



RODRIGO FERREIRA DOS SANTOS NETO PINHEIRO

Licenciado em Ciências da Engenharia Eletrotécnica e de  
Computadores

# ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÓMICA DE UNIDADES DE PRODUÇÃO PARA AUTOCONSUMO (UPAC) COM BATERIAS PARA CARREGAMENTO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS

MESTRADO EM ENGENHARIA ELETROTÉCNICA E DE COMPUTADORES

Universidade NOVA de Lisboa  
Setembro, 2023





# ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÓMICA DE UNIDADES DE PRODUÇÃO PARA AUTOCONSUMO (UPAC) COM BATERIAS PARA CARREGAMENTO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS

**RODRIGO FERREIRA DOS SANTOS NETO PINHEIRO**

Licenciado em Ciências da Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

**Orientadora:** Anabela Gonçalves Pronto,  
Professora Auxiliar, Universidade NOVA de Lisboa

**Coorientador:** João Murta Pina,  
Professor Auxiliar, Universidade NOVA de Lisboa

## **Júri:**

**Presidente:** Rui Manuel Tavares,  
Professor Auxiliar, Universidade NOVA de Lisboa

**Arguentes:** Rui Amaral Lopes,  
Professor Auxiliar, Universidade NOVA de Lisboa

**Orientador:** Anabela Gonçalves Pronto,  
Professor Auxiliar, Universidade NOVA de Lisboa



**Análise da viabilidade económica de unidades de produção para autoconsumo (UPAC) com baterias para carregamento de veículos elétricos**

Copyright © Rodrigo Ferreira dos Santos Neto Pinheiro>, Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade NOVA de Lisboa.

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



A todos os que me acompanharam durante esta fase académica, muito obrigado.



## AGRADECIMENTOS

Ao longo do meu percurso académico foram várias as pessoas que fizeram parte da minha vida, acompanhando e ajudando-me de diferentes formas, tendo contribuído para a minha formação académica e pessoal. A todos eles, quero expressar o meu sincero agradecimento.

Gostaria de deixar um especial agradecimento, primeiramente, à Professora orientadora Anabela Pronto e ao Professor coorientador João Murta Pina, pelo acompanhamento, disponibilidade e conhecimento partilhado ao longo da realização deste trabalho.

Ao engenheiro Luís Bernardes e ao engenheiro Samuel Moraes, pela disponibilidade e partilha de informação e conhecimento.

Aos meus amigos e colegas que me acompanharam neste percurso, pelos momentos divertidos e, também, pelos mais atarefados que partilhámos.

Aos meus avós, um eterno agradecimento pelo apoio, carinho e sabedoria que me têm transmitido ao longo da vida.

Aos meus tios e primas, pelos momentos partilhados em família.

Aos meus pais, quero agradecer por todos os esforços feitos em prol da minha formação pessoal e académica.

Ao meu irmão, agradeço por estar sempre ao meu lado em todos os momentos.

À minha namorada, pela força, carinho e motivação que me transmite.

A todos, muito obrigado!



"Eu ouço e esqueço. Eu vejo e lembro. Eu faço e compreendo."

(Confúcio)



## RESUMO

As alterações climáticas que atingem, atualmente, o planeta devem-se em grande parte ao crescente consumo energético mundial observado nos últimos 50 anos motivado pelo crescimento demográfico, pela evolução tecnológica e, sobretudo, pelo aumento do consumo de energia proveniente de fontes não renováveis. Deste modo, a transição energética com vista à utilização e desenvolvimento sustentável dos recursos, como a integração de energias renováveis no setor energético, a melhoria da eficiência energética dos setores residencial e industrial e a adesão à mobilidade elétrica, assume-se como um grande pilar por forma a atingir as metas definidas pela União Europeia e por Portugal em matéria de energia e clima.

A tecnologia solar fotovoltaica, nomeadamente por meio de Unidades de Produção para Autoconsumo, aliada ao desenvolvimento da mobilidade elétrica surge como um possível caminho para fazer face às alterações climáticas.

Nesta dissertação efetuou-se um estudo de caso, aplicado ao setor residencial português, acerca da viabilidade económica de Unidades de Produção para Autoconsumo com baterias de armazenamento e possibilidade de carregamento de veículos elétricos, tendo sido adotados três cenários distintos: autoconsumo individual com ligação à rede e veículo elétrico; autoconsumo individual com ligação à rede, veículo elétrico e uma bateria de armazenamento; e autoconsumo individual com ligação à rede, veículo elétrico e duas baterias de armazenamento.

De acordo com os dados obtidos verificou-se uma significativa redução da importação energética proveniente da rede elétrica, bem como a viabilidade económica das soluções propostas, que contribuem positivamente para a utilização sustentável dos recursos.

**Palavras chave:** Autoconsumo, Bateria, Energia Fotovoltaica, Mobilidade Elétrica, Transição Energética, Unidade de Produção para Autoconsumo, Viabilidade Económica, Veículo Elétrico.



## ABSTRACT

The climate changes that are currently affecting the planet are largely due to the growing of the global energy consumption in the last 50 years, motivated by demographic growth, technological evolution and, above all, the increase in energy consumption from non-renewable sources. In this way, the energy transition with a view to the sustainable use and development of resources, such as the integration of renewable energies in the residential and industrial sectors and the adoption of electric mobility, is assumed as a major pillar in order to achieve the goals defined by the European Union and Portugal.

Photovoltaic solar technology, namely through Production Units for Self-Consumption, combined with the development of electric mobility appears as a possible way to combat climate change.

In this dissertation, a case study was carried out, applied to the residential portuguese sector, about the economic feasibility of Production Units for Self-Consumption with storage batteries and the possibility of charging electric vehicles, with three different scenarios being adopted: individual self-consumption with connection to the grid and electric vehicle; individual self-consumption with connection to the grid, electric vehicle and a storage battery; and individual self-consumption with connection to the grid, electric vehicle and two storage batteries.

According to the results obtained, there were significant reductions in energy imports from the electricity grid as well as the economic feasibility of the proposed solutions, which contribute to the sustainable use of resources.

**Keywords:** Battery, Economic Feasibility, Electric Mobility, Electric Vehicle, Energy Transition, Photovoltaic Energy, Production Units for Self-Consumption, Self-consumption.



# ÍNDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	<b>1</b>
1.1	Contexto e motivação .....	1
1.2	Problema e objetivos .....	4
1.3	Organização do documento .....	4
<b>2</b>	<b>ENQUADRAMENTO TEÓRICO E ESTADO DA ARTE</b> .....	<b>7</b>
2.1.1	Mercado de Energia em Portugal.....	10
2.2	Os Sistemas Fotovoltaicos .....	15
2.2.1	Caracterização do Recurso Solar.....	15
2.2.2	Contexto Legislativo para o Autoconsumo em Portugal.....	18
2.2.3	Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC) .....	20
2.2.4	Módulos Fotovoltaicos e Inversores .....	22
2.3	Armazenamento de Energia em Baterias.....	27
2.3.1	Baterias de Ácido-Chumbo .....	29
2.3.2	Baterias de Iões de Lítio.....	30
2.3.3	Baterias de Níquel-Cádmio (NiCd) .....	32
2.3.4	Baterias de Níquel-Hidreto metálico (NiMH) .....	33
2.4	Mobilidade Elétrica .....	33
2.4.1	Veículos Elétricos.....	34
2.4.2	Carregamento de veículos elétricos.....	36
2.4.3	Políticas e incentivos à mobilidade elétrica em Portugal .....	37

2.5	Estado da Arte .....	37
<b>3</b>	<b>METODOLOGIA .....</b>	<b>41</b>
3.1	Caracterização do sistema de autoconsumo.....	41
3.1.1	Premissas adotadas nos casos em estudo .....	41
3.1.2	Considerações técnicas.....	42
3.1.3	Considerações financeiro-económicas .....	42
3.1.4	Especificações do sistema de autoconsumo .....	42
3.2	Metodologia adotada.....	46
3.3	Caracterização do estudo de viabilidade económica.....	53
<b>4</b>	<b>UNIDADE DE PRODUÇÃO PARA AUTOCONSUMO - ESTUDO DE CASO.....</b>	<b>57</b>
4.1	Caracterização da Habitação .....	57
4.2	Análise de Consumos .....	58
4.3	Perfil de Produção Fotovoltaica.....	61
4.4	Veículo Elétrico.....	63
4.5	Cenário 1 - Unidade de Produção para Autoconsumo e Veículo Elétrico .....	64
4.5.1	Cenário 1.1 - UPAC 1 kWp e Veículo Elétrico.....	64
4.5.2	Análise de Resultados - Cenário 1 .....	72
4.6	Cenário 2 - Unidade de Produção para Autoconsumo, Veículo Elétrico e Sistema de Armazenamento (5,8 kWh).....	73
4.6.1	Cenário 2.1 - UPAC 2 kWp, Armazenamento e Veículo Elétrico .....	74
4.6.2	Análise de Resultados - Cenário 2.....	83
4.7	Cenário 3 - Unidade de Produção para Autoconsumo, Veículo Elétrico e Sistema de Armazenamento (11,6 kWh) .....	83
4.7.1	Cenário 3.1 - UPAC 2 kWp, Armazenamento e Veículo Elétrico .....	84
4.7.2	Análise de Resultados - Cenário 3.....	93
<b>5</b>	<b>ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÓMICA.....</b>	<b>95</b>

5.1	Análise da Faturação Energética .....	95
5.2	Análise da Viabilidade Económica .....	99
<b>6</b>	<b>CONCLUSÃO .....</b>	<b>105</b>
6.1	Apreciações Finais.....	105
6.2	Trabalhos Futuros .....	107
	<b>Bibliografia .....</b>	<b>109</b>
	<b>Apêndices .....</b>	<b>117</b>
	<b>Anexos .....</b>	<b>147</b>



## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 - Evolução do fornecimento mundial de energia por fonte, de 1990-2019 .....	8
Figura 2.2 - Evolução da adição anual das emissões de dióxido de carbono mundialmente ....	9
Figura 2.3 - Capacidade instalada de recursos renováveis (2019-2021) .....	10
Figura 2.4 - Dependência energética portuguesa.....	12
Figura 2.5 - Consumo de energia primária em 2021 em Portugal .....	13
Figura 2.6 - Consumo de energia final em 2021 em Portugal .....	13
Figura 2.7 - Evolução do consumo total de energia final por tipo de fonte em Portugal .....	14
Figura 2.8 - Evolução do consumo total de energia final por setor de atividade em Portugal. .....	15
Figura 2.9 - Irradiação solar global anual.....	16
Figura 2.10 - Irradiação solar global anual em Portugal .....	17
Figura 2.11 - Potencial de energia fotovoltaica em Portugal .....	17
Figura 2.12 - Geração de eletricidade a partir da energia solar fotovoltaica em Portugal, 1990- 2021 .....	18
Figura 2.13 - Produção de eletricidade a partir de energia solar fotovoltaica em Portugal, por região .....	18
Figura 2.14 - Sistema fotovoltaico com ligação à RESP (On-grid).....	20
Figura 2.15 - Sistema fotovoltaico com ligação à RESP com armazenamento.....	21
Figura 2.16 - Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica.....	22
Figura 2.17 - Células, módulos e arrays fotovoltaicos.....	23
Figura 2.18 - Curva I-V de um módulo fotovoltaico .....	24
Figura 2.19 - Curvas I-V e P-V de um módulo fotovoltaico.....	24
Figura 2.20 - Rendimento de um inversor fotovoltaico em função da carga.....	27

Figura 2.21 - Impacto da profundidade da descarga no número de ciclos de uma bateria Ácido-Chumbo de descarga profunda.....	29
Figura 2.22 - Princípio de funcionamento de uma bateria de íões lítio .....	31
Figura 2.23 - Curva de descarga de tensão de uma bateria de íões de lítio .....	32
Figura 2.24 - Arquitetura dos diversos tipos de veículos elétricos existentes.....	35
Figura 3.1 - Curva de tendência do rendimento do inversor .....	46
Figura 3.2 - Diagrama dos fluxos energéticos da UPAC sem armazenamento .....	50
Figura 3.3 - Diagrama dos fluxos energéticos da UPAC com armazenamento.....	50
Figura 4.1 - Edifício residencial para instalação da UPAC.....	57
Figura 4.2 - Consumo energético mensal da habitação.....	59
Figura 4.3 - Diagrama de carga do mês de julho de 2022 .....	60
Figura 4.4 - Diagrama de carga de uma semana em julho de 2022.....	60
Figura 4.5 - Produção fotovoltaica em janeiro e julho para as diferentes potências instaladas .....	62
Figura 4.6 - Perfil de produção de um dia de verão e um dia de inverno, para uma potência instalada de 3 kWp .....	62
Figura 4.7 - Satisfação do consumo - Cenário 1.1.....	67
Figura 4.8 - Aproveitamento da energia fotovoltaica produzida - Cenário 1.1.....	68
Figura 4.9 - Produção fotovoltaica e consumo de eletricidade de 1 a 7 de agosto de 2022 - Cenário 1.1 .....	69
Figura 4.10 - Produção fotovoltaica e consumo de eletricidade no dia 15 de agosto de 2022 - Cenário 1.1 .....	69
Figura 4.11 - Produção fotovoltaica e consumo de eletricidade no dia 16 de julho de 2022 - Cenário 1.1 .....	70
Figura 4.12 - Produção fotovoltaica e consumo de eletricidade de 15 a 22 de janeiro de 2022 - Cenário 1.1 .....	71
Figura 4.13 - Produção fotovoltaica e consumo de eletricidade no dia 15 de janeiro de 2022 - Cenário 1.1 .....	71
Figura 4.14 - Satisfação do consumo - Cenário 2.1.....	75
Figura 4.15 - Produção fotovoltaica e aproveitamento na instalação - Cenário 2.1 .....	76
Figura 4.16 - Produção fotovoltaica e consumo de eletricidade na semana de 1 a 7 agosto de 2022 - Cenário 2.1 .....	77

Figura 4.17 - Produção fotovoltaica e consumo de eletricidade no dia 15 de agosto de 2022 - Cenário 2.1 .....	77
Figura 4.18 - Carregamento e utilização da bateria de armazenamento e veículo elétrico na semana de verão - Cenário 2.1.....	78
Figura 4.19 - Produção fotovoltaica e consumo de eletricidade de 15 a 22 de janeiro de 2022 - Cenário 2.1 .....	79
Figura 4.20 - Produção fotovoltaica e consumo de eletricidade no dia 15 de janeiro de 2022 - Cenário 2.1 .....	80
Figura 4.21 - Carregamento e utilização da bateria de armazenamento e veículo elétrico na semana de inverno - Cenário 2.1.....	81
Figura 4.22 - Utilização da bateria de armazenamento anualmente - Cenário 2.1.....	82
Figura 4.23 - Satisfação do consumo - Cenário 3.1.....	86
Figura 4.24 - Produção fotovoltaica e aproveitamento na instalação - Cenário 3.1 .....	87
Figura 4.25 - Produção fotovoltaica e consumo de eletricidade na semana de 1 a 7 agosto de 2022 - Cenário 3.1 .....	87
Figura 4.26 - Produção fotovoltaica e consumo de eletricidade no dia 15 de agosto de 2022 - Cenário 3.1 .....	88
Figura 4.27 - Carregamento e utilização da bateria de armazenamento e veículo elétrico na semana de verão - Cenário 3.1.....	89
Figura 4.28 - Produção fotovoltaica e consumo de eletricidade de 15 a 22 de janeiro de 2022 - Cenário 3.1 .....	90
Figura 4.29 - Produção fotovoltaica e consumo de eletricidade no dia 15 de janeiro de 2022 - Cenário 3.1 .....	91
Figura 4.30 - Carregamento e utilização da bateria de armazenamento e veículo elétrico na semana de inverno - Cenário 3.1.....	91
Figura 4.31 - Utilização da bateria de armazenamento anualmente - Cenário 3.1.....	92



## ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 2.1 - Síntese dos estudos efetuados.....	38
Tabela 3.1 - Especificações do módulo fotovoltaico .....	43
Tabela 3.2 - Módulos a dispor em série por cada tipo de inversor .....	45
Tabela 3.3 - Cenários de estudo e suas características .....	47
Tabela 3.4 - Determinação da produção fotovoltaica para um dia do mês de janeiro.....	49
Tabela 4.1 - Dados de consumo da habitação.....	59
Tabela 4.2 - Produção anual e mensal para as diferentes potências instaladas consideradas.	61
Tabela 4.3 - Características técnicas dos veículos elétricos considerados.....	63
Tabela 4.4 - Cenários considerados para o Cenário 1 .....	64
Tabela 4.5 - Dados energéticos - Cenário 1.1 .....	66
Tabela 4.6 - Dados de consumo e produção mensais - Cenário 1.1 .....	67
Tabela 4.7 - Balanço energético e económico antes e após instalação da UPAC - Cenário 1.1 .....	72
Tabela 4.8 - Síntese dos resultados obtidos para o Cenário 1.....	73
Tabela 4.9 - Cenários consideradas para o Cenário 2 .....	73
Tabela 4.10 - Características do cenário 2.1.....	74
Tabela 4.11 - Dados de consumo e produção mensais - Cenário 2.1.....	74
Tabela 4.12 - Balanço energético e económico antes e após instalação da UPAC - Cenário 2.1 .....	82
Tabela 4.13 - Síntese dos resultados obtidos para o Cenário 2 .....	83
Tabela 4.14 - Cenários considerados para o Cenário 3 .....	84
Tabela 4.15 - Características do cenário 3.1.....	84
Tabela 4.16 - Dados de consumo e produção mensais - Cenário 3.1.....	85

Tabela 4.17 - Balanço energético e económico antes e após instalação da UPAC - Cenário 3.1 .....	92
Tabela 4.18 - Síntese dos resultados obtidos para o Cenário 3 .....	93
Tabela 5.1 - Tarifas de energia ativa e termo de potência .....	96
Tabela 5.2 - Síntese do consumo de energia ativa e faturação energética da UPAC .....	97
Tabela 5.3 - Energia injetada na RESP e sua remuneração.....	98
Tabela 5.4 - Síntese das despesas com a compra de energia e poupança anual para todos os cenários .....	99
Tabela 5.5 - Síntese dos custos de investimento inicial e manutenção da UPAC.....	100
Tabela 5.6 - Estudo financeiro para o cenário 2.1.....	101
Tabela 5.7 - Resultados obtidos para os indicadores financeiros.....	102

## ACRÓNIMOS E SIGLAS

AC	Corrente Alternada (do inglês <i>Alternated Current</i> ).
BP	<i>British Petroleum</i>
CEF	Consumo de Energia Final
CEP	Consumo de Energia Primária
DC	Corrente Contínua (do inglês <i>Direct Current</i> ).
DGEG	Direção-Geral de Energia e Geologia
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
EV	Veículo Elétrico (do inglês <i>Electric Vehicle</i> ).
FEV	Veículo totalmente elétrico (do inglês <i>Full Electric Vehicle</i> ).
HEV	Veículo Híbrido (do inglês <i>Hybrid Electric Vehicle</i> ).
LCOE	<i>Levelized Cost of Energy</i>
LCOS	<i>Levelized Cost of Storage</i>
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
MPPT	Seguimento de Ponto de Potência Máxima (do inglês <i>Maximum Power Point Tracking</i> )
NiCd	Níquel Cádmio
NiMH	Níquel Hidreto Metálico
NMOT	<i>Nominal Module Operating Temperature</i>
NOCT	<i>Nominal Operating Cell Temperature</i>

<b>PNEC</b>	Plano Nacional Energia e Clima
<b>PRI</b>	Período de Retorno do Investimento
<b>PHEV</b>	Veículo Híbrido <i>Plug-In</i> (do inglês <i>Plug-In Hybrid Electric Vehicle</i> ).
<b>PVGIS</b>	<i>Photovoltaic Geographical Information System</i>
<b>O&amp;M</b>	Operação e Manutenção.
<b>RNC2050</b>	Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050
<b>RESP</b>	Rede Elétrica de Serviço Público.
<b>SEN</b>	Sistema Elétrico Nacional
<b>SoC</b>	Estado de Carga (do inglês <i>State of Charge</i> ).
<b>STC</b>	<i>Standard Test Conditions</i>
<b>TIR</b>	Taxa Interna de Rentabilidade
<b>UPAC</b>	Unidade(s) de Produção para Autoconsumo.
<b>VAL</b>	Valor Atual Líquido
<b>VE</b>	Veículo Elétrico
<b>WLTP</b>	<i>Worldwide Harmonised Light Vehicles Test Procedure</i>

# INTRODUÇÃO

Neste capítulo efetua-se uma introdução ao tema em estudo, primeiramente pelo enquadramento do mercado de energia e da produção de energia a partir de fontes renováveis no mundo, passando por temas como a mobilidade elétrica e sistemas fotovoltaicos. Por fim, descrevem-se os objetivos da dissertação.

## 1.1 Contexto e motivação

Nas últimas duas décadas fenómenos meteorológicos extremos têm-se verificado em diversas regiões do mundo, motivados pelo aquecimento global e pelas alterações climáticas que afetam o meio ambiente [1]. Por outro lado, "*o modelo económico atual é baseado na exploração de recursos (extração de combustíveis fósseis, matérias-primas, solo e água), que são transformados, usados e depositados de novo no ambiente sob a forma de resíduos ou emissões para a atmosfera*", tal como descrito em [2].

De modo a assegurar o desenvolvimento sustentável dos recursos e cumprir com os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável das Nações Unidas acordados mundialmente é imprescindível uma ação climática [1]. Em 2015, a quase totalidade das nações do mundo ratificaram o Acordo de Paris, que estipula uma ação forte a nível mundial com vista à redução das emissões de gases com efeito de estufa, com o objetivo de limitar o aumento médio da temperatura global abaixo dos 2 graus centígrados e efetuar a manutenção de esforços para limitar o aumento da temperatura a 1,5 graus centígrados. Tem também por objetivo promover a resiliência climática e atingir um equilíbrio entre as emissões de gases com efeito de estufa e as remoções por sumidouros de gases com efeito de estufa [1], [2].

Por forma a atingir as metas definidas no Acordo de Paris, as sociedades devem sofrer transformações e mudanças comportamentais, assim como fomentar uma redução drástica das emissões em todos os setores de atividade [2]. Na Europa já se efetuam esforços no seguimento do Acordo de Paris, tendo a Comissão Europeia apresentado, em 2018, a comunicação "Um Planeta Limpo para Todos" que apresenta as metas e objetivos estratégicos a longo prazo de modo a atingir emissões líquidas nulas de gases com efeito de estufa até 2050 [2]. As políticas já adotadas em matéria de energia e clima permitem validar o contributo da União Europeia na redução das emissões em cerca de 45% até 2030 e em cerca de 60% até 2050. Porém, não são suficientes para alcançar os objetivos estabelecidos no Acordo de Paris no que à temperatura diz respeito, dado que serão necessárias reduções de 80% a 95% nas emissões de gases com efeito de estufa, em comparação aos níveis de 1990 [1], [2].

Em Portugal, o Governo assumiu o compromisso de atingir a neutralidade carbónica até 2050, isto é, "*alcançar um balanço neutro entre as emissões de gases com efeito de estufa e o sequestro de carbono, pelo que será necessário efetuar reduções substanciais das emissões e/ou aumentos substanciais dos sumidouros nacionais*", tal como descrito em [2].

A integração de energias renováveis no setor energético, a melhoria da eficiência energética nos setores residencial e de serviços e a adesão à mobilidade limpa, nomeadamente mobilidade elétrica, são vias essenciais para a descarbonização das economias.

Na Europa, a expansão das energias renováveis conduziu à redução de custos destes sistemas nos últimos 10 anos, nomeadamente das energias solar e eólica [1], tendo-se verificado, no entanto, um incremento de custos dos mesmos desde o último trimestre de 2021. Apesar deste aumento, estes recursos mantêm a sua competitividade no mercado face aos combustíveis fósseis, que viram os seus custos aumentar numa maior proporção [3]. A transição para energias limpas prevista na Europa permitirá reduzir a dependência energética das importações de petróleo e de gás, atualmente de 55%, para cerca de 20% em 2050, o que se refletirá numa redução significativa na fatura energética dos países [1].

Em Portugal, a adoção e o investimento em energias renováveis tem aumentado, fruto das políticas e incentivos do Governo português nos últimos anos no âmbito do Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC2050) e do Plano Nacional Energia e Clima 2030 (PNEC). Apesar do petróleo assumir, ainda, a principal fonte de energia primária do país, a incorporação de energias renováveis reflete-se na menor dependência energética do país face a anos anteriores [4]. Em 2021, o consumo de eletricidade proveniente de recursos renováveis alcançou os 58,4% [5].

Devido à intermitência da produção dos recursos renováveis, existem períodos em que a produção renovável é inferior ao consumo exigido à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) sendo, portanto, necessário o recurso a fontes não renováveis para colmatar as necessidades de consumo. As tecnologias de armazenamento de energia assumem, nesta situação, um papel importante na satisfação das necessidades energéticas, dado que possibilitam o armazenamento de energia para uso posterior. As baterias constituem a tecnologia com a melhor relação custo-benefício aplicada ao setor residencial.

A tecnologia solar fotovoltaica assume-se como um grande pilar na implementação de energias renováveis no país, o qual apresenta condições geográficas e meteorológicas de excelência para a adoção deste recurso. No entanto, esta tecnologia implica investimentos elevados e grande capacidade de produção.

Nos setores residencial e industrial, a instalação de Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC) possibilita a produção de energia elétrica, a partir de fontes de energia renováveis, para autoconsumo. Nos últimos anos, o contexto legislativo em Portugal sofreu alterações no sentido de regulamentar as condições de acesso e o exercício de atividade do autoconsumo. A redução da fatura energética e a rentabilidade financeira do investimento no período de vida útil da instalação constituem as principais vantagens na adoção de UPAC.

Por outro lado, o investimento numa mobilidade sustentável consiste numa abordagem para a descarbonização do setor dos transportes, dado que este representa cerca de 25% das emissões de gases com efeito de estufa na União Europeia [1]. Este setor é aquele que maior contribuição indireta tem na importação de energia primária e na dependência energética dos países [2]. Atualmente, a indústria automóvel tem investido em tecnologias com níveis de emissões reduzidos ou nulos, como é exemplo os veículos elétricos [1]. Também novas formas de mobilidade partilhada e/ou autónoma poderão vir a ser implementadas nos centros urbanos, em combinação com novas infraestruturas cicláveis e pedestres e de carregamento de veículos elétricos, o que contribuirá não só para a redução da poluição atmosférica como também para o incremento da qualidade de vida urbana [1].

Em Portugal, prevê-se que a eletrificação, de origem renovável, de todos os setores de consumo final permita a transição natural dos atuais veículos de combustão interna para veículos elétricos, com cerca de 70% do consumo energético do setor dos transportes proveniente de eletricidade em 2050 [2]. A promoção da mobilidade elétrica em Portugal tem-se verificado com incentivos monetários à aquisição de veículos elétricos.

A produção de energia elétrica de origem renovável em combinação com a mobilidade elétrica surge, assim, como um possível caminho para fazer face às alterações climáticas e contribuir para a utilização sustentável dos recursos.

Nesta dissertação, efetuar-se-á um estudo de viabilidade económica da instalação de uma UPAC com ligação à RESP, no setor residencial, com sistema de armazenamento de energia e com possibilidade de carregamento de veículos elétricos.

## 1.2 Problema e objetivos

O presente trabalho visa o estudo e análise de viabilidade económica da instalação de uma UPAC, no setor residencial, com possibilidade de armazenamento de energia em baterias e de carregamento de veículos elétricos.

Para tal, efetuar-se-á um estudo do panorama e tecnologias atuais acerca do tema, nomeadamente das tecnologias fotovoltaicas, tecnologias de armazenamento em baterias e mobilidade elétrica, e revisão das soluções já estudadas na literatura. Em adição, definir-se-ão diferentes cenários de implementação e analisar-se-á o perfil de consumo de uma habitação do estudo de caso, de modo a adequar as necessidades de produção fotovoltaica ao consumo da instalação, efetuando-se, posteriormente, uma análise de resultados. Recorrer-se-á ao estudo de indicadores financeiros por forma a avaliar a solução tecnológica e financeiramente mais viável.

O tratamento de dados e simulação de cenários serão efetuados com recurso a uma folha de cálculo *Microsoft Excel* e à ferramenta PVGIS.

## 1.3 Organização do documento

A presente dissertação é constituída por seis capítulos.

No presente capítulo, o primeiro, é realizada uma introdução ao tema e explicitada a importância e motivação do objeto de estudo.

No segundo capítulo são apresentados os fundamentos teóricos que sustentam o estudo, nomeadamente, os sistemas fotovoltaicos, o mercado de energia na atualidade, o armazenamento de energia em baterias e a mobilidade elétrica, bem como uma descrição sumária das soluções já existentes para o problema.

No terceiro capítulo é descrita a metodologia aplicada no estudo de caso considerado, tendo por base os conceitos teóricos, e explicitados os cenários de estudo adotados.

No quarto capítulo é apresentado o estudo de caso e é efetuada uma análise de resultados dos cenários considerados no terceiro capítulo.

No quinto capítulo é demonstrado o estudo e análise de viabilidade económica da solução proposta e apresentados os resultados obtidos dos indicadores financeiros.

No sexto capítulo efetua-se um balanço do trabalho realizado, revelando a solução ou soluções encontradas no decorrer do estudo e apontam-se caminhos para futuras pesquisas acerca do tema.

No Apêndice A explicita-se a análise efetuada aos cenários de estudo que não constam no quarto capítulo.

No Anexo B apresentam-se as fichas técnicas dos equipamentos, disponibilizados pelos fabricantes, considerados no estudo.



## ENQUADRAMENTO TEÓRICO E ESTADO DA ARTE

Neste capítulo efetua-se um enquadramento teórico ao tema da dissertação, abordando-se matérias como o mercado de energia, os sistemas fotovoltaicos, o armazenamento de energia em baterias e a mobilidade elétrica. Em adição, apresenta-se uma revisão da literatura ao atual estado de conhecimento.

### 2.1 Mercado de Energia

O consumo energético mundial tem crescido a um ritmo elevado nos últimos 50 anos, impulsionado pelo crescimento demográfico, expansão da economia global, aparecimento de economias emergentes e evolução tecnológica [6]. De acordo com especialistas, a população mundial irá alcançar os 9,3 mil milhões nas próximas quatro décadas, estimando-se ainda que o consumo de eletricidade duplique em 2050, justificado pelo aumento do uso de transportes elétricos e aumento dos padrões de conforto em edifícios e qualidade de vida [7].

Em adição, o aumento do consumo de energia proveniente de fontes não renováveis é o principal agente das alterações climáticas que atingem atualmente o planeta. O petróleo, o gás natural e o carvão são as principais fontes de energia no mundo. A Figura 2.1 representa a evolução do fornecimento de energia mundial por fonte, de 1990-2019.

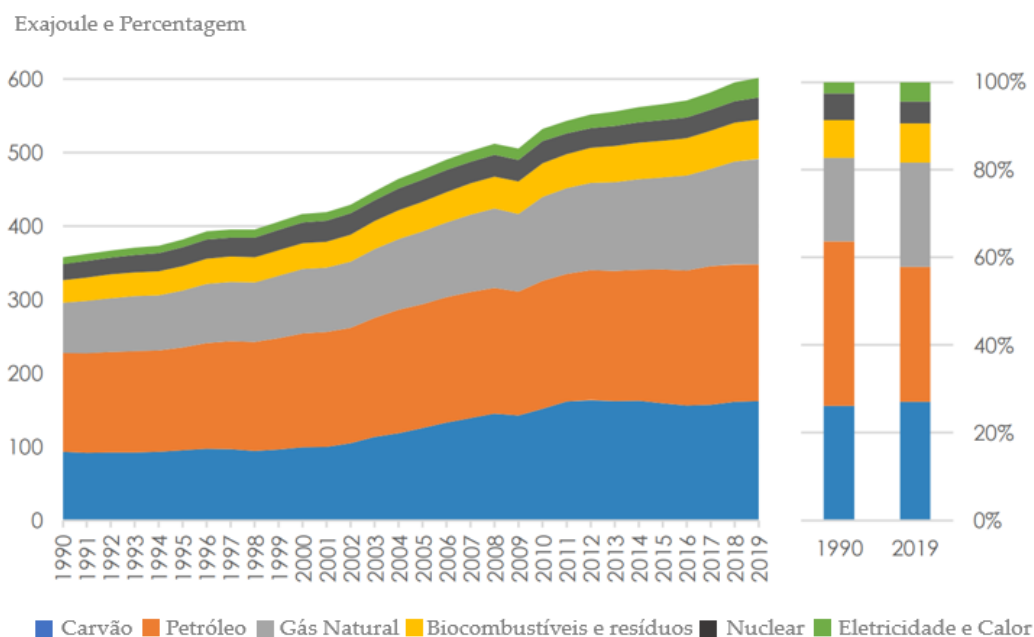


Figura 2.1 - Evolução do fornecimento mundial de energia por fonte, de 1990-2019. Adaptado de [8]

Com base na revisão estatística sobre a energia mundial, efetuada pela BP no ano de 2022, as emissões de dióxido de carbono resultantes do uso de energia subiram 5,9% em 2021, relativamente ao anterior ano [9]. Este aumento das emissões de dióxido de carbono e outros gases com efeito de estufa tem-se verificado ao longo dos anos. A Figura 2.2 apresenta o acréscimo anual das emissões de dióxido de carbono relativas ao fornecimento energético mundial nos últimos anos.

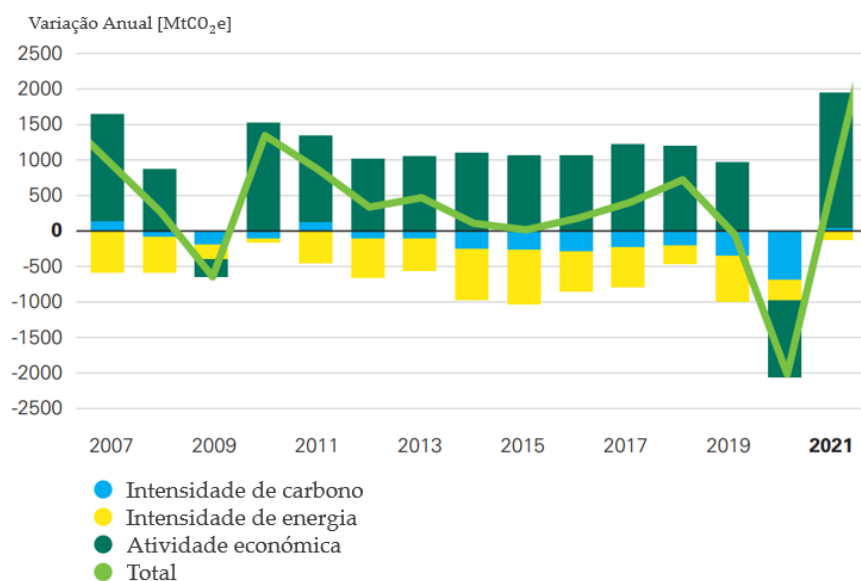


Figura 2.2 - Evolução da adição anual das emissões de dióxido de carbono mundialmente. Adaptado de [9]

O planeta enfrenta, atualmente, uma crise energética suportada por dois grandes problemas: a maior parte da produção de energia produz emissões de gases com efeito de estufa, que se refletem nas alterações climáticas; 13% da população mundial não tem acesso a eletricidade [10]. Deste modo, o sistema energético necessita uma transição para energias limpas, na qual as fontes de energia dependentes dos combustíveis fósseis sejam substituídas por fontes energética e ambientalmente mais sustentáveis.

Em 2015, vários líderes mundiais definiram metas ambiciosas para limitar as alterações climáticas num contexto de desenvolvimento sustentável e alcançar a descarbonização das economias mundiais - Acordo de Paris [11]. Um dos objetivos definidos foi a limitação do "aumento da temperatura média global abaixo dos 2 graus centígrados acima dos níveis pré-industriais" [11] e "prosseguir esforços para limitar o aumento da temperatura a 1,5 graus centígrados acima dos níveis pré-industriais" [12], de modo a reduzir significativamente os impactos e riscos resultantes das alterações climáticas.

Pelo menos 55 países ratificaram o acordo, representando no mínimo 55% das emissões mundiais de gases com efeito de estufa [13]. Em 2016, com a adesão de 60 países e, posteriormente, da ratificação da União Europeia e de alguns dos seus estados-membros, foram superados dois critérios que permitiram a entrada em vigor do Acordo de Paris. Este Acordo representa, assim, a necessidade de uma alteração de comportamentos e adoção de medidas que deem resposta aos desafios impostos pelas alterações climáticas na busca por um futuro sustentável [11].

As energias renováveis são recursos de grande potencial para os países que são importadores de fontes de energia (fósseis) poderem reduzir a sua dependência energética, bem como custos associados. Apesar do custo das tecnologias do solar fotovoltaico e eólica terem aumentado, contrariando a tendência de redução de custo das últimas décadas, o preço do petróleo, carvão e gás natural incrementou consideravelmente, reafirmando assim a viabilidade económica e competitividade dos recursos renováveis [3].

De acordo com a Agência Internacional de Energia, em 2021 a capacidade instalada de recursos renováveis alcançou os 295 GW (Figura 2.3), ou seja, 6% superior ao anterior ano. Verificou-se um decréscimo de 17% na capacidade eólica compensado por um grande crescimento em solar fotovoltaico e instalações hidroelétricas, mantendo-se estáveis as cotações no que à bioenergia e energia solar concentrada dizem respeito [3].

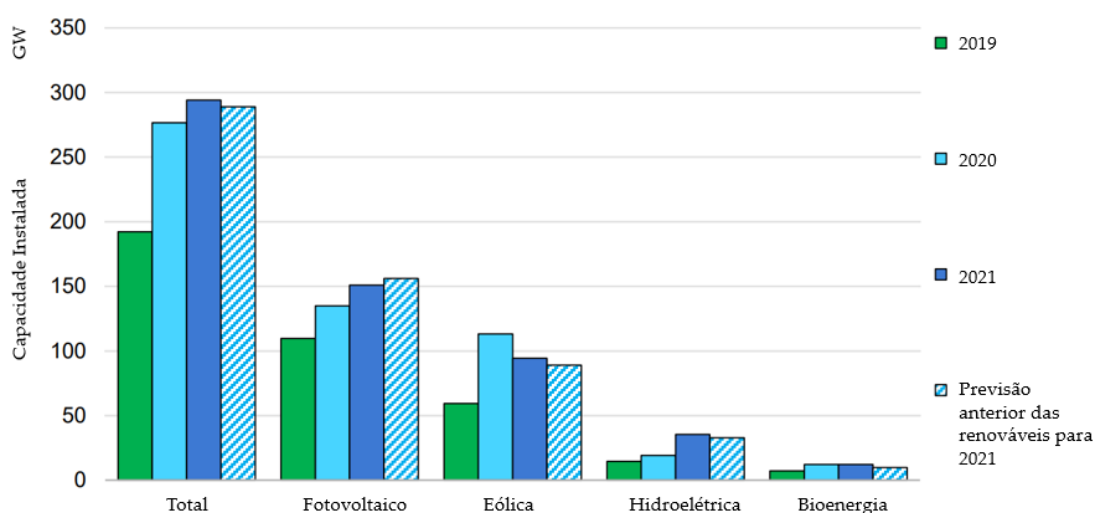


Figura 2.3 - Capacidade instalada de recursos renováveis (2019-2021). Adaptado de [3]

### 2.1.1 Mercado de Energia em Portugal

Portugal assumiu em 2016, na Conferência das Partes da Convenção das Nações Unidas para as Alterações Climáticas, o objetivo de atingir a neutralidade carbónica até 2050, "tendo desenvolvido o Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC2050) que estabeleceu a visão, as trajetórias e linhas de orientação para as políticas e medidas a concretizar para este horizonte temporal" [4].

O RNC2050 foi desenvolvido em articulação com o Plano Nacional Energia e Clima (PNEC), instrumento de política energética e climática para a década 2021-2030, que

estabelece as metas nacionais abrangendo as 5 dimensões da União da Energia: descarbonização, eficiência energética, segurança de abastecimento, mercado interno da energia e investigação, inovação e competitividade, surgindo no quadro das obrigações estabelecidas pelo Regulamento da Governação da União da Energia e da Ação Climática [2], [14].

Conforme descrito em [2], as principais metas e objetivos para o setor da energia, no horizonte 2030, passam por:

- Incorporação de 49% de fontes renováveis no consumo final de energia;
- Incorporação de 85% de renováveis na produção de eletricidade;
- Redução da dependência energética do exterior para 65%;
- Redução de 35% no consumo de energia primária.

Todos os setores devem contribuir para a concretização destes objetivos, promovendo melhorias na eficiência e inovação, nomeadamente em edifícios, na indústria e na gestão de resíduos, sendo que o maior contributo deve constar ao sistema energético, em particular à produção de eletricidade e aos transportes [2]. Deste modo, o PNEC é um instrumento fundamental para alcançar as metas definidas em matéria de energia e clima, promovendo também o crescimento económico e a melhoria da qualidade de vida [4].

Portugal é um país energeticamente dependente, dado que não possui fontes de energia não renováveis endógenas, como são exemplo o petróleo, o gás natural e o carvão. Esta dependência confere ao país vulnerabilidade perante crises energéticas internacionais. Em 2021, a dependência energética foi de 67,1% (Figura 2.4), tendo subido 1,3% em comparação ao ano anterior devido, sobretudo, ao aumento do saldo importador da eletricidade (subida de 2,5% face a 2020). Também a produção doméstica de energia subiu, registando um aumento de 3,4% relativamente a 2020 [15].

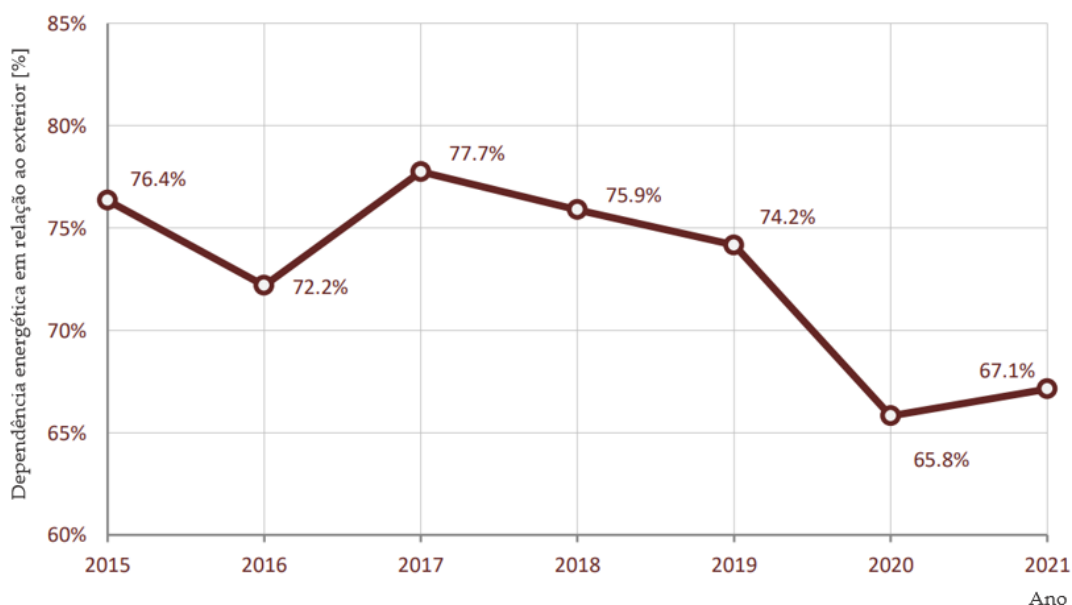


Figura 2.4 - Dependência energética portuguesa. Adaptado de [15]

Dados de 2021 relativos ao Consumo de Energia Primária (CEP) revelam uma estabilização face ao anterior ano, verificando-se um consumo de 20 817 ktep, com uma tendência de redução ao longo dos anos. O petróleo é o recurso com maior contributo para o *mix* de consumo energético do país, totalizando, em 2021, 41% do CEP, seguido do gás natural com 24%, as renováveis com 14% e o carvão 0,9% (Figura 2.5) [15]. O peso do petróleo no CEP tem diminuído nos últimos anos, desde a introdução, em 1997, do gás natural e do aumento e diversificação das fontes de energia renovável [4]. O reduzido contributo do carvão deve-se à desativação das centrais a carvão de Sines e Pego, anteriormente em operação [16].

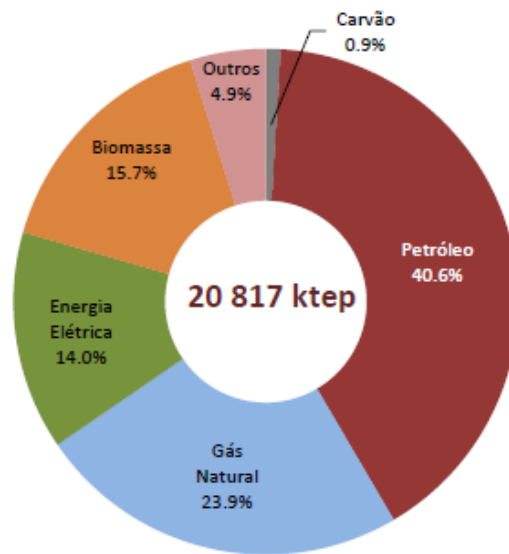


Figura 2.5 - Consumo de energia primária em 2021 em Portugal [15]

Por outro lado, o Consumo total de Energia Final (CEF), em 2021, aumentou 4,8% face a 2020 devido, sobretudo, ao aumento de 6% das contribuições do petróleo e do gás natural, como ilustrado na Figura 2.6 [15].

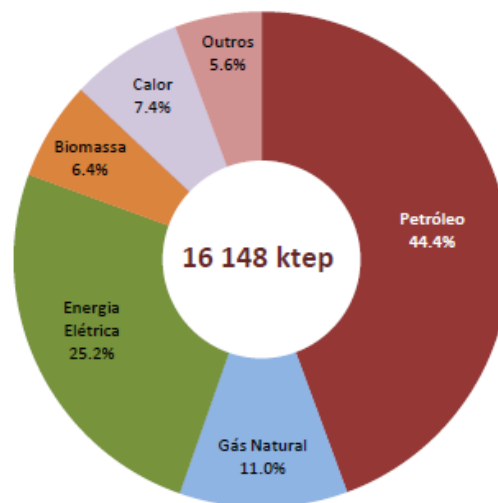


Figura 2.6 - Consumo de energia final em 2021 em Portugal [15]

Na Figura 2.7 está representada a evolução do consumo de energia final por tipo de fonte entre 2015 e 2021, verificando-se, nos últimos anos, uma redução do peso do petróleo no consumo final de energia e um aumento do gás natural e eletricidade no *mix* de consumo de energia final [15].

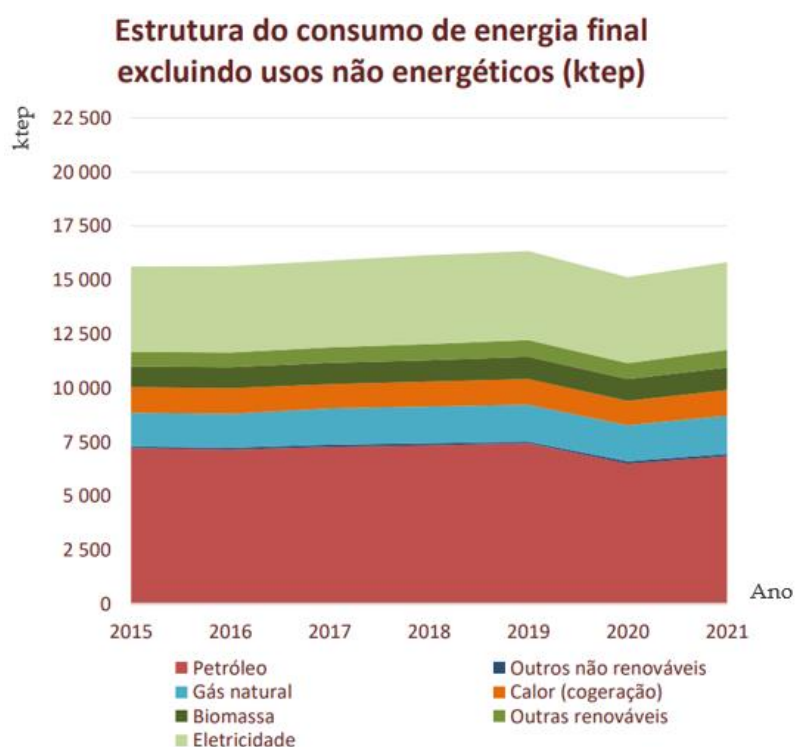


Figura 2.7 - Evolução do consumo total de energia final por tipo de fonte em Portugal. Adaptado de [15]

Em termos setoriais verifica-se que o setor dos transportes é o que representa o maior consumo energético em Portugal, representando mais de 30% do consumo de energia final em 2021, seguido do setor da indústria, do setor doméstico, do setor dos serviços e do setor da agricultura e pescas. Na Figura 2.8 está ilustrada a evolução do CEF por setor de atividade, revelando uma estrutura de consumo que se manteve praticamente inalterada nos últimos anos [15].

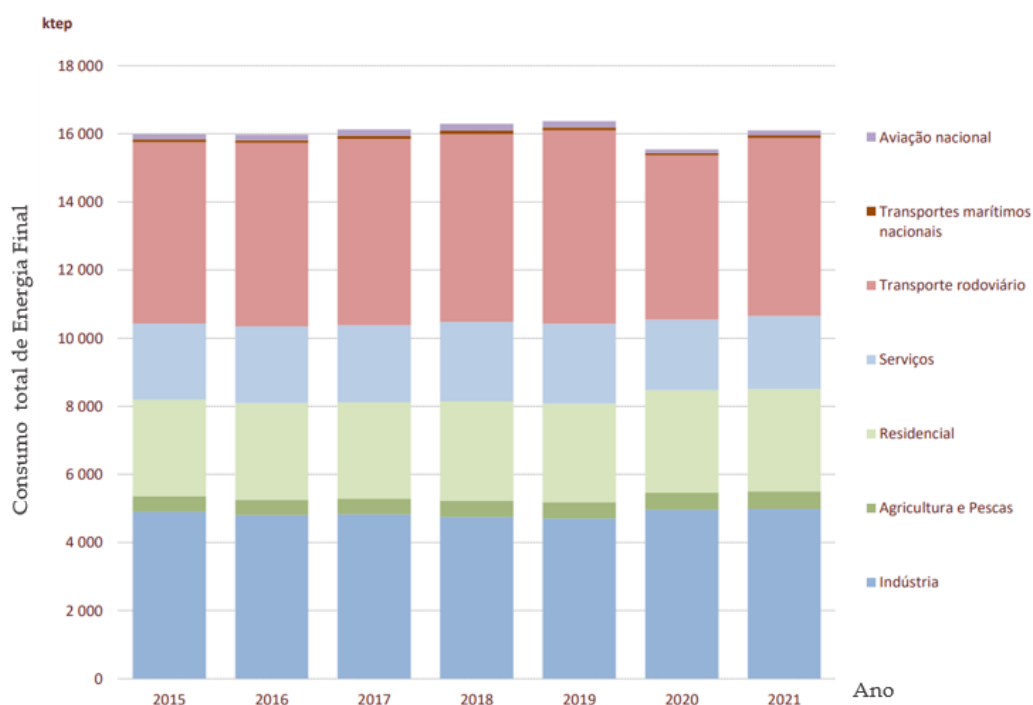


Figura 2.8 - Evolução do consumo total de energia final por setor de atividade em Portugal. Adaptado de [15]

## 2.2 Os Sistemas Fotovoltaicos

Neste subcapítulo apresenta-se, globalmente, os sistemas fotovoltaicos. São abordados temas como a caracterização do recurso solar, as Unidades de Produção para Autoconsumo e o seu contexto legislativo em Portugal e tecnologia fotovoltaica (módulos fotovoltaicos e inversores).

### 2.2.1 Caracterização do Recurso Solar

O Sol emite energia sob a forma de radiação que atinge a superfície da Terra com determinadas características. Esta corresponde a uma quantidade mínima da radiação que é emitida pelo sol (cerca de duas partes por milhão), refletindo-se assim numa quantidade de energia de  $1 \times 10^{18}$  KWh/ano, suficiente para satisfazer a procura global de energia no planeta Terra, uma vez que corresponde a cerca de dez mil vezes mais [17].

O nível de irradiância solar à superfície da terra é influenciado pelas condições climáticas, dado que a atmosfera absorve grande parte da radiação solar incidente no planeta através da reflexão, absorção e dispersão.  $1000 \text{ W/m}^2$  é o valor aproximado do nível de irradiância na Terra, independentemente da rotação do planeta, ao meio-dia solar e com condições climáticas ideais [17].

Por outro lado, a irradiação solar anual, medida em kWh/m<sup>2</sup>, representa a irradiância solar incidente numa determinada localização num período de um ano. Na Figura 2.9 está representada a irradiação solar anual em todos os continentes.

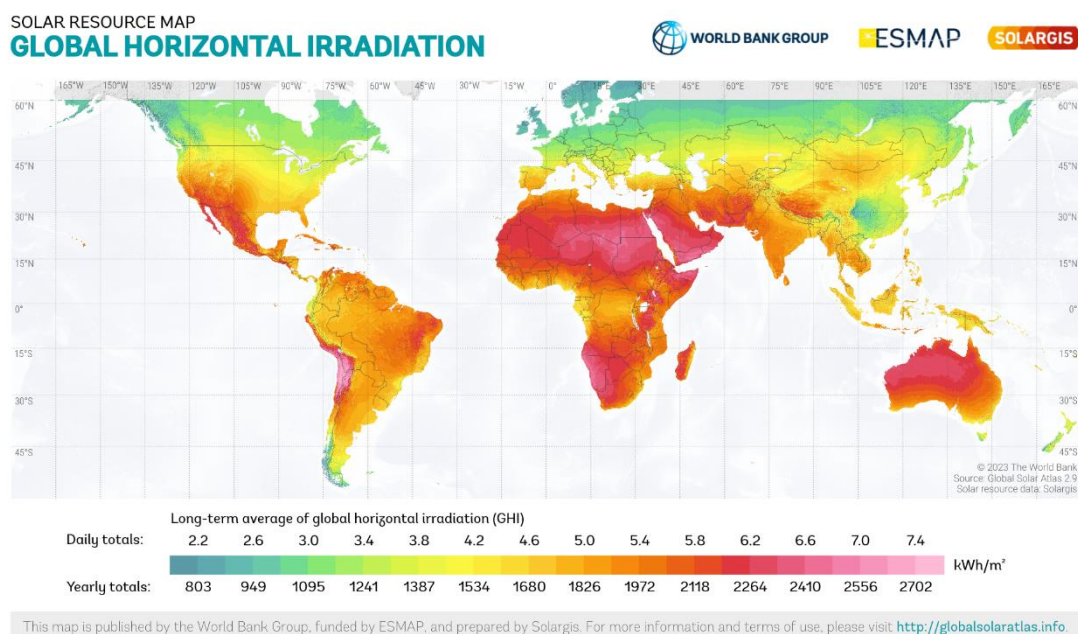


Figura 2.9 - Irradiação solar global anual [18]

Verifica-se que as regiões situadas perto do Equador apresentam valores de irradiação solar anual que excedem os 2300 kWh/m<sup>2</sup>, sendo que na Europa não ultrapassam os 1900 kWh/m<sup>2</sup>. Em adição, a radiação solar que atinge o planeta Terra é composta por diferentes componentes, isto é, por uma componente direta, difusa e refletida. A radiação direta corresponde àquela que atinge a superfície terrestre segundo a direção do sol, sendo esta a componente mais representativa em dias claros. Já a radiação difusa apresenta várias direções, assumindo a maior contribuição na radiação solar que atinge a Terra em dias encobertos. A radiação refletida é aquela que atinge a atmosfera terrestre e é refletida [17].

Em particular, Portugal exhibe uma localização geográfica muito favorável para o aproveitamento da energia solar. Anualmente, registam-se cerca de 2200 a 3000 horas de sol [19] e valores de irradiação solar global anual entre 1300 e 1800 kWh/m<sup>2</sup> (Figura 2.10), consoante a região do país, com uma tendência crescente de norte para sul. Desde modo, o país apresenta um enorme potencial de produção de energia à custa de sistemas solares fotovoltaicos (Figura 2.11).



Figura 2.10 - Irradiação solar global anual em Portugal [20]



Figura 2.11 - Potencial de energia fotovoltaica em Portugal [20]

A composição do *mix* de produção de eletricidade em Portugal tem sofrido alterações ao longo dos anos, principalmente em virtude da maior utilização dos recursos endógenos e renováveis. Segundo a Associação Portuguesa de Energias Renováveis, entre janeiro e dezembro de 2022, 56,9% da eletricidade gerada em Portugal Continental teve origem em fontes renováveis [21].

Em particular, a geração de eletricidade a partir da energia solar fotovoltaica tem registado um crescimento desde 2006, como se observa na Figura 2.12. Este crescimento foi impulsionado pela redução do custo das células fotovoltaicas e igualmente pelas políticas de incentivo à adesão a estes sistemas [22].

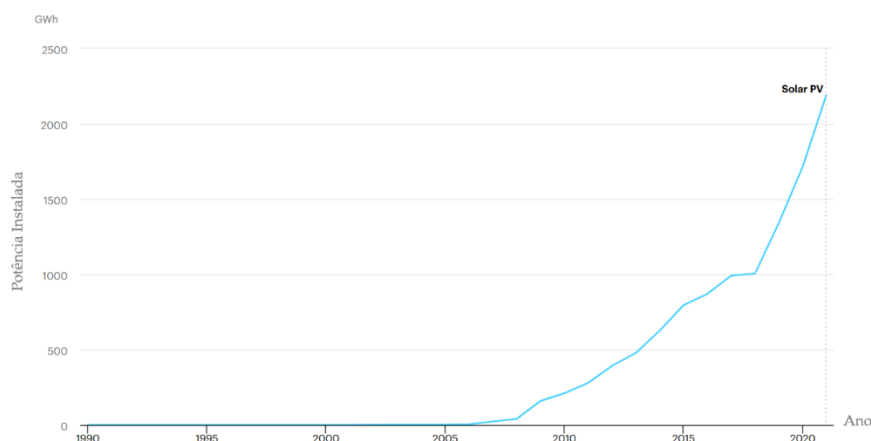


Figura 2.12 - Geração de eletricidade a partir da energia solar fotovoltaica em Portugal, 1990-2021. Adaptado de [22]

A produção fotovoltaica tem maior predominância na região sul do país, onde se apresentam os melhores valores de irradiância solar, nomeadamente no Alentejo e no Algarve (Figura 2.13) [23].

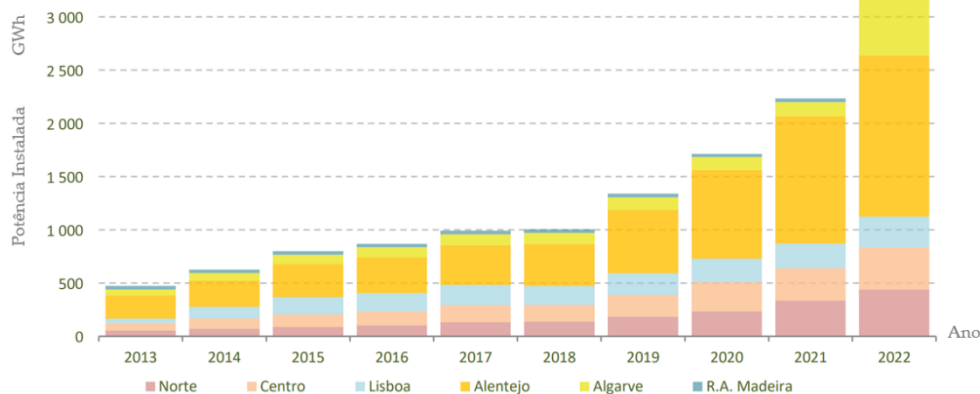


Figura 2.13 - Produção de eletricidade a partir de energia solar fotovoltaica em Portugal, por região. Adaptado de [23]

## 2.2.2 Contexto Legislativo para o Autoconsumo em Portugal

O autoconsumo renovável define-se como o consumo de energia elétrica, de origem renovável, que é produzida por uma ou mais UPAC, de modo a satisfazer as necessidades energéticas do local de instalação [24].

Atualmente, o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, regula a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional (SEN) em Portugal e estabelece também as disposições e diretivas relativas ao autoconsumo renovável, nomeadamente a produção de eletricidade por meio de UPAC [24], [25].

O Decreto-Lei n.º 15/2022 prevê o Regulamento do Autoconsumo de Energia Elétrica, que cobre matérias de aplicação da atividade de autoconsumo de energia renovável, quando exista ligação à RESP, nomeadamente regras de relacionamento comercial entre as entidades intervenientes e regras aplicáveis ao tratamento de dados, aos modos de partilha entre autoconsumidores e às tarifas e preços [26].

As instalações podem integrar dispositivos de armazenamento de energia, de acordo com o estabelecido no Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, possibilitando a injeção de energia elétrica na rede em períodos distintos da sua produção, permitindo, assim, a interação com a rede em ambos os sentidos, isto é, consumir energia da rede ou injetar energia para a rede, independentemente se a instalação é de consumo, de produção ou de armazenamento [27].

Nos dispositivos de armazenamento as regras de consumo ou de produção são aplicadas em função do comportamento dominante em cada período quarto-horário. Deste modo, nos períodos em que a energia armazenada é inferior à extraída da rede, o diferencial é providenciado pelo comercializador de energia contratado. Nos períodos em que a energia armazenada supera a extraída da rede, o diferencial (excedente da produção do sistema de autoconsumo) pode ser transacionado. As tarifas aplicáveis para as instalações de armazenamento obedecem às regras estabelecidas para as instalações de produção ou para instalações de consumo, em função do comportamento predominante em cada período [27].

Por outro lado, a energia excedente proveniente da UPAC pode ser vendida a um comercializador de último recurso ou a um comercializador do mercado liberalizado, mediante celebração de um contrato, podendo ser aplicados dois tipos de planos: fixo ou indexado. No plano fixo é definido um valor de venda por cada kWh injetado na rede. No plano indexado, o preço de venda é variável de hora a hora, todos os dias, dado que depende do valor fixado pelo mercado ibérico grossista (MIBEL), para cada período horário [28].

### 2.2.3 Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC)

As UPAC são sistemas de produção de energia elétrica que recorrem a uma fonte de energia renovável, incluindo ou não sistemas de armazenamento de energia, para satisfazer as necessidades energéticas de uma ou mais instalações elétricas de utilização, sendo a capacidade de produção dimensionada em função do regime de consumo [29]. Estes sistemas podem possuir ligação à RESP, podendo a energia excedente ser transacionada e injetada na rede ou armazenada num sistema de armazenamento de energia (por exemplo em baterias) [30].

Na presente dissertação o estudo incidirá nas UPAC cuja fonte primária é a energia proveniente de sistemas solares fotovoltaicos, com ligação à RESP e com sistema de armazenamento de energia, instaladas em clientes residenciais. Estes sistemas classificam-se em três tipos: sistemas fotovoltaicos para autoconsumo com ligação à RESP, sistemas fotovoltaicos para autoconsumo sem ligação à RESP e com sistema de armazenamento de energia e sistemas híbridos [30].

Nos Sistemas fotovoltaicos para autoconsumo com ligação à RESP, também designados *on-grid*, a potência DC de origem fotovoltaica é convertida em potência AC, com igual tensão, frequência e fase da rede, a partir de um inversor fotovoltaico, sendo posteriormente entregue à instalação de utilização. Nos períodos em que a produção seja inferior ao consumo da instalação, a energia elétrica necessária passa a ser proveniente da RESP. Já nos períodos em que a produção fotovoltaica supera o consumo da instalação, a energia elétrica é injetada na RESP (Figura 2.14) [30].

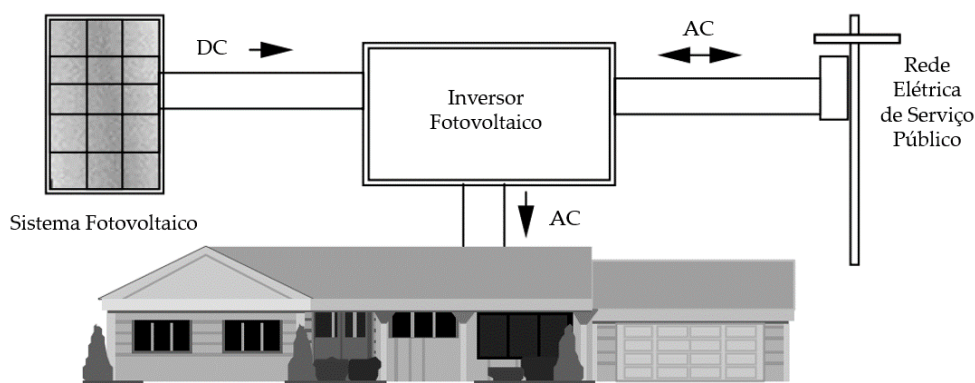


Figura 2.14 - Sistema fotovoltaico com ligação à RESP (On-grid). Adaptado de [30]

Nos sistemas com armazenamento de energia, como esquematizado na Figura 2.15, a energia excedente pode ser armazenada e, posteriormente, consumida em períodos favoráveis com vista à redução da fatura de eletricidade. Adicionalmente, pode fornecer energia elétrica

para carregamento de veículos elétricos. Este é o tipo de sistema que será foco de estudo nesta dissertação.

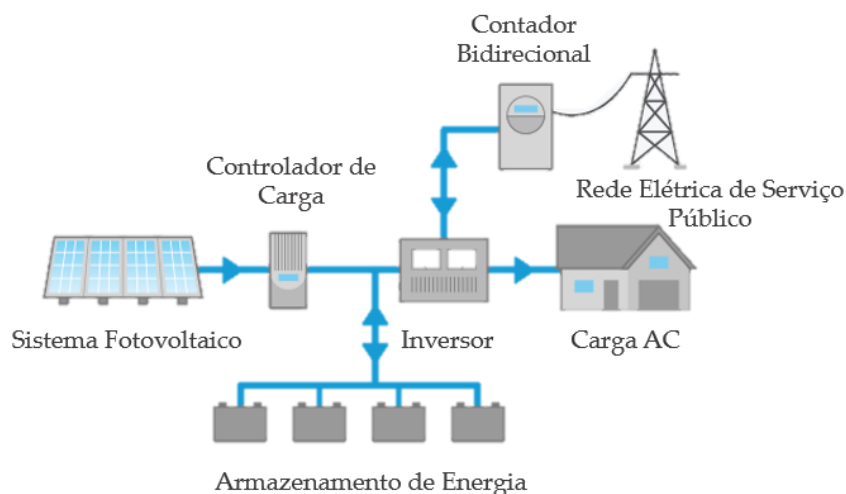


Figura 2.15 - Sistema fotovoltaico com ligação à RESP com armazenamento. Adaptado de [31]

Para efeitos legais e de acordo com o Decreto-Lei n.º 15/2022 [26] a instalação da UPAC obedece a um processo de licenciamento, dependendo da potência instalada do sistema. Considera-se:

- UPAC com potência instalada igual ou inferior a 700 W, na qual não esteja prevista a injeção de excedente na RESP, está isenta de controlo prévio por parte das entidades competentes para o efeito (a Direção-Geral de Energia e Geologia);
- UPAC com potência instalada superior a 700 W e igual ou inferior a 30 kW está sujeita a comunicação prévia;
- UPAC com potência instalada superior a 30 kW e igual ou inferior a 1 MW está sujeita a registo prévio e a certificado de exploração;
- O armazenamento autónomo de eletricidade com potência instalada igual ou inferior a 1 MW está sujeito a registo prévio e a certificado de exploração;
- UPAC com potência instalada superior a 1 MW está sujeita a licença de produção e de exploração;
- O armazenamento autónomo de eletricidade com potência instalada superior a 1 MW está sujeito a licença de produção e de exploração.

Em adição, a contagem de energia elétrica no autoconsumo é obrigatória para UPAC com ligação à RESP e cuja potência instalada seja superior a 4 kW, devendo ser efetuada por telecontagem, cumprindo-se os requisitos estabelecidos na Portaria 231/2013, de 22 de julho.

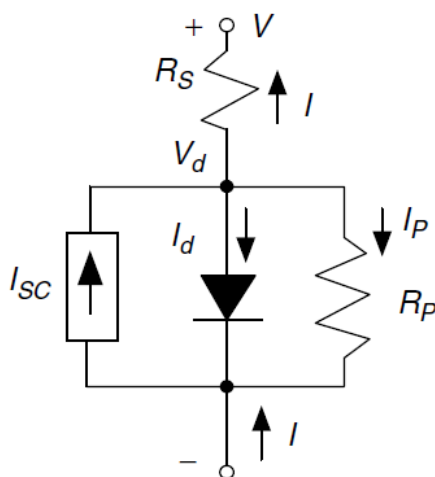
É também obrigatória, para instalações de armazenamento associadas à UPAC, a contagem da energia elétrica extraída ou injetada quando estas possuam ligação à RESP e integrem uma instalação elétrica separada da UPAC [26].

## 2.2.4 Módulos Fotovoltaicos e Inversores

Uma célula fotovoltaica produz individualmente cerca de 0,5 V, sendo que para aplicações fotovoltaicas estas se agrupam em série, formando um módulo fotovoltaico. Tipicamente, um módulo é formado por 36, 60 ou 72 células ligadas em série, no entanto o número de células por módulo é variável em função do tipo de aplicação. O circuito equivalente de uma célula fotovoltaica esquematiza-se na Figura 2.16, na qual se representam [30]:

- $R_p$  - Resistência em paralelo;
- $R_s$  - Resistência em série;
- $I_{sc}$  - Corrente de curto-circuito;
- $I_d$  - Corrente que atravessa o diodo.

Por outro lado, vários módulos podem ser agrupados em série ou em paralelo, de modo a incrementar a tensão elétrica ou a corrente elétrica do sistema, respetivamente. O número de módulos a colocar em série ou em paralelo é um dos critérios de dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos, de modo a produzir a potência necessária ao sistema. Esta combinação de módulos designa-se de matriz (ou *array*) (Figura 2.17) [30].



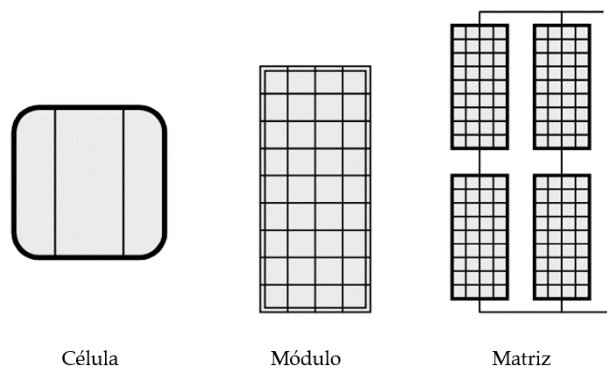


Figura 2.17 - Células, módulos e arrays fotovoltaicos. Adaptado de [30]

A curva característica, ou curva I-V, de um módulo fotovoltaico representa-se na Figura 2.18 e caracteriza-se pelos seguintes pontos [30]:

- Ponto de Potência Máxima (MPP) - é o ponto da curva característica para o qual a potência é máxima. A potência entregue por cada módulo fotovoltaico é dada pelo produto da corrente e tensão elétricas (Figura 2.19). É neste ponto que se obtém o melhor rendimento do sistema;
- Corrente de curto-circuito ( $I_{cc}$ ) - Corrente elétrica máxima que se cria num módulo fotovoltaico, obtida quando a tensão elétrica aos seus terminais é nula;
- Tensão de circuito aberto ( $U_{oc}$ ) - Tensão elétrica máxima criada num módulo fotovoltaico, obtida se este estiver desligado da carga, isto é, quando a corrente elétrica aos seus terminais é nula.

Os *Maximum Power Point Trackers* (MPPTs) são dispositivos que comandam a operação do sistema para que este se situe no ponto ideal da curva I-V, consoante as diferentes condições ao longo do dia (meio-dia solar e final do dia) [30].

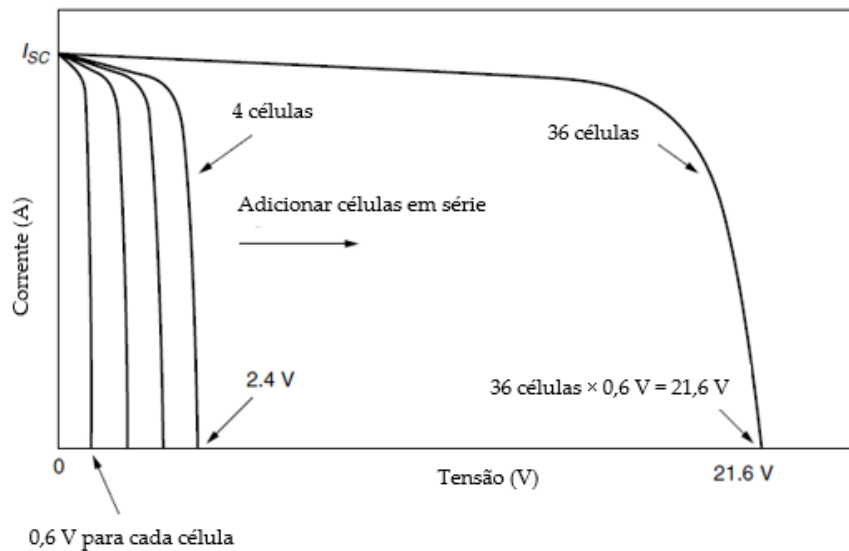


Figura 2.18 - Curva I-V de um módulo fotovoltaico. Adaptado de [30]

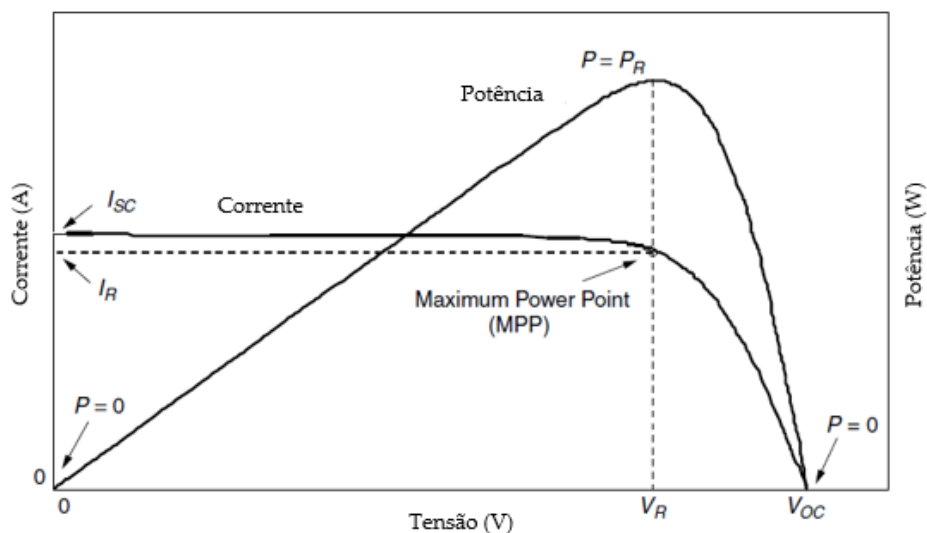


Figura 2.19 - Curvas I-V e P-V de um módulo fotovoltaico. Adaptado [30]

Porém, as condições de funcionamento do sistema nem sempre correspondem às ideais. A irradiância solar e a temperatura das células são dois fatores que influenciam o funcionamento dos sistemas fotovoltaicos, nomeadamente na eficiência das células fotovoltaicas, que é dada pelo quociente entre a potência entregue pela célula e a potência da radiação solar [30].

Deste modo, estabeleceram-se as *Standard Test Conditions* (STC), uma normalização das condições de ensaio. Nestas condições de teste assume-se uma irradiância solar igual a  $1 \text{ kW/m}^2$  (1-sol) sob um índice de massa de ar de 1,5 (AM 1.5) e temperatura das células igual

a 25°C . As características técnicas dos módulos fotovoltaicos são especificadas na sua ficha de dados (*datasheet*) sob condições STC, permitindo efetuar comparações entre diversas células ou módulos fotovoltaicos [30].

Por outro lado, as condições STC nem sempre se verificam na prática. A temperatura das células fotovoltaicas pode não ser coincidente com os 25°C que se assumem, dado que esta depende da temperatura ambiente e da irradiância que atinge as células. Assim, surge o conceito de Temperatura Nominal de Funcionamento (NOCT - *Nominal Operating Cell Temperature*), que é a temperatura estimada de uma célula fotovoltaica quando opera segundo as seguintes condições nominais: uma irradiância solar igual a 800 W/m<sup>2</sup>, uma temperatura ambiente de 20°C e uma velocidade do vento de 1 m/s [30]. Os fabricantes de células fotovoltaicas disponibilizam este indicador nos *datasheets*.

Para o cálculo da temperatura da célula segundo outras condições ambientais, obedece-se à expressão (2.1), considerando a irradiância solar do local,  $G$  em kW/m<sup>2</sup>:

$$T_{\text{cel}} = T_{\text{amb}} + \left( \frac{\text{NOCT} - 20^{\circ}\text{C}}{0,8} \right) \cdot G \quad (2.1)$$

Para o cálculo da potência DC entregue pelo módulo fotovoltaico ao inversor há que considerar, primeiramente, a potência produzida em condições STC,  $P_{\text{STC}}$  em W<sub>p</sub> (expressão (2.2)):

$$P_{\text{DCMax}} = \frac{P_{\text{STC}} \cdot G}{1000} \quad (2.2)$$

De seguida, a potência produzida pelo módulo em condições reais (em W), onde  $\alpha_p$  representa o coeficiente de temperatura da potência, é dada pela expressão (2.3):

$$P_{\text{DC}} = P_{\text{DCMax}} \cdot \left( 1 + \alpha_p (T_{\text{cel}} - 25) \right) \quad (2.3)$$

Considerando as perdas globais resultantes de diferenças entre módulos, sujidade e perdas de Joule nos cabos DC, vem que a potência DC entregue pelo módulo fotovoltaico ao inversor (em W) é dada pela expressão (2.4):

$$P_{\text{inv}} = P_{\text{DC}} \cdot (1 - P_{\text{perdas}}) \quad (2.4)$$

À semelhança dos efeitos da irradiância solar e da temperatura das células no rendimento dos módulos fotovoltaicos, a potência entregue por este pode sofrer reduções significativas devido ao sombreamento de células.

O sombreamento de uma única célula pode conduzir à redução da potência entregue em mais de metade [30]. Além disso, o sombreamento pode causar danos na célula caso a corrente que a atravessa seja suficientemente elevada, gerando aquecimento extremo,

denominado ponto quente. Este fenómeno tem consequências nefastas, quer no rendimento do sistema, quer na sua segurança [17].

De modo a mitigar esta grande perda de rendimento, os fabricantes incluem díodos de derivação (*bypass*) instalados em antiparalelo com as células fotovoltaicas, por forma a limitar a queda de tensão. Deste modo, perante um sombreamento, apenas algumas fileiras de células são afetadas. Os díodos de derivação são geralmente instalados nas caixas de junção dos módulos fotovoltaicos [17].

Por outro lado, existem no mercado diversos tipos de células fotovoltaicas, sendo as de silício cristalino geralmente utilizadas para os sistemas solares fotovoltaicos. Estas dividem-se em células de silício monocristalino e em células de silício policristalino, apresentando rendimentos elétricos de cerca de 18% e 15%, respetivamente. A menor eficiência do silício policristalino reflete-se num preço final menos avultado, em virtude dos menores custos de fabrico. Em contrapartida, as células de silício amorfo, para aplicações de lazer, alcançam maiores níveis de eficiência, constituindo uma alternativa às primeiras [17].

No processo de produção de energia elétrica por via fotovoltaica a conversão da potência DC em potência AC (com a frequência e tensão correspondentes aos da RESP) é garantida por meio de inversores fotovoltaicos. No processo de conversão DC-AC existem perdas provenientes do inversor, de sujidade e/ou incompatibilidade dos módulos e de diferenças nas condições ambientais, que decrementam a potência que é transmitida à carga [30]. A eficiência de um inversor fotovoltaico varia com a carga, como representado na Figura 2.20.

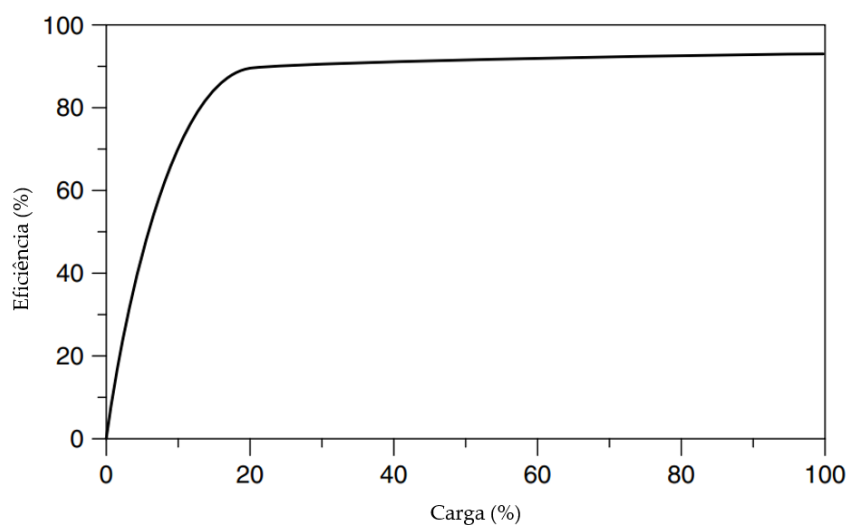


Figura 2.20 - Rendimento de um inversor fotovoltaico em função da carga. Adaptado de [30]

Os inversores incluem, por vezes, funções adicionais, tais como monitorização e registo de dados operacionais (gestão da temperatura e armazenamento de dados) e proteção AC e DC (proteção contra sobrecargas e sobretensões, proteção de polaridade e proteção da interligação com a RESP) [17].

## 2.3 Armazenamento de Energia em Baterias

Nos sistemas fotovoltaicos a energia elétrica produzida é instantaneamente consumida para proveito da instalação. No entanto, nem sempre o perfil de produção coincide com o perfil de consumo da instalação. O armazenamento de energia elétrica em baterias permite atenuar a intermitência ou imprevisibilidade da produção fotovoltaica aliada ao perfil de consumo da instalação e à variabilidade das condições meteorológicas [32].

Quando a produção excede o consumo, a energia elétrica excedente pode ser armazenada em baterias e consumida, posteriormente, em períodos para os quais as necessidades energéticas da instalação superizam a produção fotovoltaica, evitando-se a compra de energia à RESP.

As baterias correspondem à forma de armazenamento mais indicada para sistemas de autoconsumo, sobretudo devido ao facto de operarem em regime DC, o que permite que sejam ligadas diretamente ao sistema fotovoltaico sem necessidade de conversão de potência. No entanto, o tempo de vida útil de uma bateria é inferior ao de todos os restantes componentes de um sistema fotovoltaico, estimando-se que 30% dos custos associados ao sistema no seu tempo de vida útil sejam provenientes do armazenamento [32].

As baterias são um conjunto de células eletroquímicas que convertem energia química em energia elétrica e vice-versa, possibilitando o armazenamento de energia.

Estas devem apresentar determinadas características, de modo a serem consideradas viáveis para armazenamento de energia elétrica integradas num sistema fotovoltaico, tais como [17], [32]:

- Elevada eficiência energética;
- Reduzida autodescarga;
- Longo tempo de vida útil;
- Boa eficiência de carga mesmo em condições de corrente reduzida;
- Elevada capacidade de armazenamento e densidade de potência;
- Não apresentarem efeito de memória;
- Possibilitarem um carregamento rápido;
- Apresentarem segurança para as pessoas e meio ambiente.

As baterias apresentam diversas características que constam nas fichas de dados (*datasheets*) disponibilizadas pelos fabricantes, nomeadamente [33]:

- Capacidade - Medida em Ampère-hora (Ah), a capacidade representa a intensidade de corrente elétrica que uma bateria é capaz de armazenar;
- Profundidade da descarga (*Depth of Discharge*) - Representa a fração de descarregamento da bateria em relação à sua capacidade total, expressa em percentagem;
- Estado de carga (*State of Charge*) - Corresponde à capacidade de energia disponível de uma bateria num determinado momento em relação à sua capacidade quando totalmente carregada, expressa em percentagem;
- Ciclos de vida - Corresponde ao número de ciclos de carga e descarga que uma bateria é capaz de realizar, operando com as mesmas características e desempenho;
- Densidade de energia - Representa a energia nominal da bateria por unidade de massa, expressa em Wh/Kg.

Atualmente, existem diversos tipos de baterias no mercado, destacando-se as tecnologias de baterias de Ácido-Chumbo, baterias de Níquel Cádmio, baterias de Níquel Hidreto metálico e baterias de Iões de Lítio [34]. De seguida, enunciam-se as principais características e o funcionamento destas tecnologias de armazenamento.

### 2.3.1 Baterias de Ácido-Chumbo

A bateria de Ácido-Chumbo é uma tecnologia que remonta aos anos de 1860, quando Raymond Gaston Planté fabricou, a partir de elétrodos de chumbo corroído e de uma solução diluída de ácido sulfúrico e água, a primeira bateria recarregável [30]. Trata-se, portanto, de uma tecnologia antiga, mas que ainda hoje é utilizada. Estas baterias possuem diversos campos de aplicação, nomeadamente no armazenamento de energia elétrica proveniente da geração fotovoltaica.

Quimicamente, as baterias de Ácido-Chumbo possuem um eletrodo positivo de dióxido de chumbo ( $PbO_2$ ) e um eletrodo negativo de uma estrutura altamente porosa de chumbo metálico (Pb), imersos numa solução diluída de ácido sulfúrico e água (o eletrólito) [30].

Para aplicação em sistemas fotovoltaicos, as baterias devem suportar descargas lentas, mas profundas. As baterias de Ácido-Chumbo de descarga profunda (*Deep-discharge battery*) possuem placas mais espessas e maior espaçamento entre si, projetadas para a descarga, repetidamente, de 80% da sua capacidade sem que ocorram danos. No entanto, as descargas profundas conduzem a uma redução do número de ciclos de vida útil da bateria [30].

Pela Figura 2.21, verifica-se que uma bateria típica pode alcançar os 4000 ciclos de vida útil quando descarregada, sucessivamente, em 25% da sua capacidade nominal, o que se traduz em cerca de 10 anos de vida útil. Por outro lado, uma descarga diária de 80% reflete-se em cerca de 1800 ciclos, ou seja, cerca de 5 anos de vida útil [30].

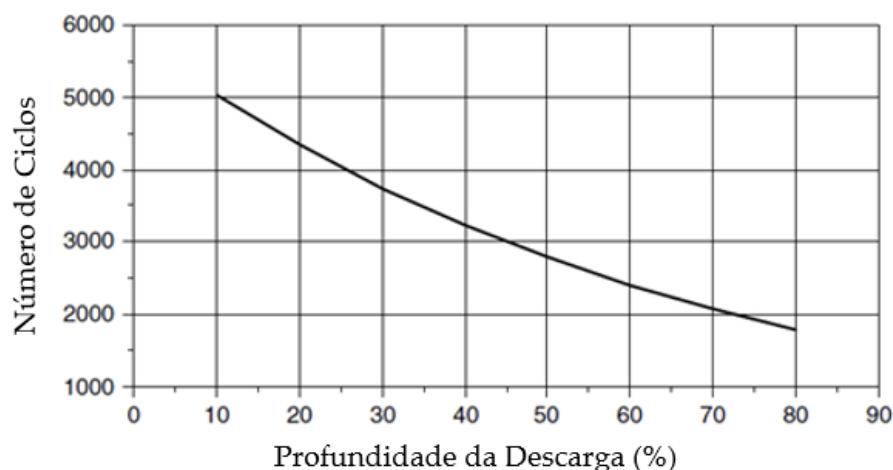


Figura 2.21 - Impacto da profundidade da descarga no número de ciclos de uma bateria Ácido-Chumbo de descarga profunda. Adaptado de [30]

Este tipo de baterias apresenta vantagens comparativamente a outras tecnologias, nomeadamente [34]: o seu custo reduzido; ser uma tecnologia madura, confiável e apresentar

baixos requisitos de manutenção; apresentar uma baixa autodescarga e atingir altas taxas de descarga. No entanto, este tipo de bateria possui baixa densidade de energia e número limitado de ciclos completos de descarga (reduzido ciclo de vida), o que torna esta tecnologia ideal para aplicações que requeiram apenas descargas profundas ocasionais. Além disso, representa perigo ambiental devido ao chumbo que contém. O processo de reciclagem deste tipo de baterias é economicamente viável, dado que a extração do chumbo é um processo simples, podendo este ser reutilizado diversas vezes [35].

### 2.3.2 Baterias de Iões de Lítio

A tecnologia das baterias de Iões de Lítio é a mais emergente dos últimos anos, tendo sido implementada amplamente em aplicações portáteis. Na década de 1980, foram desenvolvidas diversas tentativas de criação de baterias de lítio recarregáveis, porém a instabilidade do lítio metálico utilizado para o ânodo e as dendrites produzidas durante o ciclo de funcionamento, que provocavam curto-circuitos, conduziu a novas pesquisas acerca de uma solução não metálica a partir de Iões de lítio. Em 1991, a empresa *Sony* comercializou a primeira bateria de Iões de Lítio, uma tecnologia promissora que teve ampla expansão no mercado [34].

O lítio é o elemento químico mais leve, com o maior potencial eletroquímico e que fornece a maior energia específica por peso de todos os metais [36]. O princípio de funcionamento deste tipo de baterias baseia-se na passagem de Iões de lítio entre o cátodo e o ânodo, constituídos por óxido de metal e carbono poroso, respetivamente. Geralmente, o cátodo é revestido de óxido de lítio e cobalto ( $\text{LiCoO}_2$ ) ou óxido de lítio e manganês ( $\text{LiMn}_2\text{O}_4$ ), sendo o ânodo constituído por grafite de coque, usando-se um solvente orgânico com sais de lítio dissolvidos como eletrólito, que possui alta condutividade [32]. Durante a descarga, os Iões fluem do ânodo para o cátodo, invertendo-se o sentido durante a carga, movimentando-se através do eletrólito e do separador (Figura 2.22) [36].

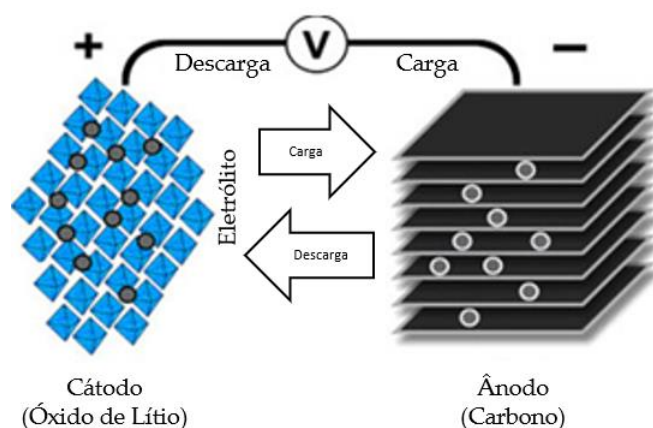


Figura 2.22 - Princípio de funcionamento de uma bateria de íões lítio. Adaptado de [36]

Estas baterias apresentam uma alta densidade de energia e uma longa vida útil (cerca de 10 anos sem apresentarem autodescarga). A eficiência elétrica que apresentam torna esta tecnologia adequada para aplicações de armazenamento em sistemas fotovoltaicos. Apresentam um bom comportamento de carga, uma autodescarga baixa (cerca de metade comparativamente a uma bateria de níquel-cádmio ou níquel-hidreto metálico) e baixa manutenção. A curva de descarga plana permite uma utilização imediata da energia armazenada, numa gama de tensões desejada (Figura 2.23) [32].

No entanto, a reatividade do lítio metálico em combinação com a sua alta densidade de energia implica a necessidade de proteção contra descargas excessivas, sobrecargas, sobrecorrentes, curto-circuitos e perante operação a temperaturas elevadas, uma vez que o incorreto manuseamento pode provocar sobreaquecimento ou, em caso extremo, incêndio. Comercialmente, todas as baterias de íões de lítio possuem um dispositivo eletrónico de proteção, prevenindo-se assim possíveis acidentes elétricos [32].

Estas baterias são menos tolerantes a correntes elevadas comparativamente com as baterias de níquel-cádmio ou níquel-hidreto metálico e a sua vida útil é também relativamente inferior, estando sujeitas ao envelhecimento, devendo ser armazenadas em local fresco e com cerca de 40% de carga. A sua fabricação é dispendiosa, comparativamente às baterias de níquel-cádmio [34].

Os íões de lítio contêm elementos nocivos, cuja toxicidade é a que se encontra em dispositivos eletrónicos. O processo de reciclagem deste tipo de baterias implica, primeiramente, a sua desativação através de uma descarga completa da energia armazenada. Posteriormente, a reciclagem envolve processos mecânicos, pirometalúrgicos e hidrometalúrgicos, nomeadamente através do esmagamento das células da bateria, extração de metais por tratamento

térmico e processos aquosos, respetivamente. Os materiais são, de seguida, separados, sendo o lítio sujeito a um processo hidrometalúrgico para a sua recuperação [36].

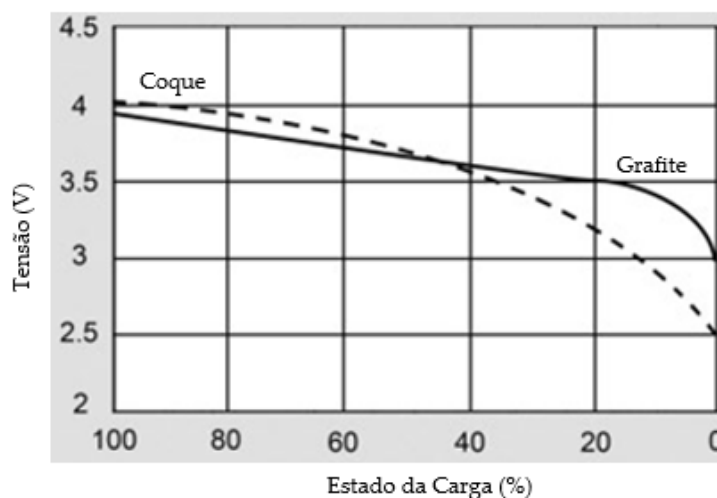


Figura 2.23 - Curva de descarga de tensão de uma bateria de íons de lítio. Adaptado de [36]

As baterias de íons de lítio apresentam-se, juntamente com as baterias de ácido-chumbo, como as principais opções de sistemas de armazenamento para sistemas solares fotovoltaicos [32].

### 2.3.3 Baterias de Níquel-Cádmio (NiCd)

As baterias de Níquel-Cádmio são ideais para aplicações nas quais se privilegia uma alta taxa de descarga, uma longa vida útil e um preço reduzido, dado que esta possibilita um elevado número de ciclos de carga e descarga (cerca de 1000 ciclos). Além disso, o carregamento é de curta duração e possui um bom desempenho de carga perante temperaturas reduzidas [34].

No entanto, apresenta uma baixa densidade de energia em comparação com as tecnologias de baterias mais recentes, possui autodescarga elevada e efeito de memória. Ambientalmente é prejudicial, uma vez que possui metais tóxicos. Por esse motivo foi, em 2009, banida da Europa [34].

Dado que esta tecnologia não é utilizada para armazenamento de energia em sistemas solares fotovoltaicos, o seu estudo não será aprofundado nesta dissertação. Mais informação pode ser consultada em [32].

### 2.3.4 Baterias de Níquel-Hidreto metálico (NiMH)

As baterias de Níquel-Hidreto metálico apresentam maior capacidade e menos efeito de memória comparativamente às baterias de Níquel-Cádmio. Contudo, têm uma vida útil limitada, se sujeitas a ciclos profundos, e, especialmente, a elevadas correntes de carga, revelando uma quebra de desempenho após 200 a 300 ciclos. Apresentam também uma elevada autodescarga e veem o seu desempenho diminuir se armazenadas a temperaturas elevadas. Requerem muita manutenção e o seu custo é também mais elevado. Contêm apenas toxinas leves, sendo a sua reciclagem viável [34].

O estudo das baterias de Níquel-Hidreto metálico não será aprofundado, uma vez que este tipo de bateria não constitui foco de utilização em sistemas solares fotovoltaicos. Mais informação acerca destas baterias pode ser consultada em [32].

## 2.4 Mobilidade Elétrica

Atualmente, o setor dos transportes representa cerca de 28% do consumo de energia na Europa [37], tendo as emissões de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) associadas aumentado, em 2021, 8% face ao anterior ano [38]. A tendência crescente da urbanização da população mundial acarreta necessidades de mobilidade acrescidas no futuro e, conseqüentemente, maior pressão sobre o meio ambiente, quer ao nível da poluição ambiental e sonora quer ao nível de congestionamentos [39]. Além disso, o transporte motorizado continua muito dependente do uso do petróleo, sobretudo pelo uso de motores de combustão interna que funcionam com combustíveis fósseis [38].

A adoção de diferentes estratégias de mobilidade é essencial, de modo a atingir os objetivos de neutralidade carbónica e utilização sustentável dos recursos. A mobilidade elétrica desempenha, assim, um papel fundamental na mudança do paradigma do sistema de transportes, promovendo também o desenvolvimento de outras áreas, tais como a indústria automóvel, a conceção e produção de baterias, o desenvolvimento de novas e melhoradas infraestruturas e o sistema energético [39].

Existem também outras formas de mobilidade elétrica, como a ferroviária [39], porém a mobilidade elétrica rodoviária será o foco de estudo desta dissertação.

A adoção da mobilidade elétrica apresenta diferentes benefícios, nomeadamente [39]:

- No ambiente - Descarbonização do meio ambiente por meio da redução das emissões de gases com efeito de estufa;

- Na energia - Redução da dependência energética dos países importadores de combustíveis fósseis;
- Na indústria - Novos mercados de negócio podem surgir;
- Na mobilidade - A introdução da mobilidade elétrica é uma oportunidade para os países reverem as necessidades de deslocação das populações e repensem em novas estratégias.

### 2.4.1 Veículos Elétricos

A adoção da tecnologia elétrica em veículos não é recente, datando aos anos de 1800 o desenvolvimento do primeiro veículo elétrico. A partir de 1890 a adoção de veículos elétricos cresceu, principalmente no continente americano, tendo estagnado após a redução de custos do petróleo e do início da produção em larga escala de veículos de combustão interna [40].

Um veículo elétrico é definido como um veículo cuja propulsão é alimentada, exclusivamente ou não, à custa de eletricidade proveniente de uma ou mais baterias. Num veículo tradicional de combustão interna existe a queima de gasolina ou gasóleo que é convertida em energia mecânica essencial ao movimento do veículo [41].

Os veículos elétricos possuem uma maior eficiência energética relativamente aos veículos de combustão interna: 60-70% de eficiência contra 15-18% apresentada pelos veículos tradicionais [41]. Além disso, nos veículos elétricos existe travagem regenerativa, isto é, a recuperação da energia cinética por meio da desaceleração do veículo, que é inexistente nos veículos tradicionais [42].

Existem diversas tecnologias usadas em veículos elétricos (Figura 2.24), enumerando-se de seguida as mais relevantes e usadas atualmente:

- Veículo Híbrido (HEV) - Veículo cuja tecnologia combina um motor de combustão interna (a gasolina ou gasóleo) e uma pequena bateria que fornece energia à transmissão de modo a incrementar a eficiência do processo. A bateria é carregada à custa do motor ou através de travagem regenerativa [41].
- Veículo Híbrido *Plug-In* (PHEV) - Semelhante aos HEV, os PHEV possuem uma bateria de maiores dimensões e um motor de combustão interna, sendo a bateria carregada por ligação à rede elétrica (110 V/220 V AC). Estes veículos podem circular fazendo uso apenas do motor de combustão, apenas do motor elétrico ou de ambos em simultâneo, sendo este último o modo de funcionamento para

o qual se obtém o melhor rendimento do sistema. O consumo de combustível e as emissões de gases poluentes são menores comparativamente aos HEV [43].

- Veículo totalmente elétrico (FEV) - Estes veículos possuem apenas um motor elétrico cuja energia provém de um conjunto de baterias recarregáveis, os *Battery Electric Vehicles* (BEV), ou de uma célula de combustível (geralmente de hidrogénio). Nos BEV, o carregamento da bateria pode ser efetuado em estações de carregamento para o efeito ou em tomadas elétricas residenciais. A emissão de gases com efeito de estufa é significativamente menor em relação aos HEV e PHEV [43].

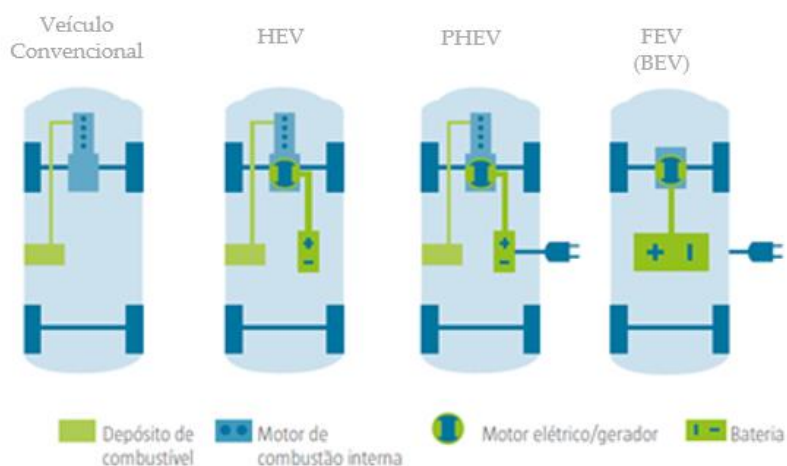


Figura 2.24 - Arquitetura dos diversos tipos de veículos elétricos existentes. Adaptado de [39]

No âmbito desta dissertação considerar-se-ão os veículos elétricos com a capacidade de armazenar energia elétrica da rede, isto é, os PHEV e FEV.

Os veículos elétricos atuais fazem uso de baterias de lítio devido à sua elevada eficiência energética, densidade de energia e à sua forma compacta e de baixo peso. Além disso, possibilitam carregamento rápido e apresentam também funcionamento numa gama ampla de temperaturas. Por estes motivos, as baterias de ácido-chumbo e as baterias de níquel têm sido substituídas gradualmente por baterias de lítio [44].

Uma das limitações dos veículos elétricos é a reduzida autonomia que possuem, dado que as baterias apresentam uma densidade energética (medida em Wh/Kg) cerca de 100 vezes inferior à dos combustíveis fósseis. Além disso, o seu custo é elevado, totalizando cerca de metade do custo do veículo. No entanto, com a crescente implementação dos veículos elétricos, estima-se que o custo das baterias diminua [39]. A reduzida infraestrutura de carregamento e suporte aos veículos elétricos surge também como um desafio a enfrentar no futuro.

Em contrapartida, os veículos elétricos possuem uma elevada eficiência energética, ausência de emissão de gases poluentes e possibilitam aos utilizadores uma potencial redução dos custos do veículo ao longo da sua vida útil, dados os menores custos de manutenção e consumo de combustível [39].

## 2.4.2 Carregamento de veículos elétricos

O carregamento de veículos elétricos é, possivelmente, uma das questões mais relevantes no que à mobilidade elétrica diz respeito. Em Portugal, o carregamento pode ser efetuado de dois modos [45]:

- Em postos de carregamentos na rede de mobilidade elétrica definidos para o efeito;
- Em postos de carregamento não pertencentes à rede de mobilidade elétrica, tais como locais privados. O carregamento pode ser efetuado numa tomada elétrica convencional, obedecendo às regras técnicas e de segurança.

Os postos de carregamento existentes dividem-se em dois tipos [45]–[47]:

- Postos de Carregamento Normal (PCN) - infraestruturas de carregamento que disponibilizam potências de 3,7 kW, 7,4 kW, 11 kW ou 22 kW, em regime AC. O utilizador liga o cabo de carregamento do veículo às tomadas existentes. Este é o tipo de carregamento dedicado a instalações domésticas.
- Postos de Carregamento Rápido (PCR) - infraestruturas de carregamento rápido, que possuem cabos próprios de ligação aos veículos elétricos. Disponibilizam potências de carregamento acima dos 22 kW, até 43 kW AC ou 350 kW DC.

O carregamento em PCR deve ser utilizado apenas em circunstâncias especiais, isto é, em viagens longas ou em situações de emergência, dado que carregamentos rápidos consecutivos de uma bateria deterioram a sua vida útil. Em Portugal, existem ainda estações de carregamento rápido destinadas exclusivamente a veículos do fabricante *Tesla*, que possibilitam o carregamento até 150 kWh, o que representa o triplo da energia que os PCR disponibilizam (50 kWh) [47].

O tempo de carregamento de um veículo elétrico é variável em função do tipo de veículo, do tipo de bateria e do seu estado de carga, do tipo de carregamento e da temperatura ambiente [47].

Por exemplo, um veículo elétrico de gama baixa, como é o *Renault Zoe R90*, que possui uma bateria de 41 kWh, demora cerca de 25 horas a carregar completamente numa tomada doméstica de 2,3 kW. Enquanto num posto de carregamento rápido de 22 kW o tempo de carregamento excede as 2,5 horas [48].

Já um *Kia Niro*, um veículo de gama média, carrega a sua bateria de 64 kWh em cerca de 28 horas numa tomada doméstica de 2,3 kW. Num posto de carregamento rápido de 22 kW, o tempo necessário à carga completa é de aproximadamente 9,5 horas [48].

Observando a gama alta de veículos elétricos, os tempos de carregamento são mais elevados, dada a maior capacidade das baterias. Numa tomada residencial, a bateria de 75 kWh de um *Tesla Model 3* é completamente carregada em cerca de 35 horas e, num posto de carregamento rápido de 22 kW, em aproximadamente 7,5 horas [48].

### 2.4.3 Políticas e incentivos à mobilidade elétrica em Portugal

Com o objetivo de alcançar as metas de neutralidade carbónica até 2050 e acelerar a transição energética, nomeadamente por meio da redução da emissão de gases com efeito de estufa, o estado português tem promovido um conjunto de incentivos e benefícios fiscais à aquisição e utilização de veículos elétricos, desde 2009 [49].

A mais recente atualização das políticas de incentivo deu-se a 3 de maio de 2023, com o Despacho n.º 5126-B/2023, que aprovou o Regulamento de Atribuição do Incentivo pela Introdução no Consumo de Veículos de Emissões Nulas no Ano de 2023. Este despacho promove a continuidade ao apoio iniciado em 2017 para promover a mobilidade elétrica e, também, desde 2019, a mobilidade ciclável [50].

## 2.5 Estado da Arte

A crise energética mundial suportada pelas alterações climáticas e os seus efeitos nefastos no meio ambiente, como a emissão de gases com efeito de estufa, a fraca qualidade do ar e o aumento da temperatura média do planeta, impulsionam novas soluções que possam colmatar estes problemas. Todos os setores de atividade devem unir esforços para que tal possa acontecer. No setor dos transportes, o mercado de veículos elétricos tem crescido nos últimos anos, contribuindo para a redução do consumo de energia fóssil e das emissões de gases poluentes. No setor residencial, a implementação de sistemas solares fotovoltaicos para auto-consumo possibilita a utilização de fontes energeticamente limpas, promovendo a independência energética. De modo a poder dar resolução aos problemas que se colocam, torna-se

relevante conhecer estudos, investigações e atual estado de conhecimento dessa matéria, pelo que se enunciam, na Tabela 2.1, algumas pesquisas e estudos.

Tabela 2.1 - Síntese dos estudos efetuados

Estudos e referências	[51]	[52]	[53]	[54]
UPAC em edifício residencial	✓	✓	-	-
UPAC sem sistema de armazenamento	✓	✓	✓	✓
UPAC com sistema de armazenamento	✓	-	✓	✓
UPAC com sistema de armazenamento e ligação à RESP	✓	-	✓	✓
Estudo de viabilidade económica	✓	-	✓	✓
Inclusão de veículo elétrico	-	✓	✓	-
Veículos elétricos de diferentes gamas	-	✓	✓	-

Em [51] são analisados casos de estudo de UPAC em clientes residenciais, tendo sido analisados os pré-requisitos técnicos e económicos do projeto, os custos associados ao sistema de autoconsumo, os perfis de consumo de cada instalação, as tarifas de compra e venda de energia à RESP, bem como os perfis de produção fotovoltaica do local. Neste trabalho estudaram-se três cenários distintos: sistema fotovoltaico de autoconsumo sem sistema de armazenamento, sistema fotovoltaico de autoconsumo com sistema de armazenamento (baterias) e sistema fotovoltaico de autoconsumo com a RESP como sistema de armazenamento. Após o estudo de análise de viabilidade económica constatou-se a viabilidade financeira do primeiro e terceiro cenários, verificando-se a inviabilidade da solução da UPAC com baterias de armazenamento. Em [54], o estudo efetuado inclui a integração de um sistema de armazenamento de energia, à semelhança do anterior, porém a UPAC destina-se a um cliente industrial.

Por outro lado, no contexto da mobilidade elétrica e redução das emissões de gases poluentes, em [52] efetuou-se um estudo acerca do potencial e viabilidade de sistemas fotovoltaicos instalados em residências, em combinação com sistemas de carregamento de veículos elétricos. Foram considerados diversos cenários, incluindo diferentes estados da carga das baterias e diferentes veículos elétricos existentes no mercado, tendo-se concluído a viabilidade dos sistemas fotovoltaicos para o carregamento de veículos elétricos e para a eliminação da emissão de gases com efeito de estufa.

Já em [53], o projeto inclui o estudo de viabilidade económica da instalação de uma UPAC e da substituição de uma frota de veículos de combustão interna por veículos elétricos. Neste estudo foram considerados vários cenários de UPAC com diferentes potências instaladas, incluindo ou não sistema de armazenamento e com a possibilidade de carregamento de veículos elétricos.

A presente dissertação surge assim, como um meio de estudo de uma UPAC no setor residencial português, contribuindo para colmatar algumas lacunas existentes no estado atual do conhecimento, nomeadamente:

- UPAC no setor residencial português;
- Integração de sistema de armazenamento sob a forma de baterias;
- Ligação da UPAC à RESP e injeção e venda do excedente de produção;
- Estudo de viabilidade económica das soluções propostas;
- Inclusão de um veículo elétrico e possibilidade de carregamento doméstico;
- Consideração de veículos elétricos de várias gamas existentes no mercado.



## METODOLOGIA

Neste capítulo apresenta-se a metodologia adotada e são explicitados os cenários de estudo abordados.

### 3.1 Caracterização do sistema de autoconsumo

De modo a efetuar o estudo da UPAC foi necessário a definição de premissas e cenários, quer do ponto de vista técnico, quer económico.

#### 3.1.1 Premissas adotadas nos casos em estudo

- Considerou-se uma moradia situada no distrito de Setúbal como local de instalação da UPAC;
- O perfil de consumo da habitação considerado é referente a um ano, obtido através do portal da E-REDES, em intervalos de 15 minutos;
- O consumo energético da habitação tem prioridade relativamente ao consumo do veículo elétrico no que à utilização da energia armazenada nas baterias diz respeito;
- O veículo elétrico é carregado no período compreendido entre as 19h e as 7h, em todos os dias do ano;
- Assume-se que o veículo elétrico percorre diariamente uma distância igual a 45 quilómetros;
- As baterias de armazenamento são carregadas a partir da energia excedente do sistema fotovoltaico.

### 3.1.2 Considerações técnicas

- O ciclo de vida útil da UPAC considerado é de 15 anos;
- Índice de degradação dos módulos fotovoltaicos de 0,30 %/ano;
- Potência contratada de 6,9 kVA;
- De modo a preservar o período de vida útil da bateria, considerou-se uma profundidade de descarga máxima de 60%, isto é, uma utilização da bateria de armazenamento e da bateria do veículo elétrico entre os 20% e 80% da sua capacidade;
- Considerou-se uma eficiência de carga e de descarga das baterias de armazenamento de 99% e 95%, respetivamente;
- Admitiram-se perdas de rendimento do sistema fotovoltaico (perdas globais resultantes de diferenças entre módulos, sujidade, perdas de Joule nos cabos DC e perdas AC) de 12%.

### 3.1.3 Considerações financeiro-económicas

- Despesas de operação e manutenção (O&M) anuais de 1,5% do investimento inicial total;
- Considerou-se um período de 15 anos na análise económica do sistema;
- Admitiu-se um aumento do custo da energia de 1,2%/ano;
- A tarifa energética considerada foi a tarifa simples;
- A tarifa de venda do excedente de produção considerada foi de 0,06 €/kWh.

### 3.1.4 Especificações do sistema de autoconsumo

Neste estudo consideraram-se as características técnicas de alguns equipamentos disponíveis no mercado, nomeadamente:

- Módulos fotovoltaicos de 480 W de potência, da marca *Qcells* e modelo *Q.PEAK DUO ML-G11 SERIES*;
- Inversor híbrido monofásico da marca *Solax Power*, modelo *X1-Hybrid*, compatível com baterias de iões de lítio e de ácido chumbo, para UPAC com sistema de armazenamento, e inversor de rede monofásico da marca *Solax Power*, modelo *X1-Mini G4*, para UPAC sem sistema de armazenamento;

- Bateria de armazenamento de íons de lítio da marca *Solax Power*, modelo *Triple Power*.

As características mais relevantes do módulo fotovoltaico encontram-se presentes na Tabela 3.1. A ficha técnica disponibilizada pelo fabricante é apresentada no Anexo B.1.

Tabela 3.1 - Especificações do módulo fotovoltaico

Especificações do módulo fotovoltaico			
Fabricante		Qcells	
Modelo		Q.PEAK DUO ML-G11	
Propriedade das células		Monocristalino	
STC	Potência Máxima ( $P_{m\acute{a}x}$ )	[Wp]	480
	Tensão MPP ( $U_{MPP}$ )	[V]	37,57
	Corrente MPP ( $I_{MPP}$ )	[A]	12,78
	Tensão de Circuito Aberto ( $U_{0c}$ )	[V]	45,59
	Corrente de Circuito Aberto ( $I_{sc}$ )	[A]	13,51
	Eficiência do Módulo	[%]	20,60%
NMOT	Potência Máxima ( $P_{m\acute{a}x}$ )	[Wp]	360,1
	Tensão MPP ( $U_{MPP}$ )	[V]	35,87
	Corrente MPP ( $I_{MPP}$ )	[A]	10,04
	Tensão de Circuito Aberto ( $U_{0c}$ )	[V]	43,00
	Corrente de Circuito Aberto	[A]	10,89
Dimensões			
Comprimento		[m]	2,054
Largura		[m]	1,134
Características de Temperatura			
NMOT		[°C]	43
$P_{m\acute{a}x}$		[/°C]	- 0,34%
$U_{0c}$		[/°C]	- 0,27%
$I_{sc}$		[/°C]	0,04%

O inversor foi escolhido tendo em conta as características técnicas do módulo fotovoltaico, tendo-se determinado a curva de tendência do rendimento do inversor a partir da curva de rendimento típica de um inversor destinado a operar em sistemas fotovoltaicos.

A escolha do inversor teve em conta a equação (3.1):

$$0,7 \times P_{M\acute{a}x,FV} < P_{M\acute{a}x,inv} < 1,2 \times P_{M\acute{a}x,FV} \quad (3.1)$$

Em que:

$P_{Máx,FV}$  - Potência máxima do sistema fotovoltaico, em Wp

$P_{Máx,inv}$  - Potência nominal máxima de saída do inversor, em Wp

De acordo com o Decreto-Lei nº 162/2019, o inversor a instalar na UPAC deve constar na listagem de inversores homologados e certificados pela DGEG para o efeito [55].

Com o intuito de determinar o número mínimo e máximo de módulos em série, calcularam-se os seguintes parâmetros para o módulo fotovoltaico:

- Cálculo da tensão em circuito aberto, para uma temperatura das células de -20 °C:

$$U_{OC(-20\text{ °C})} = \left(1 - \frac{(25 + 20) \times \Delta U}{100}\right) \times U_{OC(STC)} \quad (3.2)$$

Em que:

$U_{OC(-20\text{ °C})}$  - Tensão em circuito aberto, expressa em V

$\Delta U$  - Variação da tensão por cada °C, expressa em %

$U_{OC(STC)}$  - Tensão em circuito aberto nas condições STC, em V

- Cálculo da tensão mínima de saída, para uma temperatura das células de 60 °C:

$$U_{MPP(60\text{ °C})} = \left(1 - \frac{(60 + 25) \times \Delta U}{100}\right) \times U_{MPP(STC)} \quad (3.3)$$

Em que:

$U_{MPP(60\text{ °C})}$  - Tensão mínima de saída, expressa em V

$\Delta U$  - Variação da tensão por cada °C, expressa em %

$U_{MPP(STC)}$  - Tensão mínima do módulo nas condições STC, em V

Seguidamente, determinou-se o número máximo e mínimo de módulos a colocar em série a partir da tensão em circuito aberto e da tensão mínima de saída do inversor, respetivamente (expressões (3.4) e (3.5)). Quando se atinge a máxima temperatura de funcionamento verifica-se a mínima tensão dos módulos e vice-versa, isto é, para a mínima temperatura de funcionamento obtém-se a máxima tensão dos módulos.

$$N_{Máx(-20\text{ °C})} = \left(\frac{U_{Máx,Entr,Inv}}{U_{OC(-20\text{ °C})}}\right) \quad (3.4)$$

Em que:

$N_{Máx(-20\text{ °C})}$  - Número máximo de módulos em série, em unidades

- $U_{OC(-20\text{ }^\circ\text{C})}$  - Tensão em circuito aberto, expressa em V  
 $U_{M\acute{a}x,Entr,Inv}$  - Tensão máxima de entrada no inversor, expressa em V

$$N_{Min(60\text{ }^\circ\text{C})} = \left( \frac{U_{Min,Entr,Inv}}{U_{MPP(60\text{ }^\circ\text{C})}} \right) \quad (3.5)$$

Em que:

- $N_{Min(60\text{ }^\circ\text{C})}$  - Número mínimo de módulos em série, em unidades  
 $U_{MPP(STC)}$  - Tensão mínima do módulo nas condições STC, em V  
 $U_{Min,Entr,Inv}$  - Tensão mínima de entrada no inversor, expressa em V

O número de módulos a instalar em série para cada um dos inversores sintetiza-se na Tabela 3.2.

Tabela 3.2 - Módulos a dispor em série por cada tipo de inversor

	<i>X1-Mini G4</i>	<i>X1-Hybrid G4</i>
$U_{M\acute{a}x,Entr,Inv}$	550 V	550 V
$U_{Min,Entr,Inv}$	50 V	90 V
Número de Módulos Mínimo, em série	2	3
Número de Módulos Máximo, em série	11	11

Por outro lado, a curva de tendência do rendimento do inversor foi obtida a partir do cálculo dos coeficientes  $K_0$ ,  $K_1$  e  $K_2$  da equação que traduz a modelização matemática da curva de rendimento de um inversor:

$$\eta_{inv} = \frac{P_{inv}}{P_{inv} + K_0 + K_1 \cdot P_{inv} + K_2 \cdot P_{inv}^2} \quad (3.6)$$

Manipulando a expressão anterior, vem que:

$$\frac{P_{inv}}{\eta_{inv}} - P_{inv} = K_0 + K_1 \cdot P_{inv} + K_2 \cdot P_{inv}^2 \quad (3.7)$$

Em que:

- $P_{inv}$  - Potência DC entregue ao inversor, em kW  
 $\eta_{inv}$  - Rendimento do inversor, em %  
 $K_0, K_1$  e  $K_2$  - Coeficientes da curva de tendência do rendimento do inversor

Da curva de rendimento típica de um qualquer inversor fotovoltaico, selecionaram-se 4 pares  $(P_{AC}, \eta_{inv})$ . Dado que  $P_{DC} = \frac{P_{AC}}{\eta_{inv}}$ , obteve-se a curva de tendência representada na Figura 3.1.

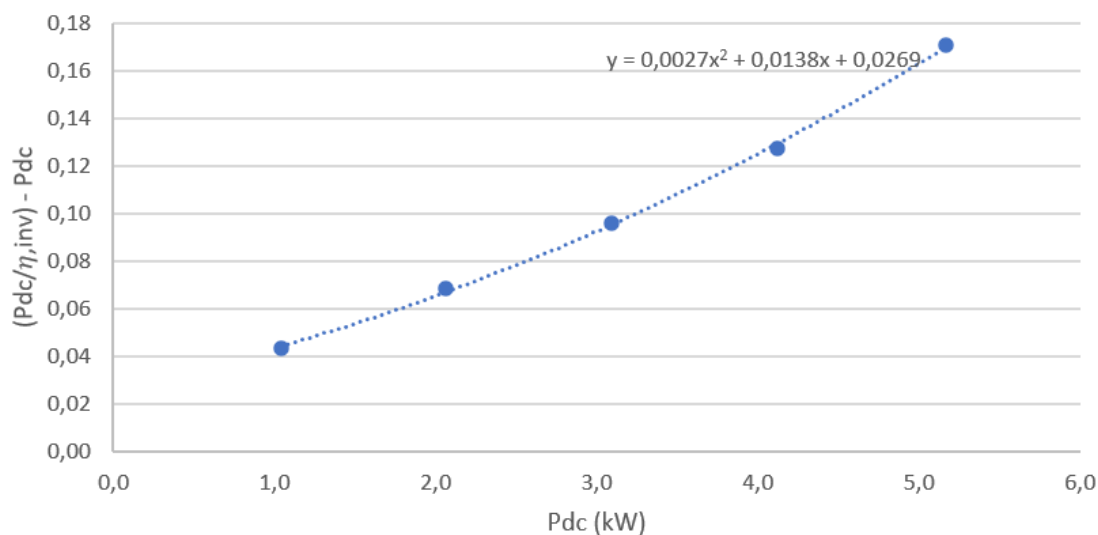


Figura 3.1 - Curva de tendência do rendimento do inversor

Assim, o rendimento do inversor para cada instante pode ser determinado a partir da seguinte expressão (3.6).

O *datasheet* dos inversores é apresentado nos Anexo B.2 e B.3, para consulta de todas as características.

Por sua vez, a bateria de armazenamento considerada apresenta uma capacidade máxima total de 5,8 kWh, podendo agrupar-se a outras baterias de modo a aumentar a sua capacidade, até a um máximo de 4 baterias no total. Assim, é possível uma capacidade de armazenamento de 5,8 kWh, 11,6 kWh, 17,4 kWh ou 23,2 kWh, mediante as necessidades energéticas da UPAC. A ficha técnica disponibilizada pelo fabricante encontra-se presente no Anexo B.4.

## 3.2 Metodologia adotada

Nesta dissertação definiram-se diferentes cenários de estudo com vista à análise da sua viabilidade económica. O tratamento de dados e simulação de cenários foram efetuados com recurso às folhas de cálculo da ferramenta *Microsoft Excel*. Primeiramente, analisou-se o cenário de uma UPAC sem sistema de armazenamento, mas com possibilidade de carregamento de veículos elétricos. Posteriormente, procedeu-se ao estudo do cenário de uma UPAC

combinando um sistema de armazenamento de energia e possibilidade de carregamento de veículos elétricos. Este último cenário foi replicado utilizando-se diferentes capacidades para o sistema de armazenamento, de modo a avaliar a necessidade técnica e influencia económica no sistema. Na Tabela 3.3 sintetizam-se os diferentes cenários adotados.

Tabela 3.3 - Cenários de estudo e suas características

	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
UPAC	✓	✓	✓
Veículo Elétrico	✓	✓	✓
1 kWp	✓		
2 kWp	✓	✓	✓
3 kWp		✓	✓
Sistema de Armazenamento (5,8 kWh)		✓	
Sistema de Armazenamento (11,6 kWh)			✓

Mediante o tratamento dos dados recolhidos, nomeadamente das características dos equipamentos da instalação e dos dados de consumo da habitação, definiram-se 3 potências instaladas para a UPAC: 1 kWp, 2 kWp e 3 kWp. Consideraram-se as referidas potências dado que a potência média de consumo em horas de produção solar da habitação em estudo é igual a 1 kW. As restantes potências instaladas foram definidas tendo em conta a inclusão da carga adicional proveniente do carregamento do veículo elétrico.

Seguidamente, obtiveram-se os dados de irradiância solar e de temperatura ambiente do local de instalação da UPAC a partir da ferramenta online PVGIS, que fornece dados referentes a um dia, para cada mês do ano, em período horário [56].

Deste modo, foi possível calcular a produção fotovoltaica da UPAC para as 3 potências instaladas, para um dia de cada mês do ano, em período horário, segundo a seguinte metodologia:

- Cálculo da temperatura da célula segundo condições NOCT (expressão (2.1));
- Determinação da potência DC entregue pelo módulo fotovoltaico ao inversor (expressão (2.2));
- Cálculo da potência produzida em condições reais (expressão (2.3));

- Determinação da potência DC entregue ao inversor, considerando as perdas globais resultantes de diferenças entre módulos, sujidade e perdas de Joule nos cabos DC (expressão (2.4));
- Considerando a curva de rendimento do inversor e as perdas AC do sistema, calcular a potência AC que é entregue à UPAC, segundo a seguinte expressão:

$$P_{AC,final} = (P_{inv} \times \eta_{inv}) \times (1 - P_{perdas,AC}) \quad (3.8)$$

Na Tabela 3.4 apresenta-se, como exemplo, a determinação da produção para um dia do mês de janeiro.

Tabela 3.4 - Determinação da produção fotovoltaica para um dia do mês de janeiro

Janeiro									
Horas	G (W/m <sup>2</sup> )	T <sub>amb</sub> (°C)	T <sub>cel</sub> (°C)	P <sub>DCMáx</sub> (kW)	P <sub>DC</sub> (kW)	P <sub>inv</sub> (kW)	$\eta$	P <sub>AC</sub> (kW)	P <sub>ACFinal</sub> (kW)
00:00	0,00	10,5	10,5	0,00	0,00	0,00	0,0%	0,00	0,00
01:00	0,00	10,3	10,3	0,00	0,00	0,00	0,0%	0,00	0,00
02:00	0,00	10,0	10,0	0,00	0,00	0,00	0,0%	0,00	0,00
03:00	0,00	9,8	9,8	0,00	0,00	0,00	0,0%	0,00	0,00
04:00	0,00	9,7	9,7	0,00	0,00	0,00	0,0%	0,00	0,00
05:00	0,00	9,5	9,5	0,00	0,00	0,00	0,0%	0,00	0,00
06:00	0,00	9,4	12,2	0,00	0,00	0,00	0,0%	0,00	0,00
07:00	0,00	9,3	9,3	0,00	0,00	0,00	0,0%	0,00	0,00
08:00	27,47	9,4	10,2	0,05	0,06	0,05	64,4%	0,03	0,03
09:00	258,27	9,7	17,2	0,50	0,51	0,46	93,1%	0,43	0,42
10:00	410,40	11,6	23,4	0,79	0,79	0,71	94,9%	0,68	0,66
11:00	525,90	12,2	27,3	1,01	1,00	0,90	95,6%	0,86	0,84
12:00	576,07	12,8	29,4	1,11	1,09	0,98	95,8%	0,94	0,92
13:00	594,20	13,3	30,4	1,14	1,12	1,01	95,9%	0,97	0,95
14:00	539,41	14,1	29,6	1,04	1,02	0,92	95,6%	0,88	0,86
15:00	467,31	14,2	27,7	0,90	0,89	0,80	95,3%	0,76	0,75
16:00	308,17	14,2	23,1	0,59	0,60	0,54	93,9%	0,50	0,49
17:00	74,06	13,3	15,4	0,14	0,15	0,13	82,1%	0,11	0,11
18:00	0,00	12,6	12,6	0,00	0,00	0,00	0,0%	0,00	0,00
19:00	0,00	12,2	12,2	0,00	0,00	0,00	0,0%	0,00	0,00
20:00	0,00	11,5	11,5	0,00	0,00	0,00	0,0%	0,00	0,00
21:00	0,00	11,2	11,2	0,00	0,00	0,00	0,0%	0,00	0,00
22:00	0,00	10,8	10,8	0,00	0,00	0,00	0,0%	0,00	0,00
23:00	0,00	10,6	10,6	0,00	0,00	0,00	0,0%	0,00	0,00

Posteriormente, calcularam-se diversos parâmetros relevantes para o estudo, tais como a quantidade de energia excedente à produção, a quantidade de energia consumida proveniente da RESP, a quantidade de energia autoconsumida, as trocas de energia com o sistema de armazenamento (carregamento e consumo da bateria) e as interações energéticas entre a UPAC, sistema de armazenamento e veículo elétrico.

Na Figura 3.2 é apresentado o diagrama dos fluxos energéticos associado à UPAC sem armazenamento.

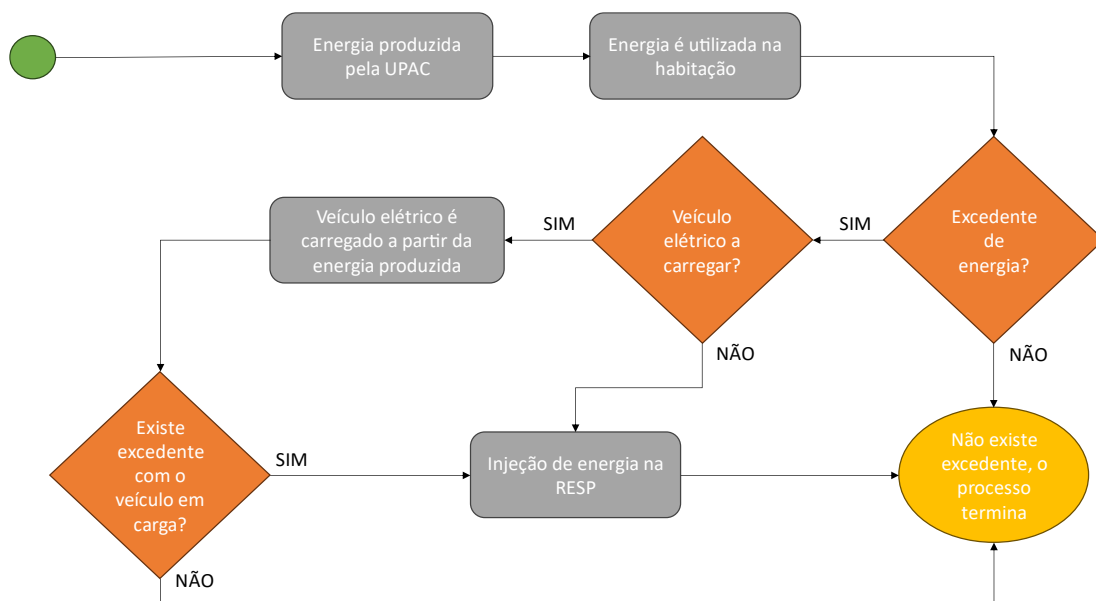


Figura 3.2 - Diagrama dos fluxos energéticos da UPAC sem armazenamento

De modo análogo, na Figura 3.3 sintetiza-se o diagrama dos fluxos energéticos da UPAC com sistema de armazenamento.

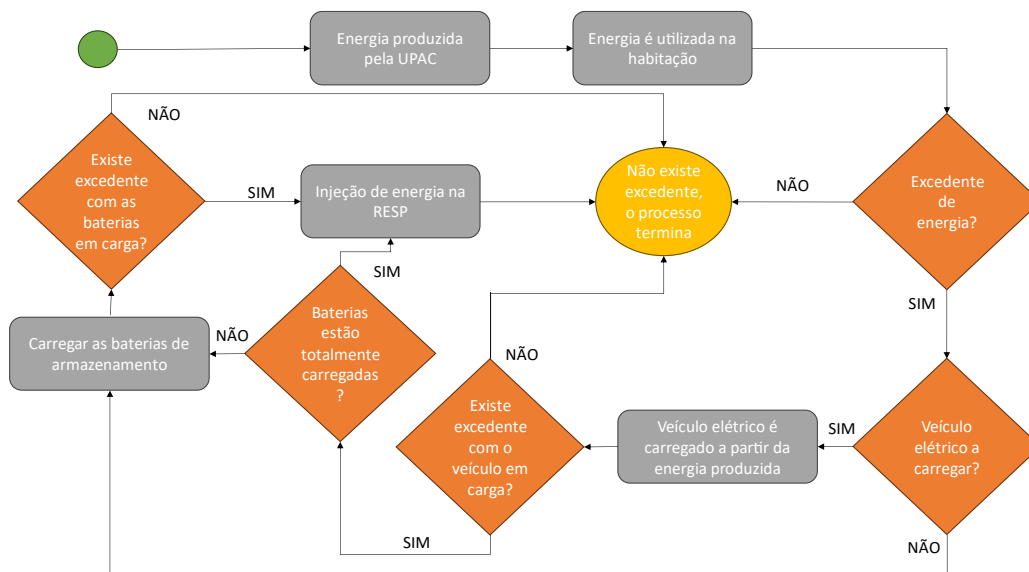


Figura 3.3 - Diagrama dos fluxos energéticos da UPAC com armazenamento

Para a UPAC sem armazenamento, os cálculos efetuados seguiram a seguinte metodologia<sup>1</sup>:

O cálculo do autoconsumo da UPAC segue o seguinte raciocínio:

- Se  $Consumo_t > Produção_t$

$$Autoconsumo_t = Produção_t \quad (3.9)$$

- Se  $Consumo_t < Produção_t$

$$Autoconsumo_t = Consumo_t \quad (3.10)$$

Caso o consumo da UPAC seja superior à produção fotovoltaica, a energia em déficit é colmatada através do consumo da energia proveniente da RESP. O cálculo da energia consumida proveniente da RESP segue a seguinte metodologia:

- Se  $Consumo_t > Produção_t$

$$Energia consumida da RESP_t = Consumo_t - Produção_t \quad (3.11)$$

- Se  $Consumo_t < Produção_t$

$$Energia consumida da RESP_t = 0 \quad (3.12)$$

Pelo contrário, se a produção for superior ao consumo a energia excedente da produção é injetada na RESP:

- Se  $Produção_t > Consumo_t$

$$Energia injetada na RESP_t = Produção_t - Consumo_t \quad (3.13)$$

- Se  $Produção_t < Consumo_t$

$$Energia injetada na RESP_t = 0 \quad (3.14)$$

Por outro lado, para a UPAC com armazenamento foram considerados os fluxos energéticos provenientes da interação entre o sistema de armazenamento, o veículo elétrico e a RESP.

Para o carregamento da bateria de armazenamento considerou-se a seguinte metodologia:

- Se energia excedente de produção  $> 0$

- Se  $Carga Bateria_t + E_{excedente,t} \leq Carga Bateria_{máx}$

$$Carregamento Bateria_t = E_{excedente,t} \quad (3.15)$$

- Se  $Carga Bateria_t + E_{excedente,t} > Carga Bateria_{máx}$

$$Carregamento Bateria_t = Carga Bateria_{máx} - Carga Bateria_t \quad (3.16)$$

- Se  $(Carga Bateria_t + E_{excedente,t} - Consumo_{VE,t} \leq Carga Bateria_{máx})$  e (Necessidade de Carregamento do VE) e  $(E_{excedente,t} - Consumo_{VE,t} > 0)$

$$Carregamento Bateria_t = E_{excedente,t} - Consumo_{VE,t} \quad (3.17)$$

De igual modo, para descarregar a bateria, considerou-se:

- Se energia excedente de produção  $< 0$

- Se  $Carga\ Bateria_t - E_{défice,t} \geq Carga\ Bateria_{min}$   

$$Consumo\ Bateria_t = E_{défice,t} \quad (3.18)$$

- Se  $Carga\ Bateria_t - E_{défice,t} < Carga\ Bateria_{min}$   

$$Consumo\ Bateria_t = Carga\ Bateria_t - Carga\ Bateria_{min} \quad (3.19)$$

- Se  $(Carga\ Bateria_t - E_{défice,t} - Consumo_{VE,t} \geq Carga\ Bateria_{min})$  e (Necessidade de Carregamento do VE)  

$$Consumo\ Bateria_t = E_{défice,t} + Consumo_{VE,t} \quad (3.20)$$

- Se  $(Carga\ Bateria_t - E_{défice,t} - Consumo_{VE,t} < Carga\ Bateria_{min})$  e (Necessidade de Carregamento do VE)  

$$Consumo\ Bateria_t = Carga\ Bateria_t - Carga\ Bateria_{min} \quad (3.21)$$

Caso a bateria de armazenamento atinja a sua capacidade máxima, a energia excedente da produção é injetada na RESP, segundo a seguinte metodologia:

- Se  $Produção_t > Consumo_t$ 
  - Se  $(Carga\ Bateria_t = Carga\ Bateria_{máx})$

$$Energia\ Injetada\ na\ RESP_t = E_{Excedente,t} - Carregamento\ Bateria_t \quad (3.22)$$

- Se  $(Carga\ Bateria_t = Carga\ Bateria_{máx})$  e (Necessidade de Carregamento do VE) e  $(Consumo_{VE,t} < E_{excedente,t})$

$$Energia\ Injetada\ na\ RESP_t = E_{excedente,t} - Consumo_{VE,t} \quad (3.23)$$

- Caso contrário

$$Energia\ Injetada\ na\ RESP_t = 0 \quad (3.24)$$

Por outro lado, caso a capacidade mínima da bateria seja atingida e o consumo da UPAC seja superior à produção, o déficit de energia é colmatado com a energia proveniente da RESP. De modo análogo, caso não haja déficit de energia e haja a necessidade de carregamento do veículo elétrico, mas o consumo necessário ao carregamento do veículo seja superior à energia armazenada no sistema de armazenamento o diferencial é consumido da RESP.

- Se  $Consumo_t > Produção_t$ 
  - Se (Não necessidade de carregamento do VE)  

$$Energia\ Consumida\ da\ RESP = E_{défice,t} - Consumo\ Bateria_t \quad (3.25)$$

- Se (Necessidade de carregamento do VE)  

$$Energia\ Consumida\ da\ RESP = E_{défice,t} + Consumo_{VE,t} \quad (3.26)$$

- Se  $Produção_t \geq Consumo_t$ 
  - Se (Necessidade de carregamento do VE) e  $(Consumo_{VE,t} > Carga\ Bateria_t - Carga\ Bateria_{min})$

$$Energia\ Consumida\ da\ RESP = Consumo_{VE,t} - Consumo\ Bateria_t \quad (3.27)$$

- Caso contrário

$$Energia\ Consumida\ da\ RESP = 0 \quad (3.28)$$

Assim, o cálculo do autoconsumo para a UPAC com armazenamento é dado pelas expressões (3.29) e (3.30):

- Se  $Consumo_t > Produção_t$

$$Autoconsumo_t = Produção_t + Consumo\ Bateria_t \quad (3.29)$$

- Se  $Consumo_t < Produção_t$

$$Autoconsumo_t = Consumo_t \quad (3.30)$$

---

<sup>1</sup> As expressões (3.9) a (3.30) apresentam-se expressas em kWh

t - Representa o período horário

VE - "Veículo Elétrico"

$Carga\ Bateria_{min}$  - Capacidade máxima da bateria, limitada a 80% da capacidade total definida pelo fabricante por questões de preservação da sua vida útil

$Carga\ Bateria_{máx}$  - Capacidade mínima da bateria, limitada a 20% da capacidade total definida pelo fabricante por questões de preservação da sua vida útil

### 3.3 Caracterização do estudo de viabilidade económica

A viabilidade económica e a rentabilidade da instalação de uma UPAC no seu período de vida útil devem ser avaliadas mediante um estudo de viabilidade económica. Neste estudo são tidos em conta os encargos financeiros associados aos custos de investimento e de operação e manutenção do sistema, assim como a poupança acumulada resultante da redução significativa dos custos da compra de energia à RESP, bem como da remuneração da energia excedente produzida pela UPAC.

A recuperação do capital investido no período de vida útil do sistema é vital à viabilidade da instalação de uma UPAC.

Os encargos financeiros associados à UPAC dividem-se em custos de capital, associados ao custo do investimento inicial da instalação (equipamentos e procedimentos administrativos

de implementação e legalização), e em custos operacionais, que correspondem aos custos de operação e manutenção (O&M) da instalação (seguro de responsabilidade civil, inspeções periódicas e manutenção dos equipamentos).

Assim, o estudo de viabilidade económica é apoiado em indicadores financeiros que ajudam o investidor na tomada de decisão, nomeadamente o *Levelized Cost of Energy* (LCOE), o *Levelized Cost of Storage* (LCOS), o Período de Retorno do Investimento (PRI), a Taxa Interna de Rentabilidade (TIR) e o Valor Atual Líquido (VAL).

De seguida, apresentam-se as definições destes indicadores.

O *Levelized Cost of Energy* (LCOE) é um indicador económico que traduz o custo médio da energia produzida pela UPAC durante o período de vida útil do projeto. Para sistemas fotovoltaicos, o LCOE é dado pelo quociente entre a soma do custo de investimento inicial e custos de O&M atualizados e a energia produzida pelo sistema durante o período em análise (equação (3.31)) [57].

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=0}^n \frac{O\&M}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (3.31)$$

Em que:

$LCOE$  - *Levelized Cost of Energy*, em €/kWh

$n$  - Duração útil do projeto ou período em análise, em anos

$t$  - Ano

$E_t$  - Energia produzida anualmente pelo sistema fotovoltaico, em kWh

$I_0$  - Investimento inicial (ano 0)

$r$  - Taxa de atualização do projeto

O *Levelized Cost of Storage* (LCOS) traduz o valor da tecnologia de armazenamento, permitindo comparar diferentes sistemas do ponto de vista económico durante o período de vida útil do projeto. O LCOS é dado pelo quociente entre a soma do custo de investimento inicial e custos de O&M atualizados e a energia providenciada pelo sistema de armazenamento durante a sua vida útil, isto é, a energia que é produzida pelo sistema, armazenada e posteriormente consumida (equação (3.32)) [58].

$$LCOS = \frac{I_0 + \sum_{t=0}^n \frac{O\&M}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{A_t}{(1+r)^t}} \quad (3.32)$$

Em que:

$LCOS$  - *Levelized Cost of Storage*, em €/kWh

$n$  - Duração útil do projeto ou período em análise, em anos

$t$  - Ano

$A_t$  - Energia providenciada anualmente pelo sistema de armazenamento, em kWh

$I_0$  - Investimento inicial (ano 0)

$r$  - Taxa de atualização do projeto

O **Período de Retorno do Investimento (PRI)** corresponde ao período temporal necessário para que o capital investido seja totalmente recuperado [59]. O PRI determina-se através do quociente entre o investimento inicial e a receita líquida atualizada média anual (equação (3.33)).

$$PRI = \frac{I_0}{\sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t}} \quad (3.33)$$

Em que:

$PRI$  - Período de Retorno do Investimento, em anos

$n$  - Duração útil do projeto ou período em análise, em anos

$t$  - Ano correspondente aos *cash-flows*

$CF_t$  - *Cash-flow* gerado no ano  $t$ , em €

$I_0$  - Investimento inicial (ano 0)

$r$  - Taxa de atualização do projeto

Um projeto considera-se tanto mais viável quanto menor for o seu PRI, porém a inviabilidade económica só se considera caso o PRI seja igual ou superior ao período de vida útil do projeto [59].

A **Taxa Interna de Rentabilidade (TIR)** corresponde à taxa de atualização para a qual o VAL é nulo, traduzindo o rendimento anual do projeto durante o seu período de vida útil. Este valor representa a taxa de retorno correspondente ao capital investido no projeto [60]. A TIR expressa-se geralmente em percentagem e é dada pela equação (3.34):

$$0 = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+TIR)^t} - I_0 \quad (3.34)$$

Em que:

$TIR$  - Taxa Interna de Rentabilidade

$n$  - Duração útil do projeto ou período em análise, em anos

- $t$  - Ano correspondente aos cash-flows
- $CF_t$  - Cash-flow gerado no ano  $t$ , em €
- $I_0$  - Investimento inicial (ano 0)
- $r$  - Taxa de atualização do projeto

Caso a TIR seja superior à taxa de atualização do projeto considera-se que o investimento apresenta viabilidade económica, dado que a taxa de rentabilidade supera o custo do capital. Se, contrariamente, a TIR for inferior ao valor da taxa de atualização o projeto não apresenta rentabilidade sendo, portanto, inviável economicamente [60].

O **Valor Atual Líquido (VAL)** corresponde à soma, atualizada para o presente, dos fluxos monetários (*cash-flows*) efetuados ao longo da vida útil de um projeto, tendo em conta uma taxa de atualização [61]. O VAL expressa-se em euros, sendo dado pela equação (3.35):

$$VAL = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} - I_0 \quad (3.35)$$

Em que:

- $VAL$  - Valor Atual Líquido, em €
- $n$  - Duração útil do projeto ou período em análise, em anos
- $t$  - Ano correspondente aos *cash-flows*
- $CF_t$  - *Cash-flow* gerado no ano  $t$ , em €
- $I_0$  - Investimento inicial (ano 0)
- $r$  - Taxa de atualização do projeto

Um valor positivo do VAL traduz a viabilidade económica do projeto, ou seja, as receitas obtidas ao longo do tempo de vida útil do projeto superam as despesas realizadas, permitindo a obtenção de excedente financeiro. Pelo contrário, um valor negativo do VAL indica a inviabilidade económica do projeto. Caso o valor do VAL seja igual a 0 a viabilidade económica do projeto apresenta um carácter incerto, dado que as receitas obtidas durante o tempo de vida útil do projeto apenas igualam as despesas efetuadas, não se obtendo excedente financeiro [61].

Assim, o VAL permite uma análise comparativa entre projetos cujo investimento inicial e tempo de vida útil sejam semelhantes, devendo-se selecionar o que apresentar o maior VAL [61].

## UNIDADE DE PRODUÇÃO PARA AUTOCONSUMO - ESTUDO DE CASO

Neste capítulo caracteriza-se o objeto de estudo, apresentando-se os dados iniciais e o resultado do estudo de caso efetuado para os diferentes cenários considerados.

### 4.1 Caracterização da Habitação

A UPAC em estudo tem como local de instalação um edifício residencial situado no distrito de Setúbal, no qual habitam quatro pessoas. A moradia dispõe de um telhado extenso, com orientação a sul (assinalado na Figura 4.1 a verde) com uma área útil de cerca de  $40 \text{ m}^2$  para implementação dos painéis fotovoltaicos.



Figura 4.1 - Edifício residencial para instalação da UPAC. Adaptado de [62].

A habitação apresenta uma classe de eficiência energética B, numa escala de F a A+, e dispõe de alguns equipamentos de maior consumo, tais como sistema de climatização em cinco divisões, forno elétrico e máquina de secar. No entanto, estes equipamentos raramente são utilizados, sendo o sistema de climatização usado apenas durante alguns períodos no inverno e verão.

## 4.2 Análise de Consumos

Com o objetivo de adequar o sistema fotovoltaico para autoconsumo ao local da instalação é indispensável o estudo e análise pormenorizada do perfil de consumo da habitação. A análise dos consumos possibilita o ajuste da potência instalada da UPAC de modo a alcançar a solução ideal que evite o subdimensionamento da instalação, que impossibilita o aproveitamento do potencial de geração, bem como o sobredimensionamento, que gera excedentes de produção elevados.

O consumidor possui um contrato com uma empresa comercializadora de eletricidade, estando assim ligado à RESP em regime de Baixa Tensão Normal (BTN), com uma potência contratada de 6,9 kVA.

Os dados de consumo da habitação foram obtidos a partir do portal da E-Redes, com a periodicidade de 15 minutos, referentes a um ano (de 1 de janeiro de 2022 a 31 de dezembro de 2022). No entanto, verificou-se a inexistência de dados de consumo para alguns dias do ano, tendo-se assumido um consumo igual ao anterior dia. Na Tabela 4.1 é apresentada, como exemplo, a informação disponibilizada para o período entre as 00h00 e as 04h00 do dia 1 de fevereiro de 2022.

Tabela 4.1 - Dados de consumo da habitação

Fevereiro		
Data	Hora	Potência Ativa (kW)
01/02/2022	00:00	0,36
01/02/2022	00:15	0,368
01/02/2022	00:30	0,36
01/02/2022	00:45	0,26
01/02/2022	01:00	0,264
01/02/2022	01:15	0,264
01/02/2022	01:30	0,264
01/02/2022	01:45	0,260
01/02/2022	02:00	0,204
01/02/2022	02:15	0,172
01/02/2022	02:30	0,176
01/02/2022	02:45	0,168
01/02/2022	03:00	0,172
01/02/2022	03:15	0,168
01/02/2022	03:30	0,172
01/02/2022	03:45	0,172

De acordo com os dados disponíveis, referentes ao consumo anual para o ano de 2022, obteve-se um gráfico de barras do consumo mensal para o referido período (Figura 4.2).

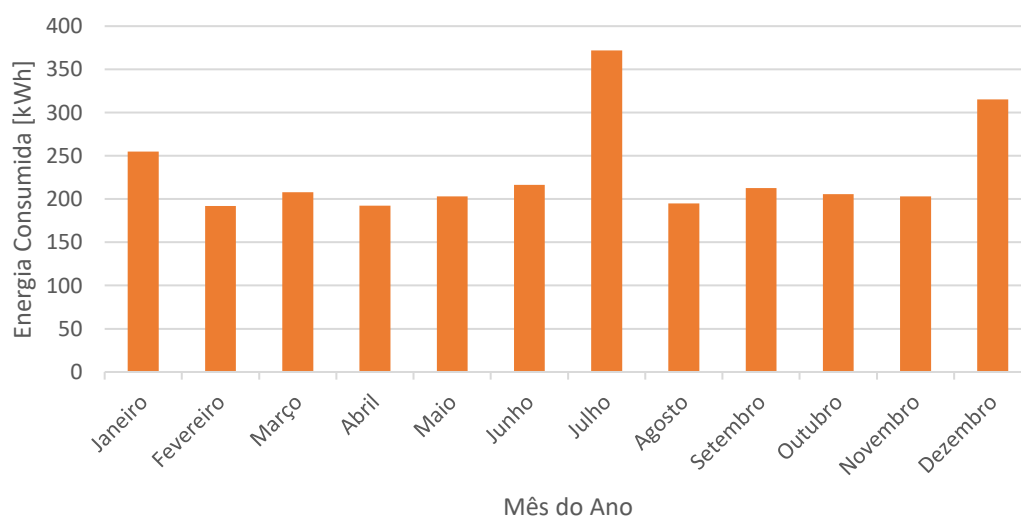


Figura 4.2 - Consumo energético mensal da habitação

Através da análise do gráfico da Figura 4.2, é possível verificar que julho é o mês de maior consumo energético. A utilização de equipamentos de arrefecimento e climatização, como os sistemas de ar condicionado e frigoríficos, suporta o aumento de consumo verificado. De modo análogo, constata-se um elevado consumo energético no mês de dezembro, motivado pela utilização de equipamentos de aquecimento e de confeção de alimentos, como os sistemas de ar condicionado e fornos elétricos, dado tratar-se de um período festivo.

Com o objetivo de obter maior detalhe acerca dos consumos da habitação, obteve-se um diagrama de carga a partir dos dados recolhidos. Na Figura 4.3 é apresentado, como exemplo, o diagrama de carga relativo ao mês de julho de 2022.

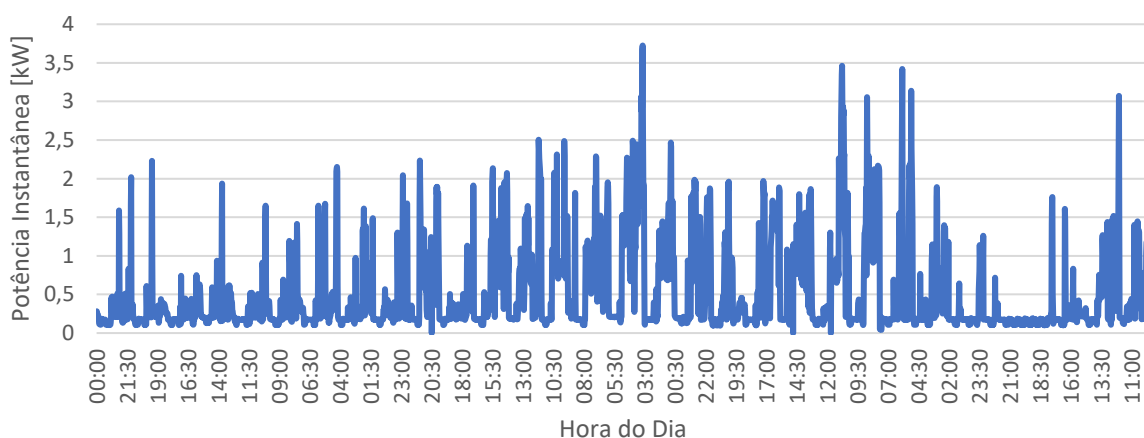


Figura 4.3 - Diagrama de carga do mês de julho de 2022

No diagrama de carga mensal da Figura 4.3 observa-se uma regularidade no padrão de consumo. Na Figura 4.4, apresenta-se um diagrama de carga de uma semana deste mês.

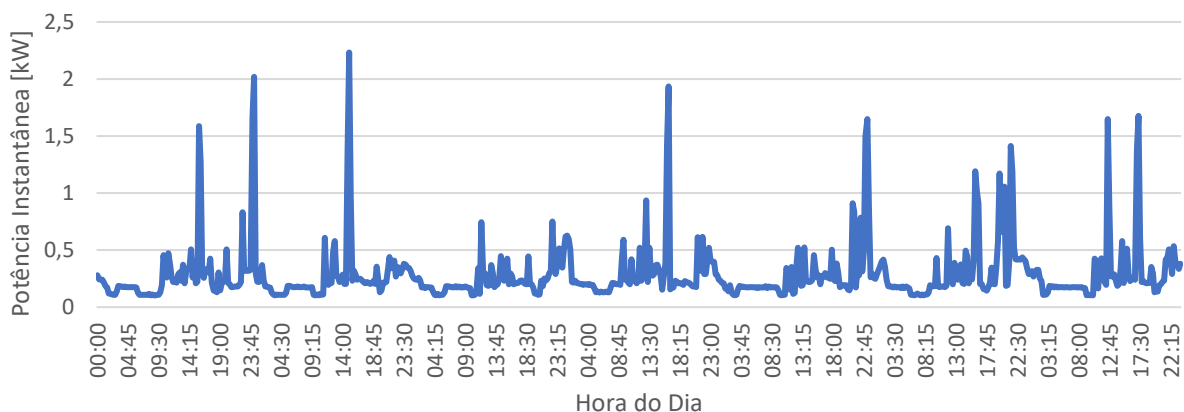


Figura 4.4 - Diagrama de carga de uma semana em julho de 2022

Adicionalmente, a UPAC em estudo terá em conta o carregamento de um veículo elétrico, que constitui uma carga adicional. Como descrito na secção 3.1.1, o carregamento do veículo elétrico é efetuado no período compreendido entre as 19h e as 7h, em todos os dias do ano.

### 4.3 Perfil de Produção Fotovoltaica

A partir da análise dos consumos da habitação do estudo de caso, consideraram-se três potências de instalação distintas, de modo a avaliar qual a mais indicada em função da complexidade do sistema, isto é, se possui armazenamento ou não. Na Tabela 4.2 apresenta-se a produção mensal para cada caso.

Tabela 4.2 - Produção anual e mensal para as diferentes potências instaladas consideradas

Potência instalada da UPAC	Produção Mensal (kWh)		
	1 kWp	2 kWp	3 kWp
janeiro	90,4	187,0	331,9
fevereiro	104,3	214,7	380,1
março	130,7	268,9	475,9
abril	138,9	285,4	504,9
maio	152,5	313,5	554,8
junho	150,8	310,1	548,7
julho	163,8	336,3	594,6
agosto	164,3	336,8	594,9
setembro	147,3	302,0	533,7
outubro	120,1	247,2	437,8
novembro	93,0	192,0	340,4
dezembro	91,1	188,1	333,5
<b>Total Anual</b>	<b>1547,2</b>	<b>3182,1</b>	<b>5631,3</b>

A partir da análise da tabela verifica-se que a produção é superior nos meses de verão face aos meses de inverno devido, sobretudo, ao facto do número de horas de exposição solar ser maior no verão, bem como das condições meteorológicas mais favoráveis.

Na Figura 4.5 está representada a produção fotovoltaica nos meses de janeiro e julho para as potências instaladas da UPAC consideradas.

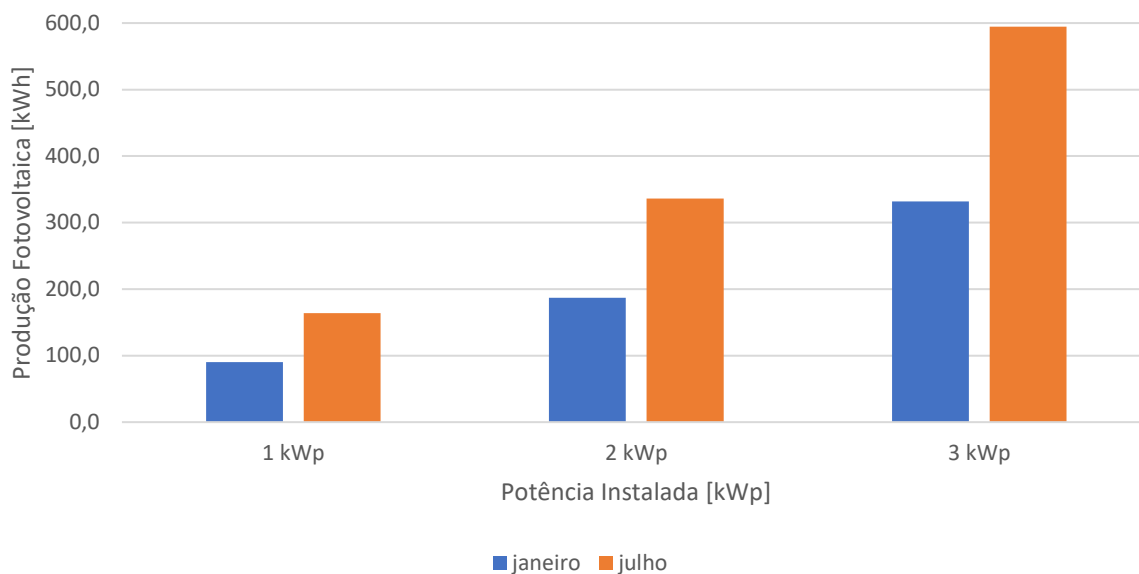


Figura 4.5 - Produção fotovoltaica em janeiro e julho para as diferentes potências instaladas

O perfil de produção nos meses de verão e inverno é, deste modo, distinto como se pode verificar na Figura 4.6.

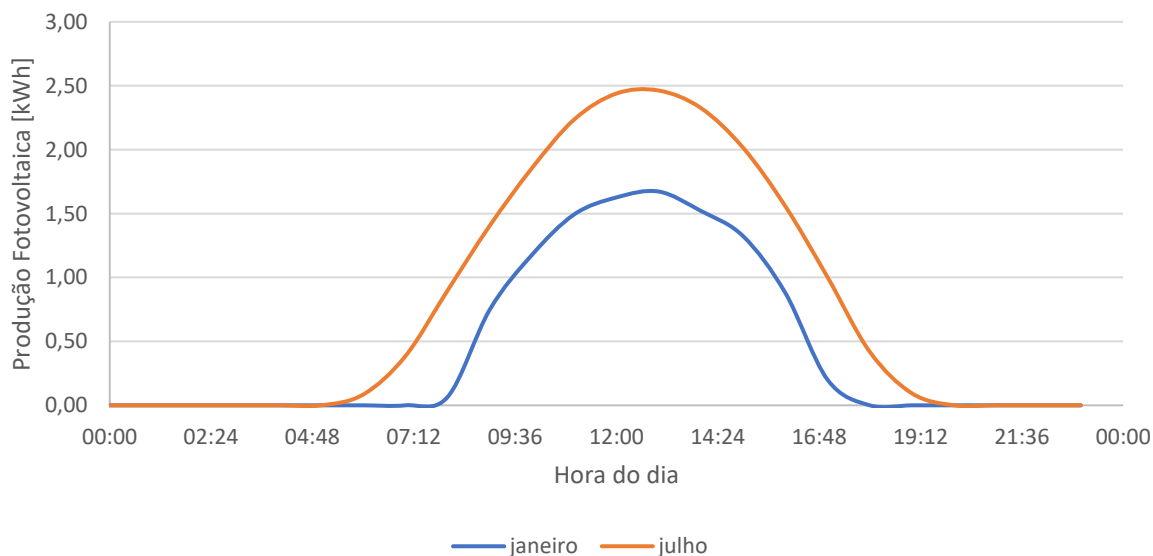


Figura 4.6 - Perfil de produção de um dia de verão e um dia de inverno, para uma potência instalada de 3 kWp

Pela análise da Figura 4.6 verifica-se a sazonalidade na produção fotovoltaica. O número de horas de produção de energia é distinto entre um dia de verão e um dia de inverno, produzindo-se num dia de verão entre as 7h00 e as 21h00, ao passo que num dia de inverno se produz entre as 8h30 e as 17h00.

## 4.4 Veículo Elétrico

O estudo de caso efetuado terá em conta a possibilidade de carregamento de um veículo elétrico, o que pressupõe uma carga adicional na instalação.

Assumiu-se, tendo em conta o perfil de ocupação da habitação, que o veículo elétrico é utilizado todos os dias, percorrendo uma distância de 45 km, permanecendo imóvel no período considerado das 19h-7h. É neste período que se procede ao carregamento do veículo.

De modo a obter uma análise mais pormenorizada e inferir a influência do tipo de veículo elétrico neste estudo consideraram-se dois tipos de veículos elétricos: um veículo de gama baixa, que possui um *pack* de baterias de menor capacidade, e um veículo de gama alta, que inclui baterias de grande capacidade.

Na Tabela 4.3 especificam-se as características técnicas dos veículos considerados.

Tabela 4.3 - Características técnicas dos veículos elétricos considerados [63], [64]

Marca e Modelo	Capacidade Nominal da Bateria [kWh]	Consumo WLTP [kWh/100km]	Consumo diário (45 km percorridos) [kWh]	Carregamento entre os 20% e 80% SoC [kWh]
Renault Zoe E-Tech E.V. 40 R110	41,0	17,2	7,7	24,6
Tesla Model 3 Long Range	75,0	14,4	6,5	45,0

Verifica-se que os veículos possuem consumos, expressos em kWh/100km, distintos, pelo que o gasto energético inerente ao seu carregamento terá influência no consumo da UPAC.

O carregamento do veículo elétrico é efetuado a partir duma tomada doméstica, em regime monofásico, 10 A de corrente elétrica e com 2,3 kW de potência. Considerou-se que o veículo elétrico é carregado diariamente até atingir 80% da capacidade total do *pack* de baterias. Para o carregamento do veículo é consumida, primeiramente, a energia excedente do sistema fotovoltaico, caso exista, e de seguida a energia armazenada no sistema de armazenamento da UPAC até atingir o limite mínimo imposto de 20% da capacidade total do sistema de armazenamento, sendo, posteriormente, consumida energia proveniente da RESP, caso a energia armazenada na bateria ou baterias seja insuficiente.

## 4.5 Cenário 1 - Unidade de Produção para Autoconsumo e Veículo Elétrico

Para o primeiro cenário em estudo consideraram-se quatro cenários de UPAC com ligação à RESP com potências instaladas de 1 kWp e 2 kWp e com possibilidade de carregamento de um veículo elétrico de gama baixa ou gama alta (Tabela 4.4). Para todos os cenários consideraram-se os módulos fotovoltaicos referidos na secção 3.1.4.

Tabela 4.4 - Cenários considerados para o Cenário 1

Cenário	UPAC 1 kWp	UPAC 2 kWp	Veículo Elétrico Gama Baixa	Veículo Elétrico Gama Alta
1.1	✓		✓	
1.2	✓			✓
1.3		✓	✓	
1.4		✓		✓

### 4.5.1 Cenário 1.1 - UPAC 1 kWp e Veículo Elétrico

Inicialmente, considerou-se uma potência instalada próxima da potência média de consumo da habitação nas horas de produção fotovoltaica (1 kW). Dado que a remuneração da energia excedente injetada na RESP é bastante reduzida, cerca de 6 cêntimos por kWh, pretende-se rentabilizar o consumo da energia produzida, evitando a sua injeção.

O número de painéis a instalar, tendo em conta a potência fotovoltaica do sistema e as especificações do módulo fotovoltaico, determina-se a partir da equação (4.1):

$$\text{Número módulos} = \frac{P_{\text{Máx,FV}}}{P_{\text{Módulo}}} = \frac{960 \text{ Wp}}{480 \text{ Wp}} = 2 \text{ módulos} \quad (4.1)$$

Em que:

$P_{\text{Máx,FV}}$  - Potência máxima do sistema fotovoltaico, expressa em Wp

$P_{\text{Módulo}}$  - Potência máxima do módulo fotovoltaico, expressa em Wp

De acordo com as especificações, cada módulo possui uma área de  $2,33 \text{ m}^2$ . No entanto, há que considerar um espaçamento entre cada painel. Deste modo, a área efetivamente utilizada para a instalação dos módulos na cobertura da habitação é expressa em  $\text{m}^2$  pela equação (4.2).

$$\begin{aligned} \text{Área necessária} &= (A_{\text{Módulo}} + D \times C_{\text{Módulo}}) \times N_{\text{Módulos}} \\ &= (2,33 + 0,02 \times 2,054) \times 2 = 4,74 \text{ m}^2 \end{aligned} \quad (4.2)$$

Em que:

$A_{\text{Módulo}}$  - Área do módulo fotovoltaico, expressa em  $m^2$

$D$  - Distância de segurança entre módulos, expressa em  $m$

$C_{\text{Módulo}}$  - Comprimento do módulo fotovoltaico, expresso em  $m$

$N_{\text{Módulos}}$  - Número de módulos fotovoltaicos, expresso em unidades

Para a UPAC sem sistema de armazenamento o inversor a ser usado é o modelo *X1-Mini G4*, que consta na secção 3.1.4, para o qual o número de módulos fotovoltaicos a serem dispostos em série varia entre 2 e 11, pelo que estão satisfeitas as condições impostas pelo inversor.

Inicialmente, calcularam-se os dados necessários de modo a efetuar uma análise energética da instalação, seguindo a metodologia explicitada na secção 3.2. Na Tabela 4.5, esquematiza-se, como exemplo, os dados energéticos considerados, nomeadamente o consumo de energia ativa da habitação, o consumo da RESP, a produção fotovoltaica, a injeção de energia na RESP e o autoconsumo direto, numa base horária.

Tabela 4.5 - Dados energéticos - Cenário 1.1

Dados Energéticos - Cenário 1.1					
Data e Hora	Consumo (kWh)	Produção Fotovoltaica (kWh)	Injeção na Rede (kWh)	Autoconsumo Direto (kWh)	Consumo da Rede (kWh)
01/01/2022 00:00	0,53	0,00	0,00	0,00	0,53
01/01/2022 01:00	2,53	0,00	0,00	0,00	2,53
01/01/2022 02:00	2,44	0,00	0,00	0,00	2,44
01/01/2022 03:00	2,48	0,00	0,00	0,00	2,48
01/01/2022 04:00	2,42	0,00	0,00	0,00	2,42
01/01/2022 05:00	2,42	0,00	0,00	0,00	2,42
01/01/2022 06:00	2,46	0,00	0,00	0,00	2,46
01/01/2022 07:00	0,17	0,00	0,00	0,00	0,17
01/01/2022 08:00	0,12	0,01	0,00	0,01	0,10
01/01/2022 09:00	0,35	0,20	0,00	0,20	0,15
01/01/2022 10:00	0,31	0,32	0,02	0,31	0,00
01/01/2022 11:00	0,13	0,41	0,28	0,13	0,00
01/01/2022 12:00	0,13	0,45	0,32	0,13	0,00
01/01/2022 13:00	0,18	0,46	0,28	0,18	0,00
01/01/2022 14:00	0,17	0,42	0,25	0,17	0,00
01/01/2022 15:00	0,13	0,36	0,23	0,13	0,00

A partir dos dados energéticos calculados, efetuaram-se análises anuais detalhadas. Na Tabela 4.6 representam-se os dados de consumo e produção mensais.

Tabela 4.6 - Dados de consumo e produção mensais - Cenário 1.1

	Produção Fotovoltaica [kWh]	Consumo Total [kWh]	Consumo da Rede [kWh]	Injeção na Rede [kWh]	Autoconsumo Direto [kWh]
jan/22	90	510	440	20	70
fev/22	104	408	345	41	64
mar/22	131	447	370	54	77
abr/22	139	425	344	59	80
mai/22	153	445	358	66	86
jun/22	151	449	362	65	86
jul/22	164	611	501	54	110
ago/22	164	434	358	88	76
set/22	147	445	366	69	79
out/22	120	447	375	47	73
nov/22	93	435	372	30	63
dez/22	91	555	481	17	74
<b>Total</b>	1547	5610	4673	610	938

Mediante os resultados obtidos verifica-se uma evidente redução do consumo da rede após a instalação da UPAC. Na Figura 4.7 esquematiza-se um gráfico representativo da satisfação do consumo da instalação antes e após a instalação da UPAC.

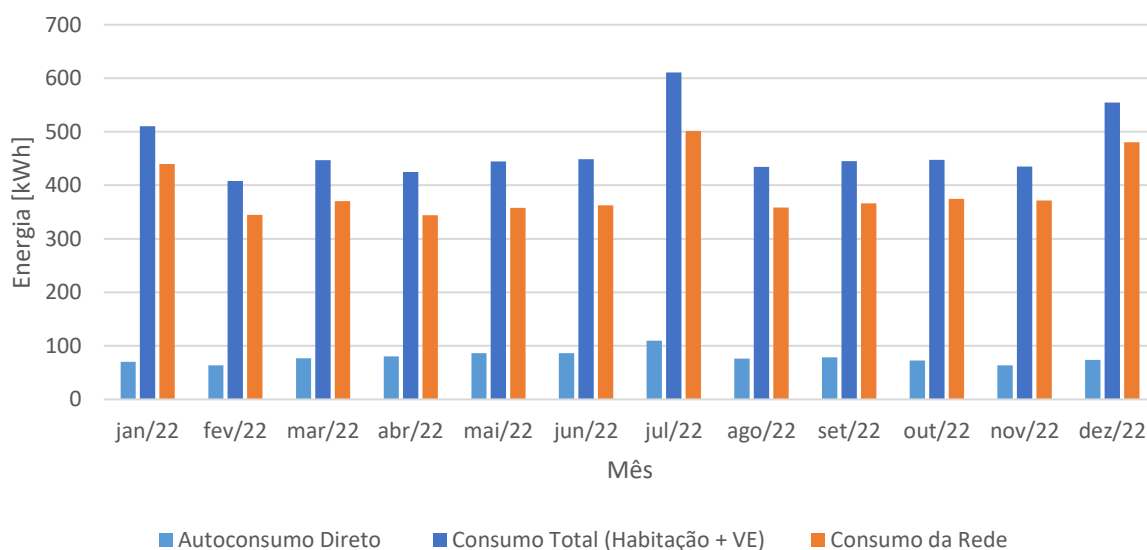


Figura 4.7 - Satisfação do consumo - Cenário 1.1

Nos meses de verão verificam-se valores de energia autoconsumida maiores em relação aos restantes meses, uma vez que a produção de energia elétrica do sistema é superior, favorecida pelas melhores condições climáticas. Por outro lado, verifica-se alguma quantidade de energia elétrica que é injetada na RESP, como se evidencia na Figura 4.8.

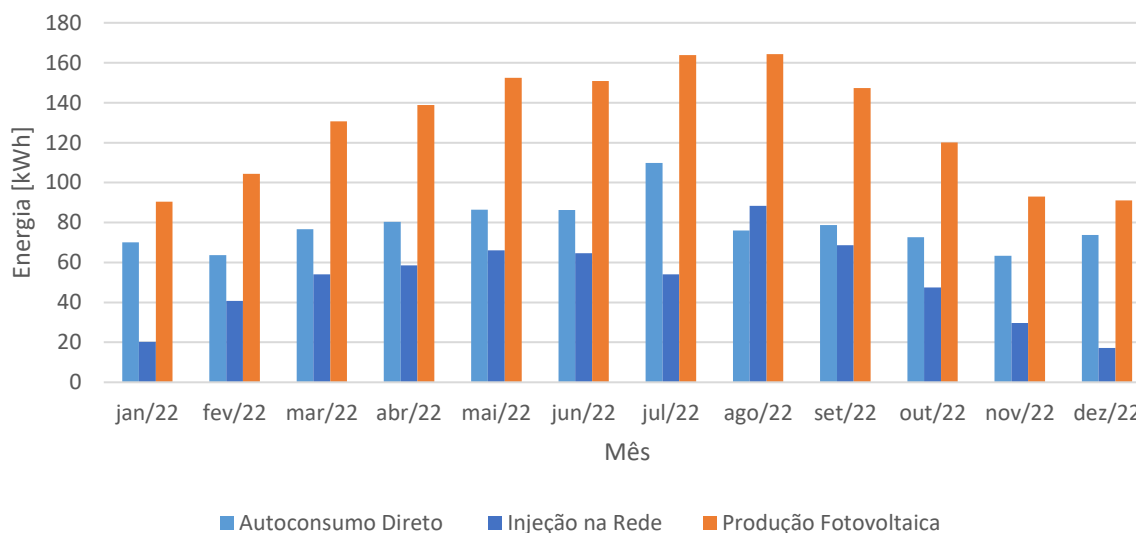


Figura 4.8 - Aproveitamento da energia fotovoltaica produzida - Cenário 1.1

Observa-se igualmente um maior aproveitamento da energia produzida pela UPAC nos meses de menor produção fotovoltaica, com quotas de autoconsumo elevadas, na ordem dos 81%, bem como uma menor injeção de energia na RESP. Em contrapartida, nos meses de primavera e verão verificam-se maiores quantidades de energia autoconsumida, assim como de energia excedente que é injetada na RESP, dada a maior geração fotovoltaica.

Por forma a analisar a influência da sazonalidade da produção no aproveitamento da energia fotovoltaica da UPAC selecionaram-se duas semanas representativas das estações do ano, isto é, uma semana do mês de janeiro representativa da estação de inverno e uma semana do mês de agosto representativa da estação de verão.

Analisando primeiramente a semana de verão, é evidente pela Figura 4.9 que as condições climáticas são favoráveis à geração fotovoltaica, com valores de produção próximos da potência de pico instalada do sistema. Os valores de potência ativa registados em período horário correspondem à energia ativa consumida.

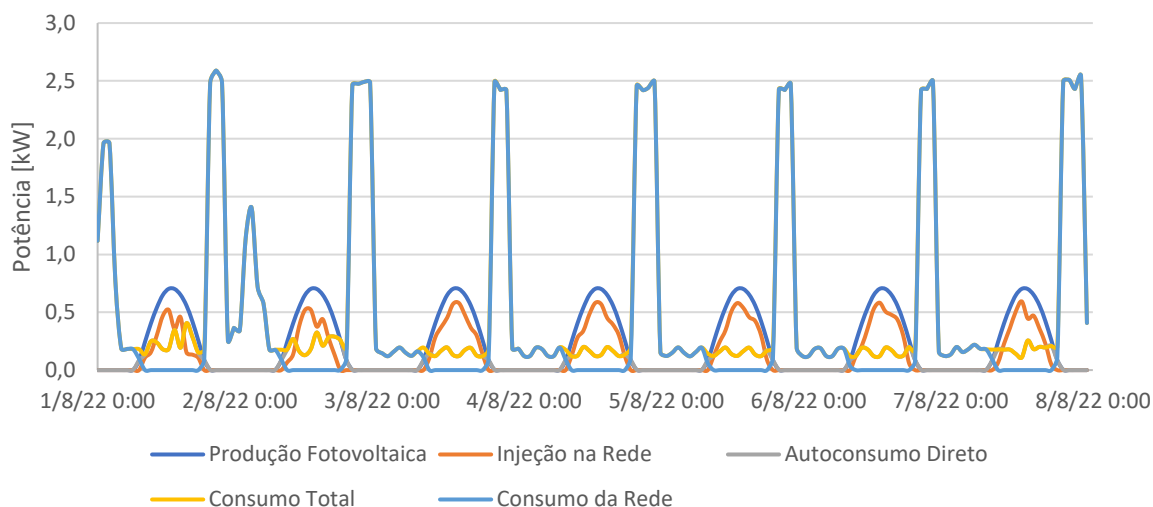


Figura 4.9 - Produção fotovoltaica e consumo de eletricidade de 1 a 7 de agosto de 2022 - Cenário 1.1

Verifica-se, pela Figura 4.9, que o consumo da habitação é satisfeito pela energia produzida pela UPAC nas horas de produção, havendo igualmente energia excedente à produção que é injetada na RESP. No entanto, no período noturno, verifica-se uma grande quantidade de energia solicitada à rede, motivada pelo carregamento do veículo elétrico.

Na Figura 4.10 observa-se em maior detalhe o consumo e produção de eletricidade de um dia típico de verão.

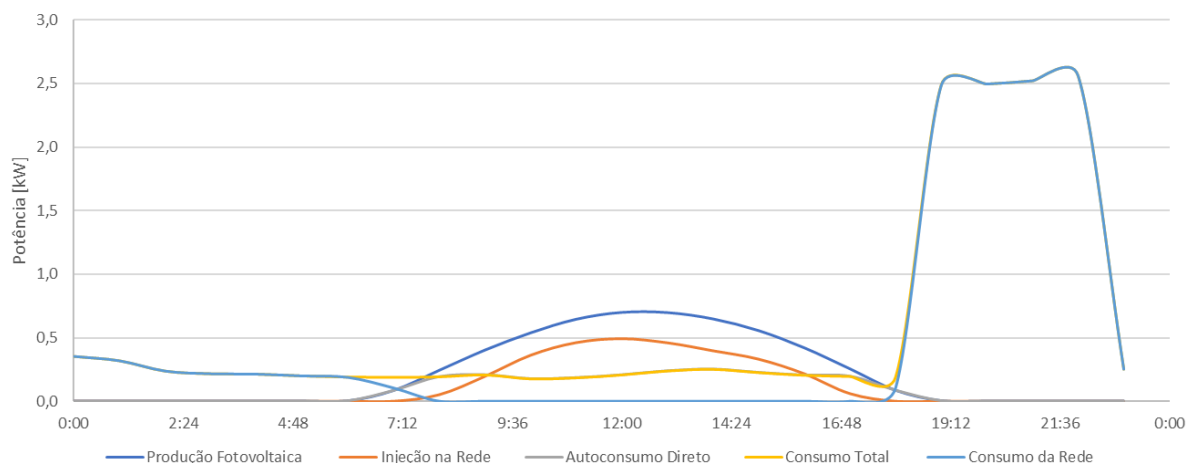


Figura 4.10 - Produção fotovoltaica e consumo de eletricidade no dia 15 de agosto de 2022 - Cenário 1.1

Para o dia 15 de agosto de 2022 constata-se que a energia produzida pela UPAC é suficiente para suprir as necessidades de consumo da habitação nas horas de produção solar, verificando-se também a existência de injeção de energia na RESP.

No entanto, verifica-se para o dia 16 de julho de 2022 um consumo da habitação mais elevado nas horas de produção solar em relação a outros dias de verão (Figura 4.11).

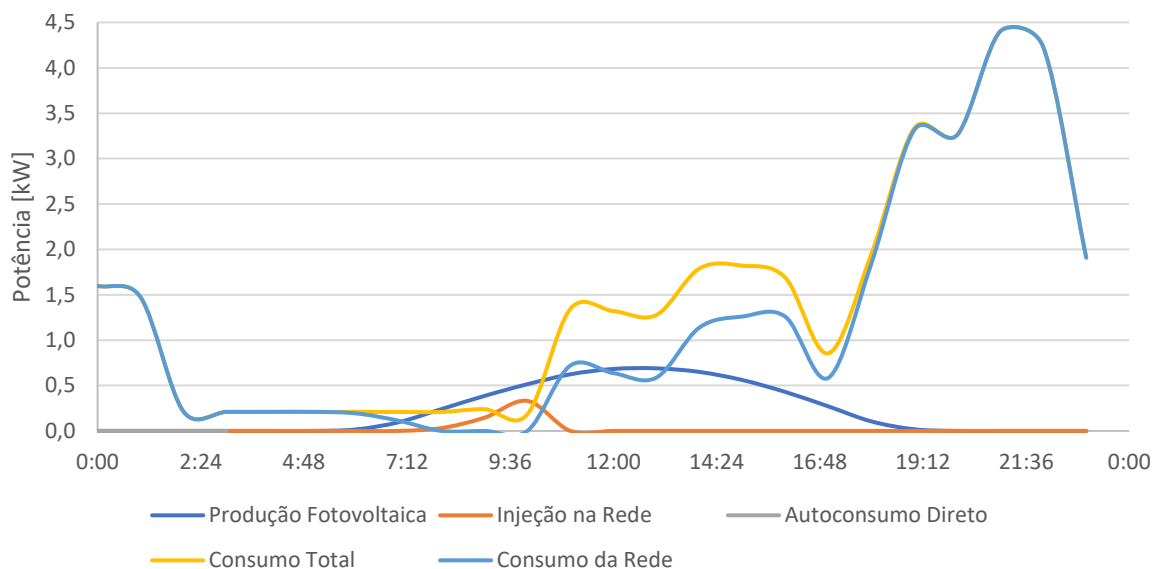


Figura 4.11 - Produção fotovoltaica e consumo de eletricidade no dia 16 de julho de 2022 - Cenário 1.1

Este consumo pode ser motivado pelo uso de sistemas de climatização e/ou outros eletrodomésticos. Deste modo, a produção fotovoltaica não é suficiente para fazer face às necessidades energéticas da habitação, havendo a necessidade de consumir energia proveniente da RESP, tanto no período de produção como no período de não produção.

Por outro lado, analisando os registos da estação de inverno, é possível verificar pela Figura 4.12 que a produção fotovoltaica é inferior comparativamente aos meses de verão, dado que as condições climáticas são menos favoráveis.

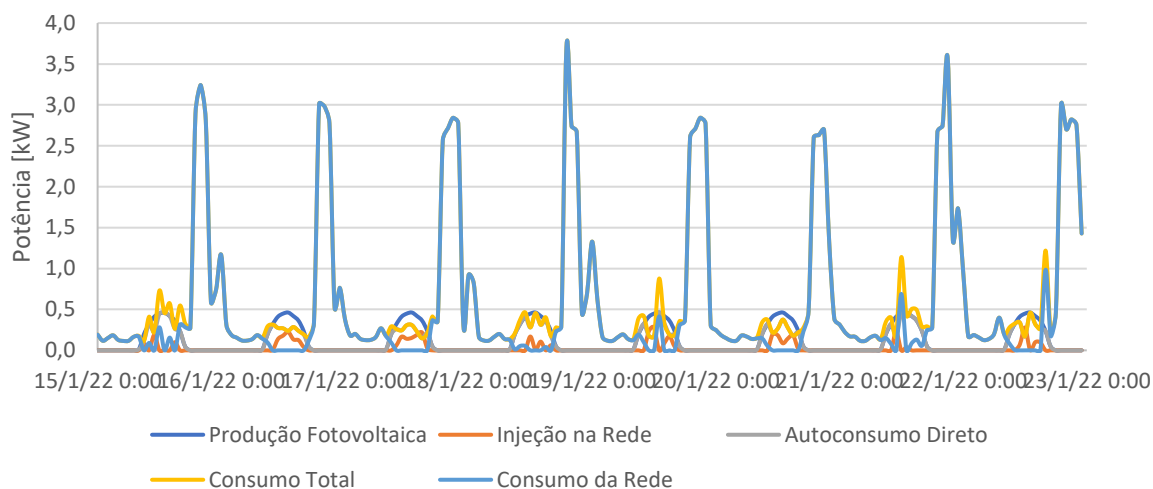


Figura 4.12 - Produção fotovoltaica e consumo de eletricidade de 15 a 22 de janeiro de 2022 - Cenário 1.1

Pela Figura 4.13 observa-se, num dia típico de inverno, que a energia produzida pela UPAC é consumida quase na sua totalidade havendo, no entanto, alguns períodos para os quais existe injeção de energia na RESP. Verificam-se também alguns picos de consumo durante as horas de produção solar que exigem o consumo de energia proveniente da RESP.

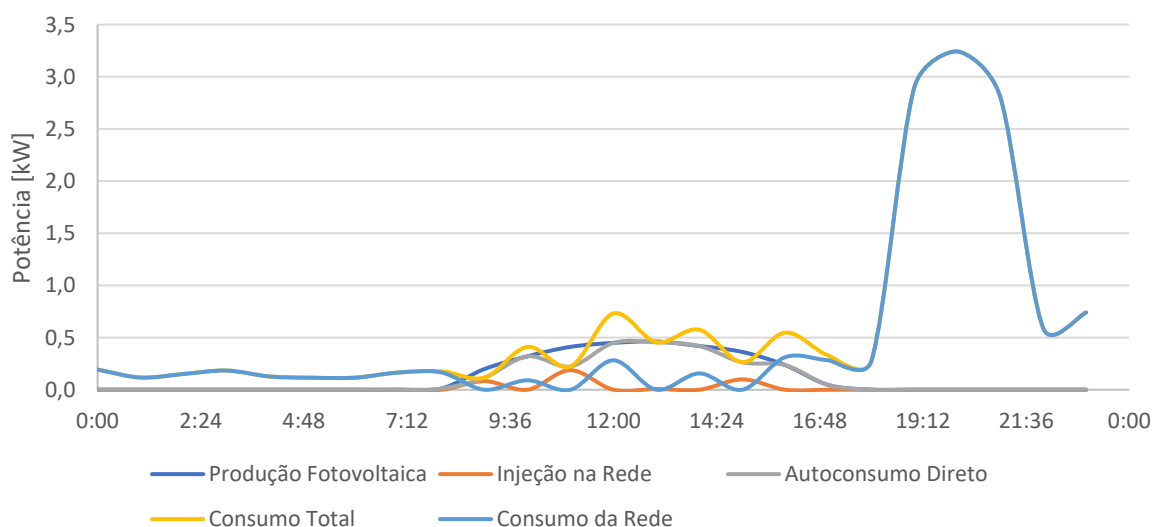


Figura 4.13 - Produção fotovoltaica e consumo de eletricidade no dia 15 de janeiro de 2022 - Cenário 1.1

Nos períodos de não produção, o consumo da habitação e do veículo elétrico são provenientes da RESP.

Na Tabela 4.7 sintetizam-se os dados referentes ao consumo antes e após a instalação da UPAC, bem como de injeção de energia na rede e respetivas poupanças anuais.

Tabela 4.7 - Balanço energético e económico antes e após instalação da UPAC - Cenário 1.1

	Consumo da Rede	Injeção na Rede
Sem UPAC [kWh]	5610	-
Com UPAC [kWh]	4673	610
Diferença [kWh]	939	-
Diferença [%]	17%	-
Poupança anual [€]	237	37

A instalação da UPAC traduz-se numa diminuição da energia elétrica que é consumida da RESP, possibilitando a redução da fatura mensal de eletricidade. A energia autoconsumida representa 17% do consumo total anual da residência, obtendo-se uma poupança anual de 274€ na compra de energia elétrica, em virtude da poupança obtida pela redução do consumo da RESP, assim como da remuneração proveniente da venda do excedente de produção, considerando-se uma tarifa de venda de 0,06 €/kWh.

#### 4.5.2 Análise de Resultados - Cenário 1

Obtiveram-se, para todos os cenários do Cenário 1, resultados positivos que possibilitam a redução do consumo de energia elétrica proveniente da RESP nas horas de produção solar. A energia autoconsumida totaliza entre 17% e 21% do consumo total anual da habitação. Os cenários 1.2, 1.3 e 1.4 são apresentadas no Apêndice A.1, A.2 e A.3.

Nos cenários 1.1 e 1.2 a UPAC reflete-se numa diminuição de 17% e 18%, respetivamente, no consumo total anual de energia da rede, com registos de injeção de energia excedente na rede de 39% da produção fotovoltaica.

Para os cenários 1.3 e 1.4 os registos de autoconsumo representam uma fração de 20% e 21% do consumo total anual da instalação. No entanto, as quotas de autoconsumo são reduzidas e a injeção de energia excedente na rede é bastante elevada, revelando que o sistema está sobredimensionado para os consumos da instalação.

Na Tabela 4.8 representa-se uma síntese dos resultados obtidos para o primeiro cenário.

Tabela 4.8 - Síntese dos resultados obtidos para o Cenário 1

	Cenário 1.1	Cenário 1.2	Cenário 1.3	Cenário 1.4
Autoconsumo	61%	61%	35%	35%
Injeção na Rede	39%	39%	65%	65%

## 4.6 Cenário 2 - Unidade de Produção para Autoconsumo, Veículo Elétrico e Sistema de Armazenamento (5,8 kWh)

Para o presente cenário consideraram-se quatro cenários de UPAC com ligação à RESP e com possibilidade de carregamento de um veículo elétrico de gama baixa ou gama alta, sendo as potências instaladas superiores ao primeiro cenário devido ao facto de se considerar um sistema de armazenamento com baterias que possibilita o armazenamento da energia excedente de produção, que outrora era injetada obrigatoriamente na RESP (Tabela 4.9).

Tabela 4.9 - Cenários consideradas para o Cenário 2

Cenário	UPAC 2 kWp	UPAC 3 kWp	Veículo Elétrico Gama Baixa	Veículo Elétrico Gama Alta
2.1	✓		✓	
2.2	✓			✓
2.3		✓	✓	
2.4		✓		✓

A metodologia aplicada para o presente cenário é a que consta na secção 3.2, isto é, a UPAC tem como objetivo colmatar as necessidades de consumo energético da habitação, bem como do carregamento do veículo elétrico, priorizando sempre a habitação. A bateria de armazenamento é carregada sempre que os consumos das duas cargas (habitação e veículo elétrico) seja inferior à produção fotovoltaica e é descarregada caso o consumo seja superior à produção.

Considerou-se um sistema de armazenamento composto por uma única bateria com uma capacidade igual a 5,8 kWh para este cenário. Definiram-se limites de carga e descarga, respetivamente, de 80% e 20% da capacidade máxima total da bateria.

Para todos os cenários consideraram-se os módulos fotovoltaicos apresentados na secção 3.1.4.

#### 4.6.1 Cenário 2.1 - UPAC 2 kWp, Armazenamento e Veículo Elétrico

Na Tabela 4.10 sintetizam-se as características do cenário 2.1 do presente cenário.

Tabela 4.10 - Características do cenário 2.1

Cenário 2.1		
Potência Instalada	kWp	1,92
Número Módulos Fotovoltaicos	Unidade	4
Área Ocupada	m <sup>2</sup>	9,48
Veículo Elétrico	-	Gama Baixa
Sistema de Armazenamento	kWh	5,80
20% SoC	kWh	1,16
80% SoC	kWh	4,64

A partir dos dados energéticos calculados efetuaram-se análises anuais detalhadas. Na Tabela 4.11 representam-se os dados de consumo e produção mensais.

Tabela 4.11 - Dados de consumo e produção mensais - Cenário 2.1

	Produção Fotovoltaica [kWh]	Consumo Total [kWh]	Consumo da Rede [kWh]	Injeção na Rede [kWh]	Autoconsumo Total [kWh]	Consumo da Bateria [kWh]
jan/22	187	510	330	8	180	96
fev/22	215	408	236	42	172	99
mar/22	269	447	253	75	194	108
abr/22	285	425	230	90	195	105
mai/22	314	445	242	111	203	108
jun/22	310	449	245	107	203	105
jul/22	336	611	355	80	256	104
ago/22	337	434	241	144	193	108
set/22	302	445	250	107	195	105
out/22	247	447	256	56	191	108
nov/22	192	435	261	18	174	100
dez/22	188	555	374	7	181	82
<b>Total</b>	<b>3182</b>	<b>5610</b>	<b>3273</b>	<b>845</b>	<b>2337</b>	<b>1229</b>

Verifica-se uma redução acentuada no consumo proveniente da RESP, bem como uma diminuição dos valores de energia injetada na RESP comparativamente ao primeiro cenário.

Na Figura 4.14 representa-se graficamente a satisfação do consumo da instalação proveniente da RESP, do sistema fotovoltaico e da bateria de armazenamento em relação ao consumo anterior à instalação da UPAC.

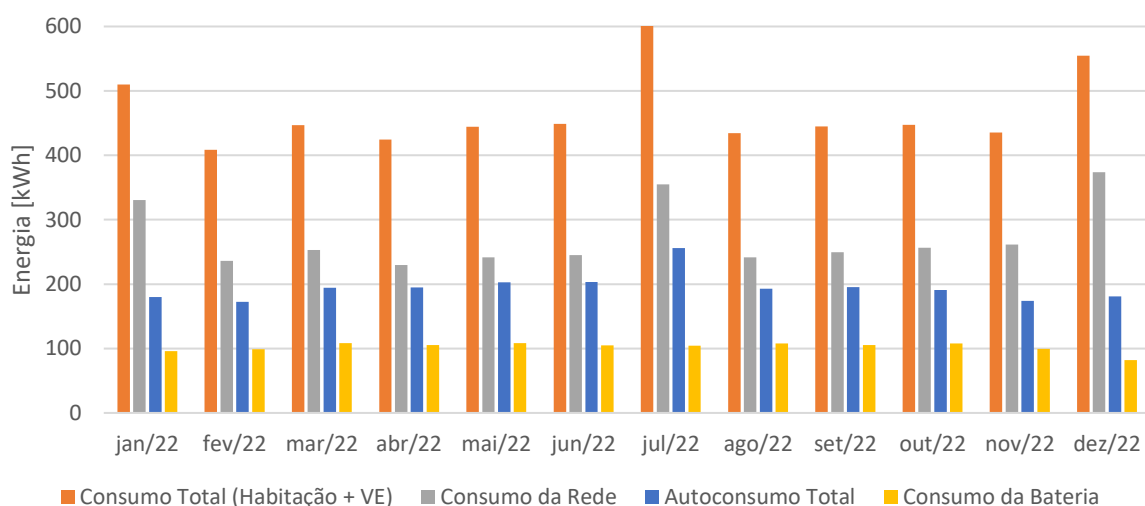


Figura 4.14 - Satisfação do consumo - Cenário 2.1

Constata-se que o consumo proveniente da RESP representa 58% do consumo total anual, sendo que o consumo proveniente da bateria de armazenamento totaliza os 22%. Deste modo, o autoconsumo reflete-se numa redução de 42% do consumo pedido à RESP anualmente.

Apresenta-se na Figura 4.15 a representação gráfica da produção fotovoltaica e o seu aproveitamento na instalação.

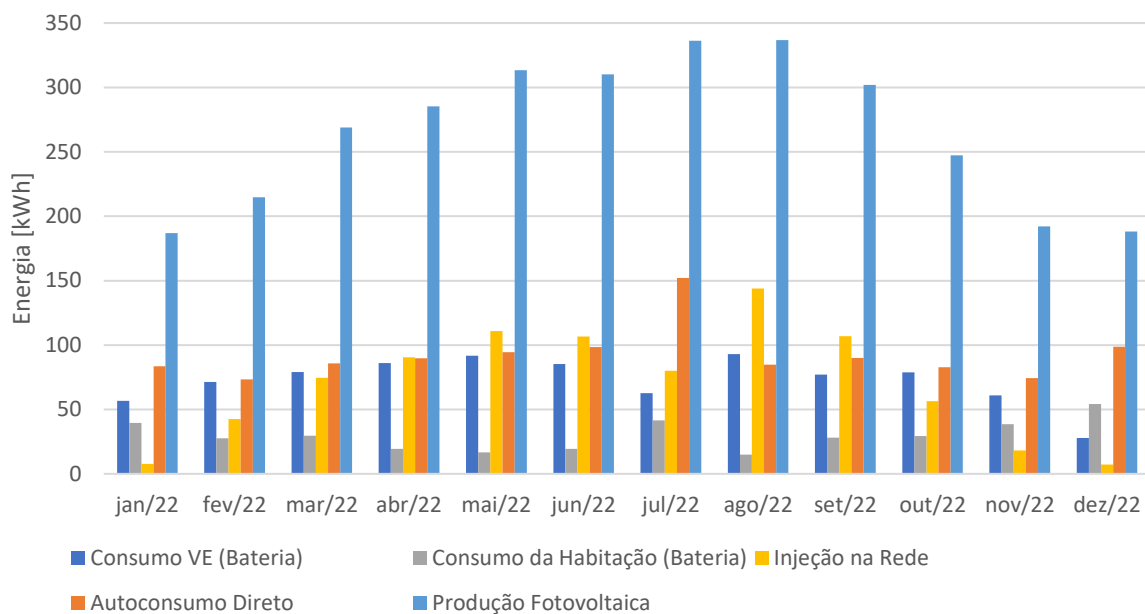


Figura 4.15 - Produção fotovoltaica e aproveitamento na instalação - Cenário 2.1

De acordo com o gráfico da Figura 4.15 é possível observar que a energia consumida proveniente da bateria de armazenamento totaliza 39% da produção da UPAC, entre os quais 28% para o carregamento do veículo elétrico e 11% para o consumo da habitação. O autoconsumo direto representa 34% da energia produzida. Assim, o autoconsumo total representa 73% da produção fotovoltaica anual.

Verifica-se ainda alguma injeção de energia na RESP, sobretudo nos meses de verão para os quais a produção fotovoltaica apresenta registos superiores. Já nos meses de inverno, a injeção na RESP regista valores muito reduzidos. Anualmente, a injeção representa 27% da produção de energia da UPAC.

De modo a analisar a influencia da sazonalidade da produção no aproveitamento da energia fotovoltaica e no carregamento do sistema de armazenamento da UPAC, selecionaram-se duas semanas representativas das estações do ano, tal como efetuado para o primeiro cenário.

Na Figura 4.16 representa-se graficamente a produção fotovoltaica e consumos da instalação de uma semana de verão. Os valores de potência ativa registados em período horário correspondem à energia ativa consumida.

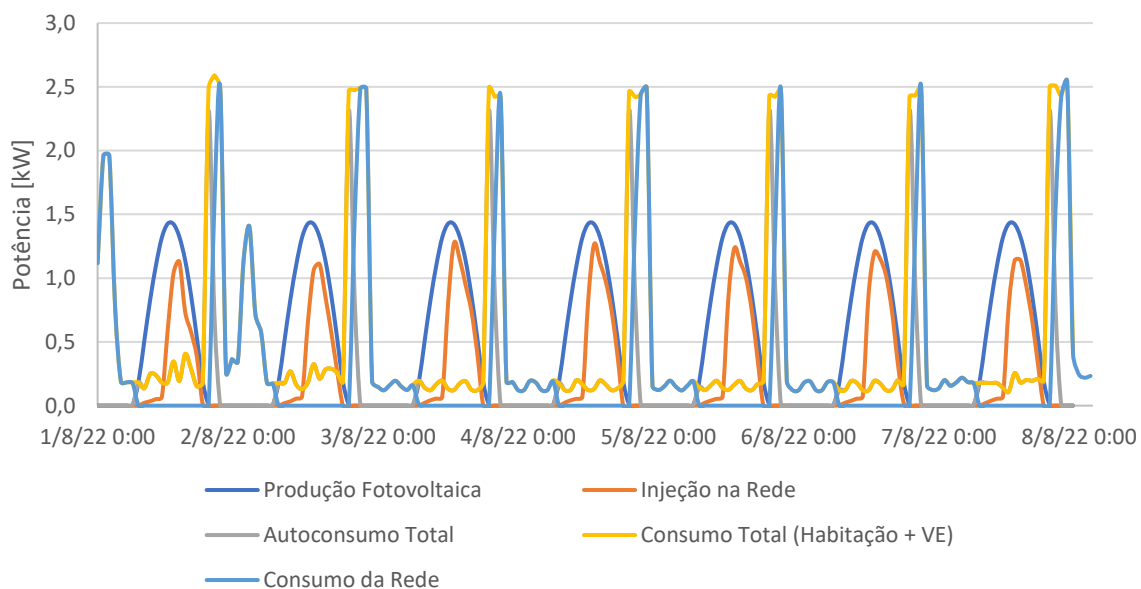


Figura 4.16 - Produção fotovoltaica e consumo de eletricidade na semana de 1 a 7 agosto de 2022 - Cenário 2.1

Para a semana em observação verifica-se que o consumo da habitação é satisfeito pela energia produzida pela UPAC nas horas de irradiação solar observando-se, também, injeção de energia excedente na RESP. No período noturno, a grande maioria do consumo é satisfeito à custa da energia proveniente da RESP, sendo apenas uma pequena fração da energia consumida suprida pela bateria de armazenamento.

Na Figura 4.17 observa-se em maior detalhe o consumo e produção de eletricidade de um dia típico de verão.

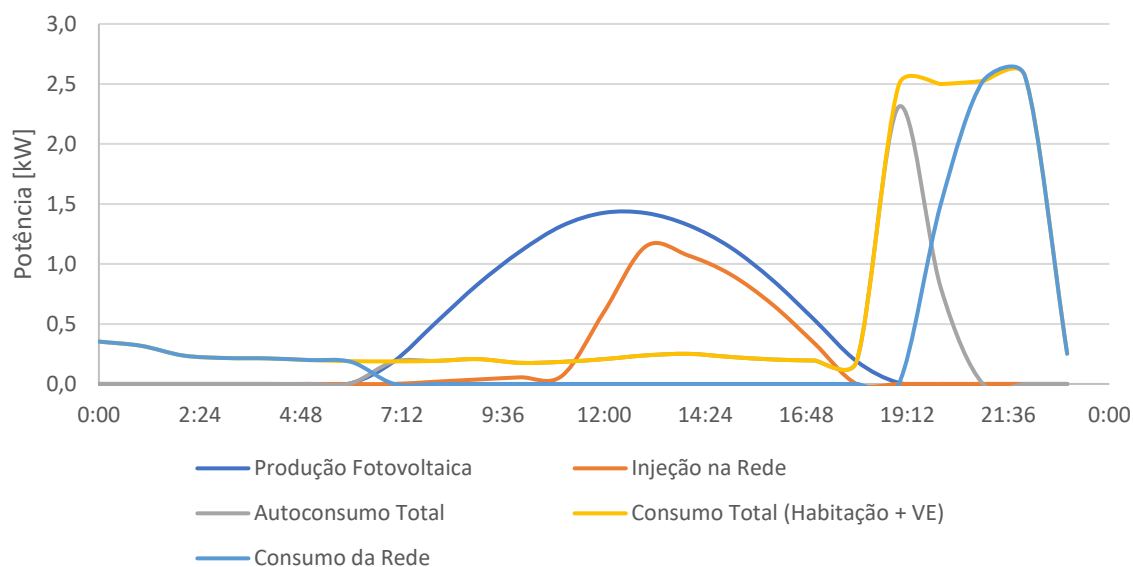


Figura 4.17 - Produção fotovoltaica e consumo de eletricidade no dia 15 de agosto de 2022 - Cenário 2.1

Para o dia 15 de agosto de 2022, um dia típico de verão, verifica-se um bom aproveitamento da UPAC na satisfação dos consumos nas horas de produção, registando-se níveis de produção fotovoltaica maioritariamente superiores ao consumo da instalação. Dado o excedente de energia durante o período diurno verifica-se não só o carregamento do sistema de armazenamento como também injeção na RESP. Já no período de não produção fotovoltaica observa-se o fornecimento de energia por parte da bateria de armazenamento para colmatar o consumo da habitação e, sobretudo, o carregamento do veículo elétrico. No entanto, a energia armazenada na bateria não é suficiente para fazer face às necessidades energéticas do período noturno.

A instalação da bateria de armazenamento na UPAC permite armazenar parte da energia excedente de produção, evitando-se também elevadas quantidades de energia injetada na RESP. Deste modo, o carregamento da bateria efetua-se sempre que a produção fotovoltaica superioriza o consumo da instalação e exista capacidade de armazenamento a ser preenchida.

Na Figura 4.18 representa-se graficamente o carregamento e consumo da bateria de armazenamento e do veículo elétrico para a semana de verão em análise.

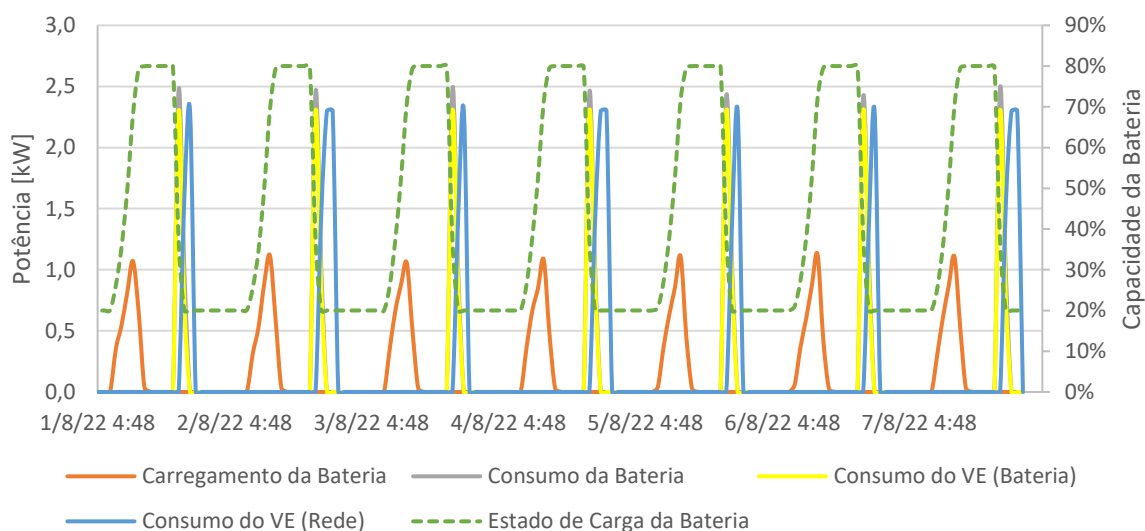


Figura 4.18 - Carregamento e utilização da bateria de armazenamento e veículo elétrico na semana de verão - Cenário 2.1

Para a semana em análise é possível observar o carregamento da bateria de armazenamento até ao máximo definido de 80% da sua capacidade total. Num período posterior verifica-se um consumo acentuado proveniente da bateria, nomeadamente por parte do veículo elétrico, que assume a quase totalidade do consumo solicitado à bateria. Observa-se que o carregamento do veículo elétrico implica também algum consumo proveniente da RESP.

Dado que o veículo elétrico, para o presente cenário, apresenta um consumo médio de 7,7 kWh para cumprir o trajeto diário definido verifica-se que a bateria de armazenamento de 5,8 kWh é insuficiente para completar o seu carregamento. No entanto, a sua utilização permite evitar algum consumo da RESP.

Por outro lado, analisando os dados da estação de inverno é possível observar uma diminuição da produção fotovoltaica, à semelhança do primeiro cenário.

Na Figura 4.19 representa-se graficamente a produção fotovoltaica e consumos da instalação de uma semana de inverno.

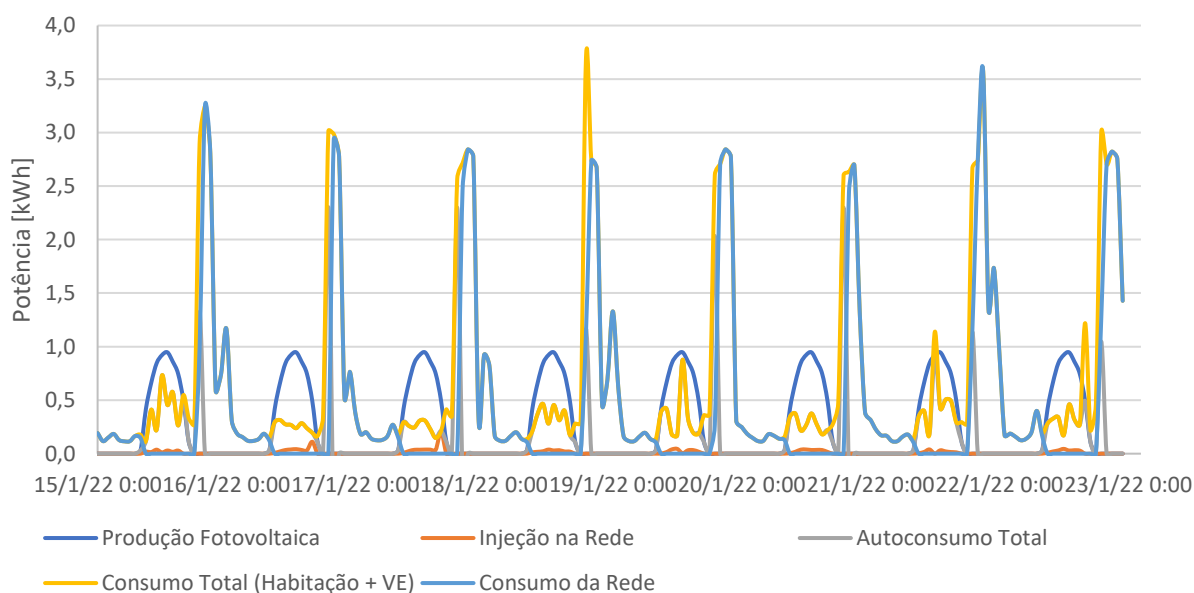


Figura 4.19 - Produção fotovoltaica e consumo de eletricidade de 15 a 22 de janeiro de 2022 - Cenário 2.1

Na semana de 15 a 22 de janeiro de 2022 observa-se reduzida injeção de energia na RESP apesar da superiorização da produção fotovoltaica em relação aos consumos da instalação. A energia excedente é, deste modo, armazenada na bateria quase na sua totalidade.

No período noturno verificam-se picos de consumo que são parcialmente satisfeitos à custa da energia disponível na bateria sendo, portanto, necessário o consumo de energia da RESP.

Na Figura 4.20 observa-se em maior detalhe o consumo e produção de eletricidade de um dia típico de inverno.

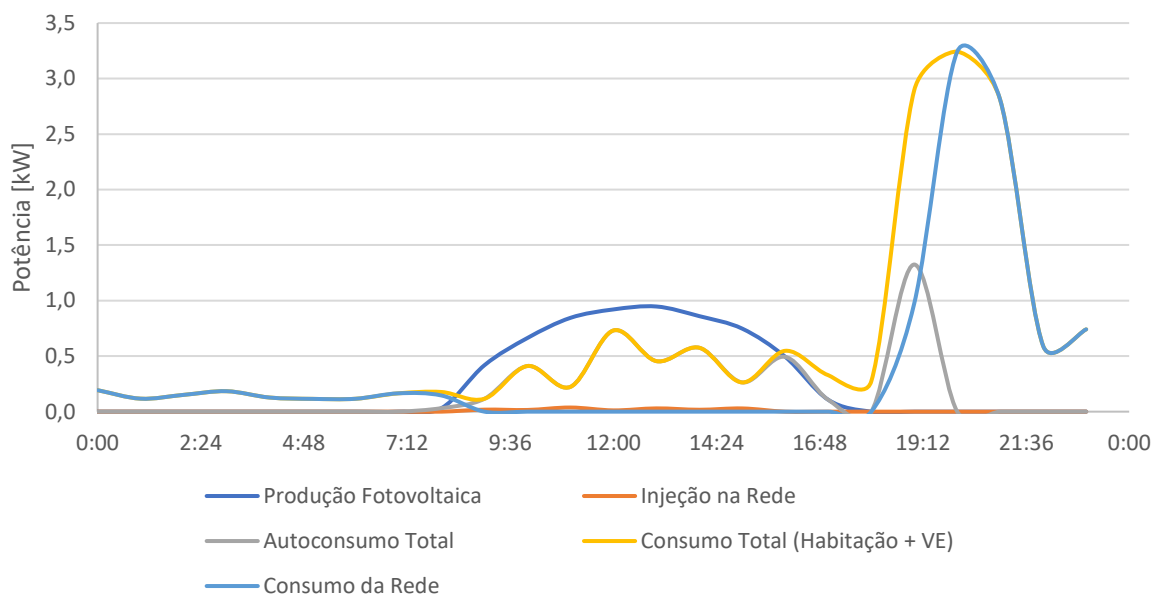


Figura 4.20 - Produção fotovoltaica e consumo de eletricidade no dia 15 de janeiro de 2022 - Cenário 2.1

Pela Figura 4.20 constata-se a quase inexistência de injeção de energia excedente na RESP, assim como a satisfação praticamente total das necessidades energéticas da habitação no período diurno. Por conseguinte, a energia disponível na bateria não é suficiente para suprir o consumo da habitação e do veículo elétrico no período noturno, verificando-se o consumo de energia proveniente da RESP.

A caracterização do carregamento e consumo da bateria de armazenamento esquematiza-se graficamente na Figura 4.21.

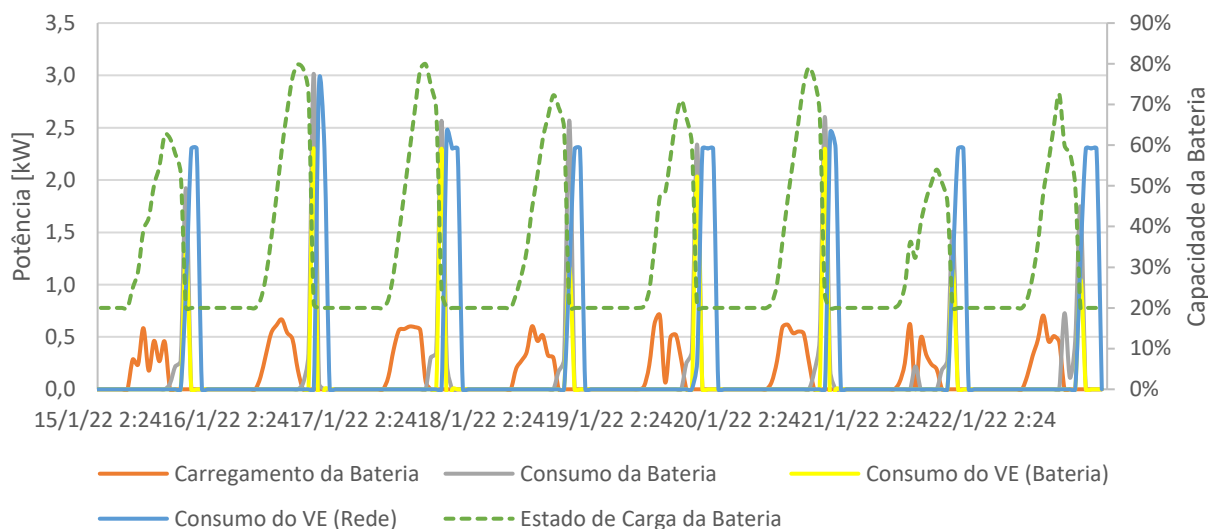


Figura 4.21 - Carregamento e utilização da bateria de armazenamento e veículo elétrico na semana de inverno - Cenário 2.1

Analisando o gráfico da Figura 4.21 verifica-se o carregamento da bateria de armazenamento no período diurno, porém não atinge a capacidade máxima definida de 80% da sua capacidade total em todos os dias da semana analisada. Este facto deve-se à reduzida quantidade de energia excedente de produção, dado tratar-se do período de inverno para o qual a produção fotovoltaica é inferior comparativamente à registada na estação de verão.

Observa-se, no período noturno, o consumo de energia proveniente da bateria até atingir o limite mínimo definido de 20% da sua capacidade total, momento a partir do qual se consome energia da RESP.

Anualmente, o carregamento do veículo elétrico representa 71% da utilização da bateria de armazenamento, sendo os restantes 29% utilizados para suprir as necessidades de consumo da habitação (Figura 4.22).

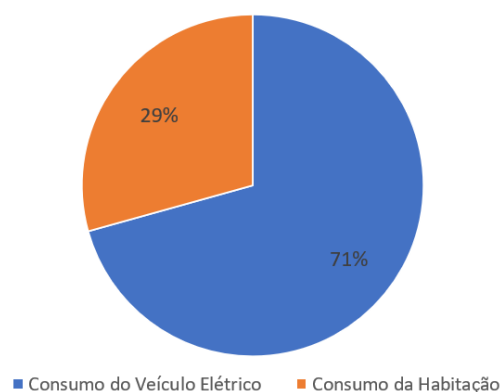


Figura 4.22 - Utilização da bateria de armazenamento anualmente - Cenário 2.1

Da análise efetuada constata-se que a bateria de armazenamento é maioritariamente utilizada para colmatar as necessidades energéticas da instalação no período noturno, para o qual não existe produção fotovoltaica, verificando-se apenas pequenos períodos de utilização no período diurno.

Na Tabela 4.12 sintetizam-se os dados referentes ao consumo antes e após a instalação da UPAC, bem como de injeção de energia na rede e respetivas poupanças anuais.

Tabela 4.12 - Balanço energético e económico antes e após instalação da UPAC - Cenário 2.1

	Consumo da Rede	Injeção na Rede
Sem UPAC [kWh]	5610	-
Com UPAC [kWh]	3273	845
Diferença [kWh]	2337	-
Diferença [%]	42%	-
Poupança anual [€]	591	51

A instalação da UPAC traduz-se numa diminuição da energia elétrica que é consumida da RESP, possibilitando a redução da fatura mensal de eletricidade. A energia autoconsumida representa 42% do consumo total anual da residência, obtendo-se uma poupança anual de 642€ na compra de energia elétrica, em virtude da poupança obtida pela redução do consumo da RESP assim como da remuneração proveniente da venda do excedente de produção, considerando-se uma tarifa de venda de 0,06 €/kWh.

## 4.6.2 Análise de Resultados - Cenário 2

Para o segundo cenário, a UPAC integra um sistema de armazenamento constituído por uma única bateria de 5,8 kWh de capacidade. Os resultados obtidos sintetizam-se na Tabela 4.13. Os cenários 2.2, 2.3 e 2.4 apresentam-se no Apêndice A.4, A.5 e A.6.

Para os cenários 2.1 e 2.2 registam-se valores de 73% de energia autoconsumida anualmente, dos quais 39% provenientes do sistema de armazenamento. A injeção de energia excedente na rede totaliza os 27% da produção fotovoltaica anual para ambas os cenários. Comparativamente aos cenários 1.3 e 1.4, aos quais correspondem a mesma potência instalada da UPAC, verifica-se um aumento muito significativo do valor total de energia autoconsumida e uma redução da energia excedente injetada na rede, em virtude da existência do sistema de armazenamento. No que ao carregamento do veículo elétrico diz respeito verifica-se que o sistema de armazenamento providencia 31% e 36% do consumo anual do veículo elétrico de baixa e alta gama, respetivamente.

Nos cenários 2.3 e 2.4 as parcelas de autoconsumo provenientes da bateria de armazenamento correspondem a 23% da produção total anual. O sistema de armazenamento contribui anualmente com 22% e 26%, respetivamente, do carregamento do veículo elétrico. Verifica-se um aumento significativo da injeção de energia na rede, em comparação aos cenários 2.1 e 2.2.

Tabela 4.13 - Síntese dos resultados obtidos para o Cenário 2

	Cenário 2.1	Cenário 2.2	Cenário 2.3	Cenário 2.4
<b>Autoconsumo</b>	73%	73%	44%	44%
<b>Autoconsumo proveniente da bateria</b>	39%	39%	23%	23%
<b>Injeção na Rede</b>	26%	26%	56%	56%
<b>Carregamento do VE (Baterias)</b>	31%	36%	22%	26%
<b>Carregamento do VE (RESP)</b>	69%	64%	78%	74%

## 4.7 Cenário 3 - Unidade de Produção para Autoconsumo, Veículo Elétrico e Sistema de Armazenamento (11,6 kWh)

Consideraram-se quatro cenários de UPAC com ligação à RESP e com possibilidade de carregamento de um veículo elétrico de gama baixa ou gama alta, à semelhança do segundo cenário, mas integrando um sistema de armazenamento constituído por duas baterias,

totalizando uma capacidade de armazenamento de 11,6 kWh, tendo sido definidos os limites de carga e descarga, respetivamente, de 80% e 20% da capacidade total da bateria.

Na Tabela 4.14 são detalhadas os cenários considerados para este cenário.

Tabela 4.14 - Cenários considerados para o Cenário 3

Cenário	UPAC 2 kWp	UPAC 3 kWp	Veículo Elétrico Gama Baixa	Veículo Elétrico Gama Alta
3.1	✓		✓	
3.2	✓			✓
3.3		✓	✓	
3.4		✓		✓

#### 4.7.1 Cenário 3.1 - UPAC 2 kWp, Armazenamento e Veículo Elétrico

Na Tabela 4.15 sintetizam-se as características do cenário 3.1 do presente cenário.

Tabela 4.15 - Características do cenário 3.1

Cenário 3.1		
Potência Instalada	kWp	1,92
Número Módulos Fotovoltaicos	Unidade	4
Área Ocupada	m <sup>2</sup>	9,48
Veículo Elétrico	-	Gama Baixa
Sistema de Armazenamento	kWh	11,6
20% SoC	kWh	9,28
80% SoC	kWh	2,32

De acordo com as características da instalação calcularam-se diversos parâmetros energéticos e obtiveram-se os dados mensais de produção e consumo apresentados na Tabela 4.16.

Tabela 4.16 - Dados de consumo e produção mensais - Cenário 3.1

	Produção Fotovoltaica [kWh]	Consumo Total [kWh]	Consumo da Rede [kWh]	Injeção na Rede [kWh]	Autoconsumo Total [kWh]	Consumo da Bateria [kWh]
jan/22	187	510	328	6	183	99
fev/22	215	408	202	8	206	133
mar/22	269	447	189	11	258	172
abr/22	285	425	151	12	274	184
mai/22	314	445	145	14	299	205
jun/22	310	449	153	14	296	198
jul/22	336	611	292	18	319	167
ago/22	337	434	137	39	298	213
set/22	302	445	158	15	287	197
out/22	247	447	210	10	237	155
nov/22	192	435	250	7	185	111
dez/22	188	555	372	5	183	84
<b>Total</b>	3182	5610	2586	159	3025	1917

Comparativamente ao segundo cenário observa-se uma significativa redução no consumo proveniente da RESP e um aumento substancial do autoconsumo total. A injeção de energia excedente na RESP é muito reduzida, apresentando valores nulos em vários meses do ano.

Na Figura 4.23 representa-se graficamente a satisfação do consumo da instalação proveniente da RESP, do sistema fotovoltaico e da bateria de armazenamento em relação ao consumo anterior à instalação da UPAC.

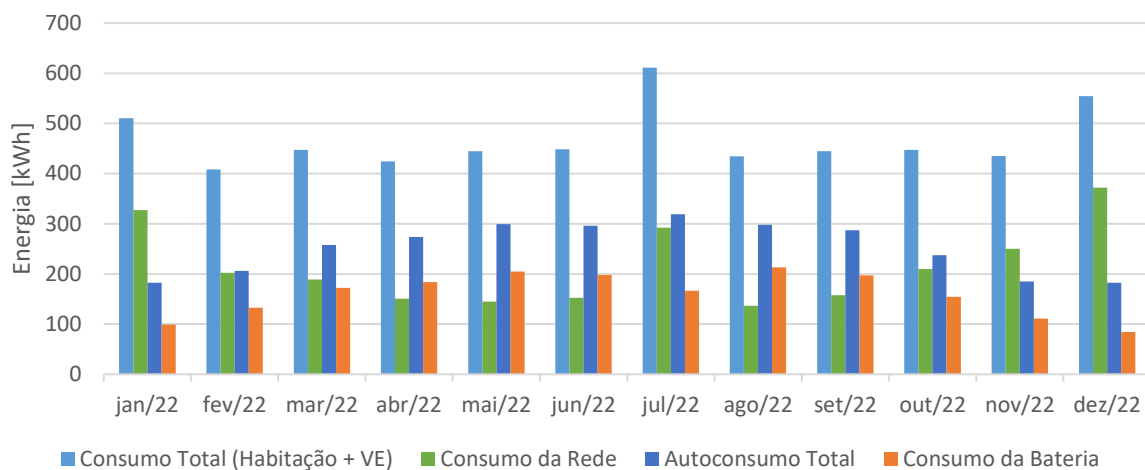


Figura 4.23 - Satisfação do consumo - Cenário 3.1

O autoconsumo total constitui mais de metade do consumo total anual da habitação, sendo que 46% é pedido à RESP. O consumo total anual proveniente das baterias de armazenamento totaliza os 34%.

Verifica-se, de acordo com o gráfico da Figura 4.24, que o autoconsumo direto representa 35% da produção total anual da UPAC. Por outro lado, o consumo proveniente das baterias de armazenamento totaliza 60% da produção total anual, nomeadamente 13% para consumo da habitação e 47% para carregamento do veículo elétrico. Deste modo, 95% da energia produzida pela UPAC é autoconsumida, sendo os restantes 5% injetados na RESP. Observa-se que a injeção de energia na RESP é praticamente nula nos meses compreendidos entre outubro e março, apresentando valores muito reduzidos nos restantes meses do ano.

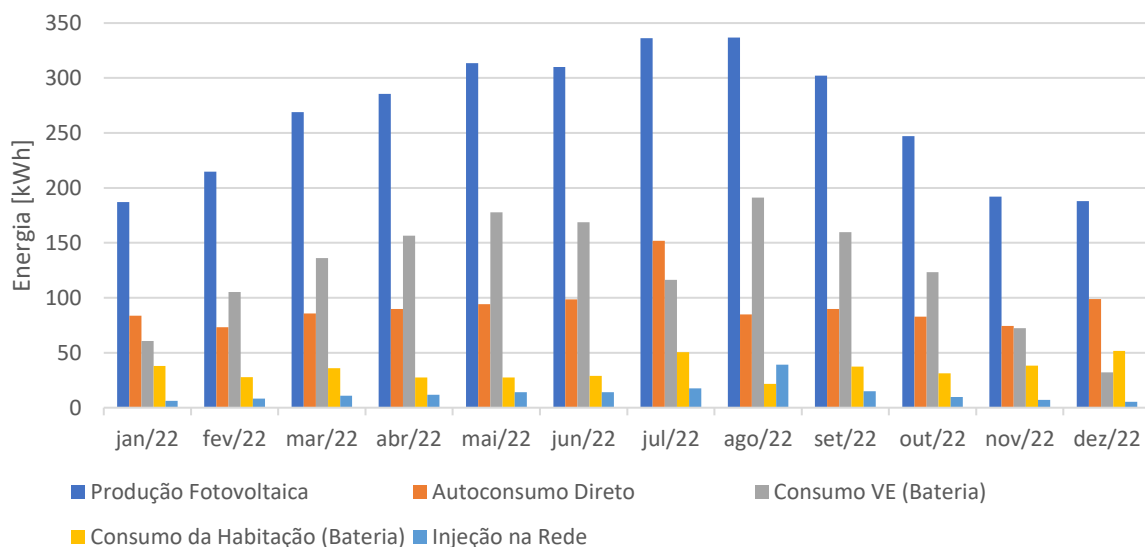


Figura 4.24 - Produção fotovoltaica e aproveitamento na instalação - Cenário 3.1

Tal como no cenário anterior selecionaram-se duas semanas representativas das estações do ano por forma a analisar a influencia da sazonalidade da produção no aproveitamento da energia fotovoltaica e no carregamento do sistema de armazenamento da UPAC.

Representa-se graficamente, na Figura 4.25, a produção fotovoltaica e os consumos da instalação referentes a uma semana de verão. Os valores de potência ativa registados em período horário correspondem à energia ativa consumida.

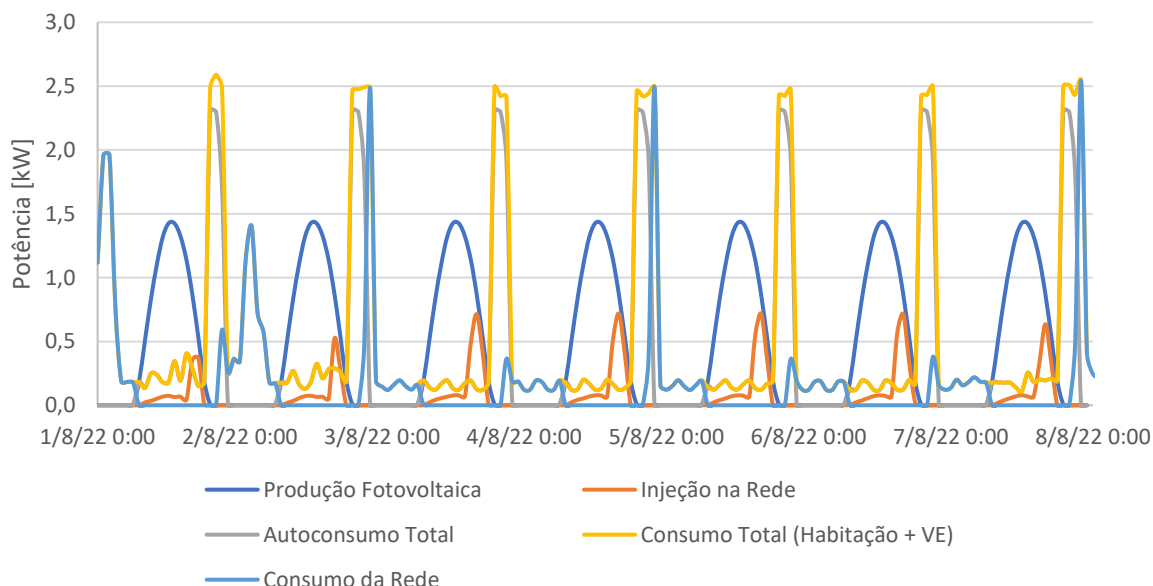


Figura 4.25 - Produção fotovoltaica e consumo de eletricidade na semana de 1 a 7 agosto de 2022 - Cenário 3.1

Para a semana em análise observa-se a satisfação do consumo da habitação nas horas de irradiação solar, bem como alguma injeção de energia excedente na RESP. No período

noturno verifica-se algum consumo proveniente das baterias de armazenamento até atingir o limite mínimo de 20% da capacidade máxima da bateria, momento a partir do qual é consumida energia da RESP.

O consumo e produção de eletricidade do dia 15 de agosto de 2022 é apresentado graficamente na Figura 4.26.

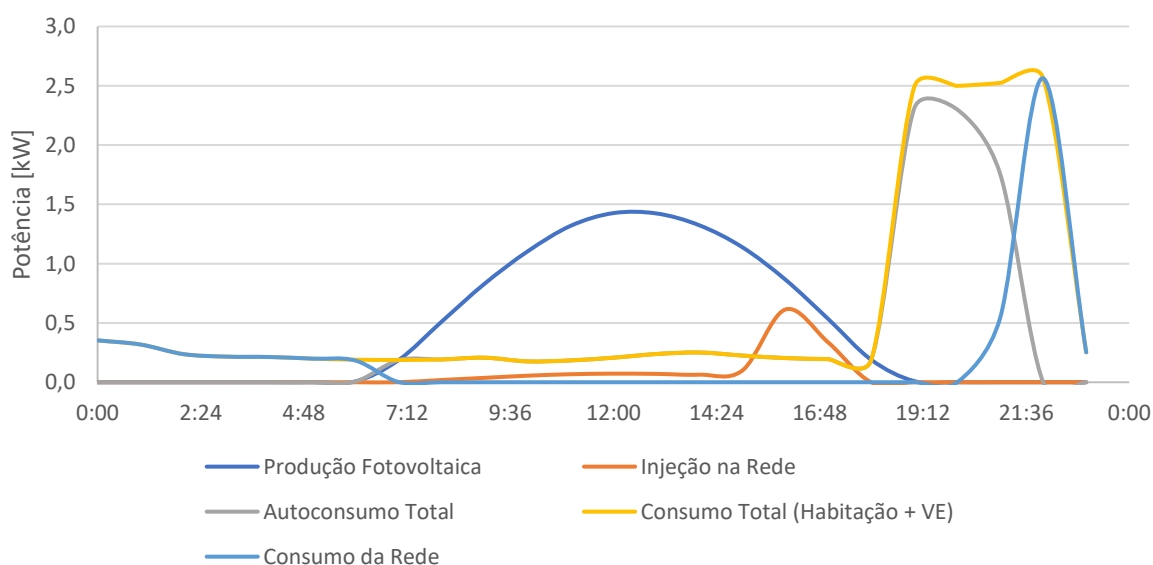


Figura 4.26 - Produção fotovoltaica e consumo de eletricidade no dia 15 de agosto de 2022 - Cenário 3.1

Verifica-se, para o dia 15 de agosto de 2022, um bom aproveitamento da UPAC na satisfação dos consumos nas horas de produção e níveis de produção fotovoltaica superiores ao consumo da instalação. Regista-se injeção de energia excedente na RESP e carregamento das baterias de armazenamento.

Por outro lado, no período noturno observa-se um bom registo de energia autoconsumida das baterias de armazenamento. Porém, verifica-se a necessidade de consumo de energia proveniente da RESP, ainda que menor comparativamente ao consumo da UPAC do cenário 2.1, somente com uma bateria de armazenamento.

Representa-se, na Figura 4.27, um gráfico referente ao carregamento e consumo das baterias de armazenamento e do veículo elétrico para a semana de 1 a 7 de agosto de 2022.

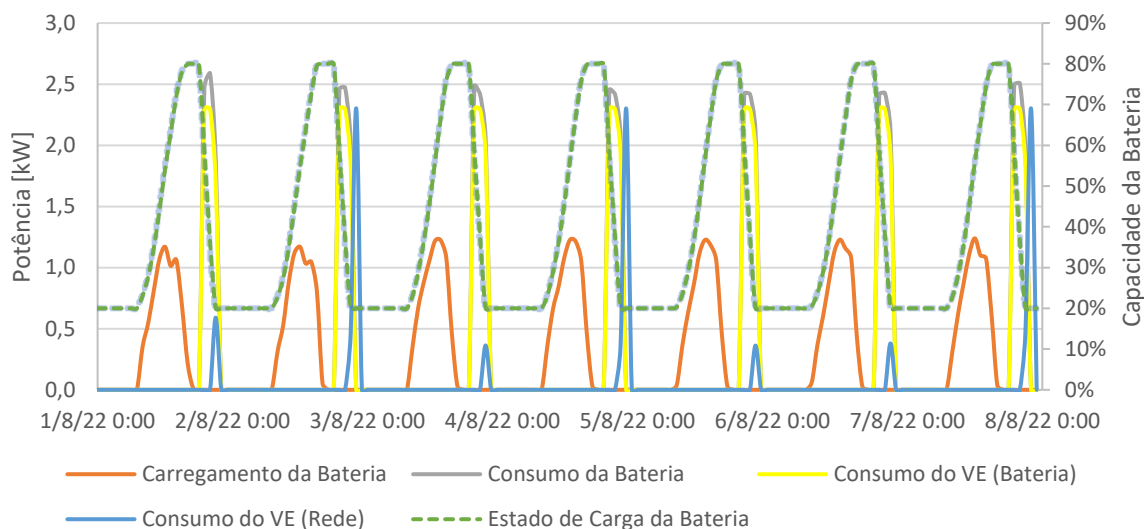


Figura 4.27 - Carregamento e utilização da bateria de armazenamento e veículo elétrico na semana de verão - Cenário 3.1

Pela Figura 4.27 constata-se o carregamento das baterias de armazenamento até ao máximo definido de 80% da sua capacidade total. Atingido o limite máximo de capacidade verifica-se o consumo de energia das baterias, sobretudo devido ao carregamento do veículo elétrico, que constitui a maioria do consumo. No entanto, o carregamento do veículo elétrico implica o consumo de energia da RESP.

Os limites de capacidade mínima e máxima impostos de 20% e 80% da capacidade total do conjunto das baterias, de modo a preservar a sua vida útil, apenas permitem que a real capacidade de armazenamento disponível para o conjunto de baterias seja igual a 6,96 kWh. Deste modo, o conjunto das baterias de armazenamento não cobre a totalidade do carregamento do veículo elétrico, mas permite evitar a grande maioria do consumo obrigatório de 7,7 kWh necessário à deslocação diária do veículo.

Por outro lado, observando a Figura 4.28, verifica-se uma diminuição da produção fotovoltaica na semana de inverno em análise.

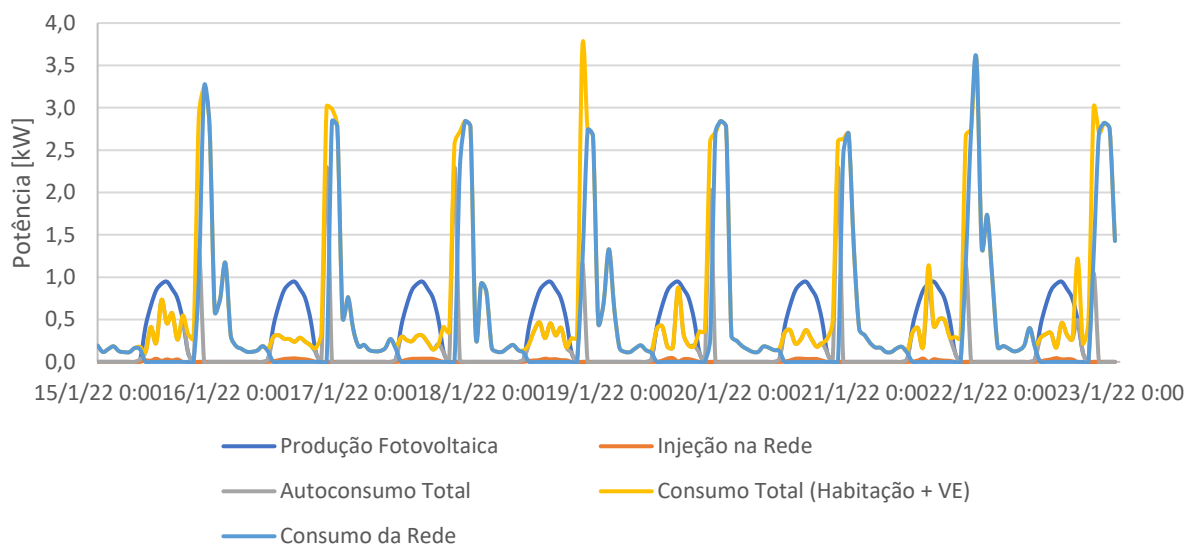


Figura 4.28 - Produção fotovoltaica e consumo de eletricidade de 15 a 22 de janeiro de 2022 - Cenário 3.1

Na semana de 15 a 22 de janeiro de 2022 verificam-se registos de produção maioritariamente superiores ao consumo da instalação e valores quase nulos de injeção de energia excedente na RESP no período diurno. No período noturno, parte do consumo é colmatado a partir das baterias de armazenamento sendo, no entanto, necessário o consumo proveniente da RESP.

Pela Figura 4.29, na qual se representa o consumo e produção de eletricidade de um dia típico de inverno, é notória a satisfação do consumo da habitação no período de produção solar, bem como a reduzida existência de injeção de energia excedente na RESP.

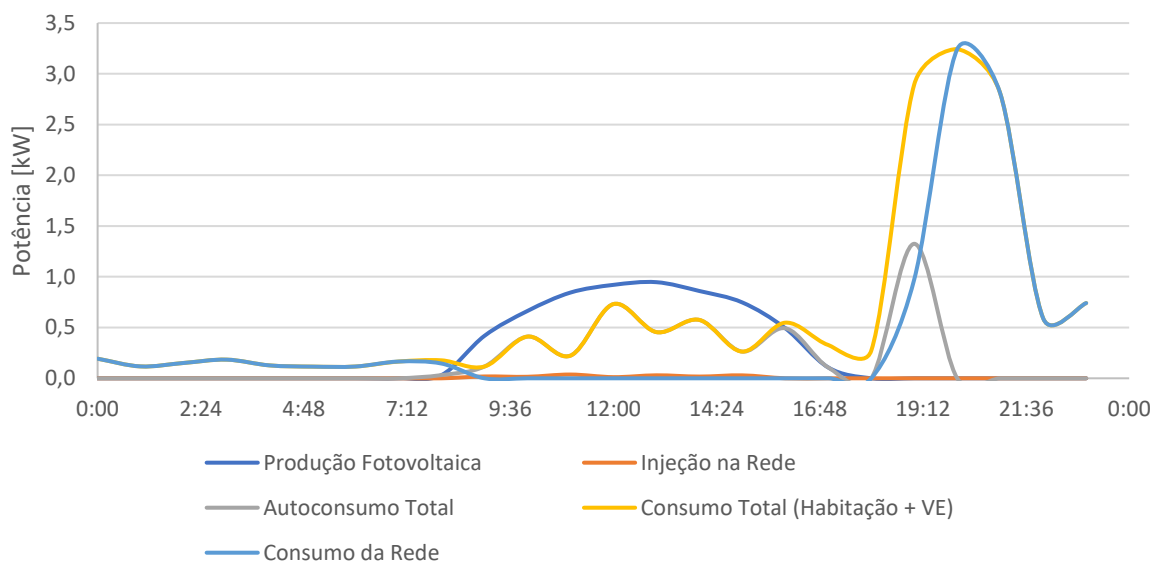


Figura 4.29 - Produção fotovoltaica e consumo de eletricidade no dia 15 de janeiro de 2022 - Cenário 3.1

Por outro lado, a diminuta existência de injeção de energia excedente traduz-se no carregamento das baterias de armazenamento durante o período diurno, tal como se verifica pela Figura 4.30.

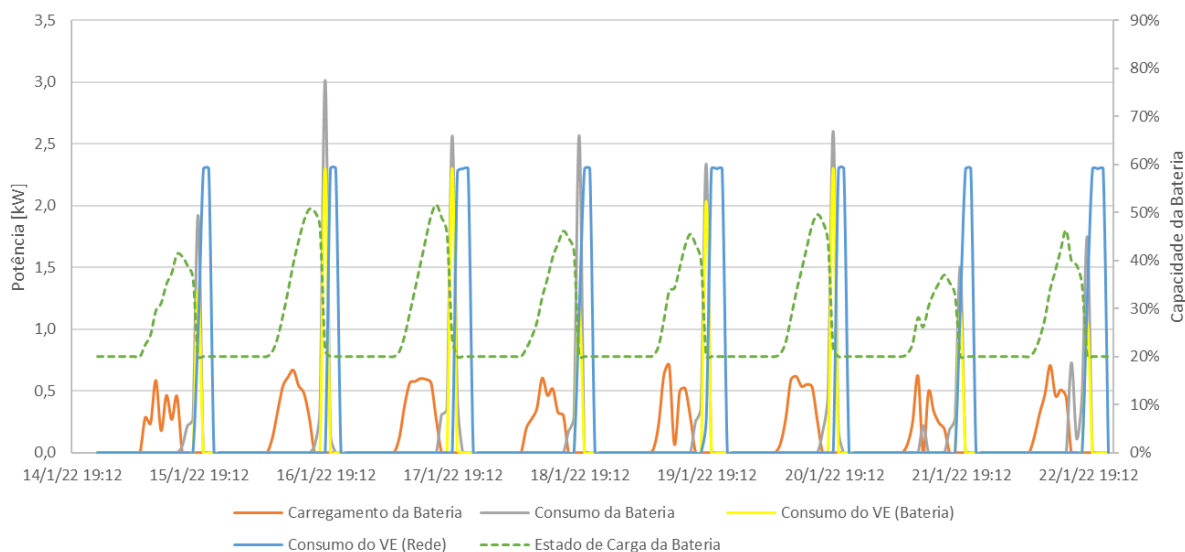


Figura 4.30 - Carregamento e utilização da bateria de armazenamento e veículo elétrico na semana de inverno - Cenário 3.1

No entanto, a energia excedente que é carregada nas baterias de armazenamento não é suficiente para atingir o limite máximo definido de 80% da sua capacidade total, dado que a produção fotovoltaica nos meses de inverno é consideravelmente inferior comparativamente à registada nos meses de verão.

No período noturno existe o consumo de energia das baterias de armazenamento até ao limite mínimo de 20% da sua capacidade total, verificando-se posteriormente o consumo proveniente da RESP.

Anualmente, a utilização do sistema de armazenamento para carregamento do veículo elétrico representa 78% do seu uso, sendo que o consumo da habitação assume os restantes 22% (Figura 4.31).

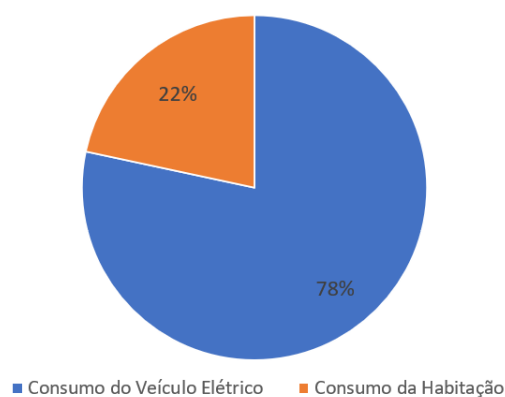


Figura 4.31 - Utilização da bateria de armazenamento anualmente - Cenário 3.1

Da análise efetuada verifica-se que é no período noturno que o sistema de armazenamento assume a grande maioria dos gastos energéticos da instalação, colmatando uma grande fatia das necessidades energéticas. No período diurno, a atuação das baterias de armazenamento é diminuta, sendo apenas utilizada em períodos de reduzida produção fotovoltaica.

Sintetizam-se, na Tabela 4.17, os dados referentes ao consumo antes e após a instalação da UPAC, bem como de injeção de energia na rede e respetivas poupanças anuais.

Tabela 4.17 - Balanço energético e económico antes e após instalação da UPAC - Cenário 3.1

	Consumo da Rede	Injeção na Rede
Sem UPAC [kWh]	5610	-
Com UPAC [kWh]	2586	159
Diferença [kWh]	3024	-
Diferença [%]	54%	-
Poupança anual [€]	765	10

Para o cenário 3.1, a instalação da UPAC reflete-se numa acentuada diminuição do consumo de energia elétrica proveniente da RESP, com registos de autoconsumo de 54% do consumo total anual. Assim, a poupança proveniente da redução do consumo da RESP e da

venda do excedente de produção totalizam 775€ para o primeiro ano, considerando-se uma tarifa de venda de 0,06 €/kWh..

#### 4.7.2 Análise de Resultados - Cenário 3

Para o terceiro cenário, a UPAC integra um sistema de armazenamento constituído por duas baterias que totalizam 11,6 kWh de capacidade. Os resultados obtidos sintetizam-se na Tabela 4.18. Os cenários 3.2, 3.3 e 3.4 encontram-se presentes no Apêndice A.7, A.8 e A.9.

Para os cenários 3.1 e 3.2 verifica-se uma percentagem de energia autoconsumida de 95%, dos quais 60% provenientes das baterias de armazenamento. O sistema de armazenamento providencia mais de metade da energia elétrica necessária ao carregamento anual do veículo elétrico, para ambos os cenários. Verificam-se registos de injeção de energia na rede muito reduzidos.

Nos cenários 3.3 e 3.4 o sistema de armazenamento contribui em 45% e 49%, respetivamente, para colmatar o consumo total anual do veículo elétrico, refletindo-se numa redução da energia injetada na rede comparativamente aos cenários 2.3 e 2.4. Apenas cerca de um terço do consumo anual do veículo elétrico é proveniente da RESP. Deste modo, o autoconsumo totaliza os 66%.

Tabela 4.18 - Síntese dos resultados obtidos para o Cenário 3

	Cenário 3.1	Cenário 3.2	Cenário 3.3	Cenário 3.4
<b>Autoconsumo</b>	95%	95%	66%	66%
<b>Autoconsumo proveniente das baterias</b>	60%	60%	45%	45%
<b>Injeção na Rede</b>	5%	5%	34%	34%
<b>Carregamento do VE (Baterias)</b>	55%	64%	72%	82%
<b>Carregamento do VE (RESP)</b>	45%	36%	28%	18%



## ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÓMICA

No quinto capítulo apresenta-se o resultado do estudo de viabilidade económica efetuado, bem como uma breve análise dos resultados obtidos.

### 5.1 Análise da Faturação Energética

Com o intuito de realizar um estudo de viabilidade económica da instalação da UPAC analisaram-se todos os dados referentes ao consumo de energia eléctrica, bem como dos encargos económicos associados. Os valores de seguida apresentados correspondem ao cenário 2.1.

Primeiramente, calculou-se o custo total da compra de energia ativa à rede considerando-se a tarifa de energia ativa, bem como o termo de acesso às redes de energia, expressos em €/kWh, tendo em conta uma tarifa simples sem ciclo horário incluída no contrato de fornecimento de eletricidade que o cliente particular da habitação possuía (Tabela 5.1).

De seguida, considerou-se o termo de redes de potência, sendo aplicados a tarifa de 0,2336 €/dia, para uma potência contratada de 6,90 kVA (Tabela 5.1).

Tabela 5.1 - Tarifas de energia ativa e termo de potência

	Tarifa de Energia Ativa			Tarifa de Redes de Potência
	Energia Ativa [€/kWh]	Termo de Acesso às Redes de Energia [€/kWh]	Preço Total de Compra à Rede [€/kWh]	Termo de Potência [€]
jan/22	0,1372	0,1147	0,2519	0,2336×31 dias
fev/22	0,1372	0,1147	0,2519	0,2336×28 dias
mar/22	0,1372	0,1147	0,2519	0,2336×31 dias
abr/22	0,1372	0,1147	0,2519	0,2336×30 dias
mai/22	0,1372	0,1147	0,2519	0,2336×31 dias
jun/22	0,1372	0,1147	0,2519	0,2336×30 dias
jul/22	0,1372	0,1147	0,2519	0,2336×31 dias
ago/22	0,1372	0,1147	0,2519	0,2336×31 dias
set/22	0,1372	0,1147	0,2519	0,2336×30 dias
out/22	0,1372	0,1147	0,2519	0,2336×31 dias
nov/22	0,1372	0,1147	0,2519	0,2336×30 dias
dez/22	0,1372	0,1147	0,2519	0,2336×31 dias

Existe ainda a considerar o imposto sobre a eletricidade consumida, que é faturado com a tarifa de 0,001 € por kWh de energia ativa consumida.

Deste modo, apresentam-se na Tabela 5.2 os valores totais e mensais da energia ativa consumida da RESP antes e após a instalação da UPAC.

Tabela 5.2 - Síntese do consumo de energia ativa e faturação energética da UPAC

	Energia Ativa da Rede sem UPAC [kWh]	Energia Ativa da Rede com UPAC [kWh]	Faturação da Energia Ativa da Rede sem UPAC [€]	Faturação da Energia Ativa da Rede com UPAC [€]
jan/22	510	330	136	91
fev/22	408	236	110	66
mar/22	447	253	120	71
abr/22	425	230	114	65
mai/22	445	242	120	68
jun/22	449	245	120	69
jul/22	611	355	162	97
ago/22	434	241	117	68
set/22	445	250	120	70
out/22	447	256	120	72
nov/22	435	261	117	73
dez/22	555	374	147	102
<b>Total</b>	5610	3273	1504	913
<b>Diferença</b>	-2337 kWh		- 591 €	

Com a instalação da UPAC obtém-se uma poupança anual na faturação de energia ativa de 591 €.

Por outro lado, é possível que a energia excedente à produção fotovoltaica seja vendida a um comercializador de último recurso ou a um comercializador do mercado liberalizado, com um plano fixo ou indexado. Neste estudo considerou-se que a venda do excedente é efetuada a um comercializador do mercado liberalizado com uma tarifa fixa de 6 cêntimos por kWh.

Na Tabela 5.3 sintetizam-se os valores mensais e anuais da energia injetada na RESP e a sua remuneração.

Tabela 5.3 - Energia injetada na RESP e sua remuneração

	Injeção de Energia na RESP [kWh]	Faturação da injeção na RESP [€]
jan/22	8	0,5
fev/22	42	2,5
mar/22	75	4,5
abr/22	90	5,4
mai/22	111	6,6
jun/22	107	6,4
jul/22	80	4,8
ago/22	144	8,6
set/22	107	6,4
out/22	56	3,4
nov/22	18	1,1
dez/22	7	0,4
<b>Total</b>	<b>845</b>	<b>51</b>

Deste modo, a poupança anual obtida proveniente da redução do custo de compra de energia à rede e da remuneração do excedente transacionado totaliza os 642 € = (591+51) €.

Assim, apresenta-se na Tabela 5.4 os valores de poupança anual obtidos para cada cenário. Verificam-se maiores poupanças nos cenários para os quais a potência instalada é superior.

Tabela 5.4 - Síntese das despesas com a compra de energia e poupança anual para todos os cenários

Cenário		Potência Instalada	Veículo Elétrico	Faturação Anual	Poupança no 1º Ano
Antes da instalação da UPAC			Gama Baixa	1 504,1 €	-
			Gama Alta	1 391,3 €	-
Cenário 1 - Sem Armazenamento	1.1	1 kWp	Gama Baixa	1 230,5 €	273,7 €
	1.2		Gama Alta	1 117,6 €	273,7 €
	1.3	2 kWp	Gama Baixa	1 099,4 €	404,7 €
	1.4		Gama Alta	986,6 €	404,7 €
Cenário 2 - Com Armazenamento (5,8 kWh)	2.1	2 kWp	Gama Baixa	862,3 €	641,8 €
	2.2		Gama Alta	749,5 €	641,8 €
	2.3	3 kWp	Gama Baixa	691,7 €	812,4 €
	2.4		Gama Alta	578,9 €	812,4 €
Cenário 3 - Com Armazenamento (11,6 kWh)	3.1	2 kWp	Gama Baixa	729,6 €	774,5 €
	3.2		Gama Alta	617,0 €	774,3 €
	3.3	3 kWp	Gama Baixa	451,1 €	1 053,1 €
	3.4		Gama Alta	338,5 €	1 052,8 €

No entanto, os cenários para os quais existe a maior poupança anual são também os que implicam maior investimento inicial, pelo que é necessário realizar um estudo de viabilidade económica com maior detalhe.

## 5.2 Análise da Viabilidade Económica

Perante os cenários de UPAC definidos efetuou-se, individualmente, uma análise económica e financeira do projeto tendo em conta um período de vida útil da instalação de 15 anos e considerando as despesas de investimento inicial, despesas resultantes da compra de energia e as poupanças obtidas, bem como os custos de operação e manutenção da instalação, a taxa de atualização associada ao investimento, o índice de degradação dos módulos fotovoltaicos e as previsões de aumento do custo da tarifa energética.

Na Tabela 5.5 são resumidos, de acordo com uma empresa da área, os custos associados à instalação e os custos de operação e manutenção da UPAC. Estes últimos são valores que permanecem inalterados ao longo do tempo de vida útil da instalação.

Tabela 5.5 - Síntese dos custos de investimento inicial e manutenção da UPAC

Cenário		Potência Instalada	Investimento Inicial		Custo Anual
			Sistema de Armazenamento	Total	O&M
Cenário 1 - Sem Armazenamento	1.1 e 1.2	1 kWp	-	1 440,0 €	21,6 €
	1.3 e 1.4	2 kWp	-	2 880,0 €	43,2 €
Cenário 2 - Com Armazenamento (5,8 kWh)	2.1 e 2.3	2 kWp	4 247,2 €	7 127,2 €	106,9 €
	2.3 e 2.4	3 kWp		9 287,2 €	139,3 €
Cenário 3 - Com Armazenamento (11,6 kWh)	3.1 e 3.2	2 kWp	7 880,6 €	10 760,6 €	161,4 €
	3.3 e 3.4	3 kWp		12 920,6 €	193,8 €

Considerou-se para o estudo um custo de investimento inicial e de despesas administrativas da UPAC, sem baterias de armazenamento, de 1500 €/kWp e um custo de despesas de operação e manutenção da instalação de 1,5% do investimento inicial.

Em adição, assumiu-se uma taxa de degradação dos módulos fotovoltaicos de 0,30% anuais, valor que se enquadra com o declarado na ficha técnica do módulo fotovoltaico considerado.

No que às tarifas energéticas diz respeito, considerou-se um aumento previsível de 1,2% anual nos próximos 15 anos [65].

Por outro lado, assumiu-se uma taxa de atualização de 2,50% com base em estudos semelhantes, tais como os descritos na secção 2.5. Sempre que a taxa de atualização assuma um valor inferior à TIR considera-se o projeto economicamente viável.

Para o cenário 2.1, exemplificam-se os resultados obtidos na Tabela 5.6, na qual se apresentam os seguintes dados:

- Produção Fotovoltaica obtida anualmente;
- Consumo da Rede sem UPAC;
- Consumo da Rede com UPAC;
- Injeção na Rede;
- Custos de O&M;

- Cash-in - soma das poupanças provenientes da diferença de consumo de energia da rede (com e sem UPAC) e da remuneração por via da venda da energia excedente;
- Cash-out - soma do custo de aquisição de energia elétrica e despesas de O&M;
- Cash-flow com UPAC - Diferença entre *cash-in* e *cash-out*;
- Poupança - corresponde ao *cash-flow* inerente à exploração da instalação fotovoltaica;
- Poupança Atualizada;
- Poupança Acumulada - corresponde ao somatório das poupanças atualizadas anteriores e do investimento inicial.

Tabela 5.6 - Estudo financeiro para o cenário 2.1

Cenário 2.1									
Ano	Produção Fotovoltaica	Consumo da Rede sem UPAC	Consumo da Rede com UPAC	Injeção na Rede	O&M	Cash-flow com UPAC	Poupança	Poupança atualizada	Poupança Acumulada
	KWh	€	€	€	€	€	€	€	€
0						-7127,19	-7127,19	-7127,19	-7127,19
1	3182	1504,14	913,04	50,72	106,91	-378,12	1126,02	1098,56	-6028,63
2	3173	1522,19	923,99	51,33	106,91	-383,83	1138,36	1083,51	-4945,12
3	3163	1540,46	935,08	51,95	106,91	-389,67	1150,79	1068,62	-3876,50
4	3153	1558,94	946,30	52,57	106,91	-395,62	1163,32	1053,91	-2822,59
5	3144	1577,65	957,66	53,20	106,91	-401,71	1175,94	1039,36	-1783,23
6	3134	1596,58	969,15	53,84	106,91	-407,92	1188,66	1024,98	-758,25
7	3125	1615,74	980,78	54,49	106,91	-414,26	1201,48	1010,76	252,51
8	3115	1635,13	992,55	55,14	106,91	-420,74	1214,39	996,71	1249,22
9	3106	1654,75	1004,46	55,80	106,91	-427,35	1227,40	982,81	2232,03
10	3096	1674,61	1016,51	56,47	106,91	-434,10	1240,50	969,08	3201,11
11	3087	1694,70	1028,71	57,15	106,91	-441,00	1253,70	955,50	4156,61
12	3077	1715,04	1041,06	57,84	106,91	-448,04	1267,00	942,09	5098,70
13	3068	1735,62	1053,55	58,53	106,91	-455,23	1280,39	928,82	6027,52
14	3058	1756,45	1066,19	59,23	106,91	-462,57	1293,88	915,71	6943,24
15	3048	1777,53	1078,98	59,94	106,91	-470,06	1307,46	902,76	7846,00

Para o cenário 2.1 verifica-se que o investimento inicial de 7127,2 € é totalmente amortizado no decorrer do sétimo ano, registando-se uma poupança acumulada de 7846,00 € no décimo quinto ano. Quanto aos restantes indicadores financeiros obteve-se uma TIR de 14%, um VAL de 7846,00€, um LCOE de 0,21879 €/kWh, um LCOS de 0,55532 €/kWh e um PRI de 7 anos.

Os valores obtidos para os restantes cenários em estudo são apresentados na Tabela 5.7.

Tabela 5.7 - Resultados obtidos para os indicadores financeiros

Cenário		Potência Instalada	TIR [%]	LCOE [€/kWh]	LCOS [€/kWh]	VAL [€]	PRI [anos]
Cenário 1 - Sem Armazenamento	1.1	1 kWp	33	0,0909	-	4 300,2	4
	1.2		33	0,0909	-	4 395,4	4
	1.3	2 kWp	21	0,0884	-	5 074,5	5
	1.4		21	0,0884	-	5 169,8	5
Cenário 2 - Com Armazenamento (5,8 kWh)	2.1	2 kWp	14	0,21879	0,55532	7 846,0	7
	2.2		15	0,21879	0,55532	7 941,3	7
	2.3	3 kWp	12	0,16110	0,69839	8 157,9	8
	2.4		12	0,16110	0,69839	8 252,5	8
Cenário 3 - Com Armazenamento (11,6 kWh)	3.1	2 kWp	11	0,33032	0,53767	7 820,0	9
	3.2		11	0,33032	0,53793	7 995,0	9
	3.3	3 kWp	12	0,22413	0,49090	11 771,1	8
	3.4		13	0,22413	0,49118	11 857,4	8

Obtidos os resultados do cálculo dos indicadores financeiros pode-se afirmar que todos os cenários considerados no estudo apresentam viabilidade económica.

Tal como explicitado na secção 3.3, a viabilidade económica do projeto é sustentada à custa dos indicadores financeiros. Para a TIR, sempre que esta seja superior à taxa de atualização considera-se a rentabilidade e viabilidade económica do projeto no seu tempo de vida útil. Em adição, sempre que o VAL seja superior a 0 verifica-se a viabilidade económica do projeto. O PRI deve ser inferior ao tempo de vida útil do sistema, sendo que quanto menor for mais atrativo será para o investidor.

Assim, para o Cenário 1 observam-se resultados muito favoráveis à adoção da UPAC, apresentando os menores valores de PRI e os maiores valores de TIR em relação aos restantes cenários. Os cenários 1.1 e 1.2 apresentam uma TIR de 33% e um PRI de 4 anos, com um VAL de 4300,2 € e 4395,4 €, respetivamente, no final do décimo quinto ano do projeto. Apesar destes cenários apresentarem a maior rentabilidade, os cenários 1.3 e 1.4 apresentam maior retorno financeiro no fim do período considerado. O LCOE corresponde a um custo médio de

produção de energia de sensivelmente 0,09 €/kWh para os cenários consideradas no Cenário 1.

Por outro lado, no Cenário 2 verifica-se uma menor rentabilidade do capital investido bem como períodos de retorno do investimento superiores relativamente ao Cenário 1. O custo do sistema de armazenamento reflete-se num LCOE mais elevado, bem como num LCOS que é o mais elevado de todos os cenários com armazenamento. Comparando os cenários 1.3/1.4 e 2.1/2.2 de 2 kWp de potência instalada sem e com sistema de armazenamento, respetivamente, verifica-se um aumento de 0,13 €/kWh no custo médio de produção de energia. No entanto, o fluxo de caixa acumulado ao fim de 15 anos é superior em relação ao cenário sem sistema de armazenamento.

Para o Cenário 3, que implementa um sistema de armazenamento constituído por duas baterias, verifica-se uma menor rentabilidade do capital investido, um LCOE e um PRI significativamente superiores para os cenários 3.1 e 3.2, comparativamente aos cenários 2.1 e 2.2 do segundo cenário. No entanto, para uma potência instalada de 3 kWp, a rentabilidade do sistema, para os cenários 3.3 e 3.4, no final do décimo quinto ano é superior comparativamente aos cenários 2.3 e 2.4, sendo o PRI comum (8 anos). Em adição, o custo de armazenamento de energia, traduzido pelo indicador LCOS, é o menor de todos os cenários com armazenamento. Assim, estes cenários apresentam-se como os mais favoráveis para o Cenário 3.

De acordo com os resultados obtidos é possível afirmar que a UPAC cuja potência instalada é de 1 kWp e sem sistema de armazenamento (cenários 1.1 e 1.2) se apresenta como a solução mais rentável no período de 15 anos e cujo investimento é mais rapidamente amortizado. No entanto, os cenários 2 e 3 traduzem-se numa maior poupança acumulada no final do período considerado, apresentando também períodos de retorno do investimento interessantes do ponto de vista do investidor, isto é, inferiores a 10 anos.



## 6.1 Apreciações Finais

Na presente dissertação efetuou-se um estudo, com vista à sua implementação futura, de viabilidade económica de UPAC com baterias de armazenamento e com a possibilidade de carregamento de veículos elétricos, em clientes residenciais.

Definiram-se três cenários de estudo distintos, de modo a obter a solução energética e financeiramente mais viável: UPAC sem sistema de armazenamento; UPAC com uma bateria de armazenamento; UPAC com duas baterias de armazenamento. Para cada um dos cenários, consideraram-se dois valores de potência instalada e, ainda, dois tipos de veículo elétrico. Deste modo, foram analisados 12 cenários distintos.

Para o primeiro cenário, no qual se consideraram UPAC com potências iguais a 1 kWp e 2 kWp e sem sistema de armazenamento de energia, obtiveram-se resultados muito positivos. Destaca-se a UPAC de potência correspondente a 1 kWp, que apresenta indicadores económicos muito favoráveis à sua adoção, nomeadamente, o menor valor de PRI de todos os cenários (4 anos), uma TIR de 33% e um custo médio de produção de energia de 0,0909 €/kWh. Esta solução apresenta um VAL, no período de 15 anos considerado, de 4395,4 € para o cenário que integra o veículo de gama alta, em contraponto com o cenário que tem em consideração um veículo de gama baixa, que apresenta um VAL de 4300,2 €. Esta diferença, pouco expressiva economicamente, é reflexo da melhor eficiência energética do veículo de gama alta. Por outro lado, a instalação da UPAC resulta numa poupança de consumo de energia, solicitado à RESP, de 18% e 17%, respetivamente.

No segundo cenário, as UPAC integram uma bateria de armazenamento de 5,8 kWh de capacidade e potências instaladas de 2 kWp e 3 kWp. Verificaram-se resultados viáveis energética e financeiramente, nomeadamente, o cenário de 2 kWp incluindo um veículo elétrico de gama alta, que apresenta uma quota de energia autoconsumida de 45% do consumo total

anual da instalação. Deste modo, o carregamento do veículo elétrico proveniente do autoconsumo representa 36% da totalidade do consumo anual. Do ponto de vista financeiro-económico, a TIR fixa-se em 15%, o PRI corresponde a 7 anos e o VAL é 7941,3 €, apenas mais 95,3€ que o cenário correspondente incluindo um veículo de gama baixa.

Para o terceiro cenário, as UPAC assumem um sistema de armazenamento constituído por duas baterias, totalizando 11,6 kWh de capacidade, e potências iguais às consideradas no anterior cenário. Os resultados obtidos são positivos e apresentam viabilidade económica, no entanto o retorno do investimento inicial efetuado é mais tardio e a rentabilidade do projeto no seu período de vida útil é menor. Tal deve-se ao elevado custo das baterias de armazenamento que, para este cenário, chegam a constituir cerca de 73% do custo total de investimento. O cenário mais favorável, para o presente cenário, é a da UPAC de 3 kWp de potência instalada, incluindo um veículo de gama alta, que se traduz numa redução de consumo proveniente da RESP de 72% relativamente ao cenário sem UPAC, entre os quais 49% provenientes do armazenamento em baterias, e possibilita a satisfação de 82% do carregamento anual do veículo elétrico. Financeiramente, obteve-se uma TIR de 13%, um PRI de 8 anos e um VAL de 11 857,4 €. O LCOE fixa-se nos 0,22413 €/kWh, um valor que não é apelativo, mas que é inferior ao custo, por kWh, de energia ativa considerado para o cenário sem UPAC, sendo o custo de armazenamento de energia de cerca de 0,49 €/kWh, o menor valor de todos os cenários considerados.

Deste modo, verifica-se que a UPAC de 1 kWp sem sistema de armazenamento constitui o cenário cuja rentabilidade do investimento efetuado é maior, possibilitando o retorno financeiro num menor período temporal. Por outro lado, a UPAC de 2 kWp integrando uma bateria de armazenamento possibilita a obtenção de um maior fluxo de caixa ao fim do período de vida útil do investimento, comparativamente ao anterior cenário, mas com um PRI 3 anos superior. No entanto, caso a independência energética da instalação seja uma das prioridades do investidor, a UPAC de 3 kWp com duas baterias de armazenamento apresenta-se como um cenário acertado e viável economicamente, dado que os custos de aquisição de energia provenientes da RESP diminuem consideravelmente e o carregamento do veículo elétrico é assegurado em grande parte pelo sistema de armazenamento.

Em adição, a maior eficiência energética do veículo elétrico de gama alta traduz-se num menor gasto energético anual, porém a diferença de consumo comparativamente ao veículo elétrico de gama baixa reflete-se pouco na rentabilidade e viabilidade económica do investimento da UPAC.

## 6.2 Trabalhos Futuros

Com base no estudo desenvolvido seria relevante poder efetuar um estudo mais pormenorizado tendo em consideração um cenário de utilização e de carregamento do veículo elétrico mais detalhado, com vista a uma melhor aproximação do seu consumo e dos respetivos períodos de carregamento. Por exemplo, poder-se-ia considerar o carregamento do veículo durante o período diurno ao fim de semana e, também, considerar as perdas energéticas resultantes do carregamento doméstico.

Por outro lado, sugere-se a consideração da profundidade da descarga (*Depth of Discharge*) das baterias de armazenamento ao longo do seu ciclo de vida, de modo a obter dados com maior exatidão.

Em adição, um estudo de eficiência energética dos equipamentos da instalação, com o intuito de redução dos consumos, seria relevante numa perspetiva de futuro e de otimização global do sistema.



## BIBLIOGRAFIA

- [1] Comissão Europeia, «Um Planeta Limpo para Todos Estratégia a longo prazo da UE para uma economia próspera, moderna, competitiva e com impacto neutro no clima», pp. 1–29, Nov. 2018, Acedido: 4 de Janeiro de 2023. [Em linha]. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:52018DC0773&from=PT>
- [2] República Portuguesa, «Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC2050)», pp. 1–101, Jun. 2019, Acedido: 4 de Janeiro de 2023. [Em linha]. Disponível em: <https://www.portugal.gov.pt/download-ficheiros/ficheiro.aspx?v=%3d%3dBA-AAAB%2bLCAAAAAAABACzMDexAAAut9emBAAAAA%3d%3d>
- [3] International Energy Agency, «Renewable Energy Market Update», pp. 1–26, Mai. 2022, Acedido: 4 de Janeiro de 2023. [Em linha]. Disponível em: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/d6a7300d-7919-4136-b73a-3541c33f8bd7/RenewableEnergyMarketUpdate2022.pdf>
- [4] República Portuguesa, «Plano Nacional Energia-Clima», pp. 1–167, Mai. 2019, Acedido: 4 de Janeiro de 2023. [Em linha]. Disponível em: <https://participa.pt/contents/consultationdocument/imported/2585/670002.pdf>
- [5] Eurostat, «Renewable energy statistics». Acedido: 1 de Fevereiro de 2023. [Em linha]. Disponível em: [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Renewable\\_energy\\_statistics#Share\\_of\\_renewable\\_energy\\_more\\_than\\_doubled\\_between\\_2004\\_and\\_2019](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Renewable_energy_statistics#Share_of_renewable_energy_more_than_doubled_between_2004_and_2019)
- [6] R. G. Newell, D. Raimi, S. Villanueva, e B. Prest, «Global Energy Outlook 2020: Energy Transition or Energy Addition?», pp. 1–51, Mai. 2020, Acedido: 20 de Dezembro de 2022. [Em linha]. Disponível em: [https://media.rff.org/documents/GEO\\_2020\\_Report.pdf](https://media.rff.org/documents/GEO_2020_Report.pdf)
- [7] F. Aminifar, M. Shahidehpour, A. Alabdulwahab, A. Abusorrah, e Y. Al-Turki, «The Proliferation of Solar Photovoltaics: Their Impact on Widespread Deployment of Electric Vehicles», *IEEE Electrification Magazine*, vol. 8, n. 3, pp. 79–91, Set. 2020, doi: 10.1109/MELE.2020.3005739.
- [8] United Nations, *Energy Statistics Pocketbook 2022*, 5.<sup>a</sup> ed. New York, 2022. Acedido: 20 de Dezembro de 2022. [Em linha]. Disponível em: <https://unstats.un.org/unsd/energystats/pubs/documents/2022pb-web.pdf>

- [9] bp, «bp Statistical Review of World Energy 2022», pp. 1–57, 2022, Acedido: 20 de Dezembro de 2022. [Em linha]. Disponível em: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2022-full-report.pdf>
- [10] H. Ritchie, M. Roser, e P. Rosado, «Energy», *Our World in Data*, 2022, Acedido: 20 de Dezembro de 2022. [Em linha]. Disponível em: <https://ourworldindata.org/energy>
- [11] A. dos S. Silva e J. P. M. Fernandes, «Acordo de Paris 2015-2020», pp. 1–35, Dez. 2020, Acedido: 27 de Dezembro de 2022. [Em linha]. Disponível em: <https://www.portugal.gov.pt/download-ficheiros/ficheiro.aspx?v=%3d%3dBQAAAB%2bLCAAAAAAABAAzNLA0tgQAra2cKgUAAAA%3d>
- [12] Jornal Oficial da União Europeia, «Acordo de Paris», pp. 5–18, Out. 2016, Acedido: 27 de Dezembro de 2022. [Em linha]. Disponível em: [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:22016A1019\(01\)&from=PT](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:22016A1019(01)&from=PT)
- [13] Secretariado-Geral do Conselho, «Acordo de Paris sobre alterações climáticas». Acedido: 28 de Dezembro de 2022. [Em linha]. Disponível em: <https://www.consilium.europa.eu/pt/policies/climate-change/paris-agreement/>
- [14] República Portuguesa, «Relatório da Consulta Pública do PNEC 2030», pp. 1–15, Dez. 2019, Acedido: 8 de Fevereiro de 2023. [Em linha]. Disponível em: [https://participa.pt/contents/finalreport/Relat%C3%B3rio%20da%20Consulta%20P%C3%BAblica%20do%20PNEC%202030\\_4363.pdf](https://participa.pt/contents/finalreport/Relat%C3%B3rio%20da%20Consulta%20P%C3%BAblica%20do%20PNEC%202030_4363.pdf)
- [15] Direção-Geral de Energia e Geologia, «Balanço Energético Nacional 2021», pp. 1–27, Nov. 2022, Acedido: 7 de Janeiro de 2023. [Em linha]. Disponível em: <https://www.dgeg.gov.pt/media/kmoblfag/dgeg-ben-2021.pdf>
- [16] V. Moutinho, «Outra vida para além do carvão». Acedido: 7 de Janeiro de 2023. [Em linha]. Disponível em: <https://www.publico.pt/sines-outra-vida-alem-do-carvao>
- [17] Instituto Superior Técnico, Comissão Europeia, e DGS, *Energia Fotovoltaica - Manual sobre tecnologias, projecto e instalação*. 2004. Acedido: 7 de Janeiro de 2023. [Em linha]. Disponível em: <https://www.portal-energia.com/downloads/guia-tecnico-manual-energia-fotovoltaica.pdf>
- [18] Solargis, «Solar resource maps of World». Acedido: 7 de Janeiro de 2023. [Em linha]. Disponível em: <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/world>

- [19] Agência para a Energia, «Sistemas Solares Fotovoltaicos», Out. 2016. Acedido: 9 de Janeiro de 2023. [Em linha]. Disponível em: [https://www.enerdura.pt/images/stories/Documents/Guias\\_ADENE\\_EE/10see-10-sist-fotovoltaico.pdf](https://www.enerdura.pt/images/stories/Documents/Guias_ADENE_EE/10see-10-sist-fotovoltaico.pdf)
- [20] Solargis, «Solar resource maps of Portugal». Acedido: 7 de Janeiro de 2023. [Em linha]. Disponível em: <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/portugal>
- [21] Associação de Energias Renováveis, «Balanço da Produção de Eletricidade de Portugal Continental em 2022». Acedido: 9 de Janeiro de 2023. [Em linha]. Disponível em: <https://www.apren.pt/pt/energias-renovaveis/producao>
- [22] International Energy Agency, «Portugal». Acedido: 9 de Janeiro de 2023. [Em linha]. Disponível em: <https://www.iea.org/countries/portugal>
- [23] Direção-Geral de Energia e Geologia, «Estatísticas rápidas das renováveis», Dez. 2022, Acedido: 9 de Janeiro de 2023. [Em linha]. Disponível em: <https://www.dgeg.gov.pt/media/zxyjrxih/dgeg-arr-2022-11.pdf>
- [24] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, «Autoconsumo». Acedido: 14 de Janeiro de 2023. [Em linha]. Disponível em: <https://www.erse.pt/atividade/regulamentos-eletricidade/autoconsumo/>
- [25] Direção-Geral de Energia e Geologia, «Enquadramento legal». Acedido: 14 de Janeiro de 2023. [Em linha]. Disponível em: <https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-setoriais/energia/energia-eletrica/producao-de-energia-eletrica/producao-descentralizada-autoconsumo-e-upp-mp-mn/autoconsumo-e-cer/enquadramento-legal/>
- [26] Presidência do Conselho de Ministros, «Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro», pp. 3–185, Jan. 2022, Acedido: 12 de Janeiro de 2023. [Em linha]. Disponível em: <https://files.dre.pt/1s/2022/01/01000/0000300185.pdf>
- [27] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, «Regulamento n.º 373/2021», pp. 85–110, Mai. 2021, Acedido: 14 de Janeiro de 2023. [Em linha]. Disponível em: <https://files.dre.pt/2s/2021/05/087000000/0008500110.pdf>
- [28] M. Canas, P. Silva, e S. Rodrigues, «Fotovoltaico: guie-se pelo gasto do lar», *Deco Proteste*, Abr. 2023.
- [29] Direção-Geral de Energia e Geologia e Agência para a Energia, «Autoconsumo e Comunidade de Energia Renovável», 2022.
- [30] G. M. Masters, *Renewable and Efficient Electric Power Systems*. New Jersey: John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, 2004.
- [31] Lavancha, «Solar Rooftop». Acedido: 14 de Janeiro de 2023. [Em linha]. Disponível em: <https://www.lavancha.in/solar-wind-energy-hybrid-system/solar-roof-top/>

- [32] A. Luque e S. Hegedus, *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*. Southern Gate, Chichester: John Wiley & Sons Ltd, 2003. Acedido: 19 de Janeiro de 2023. [Em linha]. Disponível em: <https://kashanu.ac.ir/Files/Content/Handbook.pdf>
- [33] Battery University, «BU-104c: The Octagon Battery – What makes a Battery a Battery». Acedido: 19 de Janeiro de 2023. [Em linha]. Disponível em: <https://batteryuniversity.com/article/bu-104c-the-octagon-battery-what-makes-a-battery-a-battery>
- [34] Battery University, «What’s the Best Battery?» Acedido: 19 de Janeiro de 2023. [Em linha]. Disponível em: <https://batteryuniversity.com/article/whats-the-best-battery>
- [35] Battery University, «BU-705: How to Recycle Batteries». Acedido: 19 de Janeiro de 2023. [Em linha]. Disponível em: <https://batteryuniversity.com/article/bu-705-how-to-recycle-batteries>
- [36] Battery University, «BU-204: How do Lithium Batteries Work?» Acedido: 19 de Janeiro de 2023. [Em linha]. Disponível em: <https://batteryuniversity.com/article/bu-204-how-do-lithium-batteries-work>
- [37] Eurostat, «Energy statistics - an overview». Acedido: 23 de Janeiro de 2023. [Em linha]. Disponível em: [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy\\_statistics\\_-\\_an\\_overview#Final\\_energy\\_consumption](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy_statistics_-_an_overview#Final_energy_consumption)
- [38] International Energy Agency, «Transport», 2022. Acedido: 23 de Janeiro de 2023. [Em linha]. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/transport>
- [39] C. Byrne e P. Pedro, «Vencer o desafio da mobilidade elétrica em Portugal», pp. 1–62, 2016, Acedido: 23 de Janeiro de 2023. [Em linha]. Disponível em: [https://www.crescimentosustentavel.org/media/Vencer\\_desafio\\_mobilidade\\_eletrica.pdf](https://www.crescimentosustentavel.org/media/Vencer_desafio_mobilidade_eletrica.pdf)
- [40] Idaho National Laboratory, «History of Electric Cars», Acedido: 23 de Janeiro de 2023. [Em linha]. Disponível em: <https://avt.inl.gov/sites/default/files/pdf/fsev/HistoryOfElectricCars.pdf>
- [41] D. B. Richardson, «Electric vehicles and the electric grid: A review of modeling approaches, Impacts, and renewable energy integration», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 19, pp. 247–254, Dez. 2012, doi: 10.1016/j.rser.2012.11.042.
- [42] M. Weiss, K. C. Cloos, e E. Helmers, «Energy efficiency trade-offs in small to large electric vehicles», *Environ Sci Eur*, vol. 32, n. 1, pp. 1–17, Mar. 2020, doi: 10.1186/s12302-020-00307-8.

- [43] C. Chellaswamy e R. Ramesh, «Future renewable energy option for recharging full electric vehicles», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 76, pp. 824–838, Mar. 2017, doi: 10.1016/j.rser.2017.03.032.
- [44] A. R. Bhatti, Z. Salam, M. J. B. A. Aziz, K. P. Yee, e R. H. Ashique, «Electric vehicles charging using photovoltaic: Status and technological review», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 54, pp. 34–47, Nov. 2015, doi: 10.1016/j.rser.2015.09.091.
- [45] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, «Mobilidade Elétrica». Acedido: 25 de Janeiro de 2023. [Em linha]. Disponível em: <https://www.erse.pt/consumidores-de-energia/mobilidade-electrica/como-funciona/>
- [46] ChargeGuru, «Qual a potência do contador de eletricidade para carregar um veículo elétrico numa casa?» Acedido: 25 de Janeiro de 2023. [Em linha]. Disponível em: <https://chargeguru.com/pt/2021/06/25/qual-potencia-contratada-carregar-veiculo-eletrico-casa/>
- [47] Associação de Utilizadores de Veículos Elétricos, «Como Carregar um Veículo Elétrico». Acedido: 25 de Janeiro de 2023. [Em linha]. Disponível em: <https://www.uve.pt/page/como-carregar-um-veiculo-eletrico/>
- [48] The Mobility House GmbH, «What is the range of my e-car and how long does it take to charge?» Acedido: 25 de Janeiro de 2023. [Em linha]. Disponível em: [https://www.mobilityhouse.com/int\\_en/knowledge-center/charging-time-summary](https://www.mobilityhouse.com/int_en/knowledge-center/charging-time-summary)
- [49] Mobi.e, «Incentivos e benefícios fiscais à mobilidade elétrica». Acedido: 25 de Janeiro de 2023. [Em linha]. Disponível em: <https://www.mobie.pt/mobilidade/beneficios-incentivos>
- [50] Ambiente - Gabinete do Ministro, «Despacho n.º 5126/2023», Mai. 2023.
- [51] R. Machado, «Tecnologias de armazenamento de energia e sua aplicação em Edifícios Residenciais com autoconsumo – Viabilidade Económica», Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2020.
- [52] M. Longo, W. Yaïci, e F. Foiadelli, «Electric vehicles charged with residential’s roof solar photovoltaic system: A case study in Ottawa», em *2017 IEEE 6th International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)*, 2017, pp. 121–125. doi: 10.1109/ICRERA.2017.8191252.
- [53] J. Paulo Augusto Félix, «Estudo de Viabilidade Económica para Instalação de UPAC e Adoção de Veículos Elétricos na Indústria», Instituto Politécnico de Setúbal, 2021.

- [54] D. Francisco Silva Pinheiro, «Avaliação e instalação de uma Unidade de Produção de Autoconsumo (UPAC) com armazenamento de energia», Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2021.
- [55] Direção-Geral de Energia e Geologia, «Bolsa de equipamentos certificados - inversores». Acedido: 3 de Abril de 2023. [Em linha]. Disponível em: <https://apps.dgeg.gov.pt/DGEG/serup/inversoresConsulta.jsp>
- [56] European Commission, «Photovoltaic Geographical Information System». Acedido: 3 de Abril de 2023. [Em linha]. Disponível em: [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/en/](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/)
- [57] M. Papapetrou e G. Kosmadakis, «Chapter 9 - Resource, environmental, and economic aspects of SGHE», em *Salinity Gradient Heat Engines*, A. Tamburini, A. Cipollina, e G. Micale, Eds., em Woodhead Publishing Series in Energy. , Woodhead Publishing, 2022, pp. 319–353. doi: <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-102847-6.00006-1>.
- [58] V. Jülch *et al.*, «A Holistic Comparative Analysis of Different Storage Systems using Levelized Cost of Storage and Life Cycle Indicators», em *Energy Procedia*, Nov. 2015. doi: [10.1016/j.egypro.2015.07.553](https://doi.org/10.1016/j.egypro.2015.07.553).
- [59] J. Kagan, «Payback Period Explained, With the Formula and How to Calculate It», *Investopedia*, Fev. 2023, Acedido: 15 de Junho de 2023. [Em linha]. Disponível em: <https://www.investopedia.com/terms/p/paybackperiod.asp>
- [60] A. Gallo, «A Refresher on Internal Rate of Return», *Harv Bus Rev*, Mar. 2016, Acedido: 15 de Junho de 2023. [Em linha]. Disponível em: <https://hbr.org/2016/03/a-refresher-on-internal-rate-of-return>
- [61] A. Gallo, «A Refresher on Net Present Value», *Harv Bus Rev*, Nov. 2014, Acedido: 15 de Junho de 2023. [Em linha]. Disponível em: <https://hbr.org/2014/11/a-refresher-on-net-present-value>
- [62] Google, «Google Maps». Acedido: 3 de Abril de 2023. [Em linha]. Disponível em: <https://www.google.com/maps/>
- [63] Tesla, «Consumo de energia do veículo». Acedido: 16 de Junho de 2023. [Em linha]. Disponível em: [https://www.tesla.com/pt\\_pt/support/power-consumption](https://www.tesla.com/pt_pt/support/power-consumption)
- [64] Ultimate Specs, «Renault Zoe 2020 R110 Ficha Técnica». Acedido: 16 de Junho de 2023. [Em linha]. Disponível em: <https://www.ultimatespecs.com/pt/car-specs/Renault/115941/2023-Renault-Zoe-2020-R110.html>

- [65] «Electricity price statistics», *Eurostat*, Abr. 2023, Acedido: 17 de Abril de 2023. [Em linha]. Disponível em: [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Electricity\\_price\\_statistics#Electricity\\_prices\\_for\\_household\\_consumers](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Electricity_price_statistics#Electricity_prices_for_household_consumers)



## APÊNDICES

**A.1 Cenário 1.2 - UPAC 1 kWp e Veículo Elétrico**

No Apêndice A.1.1 sintetizam-se as características do cenário 1.2, que integra o carregamento de um veículo elétrico de gama alta e uma UPAC cuja potência instalada totaliza 1 kWp.

Apêndice A.1.1 - Características do cenário 1.2

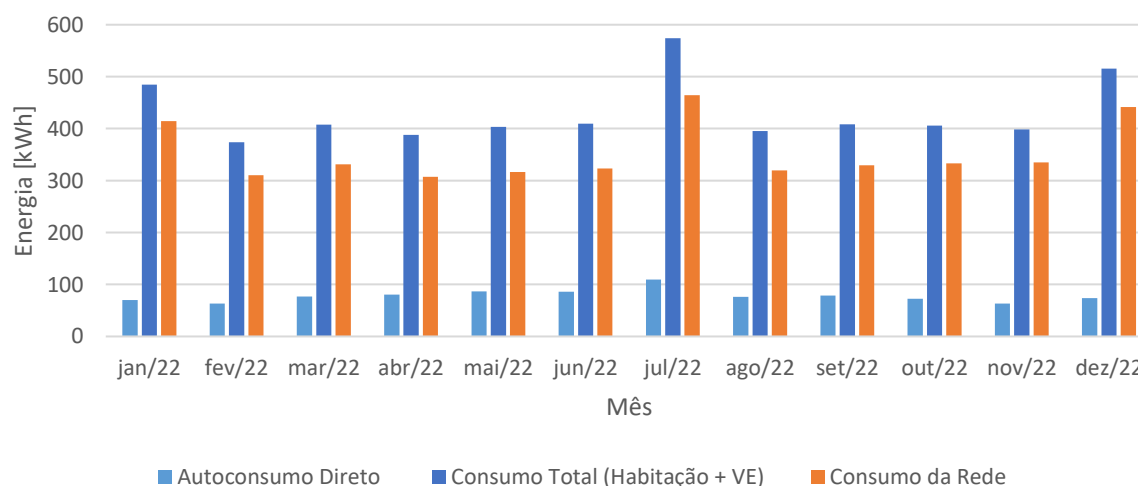
Cenário 1.2		
Potência Instalada	Wp	960
Número Módulos Fotovoltaicos	Unidade	2
Área Ocupada	m <sup>2</sup>	4,74
Veículo Elétrico	-	Gama Alta

Obtiveram-se os dados de consumo e produção mensais apresentados no Apêndice A.1.2.

Apêndice A.1.2 - Dados de consumo e produção mensais - Cenário 1.2

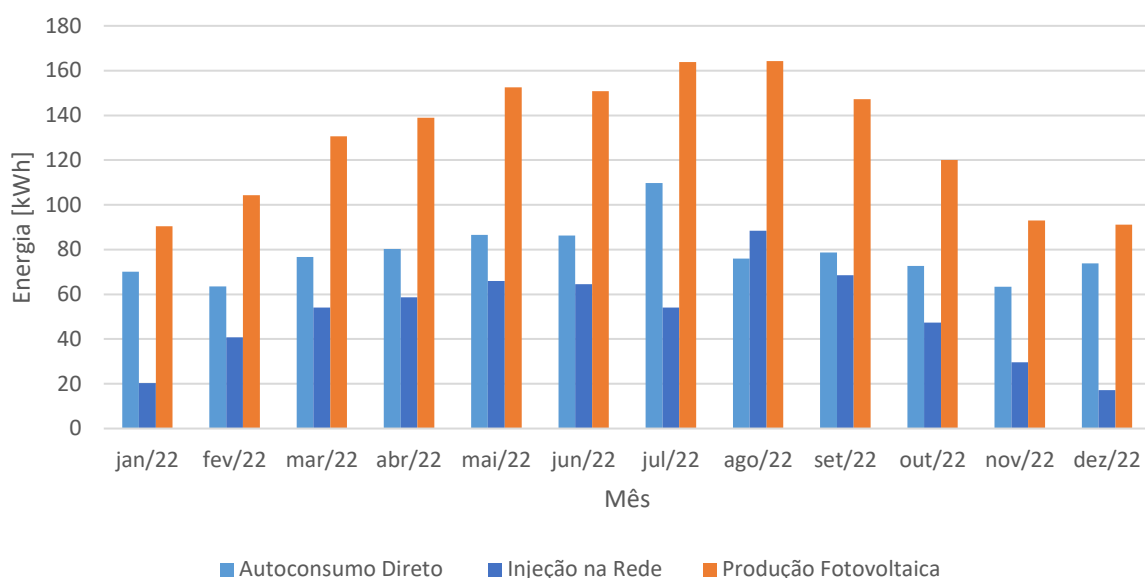
	Produção Fotovoltaica [kWh]	Consumo Total [kWh]	Consumo da Rede [kWh]	Injeção na Rede [kWh]	Autoconsumo Direto [kWh]
jan/22	90	485	415	20	70
fev/22	104	374	310	41	64
mar/22	131	408	331	54	77
abr/22	139	388	307	59	80
mai/22	153	403	317	66	86
jun/22	151	410	323	65	86
jul/22	164	574	464	54	110
ago/22	164	395	319	88	76
set/22	147	408	329	69	79
out/22	120	406	333	47	73
nov/22	93	398	335	30	63
dez/22	91	515	442	17	74
<b>Total</b>	1547	5164	4227	610	938

Com base nos resultados obtidos e no gráfico apresentado no Apêndice A.1.3, que demonstra a satisfação do consumo da instalação, é possível verificar uma significativa redução no consumo proveniente da rede após a instalação da UPAC.



Apêndice A.1.3 - Satisfação do consumo - Cenário 1.2

Anualmente, o autoconsumo totaliza 18% do consumo total, sendo os restantes 82% consumidos da rede. Nos meses de verão verificam-se valores de energia autoconsumida superiores, no entanto a injeção de energia na RESP apresenta registos superiores. Nos meses de menor produção fotovoltaica observa-se um melhor aproveitamento da energia produzida comparativamente à estação de verão, com quotas de autoconsumo superiores e registos de energia excedente injetada na rede inferiores. O autoconsumo da UPAC totaliza os 61%, sendo que a injeção na RESP atinge os 39% da produção total anual da instalação (Apêndice A.1.4).



Apêndice A.1.4 - Aproveitamento da energia fotovoltaica produzida - Cenário 1.2

Comparativamente ao cenário 1.1 verifica-se um consumo total anual inferior (1%), influenciado pelo menor consumo médio do veículo elétrico de gama alta, que resulta num gasto energético anual menor comparativamente ao veículo de gama baixa.

No Apêndice A.1.5 sintetizam-se os dados referentes ao consumo antes e após a instalação da UPAC, bem como de injeção de energia na rede e respetivas poupanças anuais.

Apêndice A.1.5 - Balanço energético e económico antes e após instalação da UPAC - Cenário 1.2

	Consumo da Rede	Injeção na Rede
<b>Sem UPAC [kWh]</b>	5164	-
<b>Com UPAC [kWh]</b>	4227	610
<b>Diferença [kWh]</b>	937	-
<b>Diferença [%]</b>	18%	-
<b>Poupança anual [€]</b>	237	37

A instalação da UPAC traduz-se numa diminuição da energia elétrica que é consumida da RESP, possibilitando a redução da fatura mensal de eletricidade. O autoconsumo representa 18% do consumo total anual da residência, obtendo-se uma poupança anual de 273€ na compra de energia elétrica, em virtude da redução do consumo da RESP e da remuneração proveniente da venda do excedente de produção.

Constata-se que, comparando os cenários 1.1 e 1.2, o veículo elétrico não influencia a poupança anual obtida pela instalação da UPAC.

## A.2 Cenário 1.3 - UPAC 2 kWp e Veículo Elétrico

Sintetizam-se as características do cenário 1.3, que integra o carregamento de um veículo elétrico de gama baixa e uma UPAC de 2 kWp de potência instalada (Apêndice A.2.1).

Apêndice A.2.1 - Características do cenário 1.3

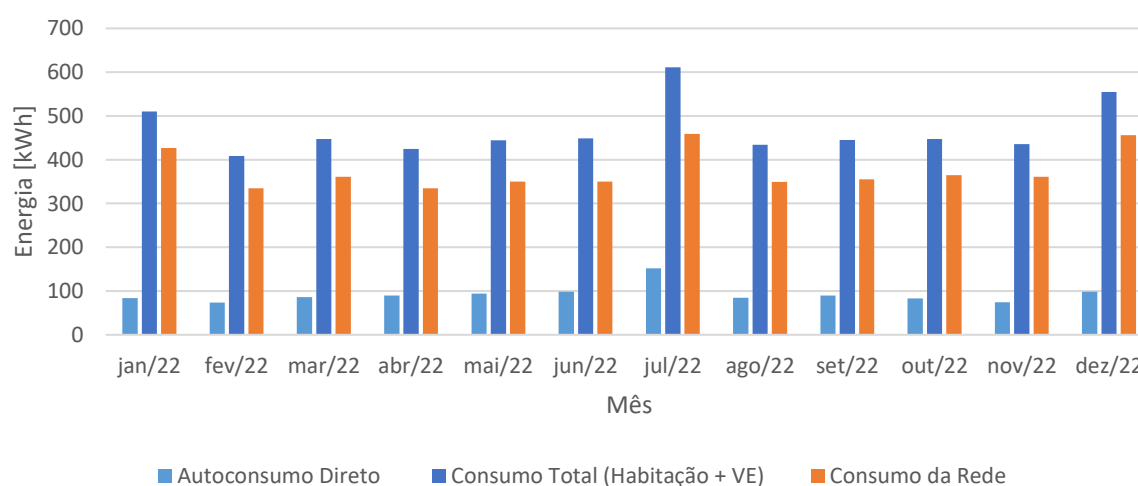
Cenário 1.3		
Potência Instalada	kWp	1,92
Número Módulos Fotovoltaicos	Unidade	4
Área Ocupada	m <sup>2</sup>	9,48
Veículo Elétrico	-	Gama Baixa

Obtiveram-se os dados de consumo e produção mensais apresentados no Apêndice A.2.2.

Apêndice A.2.2 - Dados de consumo e produção mensais - Cenário 1.3

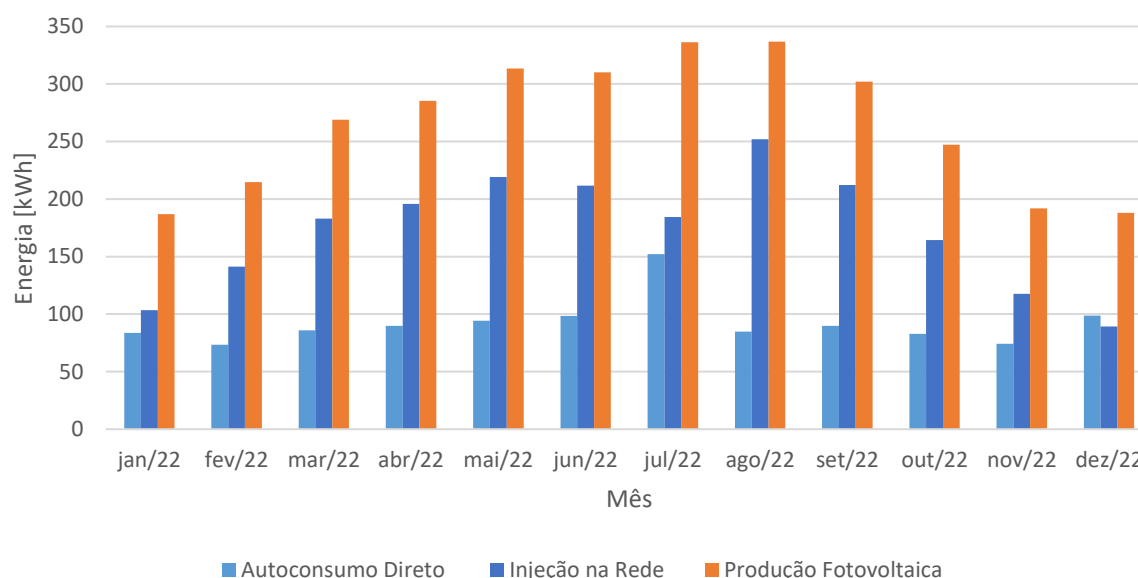
	Produção Fotovoltaica [kWh]	Consumo Total [kWh]	Consumo da Rede [kWh]	Injeção na Rede [kWh]	Autoconsumo Direto [kWh]
jan/22	187	510	426	103	84
fev/22	215	408	335	141	73
mar/22	269	447	361	183	86
abr/22	285	425	335	196	90
mai/22	314	445	350	219	94
jun/22	310	449	350	212	99
jul/22	336	611	459	184	152
ago/22	337	434	349	252	85
set/22	302	445	355	212	90
out/22	247	447	364	164	83
nov/22	192	435	361	118	74
dez/22	188	555	456	89	99
<b>Total</b>	3182	5610	4502	2074	1108

Mediante os resultados apresentados verifica-se uma evidente redução do consumo da rede após a instalação da UPAC, dado que 20% do consumo anual da instalação é proveniente do autoconsumo. No Apêndice A.2.3 esquematiza-se um gráfico representativo da satisfação do consumo da instalação antes e após a instalação da UPAC.



Apêndice A.2.3 - Satisfação do consumo - Cenário 1.3

Verificam-se nos meses de verão registos de injeção de energia na RESP muito elevados. Nos meses de inverno observa-se menor injeção de energia excedente na rede, bem como quotas de autoconsumo superiores às da estação de verão. O autoconsumo da UPAC totaliza os 35%, sendo que a injeção na RESP atinge os 65% da produção total anual da instalação (Apêndice A.2.4).



Apêndice A.2.4 - Aproveitamento da energia fotovoltaica produzida - Cenário 1.3

Comparativamente ao cenário 1.1 verifica-se um consumo total anual pedido à RESP pouco inferior, mas maior quantidade de energia excedente injetada na RESP anualmente.

Os dados referentes ao consumo antes e após a instalação da UPAC, bem como de injeção de energia na rede e respetivas poupanças anuais apresentam-se no Apêndice A.2.5.

Apêndice A.2.5 - Balanço energético e económico antes e após instalação da UPAC - Cenário 1.3

	Consumo da Rede	Injeção na Rede
Sem UPAC [kWh]	5610	-
Com UPAC [kWh]	4502	2074
Diferença [kWh]	1108	-
Diferença [%]	20%	-
Poupança anual [€]	281	124

A instalação da UPAC traduz-se numa diminuição da energia elétrica que é consumida da RESP, possibilitando a redução da fatura mensal de eletricidade. O autoconsumo representa 20% do consumo total anual da residência, obtendo-se uma poupança anual de 405€ na

compra de energia elétrica, em virtude da redução do consumo da RESP e da remuneração proveniente da venda do excedente de produção.

### A.3 Cenário 1.4 - UPAC 2 kWp e Veículo Elétrico

As características do cenário 1.4, que integra o carregamento de um veículo elétrico de gama alta e uma UPAC de 2 kWp de potência instalada, apresentam-se no Apêndice A.3.1.

Apêndice A.3.1 - Características do cenário 1.4

Cenário 1.4		
Potência Instalada	kWp	1,92
Número Módulos Fotovoltaicos	Unidade	4
Área Ocupada	m <sup>2</sup>	9,48
Veículo Elétrico	-	Gama Alta

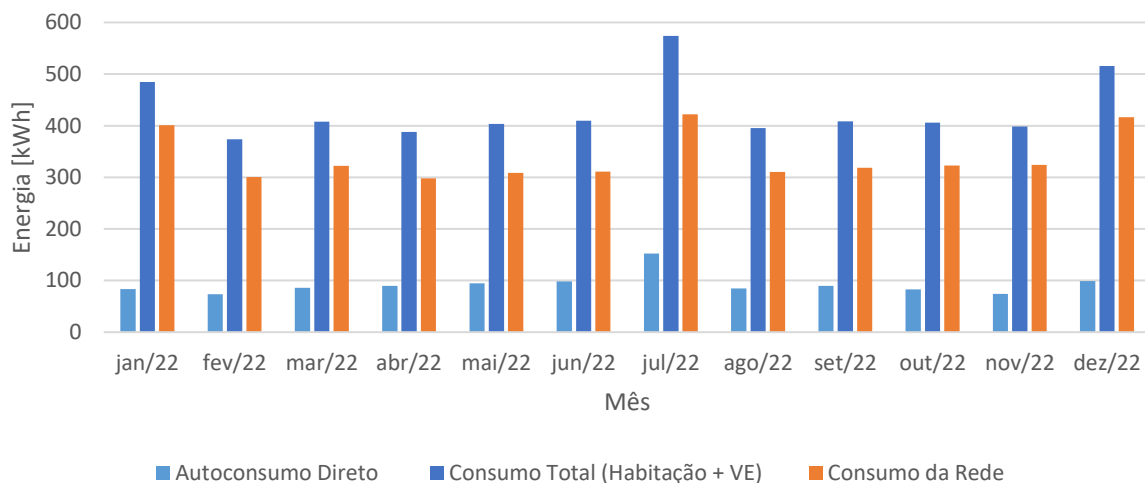
Os dados de consumo e produção mensais obtidos representam-se no Apêndice A.3.2.

Apêndice A.3.2 - Dados de consumo e produção mensais - Cenário 1.4

	Produção Fotovoltaica [kWh]	Consumo Total [kWh]	Consumo da Rede [kWh]	Injeção na Rede [kWh]	Autoconsumo Direto [kWh]
jan/22	187	485	401	103	84
fev/22	215	374	300	141	73
mar/22	269	408	322	183	86
abr/22	285	388	298	196	90
mai/22	314	403	309	219	94
jun/22	310	410	311	212	99
jul/22	336	574	422	184	152
ago/22	337	395	310	252	85
set/22	302	408	318	212	90
out/22	247	406	323	164	83
nov/22	192	398	324	118	74
dez/22	188	515	417	89	99
<b>Total</b>	3182	5164	4056	2074	1108

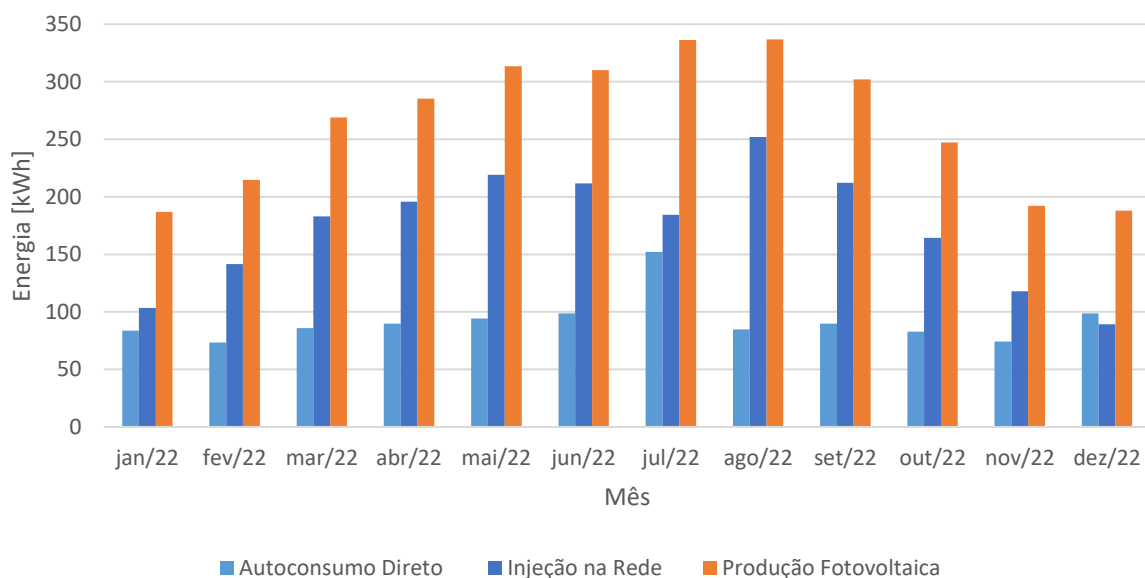
Com base nos resultados obtidos observa-se uma diminuição do consumo da RESP após a instalação da UPAC, sendo que o autoconsumo da instalação totaliza os 21% do consumo

total anual. O gráfico representativo da satisfação do consumo da instalação antes e após a instalação da UPAC esquematiza-se no Apêndice A.3.4.



Apêndice A.3.4 - Satisfação do consumo - Cenário 1.4

Os valores de energia autoconsumida são superiores nos meses de verão, bem como a injeção na rede, como se verifica no gráfico do Apêndice A.3.5. Já nos meses de menor produção fotovoltaica observa-se uma menor injeção de energia excedente na RESP e quotas de energia autoconsumida superiores. O autoconsumo da UPAC totaliza os 35%, sendo que a injeção na RESP atinge os 65% da produção total anual da instalação.



Apêndice A.3.5 - Aproveitamento da energia fotovoltaica produzida - Cenário 1.4

Observa-se um consumo total anual pedido à RESP pouco inferior relativamente ao cenário 1.2, porém uma maior quantidade de energia excedente injetada na RESP anualmente.

Em comparação ao cenário 1.3, o consumo médio inferior do veículo elétrico de gama alta reflete-se numa diminuição do consumo total anual pedido à rede (1%).

Os dados referentes ao consumo antes e após a instalação da UPAC, bem como de injeção de energia na rede e respetivas poupanças anuais apresentam-se no Apêndice A.3.6.

Apêndice A.3.6 - Balanço energético e económico antes e após instalação da UPAC - Cenário 1.4

	Consumo da Rede	Injeção na Rede
Sem UPAC [kWh]	5164	-
Com UPAC [kWh]	4056	2074
Diferença [kWh]	1108	-
Diferença [%]	21%	-
Poupança anual [€]	281	124

A instalação da UPAC traduz-se numa diminuição da energia elétrica que é consumida da RESP, possibilitando a redução da fatura mensal de eletricidade. O autoconsumo representa 21% do consumo total anual da residência, obtendo-se uma poupança anual de 405€ na compra de energia elétrica, em virtude da redução do consumo da RESP e da remuneração proveniente da venda do excedente de produção.

Constata-se que, comparando os cenários 1.3 e 1.4, o veículo elétrico não influencia a poupança anual obtida pela instalação da UPAC.

## A.4 Cenário 2.2 - UPAC 2 kWp, Armazenamento e Veículo Elétrico

Sintetizam-se as características do cenário 2.2, que integra o carregamento de um veículo elétrico de gama alta, uma UPAC de 2 kWp de potência instalada e um sistema de armazenamento (Apêndice A.4.1).

Apêndice A.4.1 - Características do cenário 2.2

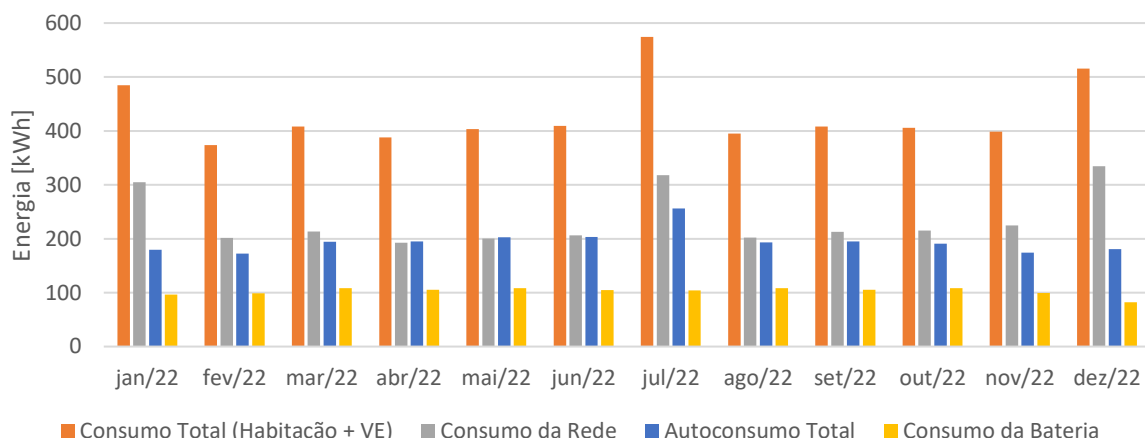
Cenário 2.2		
Potência Instalada	kWp	1,92
Número Módulos Fotovoltaicos	Unidade	4
Área Ocupada	m <sup>2</sup>	9,48
Veículo Elétrico	-	Gama Alta
Sistema de Armazenamento	kWh	5,8

Obtiveram-se os dados de consumo e produção mensais apresentados no Apêndice A.4.2.

Apêndice A.4.2 - Dados de consumo e produção mensais - Cenário 2.2

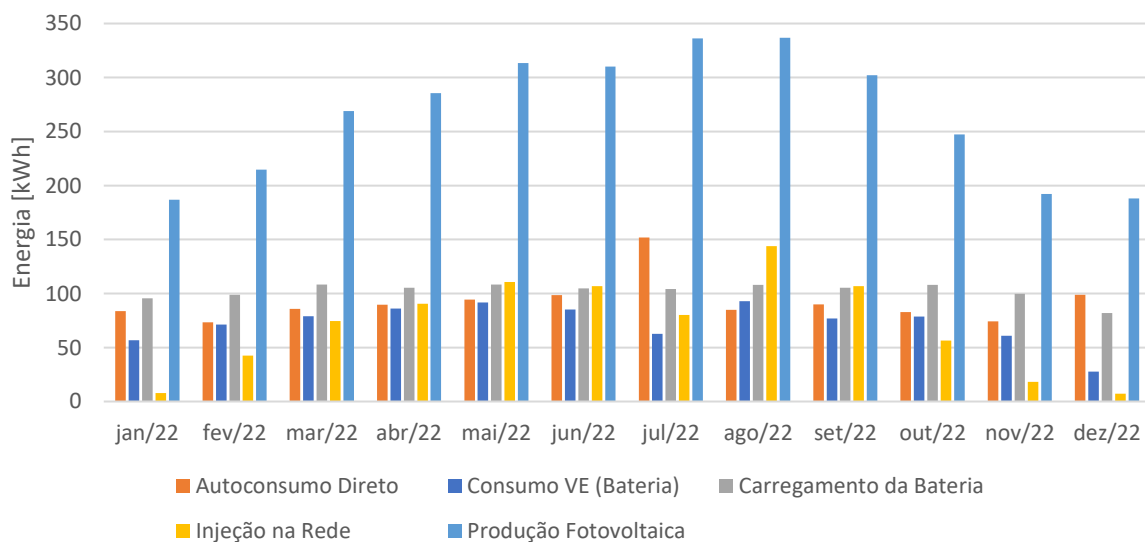
	Produção Fotovoltaica [kWh]	Consumo Total [kWh]	Consumo da Rede [kWh]	Injeção na Rede [kWh]	Autoconsumo Total [kWh]	Consumo da Bateria [kWh]
jan/22	187	485	305	8	180	96
fev/22	215	374	202	42	172	99
mar/22	269	408	214	75	194	108
abr/22	285	388	193	90	195	105
mai/22	314	403	200	111	203	108
jun/22	310	410	206	107	203	105
jul/22	336	574	318	80	256	104
ago/22	337	395	202	144	193	108
set/22	302	408	213	107	195	105
out/22	247	406	215	56	191	108
nov/22	192	398	225	18	174	100
dez/22	188	515	335	7	181	82
<b>Total</b>	<b>3182</b>	<b>5164</b>	<b>2827</b>	<b>845</b>	<b>2337</b>	<b>1229</b>

Verifica-se para este cenário a diminuição do consumo da rede após a instalação da UPAC, com 45% do consumo anual da instalação proveniente do autoconsumo e uma quota de autoconsumo de 73%. No Apêndice A.4.3 esquematiza-se um gráfico representativo da satisfação do consumo da instalação antes e após a instalação da UPAC.



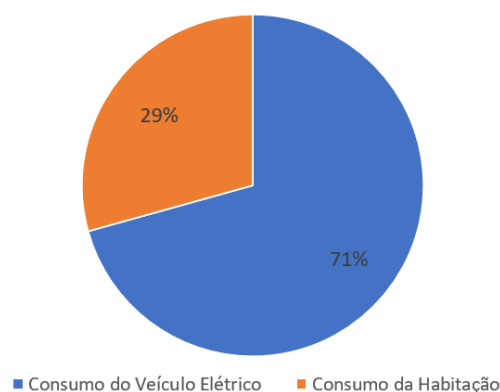
Apêndice A.4.3 - Satisfação do consumo - Cenário 2.2

Verificam-se, nos meses de verão, valores de energia autoconsumida superiores ao da estação de inverno, mas também uma maior injeção de excedente na RESP. Nos meses de inverno observa-se menor injeção de energia excedente na rede e quotas de autoconsumo superiores às da estação de verão. Anualmente, o autoconsumo direto e o sistema de armazenamento representam 21% e 24% da satisfação do consumo total, sendo que a injeção de excedente na RESP totaliza 27% da produção fotovoltaica anual (Apêndice A.4.4).



Apêndice A.4.4 - Aproveitamento da energia fotovoltaica produzida - Cenário 2.2

A utilização da bateria de armazenamento para satisfação do carregamento do veículo elétrico representa 71% do seu uso, sendo os restantes 29% para colmatar as necessidades energéticas da habitação (Apêndice A.4.5).



Apêndice A.4.5 - Utilização da bateria de armazenamento anualmente - Cenário 2.2

Comparativamente ao cenário 2.1 verifica-se um consumo total anual pedido à RESP inferior e igual quantidade de energia excedente injetada na RESP anualmente.

Os dados referentes ao consumo antes e após a instalação da UPAC, bem como de injeção de energia na rede e respetivas poupanças anuais apresentam-se no Apêndice A.4.6.

Apêndice A.4.6 - Balanço energético e económico antes e após instalação da UPAC - Cenário 2.2

	Consumo da Rede	Injeção na Rede
Sem UPAC [kWh]	5164	-
Com UPAC [kWh]	2827	845
Diferença [kWh]	2337	-
Diferença [%]	45%	-
Poupança anual [€]	594	51

A instalação da UPAC traduz-se numa diminuição da energia elétrica que é consumida da RESP, possibilitando a redução da fatura mensal de eletricidade. O autoconsumo representa 45% do consumo total anual da residência, obtendo-se uma poupança anual de 642€ na compra de energia elétrica, em virtude da redução do consumo da RESP e da remuneração proveniente da venda do excedente de produção.

Observa-se que, comparando os cenários 2.1 e 2.2, o veículo elétrico não influencia a poupança anual obtida pela instalação da UPAC.

## A.5 Cenário 2.3 - UPAC 3 kWp, Armazenamento e Veículo Elétrico

As principais características do cenário 2.3, que integra o carregamento de um veículo elétrico de gama baixa e uma UPAC de 3 kWp de potência instalada, são apresentadas no Apêndice A.5.1.

Apêndice A.5.1 - Características do cenário 2.3

Cenário 2.3		
Potência Instalada	kWp	3,36
Número Módulos Fotovoltaicos	Unidade	7
Área Ocupada	m <sup>2</sup>	16,6
Veículo Elétrico	-	Gama Baixa
Sistema de Armazenamento	kWh	5,8

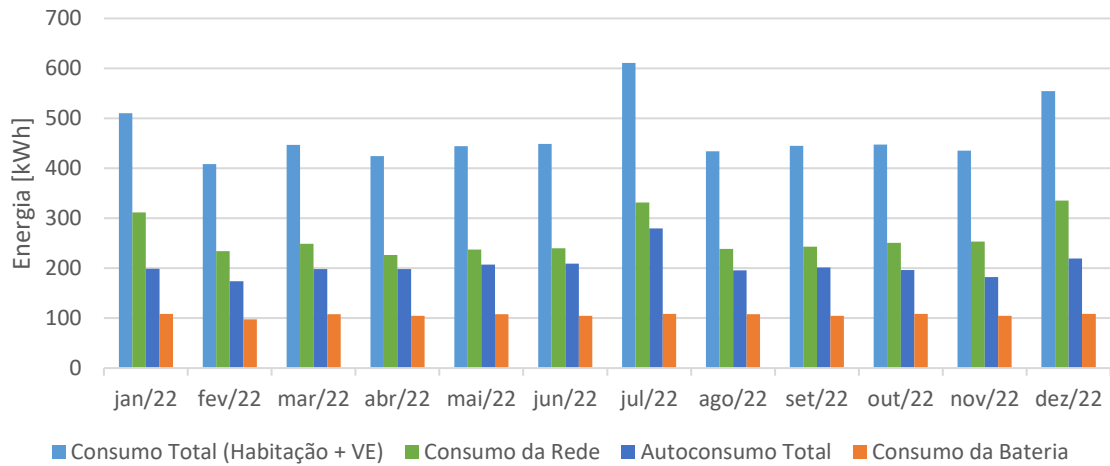
Os dados de consumo e produção mensais obtidos apresentam-se no Apêndice A.5.2.

Apêndice A.5.2 - Dados de consumo e produção mensais - Cenário 2.3

	Produção Fotovoltaica [kWh]	Consumo Total [kWh]	Consumo da Rede [kWh]	Injeção na Rede [kWh]	Autoconsumo Total [kWh]	Consumo da Bateria [kWh]
jan/22	332	510	311	134	199	109
fev/22	380	408	234	206	174	97
mar/22	476	447	249	278	198	108
abr/22	505	425	226	307	198	104
mai/22	555	445	237	348	207	108
jun/22	549	449	240	340	209	104
jul/22	595	611	331	315	280	108
ago/22	595	434	239	399	196	108
set/22	534	445	243	332	202	105
out/22	438	447	251	241	196	108
nov/22	340	435	253	158	182	105
dez/22	334	555	335	114	219	109
<b>Total</b>	<b>5631</b>	<b>5610</b>	<b>3151</b>	<b>3172</b>	<b>2460</b>	<b>1273</b>

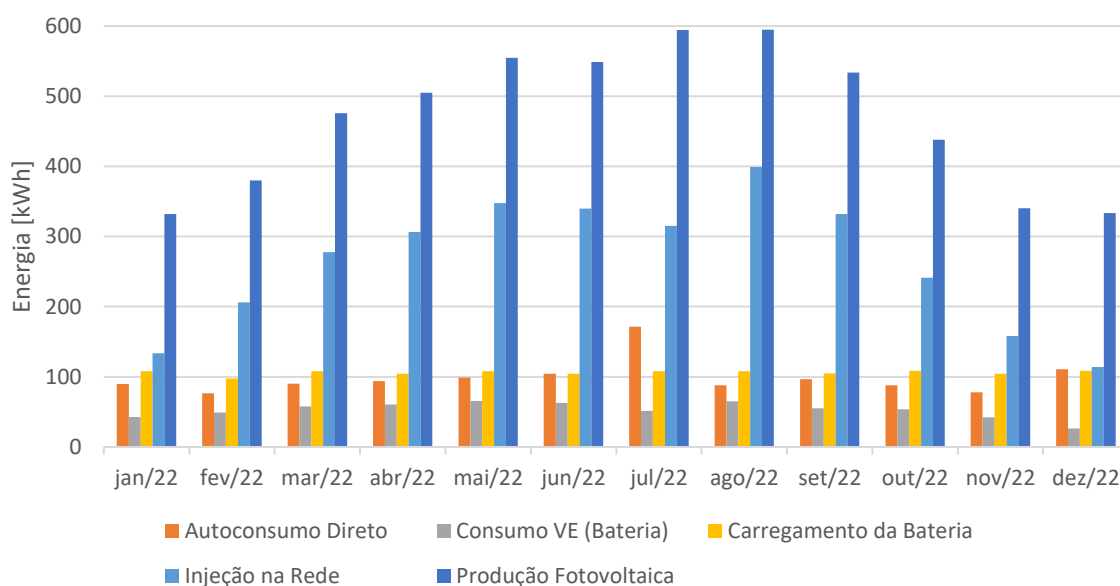
Após a instalação da UPAC verifica-se uma diminuição do consumo da rede, com 44% do consumo anual da instalação proveniente do autoconsumo e uma quota de autoconsumo

de 44%. No Apêndice A.5.3 esquematiza-se um gráfico representativo da satisfação do consumo da instalação antes e após a instalação da UPAC.



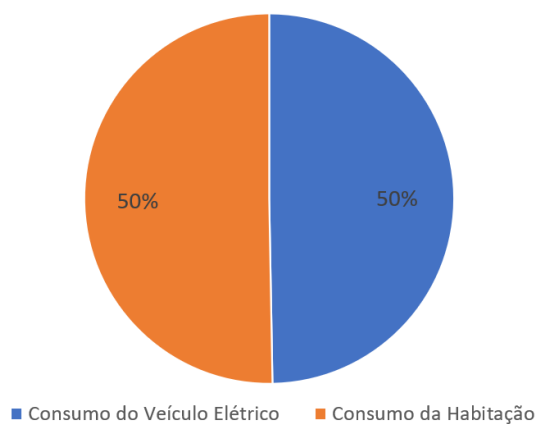
Apêndice A.5.3 - Satisfação do consumo - Cenário 2.3

Nos meses de verão observam-se valores de energia autoconsumida superiores, mas também uma maior injeção de excedente na RESP. Nos meses de inverno observa-se menor injeção de energia excedente na rede e quotas de autoconsumo superiores às da estação de verão, que atingem os 66%. Anualmente, o autoconsumo direto e o sistema de armazenamento representam 21% e 23% da satisfação do consumo total, sendo que a injeção de excedente na RESP totaliza 56% da produção fotovoltaica anual (Apêndice A.5.4).



Apêndice A.5.4 - Aproveitamento da energia fotovoltaica produzida - Cenário 2.3

A utilização da bateria de armazenamento para satisfação do carregamento do veículo elétrico representa 50% do seu uso, sendo a restante metade para colmatar as necessidades energéticas da habitação (Apêndice A.5.5).



Apêndice A.5.5 - Utilização da bateria de armazenamento anualmente - Cenário 2.3

Comparativamente ao cenário 2.1 verifica-se um consumo total anual pedido à RESP inferior, mas maior quantidade de energia excedente injetada na RESP anualmente.

Os dados referentes ao consumo antes e após a instalação da UPAC, bem como de injeção de energia na rede e respetivas poupanças anuais apresentam-se no Apêndice A.5.6.

Apêndice A.5.6 - Balanço energético e económico antes e após instalação da UPAC - Cenário 2.3

	Consumo da Rede	Injeção na Rede
Sem UPAC [kWh]	5610	-
Com UPAC [kWh]	3151	3172
Diferença [kWh]	2459	-
Diferença [%]	44%	-
Poupança anual [€]	622	190

A instalação da UPAC traduz-se numa diminuição da energia elétrica que é consumida da RESP, possibilitando a redução da fatura mensal de eletricidade. O autoconsumo representa 44% do consumo total anual da residência, obtendo-se uma poupança anual de 812€ na compra de energia elétrica, em virtude da redução do consumo da RESP e da remuneração proveniente da venda do excedente de produção.

## A.6 Cenário 2.4 - UPAC 3 kWp, Armazenamento e Veículo Elétrico

As principais características do cenário 2.4, que integra o carregamento de um veículo elétrico de gama alta e uma UPAC de 3 kWp de potência instalada, representam-se no Apêndice A.6.1.

Apêndice A.6.1 - Características do cenário 2.4

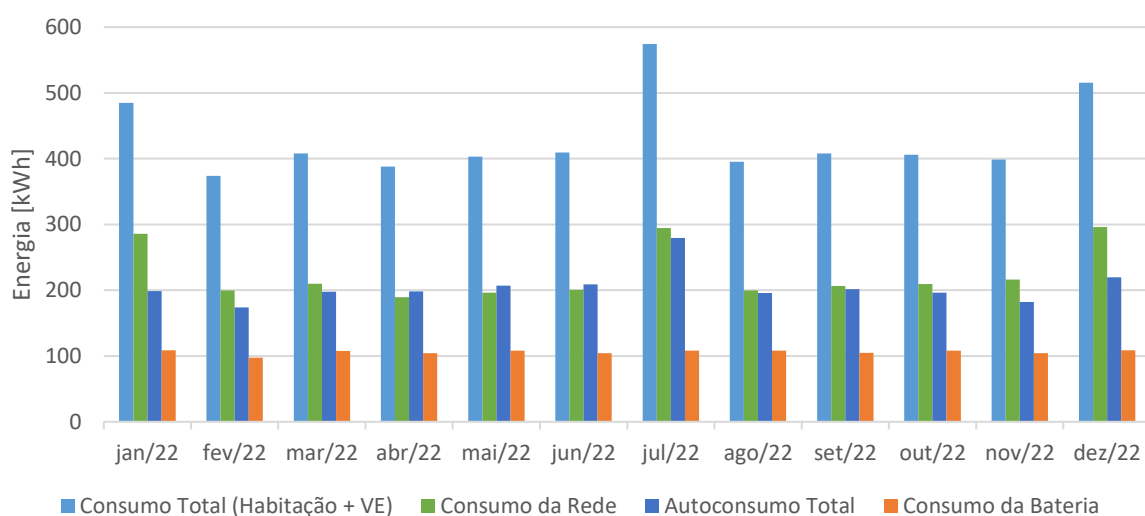
Cenário 2.4		
Potência Instalada	kWp	3,36
Número Módulos Fotovoltaicos	Unidade	7
Área Ocupada	m <sup>2</sup>	16,6
Veículo Elétrico	-	Gama Alta
Sistema de Armazenamento	kWh	5,8

Os dados de consumo e produção mensais obtidos apresentam-se no Apêndice A.6.2.

Apêndice A.6.2 - Dados de consumo e produção mensais - Cenário 2.4

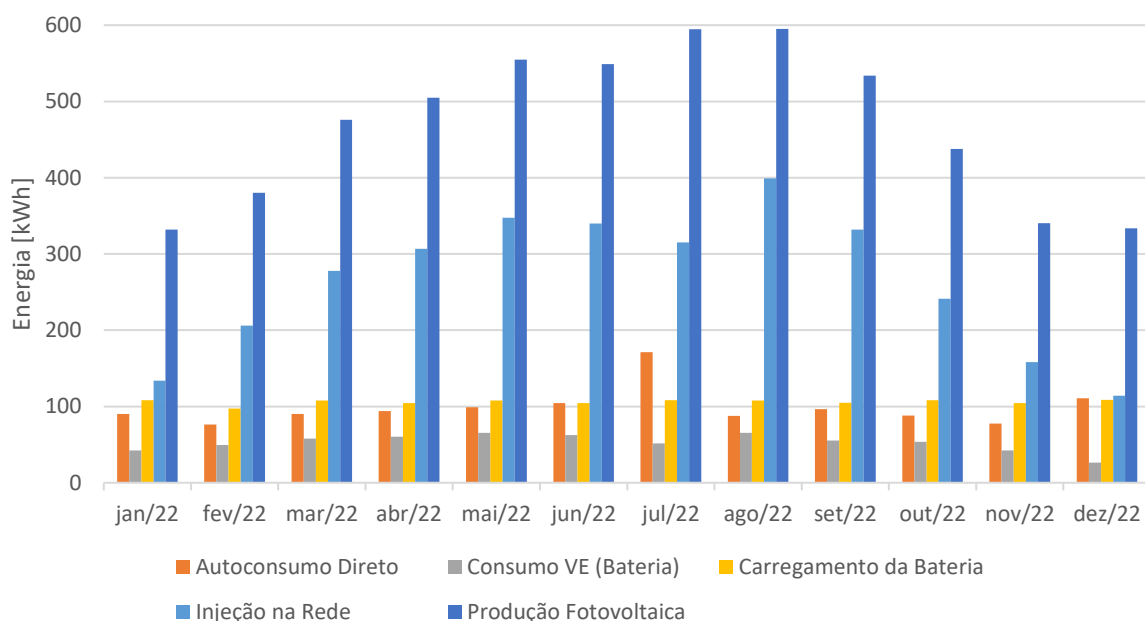
	Produção Fotovoltaica [kWh]	Consumo Total [kWh]	Consumo da Rede [kWh]	Injeção na Rede [kWh]	Autoconsumo Total [kWh]	Consumo da Bateria [kWh]
jan/22	332	485	286	134	199	109
fev/22	380	374	200	206	174	97
mar/22	476	408	210	278	198	108
abr/22	505	388	189	307	198	104
mai/22	555	403	196	348	207	108
jun/22	549	410	201	340	209	104
jul/22	595	574	295	315	280	108
ago/22	595	395	199	399	196	108
set/22	534	408	206	332	202	105
out/22	438	406	210	241	196	108
nov/22	340	398	216	158	182	105
dez/22	334	515	296	114	219	109
<b>Total</b>	<b>5631</b>	<b>5164</b>	<b>2704</b>	<b>3172</b>	<b>2460</b>	<b>1273</b>

A instalação da UPAC reflete-se numa diminuição de 48% do consumo proveniente da rede, apresentando uma quota de autoconsumo de 44%. No Apêndice A.6.3 esquematiza-se um gráfico representativo da satisfação do consumo da instalação antes e após a instalação da UPAC.



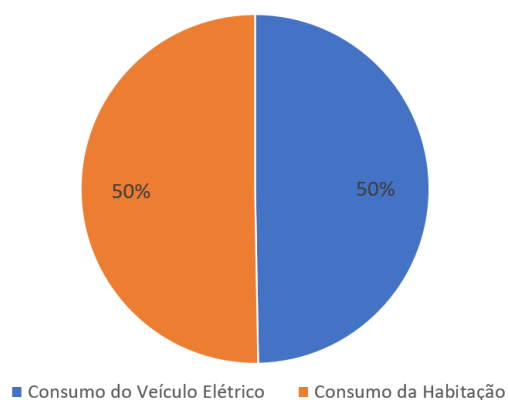
Apêndice A.6.3 - Satisfação do consumo - Cenário 2.4

As quotas de energia autoconsumida atingem os 66% nos meses de menor produção fotovoltaica, a par das menores quantidades de excedente injetados na rede. Nos meses de verão os valores de autoconsumo são superiores, mas a injeção na rede é superior. Anualmente, o autoconsumo direto e o sistema de armazenamento representam 23% e 25% da satisfação do consumo total, sendo que a injeção de excedente na RESP totaliza 56% da produção fotovoltaica anual (Apêndice A.6.4).



Apêndice A.6.4 - Aproveitamento da energia fotovoltaica produzida - Cenário 2.4

O carregamento do veículo elétrico representa metade da utilização do sistema de armazenamento, a par do consumo para satisfação das necessidades energéticas da habitação (Apêndice A.6.5).



Apêndice A.6.5 - Utilização da bateria de armazenamento anualmente - Cenário 2.4

Comparativamente ao cenário 2.2 constata-se uma quota anual de energia autoconsumida superior, porém verifica-se mais do dobro da injeção de excedente na RESP anualmente. Relativamente ao cenário 2.3, a fração de energia autoconsumida em relação ao consumo total anual é 4% superior, refletindo-se numa menor solicitação de energia à RESP.

Os dados referentes ao consumo antes e após a instalação da UPAC, bem como de injeção de energia na rede e respetivas poupanças anuais apresentam-se no Apêndice A.6.6.

Apêndice A.6.6 - Balanço energético e económico antes e após instalação da UPAC - Cenário 2.4

	Consumo da Rede	Injeção na Rede
Sem UPAC [kWh]	5164	-
Com UPAC [kWh]	2704	3172
Diferença [kWh]	2460	-
Diferença [%]	48%	-
Poupança anual [€]	622	190

A instalação da UPAC traduz-se numa diminuição da energia elétrica que é consumida da RESP, possibilitando a redução da fatura mensal de eletricidade. O autoconsumo representa 48% do consumo total anual da residência, obtendo-se uma poupança anual de 812€ na compra de energia elétrica, em virtude da redução do consumo da RESP e da remuneração proveniente da venda do excedente de produção.

Constata-se que, comparando os cenários 2.3 e 2.4, o veículo elétrico não influencia a poupança anual obtida pela instalação da UPAC.

## A.7 Cenário 3.2 - UPAC 2 kWp, Armazenamento e Veículo Elétrico

As características do cenário 3.2, que integra o carregamento de um veículo elétrico de gama alta, uma UPAC de 2 kWp de potência instalada e um sistema de armazenamento, apresentam-se no Apêndice A.7.1.

Apêndice A.7.1 - Características do cenário 3.2

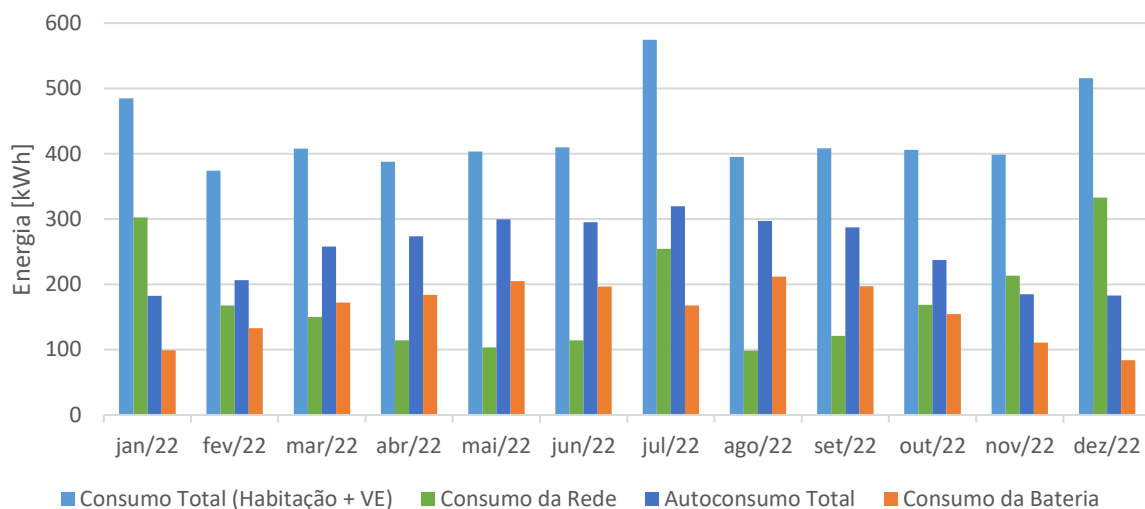
Cenário 3.2		
Potência Instalada	kWp	1,92
Número Módulos Fotovoltaicos	Unidade	4
Área Ocupada	m <sup>2</sup>	9,48
Veículo Elétrico	-	Gama Alta
Sistema de Armazenamento	kWh	11,6

Obtiveram-se os dados de consumo e produção mensais apresentados no Apêndice A.7.2.

Apêndice A.7.2 - Dados de consumo e produção mensais - Cenário 3.2

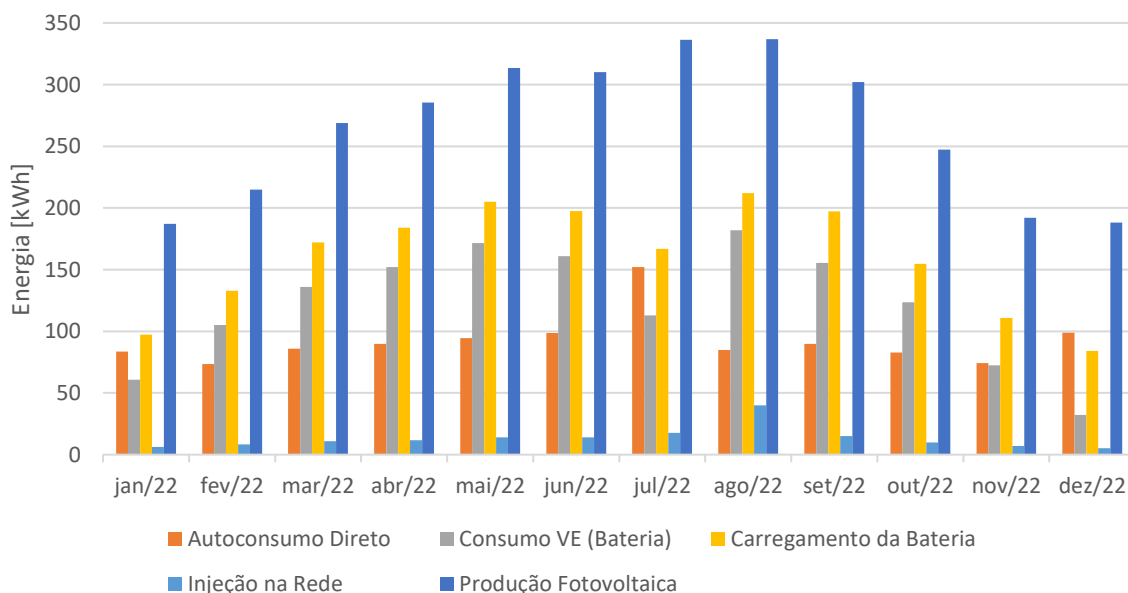
	Produção Fotovoltaica [kWh]	Consumo Total [kWh]	Consumo da Rede [kWh]	Injeção na Rede [kWh]	Autoconsumo Total [kWh]	Consumo da Bateria [kWh]
jan/22	187	485	302	6	183	99
fev/22	215	374	167	8	206	133
mar/22	269	408	150	11	258	172
abr/22	285	388	114	12	274	184
mai/22	314	403	104	14	299	205
jun/22	310	410	114	14	295	197
jul/22	336	574	254	18	320	168
ago/22	337	395	98	40	297	212
set/22	302	408	121	15	287	197
out/22	247	406	169	10	237	155
nov/22	192	398	213	7	185	111
dez/22	188	515	333	5	183	84
<b>Total</b>	<b>3182</b>	<b>5164</b>	<b>2140</b>	<b>160</b>	<b>1914</b>	<b>1916</b>

Verifica-se para este cenário a diminuição do consumo da rede após a instalação da UPAC, com registos de autoconsumo de 59% do consumo anual da instalação e uma quota de autoconsumo que totaliza os 95% da produção fotovoltaica. Esquematiza-se, no Apêndice A.7.3, um gráfico representativo da satisfação do consumo da instalação antes e após a instalação da UPAC.



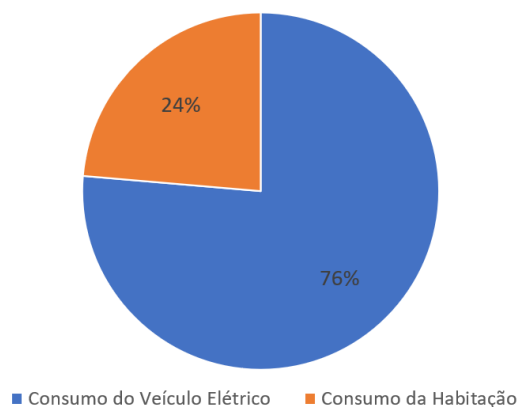
Apêndice A.7.3- Satisfação do consumo - Cenário 3.2

Verificam-se nos meses de verão valores de energia autoconsumida superiores relativamente à estação de inverno e uma reduzida injeção de excedente na RESP. Nos meses de inverno a injeção de energia excedente na rede é praticamente nula e observam-se quotas de autoconsumo que atingem os 98%. Anualmente, o autoconsumo direto e o sistema de armazenamento representam 22% e 37% da satisfação do consumo total, sendo que a injeção de excedente na RESP totaliza apenas 5% da produção fotovoltaica anual, dado que a grande maioria do excedente de produção é armazenado nas baterias do sistema de armazenamento (Apêndice A.7.4).



Apêndice A.7.4 - Aproveitamento da energia fotovoltaica produzida - Cenário 3.2

A utilização da bateria de armazenamento para satisfação do carregamento do veículo elétrico representa 76% do seu uso, sendo os restantes 24% para colmatar as necessidades energéticas da habitação (Apêndice A.7.5).



Apêndice A.7.5 - Utilização da bateria de armazenamento anualmente - Cenário 3.2

Comparativamente ao cenário 3.1 verifica-se um consumo total anual pedido à RESP inferior (menos 5%) e igual quantidade de energia excedente injetada na RESP anualmente.

Em relação ao cenário 2.2 observa-se uma redução de consumo proveniente da RESP de 14%, bem como reduzida injeção de excedente na rede (menos 22%).

Os dados referentes ao consumo antes e após a instalação da UPAC, bem como de injeção de energia na rede e respetivas poupanças anuais apresentam-se no Apêndice A.7.6.

Apêndice A.7.6 - Balanço energético e económico antes e após instalação da UPAC - Cenário 3.2

	Consumo da Rede	Injeção na Rede
Sem UPAC [kWh]	5164	-
Com UPAC [kWh]	2140	160
Diferença [kWh]	3024	-
Diferença [%]	59%	-
Poupança anual [€]	764	10

A instalação da UPAC traduz-se numa diminuição da energia elétrica que é consumida da RESP, possibilitando a redução da fatura mensal de eletricidade. O autoconsumo representa 59% do consumo total anual da residência, obtendo-se uma poupança anual de 774€ na compra de energia elétrica, em virtude da redução do consumo da RESP e da remuneração proveniente da venda do excedente de produção.

Verifica-se que, comparando os cenários 3.1 e 3.2, o veículo elétrico não influencia a poupança anual obtida pela instalação da UPAC.

## A.8 Cenário 3.3 - UPAC 3 kWp, Armazenamento e Veículo Elétrico

As principais características do cenário 3.3, que integra o carregamento de um veículo elétrico de gama baixa e uma UPAC de 3 kWp de potência instalada, representam-se no Apêndice A.8.1.

Apêndice A.8.1 - Características do cenário 3.3

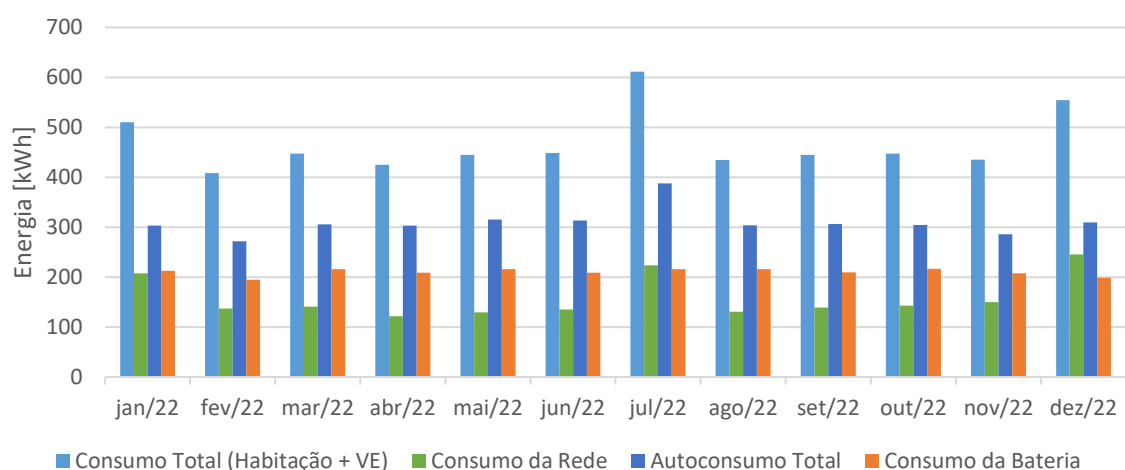
Cenário 3.3		
Potência Instalada	kWp	3,36
Número Módulos Fotovoltaicos	Unidade	7
Área Ocupada	m <sup>2</sup>	16,6
Veículo Elétrico	-	Gama Baixa
Sistema de Armazenamento	kWh	11,6

Os dados de consumo e produção mensais obtidos apresentam-se no Apêndice A.8.2.

Apêndice A.8.2 - Dados de consumo e produção mensais - Cenário 3.3

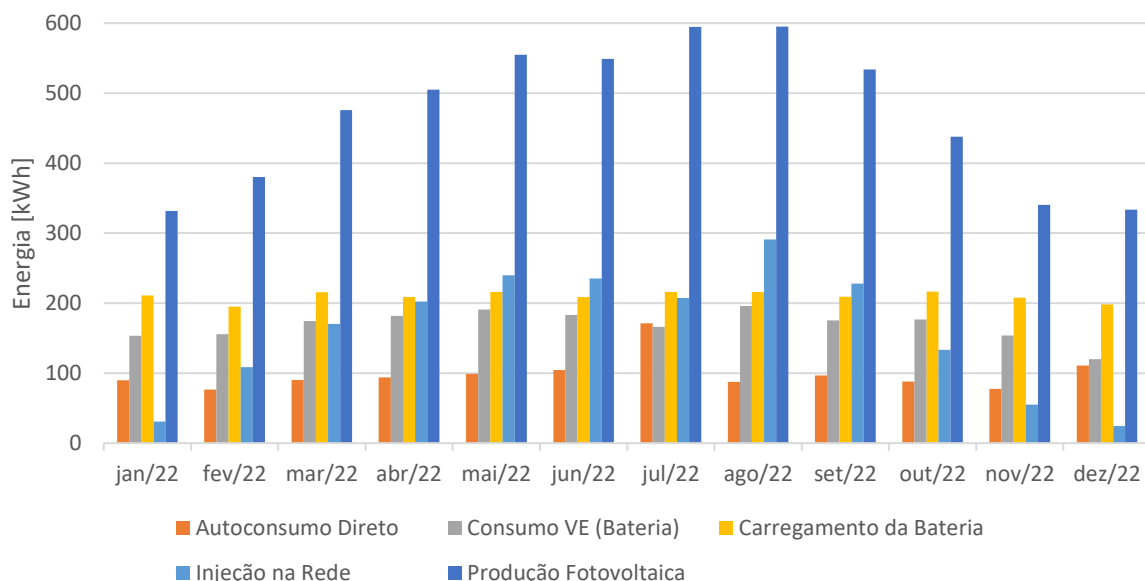
	Produção Fotovoltaica [kWh]	Consumo Total [kWh]	Consumo da Rede [kWh]	Injeção na Rede [kWh]	Autoconsumo Total [kWh]	Consumo da Bateria [kWh]
jan/22	332	510	207	31	303	213
fev/22	380	408	137	109	271	195
mar/22	476	447	141	170	306	216
abr/22	505	425	122	202	303	209
mai/22	555	445	130	240	315	216
jun/22	549	449	135	235	313	209
jul/22	595	611	224	207	387	216
ago/22	595	434	131	291	304	216
set/22	534	445	139	228	306	209
out/22	438	447	143	133	304	216
nov/22	340	435	150	55	285	208
dez/22	334	555	245	24	309	198
<b>Total</b>	<b>5631</b>	<b>5610</b>	<b>1903</b>	<b>1926</b>	<b>3707</b>	<b>2521</b>

Após a instalação da UPAC verifica-se uma diminuição do consumo da rede, com 66% do consumo anual da instalação proveniente do autoconsumo e uma quota de autoconsumo de 66% da produção fotovoltaica. No Apêndice A.8.3 esquematiza-se um gráfico representativo da satisfação do consumo da instalação antes e após a instalação da UPAC.



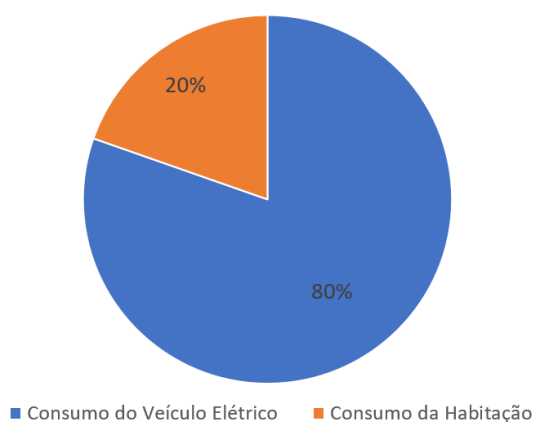
Apêndice A.8.3 - Satisfação do consumo - Cenário 3.3

Nos meses de inverno observa-se um maior consumo da energia produzida pela UPAC, atingindo-se quotas de autoconsumo de 93% e menor injeção de excedente na RESP. Nos meses de verão observa-se maior injeção de energia excedente na rede e quotas de autoconsumo inferiores às da estação de inverno. Anualmente, o autoconsumo direto e o sistema de armazenamento representam 22% e 45% da satisfação do consumo total, sendo que a injeção de excedente na RESP totaliza 34% da produção fotovoltaica anual (Apêndice A.8.4).



Apêndice A.8.4 - Aproveitamento da energia fotovoltaica produzida - Cenário 3.3

A utilização da bateria de armazenamento para satisfação do carregamento do veículo elétrico representa 80% do seu uso, sendo os 20% para colmatar as necessidades energéticas da habitação (Apêndice A.8.5).



Apêndice A.8.5 - Utilização da bateria de armazenamento anualmente - Cenário 3.3

Comparativamente ao cenário 3.1 verifica-se um consumo total anual pedido à RESP inferior (menos 7%), mas maior quantidade de energia excedente injetada na RESP anualmente (mais 29%).

Em relação ao cenário 2.1, que integra um sistema de armazenamento de menor capacidade, observa-se um consumo proveniente da rede 24% inferior, no entanto existe maior injeção de excedente na RESP.

Os dados referentes ao consumo antes e após a instalação da UPAC, bem como de injeção de energia na rede e respetivas poupanças anuais apresentam-se no Apêndice A.8.6.

Apêndice A.8.6 - Balanço energético e económico antes e após instalação da UPAC - Cenário 3.3

	Consumo da Rede	Injeção na Rede
Sem UPAC [kWh]	5610	-
Com UPAC [kWh]	1903	1926
Diferença [kWh]	3707	-
Diferença [%]	66%	-
Poupança anual [€]	937	116

A instalação da UPAC traduz-se numa diminuição da energia elétrica que é consumida da RESP, possibilitando a redução da fatura mensal de eletricidade. O autoconsumo representa 66% do consumo total anual da residência, obtendo-se uma poupança anual de 1 053€ na compra de energia elétrica, em virtude da redução do consumo da RESP e da remuneração proveniente da venda do excedente de produção.

## A.9 Cenário 3.4 - UPAC 3 kWp, Armazenamento e Veículo Elétrico

As principais características do cenário 3.4, que integra o carregamento de um veículo elétrico de gama alta e uma UPAC de 3 kWp de potência instalada, são apresentadas no Apêndice A.9.1.

Apêndice A.9.1 - Características do cenário 3.4

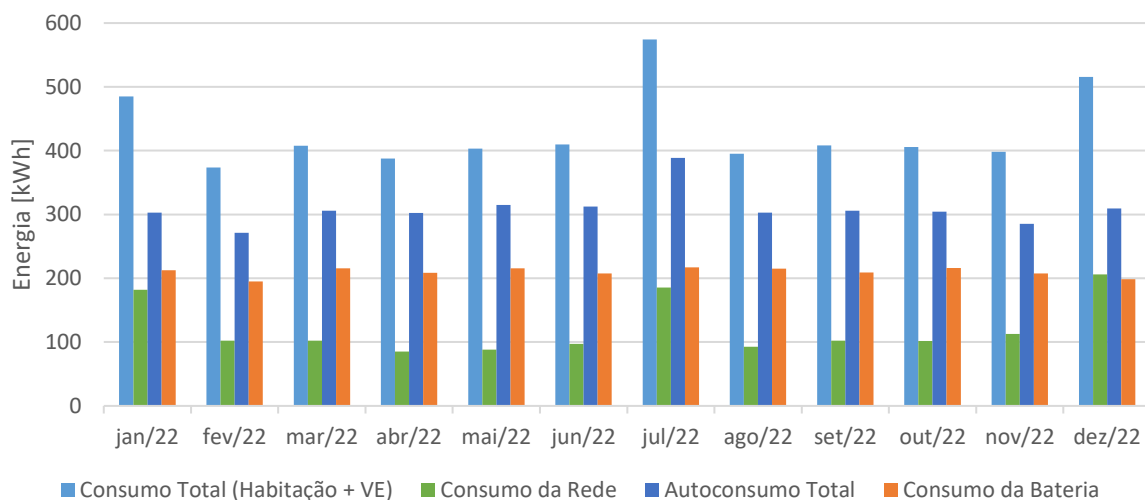
Cenário 3.4		
Potência Instalada	kWp	3,36
Número Módulos Fotovoltaicos	Unidade	7
Área Ocupada	m <sup>2</sup>	16,6
Veículo Elétrico	-	Gama Alta
Sistema de Armazenamento	kWh	11,6

Os dados de consumo e produção mensais obtidos apresentam-se no Apêndice A.9.2.

Apêndice A.9.2 - Dados de consumo e produção mensais - Cenário 3.4

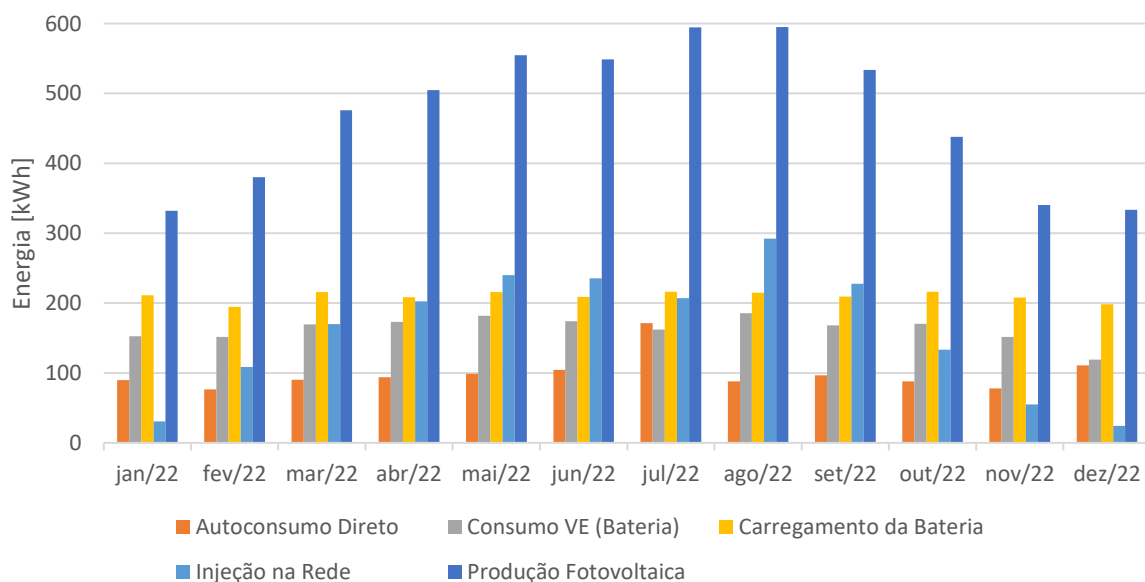
	Produção Fotovoltaica [kWh]	Consumo Total [kWh]	Consumo da Rede [kWh]	Injeção na Rede [kWh]	Autoconsumo Total [kWh]	Consumo da Bateria [kWh]
jan/22	332	485	182	31	303	213
fev/22	380	374	102	109	271	195
mar/22	476	408	102	170	306	216
abr/22	505	388	85	203	302	208
mai/22	555	403	88	240	315	216
jun/22	549	410	97	235	312	208
jul/22	595	574	186	207	388	217
ago/22	595	395	93	292	303	215
set/22	534	408	102	228	306	209
out/22	438	406	102	133	304	216
nov/22	340	398	113	55	285	208
dez/22	334	515	206	24	309	198
<b>Total</b>	5631	5164	1459	1927	3706	2519

A instalação da UPAC reflete-se numa diminuição de 72% do consumo proveniente da rede, verificando-se uma quota de autoconsumo de 66%. No Apêndice A.9.3 esquematiza-se um gráfico representativo da satisfação do consumo da instalação antes e após a instalação da UPAC.



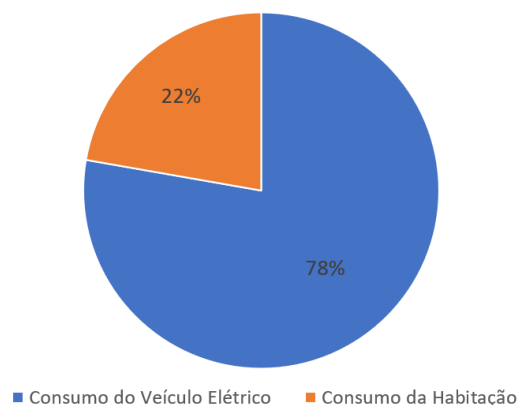
Apêndice A.9.3 - Satisfação do consumo - Cenário 3.4

As quotas de energia autoconsumida atingem os 93% nos meses de menor produção fotovoltaica, a par das menores quantidades de excedente injetados na rede. Nos meses de verão os valores de energia autoconsumida são superiores. Anualmente, o autoconsumo direto e o sistema de armazenamento representam 23% e 49% da satisfação do consumo total, sendo que a injeção de excedente na RESP totaliza 34% da produção fotovoltaica anual (Apêndice A.9.4).



Apêndice A.9.4 - Aproveitamento da energia fotovoltaica produzida - Cenário 3.4

O carregamento do veículo elétrico representa mais de três quartos da utilização do sistema de armazenamento, sendo apenas 22% para satisfação das necessidades energéticas da habitação (Apêndice A.9.5).



Apêndice A.9.5 - Utilização da bateria de armazenamento anualmente - Cenário 3.4

Comparativamente ao cenário 3.2 constata-se uma quota anual de energia autoconsumida superior, porém verifica-se mais do dobro da injeção de excedente na RESP anualmente (mais 29% em relação à produção fotovoltaica). Relativamente ao cenário 3.3, a fração de energia autoconsumida em relação ao consumo total anual é 6% superior, refletindo-se numa menor solicitação de energia à RESP.

Os dados referentes ao consumo antes e após a instalação da UPAC, bem como de injeção de energia na rede e respetivas poupanças anuais apresentam-se no Apêndice A.9.6.

Apêndice A.9.6 - Balanço energético e económico antes e após instalação da UPAC - Cenário 3.4

	Consumo da Rede	Injeção na Rede
Sem UPAC [kWh]	5164	-
Com UPAC [kWh]	1459	1927
Diferença [kWh]	3705	-
Diferença [%]	72%	-
Poupança anual [€]	937	116

A instalação da UPAC traduz-se numa diminuição da energia elétrica que é consumida da RESP, possibilitando a redução da fatura mensal de eletricidade. O autoconsumo representa 72% do consumo total anual da residência, obtendo-se uma poupança anual de 1 053€ na compra de energia elétrica, em virtude da redução do consumo da RESP e da remuneração proveniente da venda do excedente de produção.

Constata-se que, comparando os cenários 3.3 e 3.4, o veículo elétrico não influencia a poupança anual obtida pela instalação da UPAC.

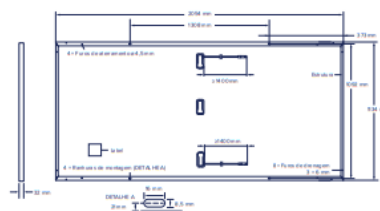


## B.1 Ficha Técnica do Módulo Fotovoltaico

### Q.PEAK DUO ML-G11 SERIES

#### ■ ESPECIFICAÇÕES MECÂNICAS

Formato	2054 mm × 1134 mm × 32 mm (incluindo estrutura)
Peso	26,0kg
Cobertura dianteira	Vidro temperado de 3,2mm com tecnologia anti-reflexo
Cobertura traseira	Filme laminado
Estrutura	Alumínio anodizado prata
Célula	6 × 22 meias células solares QANTUM monocristalinas
Caixa de derivação	53-101 mm × 32-60 mm × 15-18 mm Classe de proteção IP67, com diodos de derivação
Cabo	Cabo solar de 4mm <sup>2</sup> ; (+) ≥1400 mm, (-) ≥1400 mm
Conector	Stäubli MC4-Evo2, Hanwha Q CELLS HQC4-IP68



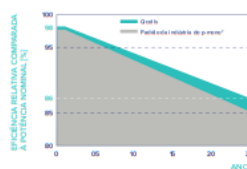
#### ■ CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS

CLASSE DE POTÊNCIA	480	485	490	495	500	
DESEMPENHO MÍNIMO EM CONDIÇÕES DE TESTE PADRÃO, STC <sup>1</sup> (TOLERÂNCIA DE POTÊNCIA DE +5 W/-0W)						
Potência a MPP <sup>1</sup>	$P_{MPP}$ [W]	480	485	490	495	500
Corrente de curto circuito <sup>1</sup>	$I_{SC}$ [A]	13,51	13,54	13,57	13,60	13,63
Tensão de circuito aberto <sup>1</sup>	$V_{OC}$ [V]	45,59	45,62	45,65	45,67	45,70
Corrente em MPP	$I_{MPP}$ [A]	12,78	12,83	12,89	12,95	13,00
Tensão em MPP	$V_{MPP}$ [V]	37,57	37,79	38,02	38,24	38,45
Eficiência <sup>1</sup>	$\eta$ [%]	≥ 20,6	≥ 20,8	≥ 21,0	≥ 21,3	≥ 21,5

CLASSE DE POTÊNCIA	480	485	490	495	500	
DESEMPENHO MÍNIMO EM CONDIÇÕES DE FUNCIONAMENTO NORMAL, NMOT <sup>2</sup>						
Potência a MPP	$P_{MPP}$ [W]	36,01	36,38	36,76	37,13	37,51
Corrente de curto circuito	$I_{SC}$ [A]	10,89	10,91	10,94	10,96	10,98
Tensão de circuito aberto	$V_{OC}$ [V]	43,00	43,02	43,05	43,08	43,10
Corrente em MPP	$I_{MPP}$ [A]	10,04	10,09	10,14	10,19	10,24
Tensão em MPP	$V_{MPP}$ [V]	35,87	36,07	36,26	36,45	36,63

<sup>1</sup>Tolerâncias de medição  $P_{MPP} \pm 1\%$ ;  $I_{SC} \pm 5\%$  at STC. 1000 W/m<sup>2</sup>, 25 ± 2 °C, AM 1.5 de acordo com IEC 60904-3 <sup>2</sup>800 W/m<sup>2</sup>, NMOT, espectro AM 1.5

#### GARANTIA DE DESEMPENHO DA Qcells

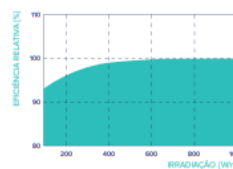


Pelo menos 98% da potência nominal durante o primeiro ano. Posteriormente, máximo de 0,5% de depreciação por ano. Pelo menos 93,5% da potência nominal até 10 anos. Pelo menos 86% da potência nominal até 25 anos.

Todos os dados se encontram no intervalo das tolerâncias de medição. Garantias totais de acordo com os termos de garantia da organização de vendas Qcells do seu país respectivo.

<sup>1</sup>Termos de garantia padrão para as 5 empresas de energia solar fotovoltaica com maior capacidade de produção em 2021 (até fevereiro de 2021)

#### DESEMPENHO EM BAIXA IRRADIAÇÃO



Desempenho de módulo típico em condições de baixa irradiação comparativamente com as condições STC (25 °C, 1000 W/m<sup>2</sup>)

#### COEFICIENTES DE TEMPERATURA

Coefficientes de temperatura de $I_{SC}$	$\alpha$ [%/K]	+0,04	Coefficientes de temperatura de $V_{OC}$	$\beta$ [%/K]	-0,27
Coefficientes de temperatura de $P_{MPP}$	$\gamma$ [%/K]	-0,34	Nominal Module Operating Temperature	NMOT [°C]	43 ± 3

#### ■ PROPRIEDADES PARA DESIGN DE SISTEMA

Tensão máxima do sistema	$V_{SYS}$ [V]	1.500	Classificação do módulo fotovoltaico	Classe II
Corrente inversa máxima	$I_a$ [A]	25	Classe de resistência ao fogo com base na norma ANSI/UL 61730	C / TYPE 1
Carga máxima de design, empurra / puxa	[Pa]	3.600/1600	Temperatura de módulo permitida em funcionamento contínuo	-40 °C - +85 °C
Carga máxima de teste de, empurra / puxa	[Pa]	5.400/2.400		

## B.2 Ficha Técnica do Inversor X1-Mini G4



### X1-MINI G4

X1-MINI-0.6K-G4 X1-MINI-0.7K-G4 X1-MINI-0.8K-G4 X1-MINI-1.1K-G4 X1-MINI-1.5K-G4 X1-MINI-2.0K-G4 X1-MINI-2.5K-G4 X1-MINI-3.0K-G4 X1-MINI-3.3K-G4 X1-MINI-3.7K-G4 X1-MINI-4.0K-G4

DC INPUT													
Max. PV array input power [Wp]	1200	1400	1600	2200	3000	4000	5000	6000	6600	7400	8000		
Max. PV input voltage [V]	450	450	450	450	450	450	550	550	550	550	550		
Startup voltage [V]	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50		
Nominal input voltage [V]	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360		
MPP tracker voltage range [V]	40-450	40-450	40-450	40-450	40-450	40-450	40-550	40-550	40-550	40-550	40-550		
No. of MPP trackers / Strings per MPP tracker						1/1							
Max. PV input current [A]						16							
Isc PV Array Short Circuit current [A]						22							
AC OUTPUT													
Rated AC output power [W]	600	700	800	1100	1500	2000	2500	3000	3300	3700	4000		
Rated AC output current [A]	2.6	3.1	3.5	4.8	6.5	8.7	10.9	13.1	14.4	16.1	17.4		
Max. AC output apparent power [VA]	600	770	800	1210	1650	2200	2750	3300	3300	3700	4000		
Max. AC output current [A]	3	3.5	3.7	5.5	7.5	10	12.5	15	15	18.5	20		
Nominal AC voltage/AC voltage range [V]**						220/230/240;90~285						220/230/240;90~290	
Nominal AC frequency/AC frequency range [Hz]**						50/60;±5							
Power Factor range						0.8 leading~0.8 lagging							
THDI (Rated power) [%]						<3							
SYSTEM DATA													
Max. efficiency [%]	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98		
Euro. efficiency [%]	96	96	96	96	97	97	97	97	97	97	97		
Standby consumption [W] @Night						<1							
Ingress protection						IP66							
Protection class						Class I							
Over voltage category						II (DC), III (AC)							
Operating ambient temperature range [°C]						-25~60							
Max. operation altitude [m]						<4000							
Humidity [%]						0~100							
Typical noise emission [dB]						25							
Storage temperature [°C]						-30~70							
Dimensions (WxHxD) [mm]						290x206x120							
Weight [kg]	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5		
Cooling concept	Natural cooling												
Communication interfaces	USB/RS485/DRM, Optional: Meter/CT *												
Optional monitoring dongle	Pocket WiFi/LAN/4G												
Display	2 x LED + LCD(16 x 2) / APP												
PROTECTION													
Over/Under voltage protection						Yes							
DC isolation protection						Yes							
Monitoring ground fault protection						Yes							
Grid monitoring						Yes							
DC injection monitoring						Yes							
Back feed current monitoring						Yes							
Residual current detection						Yes							
Anti-islanding protection						Yes							
Over temperature protection						Yes							
SPD (DC/AC)						Type II / Type II (Optional)							
Arc-fault circuit interrupter (AFCI)						Optional							
AC auxiliary power supply (APS)						Optional							
DC Switch						Optional							
STANDARD													
Safety	EN/IEC62109-1/2												
EMC	EN61000-6-1/2/3/4; EN61000-3-2/3/11/12												
Certification	IEC61727, EN50549, G98/G99, AS 4777.2, VDE4105, CEI0-21, VFR												

\* Not included in the package. Please purchase additionally.

\*\* V1.3. Information may be subject to modify without notice. 6500033003

\*\* The AC voltage and the frequency range may vary from different country codes

## B.3 Ficha Técnica do Inversor X1-Hybrid G4



### X1-HYBRID G4 (SINGLE-PHASE)

X1-HYBRID-3.0-D X1-HYBRID-3.0-M X1-HYBRID-3.7-D X1-HYBRID-3.7-M X1-HYBRID-4.6-D X1-HYBRID-4.6-M X1-HYBRID-5.0-D X1-HYBRID-5.0-M X1-HYBRID-6.0-D X1-HYBRID-6.0-M X1-HYBRID-7.5-D X1-HYBRID-7.5-M

DC INPUT	X1-HYBRID-3.0-D X1-HYBRID-3.0-M	X1-HYBRID-3.7-D X1-HYBRID-3.7-M	X1-HYBRID-4.6-D X1-HYBRID-4.6-M	X1-HYBRID-5.0-D X1-HYBRID-5.0-M	X1-HYBRID-6.0-D X1-HYBRID-6.0-M	X1-HYBRID-7.5-D X1-HYBRID-7.5-M
Max. PV array power [Wp]	6000	7400	9200	10000	12000	15000
Max. PV input power <sup>①</sup> (PV1+PV2) [Wp]	4500	5500	6900	7500	9000	10000
Max. PV input voltage [V]	600	600	600	600	600	600
Start output voltage [V]	90	90	90	90	90	90
Nominal input voltage [V]	360	360	360	360	360	360
MPPT voltage range [V]	70~550	70~550	70~550	70~550	70~550	70~550
No. of MPPT trackers / Strings per MPP tracker	2 (1 / 0)	2 (1 / 1)	2 (1 / 1)	2 (1 / 1)	2 (1 / 1)	2 (1 / 0)
Max. input current (input PV1 / input PV2) [A]	16 / 16	16 / 16	16 / 16	16 / 16	16 / 16	16 / 16
Max. short circuit current (input PV1 / input PV2) [A]	20 / 20	20 / 20	20 / 20	20 / 20	20 / 20	20 / 20
<b>AC INPUT &amp; OUTPUT</b>						
Nominal AC output power [W]	3000	3680	4600	5000 <small>5000 (Germany 4903, AU 4998)</small>	6000	7500
Max. AC output apparent power [VA]	3300	3680	4600 <small>4990 (Germany 4903)</small>	5500 <small>5500 (4903 for UK 4905, 499 for AU 4971)</small>	6600	7500
Max. AC output current [A]	14.4	16	21 <small>23 (Germany 23)</small>	25 <small>28 (Germany 20, AU 21.7)</small>	28.6	32.6
Max. AC input apparent power [VA]	6300	7360	9200	9200	9200	9200
Max. AC input current [A]	27.4	32	40	40	40	40
Nominal AC voltage [V]	230 / 240					
Nominal grid frequency [Hz]	50 / 60					
Displacement power factor	0.8 leading ~ 0.8 lagging					
THDI (rated power) [%]	< 2					
<b>BATTERY DATA</b>						
Battery type	Lithium-ion battery / Lead-acid Battery					
Battery voltage range [V]	80 ~ 480					
Max. continuous charge / discharge current [A]	30					
<b>EPS (OFF-GRID OR BACK-UP) OUTPUT (WITH BATTERY)</b>						
Nominal output power [W]	3000	3680	4600	5000	6000	7500
Peak apparent power [VA]	6000, 10s	6000, 10s	6900, 10s	7500, 10s	9000, 10s	11250, 10s
Max. continuous current [A]	13	16	21.7	21.7	26.1	32.6
Nominal voltage [V]; Frequency [Hz]	230; 50 / 60					
Switch time [ms]	< 10					
Parallel operation	YES					
<b>SYSTEM DATA</b>						
Max. efficiency [%]	97.6					
Euro. efficiency [%]	97.0					
Battery charge / discharge efficiency [%] <sup>②</sup>	97.0 / 97.0					
Degree of protection	IP65					
Operating temperature range [°C]	-35 ~ +60 (Derating above +45)					
Max. operation altitude [m]	< 3000					
Relative humidity [%]	0 ~ 100					
Typical noise emission [dB]	< 30					< 45
Storage temperature [°C]	-40 ~ +65					
Dimensions (WxHxD) [mm]	482 x 417 x 181					
Net weight [kg]	24					25
Cooling concept	Nature cooling					Smart cooling
Communication interfaces	CT / Meter (optional), External control RS485, Pocket WiFi (Optional: Pocket Lan / 4G), DRM, USB Upgrade, NTC (optional)					
<b>POWER CONSUMPTION</b>						
Internal consumption (night) [W]	< 17W for standby, < 2.7W for idle					
<b>STANDARD</b>						
Safety	EN / IEC 62109-1 / -2					
EMC	EN 61000-6-1 / 2 / 3 / 4; EN 61000-3-2 / 3 / 11 / 12					
Certification	VDE 4105, G99, G98, AS4777, EN 50549, CEI 0-21, IEC 61727, RD1699, NRS 097-2-1, PEA / MEA, VFR 2019, C10 / 11					

①: Indicates that all model single PV1 & PV2 input power upper limit is 5000 W. ("Max. PV input power<sup>①</sup> (PV1+PV2)" restriction takes precedence).

②: PV to BAT Max. efficiency 97.0%, BAT to AC Max. efficiency 97.0%.

V2.6. Information may be subject to modify without notice.

650.00009.00

## B.4 Ficha Técnica da Bateria de Armazenamento



### T-BAT SYS-HV Configuration List

#### T-BAT H 5.8

Nominal Voltage [V]	115.2
Operating Voltage [V]	100-131
Battery Type	Li-ion (LFP)
Nominal Capacity [kWh]	5.8
Faradic Charge Efficiency [%]	99
Battery Roundtrip Efficiency [%]	95
Standard Power [kW]	2.9
Max Power [kW]	4.0
Recommend Charge/Discharge Current [A]	25
Max Charge/Discharge Current [A]	35
Cycle Life [90% DOD]	>6000 Cycles
Warranty [Year]	10
Available Operating Temperature Range [ C ]	0 to 55
Full-load Operating Temperature Range [ C ]	5 to 48
Humidity [%]	4 to 100 (condensing)
Altitude [m]	Below 2000
Protection	IP55
System to Inverter	CAN 2.0
Battery to Battery/BMS	RS485
Data Collection Port /FW UPDATE	CAN 2.0
Master Control Working Mode Indicator	1 LED
Master Control Capacity Indicator	4LED (25%, 50%, 75%, 100%)
Battery Module LED	2 LED
Reset	Button
Switch ON/OFF	Button*1 + breaker*1
Safety	CE, RCM, TUV(IEC62619) UL1973,ROHS,REACH
UN Number	UN3840
Hazardous Materials Classification	Class 9
Transport Testing Requirement	UN38.3
Dimensions(LxWxH) [mm]	474*193*708 (T-BAT H 5.8) / 474*193*647 (HV11550)
Weight [kg]	72.2 (T-BAT H 5.8) / 68.5 (HV11550)

\*The Triple Power battery could be scalable up to 4 modules, for a total of 23.2kWh.





2023

RODRIGO PINHEIRO

ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÓMICA DE UNIDADES DE PRODUÇÃO PARA  
AUTOCONSUMO (UPAC) COM BATERIAS PARA CARREGAMENTO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS