível para ser utilizado pela microrrede;
- Caso o EV esteja entre os 85% e os 100% de carga na bateria, continua a carregar e está disponível para ser utilizado pela microrrede;
- Um EV não pode descer abaixo dos 70% de carga na sua bateria em prol da rede;
- Caso o EV esteja abaixo dos 20% de carga na bateria, será considerado em estado crítico (significa que se considera que os EV poderão não ter energia suficiente na sua bateria para concluir o dia) e em caso de escassez de energia este terá prioridade sobre os restantes e receberá contribuição dos restantes.

Posto isto, cada agente tem um objetivo individual enquanto, ao mesmo tempo, tem de ter em consideração a potência disponível na microrrede DC e trabalhar em “sociedade”. É de salientar que qualquer um dos parâmetros definidos pode ser alterado de forma a satisfazer qualquer outro caso de estudo, uma vez que a afinação destes fatores pode estar dependente de uma análise do histórico do uso da microrrede. Nas figuras 4.1 e 4.2, encontra-se representado de uma forma esquemática a estrutura implementada e os processos pelos quais cada agente tem de passar para tomar uma ação.

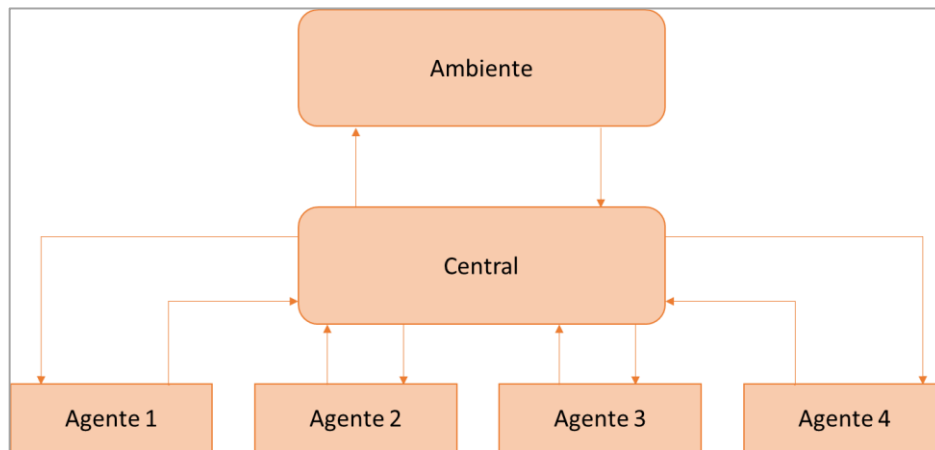


Figura 4.1 – Estrutura do sistema implementado

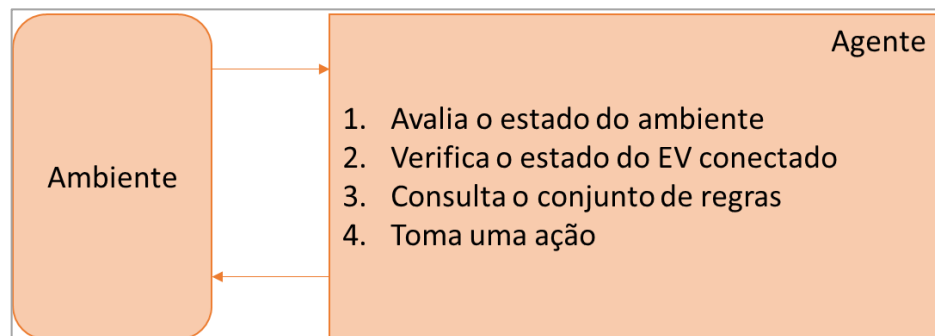


Figura 4.2 – Percepção e ação do agente sobre o ambiente

4.4 – Aplicação ao caso de estudo

Para aplicar as condições descritas na secção 4.3, optou-se por manter o *software* no MATLAB/Simulink onde se encontram implementados os MAS responsáveis pela gestão inteligente da energia disponível na microrrede DC.

O MAS encontra-se representado na figura 4.1 e cujo código em linguagem MATLAB está presente no Anexo G.

Para construir a inteligência implementada no código de MATLAB foi necessário ter em consideração um conjunto de equações que permitem definir a solução proposta.

Primeiramente, é necessário obter a potência da microrrede DC através da qual é possível obter a corrente da microrrede DC:

$$P_{mg} = u_{dc} i_{mg} \quad [W] \quad (6)$$

$$\eta_{PV} PV - P_{cons} = P_{mg} \quad (7)$$

Associando (5) e (6) obtém-se em (7) o valor da corrente i_{mg} :

$$i_{mg} = \frac{\eta_{PV} PV - P_{cons}}{U_{dc}} \quad [A] \quad (8)$$

Em (5), (6) e (7) tem-se:

- P_{mg} é potência da microrrede DC [W]
- u_{dc} é a tensão da microrrede DC [V]
- i_{mg} é a corrente da microrrede DC [A]
- η_{PV} é o rendimento do conversor AC-DC [%]
- PV é potência da produção fotovoltaica [W]
- P_{cons} é a potência consumida [W]
- P_{mg} é a potência da microrrede DC [W]

Consideraram-se todos os componentes ideias de forma a facilitar os cálculos, ou seja, desprezaram-se as perdas dos conversores eletrónicos de potência AC-DC e DC-DC.

Para definir o carregamento dos EV foi necessário calcular a corrente máxima à saída de um carregador bidirecional de 50kW a uma tensão da microrrede DC de 800V:

$$i_{carr} = \frac{50000}{800} = 62,5 \text{ A} \quad (9)$$

Foi também necessário compreender o comportamento da tensão no barramento U_{dc} dado que esta é variável no tempo, sendo que varia, também, consoante o condensador e dimensionado

e com o integral da diferença entra a corrente disponível na microrrede DC e o somatório da corrente requisitada/fornecida por parte dos carregadores dos EV:

$$U_{dc} = \frac{1}{C} \int (i_{mg} - \sum i_{carr}) dt + 800 \quad [V] \quad (10)$$

Em (10) tem-se:

- C é a capacidade do condensador presente na microrrede DC [F]
- i_{carr} é a corrente do carregador [A]

Em seguida foi calculada uma taxa de carregamento responsável por determinar o tempo de carregamento dos EV:

$$chg_{rate}(i) = \frac{100 - SOC(i)}{\sum_0^k (100 - SOC(k))} \times 100 \quad [\%] \quad (11)$$

Onde o SOC é dado por:

$$SOC = 100 \left(1 - \frac{1}{Q} \int_0^t i(t) dt \right) \quad [\%] \quad (12)$$

O SOC representa a percentagem de bateria do veículo elétrico.

Em (12) tem-se:

- Q é a capacidade máxima da bateria [Ah]

Uma vez calculada a taxa de carregamento, têm-se os dados necessários para calcular a corrente disponível na entrada do carregador (zona de atuação do agente):

$$i_a(i) = i_{mg} chg_{rate}(i) \quad [A] \quad (13)$$

Por fim, com recurso a uma igualdade de potências é possível obter a corrente disponível à entrada da bateria:

$$P_{bat}(i) = P_{carr} \eta_{carr} \quad [W] \quad (14)$$

$$P_{bat}(i) = U_b(i) i_b(i) \quad [W] \quad (15)$$

$$P_{carr}(i) = U_{dc}(i) i_a(i) \quad [W] \quad (16)$$

Em (14), (15) e (16) tem-se:

- P_{bat} é a potência da bateria do EV [W]

- P_{carr} é a potência do carregador bidirecional [W]
- η_{carr} é o rendimento do carregador bidirecional [%]
- U_b é a tensão da bateria do EV [V]
- i_b é a corrente da bateria do EV [A]

Manipulando matematicamente (14), (15) e (16) e considerando todos os componentes como ideais, obtém-se em (17) o valor da corrente na bateria do EV:

$$i_b(i) = I_a(i) \times \frac{U_{dc}}{U_b(i)} \quad [A] \quad (17)$$

Adicionalmente, apesar de não serem utilizados de uma forma direta uma vez que se encontram dentro dos blocos utilizados para representar as baterias dos EV, as equações da dinâmica da bateria de iões de lítio no carregamento e descarregamento são as seguintes:

Carregamento:

$$f_2(it, i^*, i_b) = E_0 - k \frac{Q}{it + 0.1Q} i^* - k \frac{Q}{Q - it} it + A \exp(-B it) \quad (18)$$

Descarregamento:

$$f_1(it, i^*, i_b) = E_0 - k \frac{Q}{Q - it} i^* - k \frac{Q}{Q - it} it + A \exp(-B it) \quad (19)$$

Em (16) e (17) tem-se:

- E_0 é a tensão constante [V]
- k é a constante de polarização [Ah^{-1}]
- i^* é a dinâmica da corrente em baixas frequências [A]
- it é a corrente extraída [Ah]
- A é a tensão exponencial [V]
- B é a capacidade exponencial [Ah^{-1}]

Na figura 4.3 encontra-se representado o fluxograma com o raciocínio utilizado para a implementação do MAS para o caso de estudo escolhido. Foram então colocadas certas questões para conseguir elaborar o MAS:

1. Existe excedente de PV?
2. Existem EV abaixo dos 20% de carga na bateria?
3. Existem EV acima dos 85% de carga na bateria?
4. O excedente de PV é superior ao consumo nominal dos carregadores conectados?
5. Os EV conseguem carregar à máxima carga?

A primeira premissa tida em consideração na elaboração do racional para o MAS foi que os EV só carregariam caso existisse excedente energia proveniente da PV, uma vez que através da rede elétrica AC seria sempre possível havendo ou não uma infraestrutura de carregamento de EV controlada por MAS em microrrede DC. Tendo por base esta premissa, a primeira validação a fazer é relativamente à existência de excedente de PV.

Caso a pergunta 1 tenha resposta negativa, então o edifício E utiliza a energia proveniente da rede elétrica e valida-se se existem EV abaixo dos 20% de carga na sua bateria, caso a resposta à pergunta 2 e 3 sejam afirmativas, então os EV cuja bateria esteja acima de 85% de carga contribuirão cedendo parte da energia armazenada na sua bateria até que atingiu, no máximo, os 70% de energia armazenada na sua bateria, momento no qual deixaram de descarregar.

Por outro lado, caso a resposta à pergunta 1 seja positiva, é feita uma segunda validação que consiste em saber se o excedente de PV consegue comportar o número de EV conectados a carregar à carga nominal.

Caso a resposta à pergunta 4 seja afirmativa, então todos os EV carregarão à carga nominal, caso seja negativa, numa primeira instância é validado se existem VE's abaixo dos 20% de energia armazenada na sua bateria. Mais uma vez, caso a resposta à pergunta 2 seja negativa, os EV carregam todos a uma determinada taxa definida através de uma ponderação com base na percentagem de bateria em falta até aos 100% de capacidade. Caso a resposta seja positiva, é feita uma última validação que consiste em saber se os EV abaixo dos 20% de bateria conseguem carregar à carga nominal.

Caso a resposta à pergunta 5 seja positiva, então esses EV carregam à carga nominal e, caso ainda exista excedente, este será dividido pelos restantes EV carregando-os a uma determinada taxa definida através de uma ponderação com base na percentagem de bateria em falta até aos 100% de capacidade.

Caso a resposta à pergunta 5 seja negativa, então os EV abaixo dos 20% de carga carregaram primeiro até aos 20% de energia armazenada na bateria e enquanto os outros EV ficam em espera. Quando os EV se encontram todos acima dos 20% de energia armazenada nas suas baterias, então carregam todos a uma determinada taxa definida através de uma ponderação com base na percentagem de bateria em falta até aos 100% de capacidade.

Para uma representação mais simples do sistema de multiagentes recorreu-se a um fluxograma para explicar o caso de estudo implementado:

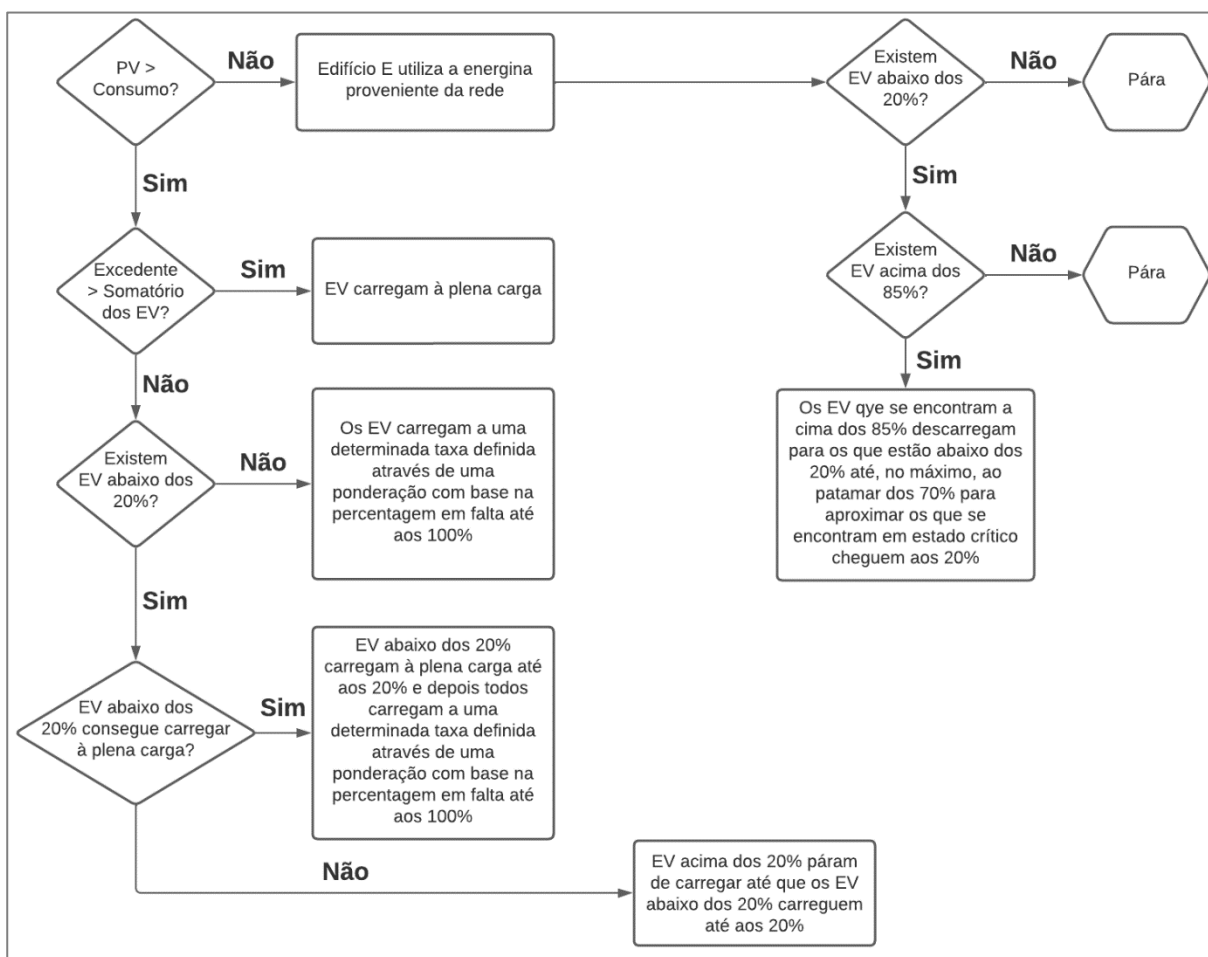


Figura 4.3 – Fluxograma do sistema implementado

Com este fluxograma foi possível testar vários cenários do caso de estudo que serão apresentados no capítulo 5 – Análise de resultados.

4.5 – Conclusões

Neste capítulo foi realizado o enquadramento teórico dos sistemas multiagentes, bem como da sua aplicação ao caso de estudo. Para o dimensionamento do caso de estudo foi necessário avaliar os dados disponíveis e quais as condições que melhor serviriam o propósito pretendido.

Este capítulo permite uma melhor compreensão dos resultados obtidos no capítulo 5 após aplicação da solução proposta no software MATLAB/Simulink.

Capítulo 5

Resultados de simulação numérica

Nos cenários em seguida apresentados foi sempre considerado que os conversores, carregadores e baterias são ideais e que, como tal, têm rendimento 100%. Foi considerado que as baterias dos EV eram todas iguais com capacidade de 50kW, tensão nominal 500V, corrente nominal 100A e, como referido anteriormente, a tensão da microrrede DC deve manter-se nos $800V \pm 2\%$. Para o condensador à entrada microrrede DC foi definido o valor de 100mF e para simular as baterias dos veículos elétricos foram consideradas baterias de iões de lítio com tensão nominal de 500V e capacidade nominal de 100Ah.

5.1 – Cenários

O modelo da infraestrutura de carregamento de veículos elétricos em microrrede DC apresentado foi estudado sob diversos cenários. Assim, definiram-se 4 cenários para demonstrar o funcionamento do modelo:

- Influência da variação do número de veículos;
- Influência da estação do ano;
- Influência da variação da produção;
- Influência da variação da carga.

Para potenciar a produção PV do ISEL tem-se como objetivo reduzir o recurso à rede elétrica AC sempre que exista PV, utilizando os EV como armazenamento de energia quando existe excedente ou como auxílio no processo de *peak shaving* ou partilhando energia entre si. O horário selecionado para os dados foi entre as 7h00 e as 20h00, dado que é a janela de exposição solar que permite produção PV.

5.1.1 – Influência da variação do número de veículos

Neste cenário pretende-se demonstrar qual a influência do número de veículos conectados à rede. Para tal, escolheu-se a produção PV do dia de verão (04/07/2020) e definiu-se que os EV se iriam conectar com diferentes níveis de carga das respetivas baterias. Na figura 5.1 está representado o gráfico da potência disponível subtraindo o consumo do edifício E.

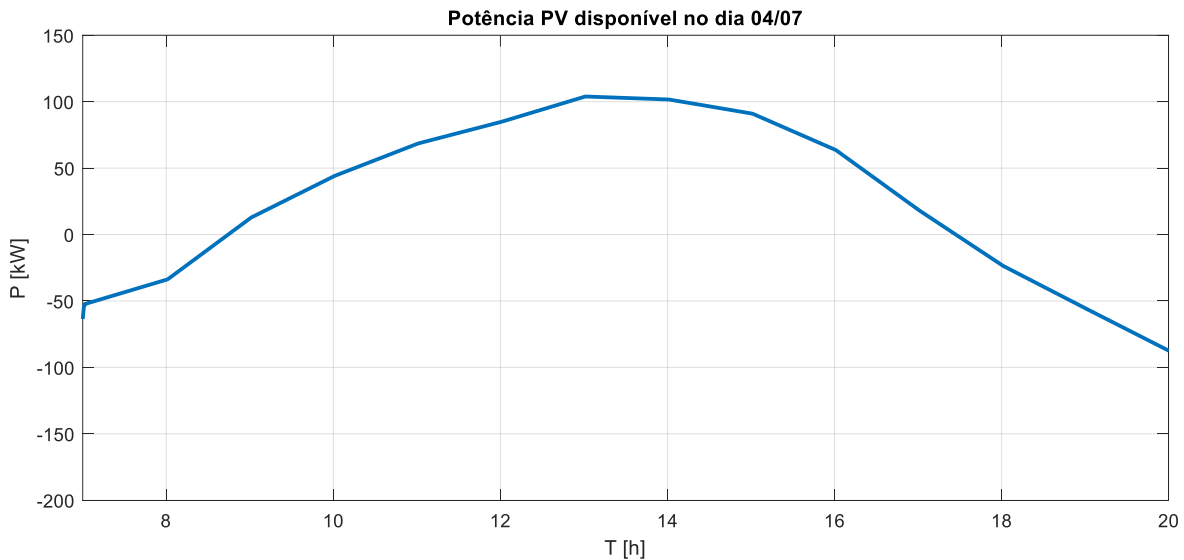


Figura 5.1 - Gráfico da potência PV disponível no dia 04/07

1 EV:

Considerou-se um EV que se conectasse à microrrede DC às 7h00 com 30% de energia armazenada na bateria e que permanecesse até às 20h.

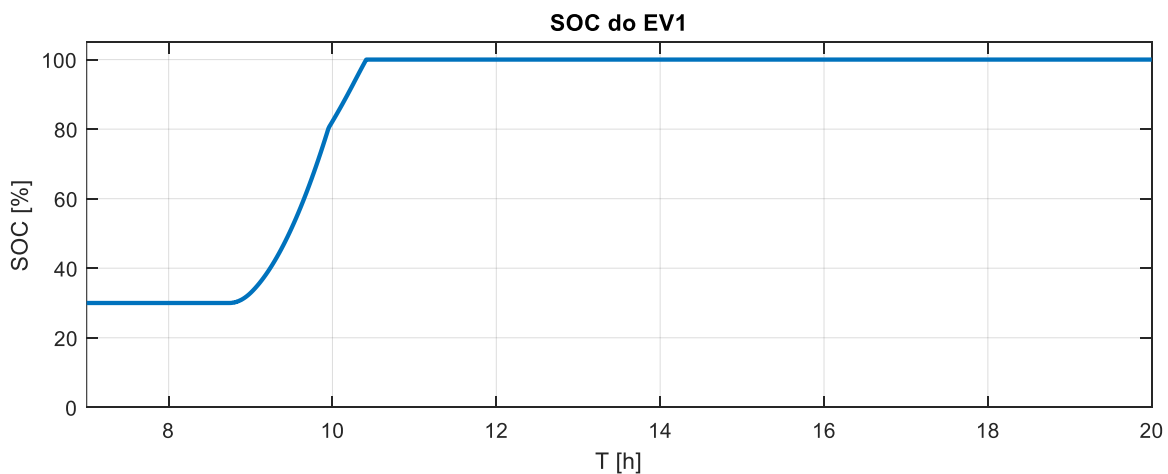


Figura 5.2 - SOC de um EV conectado à microrrede DC

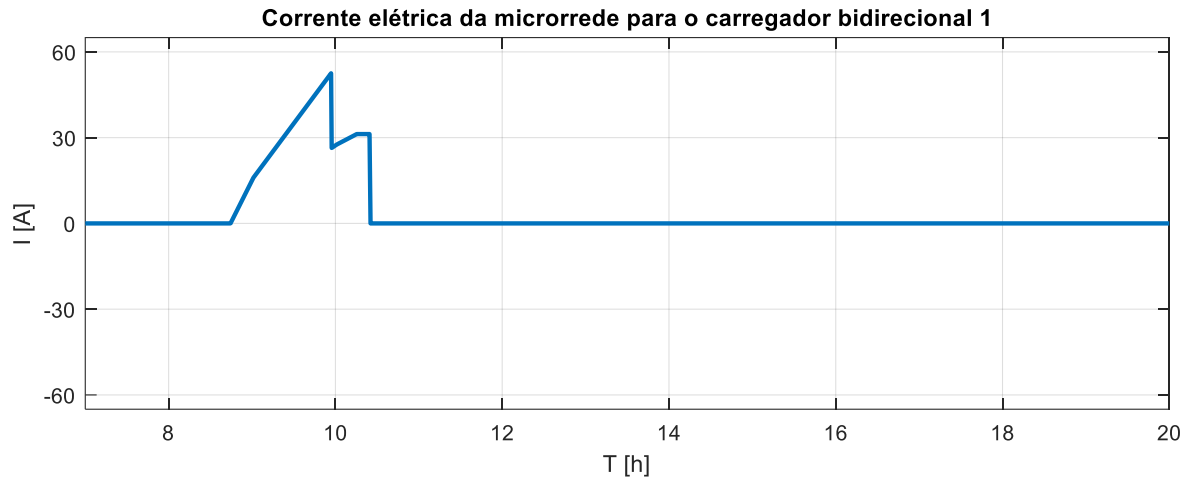


Figura 5.3 – Corrente elétrica da microrrede DC para o carregador bidirecional 1

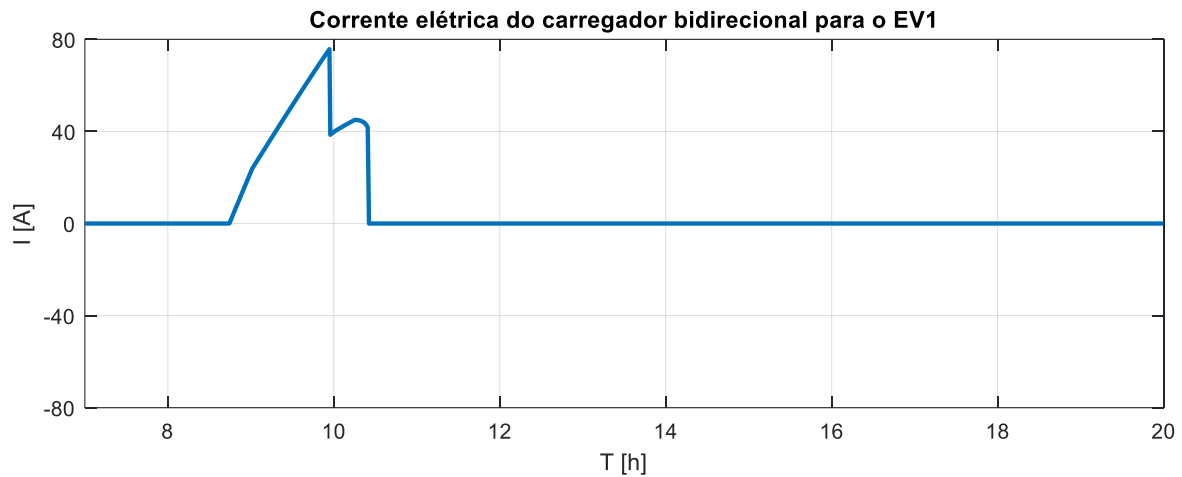


Figura 5.4 - Corrente elétrica do carregador bidirecional 1 para o EV 1

Numa primeira instância, não existe qualquer carregamento, uma vez que não existe excedente de PV, tal como se pode verificar na figura 5.1. Em seguida, por volta das 9h, começa a existir excedente de PV, no entanto ainda não é suficiente para carregar à potência nominal o EV, daí o andamento do gráfico. Por fim, o EV carrega à potência nominal até aos 80% de capacidade da bateria, a partir dos quais carrega a metade da velocidade para prolongar a vida da bateria. A partir do momento em que o estado de carga (SOC de *State of charge*) do EV ultrapassa os 85%, este fica disponível para a rede, para auxiliar em *peak shaving* ou carregar outro EV.

Analisando as figuras 5.2 a 5.4, pode-se aferir que para apenas um EV, num dia de verão, haveria uma elevada quantidade de produção PV que teria de ser injetada na rede elétrica AC

a montante, uma vez que o Edifício E juntamente com os EV não conseguiriam consumir toda a energia produzida.

A razão pela qual os gráficos da corrente nas baterias são diferentes dos gráficos da corrente nos carregadores deve-se ao facto de estarem a tensões DC diferentes. A microrrede DC encontra-se a uma tensão de 800V, enquanto as baterias dos EV se encontram a uma tensão nominal de 500V, sendo que a tensão destas varia consoante o estado de carga/descarga.

2 EV:

Consideraram-se dois EV que se conectassem à microrrede DC às 7h00 com 10% (SOC 1) e 15% (SOC 2) e que permanecessem até às 20h00.

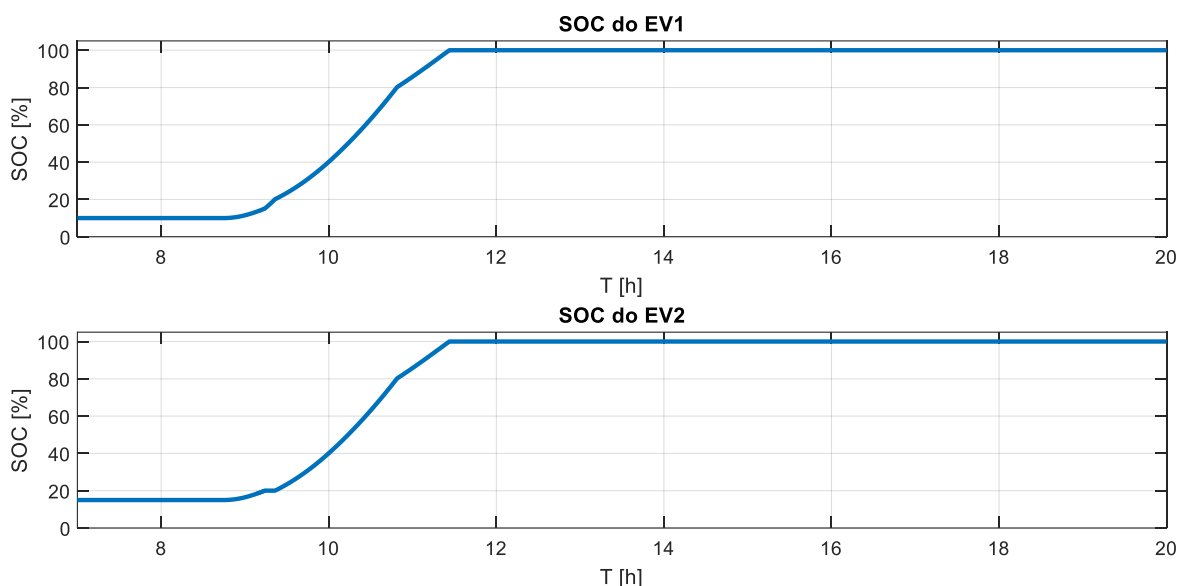


Figura 5.5 – SOC de dois EV conectados à microrrede DC

Uma vez mais, com recurso à análise das figuras 5.5 a 5.7, inicialmente não existe qualquer variação nos SOC das baterias, uma vez que não existe excedente de PV que permitisse o carregamento das mesmas. Passadas aproximadamente 2h de os EV estarem conectados ao carregador começa a haver excedente de PV. É de reparar que o EV 2 atinge os 20% de energia armazenada na bateria e fica em espera até que o SOC 1 seja, também, 20% de carga para continuarem com o carregamento. Pode-se ainda verificar que não começam imediatamente a carregar à potência nominal. Isto deve-se ao facto de não existir potência suficiente para que ambos os EV carreguem e ainda existe um EV abaixo dos 20% de carga, que é considerado um estado crítico (isto é, a percentagem de bateria presente no EV poderá

não garantir, por exemplo, o regresso a casa) e tem prioridade. Posto isto, quando o EV 1 atinge os 20% de bateria, então ambos carregam a uma determinada taxa até que a potência disponível seja igual ou superior à potência necessária para carregar os EV à potência nominal, limitada pela potência dos carregadores e das características da bateria.

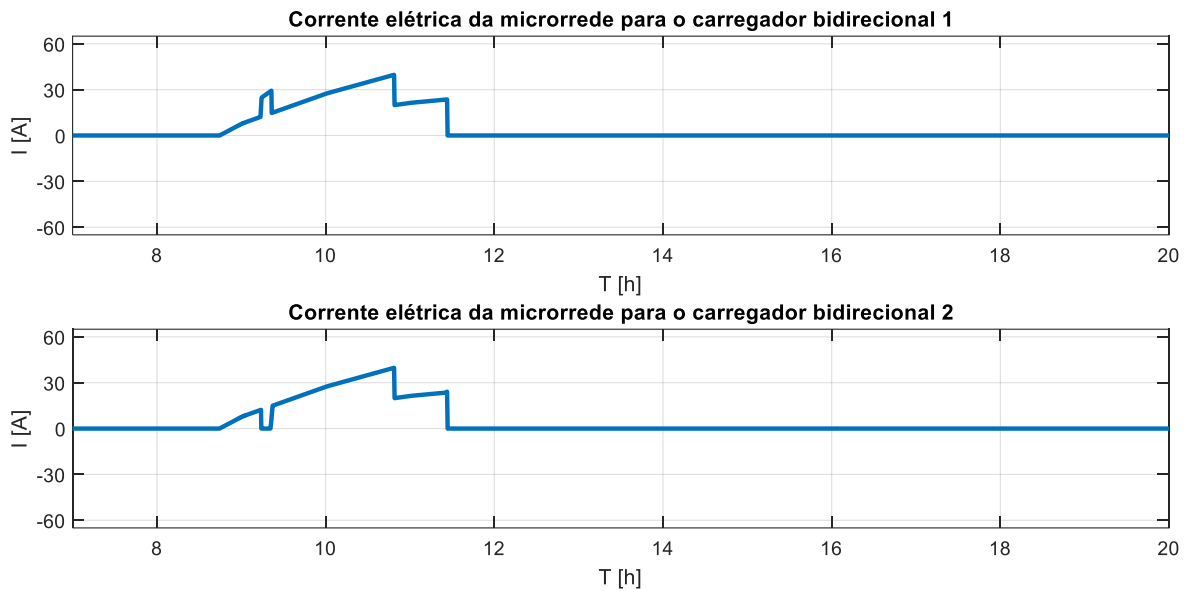


Figura 5.6 - Corrente elétrica da microrrede DC para os carregadores bidirecionais 1 e 2

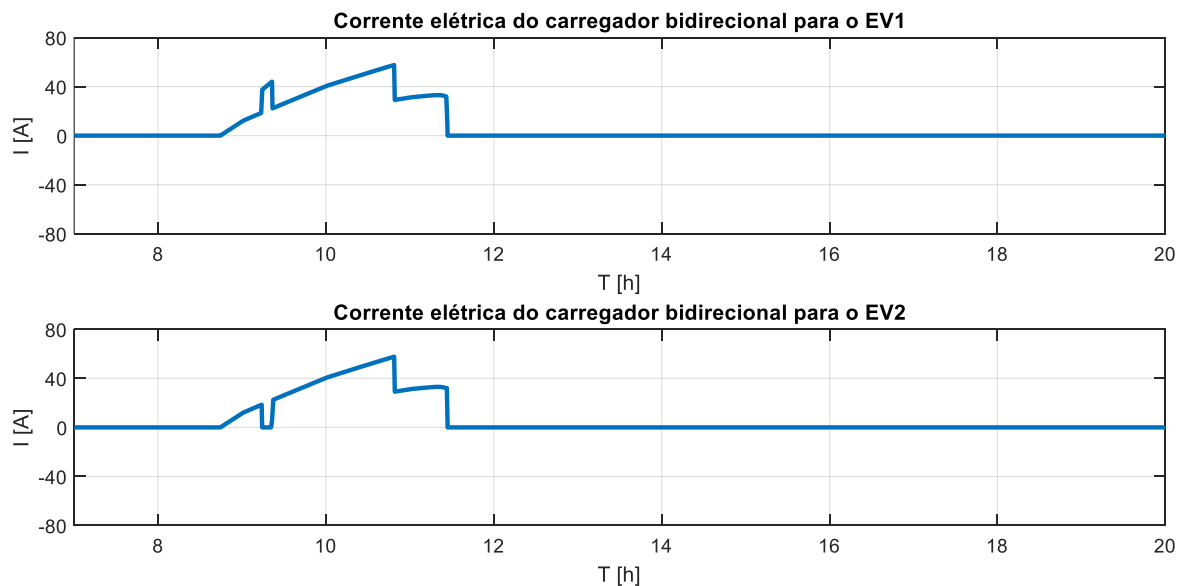


Figura 5.7 - Corrente elétrica dos carregadores bidirecionais para os EV 1 e 2

3 EV:

Consideraram-se três EV que se conectassem à microrrede DC às 7h00 com 10% (SOC 1), 15% (SOC 2) e 5% (SOC 3) e que permanecessem até às 20h00.

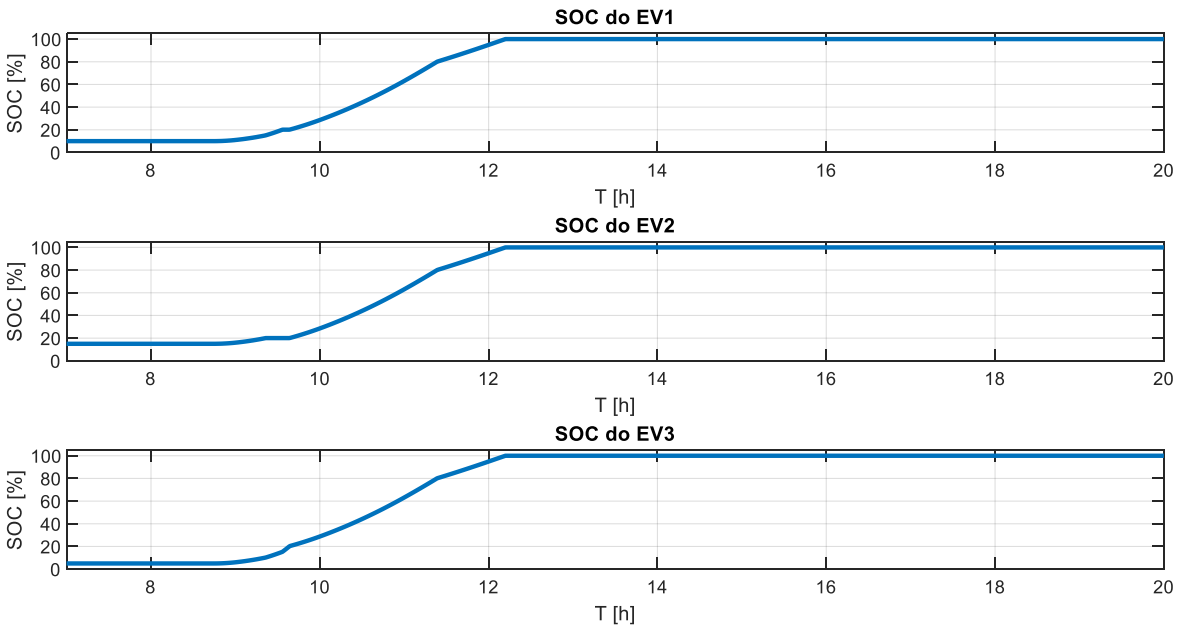


Figura 5.8 - SOC de três EV conectados à microrrede DC

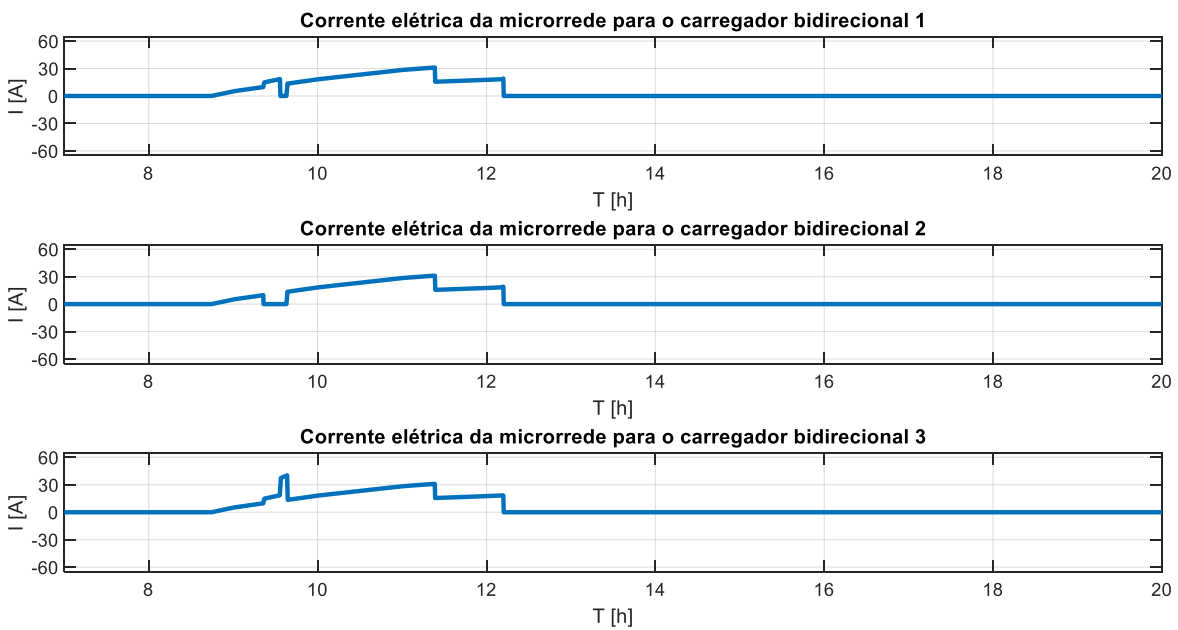


Figura 5.9 - Corrente elétrica da microrrede DC para os carregadores bidirecionais 1 - 3

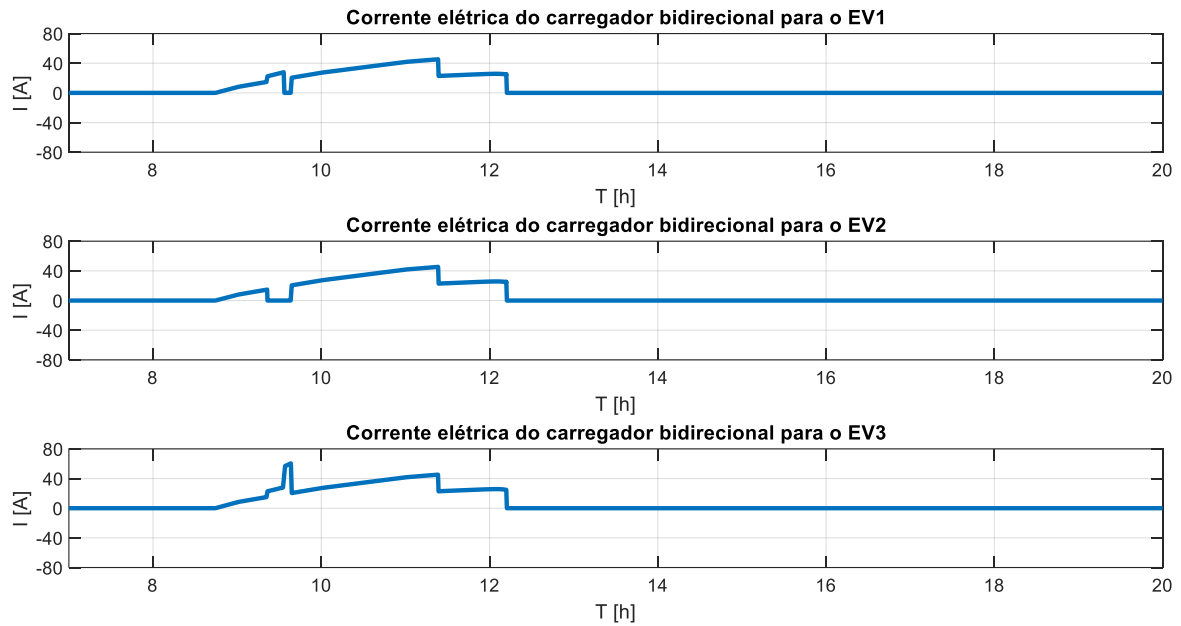


Figura 5.10 - Corrente elétrica dos carregadores bidirecionais para os EV 1 - 3

Ao analisar os gráficos das figuras 5.8 a 5.10, verifica-se que o comportamento nas primeiras 2 horas é semelhante ao dos cenários anteriores, uma vez que não existe variação dos SOC durante as primeiras 2h. Em seguida temos o EV 2 a atingir primeiro o nível dos 20% de capacidade e a ficar em espera uma vez que não existe energia suficiente para que todos carreguem à potência nominal. Em seguida o EV 1 atinge os 20% de carga, no entanto, também este fica em *espera* pois a potência disponível não é suficiente para que o EV 3 seja carregado à potência nominal (uma vez que está no estado crítico e, como tal, tem prioridade). Quando todos atingiram o patamar dos 20% de energia armazenada na bateria e ainda não havendo potência suficiente para que todos carreguem à máxima carga, então carregam a uma determinada taxa definida pelo nível de bateria (que neste caso será igual para todos uma vez que partem todos dos 20% de energia na bateria) até que seja possível carregarem todos com a potência máxima. Por fim, ao atingirem os 80% de capacidade, reduzem a velocidade de carregamento para metade.

4 EV:

Consideraram-se quatro EV que se conectassem à microrrede às 7h00 com 10% (SOC 1), 15% (SOC 2), 5% (SOC 3) e 40% (SOC 4) e que permanecessem até às 20h00.

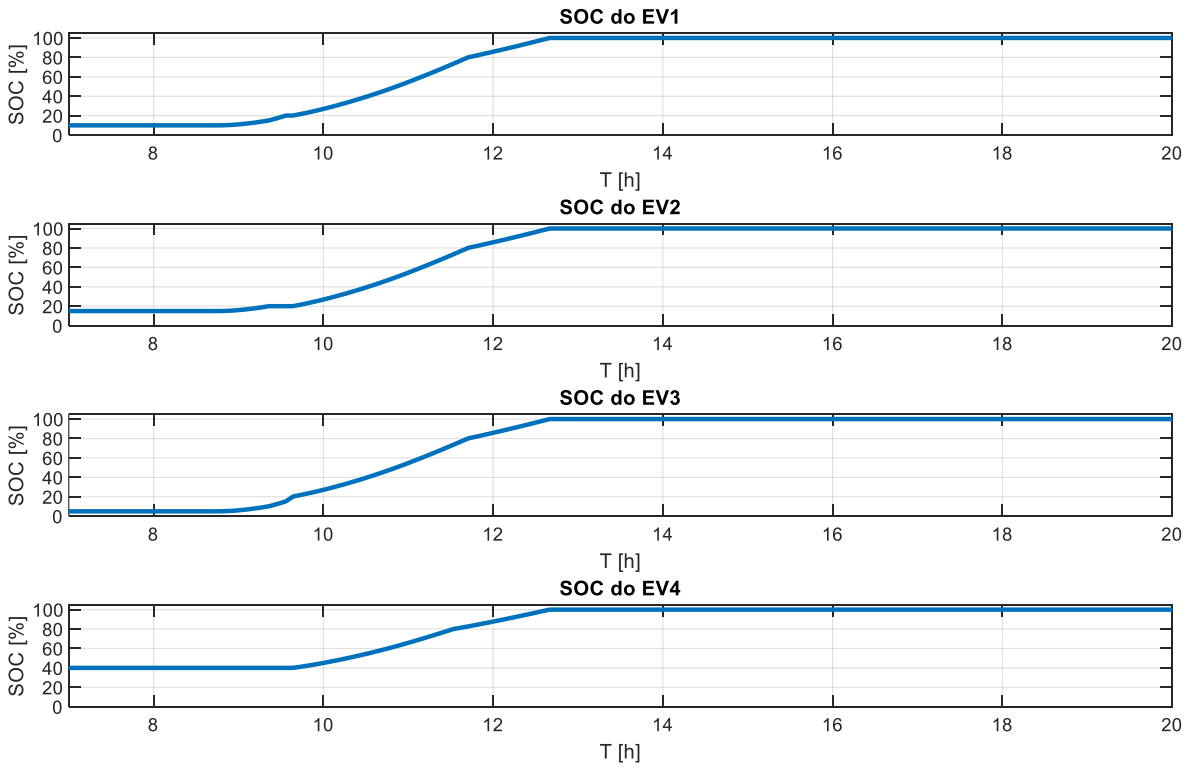


Figura 5.11 - SOC de quatro EV conectados à microrrede

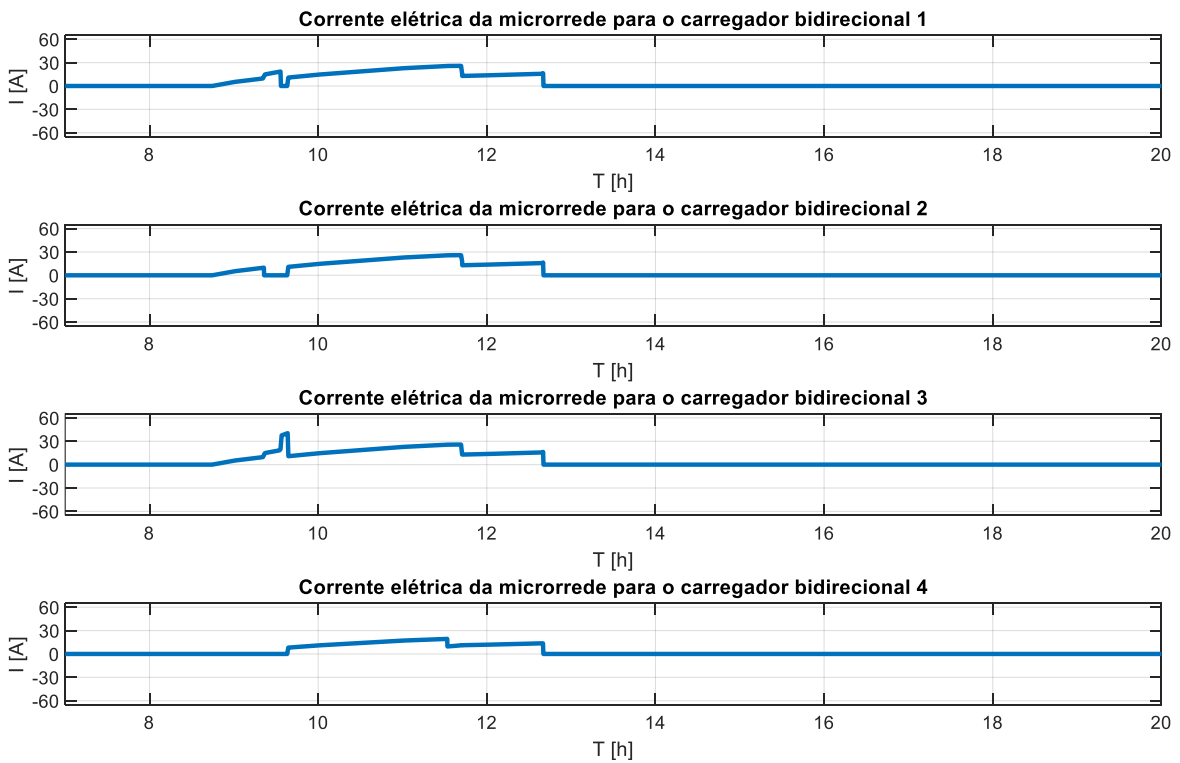


Figura 5.12 - Corrente elétrica da microrrede DC para os carregadores bidirecionais 1 - 4

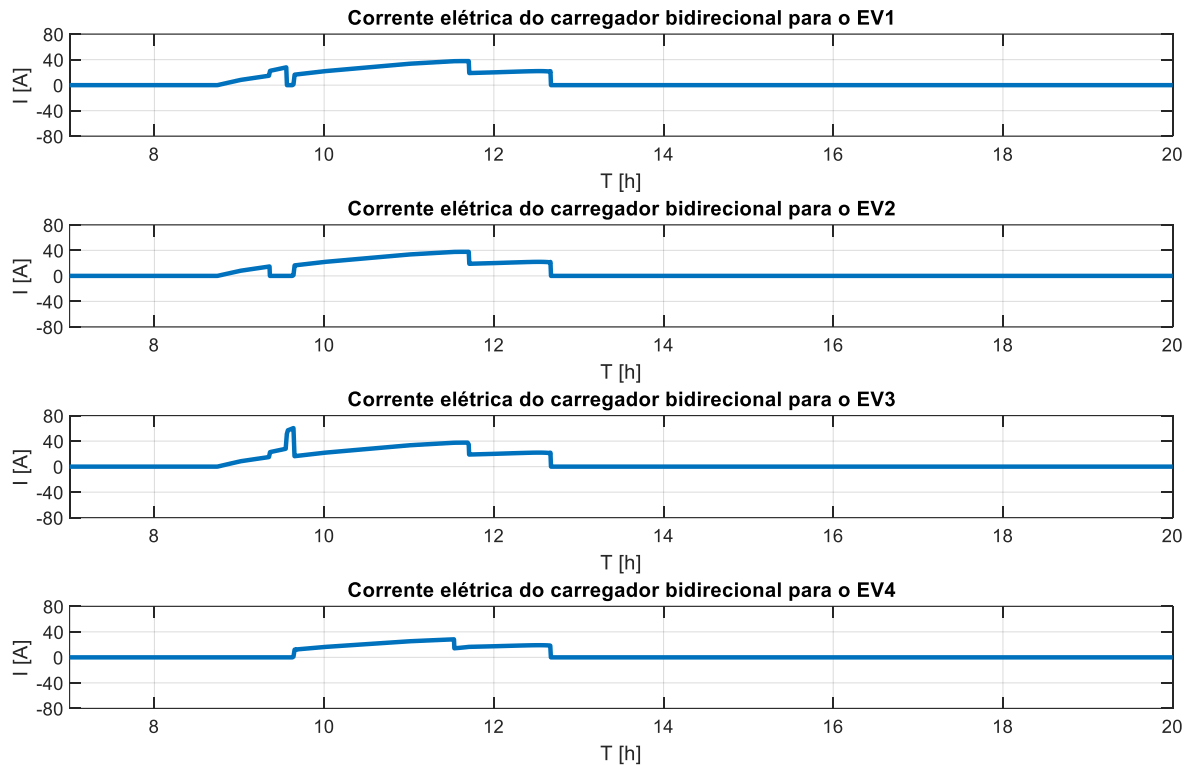


Figura 5.13 - Corrente elétrica dos carregadores bidirecionais para os EV 1 - 4

Com recurso aos gráficos apresentados nas figuras 5.8 a 5.13, verifica-se que o comportamento não é muito diferente do apresentado quando se tinham apenas três veículos conectados a microrrede DC. A única diferença está no facto de neste momento haver mais um EV que terá uma determinada taxa de carregamento, fazendo com que a energia disponível tenha, agora, de ser ponderada para quatro EV ao invés de três.

5.1.2 – Influência da estação do ano

Neste cenário pretende-se abordar a influência da estação do ano. Para tal, consideraram-se dias com maior excedente nos períodos de Verão, Inverno, Primavera e Outono. Dado que os dados de produção PV são referentes a 2020 e os dados de consumo são referentes ao ano de 2019, foi tido em consideração que, ao cruzar os dias, o dia escolhido em 2020 com dados de PV correspondia a um dia de semana em 2019, de forma a garantir que eram estudados cenários em que se previa haver pessoas a frequentar o ISEL.

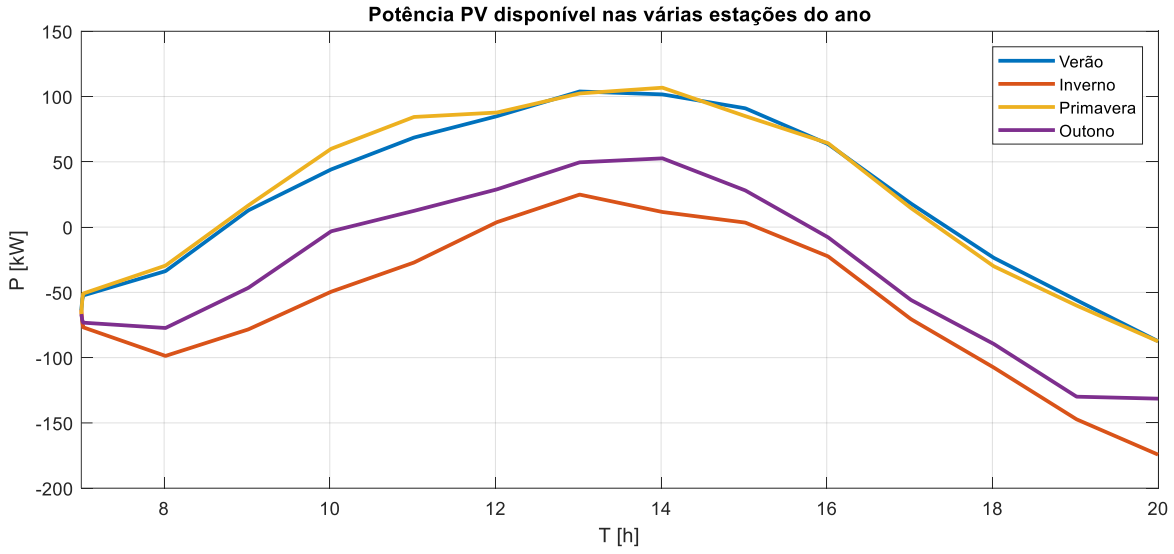


Figura 5.14 - Produção PV obtida a partir dos dados (Azul – Inverno; Laranja – Primavera; Amarelo – Verão; Roxo – Outono)

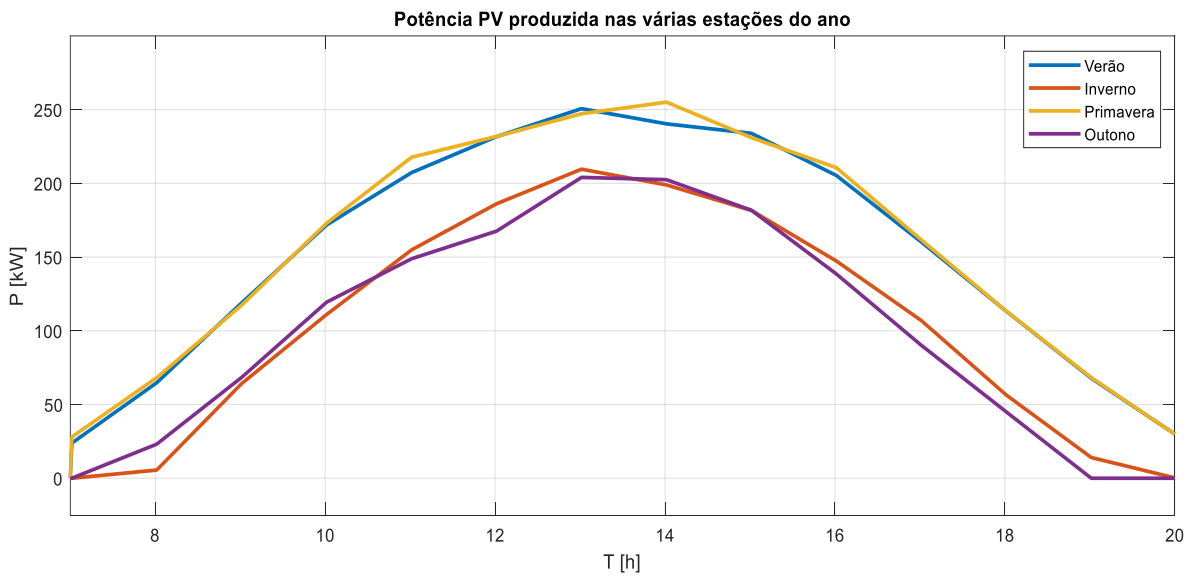


Figura 5.15 – Produção PV obtida a partir dos dados com fator de 2 (Azul – Inverno; Laranja – Primavera; Amarelo – Verão; Roxo – Outono)

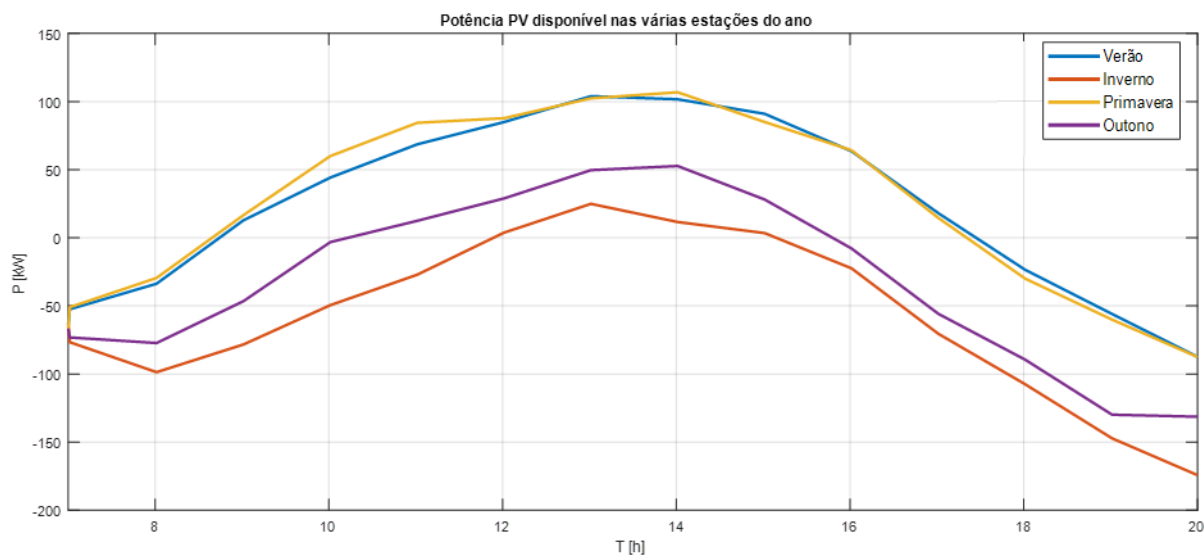


Figura 5.16 – Consumo – PV (Azul – Inverno; Laranja – Primavera; Amarelo – Verão; Roxo – Outono)

Como era expectável, tendo em conta a duração dos dias e, consequentemente, o número de horas de sol, bem como o tempo mais encoberto, os períodos mais propícios a haver excedente de produção solar são os de Verão e Primavera. No entanto, analisando os dados e as figuras 5.14 a 5.16, em certas alturas dos períodos de Inverno e Outono, chega a haver energia PV gerada suficiente para satisfazer os consumos do edifício e ainda utilizar o excedente para carregar os EV.

Para que fosse apenas o período do ano o fator variável neste capítulo, optou-se por igualar os valores iniciais para os EV, sendo que se escolheram os seguintes SOC:

- SOC 1 = 90%;
- SOC 2 = 10%;
- SOC 3 = 5%;
- SOC 4 = 40%.

Horário Verão (20/06/2020 – 22/09/2020) – Dia 04/07:

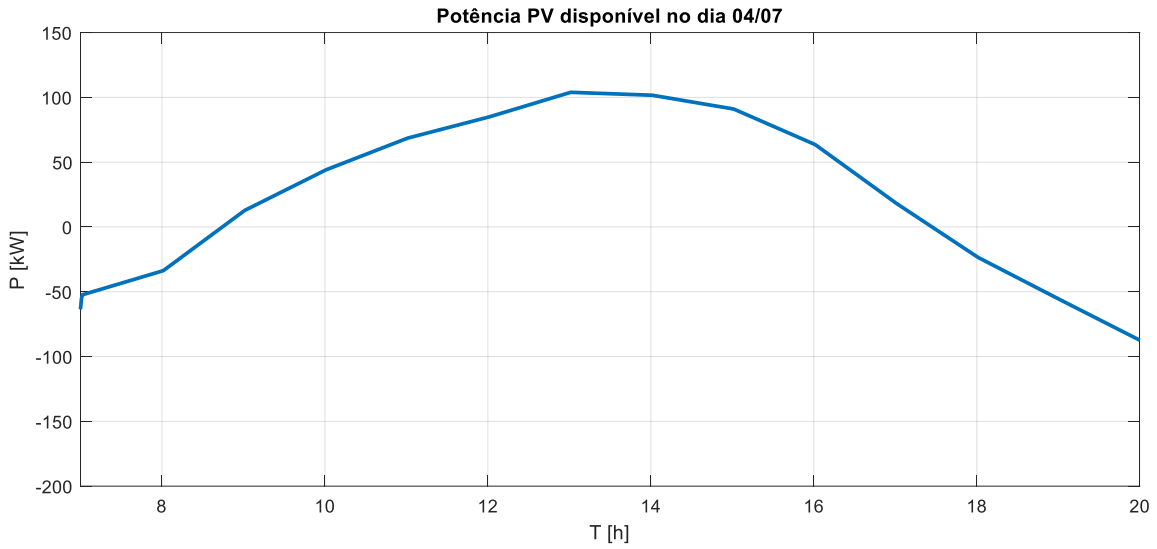


Figura 5.17 - Potência disponível na microrrede (Dia 04/07)

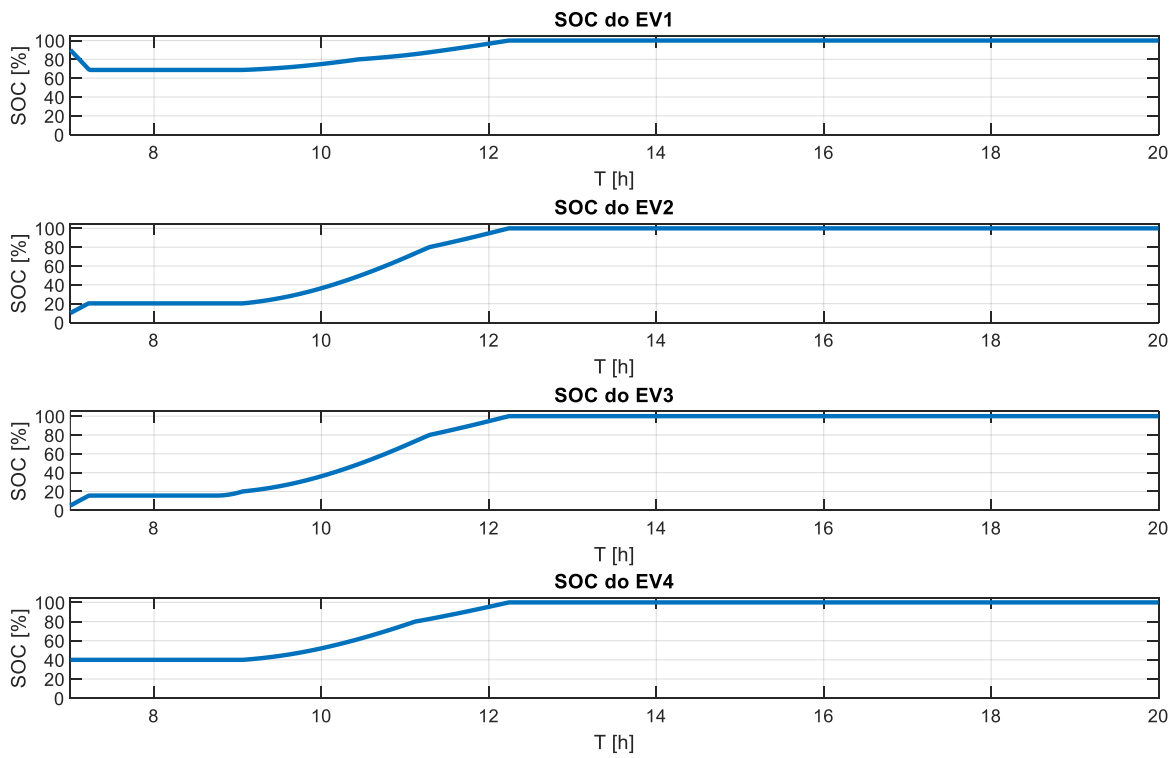


Figura 5.18 - SOC de quatro EV conectados à microrrede

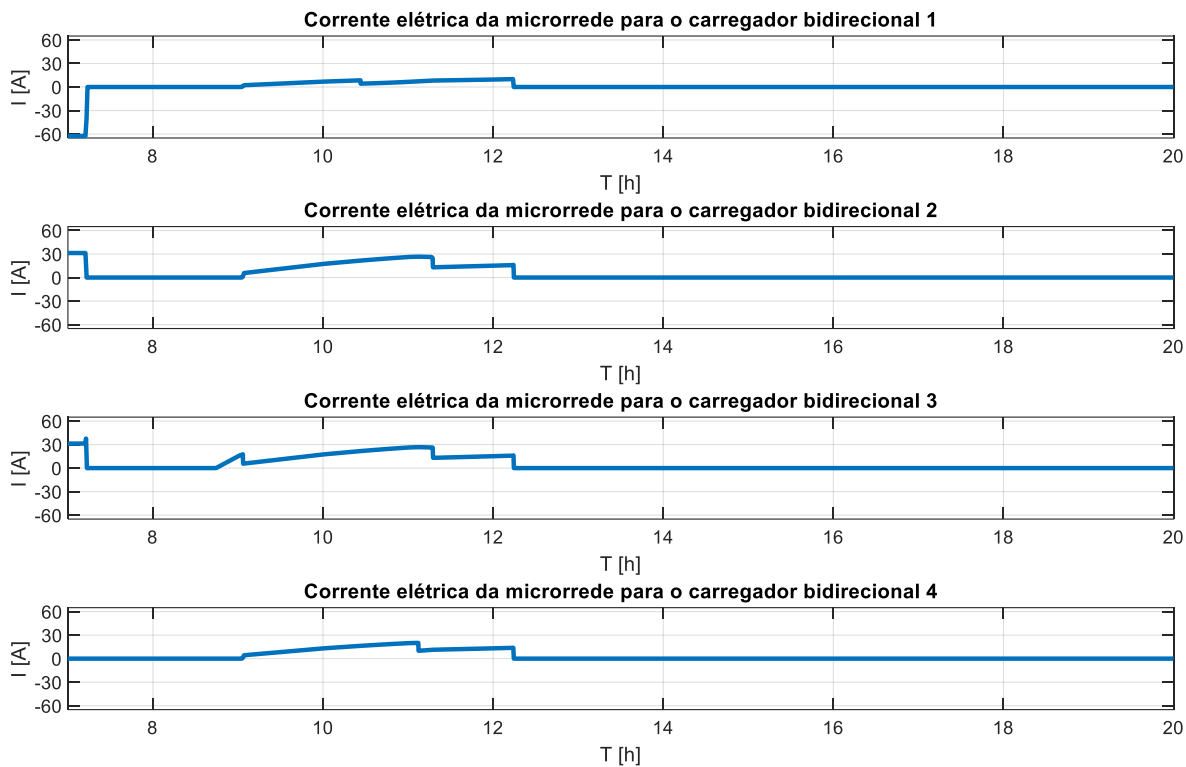


Figura 5.19 - Corrente elétrica da microrrede DC para os carregadores bidirecionais

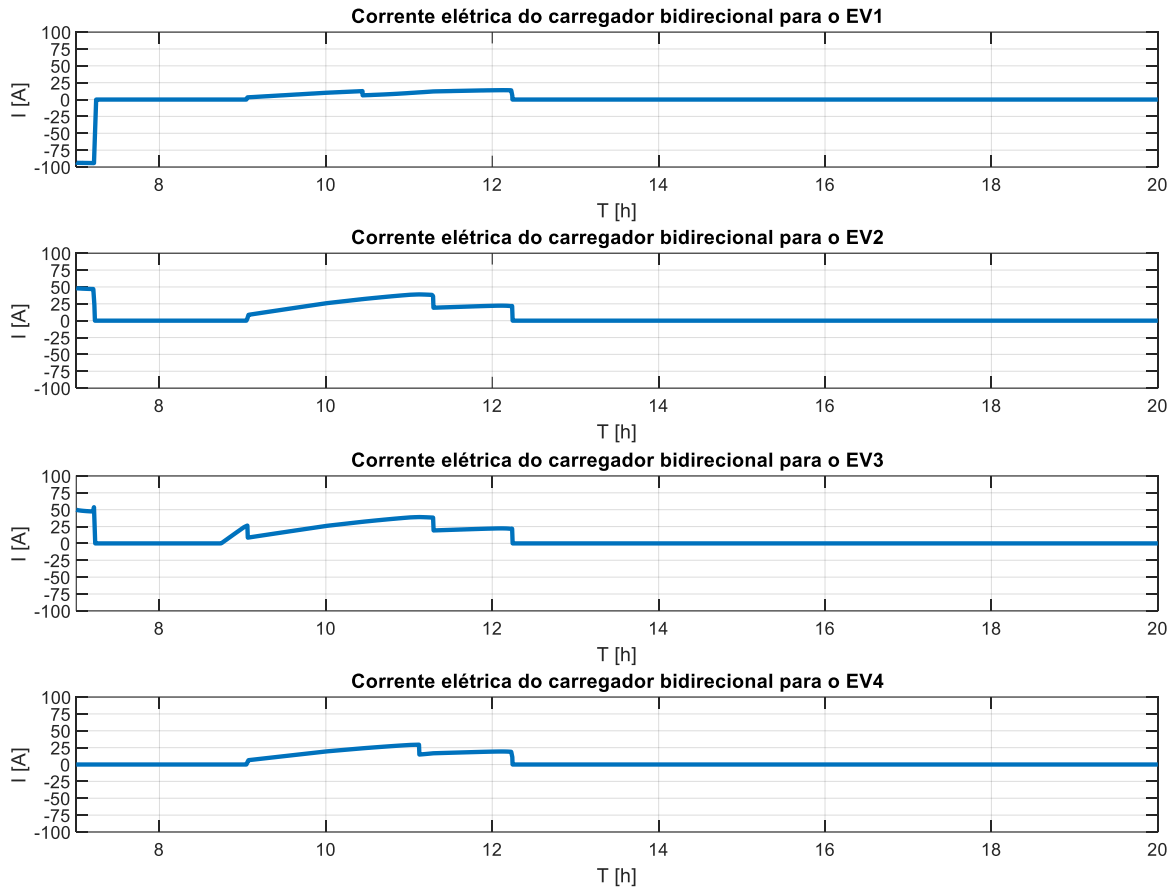


Figura 5.20 - Corrente elétrica dos carregadores bidirecionais para os EV

Na figura 5.17 tem-se a evolução do excedente de PV ao longo do dia, sendo que se considerou o horário das 7h às 20h. É possível verificar que por volta das 9h começa a haver excedente de produção PV, o que significa que os EV poderão começar a carregar para além dos 20% de energia armazenada na bateria, como é visível nas figuras 5.18 a 5.20. Terão prioridade os EV abaixo dos 20% de capacidade como definido na secção 4.3. Em seguida, quando deixam de existir EV abaixo dos 20% de energia na bateria, os EV carregam com base numa proporção relacionada com a percentagem de bateria em falta até aos 100% de carga. Quando os EV atingem os 80% de capacidade, reduzem a sua taxa de carregamento para metade da capacidade do carregador para preservar a vida da bateria.

Horário Inverno (01/01/2020 – 20/03/2020 & 21/12/2020 – 31/12/2020) – Dia 18/03:

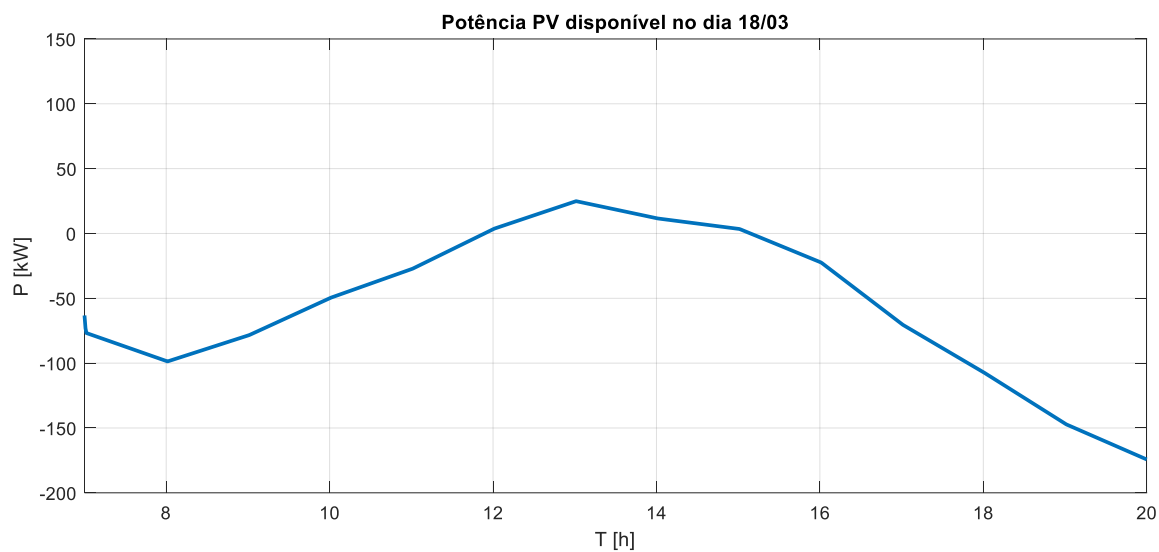


Figura 5.21 - Potência disponível na microrrede (Dia 18/03)

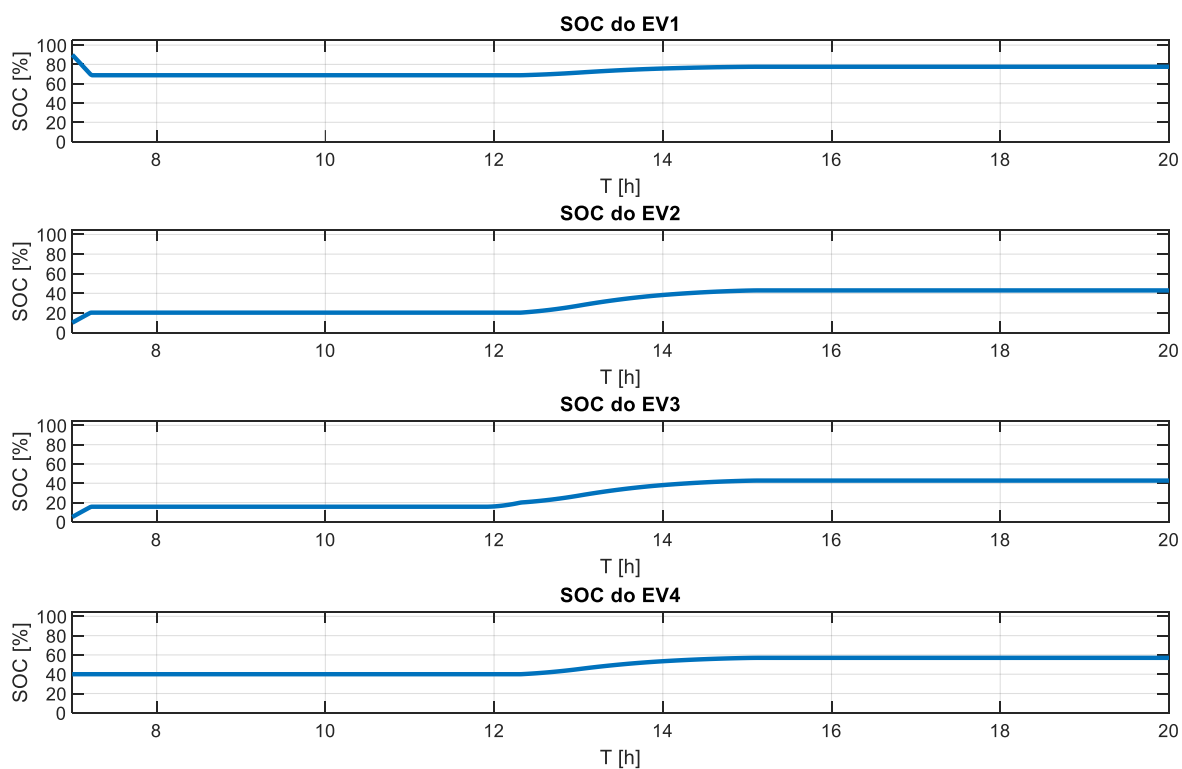


Figura 5.22 - SOC de quatro EV conectados à microrrede

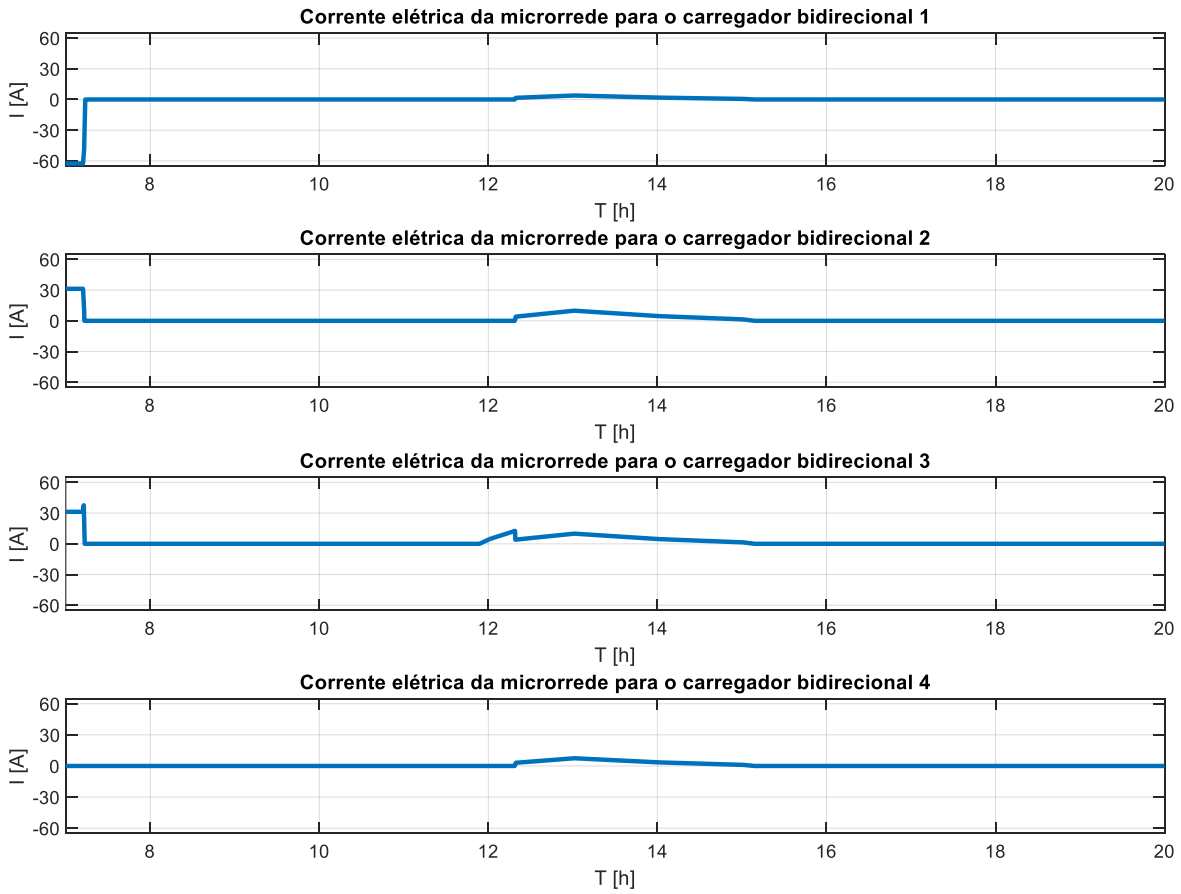


Figura 5.23 - Corrente elétrica da microrrede DC para os carregadores bidirecionais

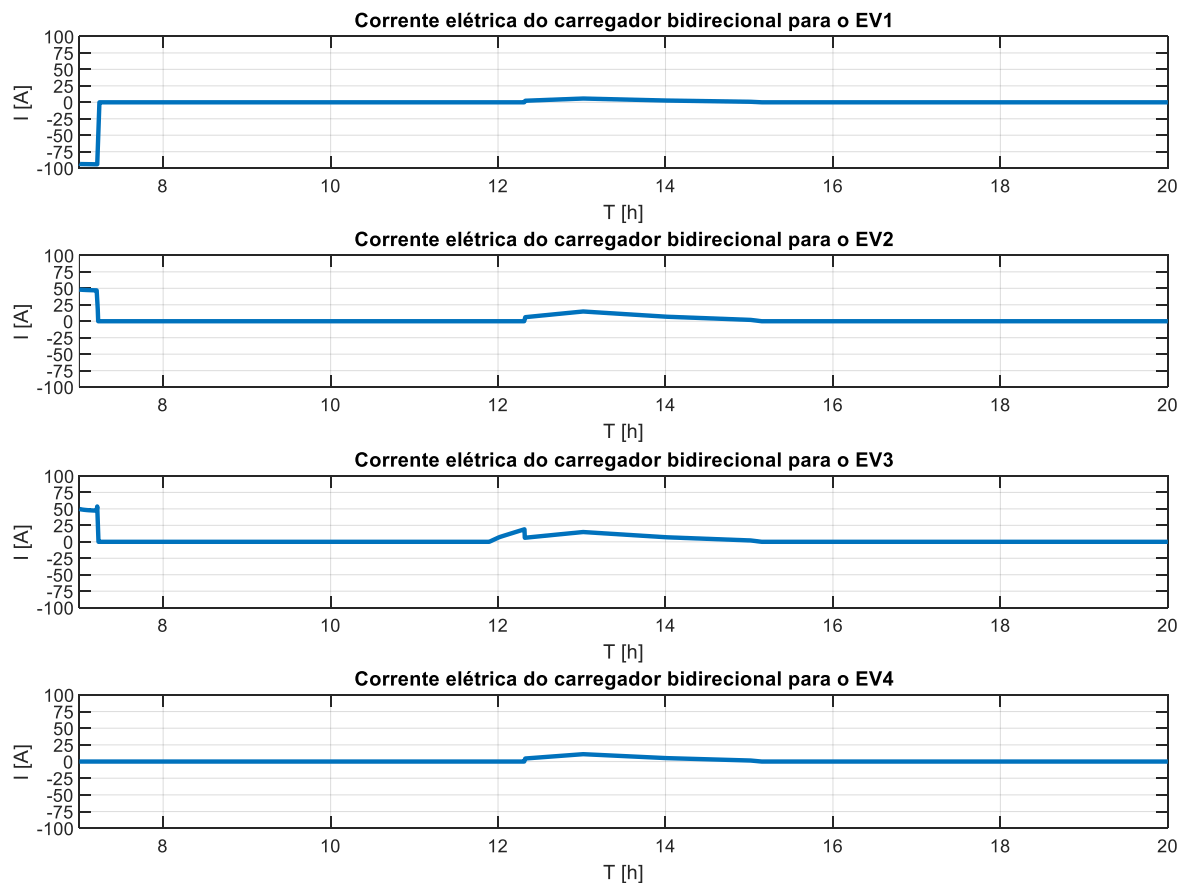


Figura 5.24 - Corrente elétrica dos carregadores bidirecionais para os EV

Horário Primavera (20/03/2020 – 20/06/2020) – Dia 19/06:

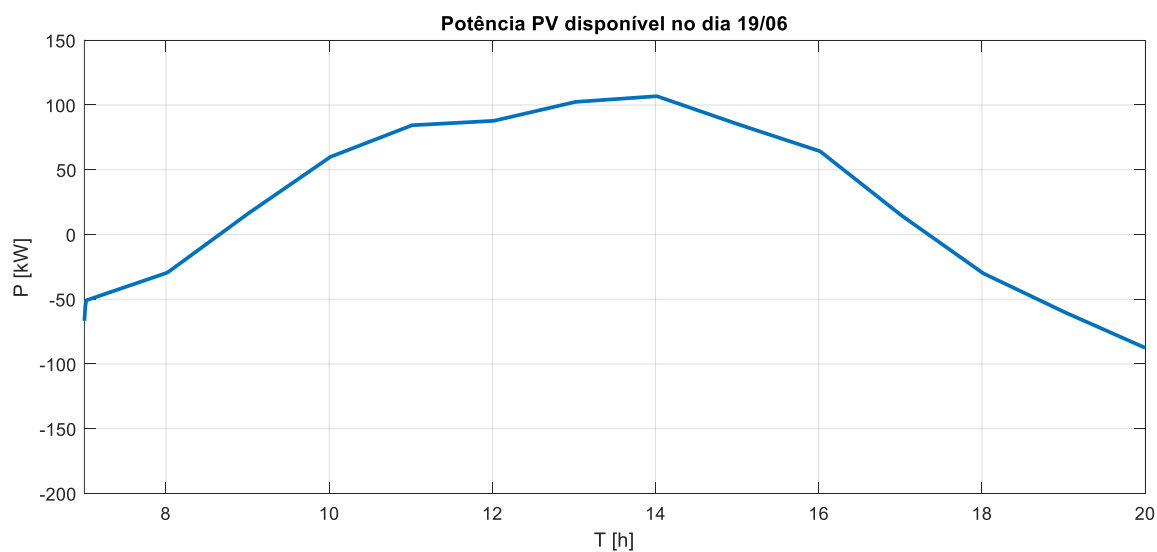


Figura 5.25 - Potência disponível na microrrede (Dia 19/06)

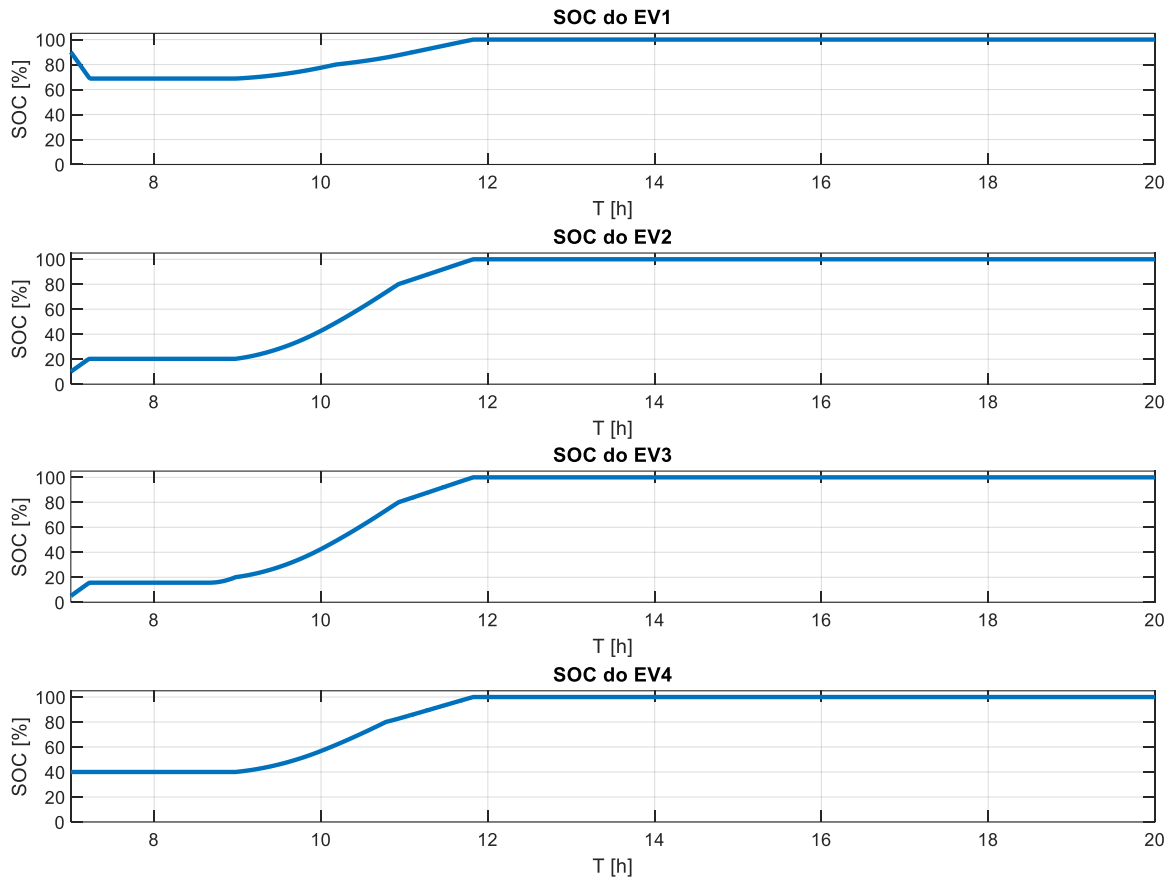


Figura 5.26 - SOC de quatro EV conectados à microrrede

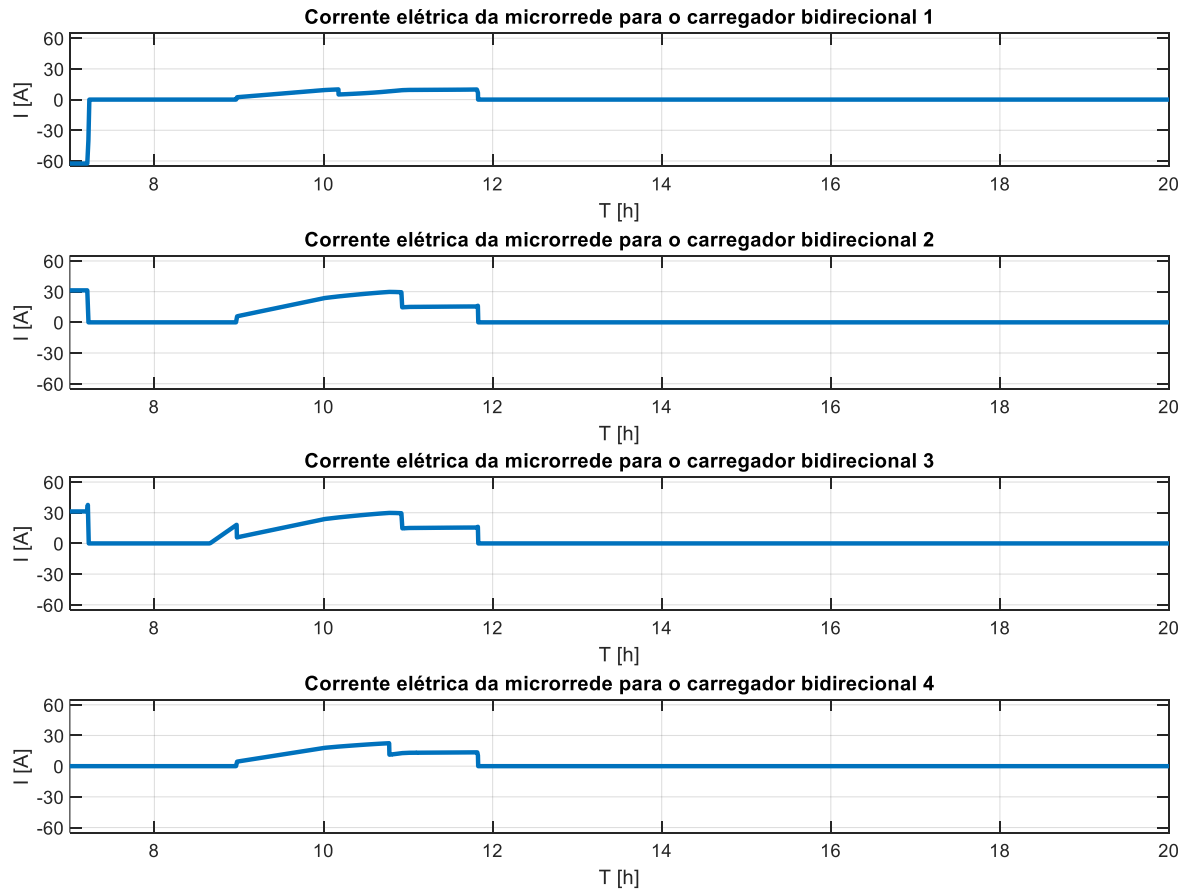


Figura 5.27 - Corrente elétrica da microrrede DC para os carregadores bidirecionais

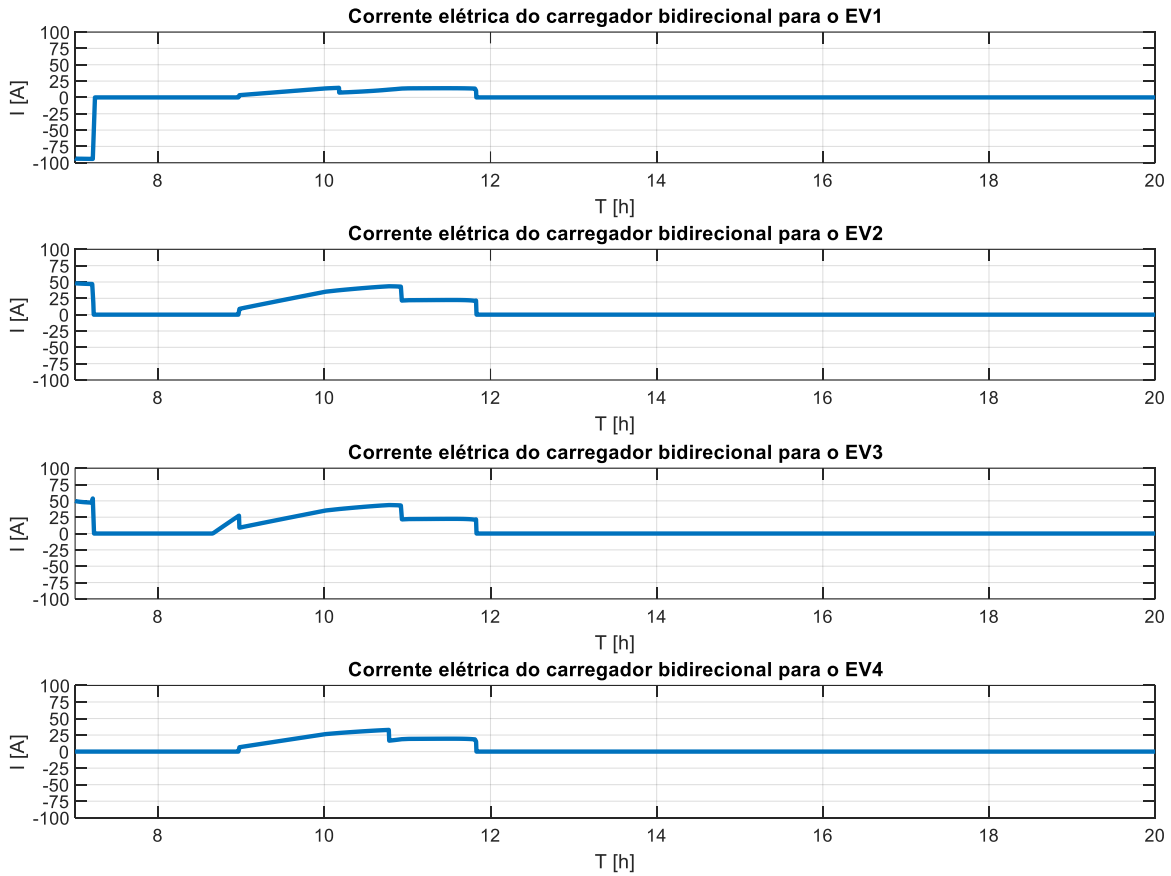


Figura 5.28 - Corrente elétrica dos carregadores bidirecionais para os EV

Horário Outono (22/09/2020 – 21/12/2020) – Dia 30/09:

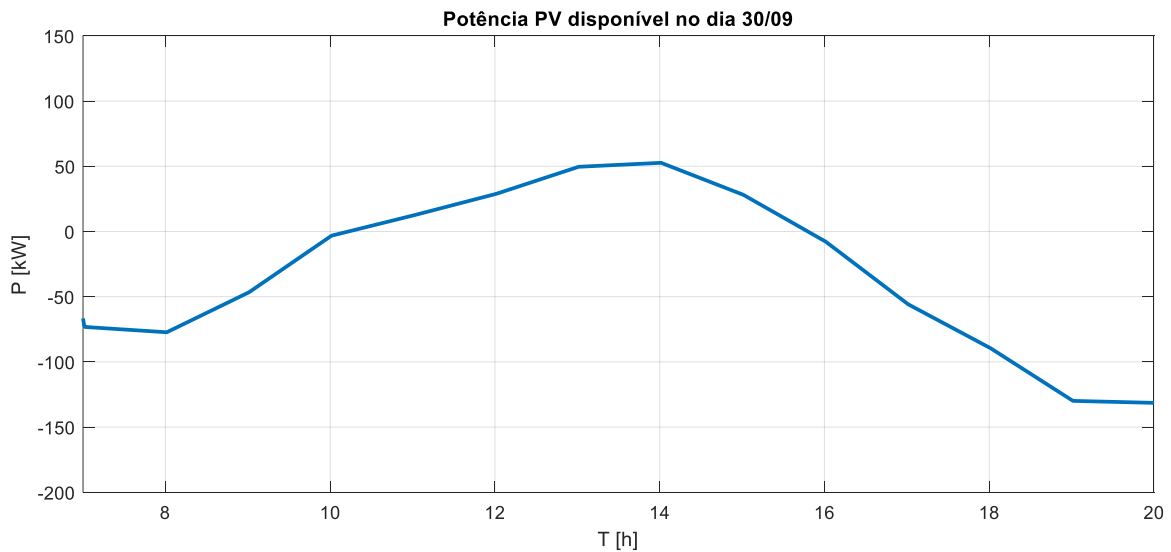


Figura 5.29 - Potência disponível na microrrede (Dia 30/09)

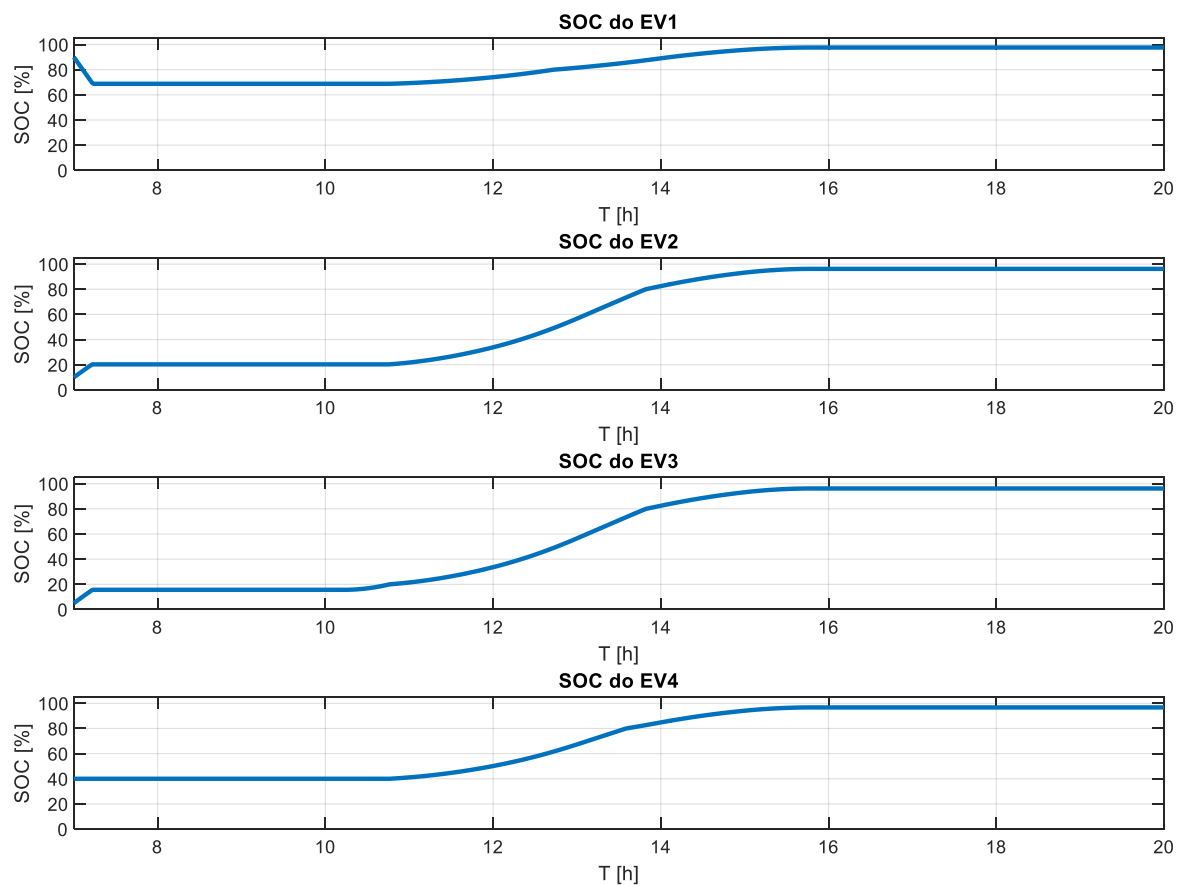


Figura 5.30 - SOC de quatro EV conectados à microrrede

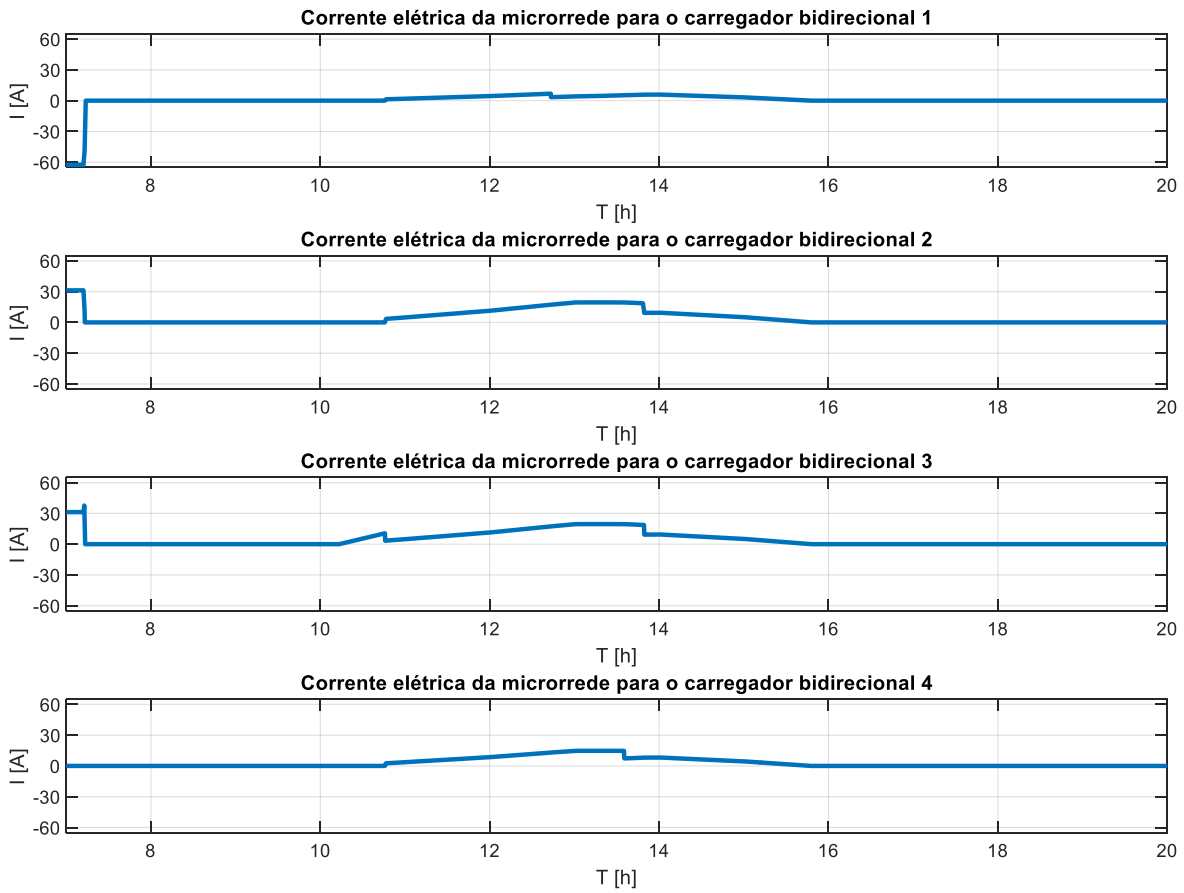


Figura 5.31 - Corrente elétrica da microrrede DC para os carregadores bidirecionais

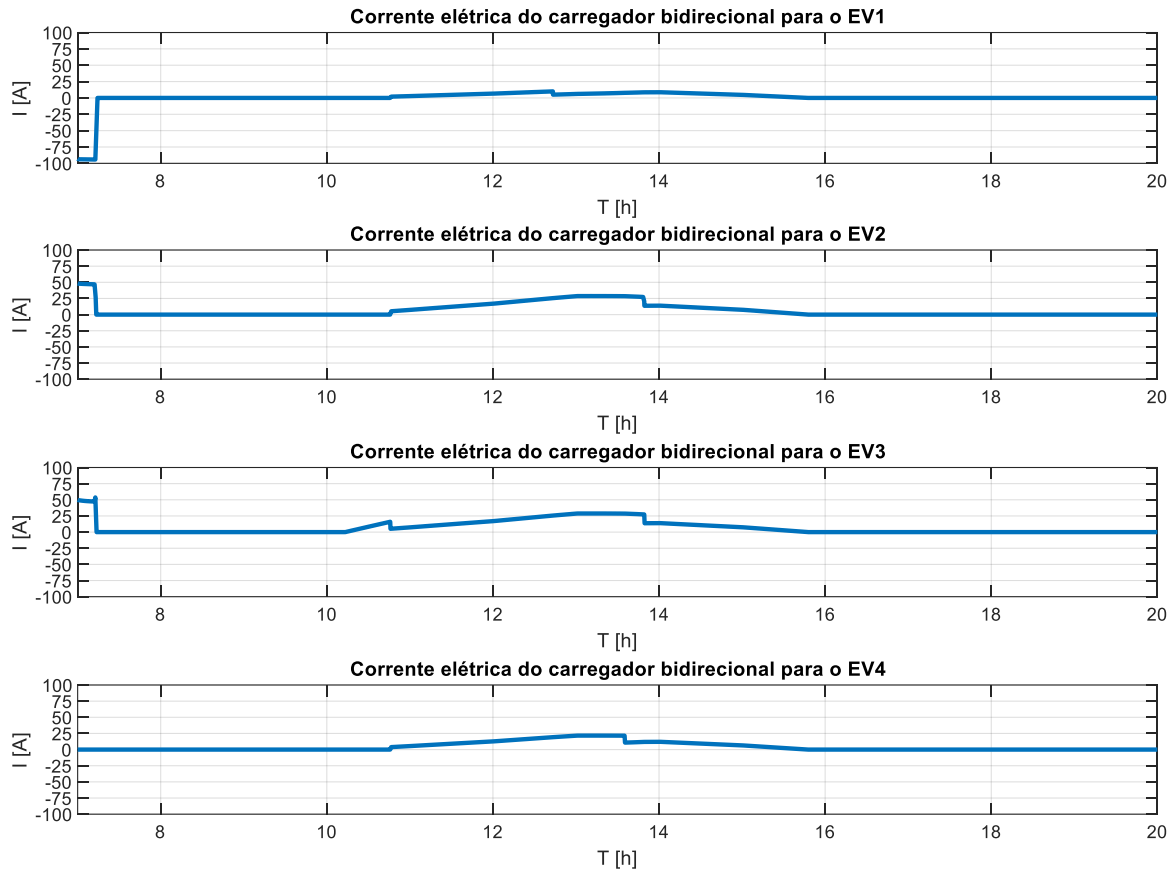


Figura 5.32 - Corrente elétrica dos carregadores bidirecionais para os EV

Tendo por base os gráficos das figuras 5.14 a 5.32 e análise apresentados é possível verificar que no Inverno os EV, nas condições definidas, não conseguiram carregar até aos 100% de capacidade, e, inclusive, o EV que se conectou com maior percentagem de energia armazenada na bateria quando se desconectou tinha uma percentagem de energia armazenada na bateria inferior à inicial. Contrariamente ao sucedido nestes períodos, no Verão, na Primavera, e no Outono os EV conseguiram todos atingir os 100% de capacidade. Ainda assim, a PV excedente não foi suficiente para que os EV carregassem à potência nominal com a PV, apenas quando houve V2V.

5.1.3 – Influência da variação da produção

Neste cenário pretende-se analisar qual a influência da variação da produção PV tem no sistema. Para tal, analisa-se o impacte que teve o fator de 2 aplicado sobre os dados de produção PV adquiridos.

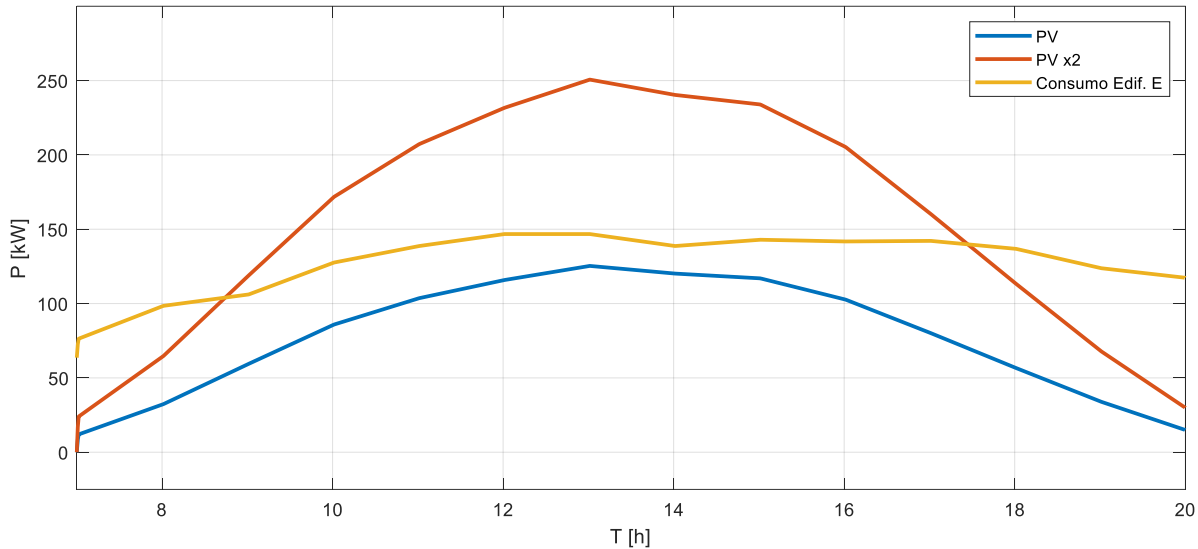


Figura 5.33 – Consumo Edifício E (Amarelo); Produção PV (Azul); Produção PV c/ fator 2 (Laranja)

Os dados apresentados na figura 5.33 são referentes ao dia 04/07/2020. Através da análise do gráfico é possível perceber que em pleno Verão, em momento algum, seria possível suprir o consumo do Edifício E recorrendo à energia PV uma vez que o consumo é sempre superior à produção. Este é um dos exemplos que leva a que seja sugerido aumentar a produção PV para pelo menos o dobro, por forma a potenciar a neutralidade carbónica do *campus* do ISEL com recurso à bidirecionalidade do trânsito de potência que a microrrede DC e os carregadores bidirecionais proporcionam, isto é, o excedente de PV é armazenado no EV e, posteriormente, o EV ajudam no processo de *peak shaving*. Apenas se sugere este aumento de PV dado que poderá existir espaço para tal, por exemplo junto do campo de futebol ou no telhado de outros edifícios.

5.1.4 – Influência da variação da carga – *Peak Shaving (V2B)*

Consideraram-se 2h de simulação (11-13h), num dia de Inverno (15/01) com os 4 EV acima dos 85% de bateria (SOC 1 – 95%; SOC 2 – 90%; SOC 3 – 85%; SOC 4 – 93%) para que todos estivessem disponíveis para contribuir para efetuar o *peak shaving*. A razão pela qual foi escolhido um dia de Inverno deve-se ao facto de ser mais notório o impacto que os EV teriam no processo de *peak shaving*.

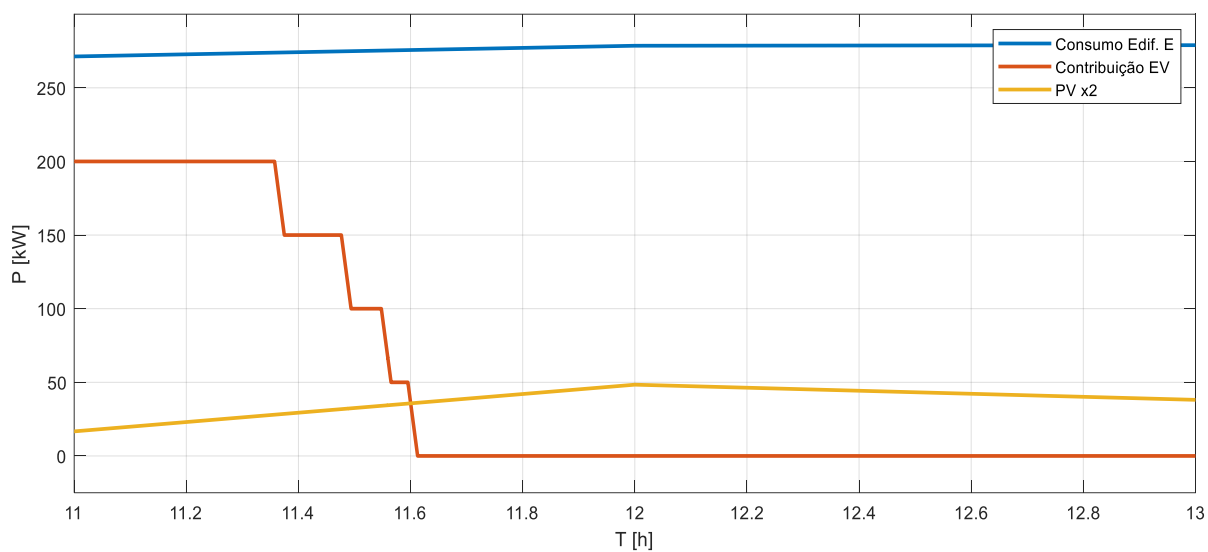


Figura 5.34 – Consumo Edifício E (Azul); PV com fator 2 (Amarelo); Energia disponibilizada pelos EV (Laranja)

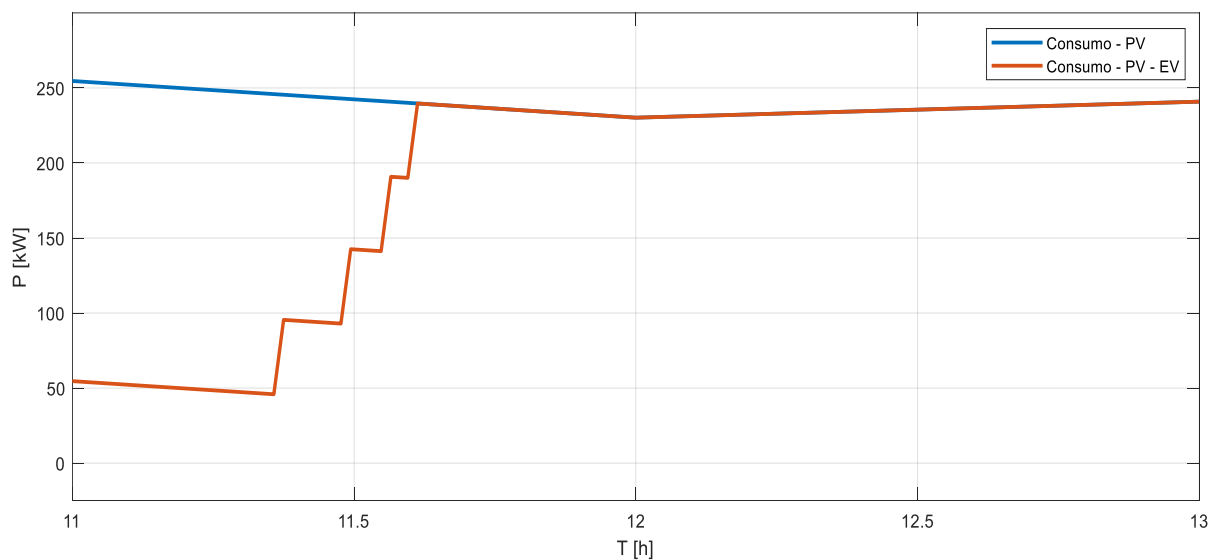


Figura 5.35 – Consumo - PV (Azul); Consumo - PV - EV (Laranja)

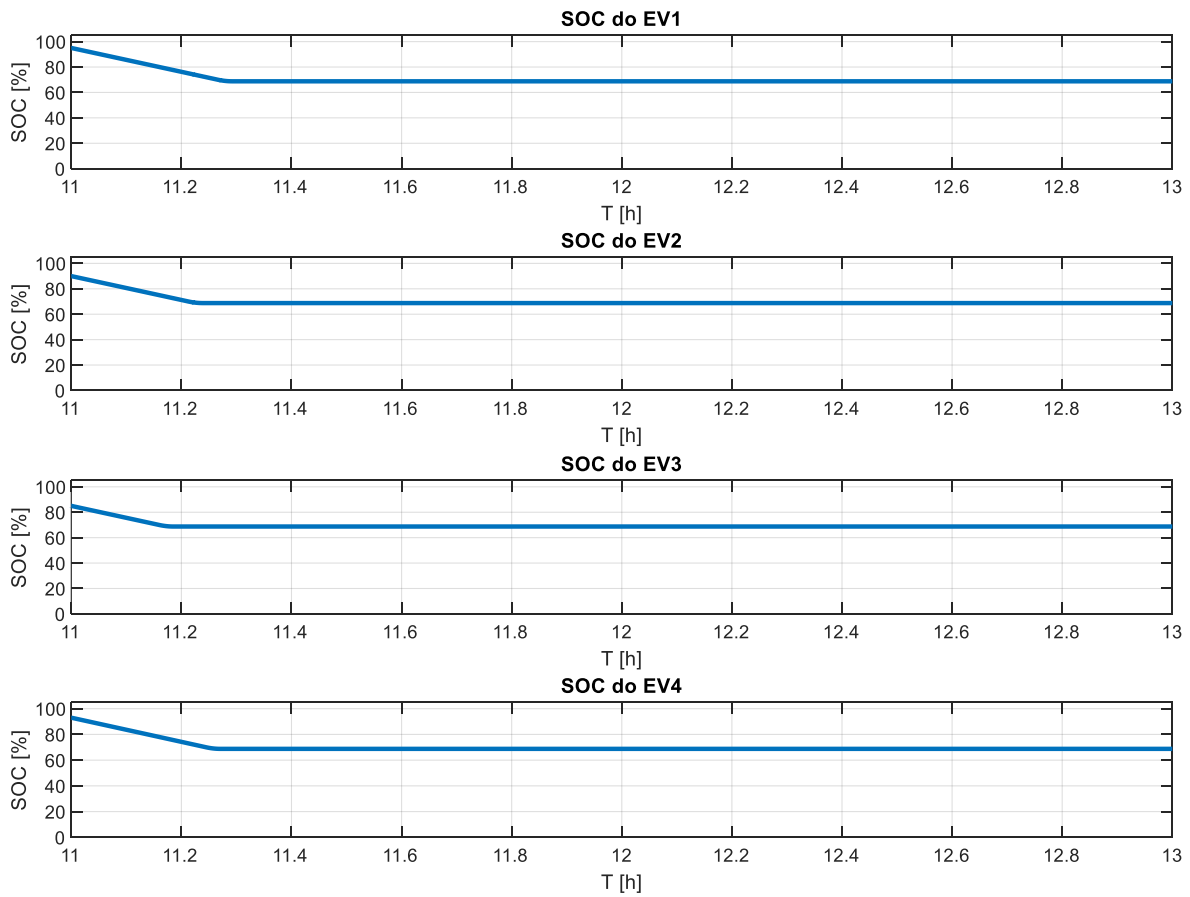


Figura 5.36 – SOC de quatro EV conectados à microrrede

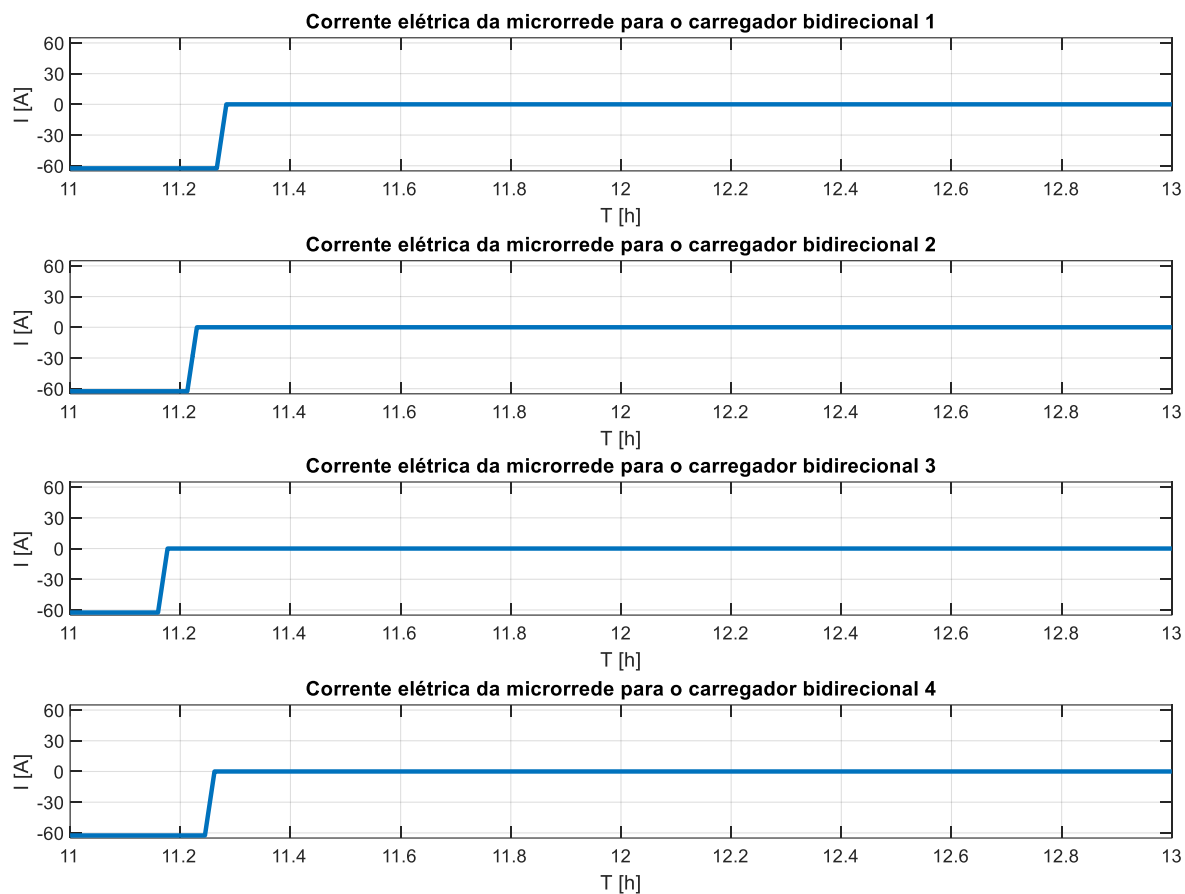


Figura 5.37 – Corrente elétrica da microrrede DC para os carregadores bidirecionais

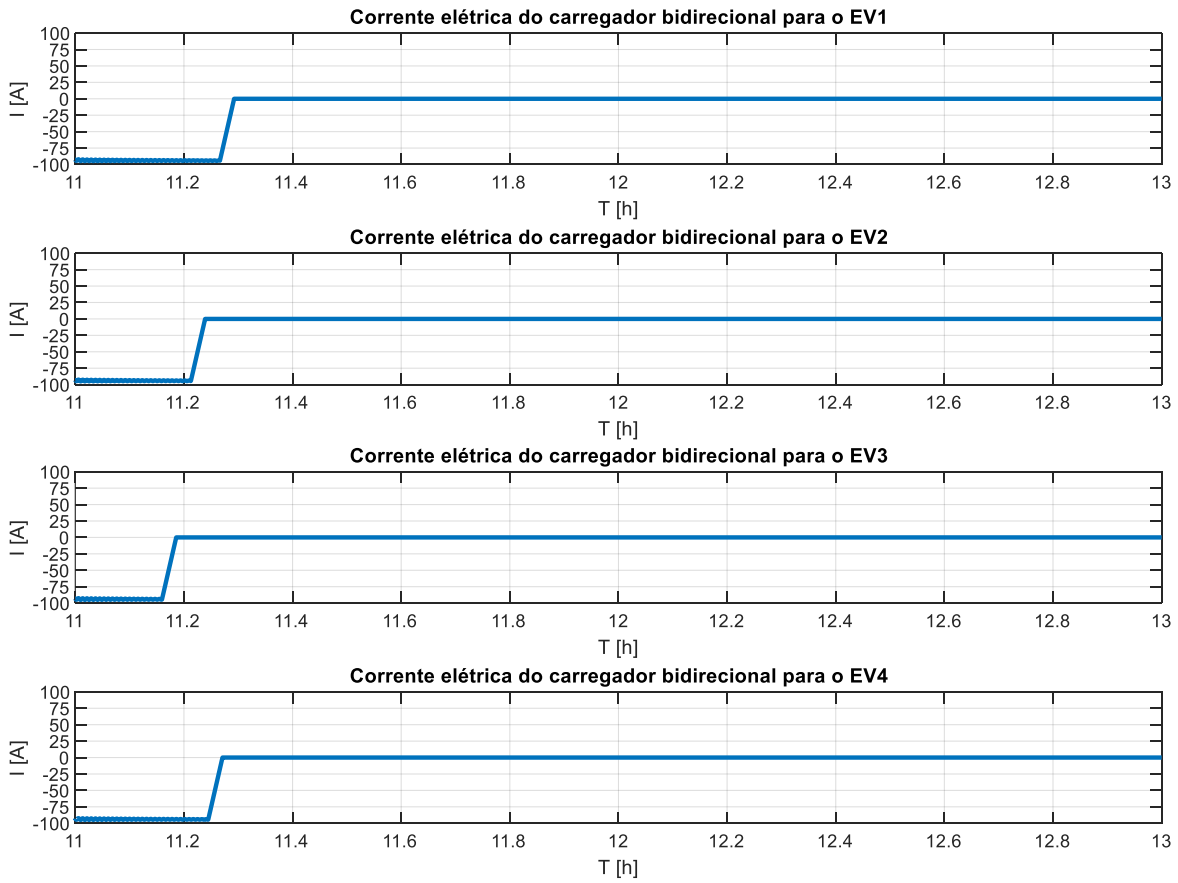


Figura 5.38 – Corrente elétrica dos carregadores bidirecionais para os EV

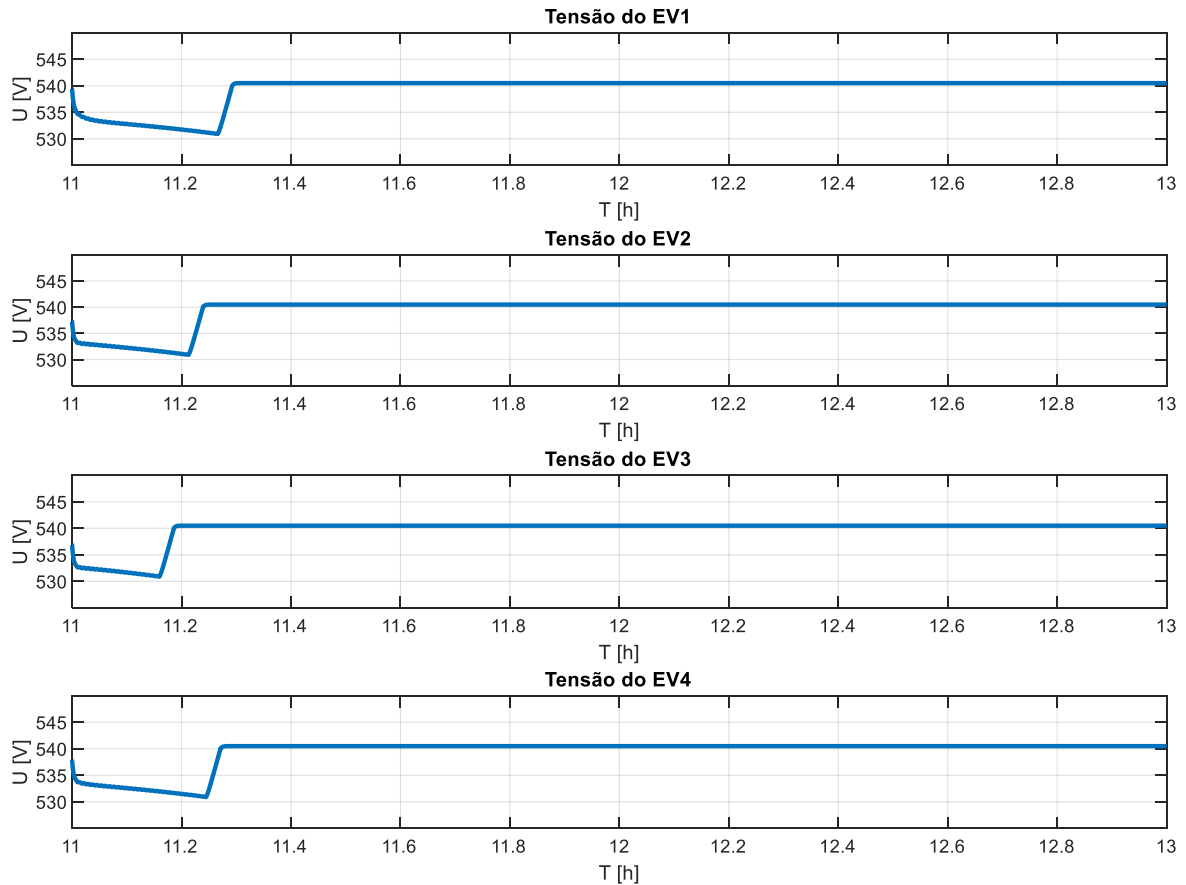


Figura 5.39 – Tensão nas baterias dos EV conectados

Na figura 5.34 representa-se, a azul, o consumo do edifício E no dia escolhido. Em seguida, a laranja, tem-se a produção PV com fator de dois. Por fim, a amarelo, encontra-se a contribuição dos EV acima dos 85% de capacidade. Para melhor compreensão do representado na figura 5.35, deve ter-se em consideração que a azul se encontra representado o gráfico do excedente de PV (caso esta existisse o gráfico iria para valores negativos). Uma vez que o gráfico se mantém sempre acima dos 0, significa que a PV, em momento algum, durante o período definido de simulação, foi suficiente para satisfazer a necessidade do edifício E. Tendo esta linha como referência, tem-se, a laranja, representado o gráfico relativo ao restante do consumo aquando da utilização da PV e da energia disponibilizada pelos EV acima dos 85% de energia armazenada na bateria.

É de salientar os degraus apresentados no gráfico representado a laranja na figura 5.35. Estes degraus representam os momentos em que os EV atingem o limite dos 70% de SOC das respetivas baterias que foram definidos na secção 4.3 como sendo o máximo que um EV pode descarregar em prol da rede. Posto isto, uma vez que os EV se conectaram com SOC

diferentes, os EV pararão de descarregar em momentos diferentes, reduzindo a potência disponível para *peak shaving* em 50kW de cada vez que um EV atinge os 70% de capacidade.

É possível aferir que enquanto existe energia disponível nos EV, estes têm um impacto considerável no processo de *peak shaving*, uma vez que ao invés de um consumo de, aproximadamente, 250kW foi possível reduzir para pouco mais de 50kW, efetivamente, houve uma redução de 80% da energia requisitada à rede elétrica AC.

5.2 – Conclusões

Neste capítulo foi conduzida a análise dos resultados da simulação numérica que permitiu aferir o seguinte:

- A potência atualmente instalada no *campus* do ISEL não é suficiente para que este seja autossuficiente na maior parte do ano e muito menos permite que seja implementada a infraestrutura de carregamento de EV proposta, sem que isso seja um encargo ao invés de um investimento para o instituto, tendo sido necessário duplicar os valores de produção PV por forma a poder prosseguir com o caso de estudo.
- Como seria de esperar, os períodos do verão e primavera são os períodos durante os quais existe maior excedente de energia PV. Pelo contrário, os períodos de outono e inverno são os que apresentam menor produção devido à menor exposição solar.
- O número de EV conectados à microrrede DC são um dado importante pois tanto podem ter um papel ativo na mesma, em que ajudam a aliviar a carga caso o seu SOC seja superior a 85%, seja carregando outro EV, no processo de *peak shaving* (no modo V2B). Por outro lado, tendo em conta os dados obtidos, quando estão 4 EV conectados à microrrede, nunca será possível carregar à potência nominal uma vez que a soma da potência dos quatro carregadores ultrapassa o valor mais alto de produção PV obtido.
- O papel dos EV no processo de *peak shaving* é bastante relevante, uma vez que com recurso aos mesmos, foi possível reduzir em 80% a carga do edifício sobre a rede.

Capítulo 6

Conclusões

6.1 – Conclusões finais

Nesta dissertação foram abordados vários temas relevantes para o desenvolvimento da mesma bem como testados vários cenários para validar o caso de estudo. Para que fosse possível retirar ilações sobre o estudado na presente dissertação foi conduzida uma análise detalhada dos vários cenários e de todos os dados e gráficos recolhidos a partir dos mesmos. Assim, fazendo uma retrospectiva do trabalho apresentado, são várias conclusões que se podem retirar:

- A potência instalada no *campus* do ISEL não é suficiente para que este possa ser autónomo na grande maioria do tempo;
- Os sistemas multiagente são uma ferramenta com muito potencial que permite uma gestão inteligente da energia presente na microrrede DC;
- A utilização de uma microrrede com carregadores bidirecionais permite uma gestão inteligente da energia podendo os EV trabalhar como armazenamento ou como fonte de energia;
- A estação do ano é um fator relevante a ter em consideração nesta dissertação, uma vez que dependendo da estação do ano existirá mais ou menos produção de PV o que terá implicações nos resultados obtidos através da simulação;
- O número de postos de carregamento de EV e a sua potência nominal são dados relevantes uma vez que a microrrede deve ser dimensionada, também, em função desse mesmo número;
- Com a ajuda da microrrede DC e da infraestrutura de carregamento de EV é, efetivamente, possível contribuir para a neutralidade carbónica do *campus* do ISEL dado que, em certas circunstâncias, é possível reduzir e neutralizar a necessidade de recorrer à rede para obter energia.

6.2 – Perspetivas de desenvolvimento futuro

A presente dissertação considera-se ser apenas o início do que poderá ser todo um projeto com bastante desenvolvimento ainda por efetuar. Outras dissertações poderão surgir a partir do tema nesta discutido, como por exemplo:

- Análise económica da microrrede DC com carregamento inteligente.
- Aplicação de *Machine Learning* ao sistema, para prever a produção de energia PV e gerir o carregamento e o armazenamento com base nos resultados.
- Contribuição dos EV no apoio ao peak shaving em horário crítico.
- Carregamento / Descarregamento tendo em conta a tarifa.

Tanto a inteligência artificial como a tecnologia em redor dos EV e ainda as opções de produção de energia “limpa” estão em constante desenvolvimento, levando a que temas como os abordados na presente dissertação tenham várias vertentes de melhoria.

BIBLIOGRAFIA

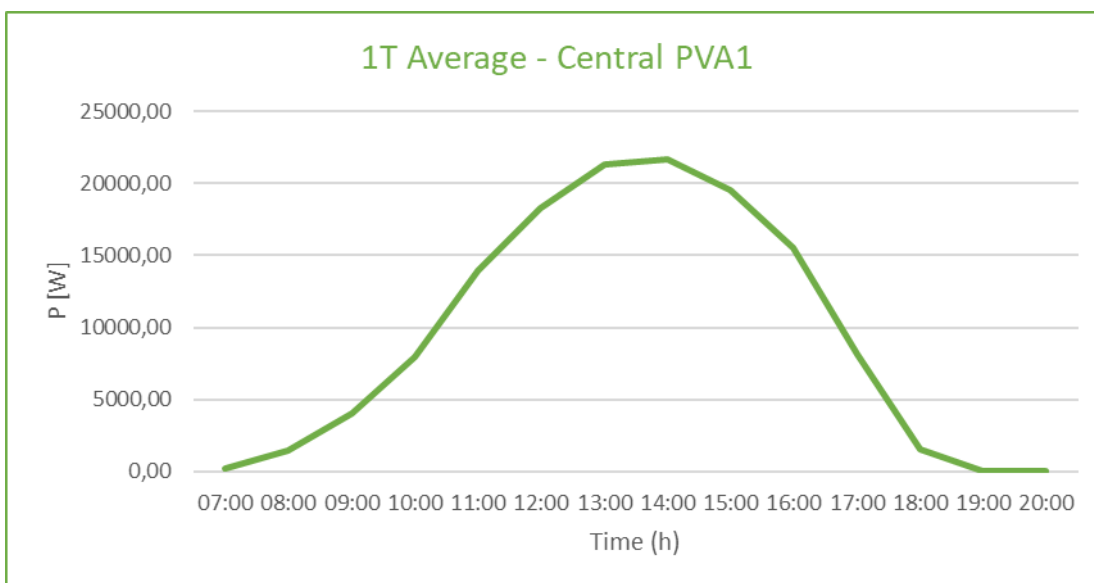
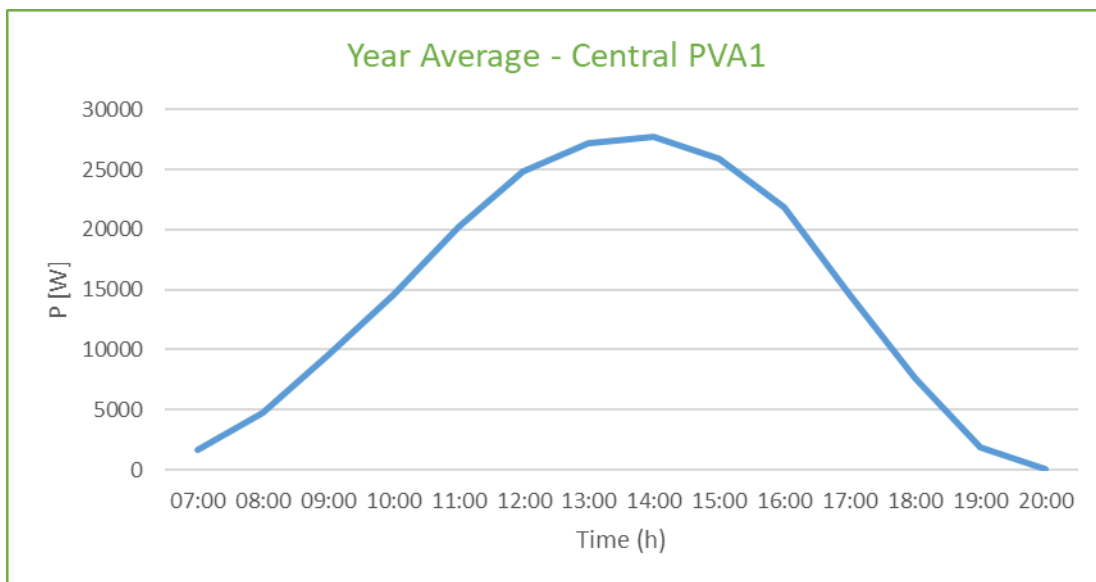
- [1] C. Daniel, “Electric Car Industry Revenue and Growth Statistics (2023).” <https://www.usesignhouse.com/blog/electric-car-industry-stats> (accessed Feb. 25, 2023).
- [2] NeoCharge, “Conheça os tipos de carros elétricos,” <https://www.neocharge.com.br>, 2021. <https://www.neocharge.com.br/tudo-sobre/carro-eletrico/tipos-veiculos-eletricos>.
- [3] P. Weldon, P. Morrissey, and M. O’Mahony, “Long-term cost of ownership comparative analysis between electric vehicles and internal combustion engine vehicles,” *Sustain. Cities Soc.*, vol. 39, pp. 578–591, 2018, doi: 10.1016/j.scs.2018.02.024.
- [4] Z. Liu *et al.*, “Comparing total cost of ownership of battery electric vehicles and internal combustion engine vehicles,” *Energy Policy*, vol. 158, no. September, p. 112564, 2021, doi: 10.1016/j.enpol.2021.112564.
- [5] T. Gustafsson and A. Johansson, “Comparison between Battery Electric Vehicles and Internal Combustion Engine Vehicles fueled by Electrofuels,” 2015.
- [6] C. C. Chan, “The State of the Art of Electric, Hybrid, and Fuel Cell Vehicles With their superior fuel economy and performance, hybrid vehicles will likely increase in popularity in coming years; further development of control theory for hybrids is essential for their,” *Proc. IEEE*, vol. 95, no. 4, pp. 704–718, 2007, [Online]. Available: <https://www.eee.hku.hk/doc/ccchan/TheStateoftheArtofElectric,Hybrid,andFuelCellVehicles.pdf>.
- [7] J. B. M. Biona, “Philippine Electric Vehicle Policy Analysis Report - Draft Report,” *ResearchGate.Net*, no. August, p. 216, 2019, [Online]. Available: https://www.researchgate.net/publication/335464260_Philippine_Electric_Vehicle_Policy_Analysis_Report_-_Draft_Report.
- [8] Chris Lilly, “EV connector types,” *zap-map.com*, 2020. <https://www.zap-map.com/charge-points/connectors-speeds/>.
- [9] Sustainable Energy Authority of Ireland, “A Guide to Electric Vehicles Infrastructure,” *A BEAMA Pract. Guid.*, pp. 1–40, 2015, [Online]. Available: http://www.seai.ie/Your_Business/Technology/Industry/Electric_Vehicles.pdf.
- [10] A. Yoshida, H. Zaitso, T. Kikuta, S. Tsuda, H. Nii, and S. Kodama, “CHAdeMO quick charger connector with excellent operability,” *SEI Tech. Rev.*, no. 84, pp. 29–34, 2017.
- [11] P. Ranabhat, “Secure Design and Development of IoT enabled Charging Infrastructure for Electric Vehicle : Using CCS Standards for DC Fast Charging,” no. April, pp. 1–50, 2018.
- [12] I. Andrea Vesco (Istituto Superiore Mario Boella, Italy) and Francesco Ferrero (Istituto Superiore Mario Boella, *Handbook of Research on Social, Economic, and Environmental Sustainability in the Development of Smart Cities*. IGI Global, 2015.
- [13] C. Marmaras, M. Corsaro, E. Xydas, L. M. Cipcigan, and M. A. Pastorelli, “Vehicle-to-building control approach for EV charging,” *Proc. Univ. Power Eng. Conf.*, pp. 1–6, 2014, doi: 10.1109/UPEC.2014.6934639.

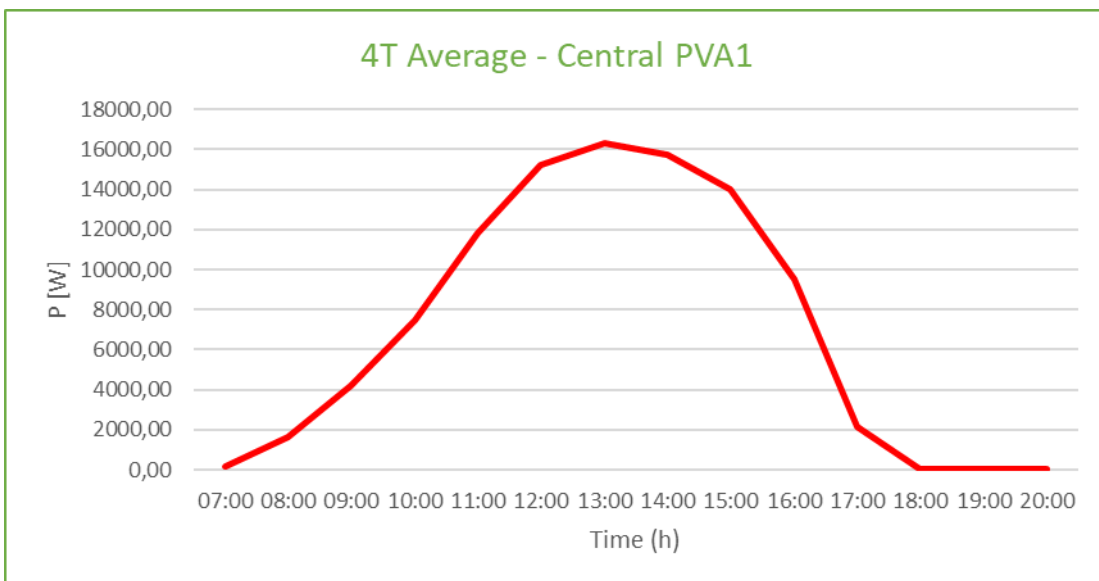
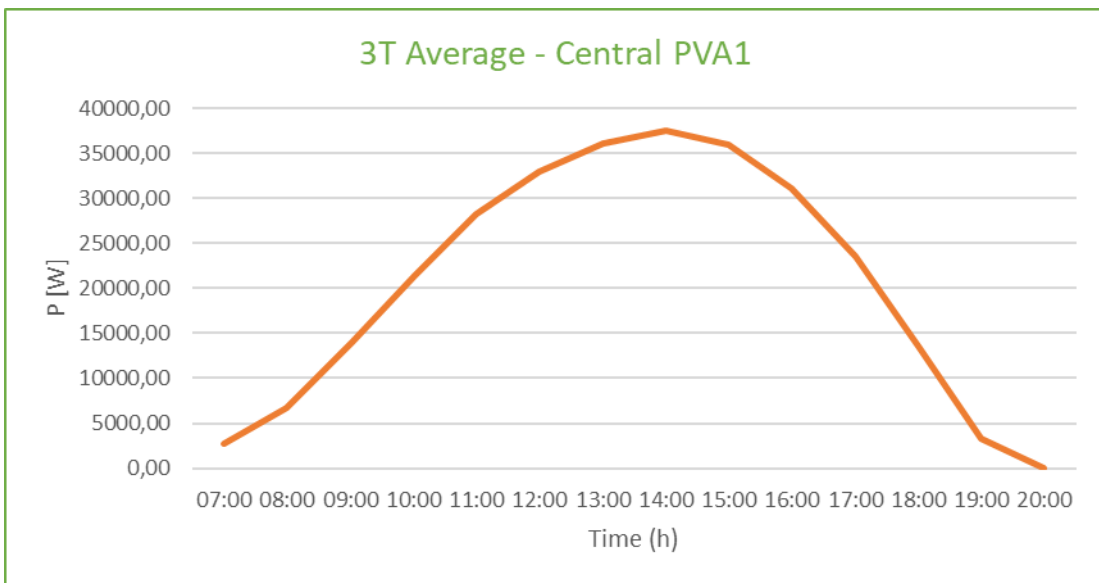
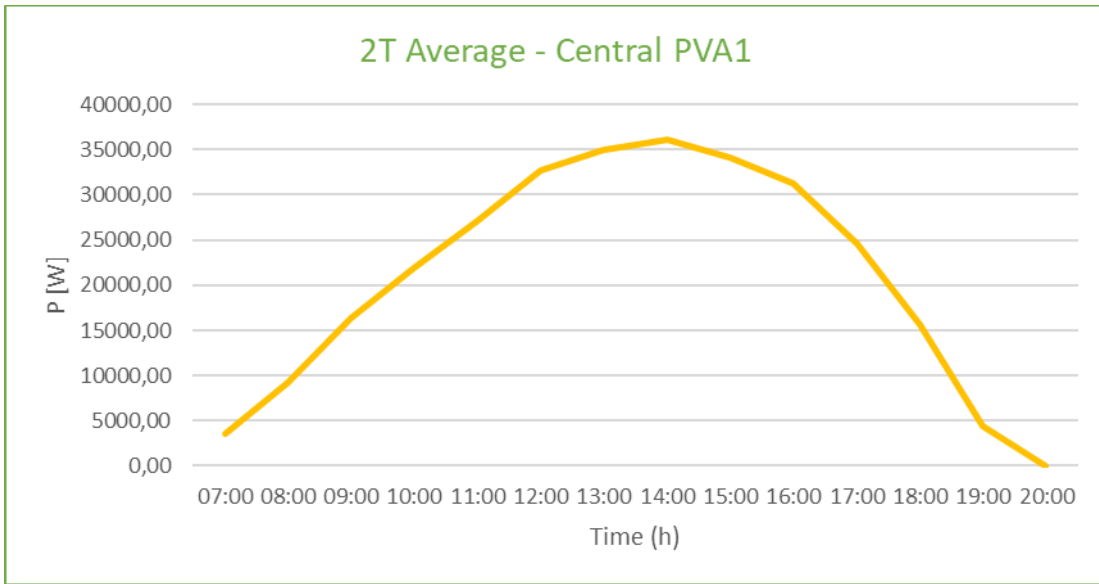
- [14] S. K. Vempalli, K. Deepa, and G. Prabhakar, "A Novel V2V Charging Method Addressing the Last Mile Connectivity," *Proc. 2018 IEEE Int. Conf. Power Electron. Drives Energy Syst. PEDES 2018*, 2018, doi: 10.1109/PEDES.2018.8707602.
- [15] R. Khezri, D. Steen, and L. A. Tuan, "Vehicle to Everything (V2X) - A Survey on Standards and Operational Strategies," *2022 IEEE Int. Conf. Environ. Electr. Eng. 2022 IEEE Ind. Commer. Power Syst. Eur. EEEIC / I CPS Eur. 2022*, 2022, doi: 10.1109/EEEIC/ICPSEurope54979.2022.9854561.
- [16] C. Schwaegerl and L. Tao, *Quantification of technical, economic, environmental and social benefits of microgrid operation*. 2013.
- [17] N. Sharmila, K. R. Nataraj, and K. Rekha, "An Overview on Design and Control Schemes of Microgrid," *2019 Glob. Conf. Adv. Technol. GCAT 2019*, pp. 19–22, 2019, doi: 10.1109/GCAT47503.2019.8978407.
- [18] B. K. Choudhury and P. Jena, "Control strategies for DC microgrids," *DC Microgrids*, pp. 63–81, 2021, doi: 10.1002/9781119777618.ch2.
- [19] E. Espina, J. Llanos, C. Burgos-Mellado, R. Cárdenas-Dobson, M. Martínez-Gómez, and D. Sáez, "Distributed control strategies for microgrids: An overview," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 193412–193448, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3032378.
- [20] G. Karmiris and T. Tengnér, "PEAK SHAVING CONTROL METHOD FOR ENERGY STORAGE 1 Georgios Karmiris and Tomas Tengnér ABB AB, Corporate Research Center, Västerås, Sweden," pp. 1–6.
- [21] "PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM." https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/#PVP.
- [22] DGEG, "Guia Técnico Das Instalações Elétricas Para a Alimentação De Veículos Elétricos," p. 60, 2015.
- [23] J. Bennett, A. Bhasin, J. Grant, and W. C. Lim, "9.3: Pid Tuning Via Classical Methods," *Eng. Libr.*, pp. 1–9, 2022, [Online]. Available: [https://eng.libretexts.org/Bookshelves/Industrial_and_Systems_Engineering/Book%3A_Chemical_Process_Dynamics_and_Controls_\(Woolf\)/09%3A_Proportional-Integral-Derivative_\(PID\)_Control/9.03%3A_PID_Tuning_via_Classical_Methods#:~:text=Remove integral and deri](https://eng.libretexts.org/Bookshelves/Industrial_and_Systems_Engineering/Book%3A_Chemical_Process_Dynamics_and_Controls_(Woolf)/09%3A_Proportional-Integral-Derivative_(PID)_Control/9.03%3A_PID_Tuning_via_Classical_Methods#:~:text=Remove integral and deri).
- [24] A. Dorri, S. S. Kanhere, and R. Jurdak, "Multi-Agent Systems: A Survey," *IEEE Access*, vol. 6, pp. 28573–28593, 2018, doi: 10.1109/ACCESS.2018.2831228.
- [25] L. Panait, "The analysis and design of concurrent learning algorithms for cooperative multiagent systems," *ProQuest Diss. Theses*, vol. 3234107, pp. 184-184 p., 2007, [Online]. Available: http://ezproxy.net.ucf.edu/login?url=http://search.proquest.com/docview/304737793?accountid=10003%5Cnhttp://sfx.fcla.edu/ucf?url_ver=Z39.88-2004&rft_val_fmt=info:ofi/fmt:kev:mtx:dissertation&genre=dissertations+&+theses&id=ProQ:ProQuest+Dissertations+&+T.
- [26] L. Busoniu, R. Babuska, and B. De Schutter, "Chapter 7 Multi-agent Reinforcement Learning : An Overview," *Technology*, vol. 38, no. 2, pp. 183–221, 2010.
- [27] P. J. 't Hoen, K. Tuyls, L. Panait, S. Luke, and J. A. La Poutré, "An Overview of Cooperative and Competitive Multiagent Learning BT - Learning and Adaption in Multi-Agent Systems," pp. 1–46, 2006.
- [28] R. Girardi, "Engenharia de Software baseada em Agentes," *IV Congr. Bras. Ciência da*

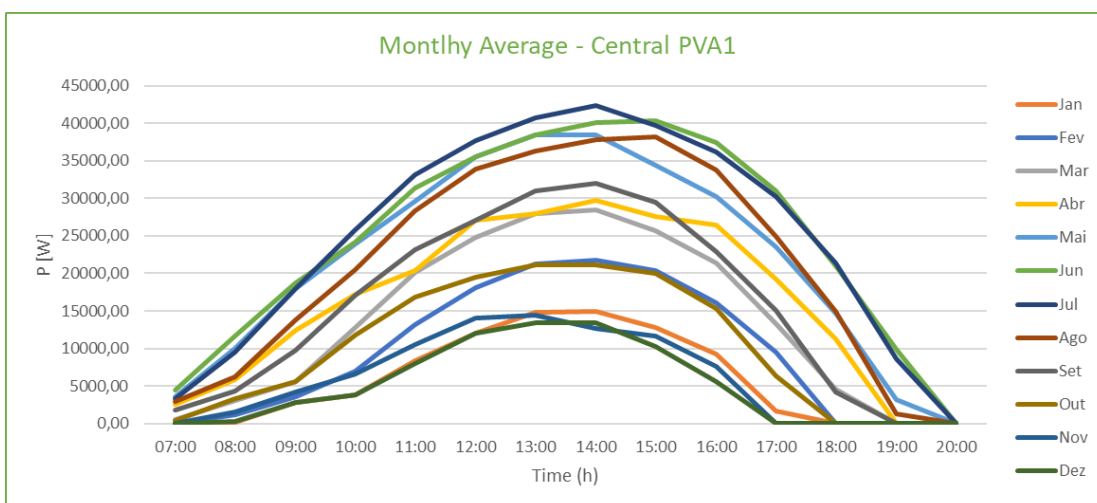
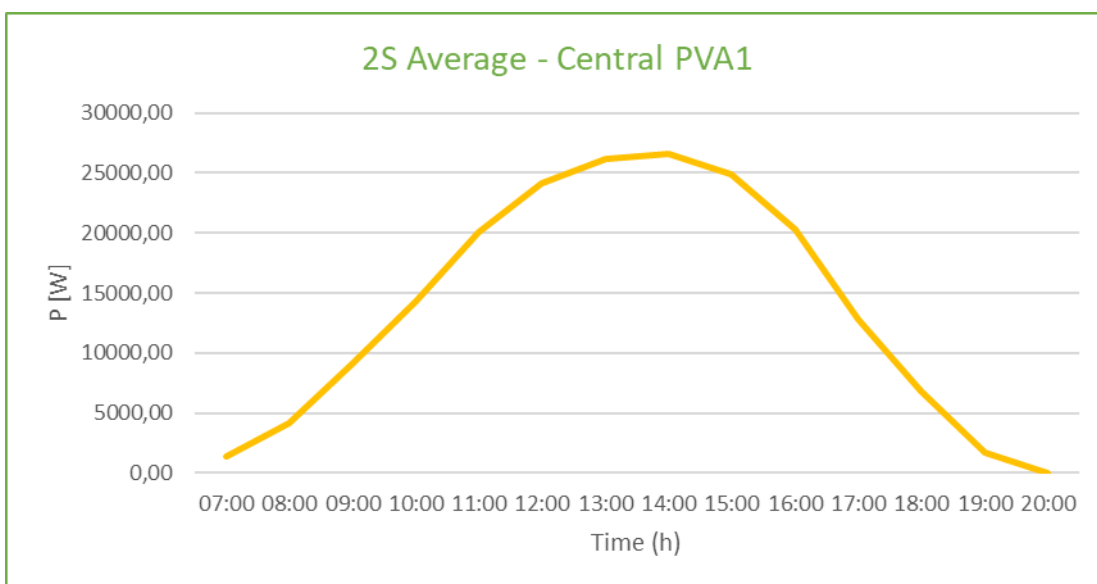
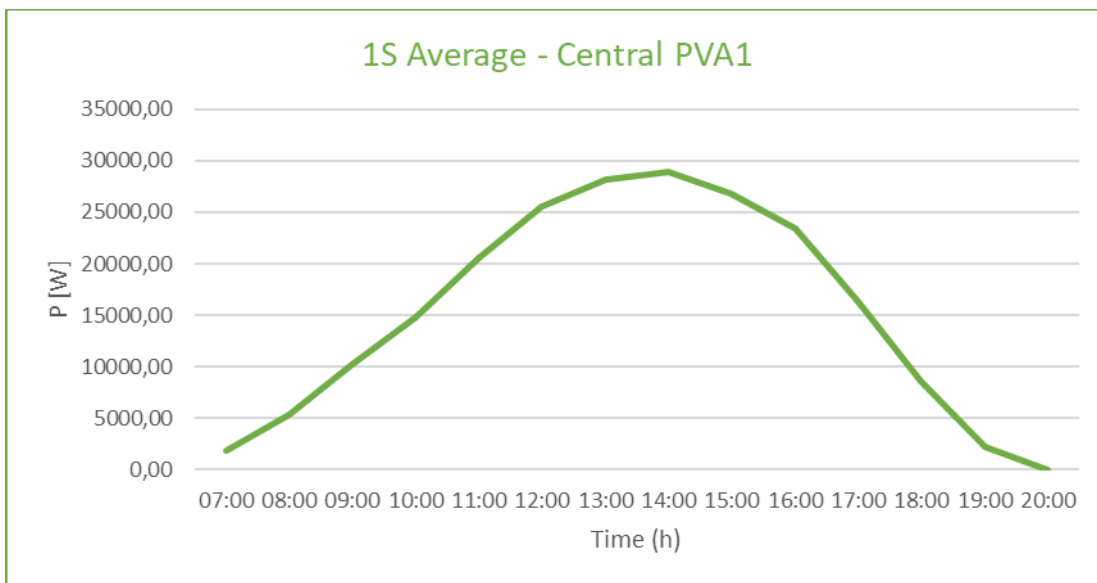
Comput., p. 1, 2004.

[29] S. Russel and P. Norvig, *Artificial intelligence, 3rd ed.*, vol. 13, no. 1. 1956.

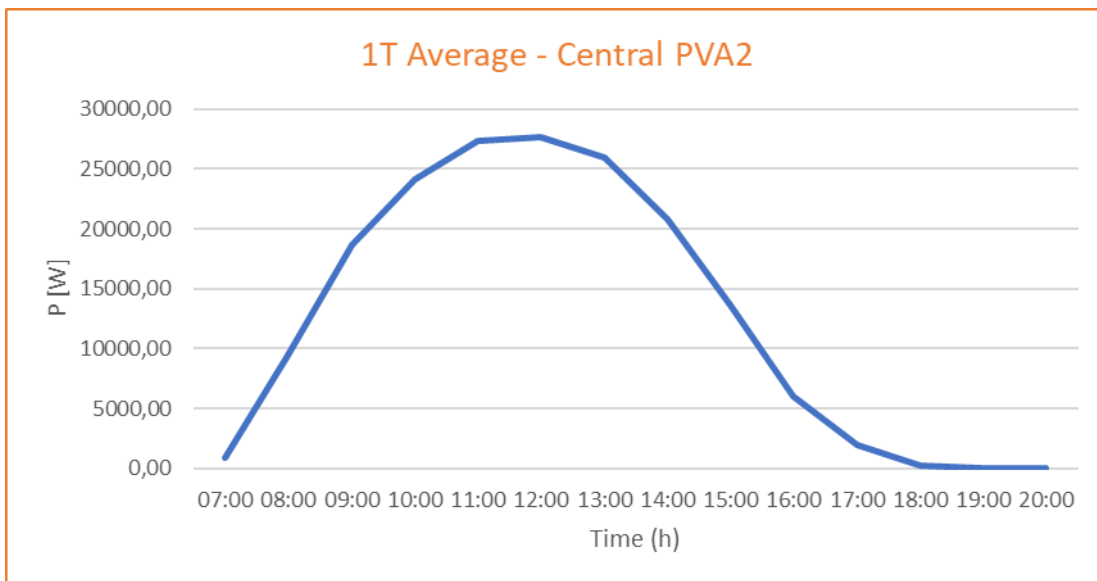
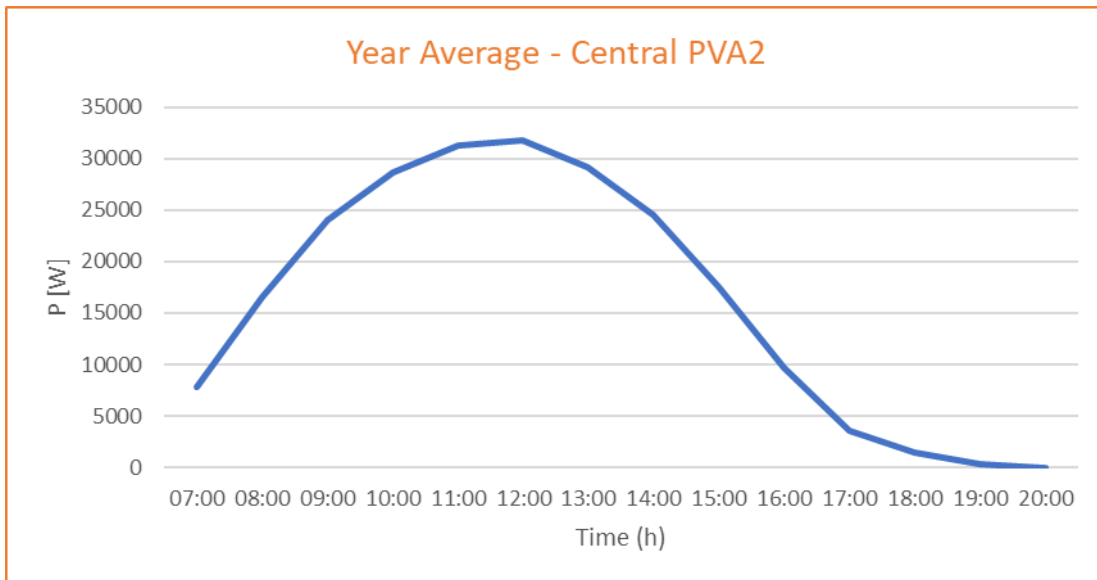
ANEXO A – DADOS CENTRAL PVA1

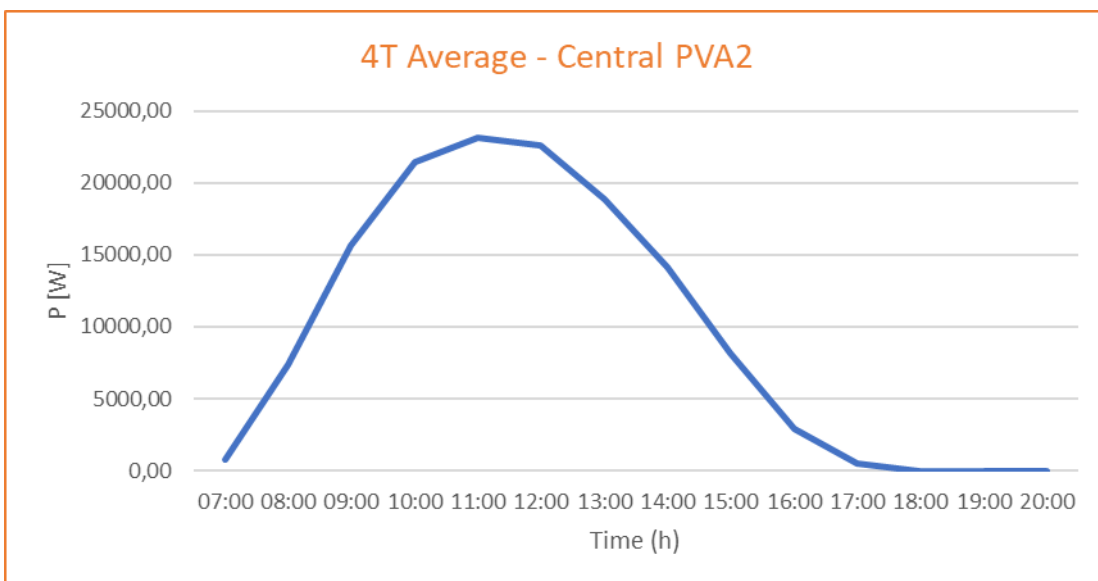
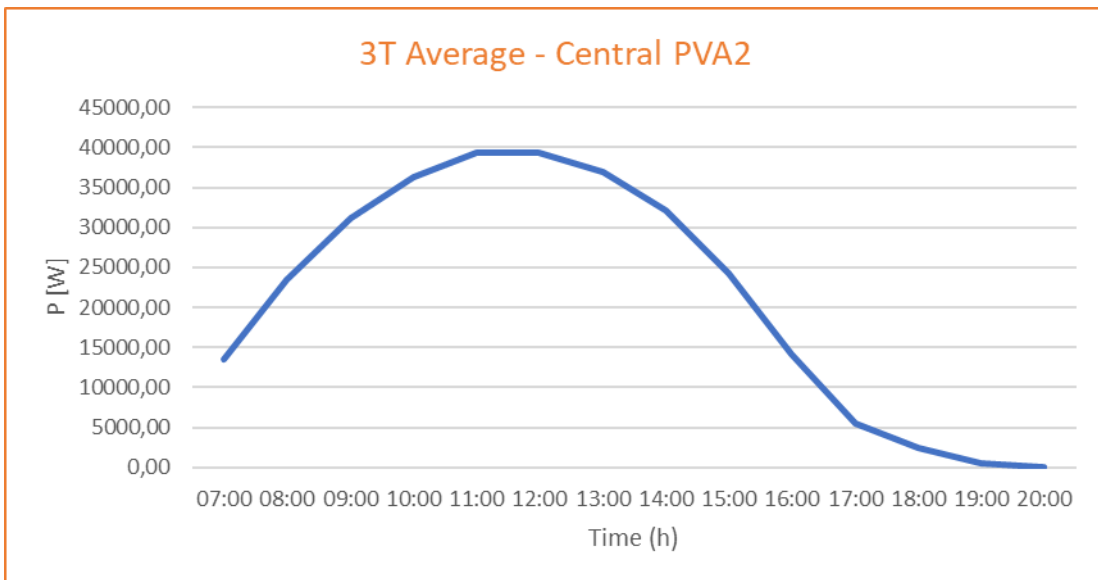
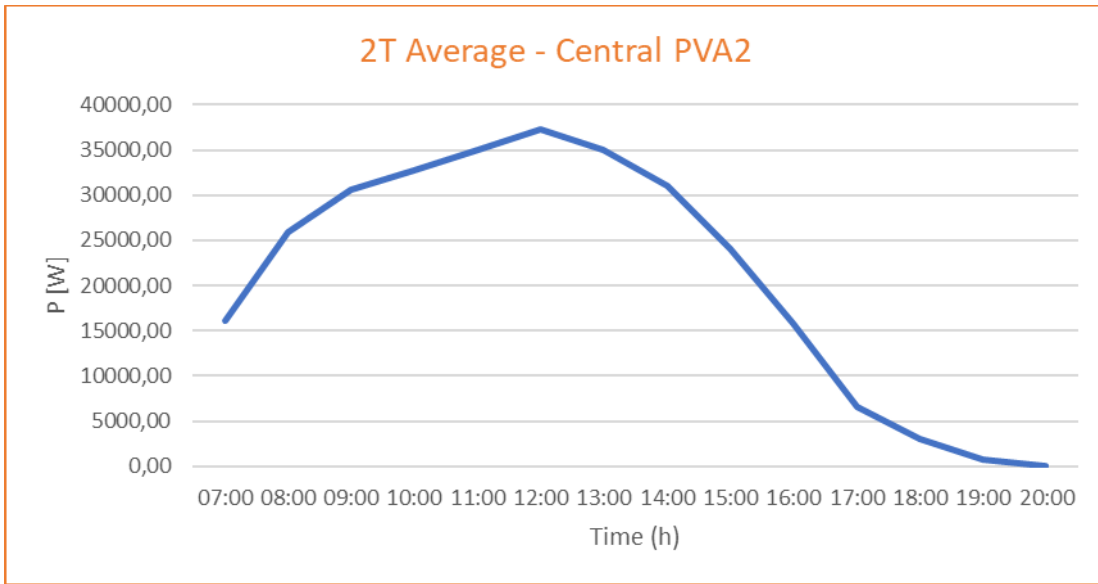


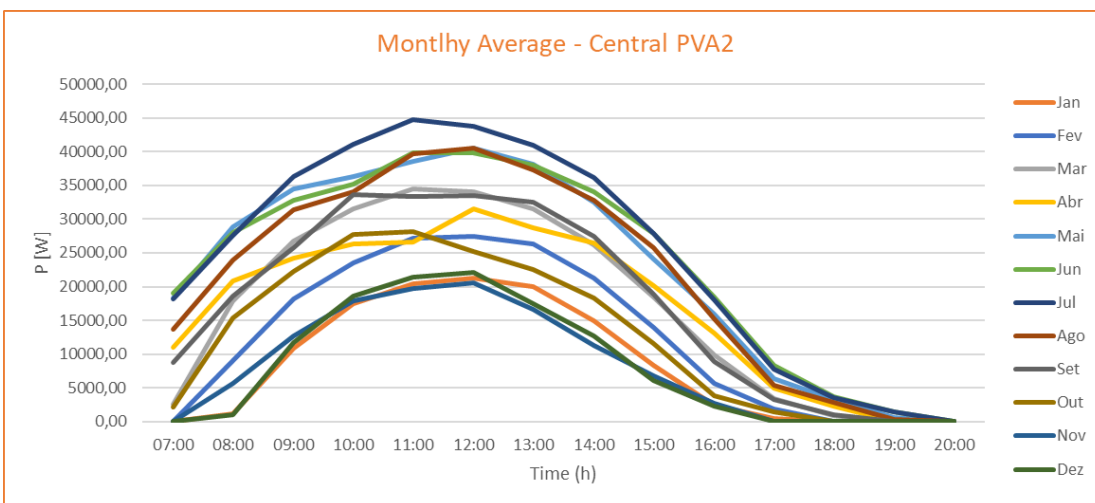
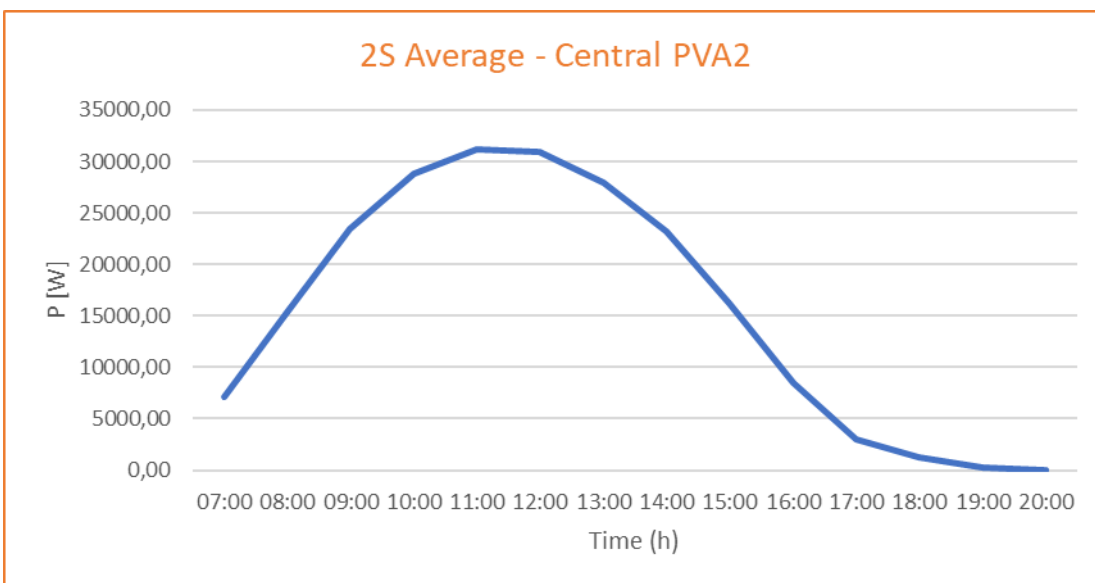
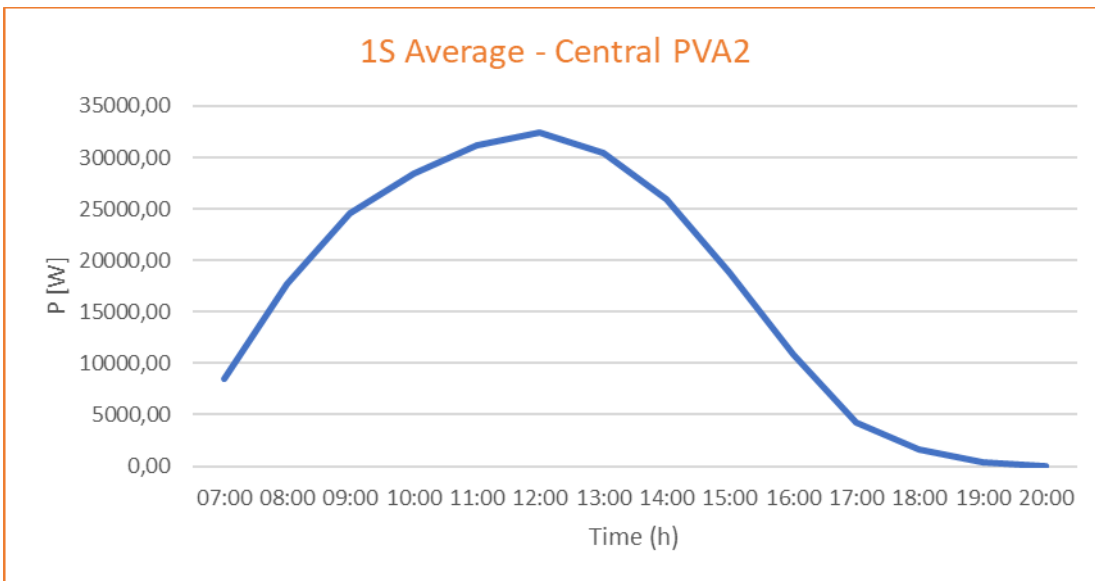




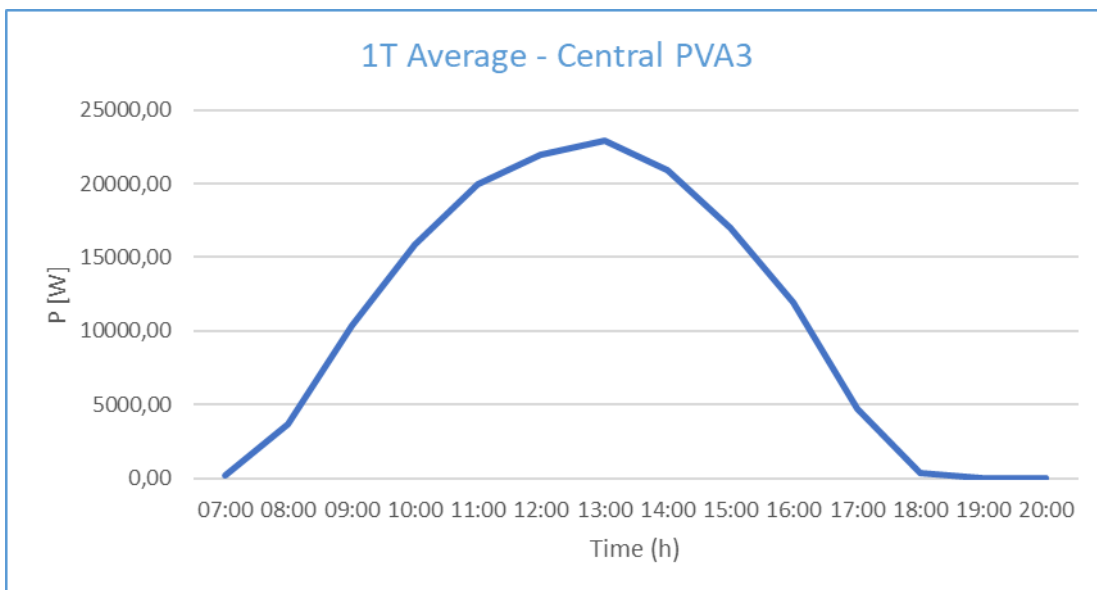
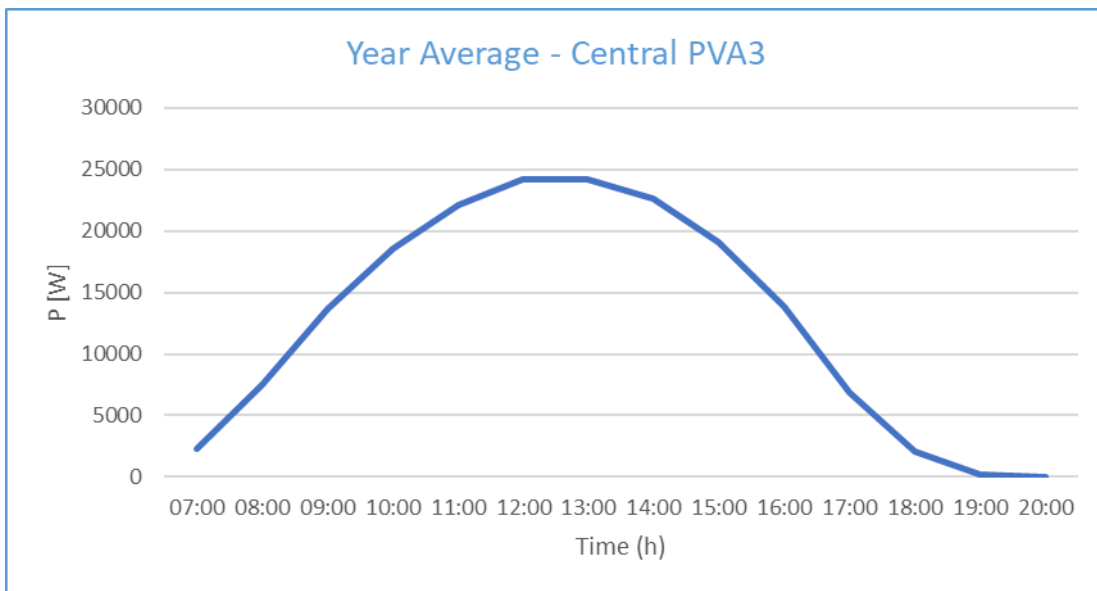
ANEXO B – DADOS CENTRAL PVA2

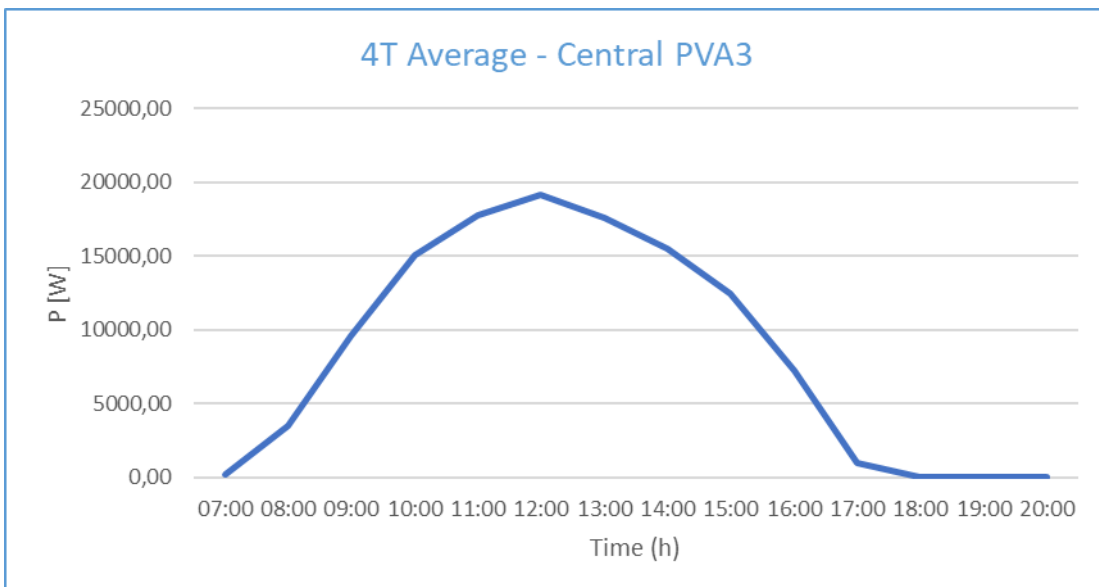
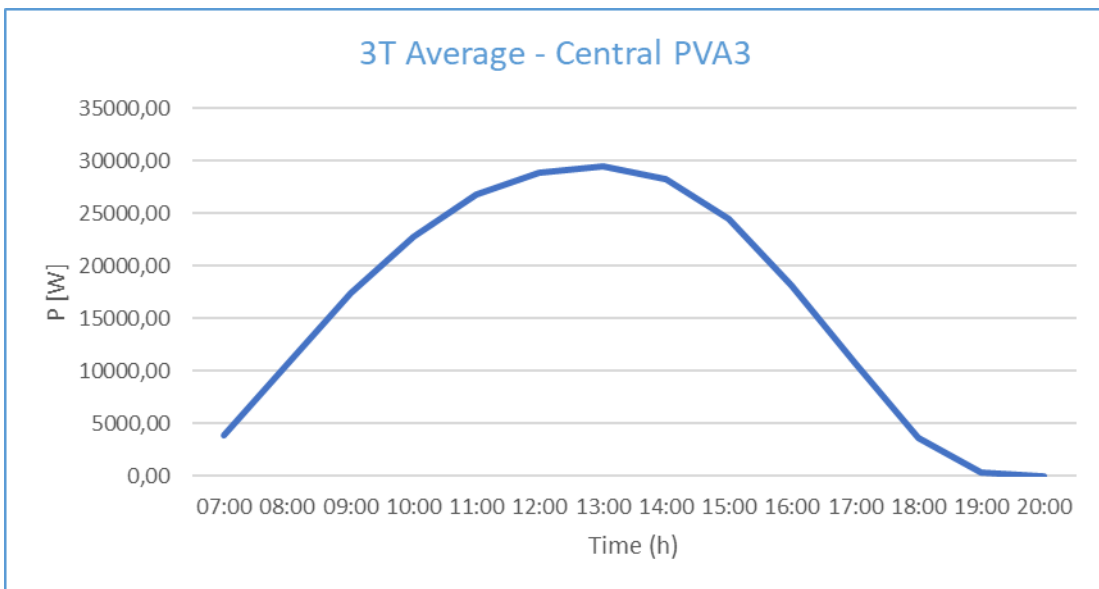
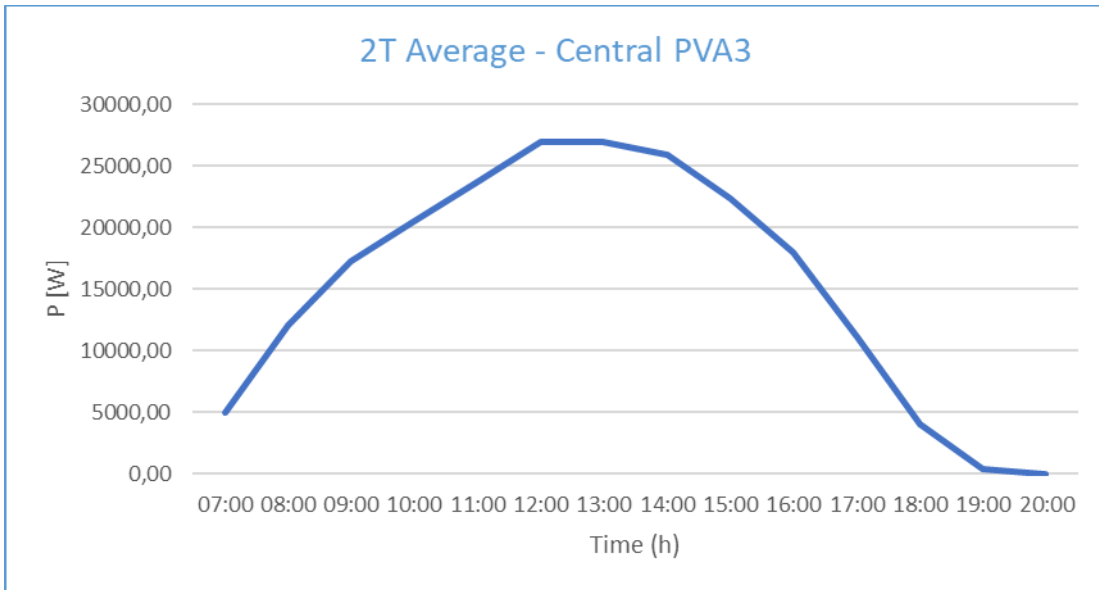


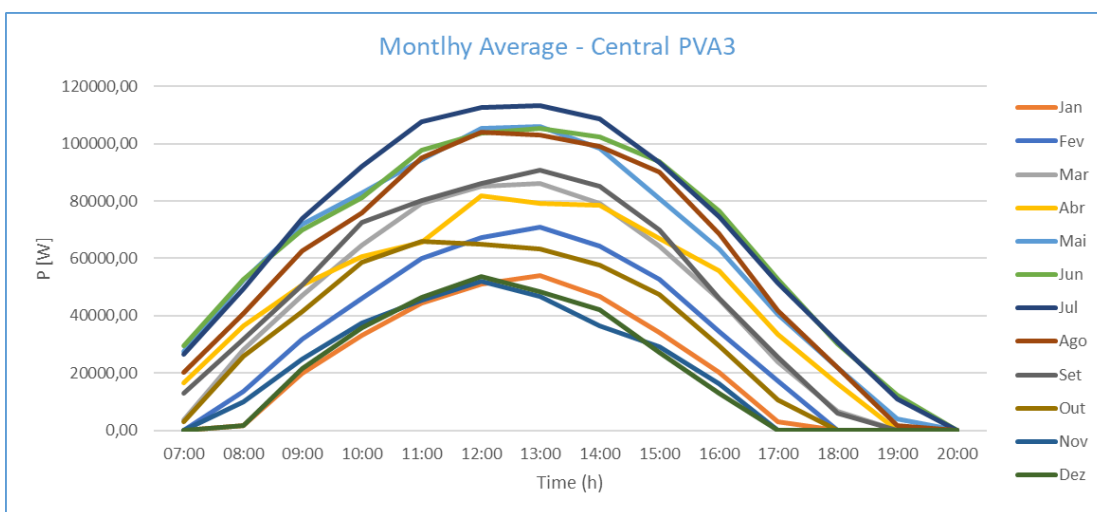
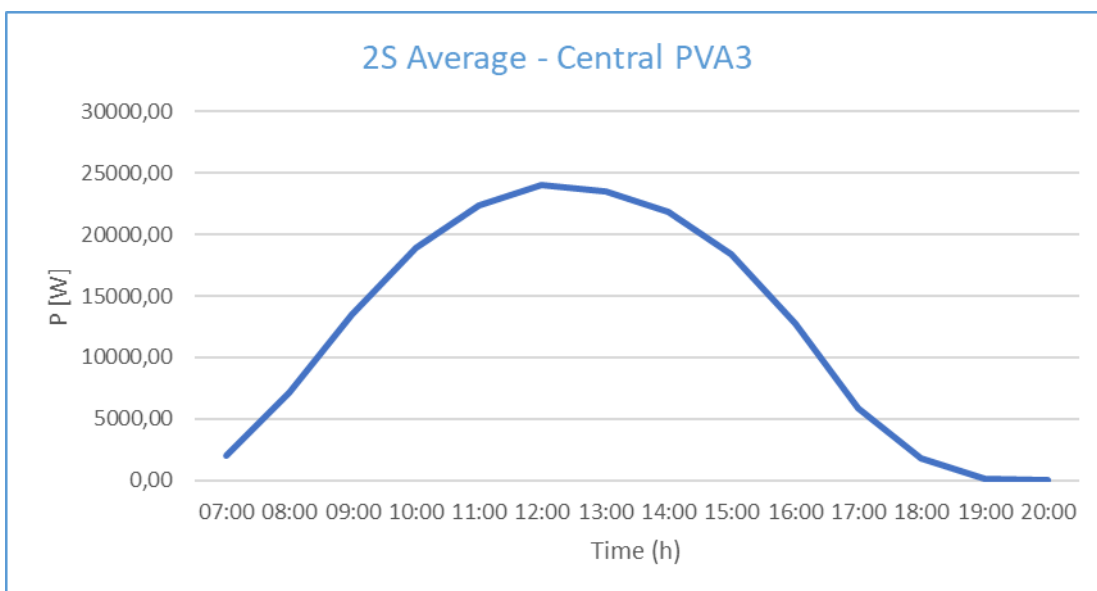
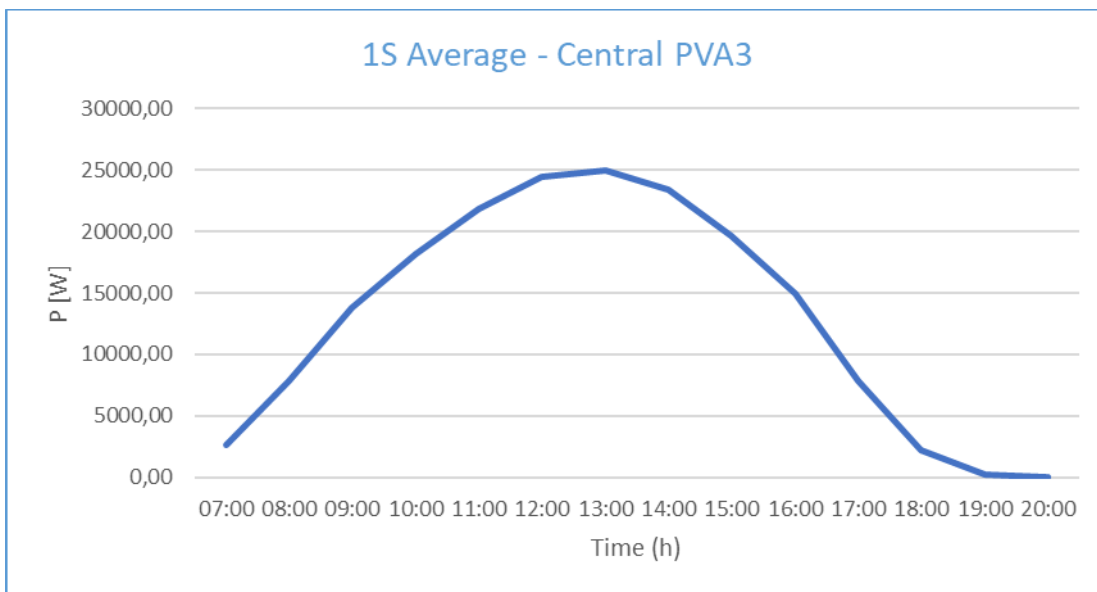




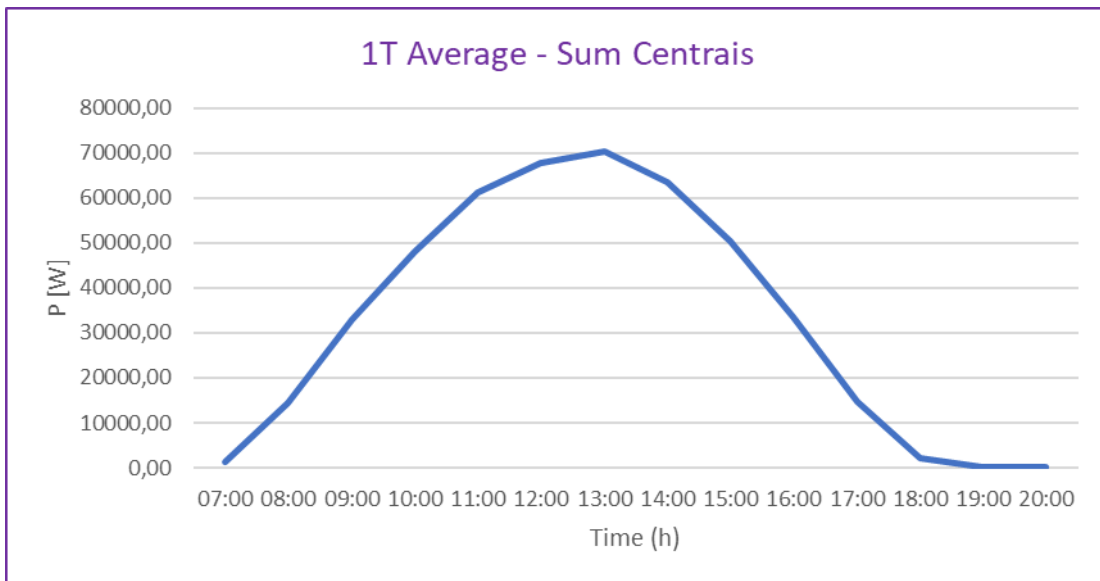
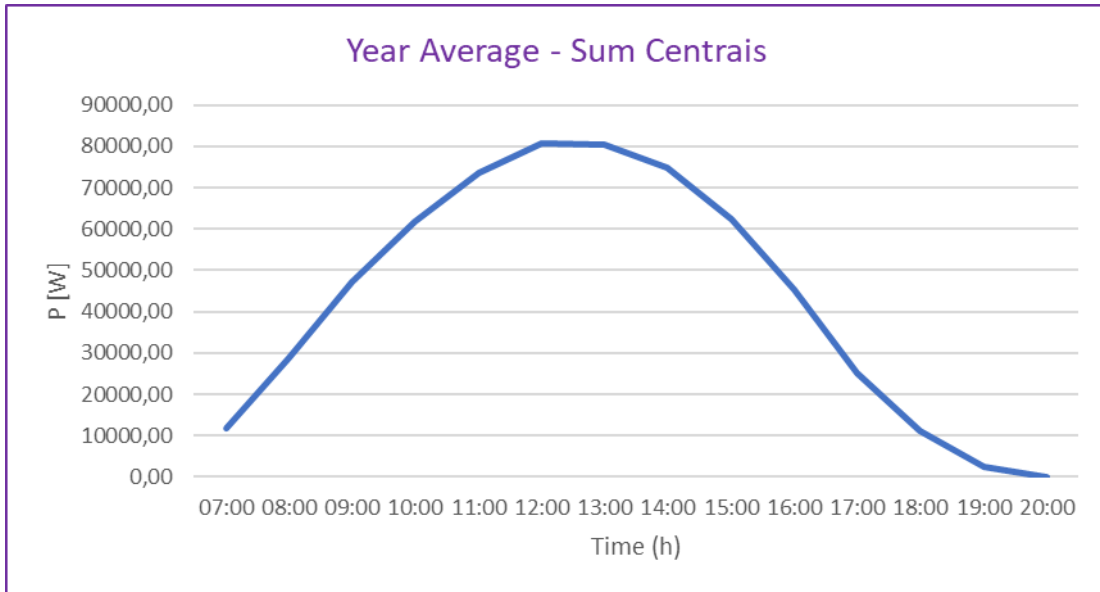
ANEXO C – DADOS CENTRAL PVA3

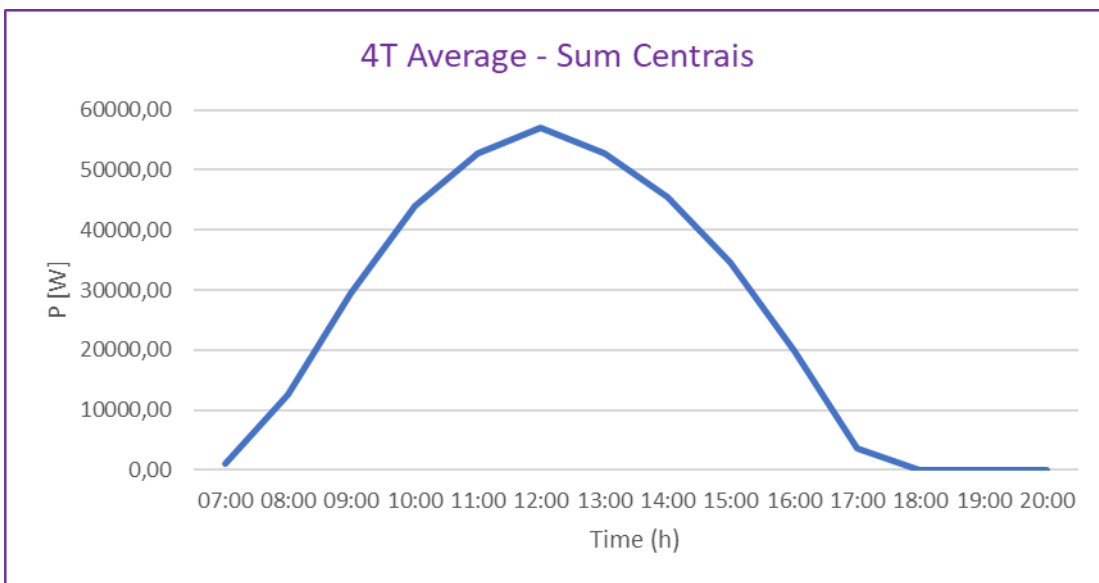
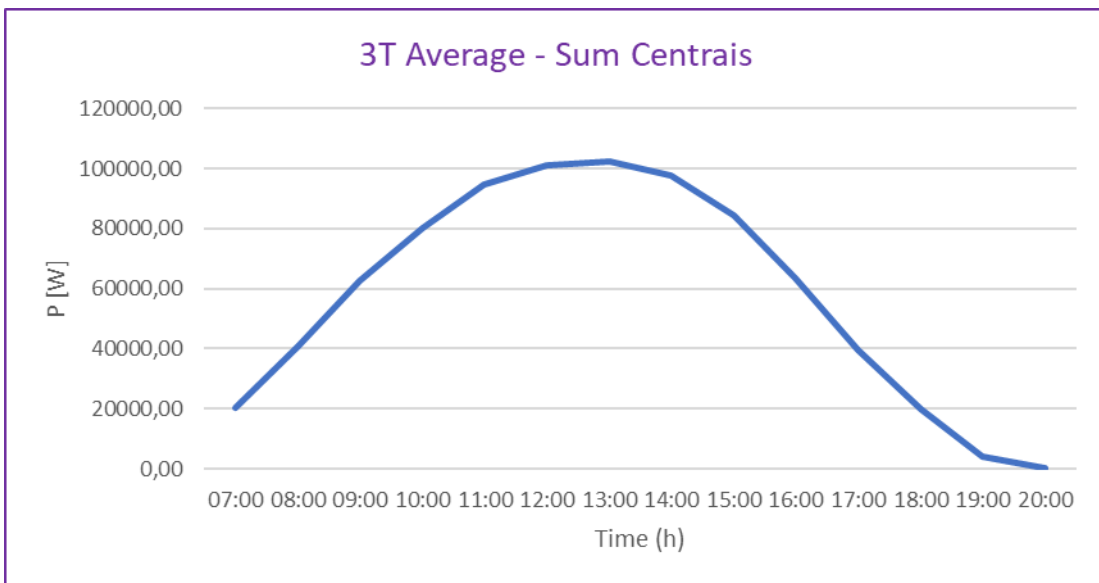
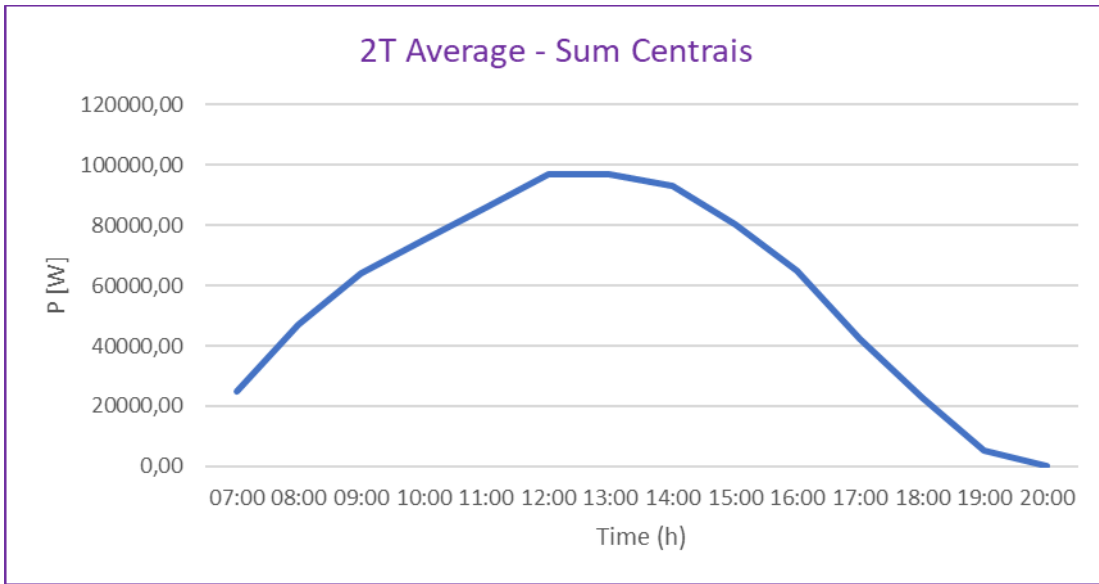


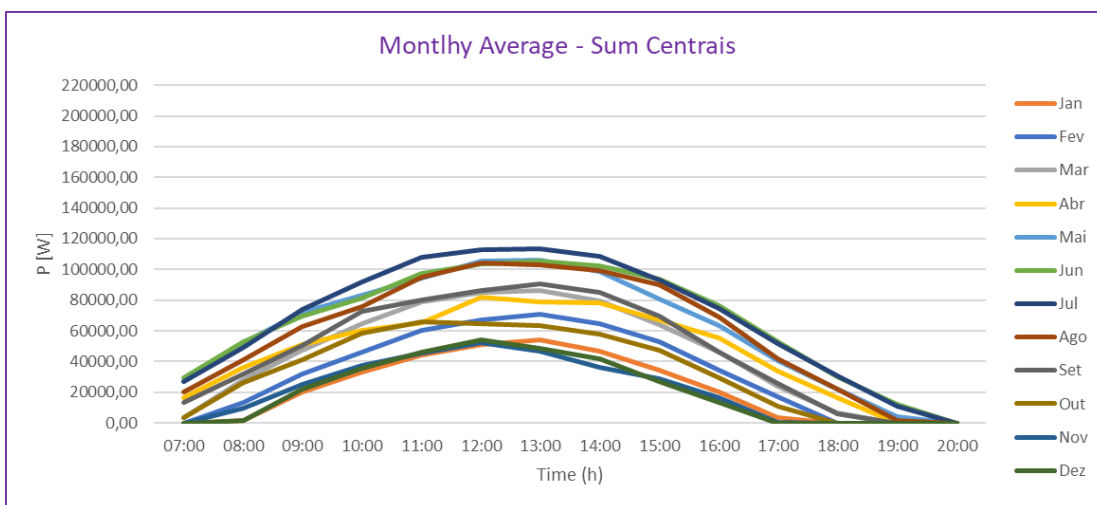
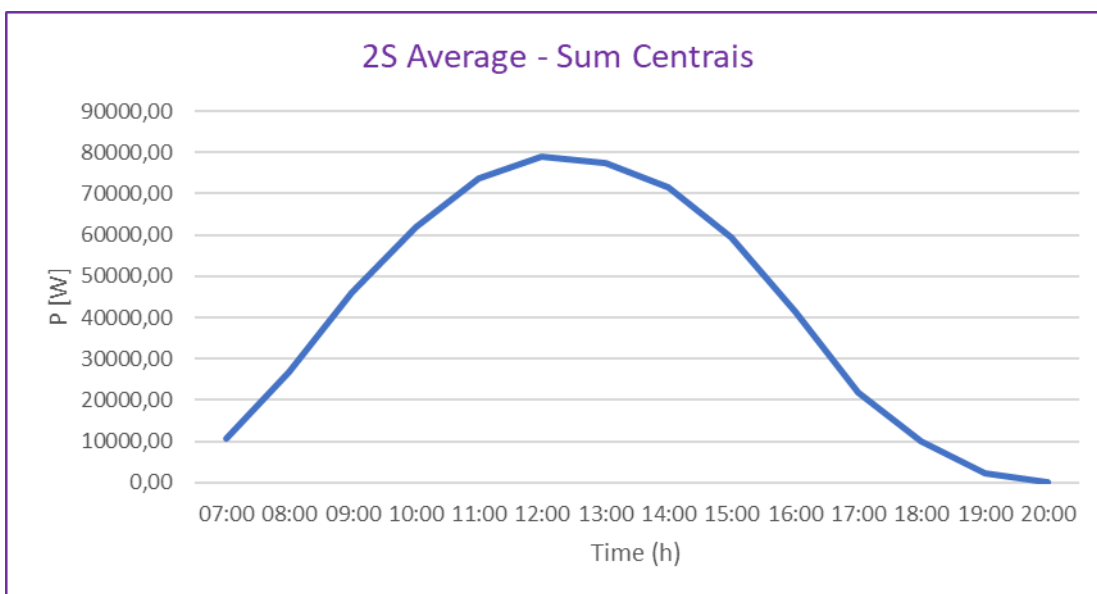
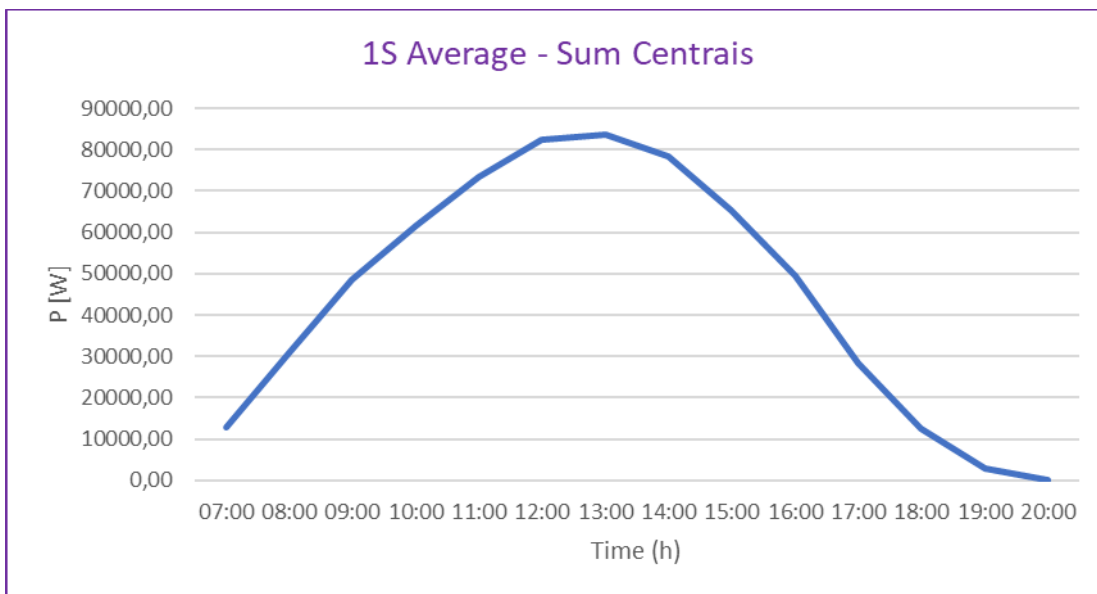




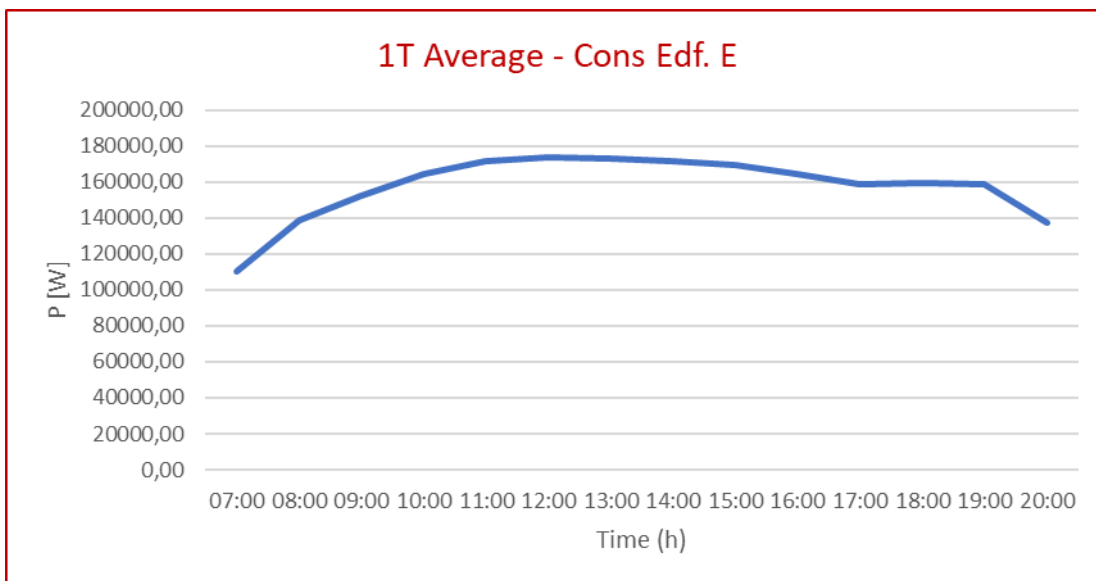
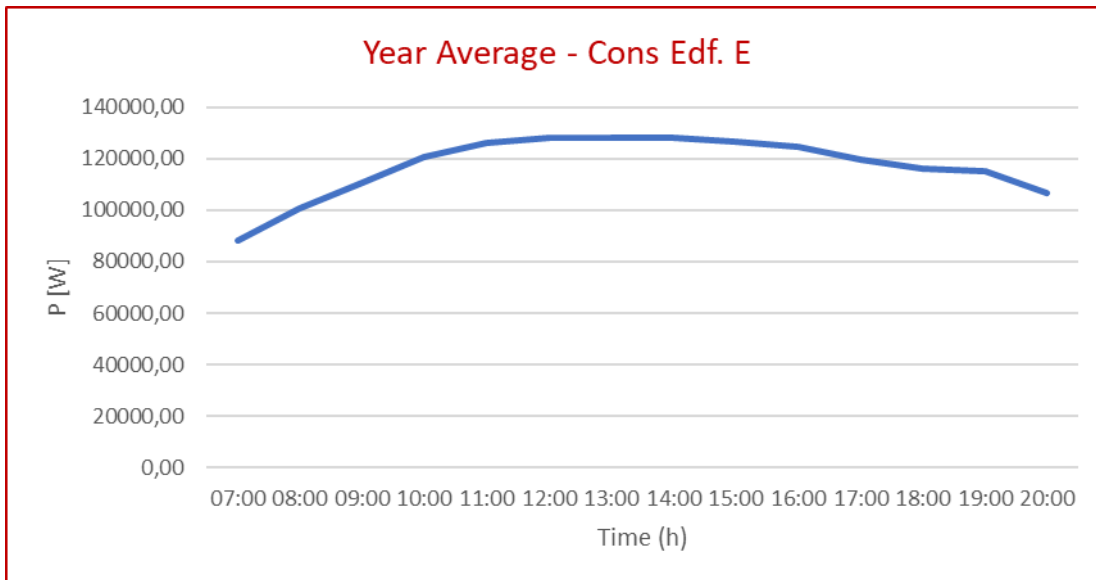
ANEXO D – DADOS SOMATÓRIO CENTRAIS

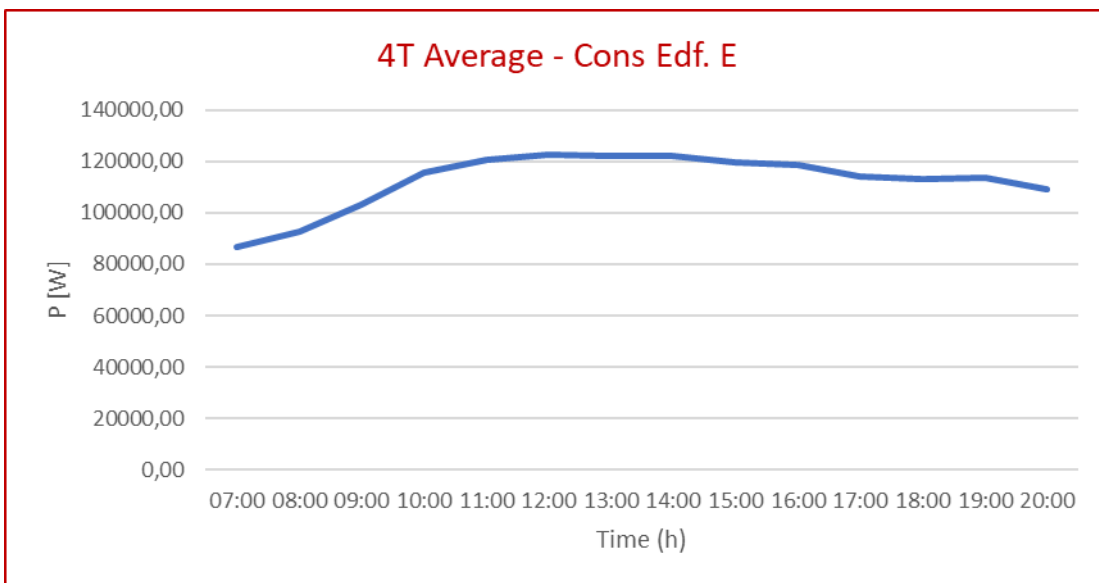
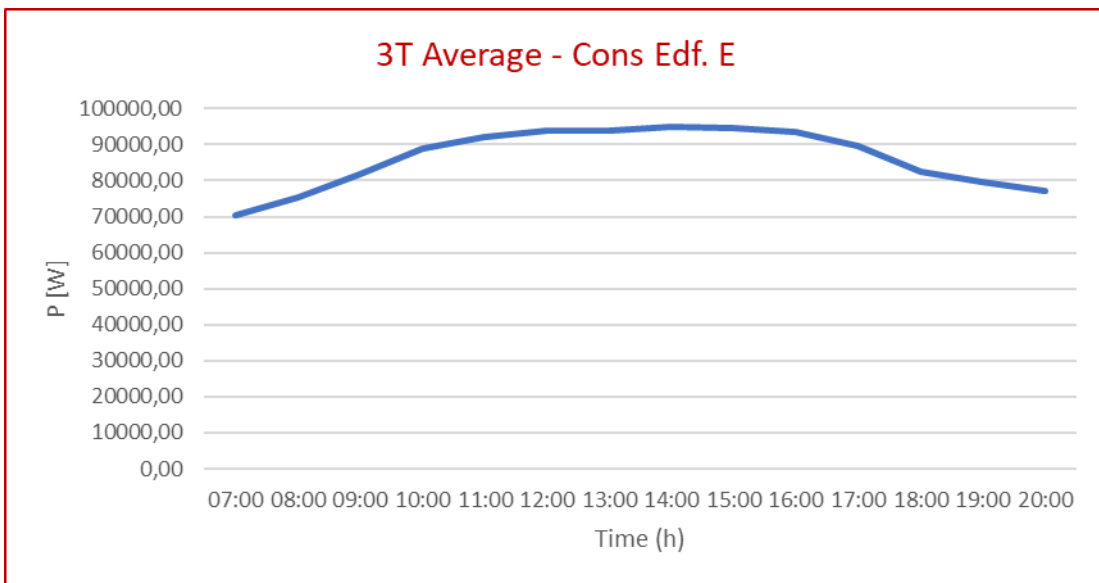
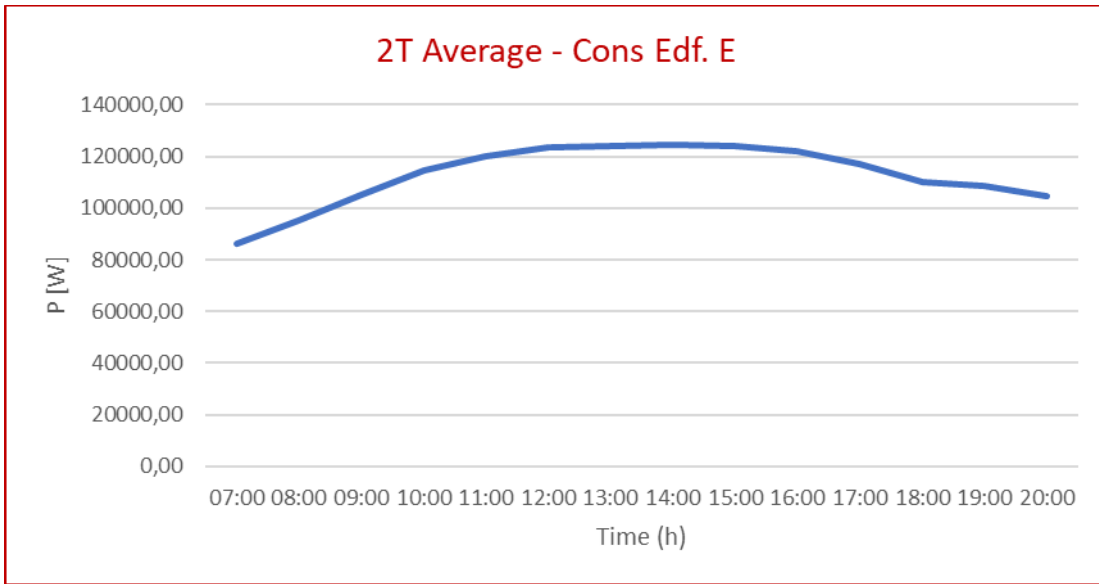


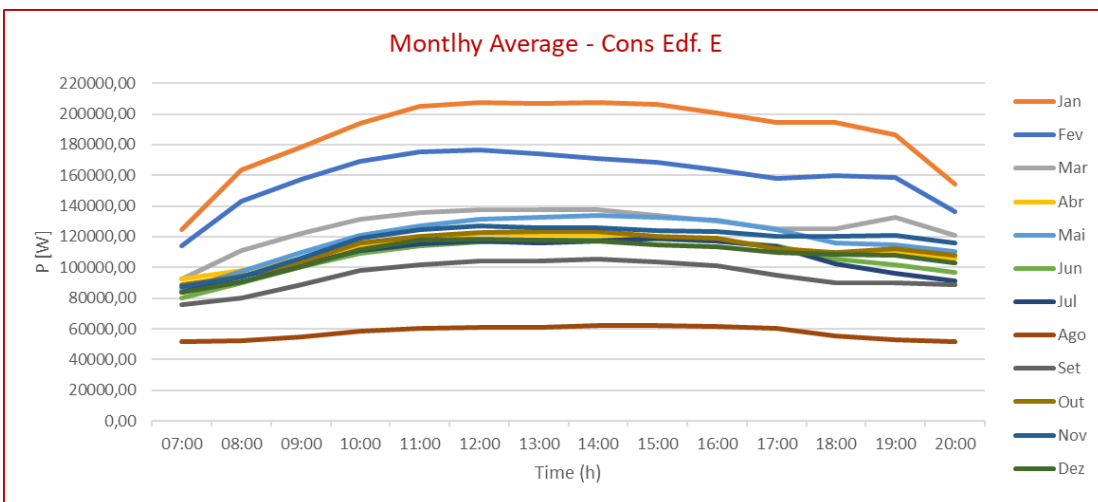
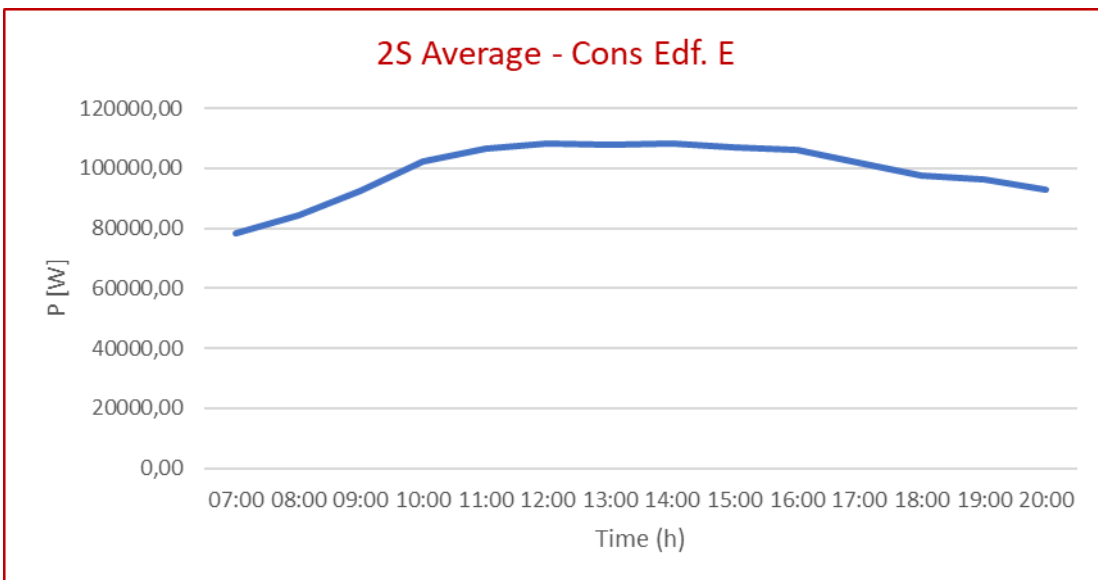
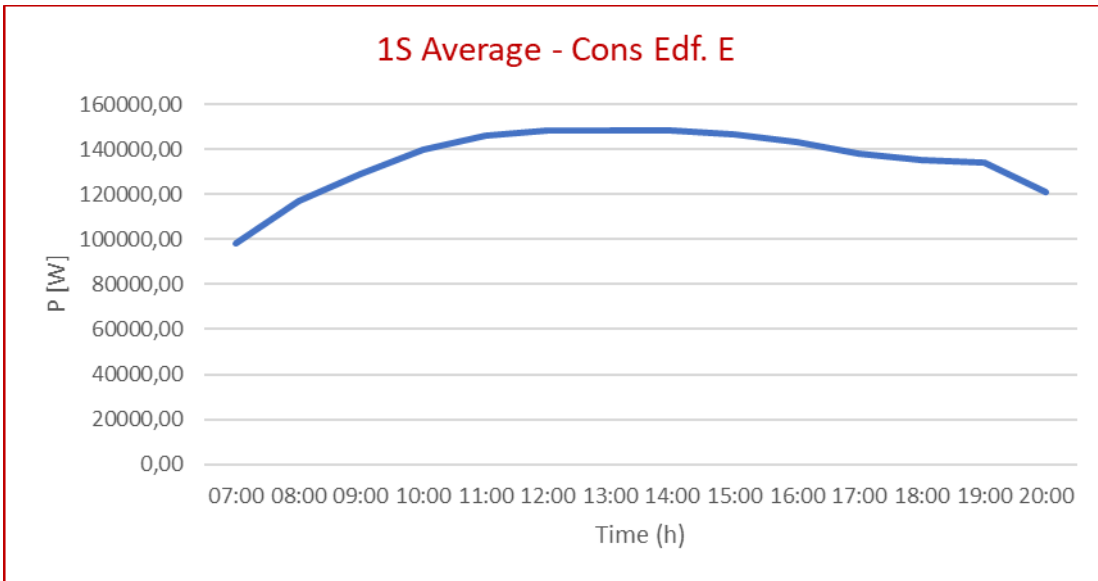




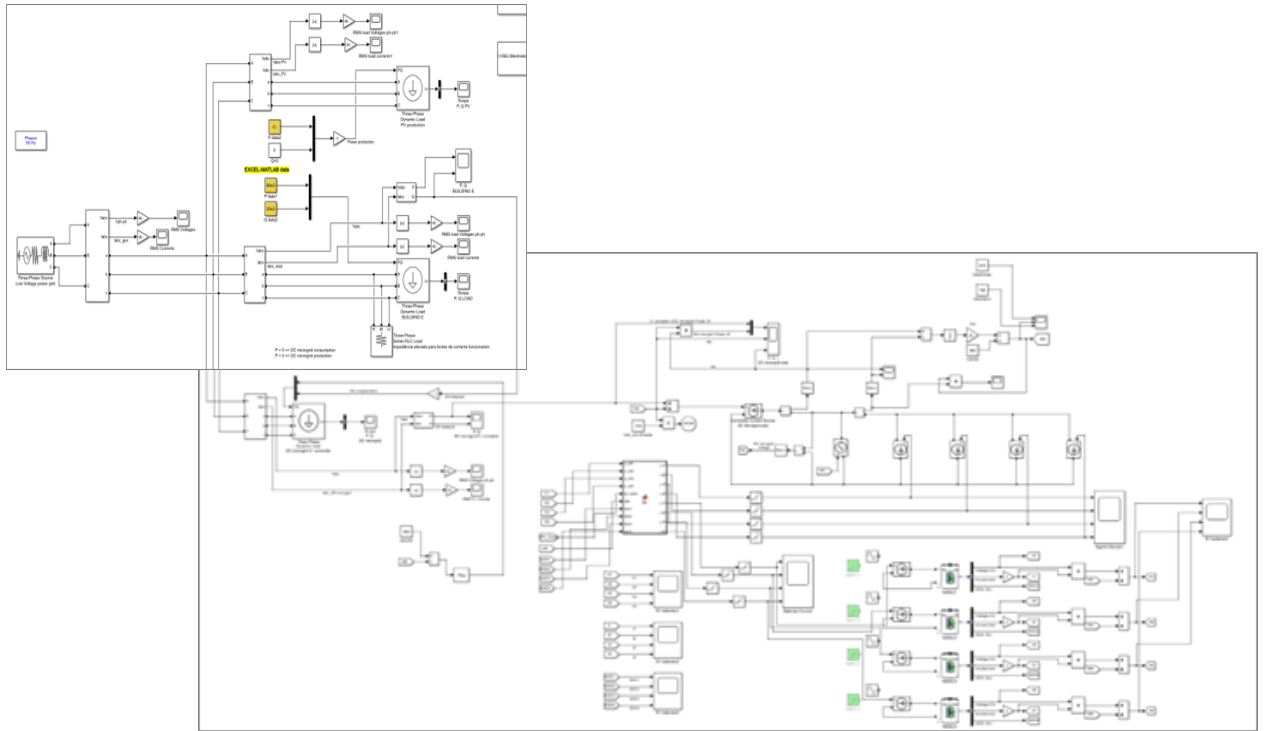
ANEXO E – DADOS CONSUMO EDIFÍCIO E







ANEXO F – MODELO APLICADO EM MATLAB



ANEXO G – SCRIPT DA LÓGICA IMPLEMENTADA

```
function [i_a1,i_a2,i_a3,i_a4,i_b1,i_b2,i_b3,i_b4] =
fcn(u_ve1,u_ve2,u_ve3,u_ve4,pv_cons,udc,soc1,soc2,soc3,soc4)
    peak_shaving = 1;
    %carga atual das baterias ligadas
    socs = [soc1 soc2 soc3 soc4]; %socs -> vem da simulação

    %quantidade de charging ports, assume-se que que estão todos
    ocupados
    qnty = length(socs);

    %Tensão dos VE's
    car_u = [u_ve1 u_ve2 u_ve3 u_ve4];

    % %bateria para chegar aos 100%
    soc_temp = [0 0 0 0];

    for i=1:qnty
        soc_temp(i) = 100-socs(i);
    end

    %corrente disponível na microrrede
    i_mg = pv_cons/udc;

    %corrente nominal dos carregadores
    charger_power = 50000; % [kW]
    charger_i = charger_power/800; % [A]

    if i_mg/qnty>=charger_i
        full_rate = 1;
    else
        full_rate = 0;
    end

    i_a = zeros(1:qnty);
    i_b = zeros(1:qnty);

    state = zeros(1:qnty);
    priority = zeros(1:qnty);

    for i = 1:qnty
        switch true
            case socs(i) == 100 %VE totalmente carregado e disponível para
                carregar outros
                    state(i) = 1;
```

```

        priority(i) = 0;
    case socs(i) >=85 %VE acima de 85% e disponível para carregar
outros
        state(i) = 2;
        priority(i) = 0;
    case socs(i) >70 && socs(i)<85 %treshhold
        state(i) = 3;
        priority(i) = 0;
    case socs(i) <= 20 %VE em estado crítico
        state(i) = 4;
        priority(i) = 1;
    otherwise
        state(i) = 5; %Carregamento normal
        priority(i) = 0;
    end
end

if peak_shaving == 0
%%PV > Cons & Exc > VE's carga nominal %%
%%PV > Cons & Exc > VE's s/ carga nominal s/ VE's <20% %%
if pv_cons > 0 && full_rate == 1
    for i=1:qnty
        if socs(i)==100
            i_a(i) = 0;
            i_b(i) = 0;
        elseif socs(i)>=80
            i_a(i) = charger_i/2;
            i_b(i) = (udc/car_u(i))*i_a(i);
        else
            i_a(i) = charger_i;
            i_b(i) = (udc/car_u(i))*i_a(i);
        end
    end
end

%%PV > Cons & Exc > VE's s/ carga nominal s/ VE's <20% %%
elseif pv_cons > 0 && full_rate == 0 && min(socs)>20

    chg_rate = zeros(1:qnty);

    for i=1:qnty
        if socs(i)==100
            i_a(i) = 0;
            i_b(i) = 0;
        else
            %Peso/ponderação de cada agente
            if sum(soc_temp)~=0

```

```

        chg_rate(i) = soc_temp(i)/sum(soc_temp);
    else
        chg_rate(i) = 0;
    end
    %Corrente de cada agente
    if socs(i)>=80
        if i_mg*chg_rate(i)/2 >= charger_i
            i_a(i) = charger_i;
        else
            i_a(i) = i_mg*chg_rate(i)/2;
        end
    else
        if i_mg*chg_rate(i)>=charger_i
            i_a(i) = charger_i;
        else
            i_a(i) = i_mg*chg_rate(i);
        end
    end
    if (udc~=0)
        i_b(i) = (udc/car_u(i))*i_a(i);
    else
        i_b(i) = 0;
    end
end
end
end
end

```

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%
%   %% PV > Cons & Exc < VE's s/ carga nominal c/ VE's abaixo de 20%
%   %%

```

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%

```

```

elseif pv_cons > 0 && full_rate == 0 && min(socs) <= 20
    soc_under_20 = find(socs<20);
    soc_over_70 = find(socs>70);

    under_20_length = length(soc_under_20);
    over_70_length = length(soc_over_70);

    current_needed_for-ves = (under_20_length*charger_i)-i_mg;

    for i=1:qnty
        if priority(i) == 1 && i_mg >= charger_i*qnty
            i_a(i) = charger_i;
            i_b(i) = (udc/car_u(i))*i_a(i);
        elseif priority(i) == 1 && i_mg < charger_i*qnty

```

```

    if over_70_length ~=0
        if state(i) == 1 || state(i) == 2 || state(i) == 3
            if current_needed_for_ves ==
charger_i*over_70_length
                i_a(i) = -charger_i;
                i_b(i) = (udc/car_u(i))*i_a(i);
            elseif current_needed_for_ves <
charger_i*over_70_length
                i_a(i) = -charger_i/over_70_length;
                i_b(i) = (udc/car_u(i))*i_a(i);
            else
                i_a(i) = -charger_i;
                i_b(i) = (udc/car_u(i))*i_a(i);
            end
        elseif state(i) == 4
            if current_needed_for_ves ==
charger_i*over_70_length
                i_a(i) = charger_i;
                i_b(i) = (udc/car_u(i))*i_a(i);
            elseif current_needed_for_ves <
charger_i*over_70_length
                i_a(i) = charger_i;
                i_b(i) = (udc/car_u(i))*i_a(i);
            else
                i_a(i) = charger_i/under_20_length;
                i_b(i) = (udc/car_u(i))*i_a(i);
            end
        else
            i_a(i) = 0;
            i_b(i) = 0;
        end
    else
        if state(i) == 4
            i_a(i) = i_mg/under_20_length;
            i_b(i) = (udc/car_u(i))*i_a(i);
        else
            i_a(i) = 0;
            i_b(i) = 0;
        end
    end
end
end

end

%%%
%%% PV < Cons & VE < 20%
%%%
elseif pv_cons < 0 && min(socs) <= 20

```

```

soc_under_20 = find(socs<20);
soc_over_70 = find(socs>70);

under_20_length = length(soc_under_20);
over_70_length = length(soc_over_70);

current_needed_for_ves = under_20_length*charger_i;

for i=1:qnty
    if over_70_length ~=0
        if state(i) == 1 || state(i) == 2 || state(i) == 3
            if current_needed_for_ves ==
charger_i*over_70_length
                i_a(i) = -charger_i;
                i_b(i) = (udc/car_u(i))*i_a(i);
            elseif current_needed_for_ves <
charger_i*over_70_length
                i_a(i) = -charger_i/over_70_length;
                i_b(i) = (udc/car_u(i))*i_a(i);
            else
                i_a(i) = -charger_i;
                i_b(i) = (udc/car_u(i))*i_a(i);
            end
            elseif state(i) == 4
                if current_needed_for_ves ==
charger_i*over_70_length
                    i_a(i) = charger_i;
                    i_b(i) = (udc/car_u(i))*i_a(i);
                elseif current_needed_for_ves <
charger_i*over_70_length
                    i_a(i) = charger_i;
                    i_b(i) = (udc/car_u(i))*i_a(i);
                else
                    i_a(i) = charger_i/under_20_length;
                    i_b(i) = (udc/car_u(i))*i_a(i);
                end
            else
                i_a(i) = 0;
                i_b(i) = 0;
            end
        else
            i_a(i) = 0;
            i_b(i) = 0;
        end
    end
else
    for i=1:qnty
        i_a(i) = 0;
    end
end

```

```
        i_b(i) = 0;

    end
end
    i_a1 = i_a(1);
    i_a2 = i_a(2);
    i_a3 = i_a(3);
    i_a4 = i_a(4);

    i_b1 = i_b(1);
    i_b2 = i_b(2);
    i_b3 = i_b(3);
    i_b4 = i_b(4);

else
    for i=1:qnty
        if state(i) == 1 || state(i) == 2 || state(i) == 3
            i_a(i) = -charger_i;
            i_b(i) = (udc/car_u(i))*i_a(i);
        else
            i_a(i) = 0;
            i_b(i) = 0;
        end
    end

    i_a1 = i_a(1);
    i_a2 = i_a(2);
    i_a3 = i_a(3);
    i_a4 = i_a(4);

    i_b1 = i_b(1);
    i_b2 = i_b(2);
    i_b3 = i_b(3);
    i_b4 = i_b(4);

end
end
```