



# **Avaliação Energética e Económica de Sistemas Híbridos Renováveis em Habitações Residenciais com Integração de Flexibilidade de Consumo**

**RUAN LOPES MOREIRA**  
(Licenciado em Engenharia Eletrotécnica)

Dissertação para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Eletrotécnica Ramo de Energia

**Orientadores:**

Doutora Cristina Inês Camus  
Doutor Jorge Alberto Mendes de Sousa

**Júri:**

Presidente: Doutor João Hermínio Ninitas Lagarto, ISEL

Vogais:

Doutora Carla Solange Pires Correia Viveiros, ISEL  
Doutora Cristina Inês Camus, ISEL

**Setembro de 2025**



# **Avaliação Energética e Económica de Sistemas Híbridos Renováveis em Habitações Residenciais com Integração de Flexibilidade de Consumo**

**RUAN LOPES MOREIRA**  
(Licenciado em Engenharia Eletrotécnica)

Dissertação para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Eletrotécnica Ramo de Energia

Orientadores:

Doutora Cristina Inês Camus  
Doutor Jorge Alberto Mendes de Sousa

Júri:

Presidente: Doutor João Hermínio Ninitas Lagarto, ISEL

Vogais:

Doutora Carla Solange Pires Correia Viveiros, ISEL  
Doutora Cristina Inês Camus, ISEL

Setembro de 2025



## Agradecimentos

Em primeiro lugar, agradeço a Deus e a todos os guias por me acompanharem ao longo deste caminho, que não foi fácil, sobretudo nos momentos em que pensei em desistir. Quero expressar a minha sincera gratidão aos meus orientadores, Professora Cristina Camus e Professor Jorge Sousa, por aceitarem este desafio e pela orientação constante ao longo desta jornada. Um agradecimento especial ao Professor Jorge pela oportunidade de inserção e crescimento no meio académico, que foi de enorme importância para mim.

Expresso também a minha gratidão a todos aqueles que estiveram ao meu lado, oferecendo apoio e incentivo nesta caminhada. Aos meus pais, pelo constante encorajamento ao longo destes anos e pela motivação transmitida, mesmo à distância. Ao Pedro, meu maior companheiro e apoiador, que esteve presente em todos os momentos, com paciência e compreensão, mesmo nos períodos mais desafiadores. À Dona Vera, que sempre me aconselhou e me ofereceu ajuda, mesmo de longe, especialmente nos momentos mais difíceis.

Aos amigos que permaneceram ao meu lado quando a vontade de desistir parecia mais forte, em especial à Ju e à Laís, deixo um agradecimento sentido. Aos colegas que se tornaram amigos durante esta caminhada, deixo igualmente a minha gratidão. Um reconhecimento especial ao Marcos, que partilhou comigo desde o final da licenciatura até ao mestrado, enfrentando juntos os desafios de cada disciplina, e ao Natanael, que nesta reta final foi um apoio essencial, motivando-me a seguir em frente apesar das dificuldades.

Não poderia deixar de agradecer também às minhas colegas de trabalho Rita e Carla, cujo apoio foi fundamental para que nesta reta final tudo fosse possível.

A todos aqueles que, de diferentes formas, estiveram ao meu lado e contribuíram para esta conquista, deixo o meu mais sincero agradecimento.

Por fim, um agradecimento especial aos amigos mais próximos que sempre estiveram comigo: Marina, Rita, Brenda, Inês e Patrícia, muito obrigado por tudo



## Declaração de integridade

Declaro que esta(e) dissertação é o resultado da minha investigação pessoal e independente. O seu conteúdo é original e todas as fontes listadas nas referências bibliográficas foram consultadas e estão devidamente mencionadas no texto. Mais declaro que todas as referências científicas e técnicas relevantes para o desenvolvimento do trabalho estão devidamente citadas e constam das referências bibliográficas.

O autor

---

Lisboa, ..... de ..... de .....



# **Avaliação Energética e Económica de Sistemas Híbridos Renováveis em Habitações Residenciais com Integração de Flexibilidade de Consumo**

## **Resumo**

A transição energética global exige soluções inovadoras para reduzir a dependência de combustíveis fósseis e promover a integração de energias renováveis no setor residencial, alinhando-se diretamente com os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS), em particular o ODS 7 – Energia Acessível e Limpa, o ODS 11 – Cidades e Comunidades Sustentáveis, o ODS 12 – Produção e Consumo Sustentáveis e o ODS 13 – Ação Climática. Neste contexto, o presente trabalho apresenta um estudo detalhado da implementação de sistemas híbridos de produção de energia, combinando tecnologias solar fotovoltaica, eólica de pequena escala e armazenamento em baterias, aplicados a uma habitação unifamiliar em Portugal.

Para além da avaliação técnica, foram consideradas estratégias de flexibilidade de consumo, nomeadamente o carregamento de veículos elétricos e a utilização de sistemas de rega, com vista a maximizar o autoconsumo, a autossuficiência e a eficiência no uso de recursos. A metodologia incluiu a recolha e tratamento de dados reais, a modelação da produção renovável através de ferramentas como o PVGIS e uma análise económica baseada em indicadores como o LCOE, VAL, TIR e PRI.

Os resultados demonstram que o sistema fotovoltaico isolado apresenta a maior atratividade económica, enquanto a integração da eólica e das baterias aumenta a resiliência energética, ainda que com custos superiores. A flexibilidade de consumo revelou benefícios marginais ao nível individual, mas com elevado potencial quando considerada em contexto agregado, como em comunidades energéticas.

Conclui-se que a solução fotovoltaica representa a opção mais competitiva no cenário residencial português, sendo o armazenamento e a flexibilidade elementos complementares que reforçam a sustentabilidade energética e a contribuição para os ODS, sobretudo numa perspetiva futura de redes inteligentes e comunidades energéticas.

Palavras-chave: Energias Renováveis, Autoconsumo, Flexibilidade de Consumo, Armazenamento em Bateria, Avaliação Económica.



# **Energy and Economic Assessment of Renewable Hybrid Systems in Residential Buildings with Integration of Demand-Side Flexibility**

## **Abstract**

The global energy transition requires innovative solutions to reduce dependence on fossil fuels and promote the integration of renewable energy in the residential sector, directly supporting several Sustainable Development Goals (SDGs), namely SDG 7 – Affordable and Clean Energy, SDG 11 – Sustainable Cities and Communities, SDG 12 – Responsible Consumption and Production, and SDG 13 – Climate Action. In this context, this work presents a detailed assessment of hybrid renewable energy systems combining photovoltaic, small-scale wind, and battery storage technologies applied to a single-family dwelling in Portugal.

Alongside the technical assessment, demand-side flexibility strategies—such as electric vehicle charging management and irrigation systems—were analysed to maximise self-consumption, self-sufficiency and resource efficiency. The methodology involved real consumption data analysis, renewable generation modelling using tools such as PVGIS, and an economic evaluation based on LCOE, NPV, IRR and payback period.

The results show that stand-alone photovoltaic generation is the most economically attractive option, while integrating wind and battery storage enhances energy resilience at the cost of reduced financial performance. Demand-side flexibility presented modest individual benefits but demonstrated strong potential when considered in aggregated contexts, such as energy communities.

Overall, photovoltaic systems emerge as the most competitive solution for the Portuguese residential sector, while storage and flexibility operate as complementary elements that reinforce sustainability and contribute to the SDGs, particularly within the evolving framework of smart grids and renewable energy communities.

Keywords: Renewable Energy, Self-Consumption, Demand-Side Flexibility, Battery Storage, Economic Assessment.



# Lista de Símbolos e de siglas

## Lista de Símbolos

**B** – Energia fornecida pela bateria (kWh)

$C_{bat}$  – Capacidade útil da bateria (kWh)

$C_{inst}$  – Custo de instalação (€)

$C_{O\&M}$  – Custos de operação e manutenção (€)

$C_p$  – Coeficiente de potência da turbina eólica (-)

**CF** – Cash-flow anual (€)

**D×H** – Área (m<sup>2</sup>)

**E** – Energia (kWh)

$E_{útil}$  – Energia útil da bateria (kWh)

**G** – Radiação global (W/m<sup>2</sup>)

**I** – Investimento Inicial (€)

$k_a$  – Fator de anuidade (-)

**L** – Consumo da habitação (kWh)

**M** – Energia utilizada localmente (kWh)

**N** – Vida útil (anos)

**P** – Potência instantânea (W)

$P_{média}$  – Potência média (W ou kW)

$r$  – Taxa de desconto (%)

$u$  – Velocidade do vento (m/s)

$u_{20}$  – Velocidade do vento a 20 m

$u_{30}$  – Velocidade do vento a 30 m

**V** – Velocidade do vento (m/s)

**VR** – Valor residual (€)

$z_0$  – Comprimento de rugosidade (m)

$\Delta t$  – Intervalo de tempo (h)

$\eta$  – Rendimento ou eficiência (-)

$\phi_{AC}$  – Taxa de Autoconsumo (%)

$\phi_{AS}$  – Taxa de Autossuficiência (%)

$\rho$  – Densidade do ar (kg/m<sup>3</sup>)

## **Siglas**

**AC** – Autoconsumo (%)

**AR6** – Sixth Assessment Report (Relatório de Síntese do IPCC)

**AS**– Autossuficiência (%)

**BESS** – Battery Energy Storage System

**BMS** – Battery Management System

**CER** – Comunidade(s) de Energia Renovável

**C-rate** – Taxa C (taxa de carga/descarga)

**DOD** – Depth of Discharge

**EMS** – Energy Management System

**ERSE** – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

**EU** – European Union (União Europeia)

**HAWT** – Horizontal Axis Wind Turbine

**HEMS** – Home Energy Management System (Sistema de Gestão de Energia Doméstica)

**IEA** – International Energy Agency

**IPCC** – Intergovernmental Panel on Climate Change (aparece em “Relatório de Síntese do IPCC – AR6”)

**IRENA** – International Renewable Energy Agency

**LCOE** – Levelized Cost of Energy (Custo Nivelado de Energia) (€/MWh)

**O&M** – Operação e Manutenção

**PCS** – Power Conversion System

**PNEC 2030** – Plano Nacional Energia e Clima 2030

**PRI** – Período de Retorno do Investimento (anos)

**PV** – Photovoltaic (Fotovoltaico)

**PVGIS** – Photovoltaic Geographical Information System

**RED II** – Renewable Energy Directive II

**RED III** – Renewable Energy Directive III

**RNC2050** – Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050

**RTE** – Round-Trip Efficiency

**SOC** – State of Charge (Estado de Carga da Bateria)

**SoH** – State of Health.

**TIR**– Taxa Interna de Rentabilidade (%)

**VAL**– Valor Atual Líquido (€)

**VAWT** – Vertical Axis Wind Turbine

**WT** – Wind Turbine (Turbina Eólica)



# Índice

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>21</b>
1.1	CONTEXTO DA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA	21
1.2	RELEVÂNCIA DO ESTUDO NO CENÁRIO ATUAL	21
1.3	OBJETIVOS GERAIS E ESPECÍFICOS	22
1.4	METODOLOGIA GERAL ADOTADA	22
1.5	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	23
<b>2</b>	<b>CONTEXTO ENERGÉTICO E COMUNIDADES RENOVÁVEIS</b>	<b>24</b>
2.1	TRANSIÇÃO ENERGÉTICA GLOBAL E NEUTRALIDADE CARBÓNICA	24
2.2	POLÍTICAS ENERGÉTICAS DA UNIÃO EUROPEIA E DE PORTUGAL	24
2.3	COMUNIDADES DE ENERGIA RENOVÁVEL (CER)	25
2.3.1	<i>Definição e enquadramento legal (Decreto-Lei 162/2019 → DL 15/2022)</i>	25
2.3.2	<i>Papel dos prosumidores</i>	26
2.3.3	<i>Modelos de partilha e gestão coletiva de energia</i>	26
2.4	TECNOLOGIAS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM ÁREAS URBANAS	26
2.4.1	<i>Benefícios e desafios</i>	27
2.4.2	<i>Potencial no contexto português</i>	27
<b>3</b>	<b>TECNOLOGIAS DE GERAÇÃO E ARMAZENAMENTO</b>	<b>28</b>
3.1	ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	28
3.1.1	<i>Princípios de funcionamento</i>	28
3.1.2	<i>Curvas de produção e variação sazonal</i>	28
3.1.3	<i>Custos, vida útil e manutenção</i>	29
3.2	ENERGIA EÓLICA DE PEQUENA ESCALA	30
3.2.1	<i>Princípios de funcionamento (VAWT e HAWT)</i>	31
3.2.2	<i>Potencial e limitações em ambiente urbano</i>	31
3.2.3	<i>Estudo inicial de viabilidade</i>	32
3.3	SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO EM BATERIAS	41
3.3.1	<i>Tipos e características técnicas</i>	41
3.3.2	<i>Capacidade de armazenamento e autonomia</i>	42
3.3.3	<i>Impacto na autossuficiência e flexibilidade</i>	42
<b>4</b>	<b>FLEXIBILIDADE DE CONSUMO</b>	<b>44</b>
4.1	CONCEITOS E DEFINIÇÕES	44
4.2	BENEFÍCIOS PARA CONSUMIDOR E SISTEMA ELÉTRICO	44
4.3	CLASSIFICAÇÃO DAS CARGAS RESIDENCIAIS	44
4.4	ESTRATÉGIAS DE IMPLEMENTAÇÃO	45
4.4.1	<i>Gestão manual e mudança de hábitos</i>	45
4.4.2	<i>Sistemas automáticos (HEMS)</i>	45

4.4.3	<i>Participação em programas de resposta à demanda</i> .....	45
4.5	INTEGRAÇÃO COM GERAÇÃO RENOVÁVEL E ARMAZENAMENTO.....	45
4.6	INDICADORES PARA AVALIAÇÃO DA FLEXIBILIDADE .....	46
4.7	PLANEAMENTO E UTILIZAÇÃO DE FLEXIBILIDADE .....	46
<b>5</b>	<b>FERRAMENTAS DE MODELAÇÃO E INDICADORES .....</b>	<b>47</b>
5.1	MODELOS DE PERFIL DE CONSUMO RESIDENCIAL .....	47
5.2	FERRAMENTAS DE SIMULAÇÃO .....	47
5.3	MÉTRICAS ENERGÉTICAS.....	48
5.3.1	<i>Autoconsumo</i> .....	48
5.3.2	<i>Autossuficiência</i> .....	49
5.3.3	<i>Autoconsumo e Autossuficiência com armazenamento</i> .....	49
5.4	MÉTRICAS ECONÓMICAS .....	50
5.4.1	<i>LCOE (Levelized Cost of Energy)</i> .....	50
5.4.2	<i>Payback (PRI – Período de Recuperação do Investimento)</i> .....	50
5.4.3	<i>VAL (Valor Atualizado Líquido)</i> .....	50
5.4.4	<i>TIR Taxa Interna de Rentabilidade</i> .....	51
<b>6</b>	<b>ESTUDO DE CASO.....</b>	<b>52</b>
6.1	CARACTERIZAÇÃO DA HABITAÇÃO E LOCALIZAÇÃO.....	52
6.2	LEVANTAMENTO DO PERFIL DE CONSUMO .....	53
6.2.1	<i>Diagrama de Carga Anual</i> .....	53
6.2.2	<i>Diagrama Diário de Carga Tipo</i> .....	53
6.2.3	<i>Integração do sistema de rega e bomba submersível</i> .....	54
6.3	DEFINIÇÃO DOS CENÁRIOS: .....	55
6.3.1	<i>Cenário 1 – Solar</i> .....	55
6.3.2	<i>Cenário 2 – Solar + eólica</i> .....	60
6.3.3	<i>Cenário 3 – Solar + eólica + bateria</i> .....	66
6.4	IMPLEMENTAÇÃO DA FLEXIBILIDADE DE CONSUMO .....	71
6.4.1	<i>Cenário 1 – Solar + Flexibilidade</i> .....	71
6.4.2	<i>Cenário 2 – Solar + eólica + Flexibilidade de consumo</i> .....	74
6.4.3	<i>Cenário 3 – Solar + eólica + bateria + Flexibilidade de consumo</i> .....	78
6.5	METODOLOGIA DE CÁLCULO E SIMULAÇÃO.....	81
6.6	COMPARAÇÃO E ANÁLISE CRÍTICA.....	82
6.6.1	<i>Base económica por tecnologia</i> .....	82
6.6.2	<i>Avaliação dos cenários sem flexibilidade de consumo</i> .....	84
6.6.3	<i>Avaliação dos cenários com flexibilidade de consumo</i> .....	85
6.6.4	<i>Avaliação global anual – comparação entre cenários</i> .....	86
6.6.5	<i>Avaliação Económica</i> .....	87
6.6.6	<i>Avaliação global dos fluxos energéticos</i> .....	91
6.6.7	<i>Impacto da flexibilidade de consumo</i> .....	93

<b>7</b>	<b>DISCUSSÃO E CONCLUSÕES .....</b>	<b>94</b>
7.1	SÍNTESE DOS PRINCIPAIS RESULTADOS .....	94
7.2	IMPLICAÇÕES PARA O SETOR RESIDENCIAL .....	96
7.3	PONTOS FORTES E LIMITAÇÃO DA PESQUISA .....	97
7.4	RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	97
<b>8</b>	<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>99</b>
<b>9</b>	<b>ANEXOS .....</b>	<b>102</b>



# Índice de figuras

FIGURA 3-1 CURVA DE PRODUÇÃO FOTOVOLTAICA VERÃO .....	29
FIGURA 3-2 CURVA DE PRODUÇÃO FOTOVOLTAICA INVERNO .....	29
FIGURA 3-3 TURBINA DE PEQUENA ESCALA .....	30
FIGURA 3-4 DISTRIBUIÇÃO DA FREQUÊNCIA DA VELOCIDADE DO VENTO NA ÁREA DE ESTUDO .....	33
FIGURA 3-5 VELOCIDADE MÉDIA DO VENTO POR HORÁRIO AO LONGO DE 2023 .....	34
FIGURA 3-6 VELOCIDADE MÉDIA DO VENTO POR HORÁRIO AO LONGO DE 2024 .....	34
FIGURA 6-1 DIAGRAMA DE CARGA ANUAL (2024) .....	53
FIGURA 6-2 DIAGRAMA DIÁRIO DE CARGA TIPO DA HABITAÇÃO .....	54
FIGURA 6-3 DIAGRAMA DIÁRIO DE CARGA COM INTEGRAÇÃO DA BOMBA E DO SISTEMA DE REGA .....	55
FIGURA 6-4 PRODUÇÃO DIÁRIA POR MÓDULO FOTOVOLTAICO EM DIAS TÍPICOS DE INVERNO, PRIMAVERA, VERÃO E OUTONO .....	57
FIGURA 6-5 PRODUÇÃO E CONSUMO EM DIA TÍPICO DE INVERNO (2 DE JANEIRO) .....	58
FIGURA 6-6 PRODUÇÃO E CONSUMO EM DIA TÍPICO DE PRIMAVERA (2 DE ABRIL) .....	58
FIGURA 6-7 PRODUÇÃO E CONSUMO EM DIA TÍPICO DE VERÃO (5 DE JULHO) .....	58
FIGURA 6-8 PRODUÇÃO E CONSUMO EM DIA TÍPICO DE OUTONO (4 DE OUTUBRO) .....	59
FIGURA 6-9 CURVA DE POTÊNCIA DO AEROGERADOR .....	61
FIGURA 6-10 PRODUÇÃO DIÁRIA POR AEROGERADOR EM DIAS TÍPICOS DE INVERNO, PRIMAVERA, VERÃO E OUTONO .....	62
FIGURA 6-11 FONTES DE ENERGIA SOLAR + EÓLICA E RELAÇÃO COM A REDE – INVERNO (2 DE JANEIRO).....	63
FIGURA 6-12 FONTES DE ENERGIA SOLAR + EÓLICA E RELAÇÃO COM A REDE – PRIMAVERA (2 DE ABRIL) .....	63
FIGURA 6-13 FONTES DE ENERGIA SOLAR + EÓLICA E RELAÇÃO COM A REDE – VERÃO (5 DE JULHO) .....	63
FIGURA 6-14 FONTES DE ENERGIA SOLAR + EÓLICA E RELAÇÃO COM A REDE – OUTONO (4 DE OUTUBRO) .....	64
FIGURA 6-15 PRODUÇÃO ISOLADA DO SISTEMA FOTOVOLTAICO E DA TURBINA EÓLICA – INVERNO (2 DE JANEIRO) .	65
FIGURA 6-16 PRODUÇÃO ISOLADA DO SISTEMA FOTOVOLTAICO E DA TURBINA EÓLICA – PRIMAVERA (2 DE ABRIL) .	65
FIGURA 6-17 PRODUÇÃO ISOLADA DO SISTEMA FOTOVOLTAICO E DA TURBINA EÓLICA – VERÃO (5 DE JULHO).....	65
FIGURA 6-18 PRODUÇÃO ISOLADA DO SISTEMA FOTOVOLTAICO E DA TURBINA EÓLICA – OUTONO (4 DE OUTUBRO) .....	66
FIGURA 6-19 PRODUÇÃO, CONSUMO E ARMAZENAMENTO – INVERNO (2 DE JANEIRO).....	67
FIGURA 6-20 PRODUÇÃO, CONSUMO E ARMAZENAMENTO – PRIMAVERA (2 DE ABRIL).....	67
FIGURA 6-21 PRODUÇÃO, CONSUMO E ARMAZENAMENTO – VERÃO (5 DE JULHO) .....	68
FIGURA 6-22 PRODUÇÃO, CONSUMO E ARMAZENAMENTO – OUTONO (4 DE OUTUBRO) .....	68
FIGURA 6-23 PRODUÇÃO VS ARMAZENAMENTO VS INJEÇÃO NA REDE – INVERNO (2 DE JANEIRO).....	69
FIGURA 6-24 PRODUÇÃO VS ARMAZENAMENTO VS INJEÇÃO NA REDE – PRIMAVERA (2 DE ABRIL).....	69
FIGURA 6-25 PRODUÇÃO VS ARMAZENAMENTO VS INJEÇÃO NA REDE – VERÃO (5 DE JULHO) .....	70
FIGURA 6-26 PRODUÇÃO VS ARMAZENAMENTO VS INJEÇÃO NA REDE – OUTONO (4 DE OUTUBRO).....	70
FIGURA 6-27 PRODUÇÃO E CONSUMO AJUSTADO COM FLEXIBILIDADE – INVERNO (2 DE JANEIRO) .....	72
FIGURA 6-28 PRODUÇÃO E CONSUMO AJUSTADO COM FLEXIBILIDADE – PRIMAVERA (2 DE ABRIL) .....	72
FIGURA 6-29 PRODUÇÃO E CONSUMO AJUSTADO COM FLEXIBILIDADE – VERÃO (5 DE JULHO).....	73

FIGURA 6-30 PRODUÇÃO E CONSUMO AJUSTADO COM FLEXIBILIDADE – OUTONO (4 DE OUTUBRO) .....	73
FIGURA 6-31 PRODUÇÃO E CONSUMO AJUSTADO COM FLEXIBILIDADE – INVERNO (2 DE JANEIRO) .....	74
FIGURA 6-32 PRODUÇÃO E CONSUMO AJUSTADO COM FLEXIBILIDADE – PRIMAVERA (2 DE ABRIL) .....	75
FIGURA 6-33 PRODUÇÃO E CONSUMO AJUSTADO COM FLEXIBILIDADE – VERÃO (5 DE JULHO).....	75
FIGURA 6-34 PRODUÇÃO E CONSUMO AJUSTADO COM FLEXIBILIDADE – OUTONO (4 DE OUTUBRO) .....	75
FIGURA 6-35 FONTES DE ENERGIA E RELAÇÃO COM A REDE – INVERNO (2 DE JANEIRO).....	76
FIGURA 6-36 FONTES DE ENERGIA E RELAÇÃO COM A REDE – PRIMAVERA (2 DE ABRIL).....	76
FIGURA 6-37 FONTES DE ENERGIA E RELAÇÃO COM A REDE – VERÃO (5 DE JULHO) .....	76
FIGURA 6-38 FONTES DE ENERGIA E RELAÇÃO COM A REDE – OUTONO (4 DE OUTUBRO) .....	77
FIGURA 6-39 PRODUÇÃO, CONSUMO E ARMAZENAMENTO COM FLEXIBILIDADE – INVERNO (2 DE JANEIRO) .....	78
FIGURA 6-40 PRODUÇÃO, CONSUMO E ARMAZENAMENTO COM FLEXIBILIDADE – PRIMAVERA (2 DE ABRIL) .....	78
FIGURA 6-41 PRODUÇÃO, CONSUMO E ARMAZENAMENTO COM FLEXIBILIDADE – VERÃO (5 DE JULHO) .....	79
FIGURA 6-42 PRODUÇÃO, CONSUMO E ARMAZENAMENTO COM FLEXIBILIDADE – OUTONO (4 DE OUTUBRO).....	79
FIGURA 6-43 FONTES DE ENERGIA E RELAÇÃO COM A REDE – INVERNO (2 DE JANEIRO).....	79
FIGURA 6-44 FONTES DE ENERGIA E RELAÇÃO COM A REDE – PRIMAVERA (2 DE ABRIL).....	80
FIGURA 6-45 FONTES DE ENERGIA E RELAÇÃO COM A REDE – VERÃO (5 DE JULHO) .....	80
FIGURA 6-46 FONTES DE ENERGIA E RELAÇÃO COM A REDE – OUTONO (4 DE OUTUBRO) .....	80

# Índice de tabelas

TABELA 3.1 – ANÁLISE COMPARATIVA DAS TURBINAS EÓLICAS DE PEQUENA.....	39
TABELA 6.1 – CARACTERÍSTICAS MÓDULOS PV .....	56
TABELA 6.2 – CARACTERÍSTICAS TURBINA .....	60
TABELA 6.3 – PARÂMETROS ECONÓMICOS E LCOE DAS TECNOLOGIAS CONSIDERADAS.....	83
TABELA 6.4 – INDICADORES ENERGÉTICOS (AC E AS) DOS CENÁRIOS SEM FLEXIBILIDADE .....	84
TABELA 6.5 – INDICADORES ENERGÉTICOS (AC E AS) DOS CENÁRIOS COM FLEXIBILIDADE DE CONSUMO .....	85
TABELA 6.6 – INDICADORES ENERGÉTICOS MÉDIOS ANUAIS POR CENÁRIO .....	86
TABELA 6.7 – INDICADORES ECONÓMICOS POR CENÁRIO SEM VENDA DE EXCEDENTES .....	88
TABELA 6.8 – INDICADORES ECONÓMICOS POR CENÁRIO COM VENDA DE EXCEDENTES .....	90
TABELA 6.9 – BALANÇO ENERGÉTICO ANUAL POR CENÁRIO .....	91
TABELA 6.10 – DIFERENÇA ENTRE CENÁRIOS COM E SEM FLEXIBILIDADE .....	93
TABELA 7.1 – RANKING DOS CENÁRIOS POR AUTOCONSUMO (AC) .....	95
TABELA 7.2 – RANKING DOS CENÁRIOS POR PERÍODO DE RETORNO DO INVESTIMENTO (PRI) SEM VENDA DE EXCEDENTES .....	95
TABELA 7.3 – RANKING DOS CENÁRIOS POR PERÍODO DE RETORNO DO INVESTIMENTO (PRI) COM VENDA DE EXCEDENTES .....	95



# 1 Introdução

## 1.1 Contexto da transição energética

A emergência climática e a necessidade de reduzir as emissões de gases com efeito de estufa têm colocado a transição energética no centro das políticas globais. O Acordo de Paris e os relatórios mais recentes do Painel Intergovernamental sobre Alterações Climáticas (IPCC) sublinham a urgência de reduzir drasticamente as emissões até 2030 e alcançar a neutralidade carbónica até meados do século XXI. Neste contexto, o setor energético, responsável por uma fração significativa das emissões, deve ser transformado através da eletrificação, da substituição de combustíveis fósseis por fontes renováveis e da adoção de medidas de eficiência energética e gestão ativa da procura.

Em Portugal e na União Europeia, metas ambiciosas têm sido estabelecidas, como a neutralidade carbónica até 2050 e o reforço da quota de energias renováveis no consumo final bruto. Estas metas impulsionam a procura por soluções descentralizadas, como a produção local de eletricidade em habitações, com destaque para o solar fotovoltaico, a eólica de pequena escala e os sistemas de armazenamento.

## 1.2 Relevância do estudo no cenário atual

O setor residencial representa uma parcela significativa do consumo de eletricidade em Portugal, contribuindo simultaneamente para a pressão sobre a rede elétrica em horas de pico. A introdução de sistemas de produção renovável distribuída permite não apenas reduzir a fatura energética dos consumidores, mas também aliviar a rede e contribuir para os objetivos de descarbonização. Além disso, a crescente eletrificação dos transportes, através dos veículos elétricos, e a necessidade de integrar cargas adicionais, como sistemas de rega, tornam a gestão eficiente da energia ainda mais relevante.

Este estudo apresenta-se, assim, como uma resposta à necessidade de avaliar a viabilidade técnica e económica de soluções híbridas em contexto residencial,

considerando simultaneamente o papel da flexibilidade de consumo como fator de otimização energética.

De forma transversal, este trabalho enquadra-se nos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) definidos pelas Nações Unidas, contribuindo para metas globais de transição energética. Em particular, a investigação promove o ODS 7 – Energia Acessível e Limpa, ao analisar soluções descentralizadas de produção renovável; o ODS 11 – Cidades e Comunidades Sustentáveis, ao explorar sistemas que reforçam a resiliência energética no setor residencial; o ODS 12 – Produção e Consumo Sustentáveis, através da integração de estratégias de flexibilidade de consumo e da utilização eficiente dos recursos; e o ODS 13 – Ação Climática, pela redução de emissões associadas e pelo contributo para a neutralidade carbónica. Assim, para além da relevância técnica e económica, o estudo evidencia a importância das soluções residenciais enquanto elemento fundamental de um sistema energético mais sustentável e alinhado com as metas internacionais.

### **1.3 Objetivos gerais e específicos**

O objetivo geral deste trabalho é avaliar o desempenho técnico e económico de sistemas híbridos de energia renovável em habitações residenciais, considerando diferentes combinações tecnológicas e a aplicação de estratégias de flexibilidade de consumo.

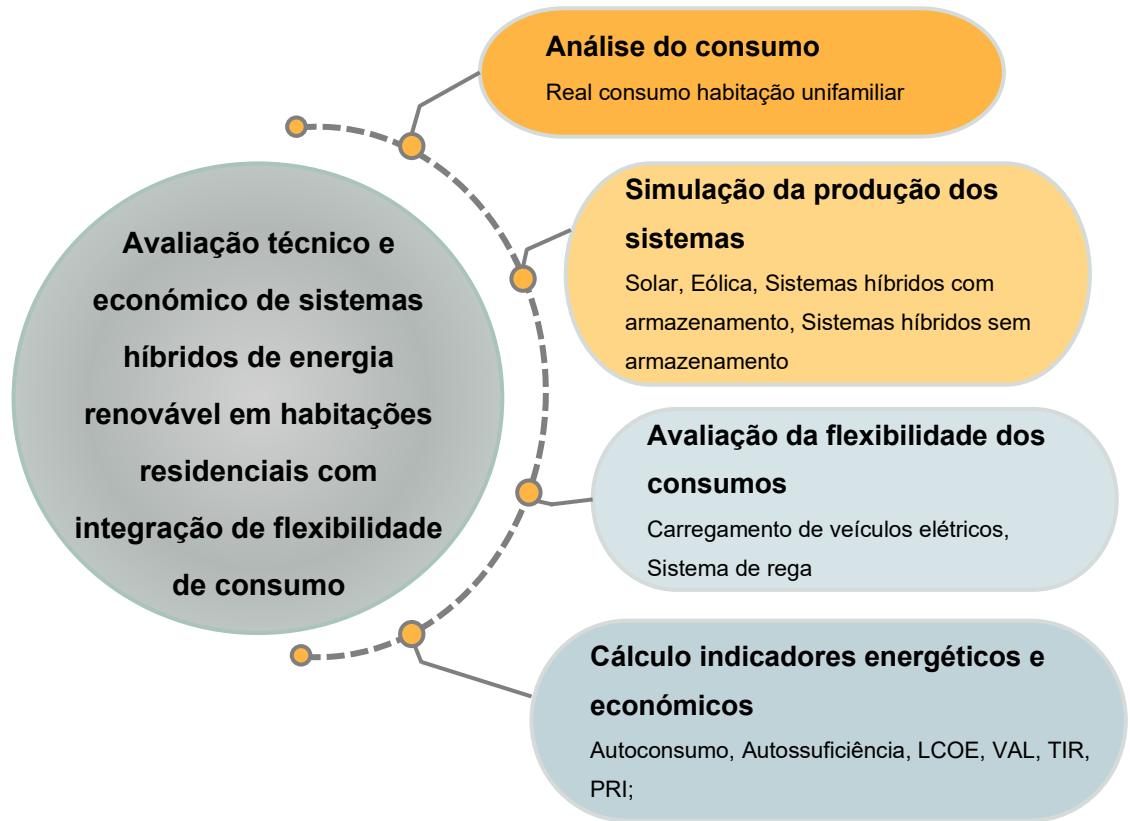
Objetivos específicos:

- ↪ Analisar o perfil real de consumo de uma habitação unifamiliar em Portugal;
- ↪ Simular a produção solar e eólica, bem como o desempenho de sistemas híbridos com e sem armazenamento em baterias;
- ↪ Avaliar o impacto da flexibilidade de consumo, com foco no carregamento de veículos elétricos e no sistema de rega;
- ↪ Calcular indicadores energéticos (autoconsumo, autossuficiência) e económicos (LCOE, VAL, TIR, PRI);
- ↪ Comparar os cenários simulados e identificar a configuração mais adequada no contexto residencial português.

### **1.4 Metodologia geral adotada**

A metodologia adotada baseou-se na combinação de dados reais de consumo elétrico da habitação em estudo com simulações de produção renovável utilizando dados extraídos da ferramenta PVGIS. Foram considerados diferentes cenários: apenas solar fotovoltaico, solar com eólica, solar com eólica e bateria, bem como versões equivalentes com aplicação de flexibilidade de consumo.

Os fluxos energéticos foram avaliados em base horária, representando dias típicos das quatro estações do ano, de modo a caracterizar os efeitos sazonais. Foram calculados indicadores energéticos e económicos que permitiram comparar os cenários. Por fim, foi realizada uma análise crítica dos resultados, com discussão das implicações para o setor residencial e recomendações para futuros trabalhos.



## 1.5 Estrutura da dissertação

A presente dissertação está organizada em oito capítulos. Após a introdução (Capítulo 1), o Capítulo 2 apresenta o enquadramento global da transição energética e o papel das comunidades de energia renovável. O Capítulo 3 descreve as principais tecnologias de geração e armazenamento, com foco na energia solar, eólica e baterias. O Capítulo 4 analisa a flexibilidade de consumo e o seu enquadramento no contexto residencial. No Capítulo 5 são apresentadas as ferramentas de modelação e os indicadores energéticos e económicos adotados. O Capítulo 6 corresponde ao estudo de caso aplicado à habitação em análise, detalhando os cenários, metodologia de simulação e resultados. O Capítulo 7 discute os resultados e apresenta as conclusões, incluindo implicações para o setor residencial e sugestões de trabalhos futuros. Por fim, o Capítulo 8 reúne as referências bibliográficas utilizadas.

## 2 Contexto Energético e Comunidades Renováveis

### 2.1 Transição Energética Global e Neutralidade Carbónica

A transição energética consolidou-se como prioridade de mitigação climática e competitividade económica. O Acordo de Paris fixou como objetivo “bem abaixo de 2 °C”, com esforços para 1,5 °C, implicando trajetórias de neutralidade de emissões ao longo do século [1]. O AR6 – Relatório de Síntese do IPCC- *Intergovernmental Panel on Climate Change* confirma que manter 1,5 °C exige reduções profundas até 2030 e emissões líquidas nulas por volta de meados do século XXI [2].

O setor energético é responsável por uma parte significativa das emissões globais, sendo prioritário promover a substituição de combustíveis fósseis por fontes renováveis, aliada a políticas de eficiência energética e gestão ativa da procura [3]. A eletrificação de setores como transportes e aquecimento, quando associada à produção renovável local, é uma das estratégias mais eficazes para atingir esses objetivos [4].

### 2.2 Políticas Energéticas da União Europeia e de Portugal

Na União Europeia, a Lei Europeia do Clima (Regulamento (UE) 2021/1119) torna vinculativa a neutralidade climática em 2050 e consagra a meta de menos 55% de emissões em 2030 [5]. A revisão da Diretiva das Renováveis (RED III), de 2023, eleva a meta de renováveis na energia final bruta para 42,5% até 2030, com indicativa de 45% [6].

Em Portugal, o Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC2050) estabelece a redução entre os 85 até os 90% das emissões brutas até 2050, compensando o remanescente por sumidouros [7]. O PNEC 2030, atualizado em 2024, afina metas de renováveis, eficiência e eletrificação para 2030, alinhando-as com a Lei do Clima da EU [8].

Além disso, o enquadramento jurídico nacional para o autoconsumo e para as Comunidades de Energia Renovável teve início com o Decreto-Lei n.º 162/2019 transpõe para a legislação nacional a Diretiva (UE) 2018/2001, criando a figura das Comunidades de Energia Renovável (CER) e dos Autoconsumidores Coletivos, permitindo a partilha local de energia e incentivando a descentralização da produção. Apesar de ter sido posteriormente revogado, este diploma estabeleceu as bases para o modelo descentralizado de produção e partilha de energia.

O regime atualmente em vigor encontra-se consolidado no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que reorganiza e atualiza o quadro legislativo do setor elétrico, mantendo e expandindo os princípios introduzidos em 2019. Mais

recentemente, o Decreto-Lei n.º 99/2024 introduziu novos ajustamentos ao regime das energias renováveis, reforçando a simplificação administrativa e a integração de produção distribuída [9] [10].

## **2.3 Comunidades de Energia Renovável (CER)**

### **2.3.1 Definição e enquadramento legal (Decreto-Lei 162/2019 → DL 15/2022)**

As CER são entidades jurídicas formadas por consumidores, produtores ou ambos, com o objetivo principal de gerar benefícios ambientais, sociais e económicos para os seus membros e a comunidade local [9] [11].

Em Portugal, o primeiro enquadramento legal para o autoconsumo coletivo e para as CER foi introduzido pelo Decreto-Lei n.º 162/2019, que transpôs para o ordenamento jurídico nacional a Diretiva (UE) 2018/2001. Este diploma permitiu que consumidores se organizassem para partilhar energia gerada localmente, promovendo a produção distribuída e facilitando modelos coletivos de autoconsumo. O DL 162/2019 estabeleceu princípios como a proximidade geográfica, a partilha de energia renovável, a gestão coletiva e a promoção da produção descentralizada, constituindo a base legal que desencadeou o desenvolvimento das CER em Portugal [9] [12] [13].

Posteriormente, este regime foi revogado e consolidado pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que atualmente define o enquadramento legal aplicável ao setor elétrico, mantendo e aprofundando os princípios introduzidos em 2019. A atualização mais recente, o Decreto-Lei n.º 99/2024, introduziu ajustes adicionais orientados para a simplificação administrativa e para a expansão das renováveis distribuídas, reforçando o papel das CER no sistema elétrico nacional.

As Comunidades de Energia Renovável desempenham, assim, um papel central na transição energética, incentivando a participação ativa dos cidadãos na produção e consumo de energia renovável. Em contraste com o modelo centralizado tradicional – baseado em grandes centrais de produção e redes de transporte extensas – as CER promovem um modelo descentralizado, onde pequenas unidades de geração local satisfazem as necessidades energéticas da comunidade. Esta abordagem contribui para a redução da dependência de combustíveis fósseis, para o aumento da eficiência energética e para uma maior resiliência da rede, especialmente em contextos urbanos [14].

Neste contexto, análises como a desenvolvida neste estudo podem apoiar a evolução futura destas iniciativas, ao evidenciar o potencial das soluções descentralizadas e da otimização do consumo em cenários que podem ser escalados ou adaptados a comunidades de energia.

### 2.3.2 Papel dos prosumidores

As CERs estão a transformar a forma como a energia é gerada e consumida, permitindo que os consumidores também atuem como produtores, conhecidos como "prosumidores". Esta abordagem é particularmente relevante para regiões que procuram reduzir a pegada de carbono e aumentar a independência energética [12], [11] [15].

Os prosumidores (produtores-consumidores) são centrais na descentralização. A RED II (art. 21) garante a qualquer consumidor o direito de produzir, consumir, armazenar e vender eletricidade renovável, individual ou coletivamente [16]. A Diretiva (UE) 2019/944 (art. 16) reconhece as comunidades de cidadãos para a energia e impõe um quadro habilitador [17]. Em Portugal, esses direitos são operacionalizados pelos diplomas nacionais já referidos [9] [10].

### 2.3.3 Modelos de partilha e gestão coletiva de energia

As CER distribuem a energia através de coeficientes de partilha definidos pelos participantes e parametrizados no sistema de faturação. O regulamento da ERSE prevê regras fixas (percentagens pré-definidas), proporcionais (por perfis de consumo/produção) e dinâmicas (ajustadas quase em tempo real a sinais horários), bem como os procedimentos de medição, leitura, correção e liquidação [18].

Além disso, as CERs utilizam mecanismos de partilha de energia, permitindo que os membros distribuam o excedente de eletricidade gerado a partir do vento ou da energia solar. Isso melhora a eficiência da rede elétrica, além de proporcionar benefícios económicos e ambientais para a comunidade [15].

Os incentivos governamentais são um fator-chave para o sucesso de iniciativas comunitárias partilha de energia. Políticas como benefícios fiscais e tarifas de incentivo oferecem apoio financeiro e regulatório para projetos liderados pela comunidade, promovendo a adoção da geração distribuída de energia renovável e incentivando uma maior independência energética [15].

## 2.4 Tecnologias de geração distribuída em áreas urbanas

A geração distribuída pode incluir tecnologias como:

- ↪ Solar fotovoltaica
- ↪ Eólica de pequena escala
- ↪ Armazenamento em baterias
- ↪ Sistemas híbridos

### 2.4.1 Benefícios e desafios

No que diz respeito a produção solar fotovoltaica existe uma grande adaptabilidade para telhados e fachadas tornando a tecnologia com maior aceitação.

A produção eólica em pequena escala é um complemento a energia solar de forma a tornar um sistema mais robusto. A intermitência e a baixa velocidade do vento também constituem desafios críticos. Em áreas urbanas, as velocidades do vento podem ser inconsistentes e frequentemente insuficientes para gerar eletricidade de forma confiável, tornando sistemas híbridos ou soluções de armazenamento de energia indispensáveis para garantir um fornecimento contínuo de eletricidade [14].

A utilização do armazenamento em baterias é uma forma essencial para maximizar o autoconsumo e permitir a flexibilidade da procura [19].

### 2.4.2 Potencial no contexto português

Portugal apresenta vantagens naturais para a integração de CER, como elevada irradiação solar e regimes de vento favoráveis em várias regiões costeiras. No entanto, em áreas urbanas, a implementação enfrenta desafios como:

- ↪ Espaço limitado para instalação;
- ↪ Sombreamento por edifícios;
- ↪ Regulamentos urbanísticos restritivos;
- ↪ Perfis de consumo muitas vezes desalinhados com a produção renovável.

A aplicação de estratégias de flexibilidade de consumo é, portanto, crucial para aumentar a viabilidade técnica e económica destas soluções, alinhando a procura com a disponibilidade de energia local [20].

## 3 Tecnologias de Geração e Armazenamento

### 3.1 Energia Solar Fotovoltaica

A energia Solar fotovoltaica é a tecnologia que diretamente converte a radiação solar em energia elétrica através das células fotovoltaicas, normalmente confeccionadas em silício cristalino. A energia solar fotovoltaica (PV) é atualmente a tecnologia de geração renovável mais difundida em aplicações residenciais, devido à sua elevada modularidade, custos decrescentes, abundância da radiação solar, baixo impacto ambiental facilidade de integração em coberturas.

No contexto atual, as centrais fotovoltaicas já conseguem competir em igualdade com fontes convencionais em termos de custo de produção de energia elétrica.

#### 3.1.1 Princípios de funcionamento

O princípio de funcionamento das células solares fotovoltaicas é baseado no chamado efeito fotovoltaico. Quando a radiação solar incide sobre o semicondutor, os fótons com energia superior ao *band gap* excitam elétrons da banda de valência, promovendo a sua passagem para a banda de condução e criando pares elétron-lacuna.

A junção semicondutora p-n cria um campo elétrico interno que realiza a separação das cargas, levando assim ao surgimento de uma corrente elétrica contínua. É possível converter esta corrente contínua para corrente alternada através de inversores, o que torna possível a utilização em redes elétricas ou em autoconsumo.

As células podem ser fabricadas em diferentes tecnologias. As monocristalinas apresentam eficiências laboratoriais próximas de 24%, enquanto as policristalinas atingem valores até cerca de 16%, sendo mais baratas e fáceis de produzir. Já as células de silício amorfo, com eficiências de 8–11%, oferecem menor desempenho, mas destacam-se pelo baixo custo e versatilidade de aplicação em superfícies leves e flexíveis [21].

#### 3.1.2 Curvas de produção e variação sazonal

A produção de eletricidade em sistemas fotovoltaicos segue tipicamente uma curva diária em “sino”, caracterizada por uma subida gradual desde ao nascer até ao pôr do sol, atingindo valores máximos ao meio-dia solar. O perfil de geração está relacionado diretamente com a radiação disponível e da temperatura ambiente. Na Figura 3-1, apresenta-se a curva típica de produção fotovoltaica durante o verão. Estas curvas foram obtidas a partir da simulação de um sistema constituído por 15 painéis fotovoltaicos de 550 Wp cada, utilizando os dados meteorológicos do local que será posteriormente analisado no caso de estudo.

### PRODUÇÃO FOTOVOLTAICA VERÃO

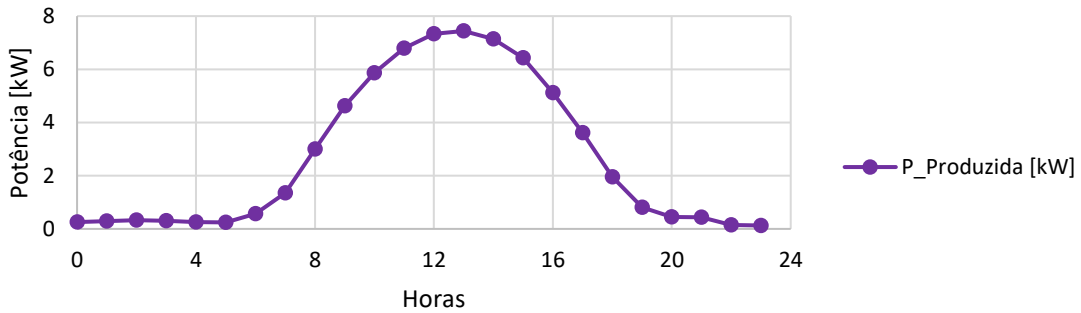


Figura 3-1 Curva de produção fotovoltaica verão

A produção apresenta grandes variações sazonais ao longo do ano. No verão, devido ao maior número de horas de insolação e à maior altura solar, a energia gerada é significativamente superior. No inverno, pelo contrário, a menor altura solar e o reduzido período diário de exposição fazem com que a produção possa ser até 40% inferior. Além disso, a maior irregularidade da radiação solar nesta estação, resultante da maior ocorrência de nebulosidade e de variações rápidas na cobertura do céu, conduz à formação de picos momentâneos e a curvas de produção mais distorcidas, refletindo oscilações abruptas. Na Figura 3-2, observa-se a curva de produção fotovoltaica correspondente ao inverno, igualmente obtida para o mesmo sistema de 15 módulos de 550 Wp e com os dados locais.

### PRODUÇÃO FOTOVOLTAICA INVERNO

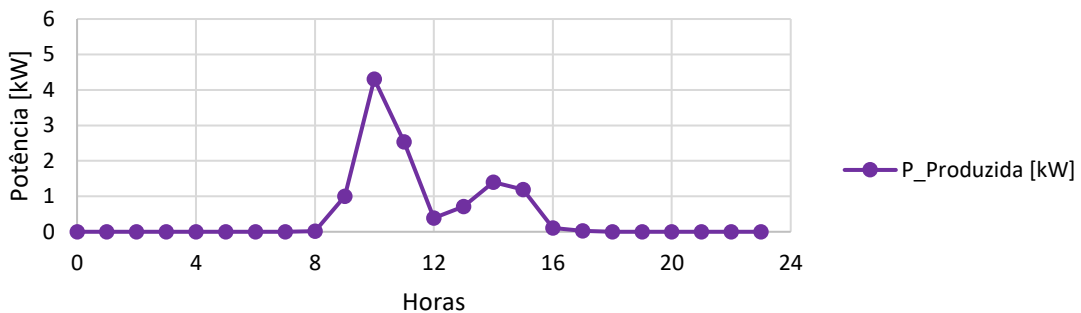


Figura 3-2 Curva de produção fotovoltaica inverno

#### 3.1.3 Custos, vida útil e manutenção

O custo da energia solar fotovoltaica tem diminuído drasticamente nas últimas décadas, tornando-se uma das fontes mais competitivas do setor elétrico. Um dos fatores que influencia isto, está diretamente relacionado com incentivos políticos para o avanço do processo de descarbonização. Em Portugal, os leilões de capacidade de

2020 chegaram a registar preços mínimos históricos a nível mundial, com tarifas de apenas 11,14 €/MWh, um marco que consolidou a posição da tecnologia como uma das mais baratas do mundo [22].

A vida útil típica dos módulos fotovoltaicos situa-se entre 25 e 30 anos, sendo comum uma taxa de degradação anual média entre 0,5% e 0,8% da potência inicial. A manutenção destes sistemas é relativamente simples e de baixo custo, consistindo principalmente em inspeções periódicas, limpeza de módulos e monitorização do desempenho dos inversores. O custo anual de operação e manutenção (O&M) é estimado entre 10 e 20 €/kW/ano, dependendo da escala da instalação e das condições ambientais [21].

### 3.2 Energia Eólica de Pequena Escala

A energia eólica baseia-se na conversão da energia cinética do vento em energia elétrica através de turbinas. No contexto da pequena escala (tipicamente entre 0,5 e 20 kW), estas turbinas são concebidas para autoconsumo em residências, edifícios e comunidades, permitindo descentralizar a produção de eletricidade e complementar outras fontes renováveis, como a energia solar fotovoltaico e sistemas híbridos. A figura 3-3 apresenta um exemplo de turbina de pequena escala.

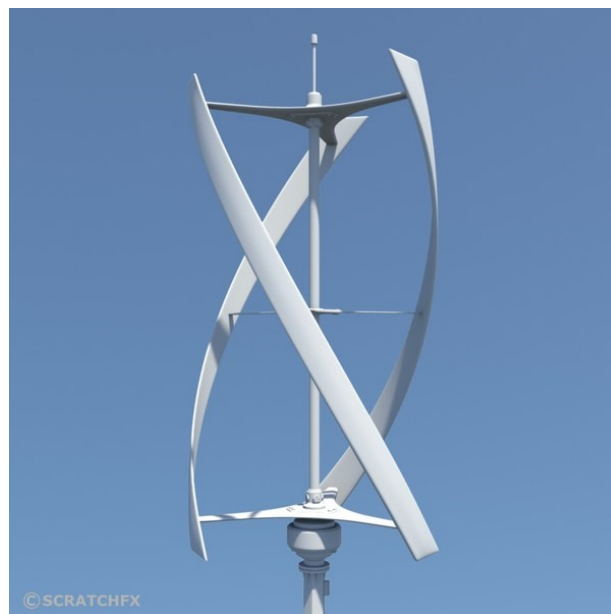


Figura 3-3 Turbina de pequena escala

A relevância deste tipo de geração em meio urbano relaciona-se com a possibilidade de aproximar a produção ao consumo, reduzindo perdas em transporte e promovendo a sustentabilidade energética local.

O desafio em relação a esta tecnologia se dá com as particularidades do vento urbano como por exemplo baixa velocidade média, turbulência e irregularidade dos ventos, altos edifícios que impossibilitam a passagem do vento.

### 3.2.1 Princípios de funcionamento (VAWT e HAWT)

As turbinas eólicas podem ser classificadas em função da orientação do eixo de rotação.

#### **Turbinas de Eixo Horizontal (HAWT – *Horizontal Axis Wind Turbines*)**

São as mais comuns, comumente utilizadas em parques eólicos de grande escala. O eixo do rotor está paralelo ao solo e orientado na direção do vento. As pás funcionam com base no princípio aerodinâmico da sustentação, de modo semelhante a uma asa de avião.

Estas turbinas apresentam maior eficiência energética, mas necessitam de sistemas de orientação e de torres mais elevadas, o que pode aumentar os custos e dificultar a integração em áreas urbanas.

#### **Turbinas de Eixo Vertical (VAWT – *Vertical Axis Wind Turbines*)**

Têm o eixo de rotação perpendicular ao solo, permitindo captar ventos de qualquer direção sem necessidade de sistemas de orientação. Dentro desta categoria distinguem-se:

- ↪ Darrieus (pás curvas, retas ou helicoidais): utilizam a força de sustentação para gerar movimento, podendo ser eficientes e silenciosas, especialmente na versão helicoidal.
- ↪ Savonius: baseadas na força de arrasto, apresentam menores eficiências (coeficiente de potência típico de 0,1–0,25), mas têm a vantagem de iniciar a rotação a velocidades de vento mais baixas e serem mais simples e baratas.

### 3.2.2 Potencial e limitações em ambiente urbano

A implementação de turbinas eólicas em ambientes urbanos enfrenta diversos desafios que impactam diretamente a sua eficiência e viabilidade. Um dos principais obstáculos é a turbulência e a interferência do vento, causadas por edifícios altos e outras infraestruturas urbanas [23]. Esses elementos geram instabilidade no fluxo do vento, reduzindo a eficiência das turbinas e exigindo tecnologias especializadas para otimizar a captação de energia.

Outro fator significativo são as preocupações com o ruído e o impacto visual. Embora as turbinas modernas sejam projetadas para minimizar as emissões sonoras, a aceitação pública continua a ser um desafio, especialmente em áreas residenciais, onde a percepção acústica e visual pode influenciar a decisão de implementação.

Além disso, restrições regulatórias e burocráticas representam uma barreira considerável. Muitas cidades impõem regulamentos rigorosos sobre a instalação de turbinas eólicas em áreas urbanas, estabelecendo limitações quanto ao tamanho, altura e distância dos edifícios. Essas restrições dificultam a viabilização de projetos de geração distribuída de energia eólica [23].

A intermitência e a baixa velocidade do vento também constituem desafios críticos. Em áreas urbanas, as velocidades do vento podem ser inconsistentes e frequentemente insuficientes para gerar eletricidade de forma confiável, tornando sistemas híbridos ou soluções de armazenamento de energia indispensáveis para garantir um fornecimento contínuo de eletricidade.

Por fim, a conectividade e a integração com a rede elétrica devem ser cuidadosamente analisadas. Em alguns casos, a ligação de sistemas de microgeração eólica à rede elétrica urbana pode enfrentar desafios técnicos e regulatórios, exigindo o desenvolvimento de redes inteligentes e estratégias avançadas de armazenamento de energia para otimizar o uso da eletricidade gerada e garantir maior estabilidade no fornecimento.

### **3.2.3 Estudo inicial de viabilidade**

A viabilidade da energia eólica em ambientes urbanos depende de uma análise abrangente que considera fatores técnicos, económicos e regulatórios. A implementação de turbinas em áreas densamente povoadas requer não apenas uma avaliação das condições locais do vento, mas também uma análise económica para determinar a viabilidade do investimento. Indicadores fundamentais, como o Levelized cost of Energy (LCOE), período de retorno do investimento e eficiência operacional das turbinas, são utilizados nestas avaliações.

#### **3.2.3.1 Análise de Viabilidade Técnica**

A viabilidade técnica da energia eólica urbana está diretamente relacionada às velocidades médias do vento e à adequação das turbinas ao ambiente local. Fatores como turbulência, altura dos edifícios, obstáculos naturais e densidade urbana influenciam significativamente o desempenho das turbinas.

Neste estudo, foram selecionadas turbinas de eixo vertical (VAWTs) devido ao seu desempenho robusto em condições de vento turbulento e multidirecional, características comuns em ambientes urbanos. Além disso, o baixo impacto visual e sonoro dessas turbinas torna-as especialmente adequadas para aplicações residenciais e comerciais.

### 3.2.3.2 Perfil do Vento no Local de Estudo

Foi realizado um estudo utilizando dados reais da velocidade do vento recolhidos ao longo de um ano para avaliar a viabilidade da implementação de turbinas eólicas de pequena escala em ambiente urbano. A análise do perfil do vento revelou que a maior incidência dos ventos ocorre entre 0,5 e 1,5 m/s, representando uma parcela significativa das medições. Esse padrão indica que o local apresenta ventos predominantemente fracos, o que pode limitar a eficiência das turbinas convencionais.

Dado esse cenário, tornou-se essencial considerar turbinas com uma baixa velocidade de cut-in (limiar mínimo para início da operação), garantindo um melhor aproveitamento da energia disponível. Além disso, o uso de turbinas de eixo vertical (VAWTs) mostrou-se uma alternativa promissora, dada a sua capacidade de operar em condições turbulentas e de baixa velocidade do vento, comuns em áreas urbanas.

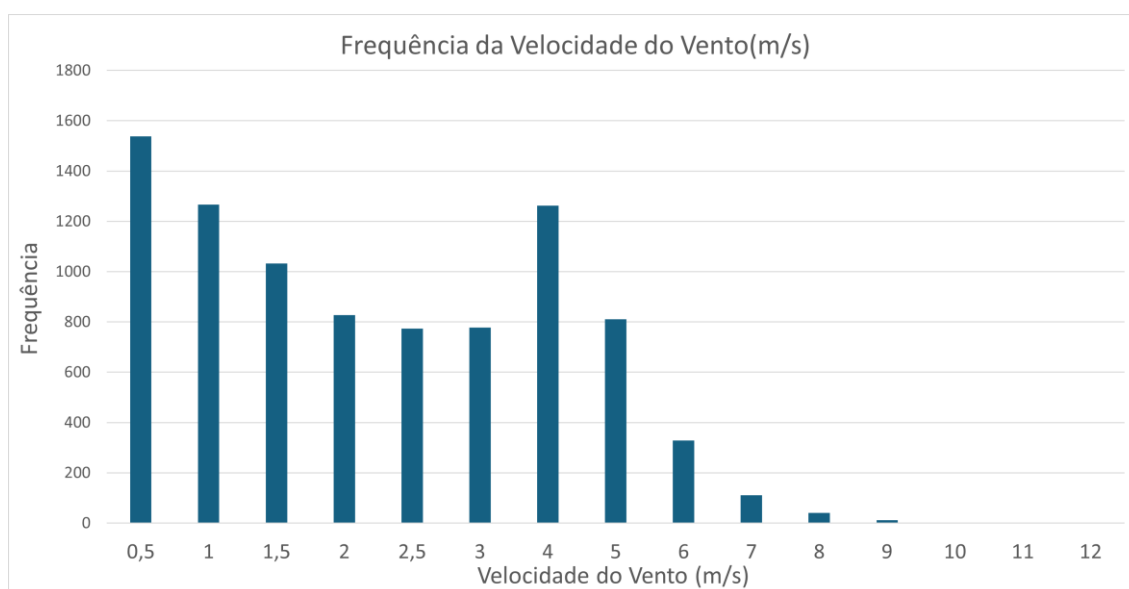


Figura 3-4 Distribuição da Frequência da Velocidade do Vento na Área de Estudo

O histograma da distribuição da velocidade do vento (Figura 3-4) mostra que a frequência dos ventos diminui gradativamente à medida que a velocidade aumenta, com poucas ocorrências acima de 6 m/s. Assim, turbinas de grande porte, que exigem velocidades mais elevadas para um funcionamento eficiente, podem não ser adequadas para este local. Em contrapartida, turbinas com baixa velocidade de cut-in (inferior a 2 m/s) poderiam representar uma alternativa viável.

A análise temporal do vento revelou variações diárias e sazonais, incluindo períodos de ventos ligeiramente mais fortes, reforçando a importância de sistemas híbridos que integram energia eólica e solar para uma geração de eletricidade mais estável.

Além disso, a presença de edifícios e outras infraestruturas urbanas gera turbulência e instabilidade no fluxo de ar, reduzindo a eficiência das turbinas. Portanto,

qualquer implementação de energia eólica neste local deve considerar fatores como altura das turbinas, posicionamento estratégico e tecnologias adaptadas a fluxos turbulentos.

### 3.2.3.3 Análise da Velocidade Média do Vento por Horário e Eficiência Energética

A análise das variações horárias da velocidade do vento ao longo do ano revelou padrões distintos que afetam diretamente a eficiência da geração eólica no local estudado.

O gráfico da média horária da velocidade do vento mostrou que os ventos tendem a ser mais fortes nas primeiras horas da manhã e no final da tarde, enquanto durante a madrugada e o meio do dia a velocidade média do vento se mantém relativamente baixa.

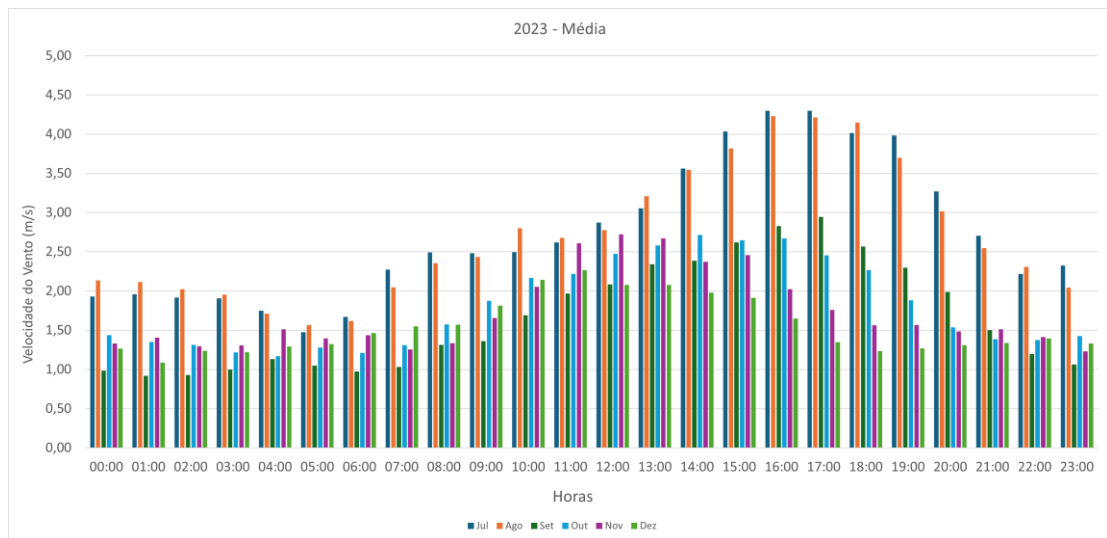


Figura 3-5 Velocidade Média do Vento por Horário ao Longo de 2023

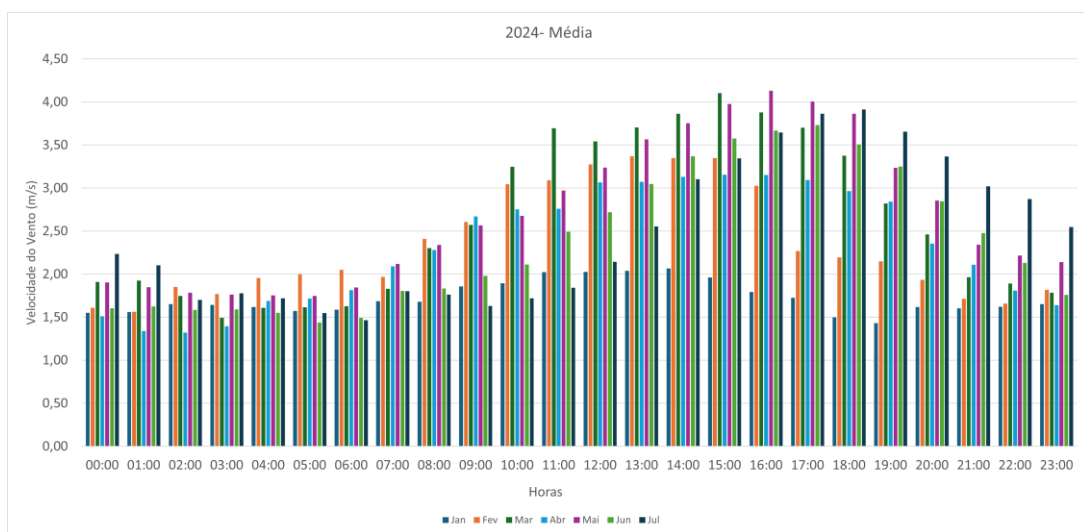


Figura 3-6 Velocidade Média do Vento por Horário ao Longo de 2024

Na figura 3-5 os dados indicam que, nos meses de maior incidência de vento, as velocidades atingem picos próximos a 4,5 m/s no período da tarde e início da noite, enquanto nos meses menos favoráveis, os ventos dificilmente ultrapassam 3 m/s. Esses valores reforçam a necessidade de turbinas otimizadas para baixas velocidades de vento, visto que mesmo os períodos mais favoráveis não atingem níveis ideais para turbinas convencionais de grande porte. Além disso, a variação sazonal sugere que a produção de energia eólica pode ser significativamente menor em certos períodos do ano, reforçando a necessidade de sistemas híbridos (eólico-solar) ou de armazenamento de energia para maximizar a eficiência energética do local.

A distribuição da velocidade do vento ao longo do dia também evidencia que a eficiência da geração pode ser otimizada se houver um gerenciamento dinâmico do consumo de eletricidade. Estratégias como armazenamento em baterias ou direcionamento da energia para usos específicos durante os picos de produção podem aumentar a viabilidade do projeto.

Com base nos dados de 2024 (Figura 3-6), observa-se um comportamento semelhante ao do ano anterior, mas com algumas variações nas tendências sazonais. Em determinados meses, os ventos foram ligeiramente mais intensos, atingindo picos um pouco maiores em certos períodos do dia. No entanto, a característica predominante de ventos fracos permanece, reforçando a necessidade de um planejamento energético adaptável e eficiente.

#### 3.2.3.4 Estudo das Turbinas Eólicas

O estudo das turbinas eólicas foi conduzido com base na determinação da curva de potência, essencial para estimar a geração de energia eólica de acordo com o perfil do vento local. Para isso, foi utilizada a equação da potência do vento:

$$P = \frac{1}{2} \times \rho \times (D \times H) \times u^3 \times C_p \quad (3.1)$$

onde:

**P** é a potência gerada (W),

**ρ** é a densidade do ar (aproximadamente 1,225 kg/m<sup>3</sup>),

**D×H** representa a área varrida pelo rotor da turbina de eixo vertical (VAWT) (m<sup>2</sup>),

**u** é a velocidade do vento (m/s),

**C<sub>p</sub>** é o coeficiente de potência, assumido como 0,4.

A equação foi aplicada para diferentes velocidades do vento, calculando a potência gerada até atingir a potência nominal da turbina. Com base nesses cálculos, foi possível traçar a curva de potência da turbina, uma ferramenta fundamental para avaliar a eficiência e o desempenho da turbina no ambiente estudado.

### 3.2.3.5 Adaptação da Curva de Potência para Ambientes Urbanos

Para ajustar a curva de potência da turbina às condições reais do ambiente urbano, foi aplicada a seguinte equação logarítmica:

$$u_z = u_{ZR} \times \frac{\ln\left(\frac{z}{Z_0}\right)}{\ln\left(\frac{ZR}{Z_0}\right)} \quad (3.2)$$

onde:

$u_{ZR}$  representa a velocidade do vento medida à altura de referência;

$Z_0$  é o comprimento característico da rugosidade do solo.

Ajustando para o caso de estudo temos:

$$u_{30} = u_{20} \times \frac{\ln\left(\frac{30}{2}\right)}{\ln\left(\frac{20}{2}\right)} \quad (3.3)$$

onde:

$u_{30}$  representa a velocidade do vento ajustada para 30 metros de altura;

$u_{20}$  é a velocidade do vento medida a 20 metros de altura;

$2$  é o coeficiente empírico do ambiente urbano, que representa a rugosidade e interferências causadas por edifícios, vegetação e outras infraestruturas.

Essa correção baseia-se no perfil logarítmico do vento, que descreve a variação da velocidade do vento em função da altura, devido ao atrito com a superfície terrestre. Em regiões urbanas, onde a rugosidade é elevada, esse coeficiente reduz a velocidade média disponível para geração de energia eólica.

A aplicação dessa equação foi essencial para corrigir a velocidade do vento em diferentes alturas, permitindo estimativas mais realistas da energia gerada. Esse ajuste foi fundamental para garantir que a análise de viabilidade refletisse as condições reais do local, dado que a velocidade do vento pode variar consideravelmente com a altura de medição.

Após a aplicação dessa correção, os valores ajustados foram utilizados para recalcular a curva de potência da turbina, permitindo a integração com a distribuição de Weibull e a estimação da energia total gerada ao longo do tempo.

### 3.2.3.6 Cálculo da Energia Anual Gerada

Para estimar a produção anual de energia da turbina, foi utilizada a seguinte equação:

$$E_a = \sum_{i=1}^n P(u_{30i}) \times \Delta t \quad (3.4)$$

onde:

$E_a$  é a energia total gerada pela turbina ao longo do ano (kWh);

$P(u_{30i})$  é a potência gerada para cada valor da velocidade do vento ajustada para 30 metros de altura;

$\Delta t$  é o intervalo de tempo correspondente a cada medição (normalmente 1 hora);

$n$  é o número total de registos horários ao longo do ano.

O cálculo foi realizado somando a potência gerada para cada instante de tempo em que os dados do vento foram registados. Como a potência da turbina depende da velocidade do vento,  $P(u_{30})$  foi determinada utilizando a equação da curva de potência ajustada.

### 3.2.3.7 Levelized Cost of Energy (LCOE)

O Levelized Cost of Energy (LCOE) permite o calculo do custo médio de energia produzida em função do tempo[24]. Com este indicador é possível comparar investimento em diferentes unidades produtoras, assim sendo, permitir escolher o melhor resultado em relação custo-benefício em cada cenário estudado[24].

Para avaliar a viabilidade económica da turbina, foi calculado o Levelized cost of Energy (LCOE), que representa o custo médio da eletricidade gerada ao longo da vida útil da turbina, considerando os investimentos iniciais, os custos de operação e manutenção e a energia total produzida.

A fórmula utilizada foi:

$$LCOE = \frac{I_a + C_{O\&M}}{E_a} \quad (3.5)$$

onde:

$LCOE$  é o Levelized cost of Energy (€/MWh);

$C_{O\&M}$  são os custos anuais de operação e manutenção, assumidos como 2% do investimento inicial;

$E_a$  é a geração total de energia anual (MWh).

$I_a$  é a distribuição anual do valor do investimento;

onde:

$$I_a = \frac{I}{k_a} \quad (3.6)$$

$I$  é o investimento total

$k_a$  é o fator de anuidade, calculado como:

onde:

$$k_a = \left(\frac{1}{r}\right) - \frac{1}{r \times (1+r)^N} \quad (3.7)$$

$r$  é a taxa de desconto (assumida como 5%),

$N$  é a vida útil da turbina (assumida como 25 anos).

Para verificar a rentabilidade da instalação, é necessário aferir se o valor do LCOE é abaixo do custo de compra da energia, caso contrário o investimento não é rentável.

### 3.2.3.8 Seleção de Turbinas Eólicas para o Estudo

A escolha das turbinas eólicas foi baseada no perfil do vento do local de estudo, que apresenta velocidades predominantemente baixas a moderadas. A análise da distribuição da velocidade do vento mostrou que as ocorrências mais frequentes se situam entre 0,5 e 1,5 m/s, com velocidade média em torno de 2,18 m/s.

Diante desse cenário, a seleção de turbinas eólicas verticais de pequeno porte (VAWTs) foi considerada a opção mais adequada para maximizar a captação de energia.

### 3.2.3.9 Justificativa para o uso de Turbinas de Eixo Vertical (VAWTs)

As turbinas eólicas verticais (VAWTs) oferecem vantagens significativas para ambientes urbanos e outras áreas com ventos turbulentos e de baixa intensidade, como o local do estudo. Entre os principais fatores que motivaram essa escolha, destacam-se:

- ↪ Baixa velocidade de cut-in (2 m/s): Todas as turbinas selecionadas conseguem operar a partir de 2 m/s, tornando-se adequadas para locais com baixa intensidade de vento.
- ↪ Melhor desempenho em turbulência: Diferentemente dos modelos de eixo horizontal, as VAWTs conseguem captar vento de múltiplas direções, melhorando a eficiência em áreas urbanizadas com obstáculos como edifícios e vegetação.

- ↪ Menor impacto visual e acústico: Funcionam de forma silenciosa e integram-se à paisagem urbana sem causar perturbações.
- ↪ Facilidade de manutenção: Seu design compacto e de fácil acesso reduz os custos de manutenção, melhorando a viabilidade económica a longo prazo.

### 3.2.3.10 Critério de Seleção das Turbinas

Para garantir uma análise representativa, foram selecionadas quatro turbinas verticais com potência nominal de 2000W. A escolha desse limite de potência baseou-se em sua viabilidade económica e estrutural para aplicações urbanas e sistemas descentralizados.

A análise comparativa incluiu os seguintes parâmetros:

- ↪ Eficiência energética – Avaliação da geração anual de energia e do número equivalente de horas anuais de operação.
- ↪ Viabilidade económica – Comparação do LCOE e do investimento inicial necessário.
- ↪ Desempenho aerodinâmico – Avaliação do diâmetro do rotor, peso da turbina e resistência às condições de vento urbano.

A seguir, apresentamos uma análise comparativa detalhada de cada turbina, destacando as suas vantagens, limitações e aplicabilidade ao local de estudo.

### 3.2.3.11 Análise das Turbinas

As turbinas analisadas apresentam características distintas em relação ao diâmetro do rotor, peso, potência nominal e custos associados. Abaixo, apresentamos um resumo das principais especificações:

Tabela 3.1 – Análise Comparativa das Turbinas Eólicas de Pequena

PARÂMETROS	X9 2000W	FX 2000W	FH 2000W	Q5 2000W
Potência Nominal (W)	2000	2000	2000	2000
Cut-in (m/s)	2,0	2,0	2,0	2,0
Diâmetro do Rotor (m)	1,1	1,6	1,8	3,38
Peso (kg)	85	70	120	370
Energia Anual produzida (MWh)	1,09	1,55	2,22	3,82
Horas Anuais Equivalentes (h)	544	776	1112	1911
Investimento (€)	1653,46	1599,66	2426,44	2273,66

<b>O&amp;M (€)</b>	33,07	31,99	48,53	45,47
<b>LCOE (€/MWh)</b>	138,34	93,79	99,24	54,10

A Q5 2000W destacou-se como a opção mais eficiente e economicamente viável entre os modelos analisados, gerando 3,82 MWh anualmente com o LCOE mais baixo (54,10 €/MWh) e o maior número de horas operacionais (1911 h).

A FX 2000W apresentou o menor custo inicial (799,83 €/kW), tornando-se a opção mais acessível financeiramente, enquanto a FH 2000W apresentou um equilíbrio entre investimento e produção de energia, gerando 2,22 MWh anualmente, com um LCOE de 99,24 €/MWh.

Todas as turbinas possuem um cut-in de 2 m/s, tornando-se viáveis para ambientes urbanos caracterizados por ventos fracos a moderados. A Q5 2000W, devido ao seu maior diâmetro de rotor, apresentou melhor desempenho em condições de vento mais fraco, enquanto a FH 2000W e a FX 2000W mostraram-se mais eficazes em locais onde o vento é mais constante.

De forma geral, a Q5 2000W emergiu como a melhor escolha para aplicações urbanas, oferecendo maior geração de energia, maior número de horas de operação e o menor custo por megawatt-hora gerado.

### **3.2.3.12 Principais Conclusões**

Este estudo evidencia os desafios da implementação de turbinas eólicas de pequena escala em ambientes urbanos, principalmente devido às baixas velocidades do vento e à turbulência gerada pelas infraestruturas ao redor.

Dentre os modelos de VAWTs avaliados, a Q5 2000W demonstrou a maior geração de energia (3,82 MWh/ano) e o menor LCOE (54,10 €/MWh), atingindo 1911 horas operacionais. No entanto, mesmo esse modelo não acumulou horas operacionais suficientes para justificar o seu investimento no local estudado.

Diante dessas constatações, a implementação direta de turbinas eólicas não é recomendada para este contexto urbano. Em vez disso, estratégias alternativas devem ser consideradas, tais como:

- ↪ Integração de sistemas de armazenamento de energia (baterias) para captar o excesso de energia solar e mitigar a intermitência da geração eólica.
- ↪ Implementação de estratégias de flexibilidade da procura, permitindo um alinhamento da demanda de energia com a produção renovável para maximizar a eficiência do sistema.

Pesquisas futuras devem focar na integração de soluções híbridas renováveis, combinando energia eólica, solar e armazenamento, a fim de aumentar a sustentabilidade e a viabilidade da energia renovável em ambientes urbanos.

### 3.3 Sistemas de Armazenamento em Baterias

Os sistemas de armazenamento de energia em baterias, conhecido pela sigla BESS (Battery Energy Storage System) são essenciais para estabilizar redes elétricas, integrar energias renováveis, possibilitar flexibilidade no sistema energético, para aumentar o autoconsumo, reduzir a dependência da rede.

Os BESS combinam módulos de baterias, conversores de potência, controle e supervisão para fornecer energia e serviços de sistema à rede e a consumidores finais. O papel dos BESS é evidente na integração de renováveis variáveis, na gestão de picos, na regulação de frequência e tensão e no aumento do autoconsumo local[25].

#### 3.3.1 Tipos e características técnicas

Tecnologias de baterias mais relevantes (estacionárias):

- ↪ Íon-lítio (Li-ion) — Elevada densidade de energia e potência, resposta rápida e eficiência ida-e-volta (RTE) tipicamente 85–95%. Amplamente dominante em aplicações de curta a média duração ( $\approx 1\text{--}4$  h).
- ↪ Chumbo-ácido (incl. VRLA) — Custos iniciais baixos, resposta rápida e baixa autodescarga, mas baixa densidade específica ( $\approx 25\text{--}50$  Wh/kg) e vida cíclica reduzida ( $\approx 500\text{--}1500$  ciclos), adequadas a serviços menos exigentes e aplicações backup.
- ↪ Baterias de fluxo (p. ex., vanádio-redox, VRFB) — Separação independente entre potência (pilha) e energia (eletrólito), permitindo escalabilidade para longa duração; elevada vida cíclica e eficiência de energia tipicamente 70–85% (valores laboratoriais/engenharia variam com densidade de corrente e arquitetura).
- ↪ Sódio-enxofre (NaS, alta temperatura) — Densidade energética volumétrica elevada e RTE  $\sim 85\%$ , com vidas de 10–15 anos reportadas em aplicações de rede (operam a  $\sim 300$  °C), adequadas a escalas utilidade.
- ↪ Sódio-íon (Na-ion) — Tecnologia emergente para estacionário: menor densidade de energia que Li-ion, mas matérias-primas abundantes e custos potencialmente inferiores; pipeline de I&D e primeiras implantações impulsionam o interesse para aplicações de curta/média duração.

Um BESS típico integra:

- i) a bateria (células/módulos);
- ii) BMS (*Battery Management System*) para segurança e gestão de SoC/SoH;
- iii) PCS (*Power Conversion System*) para conversão CC/CA;
- iv) EMS (*Energy Management System*) para otimização/coordenação;

- v) climatização e proteções. Estes elementos condicionam eficiência, potência disponível, segurança e vida útil do sistema.

Características técnicas relevantes (aplicáveis a diferentes tecnologias):

- ↪ Energia específica (Wh/kg) e densidade energética (Wh/L)
- ↪ Capacidade de carga (Ah), profundidade de descarga (DOD), taxa C-rate.
- ↪ Vida útil
- ↪ Resistência interna, autodescarga, estado de carga (SoC) e tensão de corte
- ↪ Segurança e robustez, incluindo tolerância à temperatura, sobrecargas e necessidade de sistemas de controle (BMS, EMS, PCS)

### 3.3.2 Capacidade de armazenamento e autonomia

A capacidade de armazenamento de um sistema de baterias corresponde à quantidade total de energia elétrica que pode ser acumulada e posteriormente disponibilizada, sendo expressa normalmente em kWh. Este valor depende diretamente da química da bateria, da sua dimensão e da profundidade máxima de descarga permitida.

A autonomia de um sistema de armazenamento traduz-se no tempo durante o qual a bateria consegue fornecer energia a uma carga, sem recorrer à rede ou a outras fontes. Esse parâmetro é fortemente dependente do perfil de consumo associado e da potência média exigida.

Autonomia resulta do rácio entre capacidade útil e potência/consumo médio no intervalo:

$$Autonomia(h) = \frac{E_{\text{útil}}}{P_{\text{média}}} \quad (3.8)$$

### 3.3.3 Impacto na autossuficiência e flexibilidade

A introdução de sistemas de armazenamento em baterias em contextos residenciais, comerciais ou de rede desempenha um papel determinante na autossuficiência energética. Estes sistemas permitem acumular o excedente de produção proveniente de fontes renováveis, como a energia solar fotovoltaica ou a eólica de pequena escala, e utilizá-lo em momentos de ausência de geração. Desta forma, reduzem-se as importações de eletricidade da rede e aumenta-se o grau de autoconsumo e autossuficiência.

Para além da autossuficiência, os sistemas de baterias introduzem um elevado grau de flexibilidade operacional. Esta flexibilidade manifesta-se na capacidade de:

- ↪ absorber energia em excesso em períodos de baixa procura ou elevada geração renovável;
- ↪ fornecer energia em picos de carga, evitando sobrecargas na rede;
- ↪ atuar como reserva rápida, contribuindo para a regulação de frequência e tensão.

# 4 Flexibilidade de Consumo

## 4.1 Conceitos e definições

A flexibilidade de consumo é considerada como peça fundamental no processo da transição energética, sendo entendida como a capacidade de adaptar o perfil de utilização da eletricidade em resposta a estímulos externos, como sinais de preço, incentivos ou solicitações dos operadores de rede, sem comprometer o conforto do utilizador. Tornando-se vez mais relevante em sistemas elétricos com elevada penetração de renováveis, abrange tanto alterações manuais no comportamento dos consumidores como por exemplo uma simples alteração horaria no funcionamento de um determinado equipamento bem como estratégias automatizadas para a gestão de consumos [26].

Do ponto de vista teórico, a literatura distingue três grandes dimensões: flexibilidade estrutural (suportada em tecnologias como baterias ou veículos elétricos com V2G), flexibilidade comportamental (associada a mudanças voluntárias de hábitos de consumo) e flexibilidade digital, materializada em sistemas automáticos de gestão de energia (HEMS – Home Energy Management Systems) [27].

## 4.2 Benefícios para consumidor e sistema elétrico

Entre os principais benefícios da flexibilidade destacam-se ganhos para os consumidores, que conseguem reduzir faturas elétricas ao deslocarem consumos para horários de vazio, aumentar a autossuficiência em conjugação com geração renovável e até participar em mercados de flexibilidade. Para o sistema elétrico, os benefícios incluem o alívio de picos de procura, a integração de maior percentagem de renováveis, o adiamento de investimentos em redes e a melhoria da estabilidade de frequência e tensão [26] [24].

## 4.3 Classificação das cargas residenciais

No contexto residencial, existe uma grande capacidade de flexibilidade de consumo diante das cargas existentes. Estas cargas podem ser classificadas como:

- ↪ Flexíveis: equipamentos com ciclos adiáveis ou adaptáveis, como máquinas de lavar, bombas de calor, carregadores de veículos elétricos.
- ↪ Semiflexíveis: cargas cujo consumo pode ser ajustado parcialmente, como iluminação regulável ou computadores portáteis.
- ↪ Não flexíveis: cargas críticas ou contínuas como frigoríficos, congeladores, arcas, sistemas de deteção.

No estudo realizado por D'Hulst et al. (2015) [26] identificaram que eletrodomésticos adiáveis, como máquinas de lavar e secar, têm elevado potencial de flexibilidade.

## **4.4 Estratégias de implementação**

### **4.4.1 Gestão manual e mudança de hábitos**

A gestão manual e mudança de hábitos traduz em ajustes voluntários, como por exemplo deslocar o ciclo de lavagens para horários em que existe um menor tarifário ou num contexto que exista produção de energia renovável, utilização dos equipamentos no horário de maior produção. No caso do fotovoltaico, é possível programar para utilização durante horários que existam maior produção.

### **4.4.2 Sistemas automáticos (HEMS)**

Os Home Energy Management Systems otimizam consumos de forma automática, com base em tarifas dinâmicas e disponibilidade renovável. Com estes sistemas, é possível ter maior controlo na gestão horária e tarifária de forma a se adequar o perfil de consumo.

Este sistema permite realizar otimizações de forma automática, reduzindo assim a necessidade de intervenção manual, o que aumenta a eficácia da flexibilidade.

### **4.4.3 Participação em programas de resposta à demanda**

Os programas de Demand Response (DR) permitem que consumidores participem em mercados de flexibilidade através de agregadores. Em Portugal, o Decreto-Lei n.º 15/2022 introduz a figura do agregador independente, criando enquadramento legal para a participação de pequenos consumidores.

## **4.5 Integração com geração renovável e armazenamento**

A flexibilidade de consumo assume relevância acrescida quando combinada com sistemas fotovoltaicos, sistema eólico de pequenas dimensões e baterias de armazenamento. O consumo pode ser deslocado para coincidir com a geração das renováveis, maximizando o autoconsumo e reduzindo o consumo de energia proveniente da rede. Além disso, o armazenamento permite sincronizar a flexibilidade com necessidades reais, aumentando a autossuficiência energética e reduzindo custos.

Quando combinada com geração renovável e baterias, a flexibilidade permite:

- ↪ Maximizar o uso da energia produzida localmente;
- ↪ Reduzir a dependência da rede;

- ↪ Aproveitar excedentes solares diurnos para diversas utilizações como por exemplo aquecimento de água e o carregamento de veículos.

O DL 162/2019 viabiliza o armazenamento em UPAC e comunidades de energia, permitindo que os autoconsumidores produzam, consumam, armazenem, partilhem e vendam eletricidade sem encargos desproporcionados. Tornando assim um ponto central para sincronizar flexibilidade com a geração fotovoltaica crescente em Portugal [9].

## 4.6 Indicadores para avaliação da flexibilidade

A avaliação da flexibilidade residencial pode ser feita através de indicadores quantitativos, tais como:

- ↪ Taxa de Autoconsumo (TAC): proporção da produção local consumida no local;
- ↪ Taxa de Autossuficiência (TAS): proporção do consumo total suprida por produção local;
- ↪ Redução de picos (%): variação do pico máximo antes e depois da aplicação da flexibilidade;
- ↪ Economia anual (€): redução de custos na fatura elétrica [16].
- ↪ Energia deslocada (kWh) para horários de menor preço ou maior disponibilidade renovável.

Com esses indicadores, é possível aferir a contribuição efetiva em resposta a flexibilidade em relação aos benefícios económicos do consumidor.

## 4.7 Planeamento e utilização de Flexibilidade

O planeamento da utilização da flexibilidade pode ser analisado em duas dimensões complementares: o planeamento para o dia seguinte (*day-ahead*) e o planeamento em tempo real (*real-time*).

O planeamento *day-ahead* tem como objetivo antecipar a procura e organizar a utilização da flexibilidade disponível, de modo a maximizar o seu potencial. Nesta fase, são definidos perfis de consumo ajustados às previsões de procura e de geração, permitindo alinhar, de forma preventiva, os padrões de utilização dos consumidores com a estratégia energética delineada.

No entanto, este método, não é suficiente uma vez que a procura pela energia pode ser influenciada por diversos fatores que não há uma previsão, como por exemplo as condições meteorológicas ou uma falha técnica. Neste caso o planeamento em tempo real é fundamental para que se possam ser realizados ajustes imediatos em casos que fujam a realidade planeada.

Para se ter mais fiabilidade na flexibilidade é necessário combinar ambos os métodos de forma a potencializar a solução.

## 5 Ferramentas de Modelação e Indicadores

Neste capítulo apresentam-se as ferramentas de modelação e os indicadores energéticos e económicos utilizados para a análise de sistemas de geração renovável em contexto residencial. O objetivo é definir a base metodológica e conceptual que irá sustentar a aplicação prática desenvolvida no estudo de caso.

### 5.1 Modelos de perfil de consumo residencial

A avaliação de sistemas energéticos exige a existência de perfis de carga representativos do consumo elétrico residencial. Estes perfis descrevem a evolução da procura de energia ao longo do dia, da semana e do ano, e podem ser obtidos através de:

- ↪ Dados medidos (fornecidos por comercializadores de energia ou através de contadores inteligentes);
- ↪ Modelos sintéticos (perfis típicos da ERSE no caso em Portugal).

Estes modelos permitem distinguir consumos flexíveis (adiáveis ou moduláveis, como máquinas de lavar e AQS) de consumos não flexíveis (iluminação, frigoríficos). Considerar essa separação se torna imprescindível para avaliar as estratégias a serem adotadas face a flexibilidade.

### 5.2 Ferramentas de simulação

Diversas ferramentas podem ser utilizadas para modelar o desempenho técnico e económico de sistemas de geração renovável em pequena escala. Entre as mais relevantes destacam-se:

- ↪ Microsoft Excel: utilizado para organização e tratamento de dados, construção de diagramas de carga e cálculo preliminar de indicadores energéticos.
- ↪ HOMER Pro: ferramenta dedicada à modelação e otimização de sistemas híbridos (PV, eólico, baterias e rede elétrica), amplamente utilizada em estudos de microgeração.
- ↪ PVsyst: software de referência para análise de sistemas fotovoltaicos, permitindo simular a produção anual, perdas associadas e efeitos de inclinação, orientação e sombreamento.
- ↪ MATLAB/Simulink: ambiente de simulação avançada, utilizado para modelar algoritmos de controlo, estratégias de flexibilidade e simulações dinâmicas.
- ↪ PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System): plataforma da Comissão Europeia que disponibiliza dados climáticos (radiação, temperatura,

vento) e permite simular a produção de sistemas fotovoltaicos e eólicos em diferentes localizações.

A combinação entre modelos de consumo, ferramentas de simulação e indicadores energéticos e económicos permite criar uma estrutura de avaliação integrada.

No presente estudo, de entre as várias ferramentas descritas, foram utilizadas especificamente:

- ↪ Microsoft Excel, para o tratamento e análise dos dados de consumo e para o cálculo de indicadores;
- ↪ PVGIS, para a caracterização dos recursos solar e eólico e a estimativa de produção renovável no local em estudo.

### 5.3 Métricas energéticas

Para quantificar o desempenho energético de sistemas residenciais com geração renovável, foram definidos os seguintes indicadores:

- ↪ Autoconsumo (%) – percentagem da energia produzida localmente que é consumida na própria habitação.
- ↪ Autossuficiência (%) – percentagem do consumo total da habitação que é suprida por geração local.
- ↪ Energia excedente (kWh) – fração da energia produzida que não é consumida nem armazenada.
- ↪ Perdas evitadas (kWh) – energia que seria desperdiçada em cenários sem flexibilidade ou armazenamento, mas que é aproveitada com a introdução destas soluções.

#### 5.3.1 Autoconsumo

O autoconsumo permite analisar o consumo energético da eletricidade e a eficiência financeira, identificando padrões de consumo para otimizar o uso da energia e reduzir custos. Permite ainda acompanhar a produção de energia, os valores injetados na rede, a independência energética e o impacto ambiental positivo, avaliando a rentabilidade do investimento em soluções renováveis.

Seja  $L_t$  a energia consumida na hora  $t$  e  $P_t$  energia gerada, temos que da energia gerada, a que é utilizada localmente será:

$$M_t = \min \{L_t, P_t\} \quad (5.1)$$

O autoconsumo ao longo do ano ser descrito através da fórmula:

$$\varphi_{sc} = \frac{\sum_{t=1}^{8760} M_t}{\sum_{t=1}^{8760} P_t} \quad (5.2)$$

### 5.3.2 Autossuficiência

A autossuficiência energética permite analisar e controlar a capacidade de um sistema de gerar e consumir a sua própria energia, avaliando o grau de independência da rede pública, o potencial de economia de custos, o impacto na sustentabilidade ambiental através da redução de emissões, a resiliência a falhas na rede e a viabilidade da implementação de fontes de energia renovável locais.

O autoconsumo ao longo do ano ser descrito através da fórmula:

$$\varphi_{ss} = \frac{\sum_{t=1}^{8760} M_t}{\sum_{t=1}^{8760} L_t} \quad (5.3)$$

### 5.3.3 Autoconsumo e Autossuficiência com armazenamento

O uso de sistemas de armazenamento de energia, como baterias, permite aumentar tanto o autoconsumo quanto a autossuficiência energética. Isso ocorre porque a energia gerada em excesso em determinado instante pode ser armazenada e utilizada posteriormente, em momentos em que a geração não é suficiente para suprir a demanda local.

Com o armazenamento, é possível reduzir a dependência da rede elétrica, melhorar a estabilidade no fornecimento, otimizar a utilização da energia renovável produzida e ampliar os benefícios econômicos e ambientais, como a redução da injeção de excedentes na rede e maior aproveitamento da energia limpa.

Seja  $L_t$  a energia consumida na hora  $t$ ,  $P_t$  a energia gerada e  $B_t$  a energia utilizada da bateria na carga na hora  $t$ , a energia efetivamente utilizada localmente será:

$$M_t = \min \{L_t, P_t\} + B_t \quad (5.4)$$

O autoconsumo com armazenamento ao longo do ano pode ser descrito através da fórmula:

$$\varphi_{sc}^{bat} = \frac{\sum_{t=1}^{8760} M_t}{\sum_{t=1}^{8760} P_t} \quad (5.5)$$

De forma análoga, a autossuficiência com armazenamento será dada por:

$$\varphi_{ss}^{bat} = \frac{\sum_{t=1}^{8760} M_t}{\sum_{t=1}^{8760} L_t} \quad (5.6)$$

Assim, o armazenamento desempenha um papel essencial na maximização do uso da energia renovável gerada localmente, contribuindo tanto para o aumento do autoconsumo quanto para a maior independência energética.

## 5.4 Métricas económicas

A viabilidade de projetos de geração distribuída não depende apenas do desempenho energético, mas também da análise económica. Neste trabalho consideram-se os seguintes indicadores.

### 5.4.1 LCOE – Levelized Cost of Energy

O Levelized Cost of Energy (LCOE) permite o cálculo do custo médio de energia calculado a partir do investimento inicial, custos de operação e manutenção e energia gerada ao longo da vida útil do sistema. Descrito anteriormente em 3.2.3.7.

### 5.4.2 PRI – Período de Recuperação do Investimento

Corresponde ao tempo necessário, em anos, em que as poupanças acumuladas igualem o investimento inicial. Corresponde ao tempo decorrido de forma que o Cash Flow se iguale ao montante investido[24].

O cálculo do PRI dar-se através da equação[24]:

$$\sum_{t=0}^{PRI} \frac{CF_t}{(1+r)^t} \geq 0 \quad (5.7)$$

Em que:

$CF_t$  - Cash flows do ano t

$r$  - Taxa de atualização, corresponde à rentabilidade mínima

t – Período(tempo) em anos

### 5.4.3 VAL– Valor Atualizado Líquido)

O VAL permite analisar a rentabilidade e avaliar viabilidade financeira de um projeto de investimento. Por ser um indicador de desempenho do projeto é imprescindível a sua análise no momento da tomadas de decisão de investimentos [24]. Pode ser descrito através da formula[24]:

$$VAL = \sum_{t=0}^N \frac{CF_t}{(1+r)^t} + \frac{VR}{(1+r)^N} \quad (5.8)$$

$CF_t$  - Cash flow no período  $t$

$VR$  - Valor Residual do investimento no fim da vida útil do projeto.

$r$  - Taxa de atualização

$N$  – Número de anos do projeto

Diante da seguinte análise o VAL poderá ser utilizado como critério de seleção:

- ↪  $VAL > 0$  (se o resultado de VAL tomar um valor positivo), significa que o projeto
- ↪ permite ter reembolso do investimento inicial e ainda ser possível uma remuneração extra sobre o valor do investimento inicial[24].
- ↪  $VAL = 0$ , considerando este cenário o projeto permite o retorno do investimento, no entanto, é importante destacar que se o cálculo do VAL com valores simulados, forem realizados previamente à implementação do projeto, pode resultar num investimento inviável[24].
- ↪ Quando o  $VAL < 0$  (valores negativos), o investimento não é reembolsado no espaço de tempo escolhido, de tal forma não faz sentido financeiramente[24].

#### 5.4.4 TIR – Taxa Interna de Rentabilidade

A taxa interna de rentabilidade é considerada como o valor que a taxa de atualização que torna o VAL nulo. Corresponde a máxima remuneração que os investidores poderão obter[24].

Pode ser descrito através da formula[24]:

$$0 = \sum_{t=0}^N \frac{CF_t}{(1+TIR)^t} + \frac{VR}{(1+TIR)^N} \quad (5.9)$$

Onde:

$CF_t$  – Cash-flows de exploração, no período  $t$

$VR$  – Valor Residual do investimento no fim da vida útil do projeto.

$TIR$  – Taxa Interna de Rendibilidade

$N$  – Número de anos do projeto

Para que em termos económico o projeto seja considerado viável, a TIR deve ser superior à taxa de atualização do VAL. Quanto maior for a TIR, maior a rendibilidade do projeto[24].

## 6 Estudo de Caso

Este capítulo apresenta a aplicação prática da metodologia definida no capítulo anterior a uma habitação unifamiliar localizada em Setúbal. O objetivo é avaliar a viabilidade técnica e económica da instalação de um sistema híbrido de geração renovável, combinando energia solar fotovoltaica, energia eólica e armazenamento em baterias, bem como analisar o contributo da flexibilidade de consumo para a maximização do autoconsumo e da autossuficiência.

### 6.1 Caracterização da habitação e localização

A moradia em estudo localiza-se nas coordenadas 38.519° N, 8.918° W, numa zona de ocupação predominantemente residencial, com clima mediterrânico, caracterizado por verões quentes e secos e invernos amenos, assegurando elevada disponibilidade de recurso solar ao longo do ano. Trata-se de uma habitação unifamiliar, ocupada de forma permanente, com cobertura inclinada em telha cerâmica, a qual disponibiliza área livre para a instalação de módulos fotovoltaicos. O espaço exterior da propriedade permite igualmente a instalação de uma turbina eólica a 10 metros de altura acima do solo, condição que favorece o aproveitamento do recurso eólico local.

O perfil de consumo elétrico da habitação foi obtido através de medições com resolução de 15 minutos ao longo de 12 meses consecutivos, totalizando um consumo anual de 8018,90 kWh. A partir destes dados, determinou-se um consumo médio diário de 1,15 kWh/dia, com registo de pico de potência instantâneo de 8,65 kW e um consumo de base de 0,132 kW. Estes resultados revelam a existência de cargas permanentes de baixa potência (como equipamentos em standby e frigoríficos) e de picos de utilização acentuados, associados a cargas de maior consumo, em particular o carregamento de um veículo elétrico. Para efeitos deste estudo, assume-se que o carregamento é realizado através de um carregador doméstico com potência nominal de 7,4 kW, valor típico em aplicações residenciais e representativo do impacto observado no perfil de consumo.

Adicionalmente, a habitação dispõe de um poço para armazenamento de água para a rega acionado por uma bomba submersível trifásica de 0,75 kW, com operação média de 1h30 por dia. Atualmente, este equipamento é alimentado por um gerador a gasolina, representando um custo aproximado de 40 €/mês no inverno e 100 €/mês no verão. A integração deste consumo no sistema elétrico da habitação constitui uma oportunidade para reduzir custos operacionais e emissões de carbono, enquanto melhora a eficiência global do sistema energético doméstico.

## 6.2 Levantamento do perfil de consumo

Com base nos dados de consumo fornecidos pelo comercializador de eletricidade foram inicialmente recolhidos com intervalo de 15 minutos em 15 minutos. Para efeitos de análise e simulação, foi necessário proceder ao tratamento dos dados, convertendo-os para intervalos hora a hora, o que permitiu maior compatibilidade com as ferramentas. Esta caracterização é necessária para avaliar as soluções de geração renovável de forma a verificar com mais precisão os períodos de maior procura e as cargas associadas.

### 6.2.1 Diagrama de Carga Anual

A Figura 6-1 apresenta o diagrama de carga anual para o ano de 2024. O gráfico reflete a variação horária do consumo ao longo de todo o ano, excluindo o consumo da bomba de rega, que será posteriormente considerado como carga flexível. Verifica-se a existência de períodos de elevado consumo associados ao carregamento do veículo elétrico, bem como picos ocasionais relacionados com a utilização simultânea de múltiplos equipamentos.

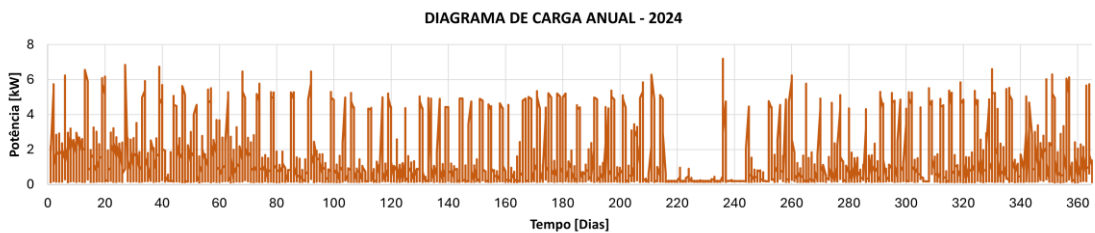


Figura 6-1 Diagrama de carga Anual (2024)

Este diagrama evidencia um consumo total anual de 8018,9 kWh, com uma potência média próxima de 1,15 kWh/dia, um pico de 7,20 kWh e um consumo de base em torno de 0,132 kWh. A sua análise permite constatar a presença de cargas permanentes de baixa potência e picos de elevada intensidade.

### 6.2.2 Diagrama Diário de Carga Tipo

A Figura 6-2 mostra o diagrama diário de carga tipo, que representa o perfil médio de consumo da habitação em função da hora do dia. É possível identificar três padrões distintos:

- ↪ um consumo reduzido e relativamente estável durante a madrugada e as horas centrais do dia;
- ↪ um pico matinal em torno das 7h00, associado ao início das atividades domésticas;

↳ um pico noturno acentuado, entre as 22h00 e as 24h00, fortemente influenciado pelo carregamento do veículo elétrico e pela utilização de eletrodomésticos.

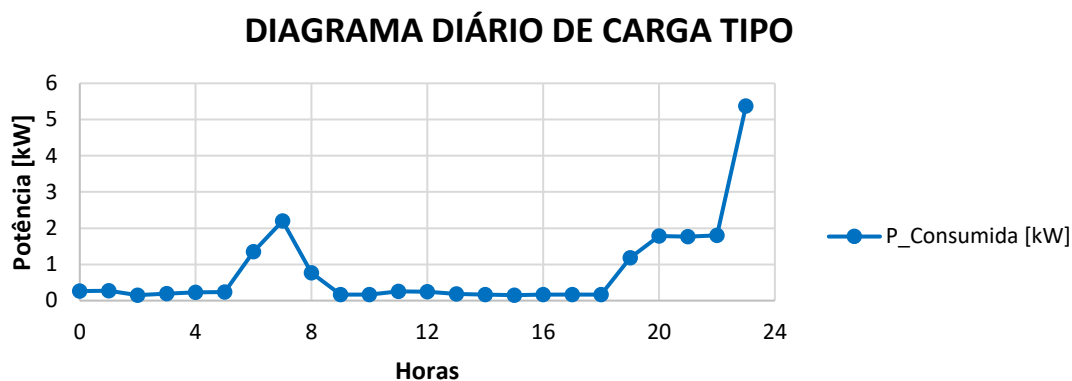


Figura 6-2 Diagrama diário de carga tipo da habitação

Este comportamento diário confirma a necessidade de integração de soluções de armazenamento e gestão de consumo, de forma a alinhar a utilização de cargas flexíveis com a disponibilidade de geração renovável.

### 6.2.3 Integração do sistema de rega e bomba submersível

Para além do consumo doméstico, foi considerado no presente estudo o impacto da introdução de um sistema de rega alimentado por uma bomba submersível trifásica. Esta carga encontra-se atualmente suprida por um gerador a gasolina, representando custos anuais significativos. Os consumos de combustível associados ao funcionamento da bomba rondam 40 € mensais durante os meses de outono e inverno e 100 € mensais durante a primavera e o verão, o que perfaz uma despesa anual aproximada de 840 €. Prevê-se, assim, a integração deste consumo no sistema elétrico da habitação como uma forma de reduzir os custos operacionais e as emissões associadas.

De acordo com as especificações do fabricante, a bomba apresenta uma potência mecânica nominal de 0,75 kW, com tempo médio de operação diário atualmente de 1h30. Para efeitos deste estudo, foi considerado um cenário menos favorável, em que a bomba opera diariamente no período compreendido entre as 11h00 e as 15h00 e conforme verificado junto ao fabricante, o consumo seria de 1,05 kWh. Esta escolha é estratégica, uma vez que coincide com o período de maior incidência solar, maximizando a probabilidade de autoconsumo da energia produzida pelo sistema fotovoltaico.

Adicionalmente, foi incluído o consumo previsto de um sistema de rega auxiliar, ainda não existente na moradia, mas que se estima, com base em valores típicos, em 0,59 kWh por ciclo diário, cujo funcionamento está previsto entre as 16h00 e 17h00.

Assim, o consumo agregado da bomba de rega e do sistema de rega auxiliar totaliza aproximadamente 1,64 kWh/dia, valor que será incorporado na análise dos cenários energéticos apresentados no ponto seguinte.

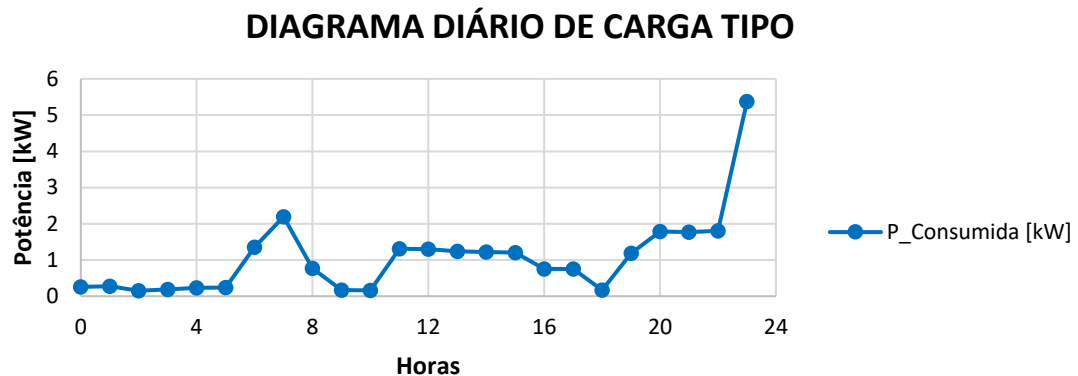


Figura 6-3 Diagrama diário de carga com integração da bomba e do sistema de rega

A Figura 6-3 apresenta o novo diagrama de carga diário da habitação, considerando a inserção da bomba e do sistema de rega. É possível observar o impacto adicional no período compreendido entre as 11h00 e as 15h00, refletindo o aumento de consumo e a coincidência intencional com o período de maior produção fotovoltaica.

### 6.3 Definição dos cenários:

A análise foi estruturada em dois blocos:

- ↪ Cenários base (sem flexibilidade de consumo)
- ↪ Cenários com flexibilidade de consumo implementada

Nos primeiros avalia-se a integração de solar, eólica e armazenamento sem alterações ao perfil original. Nos segundos, considera-se a gestão ativa de cargas, com destaque para o carregamento do veículo elétrico, deslocado do período noturno para o diurno (em especial fins de semana), de forma a coincidir com maior produção fotovoltaica.

#### 6.3.1 Cenário 1 – Solar

Neste cenário foi considerada apenas a instalação de um sistema fotovoltaico constituído por 15 módulos fotovoltaicos com potência unitária de 550 Wp. A produção foi simulada com recurso à ferramenta PVGIS, utilizando os dados climáticos da localização em estudo e assumindo a orientação ótima definida pelo sistema: inclinação de 34° e azimute de 4°.

Para a modelação do desempenho do sistema, foi adotado o modelo matemático simplificado apresentado na equação 6.1, que incorpora o efeito da temperatura dos

modulos e da radiação no solar no output da potência. Este modelo permite descrever de forma eficaz o comportamento elétrico das células fotovoltaicas, garantindo um equilíbrio entre precisão e simplicidade de implementação.

Com base nos parâmetros do módulo (apresentados na Tabela 6.1), foi utilizada a fórmula simplificada de cálculo da potência máxima, permitindo considerar diretamente o efeito da radiação e da temperatura no desempenho do sistema[21]:

$$P_{max} = P_{max}^r \times \frac{G}{G_r} \times \left[ 1 + \frac{\alpha_p}{100} \cdot (\theta_c - \theta_c^r) \right] \quad (6.1)$$

onde  $P_{max}$  é a potência máxima em condições STC,  $G$  a radiação incidente, e  $G_r$  a radiação de referência,  $\alpha_p$  o coeficiente de temperatura da potência e  $\theta_c$  a temperatura da célula.

De forma a avaliar o desempenho sazonal, optou-se por selecionar um dia representativo de cada estação do ano (inverno, primavera, verão e outono) e com consumos similares, permitindo assim observar o comportamento do sistema em diferentes condições de radiação solar. Esta abordagem possibilita identificar os padrões de variação da produção ao longo do ano e a sua correspondência com o perfil de consumo da habitação.

As características técnicas dos módulos fotovoltaicos considerados encontram-se apresentadas na Tabela 6.1, que resume os parâmetros essenciais para a simulação (Catálogo em anexo).

Tabela 6.1 – Características Módulos PV

<b>MÓDULOS PV</b>		
<b>Module Type</b>	550,00	W
<b>Power Output (Pmax. / W)</b>	550,00	W
<b>Power Output Tolerances</b>	3,00	%
<b>Module Efficiency (<math>\eta_m</math>)</b>	21,30	%
<b>Voltage at Pmax. (Vmp / V)</b>	41,57	V
<b>Current at Pmax. (Imp / A)</b>	13,23	A
<b>Open-circuit Voltage (Voc / V)</b>	49,62	V
<b>Short-circuit Current (Isc / A)</b>	14,03	A
<b>Normal operating cell temperature NOCT</b>	45,00	$\pm 2^\circ\text{C}$
<b>Temperature coefficient of Pmax.</b>	- 0,35	%/ $^\circ\text{C}$
<b>Temperature coefficient of Voc</b>	- 0,27	%/ $^\circ\text{C}$

<b>Temperature coefficient of Isc</b>	0,05	%/°C
<b>Temperature coefficient of Vmpp</b>	- 0,42	%/°C
<b>Comprimento</b>	2279,00	mm
<b>Largura</b>	1134,00	mm
<b>Altura</b>	34,00	mm
<b>Max Series fuse</b>	20,00	A
<b>Max Voltage</b>	1500,00	V
<b>Eficiência do Inversor</b>	98,10	%

A Figura 6-4 apresenta a produção diária por módulo fotovoltaico, correspondente a um dia típico de cada estação do ano, permitindo observar o comportamento sazonal do sistema.

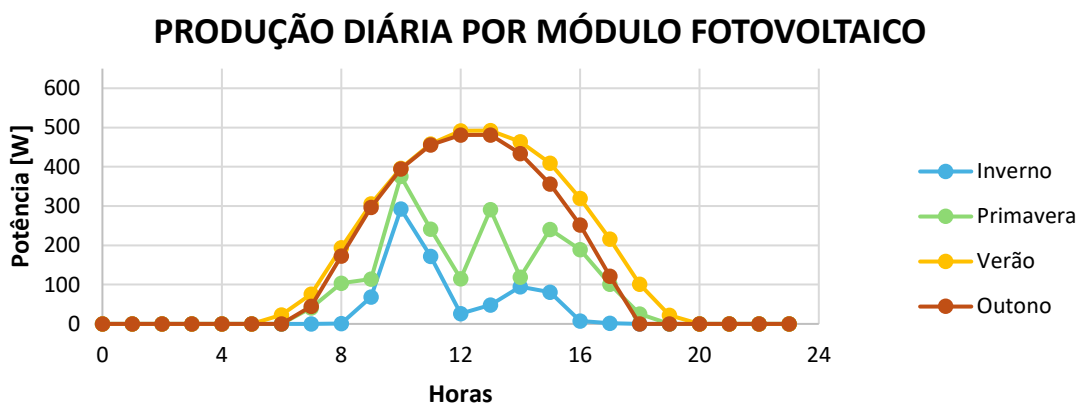


Figura 6-4 Produção diária por módulo fotovoltaico em dias típicos de inverno, primavera, verão e outono

A análise da Figura 6.4 mostra o impacto da sazonalidade na produção fotovoltaica em que no inverno é possível observar uma menor produção, limitada pela radiação solar mais reduzida e pela menor duração do período diurno. Na primavera, a produção tem mais regularidade e com valores intermédios, acompanhando o aumento da radiação disponível. O verão é o período de maior produção, atingindo valores próximos da potência nominal dos módulos, com curva suave e longa devido ao maior número de horas de sol. O outono apresenta valores próximos aos do verão, com ligeira redução devido a redução do número de hora solar, mas ainda com elevada contribuição energética.

Com os resultados obtidos é possível verificar que o sistema fotovoltaico apresenta um elevado potencial de cobertura das necessidades energéticas da habitação durante a primavera, verão e outono. Por outro lado, devido a menor produção no inverno e na primavera, é necessário complementar a instalação solar com outras soluções de formar a colmatar os períodos de baixa produção solar e aumentar a autossuficiência energética.

Das Figuras 6-5 a 6-8 é apresentada a comparação horária entre a produção fotovoltaica para os 15 módulos e o consumo da habitação.

### PRODUÇÃO E CONSUMO - INVERNO (2 JAN)

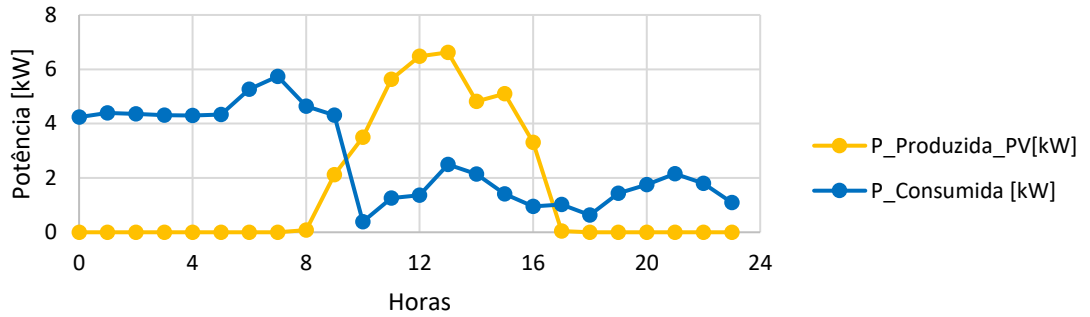


Figura 6-5 Produção e consumo em dia típico de inverno (2 de janeiro)

### PRODUÇÃO E CONSUMO - PRIMAVERA (2 ABR)

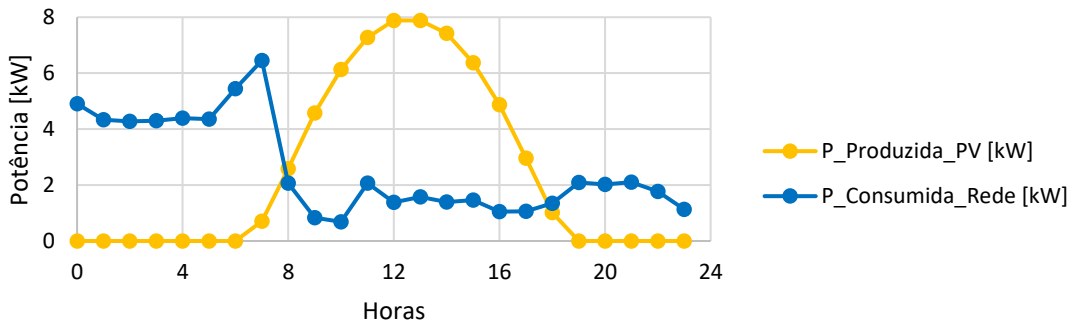


Figura 6-6 Produção e consumo em dia típico de primavera (2 de abril)

### PRODUÇÃO E CONSUMO - VERÃO (5 JUL)

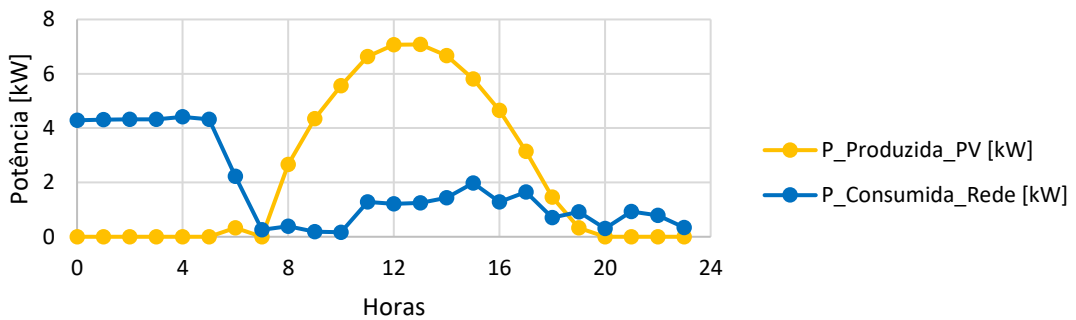


Figura 6-7 Produção e consumo em dia típico de verão (5 de julho)

## PRODUÇÃO E CONSUMO - OUTONO (4 OUT)

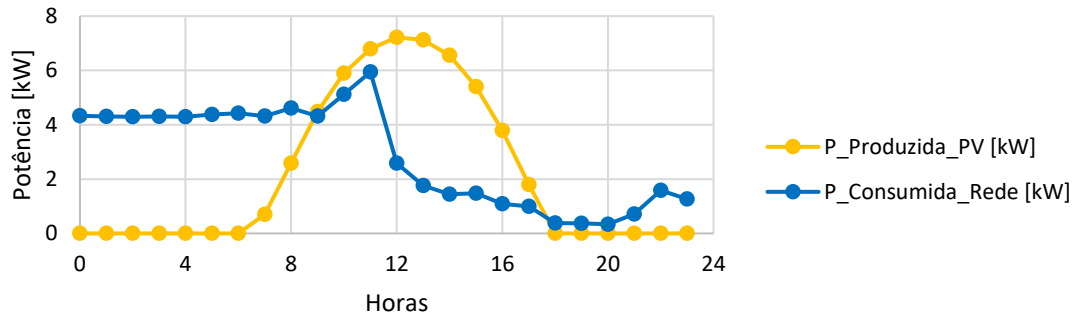


Figura 6-8 Produção e consumo em dia típico de outono (4 de outubro)

No inverno (Figura 6-5), a produção fotovoltaica é limitada pela menor radiação e pela curta duração dos dias. Apesar disso, um autoconsumo (AC) de 32%, pois uma parte relevante da energia gerada coincide com a procura diurna. A autossuficiência (AS) mantém-se em 19%, evidenciando uma forte dependência da rede para suprir o consumo no início da manhã e no período noturno.

Na primavera (Figura 6-6), a produção aumenta e distribui-se de forma mais equilibrada ao longo do dia. Com maior disponibilidade de geração face à procura instantânea, cresce a fração de excedentes injetados e o AC reduz-se para 26%. No entanto, a AS sobe para 24%, mostrando que existe contribuição de forma visível do PV para reduzir a energia consumida da rede.

No verão (Figura 6-7), verifica-se o pico sazonal de produção, com valores próximos da potência nominal ao longo de várias horas. A abundância de geração face à procura provoca maior injeção de excedentes e o AC desce para 22%. Por outro lado, a AS atinge 28%, indicando que quase um terço das necessidades energéticas diárias é coberto pela produção fotovoltaica.

No outono (Figura 6-8), a correspondência entre o perfil de consumo e a curva de produção é mais favorável. A energia gerada é mais bem aproveitada localmente, traduzindo-se no maior AC do ano (54%) e numa AS de 41%. Este desempenho confirma que, quando existe boa coincidência temporal entre geração e carga, o sistema reduz de forma mais expressiva a dependência da rede.

O sistema fotovoltaico contribui de forma consistente para diminuir a energia importada, com variação sazonal marcada. O outono apresenta o melhor aproveitamento local da produção (AC 54%) e uma AS de 41%, enquanto o inverno evidencia as limitações típicas de radiação (AC 32%; AS 19%). A primavera e o verão revelam maior disponibilidade de geração, mas também maiores excedentes, o que explica AC mais baixo (26% e 22%) apesar de AS superiores às de inverno.

De forma geral, o cenário confirma o potencial da geração solar fotovoltaica em contexto residencial, mas também mostra as limitações associadas à variabilidade sazonal e à existência de excedentes não aproveitados nos períodos de maior radiação.

### 6.3.2 Cenário 2 – Solar + eólica

O segundo cenário foi desenvolvido a partir da instalação fotovoltaica já considerada no Cenário 1, sendo agora complementada com a integração de uma turbina eólica de pequena escala, instalada a 10 metros de altura em relação ao solo. O objetivo é explorar a complementaridade entre a produção solar e a eólica, de forma a atenuar as limitações observadas no inverno e em períodos noturnos, quando a produção fotovoltaica é insuficiente.

A turbina escolhida apresenta potência nominal de 2,1 kW, com velocidades características de cut-in de 4 m/s e cut-out de 20 m/s. A seleção deste modelo foi feita considerando o custo competitivo e a facilidade de aquisição, bem como as características locais, uma vez que a velocidade média do vento no local é de 4,7 m/s, valor adequado para garantir o funcionamento eficiente do aerogerador.

As características técnicas do equipamento encontram-se resumidas na Tabela 6-2, enquanto a Figura 6-9 apresenta a respetiva curva de potência.

Tabela 6.2 – Características Turbina

<b>EÓLICA</b>		
<b>Potência</b>	<b>2100</b>	<b>W</b>
<b>Curva de Potência</b>	<b>V (m/s)</b>	<b>P (W)</b>
	0	0
<b>Cut-in</b>	<b>4</b>	<b>24</b>
	5	96
	6	188
	7	326
	8	516
	9	770
	10	1094
	11	1384
	12	1615
	13	1785
	14	1935
	15	2007

	16	2045
	17	2072
	18	2090
	19	2105
<b>Cut-out</b>	<b>20</b>	<b>2115</b>

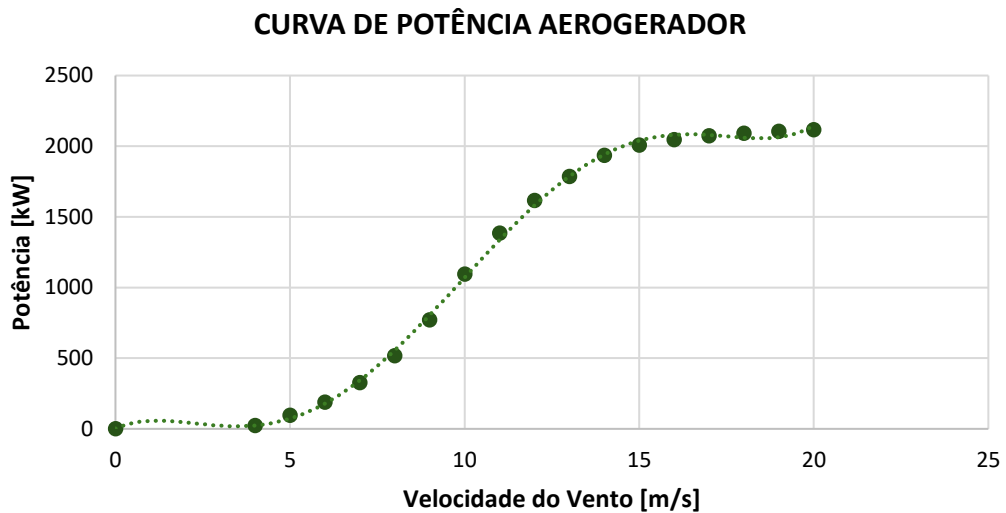


Figura 6-9 Curva de potência do Aerogerador

Com base na curva de potência apresentada pelo fabricante, foi possível extrair a equação de potência característica da turbina, a qual serviu de base para os cálculos da produção eólica no presente estudo. Essa equação é expressa por:

$$P(v) = \begin{cases} 0, & \text{se } v < v_{cut-in} \\ a \times v^3 + b \times v^2 + c \times v + d, & \text{se } v_{cut-in} \leq v \leq v_{cut-out} \\ 0, & \text{se } v_{cut-out} > v \end{cases} \quad (6.2)$$

em que  $P(v)$  é a potência extraída (W) em função da velocidade do vento  $v$  (m/s), e  $a, b, c$  e  $d$  são coeficientes determinados por regressão a partir dos pontos da curva de potência disponibilizada pelo fabricante onde:

$$P(v) = 0.018 \times v^5 - 0.851 \times v^4 + 13.501 \times v^3 - 67.377 \times v^2 + 109.076 \times v + 1.901 \quad (6.3)$$

A figura 6-10 apresenta a produção diária por aerogerador para um dia típico representativo de cada estação do ano. Os resultados evidenciam a forte variabilidade sazonal da disponibilidade do recurso eólico no local, assim como a irregularidade do perfil diário.

## PRODUÇÃO DIÁRIA POR AEROGERADOR

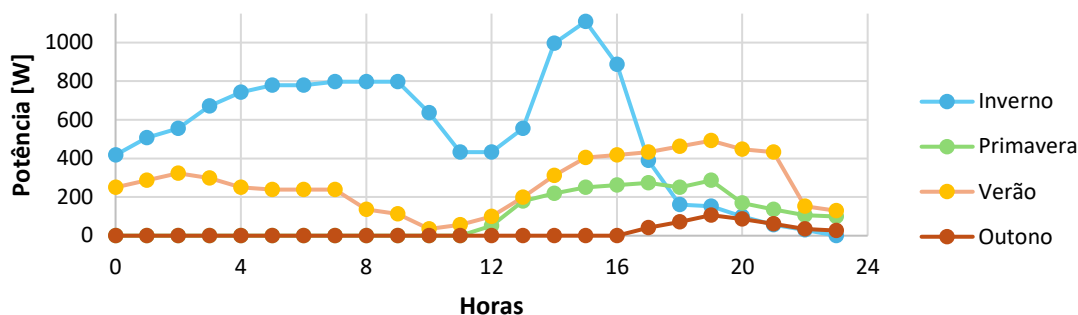


Figura 6-10 Produção diária por aerogerador em dias típicos de inverno, primavera, verão e outono

No inverno verifica-se o período de maior produção eólica, com potências médias entre 600 W e 800 W durante várias horas do dia e picos que ultrapassam os 1000 W. Esta estação revela-se a mais favorável à operação da turbina, compensando a reduzida produção solar característica desta época.

Na primavera a produção apresenta valores mais moderados, geralmente entre 200 W e 300 W, mas ainda com contributo relevante durante várias horas, sobretudo no final da tarde.

Já no Verão apesar de a radiação solar ser máxima nesta estação, o recurso eólico mostra-se menos intenso. Ainda assim, a turbina garante potências médias entre 200 W e 400 W, funcionando como complemento à geração fotovoltaica.

O outono é a estação menos favorável para a geração eólica, com produção residual em praticamente todo o período diário, evidenciando uma menor disponibilidade do recurso nesta fase do ano.

De forma global, a curva de produção do aerogerador confirma a importância da sua integração no sistema híbrido em períodos de baixa produção solar como por exemplo no inverno e a noite garantindo assim uma maior continuidade na produção de energia reduzindo a dependência da rede. Também é possível destacar a complementaridade nos meses correspondentes a primavera e ao verão funcionando como um reforço a produção solar, ainda que em pequena escala. Assim, o aerogerador reforça a resiliência do sistema híbrido, garantindo maior regularidade na cobertura das necessidades energéticas ao longo do ano.

As figuras 6-11 a 6-4 apresentam a comparação entre a produção conjunta solar e eólica e o consumo doméstico da habitação para dias típicos de inverno, primavera, verão e outono, respetivamente.

### PRODUÇÃO E CONSUMO - INVERNO (2 JAN)

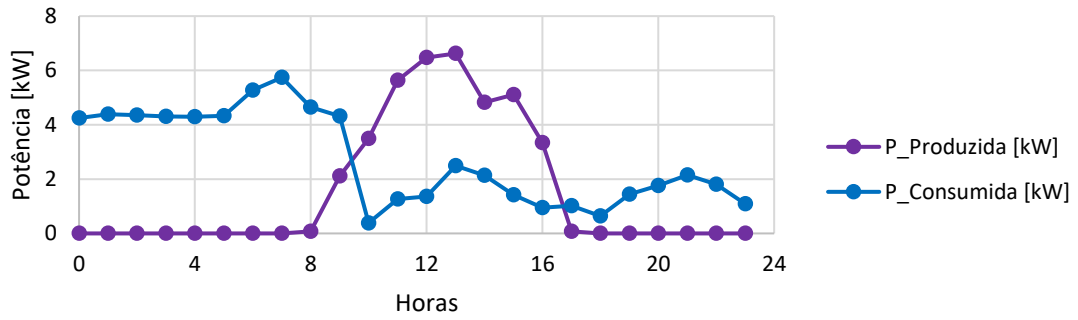


Figura 6-11 Fontes de energia solar + eólica e relação com a rede – Inverno (2 de janeiro)

### PRODUÇÃO E CONSUMO - PRIMAVERA (2 ABR)

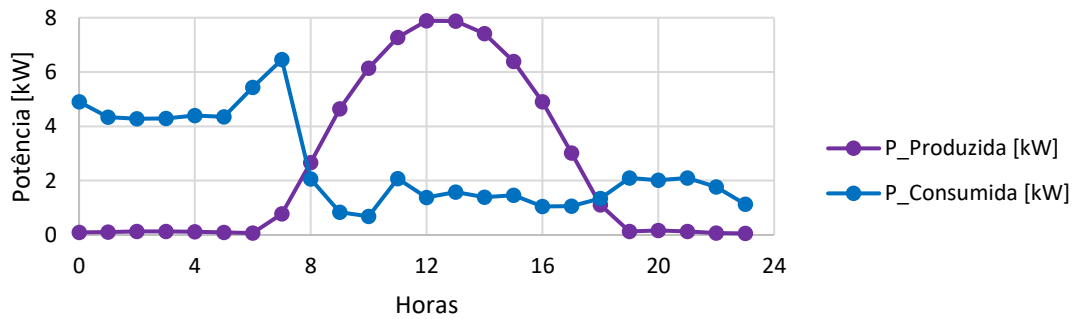


Figura 6-12 Fontes de energia solar + eólica e relação com a rede – Primavera (2 de abril)

### PRODUÇÃO E CONSUMO - VERÃO (5 JUL)

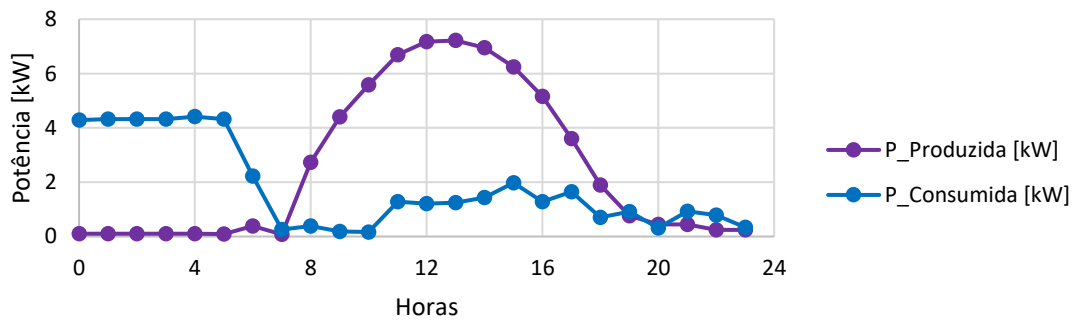


Figura 6-13 Fontes de energia solar + eólica e relação com a rede – Verão (5 de julho)

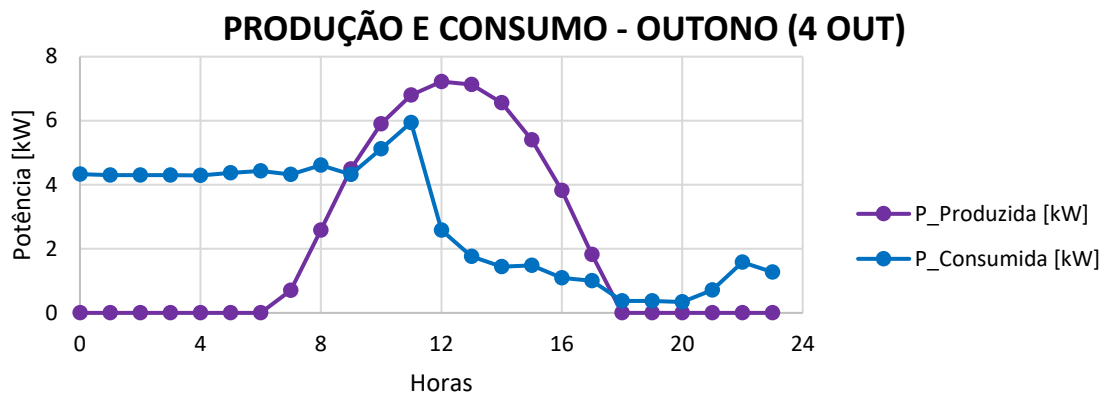


Figura 6-14 Fontes de energia solar + eólica e relação com a rede – Outono (4 de outubro)

No inverno (Figura 6-11), a produção fotovoltaica mantém-se como principal fonte de energia, mas a eólica surge como elemento complementar. Embora a sua contribuição diária seja menos expressiva, ajuda a suavizar a variabilidade do solar. O sistema registou AC de 32% e AS de 19%, valores idênticos aos obtidos apenas com o fotovoltaico, demonstrando que neste período específico o impacto do vento foi residual.

Na primavera (Figura 6-12), verifica-se maior equilíbrio entre geração e consumo. A combinação solar–eólica garante uma produção mais estável ao longo do dia, o que se reflete em melhorias nos indicadores: o AC atinge 27% e a AS sobe para 27%, cobrindo mais de um quarto da procura elétrica da habitação.

No verão (Figura 6-13), a elevada produção fotovoltaica continua a dominar, mas a contribuição eólica, ainda que moderada, assegura maior aproveitamento global. O AC situa-se em 24% e a AS alcança 34%, revelando um ganho face ao cenário puramente solar.

No outono (Figura 6-14), a complementaridade entre ambas as tecnologias, se manifesta de forma mais clara, sobretudo em horários distintos da curva solar. O AC atinge 53%, o segundo valor mais elevado do ano, e a AS fica em 41%, confirmando a importância do reforço eólico para reduzir a dependência da rede neste período.

De forma a evidenciar em detalhe o contributo de cada tecnologia, as Figuras 6-15 a 6-18 apresentam as curvas de produção isolada do sistema fotovoltaico e da turbina eólica em cada estação do ano, permitindo observar a complementaridade entre as duas fontes. Os dias seleccionados correspondem ao pior cenário identificado, uma vez que coincidem com os períodos de maior necessidade de carregamento e, simultaneamente, com condições menos favoráveis para a geração eólica. Nestes dias em particular, a produção do aerogerador foi reduzida, refletindo a fraqueza momentânea do recurso eólico. Contudo, importa referir que, ao longo da mesma estação, registaram-se outros dias com um contributo eólico mais expressivo,

confirmando que a baixa produção observada nas figuras representa um caso desfavorável, e não o comportamento típico do período.

### FONTES DE ENERGIA E RELAÇÃO COM A REDE - INVERNO

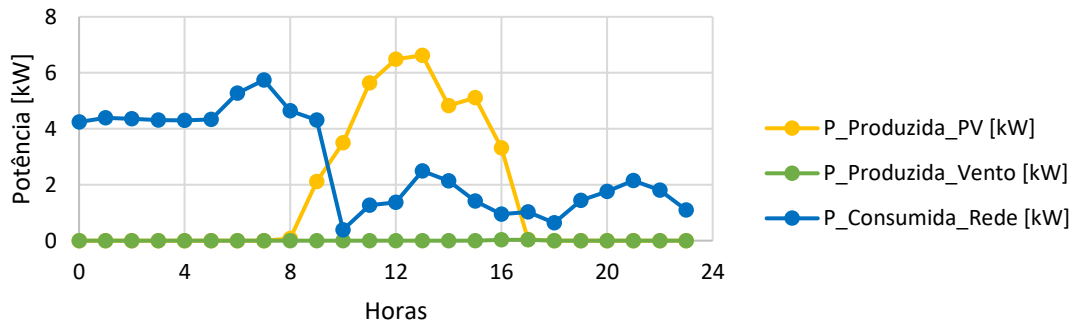


Figura 6-15 Produção isolada do sistema fotovoltaico e da turbina eólica – Inverno (2 de janeiro)

### FONTES DE ENERGIA E RELAÇÃO COM A REDE - PRIMAVERA

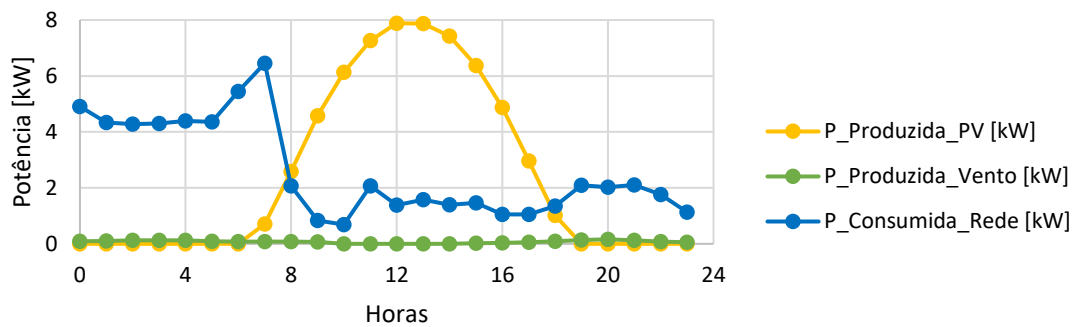


Figura 6-16 Produção isolada do sistema fotovoltaico e da turbina eólica – Primavera (2 de abril)

### FONTES DE ENERGIA E RELAÇÃO COM A REDE - VERÃO

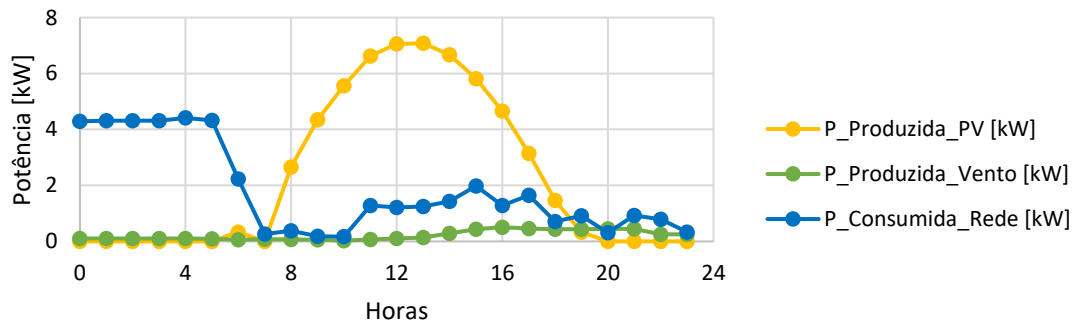


Figura 6-17 Produção isolada do sistema fotovoltaico e da turbina eólica – Verão (5 de julho)

### FONTES DE ENERGIA E RELAÇÃO COM A REDE - OUTONO

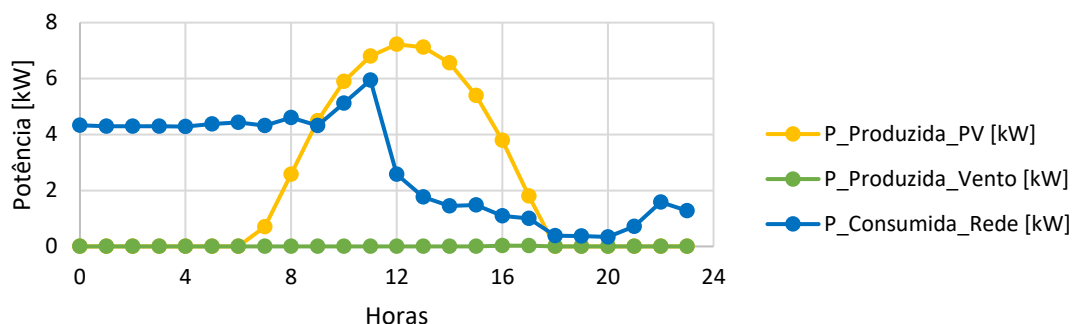


Figura 6-18 Produção isolada do sistema fotovoltaico e da turbina eólica – Outono (4 de outubro)

No inverno (Figura 6-15), a produção fotovoltaica é bastante limitada, concentrando-se apenas em algumas horas centrais do dia. A geração eólica, neste período, apresenta valores muito reduzidos, não conseguindo assumir papel dominante, mas funcionando como um pequeno contributo adicional. Na primavera (Figura 6-16), a complementaridade entre solar e eólica torna-se mais evidente quando o fotovoltaico assegura picos significativos durante o meio do dia, enquanto a eólica contribui de forma modesta, ajudando a suavizar a variabilidade nos períodos de menor radiação. Durante o verão (Figura 6-17), a energia solar atinge o seu máximo, sustentando elevados níveis de produção durante várias horas. A contribuição eólica é residual, mas ainda garante reforço pontual em determinados horários, reduzindo ligeiramente a dependência da rede. No outono (Figura 6-18), observa-se uma queda na produção solar face ao verão, enquanto a eólica se mantém em níveis baixos. A menor complementaridade entre as fontes torna este período mais vulnerável, aumentando a necessidade de apoio da rede.

Esta análise isolada confirma que a energia solar continua a ser a principal fonte do sistema híbrido, especialmente na primavera e no verão. A produção eólica, embora reduzida, desempenha um papel complementar em determinados períodos, sobretudo no inverno, ao ajudar a atenuar a variabilidade do solar. A complementaridade entre ambas as fontes, reforça a resiliência do sistema, mas também evidencia que, em cenários de elevada produção solar e baixa procura, tornam-se necessários mecanismos adicionais de armazenamento ou gestão ativa de consumos para maximizar o aproveitamento da energia gerada.

#### 6.3.3 Cenário 3 – Solar + eólica + bateria

No terceiro cenário, ao sistema híbrido (solar + eólico) foi adicionada uma bateria de íões de lítio com capacidade nominal de 5,8 kWh e capacidade útil de 5,1 kWh, conforme

especificação do fabricante. O objetivo é avaliar o impacto do armazenamento na redução da injeção de excedentes e no aumento do autoconsumo e da autossuficiência.

O sistema de armazenamento permite absorver a energia excedente gerada durante os períodos de maior produção fotovoltaica e eólica, para posterior utilização em momentos de menor disponibilidade de recursos ou durante a noite. Desta forma, o consumo da rede pode ser reduzido de forma significativa, em especial nos períodos de pico associados ao carregamento do veículo elétrico.

As Figuras 6-19 a 6-22 apresentam os resultados obtidos para dias típicos representativos de inverno, primavera, verão e outono.

### PRODUÇÃO, CONSUMO E ARMAZENAMENTO - INVERNO (2 JAN)

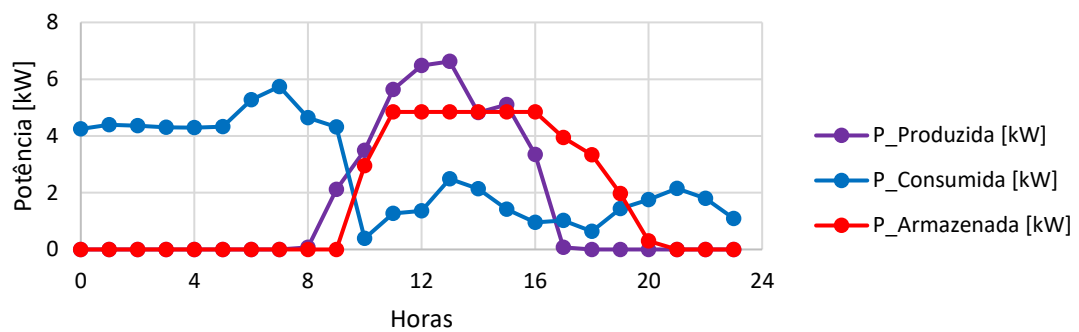


Figura 6-19 Produção, consumo e armazenamento – Inverno (2 de janeiro)

### PRODUÇÃO, CONSUMO E ARMAZENAMENTO - PRIMAVERA (2 ABR)

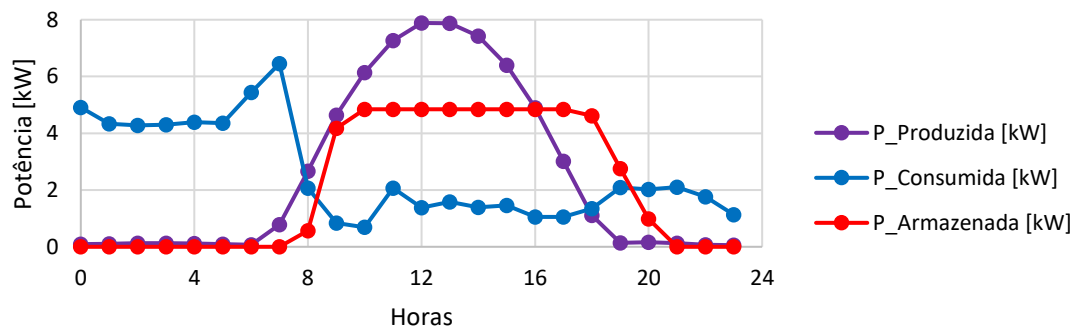


Figura 6-20 Produção, consumo e armazenamento – Primavera (2 de abril)

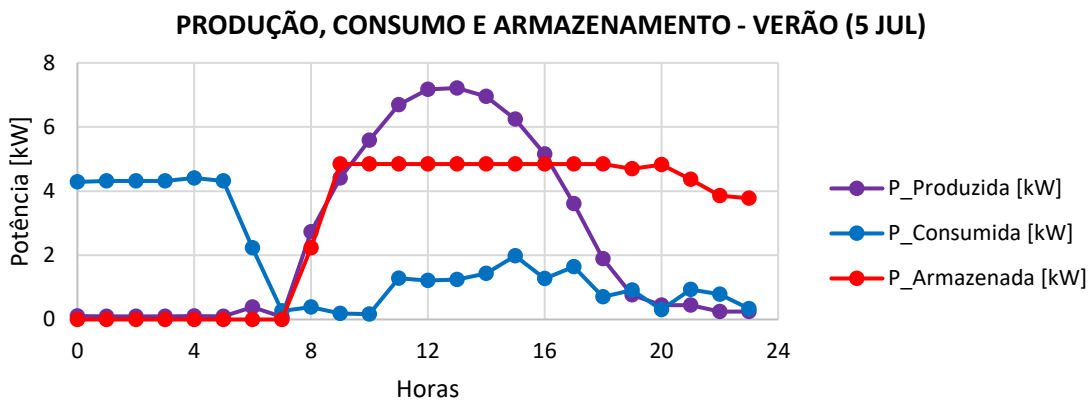


Figura 6-21 Produção, consumo e armazenamento – Verão (5 de julho)

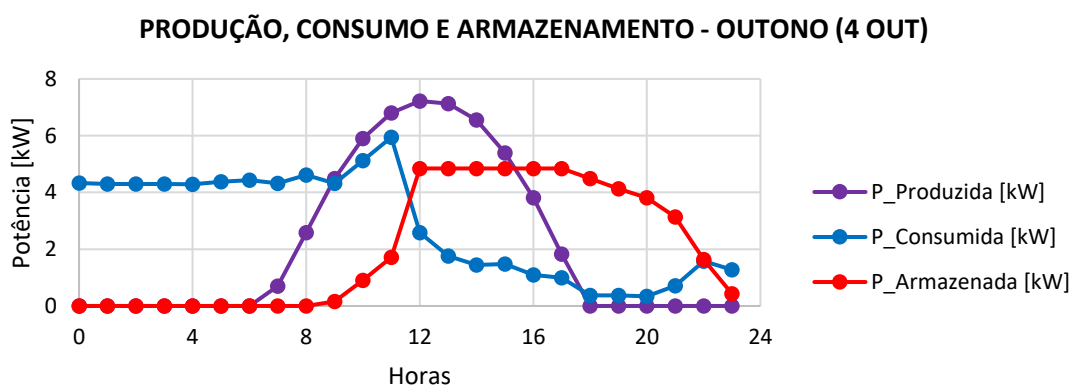


Figura 6-22 Produção, consumo e armazenamento – Outono (4 de outubro)

No inverno (Figura 6-19), a introdução da bateria reforça a utilização da energia gerada localmente, permitindo armazenar excedentes solares e utilizá-los no período noturno. Os indicadores energéticos registam uma melhoria face aos cenários anteriores, com AC de 46% e AS de 26%, confirmando maior aproveitamento local da geração, embora a autossuficiência continue limitada pela reduzida radiação neste período.

Na primavera (Figura 6-20), a maior disponibilidade de radiação solar garante carregamentos frequentes da bateria, que permite deslocar energia para os períodos de maior consumo. Apesar da presença de excedentes, o AC aumenta para 36% e a AS sobe para 35%, assegurando que mais de um terço da procura da habitação foi suprida por produção própria.

Durante o verão (Figura 6-21), a abundância solar possibilita o carregamento diário completo da bateria, que é posteriormente utilizada para cobrir parte dos consumos noturnos. No entanto, a limitação de capacidade do sistema de armazenamento impede o aproveitamento integral da produção, originando injeções significativas de

excedentes. Como resultado, o AC atinge 26% e a AS alcança 37%, valores mais moderados em relação ao potencial de geração.

No outono (Figura 6-22), a bateria assume um papel mais relevante ao compensar a redução da radiação solar e prolongar a disponibilidade de energia para além das horas de produção. Este cenário apresentou o melhor equilíbrio entre indicadores, com AC de 63% e AS de 48%, confirmando que a integração do armazenamento permite reduzir substancialmente a energia adquirida à rede neste período.

De forma a destacar o impacto do armazenamento, as Figuras 6-23 a 6-26 apresentam, para cada estação, as curvas isoladas da produção local, da energia armazenada na bateria e da energia injetada na rede, evidenciando o papel da bateria na gestão dos excedentes e na melhoria da autossuficiência.

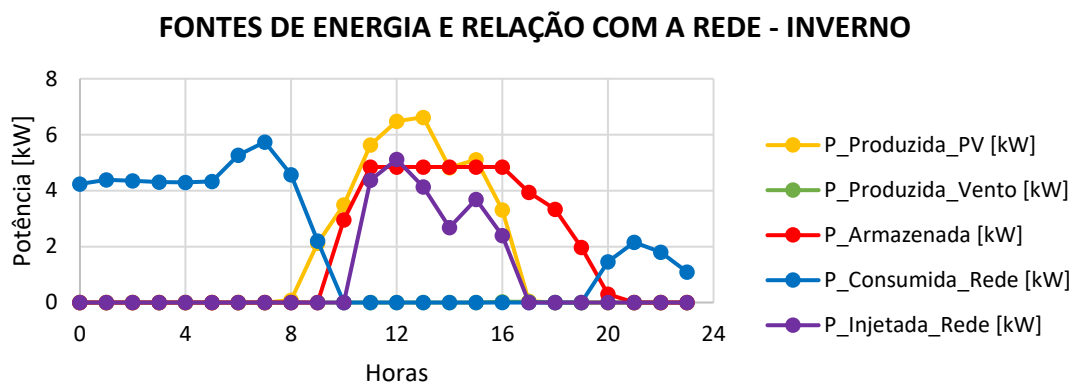


Figura 6-23 Produção vs armazenamento vs injeção na rede – Inverno (2 de janeiro)

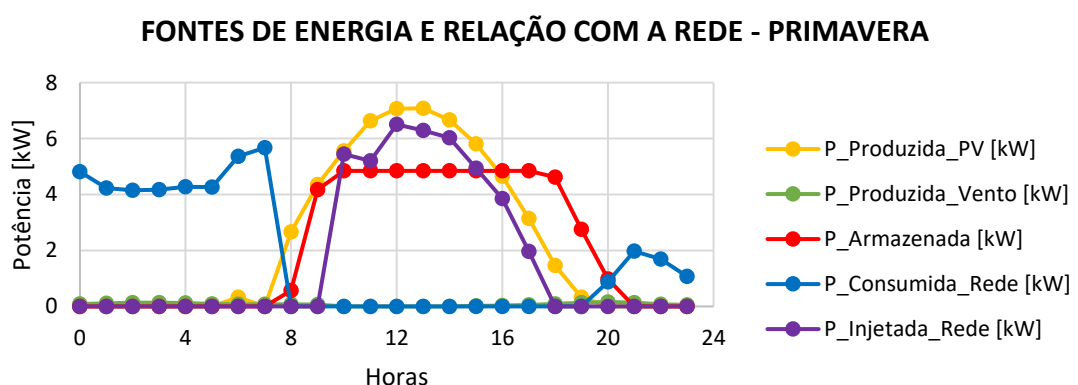


Figura 6-24 Produção vs armazenamento vs injeção na rede – Primavera (2 de abril)

### FONTES DE ENERGIA E RELAÇÃO COM A REDE - VERÃO

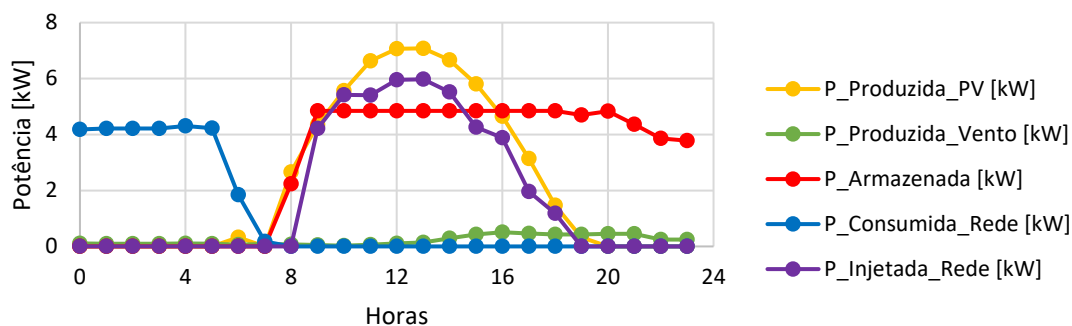


Figura 6-25 Produção vs armazenamento vs injeção na rede – Verão (5 de julho)

### FONTES DE ENERGIA E RELAÇÃO COM A REDE - OUTONO

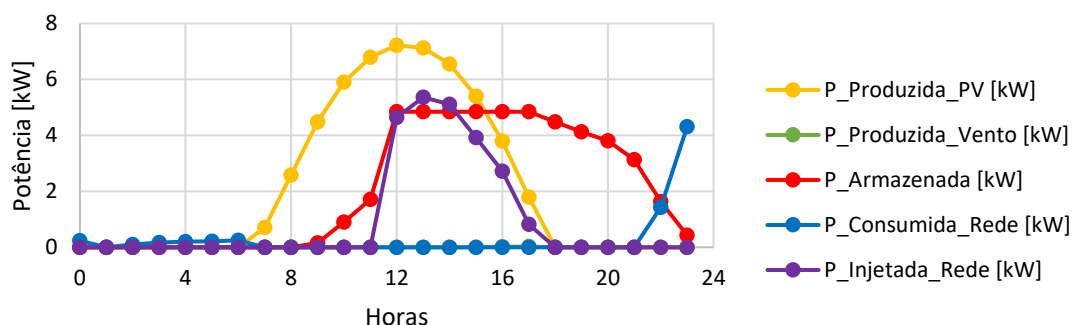


Figura 6-26 Produção vs armazenamento vs injeção na rede – Outono (4 de outubro)

No inverno (Figura 6-23), a produção global é reduzida, mas a bateria permite um aproveitamento mais eficiente da energia disponível. Durante o período diurno, a energia fotovoltaica é utilizada para carregamento e, no final do dia, a energia armazenada cobre parte da procura. A injeção de excedentes é praticamente nula, demonstrando que o sistema consegue direcionar a produção sobretudo para o consumo interno.

Na primavera (Figura 6-24), a produção aumenta significativamente, permitindo que a bateria atinja a sua capacidade útil em várias ocasiões. Parte da energia é deslocada para o período noturno, reduzindo a dependência da rede. Ainda assim, a elevada disponibilidade solar origina injeções consideráveis, revelando a limitação da capacidade de armazenamento face ao potencial produtivo do sistema.

No verão (Figura 6-25), verifica-se o pico máximo de produção solar, resultando em carregamentos rápidos e recorrentes da bateria, que permanece cheia durante várias horas. Como consequência, há grande volume de excedentes injetados na rede, uma vez que a capacidade de 5,1 kWh é insuficiente para absorver a totalidade da energia

produzida. Ainda assim, a bateria garante que parte relevante do consumo noturno seja suprida sem recurso à rede.

No outono (Figura 6-26), a redução da radiação solar torna o papel da bateria ainda mais evidente. Embora a produção seja menor, a capacidade de deslocar energia para horários de maior procura assegura um equilíbrio mais eficiente entre consumo e geração. As injeções são menores em comparação com o verão, refletindo uma melhor correspondência entre produção e necessidades da habitação.

Apesar da contribuição positiva, os resultados evidenciam que a capacidade útil da bateria (5,1 kWh) é insuficiente para absorver todos os excedentes nos meses de maior radiação, especialmente no verão. Ainda assim, o balanço anual confirma que o armazenamento desempenha um papel fundamental para valorizar a produção renovável local e reforçar a independência energética da habitação, mesmo sem eliminar totalmente a dependência da rede.

## **6.4 Implementação da flexibilidade de consumo**

Com base nos três cenários anteriores, foi analisado o impacto da gestão ativa de cargas na redução da dependência da rede e no aumento da valorização da produção renovável local. Esta abordagem, designada por flexibilidade de consumo, tem como objetivo alinhar a procura de energia com a disponibilidade dos recursos energéticos, promovendo uma utilização mais eficiente e sustentável.

O principal foco desta análise recaiu sobre o carregamento do veículo elétrico, que no perfil original ocorria maioritariamente no período noturno, originando picos de consumo significativos e coincidindo com a ausência de produção solar. Com a flexibilidade, este consumo foi deslocado para o período diurno, sobretudo aos fins de semana, aproveitando a maior disponibilidade de geração fotovoltaica.

Adicionalmente, foram também consideradas cargas flexíveis de menor dimensão, como o sistema de bombagem e sistema de rega, que foi programado para operar no período entre as 11h00 e as 17h00, correspondendo às horas de maior incidência solar. Assim, replicam-se os três cenários anteriores, agora com flexibilidade implementada.

### **6.4.1 Cenário 1 – Solar + Flexibilidade**

Neste cenário foram ajustados os principais consumos noturnos identificados, em particular o carregamento do veículo elétrico, que no perfil original se concentrava entre as 23h00 e as 07h00, representando o maior pico de consumo da residência. Por se tratar de uma carga altamente flexível, foi realizada a sua deslocação para o período

diurno, de forma a coincidir com a produção fotovoltaica, compreendida entre as 08h00 e as 17h00, em todas as estações do ano.

A análise do perfil de utilização revelou que o veículo é carregado, em média, apenas duas vezes por semana, o que possibilita uma gestão eficiente das cargas, alinhando os períodos de carregamento com os dias de maior disponibilidade de geração solar.

As Figuras 6.27 a 6.30 apresentam os gráficos representativos da comparação entre a produção solar e o consumo ajustado com flexibilidade, para dias típicos de inverno, primavera, verão e outono, respetivamente.

### FONTES DE ENERGIA E RELAÇÃO COM A REDE - INVERNO

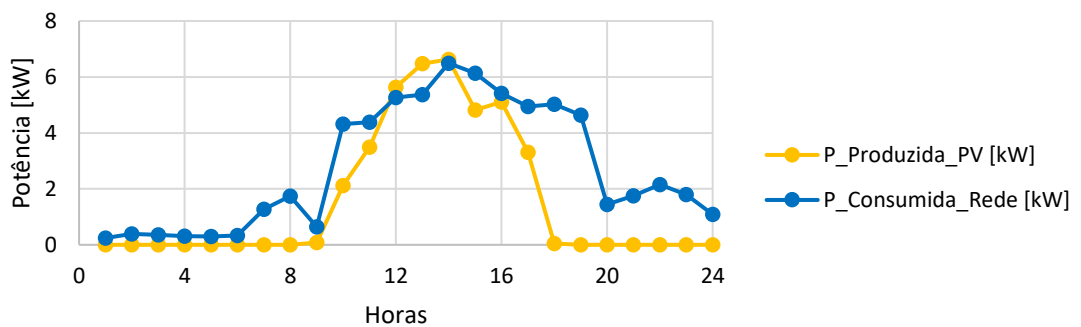


Figura 6-27 Produção e consumo ajustado com flexibilidade – Inverno (2 de janeiro)

### FONTES DE ENERGIA E RELAÇÃO COM A REDE - PRIMAVERA

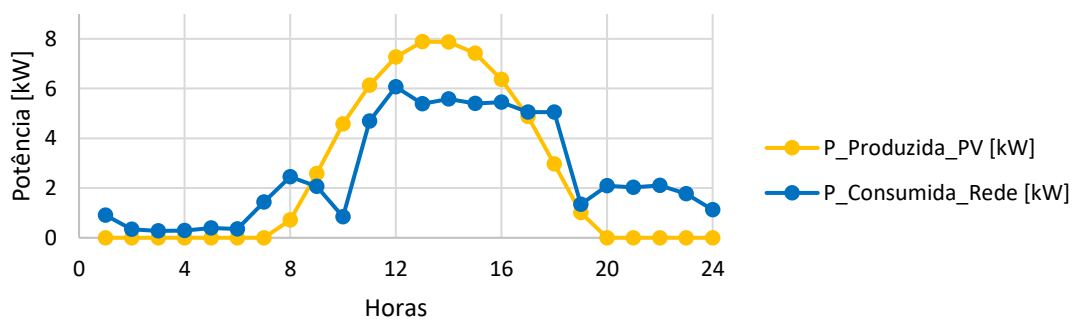


Figura 6-28 Produção e consumo ajustado com flexibilidade – Primavera (2 de abril)

### FONTES DE ENERGIA E RELAÇÃO COM A REDE - VERÃO

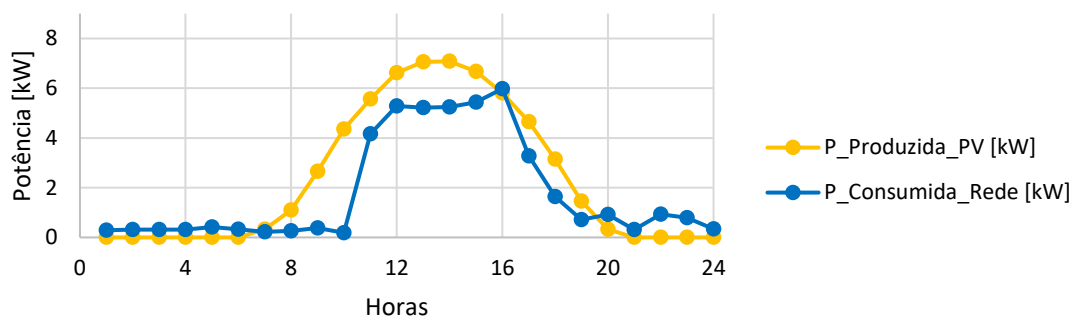


Figura 6-29 Produção e consumo ajustado com flexibilidade – Verão (5 de julho)

### FONTES DE ENERGIA E RELAÇÃO COM A REDE - OUTONO

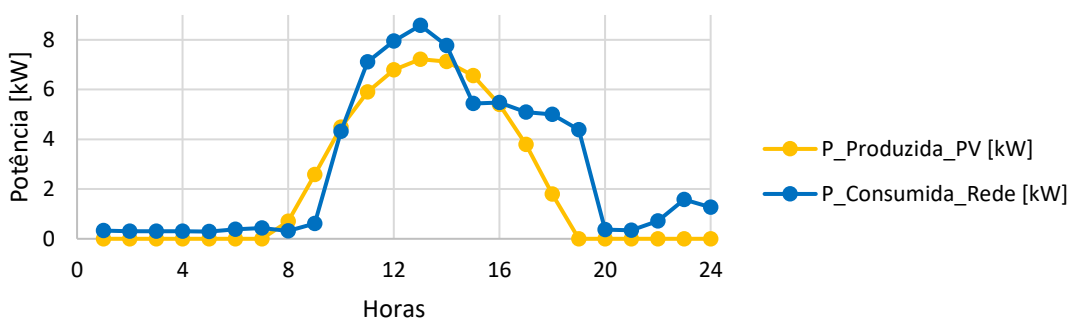


Figura 6-30 Produção e consumo ajustado com flexibilidade – Outono (4 de outubro)

No inverno (Figura 6-27), o deslocamento do carregamento do veículo permitiu aumentar substancialmente o aproveitamento da produção solar. O autoconsumo atingiu 96%, refletindo uma utilização quase integral da energia disponível localmente, mas a autossuficiência manteve-se em apenas 55%, dado que a produção fotovoltaica não é suficiente para cobrir a procura total nesta estação.

Na primavera (Figura 6-28), o sistema apresentou resultados muito equilibrados, com AC de 75% e AS de 72%. A coincidência entre os períodos de maior radiação solar e a procura ajustada permitiu reduzir de forma significativa a energia importada da rede, garantindo já uma cobertura elevada das necessidades da habitação.

No verão (Figura 6-29), registou-se o melhor desempenho do cenário. O autoconsumo atingiu 67% e a autossuficiência subiu para 88%, evidenciando a forte contribuição da flexibilidade para alinhar os picos de consumo com a disponibilidade fotovoltaica. Apesar de ainda existirem excedentes, o consumo local foi maximizado e a dependência da rede praticamente eliminada.

No outono (Figura 6-30), verificou-se igualmente um desempenho elevado, com AC de 93% e AS de 71%. A produção solar, embora mais reduzida face ao verão, foi eficientemente aproveitada graças à gestão de cargas, assegurando elevados níveis de independência energética.

De forma global, o cenário solar com flexibilidade demonstrou que a deslocação do carregamento do veículo elétrico é uma estratégia eficaz para aumentar o autoconsumo em todas as estações e reduzir a dependência da rede, sobretudo nos meses de maior radiação solar. Embora a autossuficiência no inverno continue limitada pelas restrições climáticas, a aplicação da flexibilidade confirma o seu papel como ferramenta essencial para otimizar o aproveitamento local da produção renovável.

#### 6.4.2 Cenário 2 – Solar + eólica + Flexibilidade de consumo

Neste cenário, foram mantidos os ajustes de cargas descritos no Cenário 1F, com destaque para o deslocamento do carregamento do veículo elétrico do período noturno para o período diurno, coincidindo com as horas de maior produção renovável.

A combinação da produção fotovoltaica com a eólica, associada à flexibilidade de consumo, permitiu reduzir a dependência da rede e aumentar os níveis de autossuficiência.

As Figuras 6.31 a 6.34 apresentam os gráficos representativos da produção e do consumo ajustado com flexibilidade para dias típicos de inverno, primavera, verão e outono.

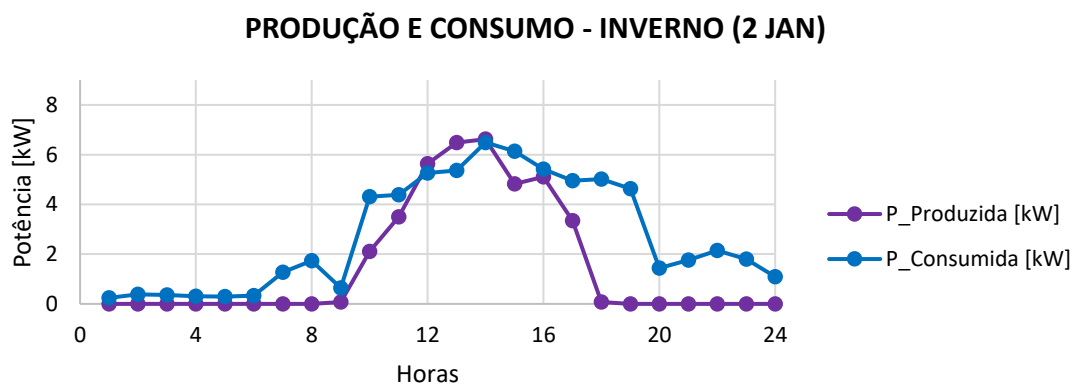


Figura 6-31 Produção e consumo ajustado com flexibilidade – Inverno (2 de janeiro)

### PRODUÇÃO E CONSUMO - PRIMAVERA (2 ABR)

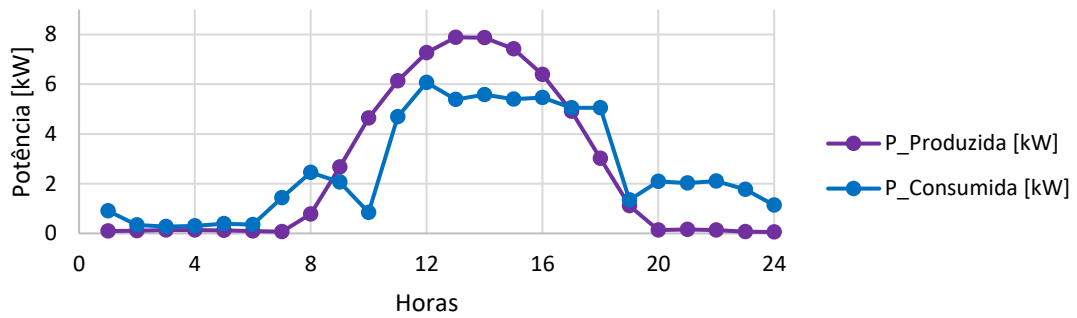


Figura 6-32 Produção e consumo ajustado com flexibilidade – Primavera (2 de abril)

### PRODUÇÃO E CONSUMO - VERÃO (5 JUL)

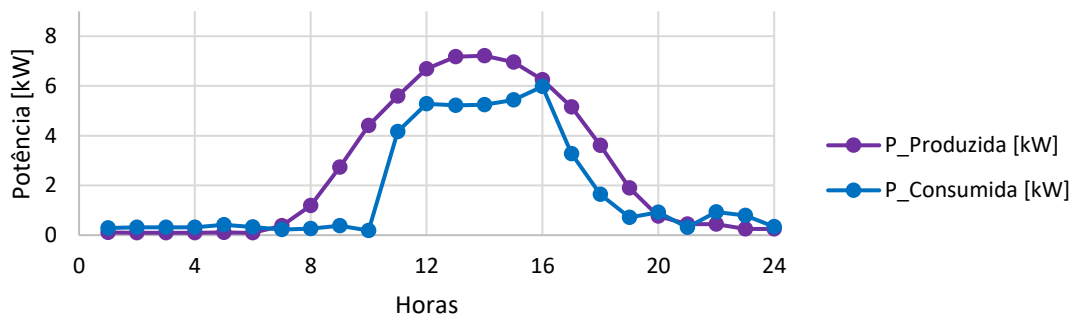


Figura 6-33 Produção e consumo ajustado com flexibilidade – Verão (5 de julho)

### PRODUÇÃO E CONSUMO - OUTONO (4 OUT)

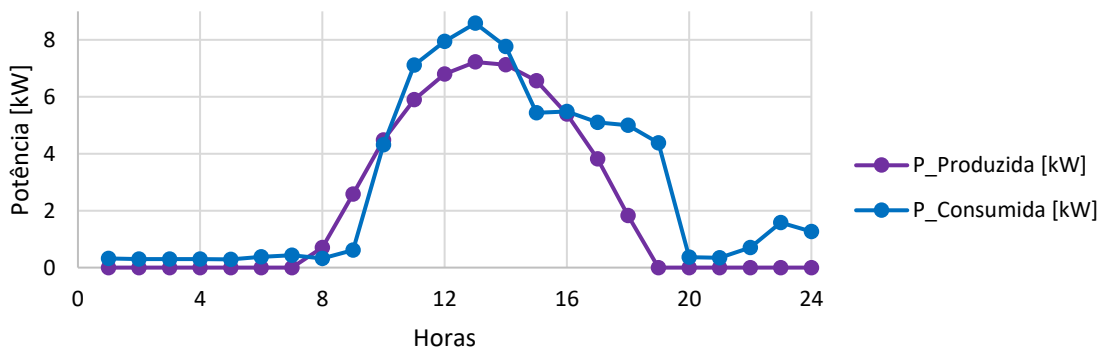


Figura 6-34 Produção e consumo ajustado com flexibilidade – Outono (4 de outubro)

De forma a evidenciar em pormenor o contributo de cada tecnologia, as Figuras 6.35 a 6.38 apresentam as curvas de produção isolada do sistema fotovoltaico e da turbina eólica em dias típicos de cada estação do ano, já considerando a aplicação da flexibilidade de consumo.

### FONTES DE ENERGIA E RELAÇÃO COM A REDE - INVERNO

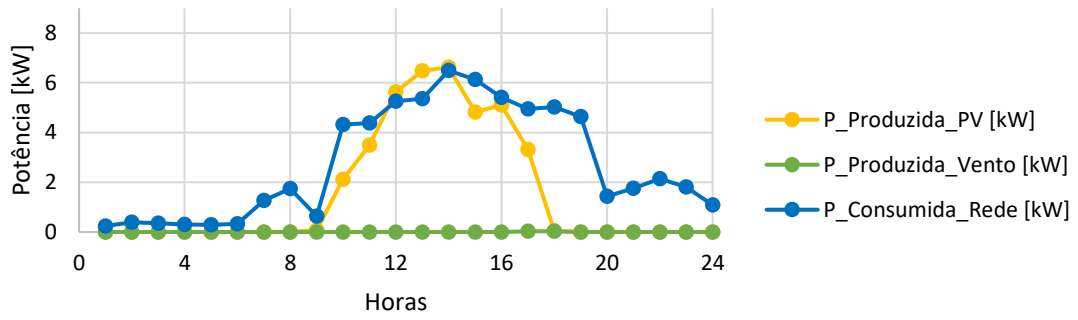


Figura 6-35 Fontes de energia e relação com a rede – Inverno (2 de janeiro)

### FONTES DE ENERGIA E RELAÇÃO COM A REDE - PRIMAVERA

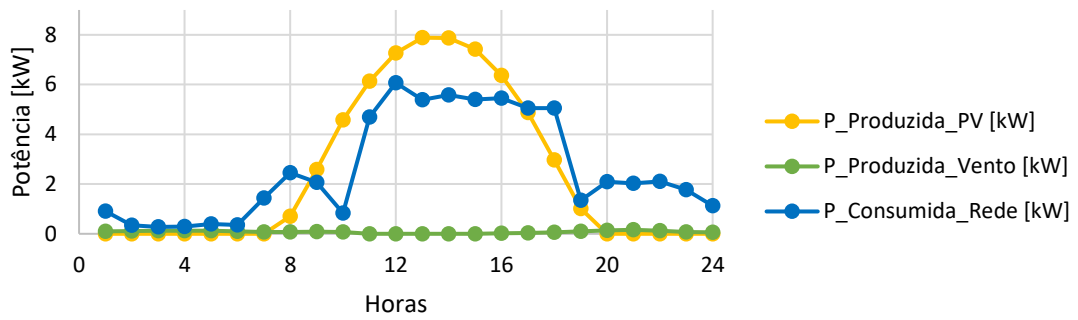


Figura 6-36 Fontes de energia e relação com a rede – Primavera (2 de abril)

### FONTES DE ENERGIA E RELAÇÃO COM A REDE - VERÃO

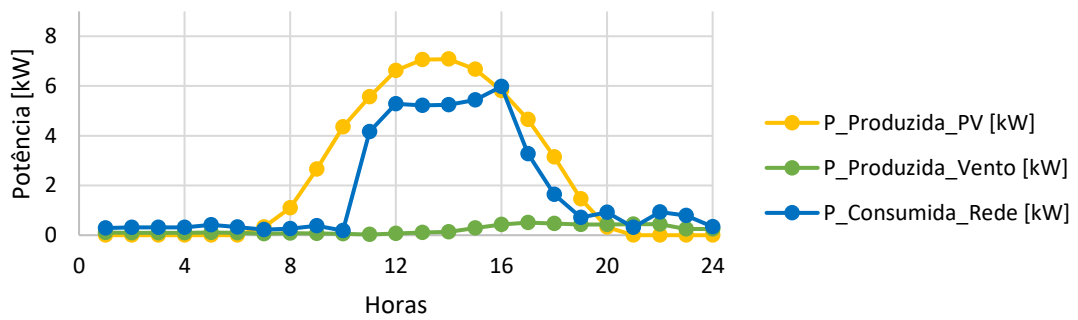


Figura 6-37 Fontes de energia e relação com a rede – Verão (5 de julho)

## FONTES DE ENERGIA E RELAÇÃO COM A REDE - OUTONO

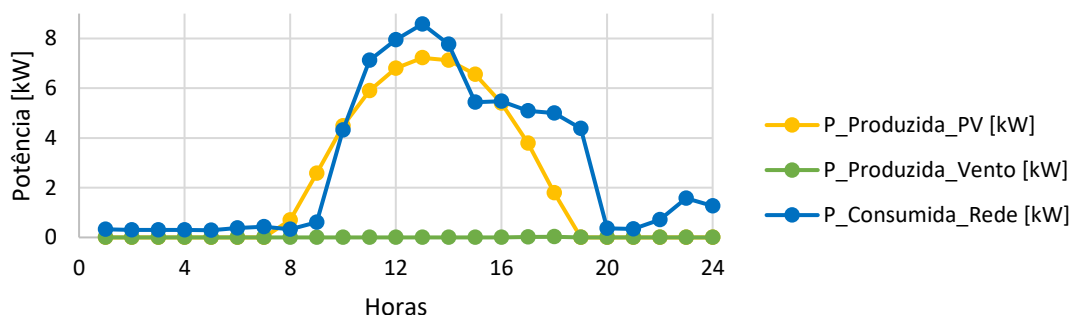


Figura 6-38 Fontes de energia e relação com a rede – Outono (4 de outubro)

No inverno (Figura 6-35), a produção solar limitada foi compensada pela contribuição eólica e pela gestão ativa de cargas, permitindo um alinhamento mais próximo entre geração e consumo. O autoconsumo atingiu 96% e a autossuficiência 55%, valores que representam uma melhoria substancial face aos cenários anteriores.

Na primavera (Figura 6-36), registou-se o melhor desempenho do sistema. A complementaridade entre solar e eólica, associada à flexibilidade de consumo, assegurou um aproveitamento quase total da produção renovável. Os indicadores confirmam este equilíbrio, com AC de 76% e AS de 75%, garantindo elevada cobertura das necessidades da habitação com energia local.

No verão (Figura 6-37), a elevada radiação solar e a flexibilidade de consumo resultaram em índices com bom desempenho. O autoconsumo situou-se em 66%, refletindo ainda a presença de excedentes, mas a autossuficiência atingiu 94%, o valor mais elevado de todos os cenários, demonstrando a capacidade do sistema em operar quase independentemente da rede elétrica.

No outono (Figura 6-38), embora a produção global seja inferior, a combinação das duas fontes renováveis e o ajustamento das cargas asseguraram AC de 93% e AS de 71%. Este resultado confirma a resiliência do sistema híbrido, mesmo em períodos de menor recurso solar.

De forma global, o Cenário 2F apresentou ganhos expressivos face ao cenário sem flexibilidade, com autossuficiências acima de 70% na maioria das estações e autoconsumos elevados. A complementaridade solar-eólica, aliada à gestão de cargas, revelou-se essencial para reduzir de forma significativa a dependência da rede e maximizar o aproveitamento da produção renovável local.

### 6.4.3 Cenário 3 – Solar + eólica + bateria + Flexibilidade de consumo

No terceiro cenário com flexibilidade foi integrado o sistema híbrido solar + eólico com armazenamento em bateria. O objetivo foi avaliar o impacto da gestão ativa de cargas quando associada ao armazenamento, maximizando a utilização local da energia e reduzindo tanto a dependência da rede como a injeção de excedentes.

As Figuras 6-39 a 6-42 apresentam a comparação entre produção, consumo e armazenamento para dias típicos de inverno, primavera, verão e outono.

#### PRODUÇÃO, CONSUMO E ARMAZENAMENTO - INVERNO (2 JAN)

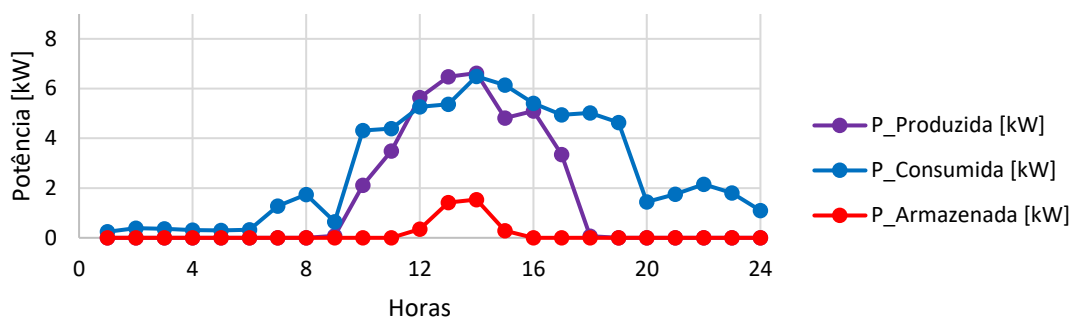


Figura 6-39 Produção, consumo e armazenamento com flexibilidade – Inverno (2 de janeiro)

#### PRODUÇÃO, CONSUMO E ARMAZENAMENTO - PRIMAVERA (2 ABR)

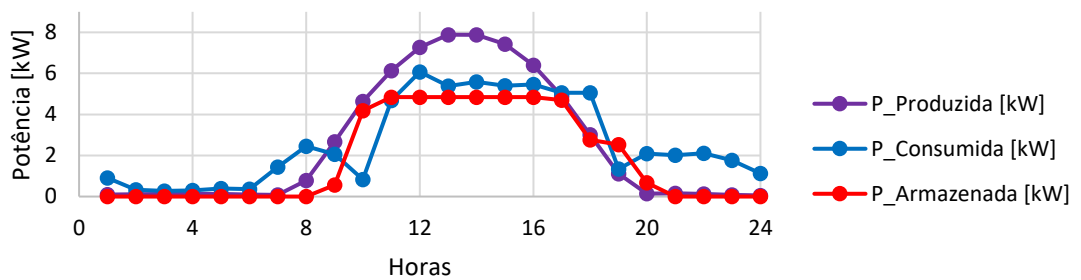


Figura 6-40 Produção, consumo e armazenamento com flexibilidade – Primavera (2 de abril)

### PRODUÇÃO, CONSUMO E ARMAZENAMENTO - VERÃO (5 JUL)

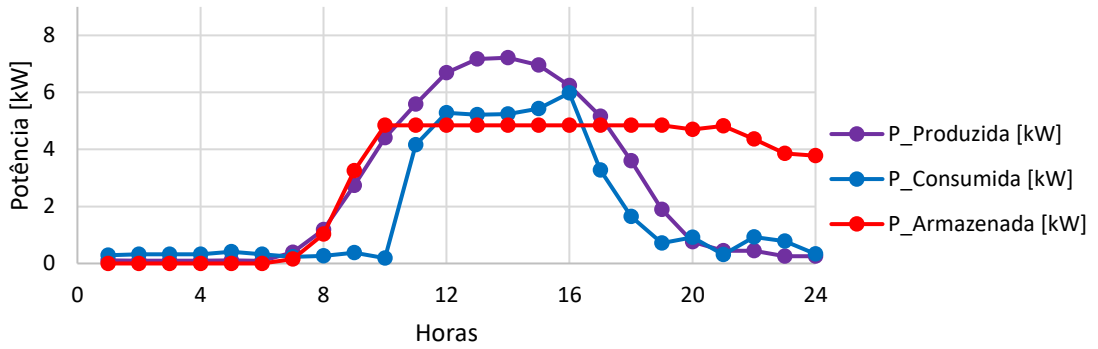


Figura 6-41 Produção, consumo e armazenamento com flexibilidade – Verão (5 de julho)

### PRODUÇÃO, CONSUMO E ARMAZENAMENTO - OUTONO (4 OUT)

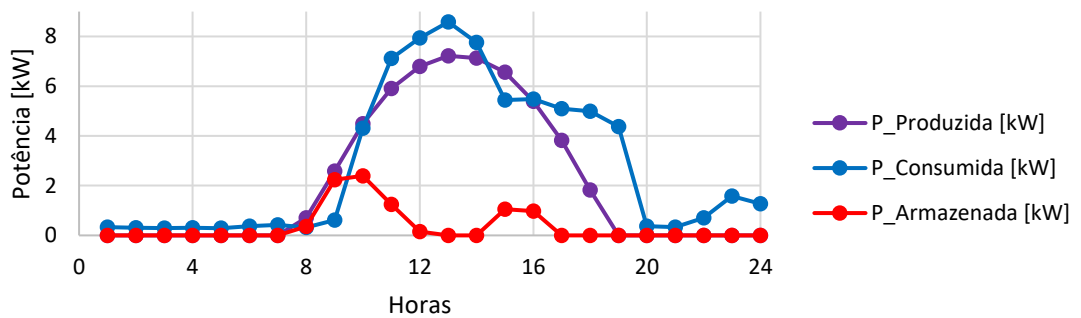


Figura 6-42 Produção, consumo e armazenamento com flexibilidade – Outono (4 de outubro)

De forma a evidenciar em pormenor o papel do armazenamento e da flexibilidade, as Figuras 6.43 a 6.46 apresentam individualmente as curvas de produção total, energia armazenada, consumo da rede e energia injetada na rede para cada estação do ano.

### FONTES DE ENERGIA E RELAÇÃO COM A REDE - INVERNO

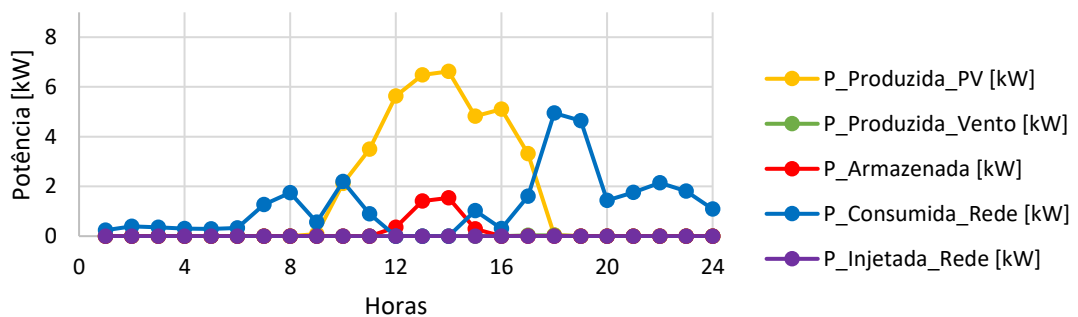


Figura 6-43 Fontes de energia e relação com a rede – Inverno (2 de janeiro)

### FONTES DE ENERGIA E RELAÇÃO COM A REDE - PRIMAVERA

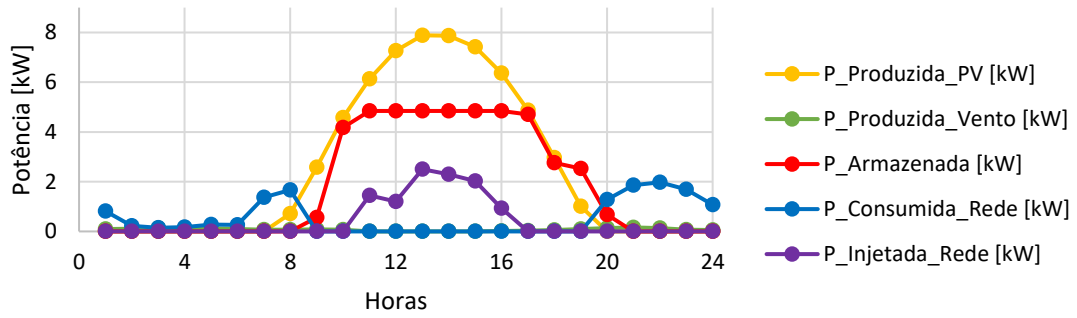


Figura 6-44 Fontes de energia e relação com a rede – Primavera (2 de abril)

### FONTES DE ENERGIA E RELAÇÃO COM A REDE - VERÃO

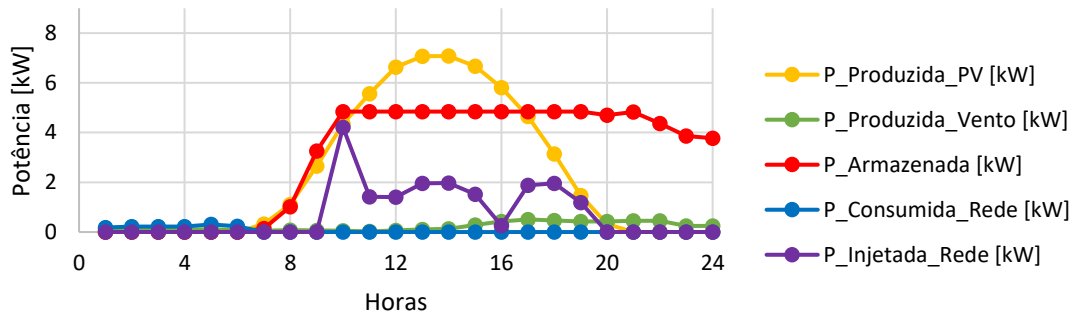


Figura 6-45 Fontes de energia e relação com a rede – Verão (5 de julho)

### FONTES DE ENERGIA E RELAÇÃO COM A REDE - OUTONO

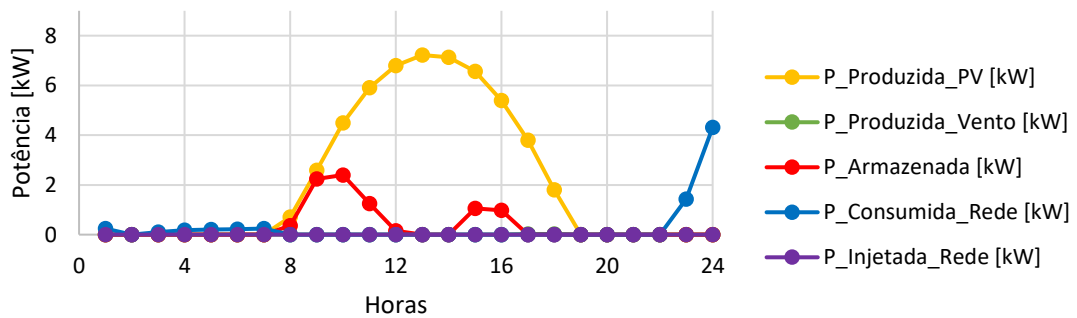


Figura 6-46 Fontes de energia e relação com a rede – Outono (4 de outubro)

No inverno (Figura 6-39), a combinação entre armazenamento e flexibilidade permitiu aproveitar praticamente toda a produção disponível, resultando em um autoconsumo de 100%. Ainda assim, a autossuficiência manteve-se em 57%, reflexo da reduzida disponibilidade solar e da limitação do recurso eólico neste período.

Na primavera (Figura 6-40), verificou-se um desempenho significativamente melhor face aos cenários anteriores, com AC de 84% e AS de 83%. A bateria desempenhou papel crucial, armazenando excedentes diurnos e assegurando fornecimento durante períodos de menor produção, enquanto a flexibilidade garantiu alinhamento mais eficiente entre consumo e geração.

O verão (Figura 6-41) representou o melhor desempenho do cenário. A elevada radiação solar, complementada por algum contributo eólico, assegurou o carregamento completo da bateria e sua utilização para cobrir o consumo noturno. O autoconsumo situou-se em 68% e a autossuficiência atingiu 97%, demonstrando a capacidade do sistema para operar quase de forma independente da rede.

No outono (Figura 6-42), a flexibilidade associada ao armazenamento permitiu novamente alcançar elevados índices de eficiência, com AC de 100% e AS de 76%. A boa correspondência entre os períodos de maior produção e os ajustamentos de consumo assegurou menor injeção de excedentes e significativa redução da dependência da rede.

De forma geral, o cenário 3F revelou-se o mais robusto em termos de gestão integrada da produção renovável e do consumo, maximizando o aproveitamento local da energia através da complementaridade entre solar, eólica, armazenamento e flexibilidade. Ainda que em estações de menor radiação a autossuficiência não atinja valores tão elevados quanto no verão, o sistema assegura ganhos consistentes na redução da importação de energia e no aproveitamento eficiente da produção local.

## **6.5 Metodologia de cálculo e simulação**

A metodologia aplicada na construção e análise dos cenários com e sem flexibilidade assentou na avaliação comparativa do balanço energético horário da habitação, considerando diferentes combinações tecnológicas (solar, solar + eólica, solar + eólica + bateria) e estratégias de gestão de consumo.

Etapas metodológicas

### **1. Modelação da produção renovável:**

Foram considerados os perfis de produção solar e eólica a partir dos dados climáticos do local disponibilizados pelo PVGIS, sendo a produção eólica determinada pela combinação destes dados com a curva de potência do aerogerador selecionado. Para o sistema com armazenamento, foi modelada a dinâmica de carregamento e descarregamento da bateria (capacidade útil de 5,1 kWh), respeitando os limites técnicos definidos pelo fabricante.

### **2. Perfis de consumo:**

O perfil base da habitação foi obtido a partir dos dados de medição com resolução de 15 minutos, agregados em valores horários. As cargas foram classificadas

como fixas (consumo permanente) e flexíveis, entre as quais se destacam o carregamento do veículo elétrico, originalmente concentrado no período noturno (23h00–07h00) e o sistema de rega, associado a uma bomba trifásica, com funcionamento diário e deslocável no horário.

### 3. Implementação da flexibilidade:

O carregamento do veículo elétrico foi deslocado do período noturno para o período diurno, com prioridade para os fins de semana. A escolha deste período deve-se à maior disponibilidade de produção solar entre as 08h00 e as 17h00, permitindo alinhar a procura com a geração local. O sistema de rega foi programado para operar entre as 11h00 e as 17h00, coincidindo com as horas de maior radiação solar, reduzindo assim a energia importada da rede.

### 4. Recalcular o balanço energético horário:

Para cada estação do ano foram gerados cenários representativos (inverno, primavera, verão e outono). A partir destes perfis, foram recalculados os fluxos de energia produção, consumo, armazenamento, importação e injeção na rede.

### 5. Cálculo de indicadores energéticos e económicos:

Foram calculados os indicadores energéticos: autoconsumo (AC), autossuficiência (AS) e perdas evitadas. E também os indicadores económicos: LCOE (Levelized Cost of Energy), VAL (Valor Atual Líquido), TIR (Taxa Interna de Rentabilidade) e PRI (Período de Retorno do Investimento).

## 6.6 Comparação e análise crítica

Esta secção sintetiza os resultados energéticos (produção, autoconsumo – AC, autossuficiência – AS, energia importada/injetada) e económicos (LCOE, VAL, TIR, PRI) dos cenários estudados, discutindo-os de forma integrada. A análise considera:

- ↪ Tecnologia (solar PV, eólica e armazenamento),
- ↪ Estratégia operacional (com e sem flexibilidade de consumo),
- ↪ Horizonte temporal alinhado com a vida útil: 25 anos para geração e 12 anos para bateria (capacidade útil 5,1 kWh),
- ↪ Desempenho sazonal e efeitos no ano típico.

### 6.6.1 Base económica por tecnologia

A Tabela 6.3 consolida os parâmetros de custo e o LCOE de cada tecnologia, usados como referência para a leitura económica dos cenários.

Tabela 6.3 – Parâmetros económicos e LCOE das tecnologias consideradas

Tecnologia	Vida útil (anos)	Taxa de atualização	Custo Instalação	Custos O&M (%/ano)	Custos O&M (€)	LCOE (€/MWh)
<b>Solar PV</b>	25	5 %	900 €/kWp (7 425 €)	1 %	74,25 €	37,06 €
<b>Eólica</b>	25	5 %	1 000 €/kW (2 100 €)	1 %	21,00 €	143,01 €
<b>Bateria</b>	12	5 %	560 €/kWh (4 372 €)	1 %	43,72 €	179,50 €

Verifica-se que a tecnologia fotovoltaica apresenta o LCOE mais baixo, o que confirma o seu papel central como solução base para a redução dos custos de energia e aumento dos níveis de autoconsumo e autossuficiência. A energia eólica, por sua vez, apresenta um LCOE consideravelmente superior, tornando assim menos competitiva em termos económicos. No entanto, a sua relevância não reside apenas no custo unitário de geração, mas sobretudo na complementaridade temporal face à produção solar, particularmente evidente no inverno e em períodos de menor radiação. Assim, a integração da eólica contribui para uma maior regularidade no fornecimento e para o aumento da autossuficiência nos cenários híbridos.

No caso do armazenamento em bateria, o valor de LCOE obtido, reforça a ideia de que esta tecnologia não deve ser analisada apenas sob o prisma do custo unitário de energia gerada. O armazenamento não “produz” energia a baixo custo, mas tem como principal função deslocar a energia renovável localmente gerada para momentos de maior procura, permitindo reduzir a importação da rede em horas críticas e limitar a injeção de excedentes. Deste modo, a avaliação da sua viabilidade deve considerar não apenas o custo nivelado, mas também a poupança efetiva na fatura elétrica e a otimização do autoconsumo.

Importa ainda destacar que as tecnologias consideradas apresentam horizontes de vida distintos: enquanto os sistemas fotovoltaico e eólico foram avaliados para 25 anos, a bateria apresenta uma vida útil de apenas 12 anos, o que implica pelo menos uma substituição ao longo do ciclo de vida do projeto. Esta diferença tem impacto direto nos indicadores económicos dos cenários com armazenamento, nomeadamente no Valor Atual Líquido (VAL), na Taxa Interna de Rentabilidade (TIR) e no Período de Retorno do Investimento (PRI), que tendem a apresentar valores menos favoráveis quando comparados com os cenários sem armazenamento.

## 6.6.2 Avaliação dos cenários sem flexibilidade de consumo

A Tabela 6.4 apresenta os valores de autoconsumo (AC) e autossuficiência (AS) para os três cenários base (1 – Solar, 2 – Solar + Eólica e 3 – Solar + Eólica + Bateria), considerando dias típicos representativos das quatro estações do ano.

Tabela 6.4 – Indicadores energéticos (AC e AS) dos cenários sem flexibilidade

Cenário	Estação	AC (%)	AS (%)
1. Solar	Inverno	32	19
1. Solar	Primavera	26	24
1. Solar	Verão	22	28
1. Solar	Outono	54	41
2. Solar + Eólica	Inverno	32	19
2. Solar + Eólica	Primavera	27	27
2. Solar + Eólica	Verão	24	34
2. Solar + Eólica	Outono	53	41
3. Solar + Eólica + Bateria	Inverno	46	26
3. Solar + Eólica + Bateria	Primavera	36	35
3. Solar + Eólica + Bateria	Verão	26	37
3. Solar + Eólica + Bateria	Outono	63	48

No Cenário 1 – Solar, os valores de autoconsumo (AC) variam entre 22% e 54%, destacando-se o outono como a estação de melhor desempenho (54%), quando a produção solar se ajusta mais favoravelmente ao perfil de consumo. Já a autossuficiência (AS) permanece baixa no inverno (19%) e na primavera (24%), alcançando valores mais relevantes no verão (28%) e no outono (41%). Estes resultados confirmam a forte dependência da rede elétrica, sobretudo nas estações de menor radiação, bem como as limitações impostas pelos excedentes nos períodos de elevada produção.

No Cenário 2 – Solar + Eólica, observa-se um ligeiro incremento em relação ao cenário anterior. O AC oscila entre 24% e 53%, mantendo-se relativamente baixo no verão (24%) e atingindo o máximo no outono (53%). A AS apresenta ganhos consistentes, com valores entre 27% e 41%, evidenciando que a contribuição eólica, mesmo que modesta, assegura maior regularidade e reduz ligeiramente a necessidade de importação da rede. Ainda assim, a maior parte da produção continua sem consumo local direto, refletindo a limitação estrutural da complementaridade entre as duas fontes quando não há gestão ativa de cargas.

O Cenário 3 – Solar + Eólica + Bateria apresenta os melhores resultados entre os cenários sem flexibilidade. O AC varia entre 26% e 63%, com o valor mais elevado registado no outono (63%), em virtude do papel da bateria em armazenar e redistribuir a energia produzida. A AS cresce de forma significativa, situando-se entre 26% e 48%, confirmando que o armazenamento contribui de forma decisiva para reduzir a dependência da rede. Contudo, mesmo com a bateria, no verão o autoconsumo permanece relativamente baixo (26%), devido à elevada produção solar excedente, que ultrapassa a capacidade de armazenamento instalada.

### 6.6.3 Avaliação dos cenários com flexibilidade de consumo

A Tabela 6.5 apresenta os valores de autoconsumo (AC) e autossuficiência (AS) para os três cenários com flexibilidade de consumo, considerando dias típicos representativos das quatro estações do ano.

Tabela 6.5 – Indicadores energéticos (AC e AS) dos cenários com flexibilidade de consumo

<b>Cenário</b>	<b>Estação</b>	<b>AC (%)</b>	<b>AS (%)</b>
<b>1F. Solar + Flex.</b>	Inverno	96	55
<b>1F. Solar + Flex.</b>	Primavera	75	72
<b>1F. Solar + Flex.</b>	Verão	67	88
<b>1F. Solar + Flex.</b>	Outono	93	71
<b>2F. Solar + Eólica + Flex.</b>	Inverno	96	55
<b>2F. Solar + Eólica + Flex.</b>	Primavera	76	75
<b>2F. Solar + Eólica + Flex.</b>	Verão	66	94
<b>2F. Solar + Eólica + Flex.</b>	Outono	93	71
<b>3F. Solar + Eólica + Bateria + Flex.</b>	Inverno	100	57
<b>3F. Solar + Eólica + Bateria + Flex.</b>	Primavera	84	83
<b>3F. Solar + Eólica + Bateria + Flex.</b>	Verão	68	97
<b>3F. Solar + Eólica + Bateria + Flex.</b>	Outono	100	76

No Cenário 1F – Solar+Flex, a implementação da flexibilidade teve impacto expressivo no autoconsumo, que se situou entre 67% e 96%, comprovando a eficácia do deslocamento do carregamento do veículo elétrico para coincidir com a produção solar. O outono destacou-se com AC de 93% e AS de 71%, demonstrando boa correspondência entre produção e consumo. Ainda assim, no inverno, embora o AC tenha alcançado 96%, a autossuficiência foi de apenas 55%, evidenciando que a escassez de radiação continua a impor dependência significativa da rede.

No Cenário 2F – Solar + Eólica + Flex, a complementaridade entre solar e eólica, associada à gestão de cargas, assegurou indicadores consistentes. O AC manteve-se elevado em todas as estações (66% a 76%), refletindo uma utilização ampla da produção local. Já a autossuficiência apresentou ganhos relevantes, com valores de 71% a 94% na primavera e verão, traduzindo forte redução das importações da rede. No inverno, o AS foi de 55%, mostrando que, embora a flexibilidade contribua, a limitação da produção renovável nesse período condiciona o desempenho.

No Cenário 3F – Solar + Eólica + Bateria + Flex, a integração do armazenamento reforçou o equilíbrio entre produção e consumo, alcançando os melhores resultados globais. No verão, o AC foi de 68% e a AS de 97%, confirmando a elevada independência energética da habitação. O outono também se destacou, com AC de 100% e AS de 76%, demonstrando o aproveitamento quase integral da produção local. No inverno, apesar das restrições sazonais, os indicadores foram os mais elevados entre todos os cenários dessa estação (AC de 100% e AS de 57%). A primavera, por sua vez, registou valores robustos (AC de 84% e AS de 83%), revelando que a combinação de armazenamento com flexibilidade assegura um desempenho consistente ao longo do ano.

De forma geral, os resultados confirmam que a flexibilidade, sobretudo quando associada ao armazenamento, maximiza o aproveitamento da produção renovável e reduz substancialmente a dependência da rede. Enquanto os cenários 1F e 2F já apresentam ganhos expressivos, é no 3F que se observa a maior robustez, evidenciando o papel determinante das baterias para garantir estabilidade e resiliência do sistema energético residencial.

#### 6.6.4 Avaliação global anual – comparação entre cenários

A Tabela 6.6 apresenta os valores médios anuais de autoconsumo (AC) e autossuficiência (AS) para os seis cenários estudados, permitindo comparar diretamente o impacto das diferentes configurações tecnológicas e da introdução da flexibilidade de consumo.

Tabela 6.6 – Indicadores energéticos médios anuais por cenário

<b>Cenário</b>	<b>AC (%)</b>	<b>AS (%)</b>
<b>1.</b> Solar	25%	39%
<b>2.</b> Solar + Eólica	26%	44%
<b>3.</b> Solar + Eólica + Bateria	35%	59%
<b>1F.</b> Solar + Flexibilidade	38%	60%
<b>2F.</b> Solar + Eólica + Flexibilidade	39%	65%
<b>3F.</b> Solar + Eólica + Bateria + Flexibilidade	48%	80%

A análise anual dos indicadores médios de autoconsumo (AC) e autossuficiência (AS), apresentada na Tabela 6.6, evidencia diferenças relevantes entre os seis cenários avaliados. No cenário de base, apenas com geração solar (1), os resultados são limitados, com AC de 25% e AS de 39%, confirmando a forte dependência da rede elétrica. A introdução da eólica (Cenário 2) traduz-se em ganhos moderados, elevando ligeiramente o AC para 26% e o AS para 44%, demonstrando a complementaridade entre as duas fontes, embora ainda insuficiente para assegurar elevada independência energética.

A inclusão de armazenamento em bateria (Cenário 3) representa uma melhoria mais expressiva. O AC sobe para 35% e o AS para 59%, destacando o papel da bateria na retenção e utilização diferida da energia produzida, com clara redução da necessidade de importação da rede. Estes resultados confirmam o impacto determinante do armazenamento para valorizar a produção local.

Nos cenários com flexibilidade, observam-se melhorias adicionais. No caso do solar com flexibilidade (1F), o AC atinge 38% e o AS 60%, refletindo uma maior coincidência entre consumos ajustados e produção. O cenário híbrido solar + eólica com flexibilidade (2F) apresenta resultados semelhantes, com AC de 39% e AS de 65%, confirmando que a gestão de cargas contribui para reduzir a dependência da rede de forma mais consistente. O cenário mais completo, que combina solar, eólica, bateria e flexibilidade (3F), destaca-se como o mais robusto, alcançando AC de 48% e AS de 80%. Estes valores traduzem um desempenho significativamente superior aos restantes, assegurando uma maior independência energética e reduzindo de forma expressiva as importações da rede.

De forma global, conclui-se que os ganhos mais expressivos resultam da evolução tecnológica, particularmente pela integração de armazenamento, enquanto a flexibilidade de consumo atua como elemento complementar, permitindo maximizar o aproveitamento da produção local. O Cenário 3F surge, assim, como a solução mais equilibrada e eficiente, embora ainda distante de garantir autossuficiência total ao longo do ano.

### 6.6.5 Avaliação Económica

A avaliação económica foi realizada em duas etapas. Numa primeira fase, considerou-se o caso sem venda à rede, em que a energia excedente injetada não é remunerada, refletindo apenas o impacto nos indicadores energéticos (autoconsumo e autossuficiência) e na redução de compras à rede.

Numa segunda fase, analisou-se o caso com venda à rede, remunerando a energia excedente a um preço de venda bruto e sujeito a tarifa de acesso à rede (TAR).

Em ambos os casos, os indicadores energéticos (AC e AS) são calculados a partir dos balanços horários de energia e não dependem do preço de venda.

### 6.6.5.1 Tarifa de compra da energia

Para a energia importada da rede considerou-se uma tarifa de compra de 0,1658 €/kWh, correspondente ao preço médio praticado no setor residencial em Portugal. Este valor foi utilizado para o cálculo dos custos associados ao consumo suplementar de eletricidade em todos os cenários.

### 6.6.5.2 Tarifa de venda

Para a valorização da energia excedente adotou-se um preço de venda bruto de 0,10 €/kWh. De acordo com o esquema considerado, aplica-se uma tarifa de acesso à rede específica para venda de 0,0416 €/kWh, pelo que a remuneração líquida por kWh injetado foi fixada em 0,0584 €/kWh. Este valor foi utilizado no cálculo das receitas anuais associadas à injeção.

Salienta-se que AC e AS resultam exclusivamente dos balanços energéticos (produção, consumo, armazenamento e injeção) e não são afetados pelas tarifas; já VAL, TIR e PRI são sensíveis à inclusão da receita de venda (0,0584 €/kWh), refletindo a melhoria económica nos cenários com valorização de excedentes.

### 6.6.5.3 Avaliação Económica – Sem venda de excedentes

A Tabela 6.7 apresenta os principais indicadores económicos – LCOE (€/MWh), Valor Atual Líquido (VAL), Taxa Interna de Rentabilidade (TIR) e Período de Retorno do Investimento (PRI) – para os seis cenários analisados, considerando que a energia excedente injetada na rede não é valorizada.

Tabela 6.7 – Indicadores económicos por cenário sem venda de excedentes

Cenário	LCOE (€/MWh)	VAL (€)	TIR (%)	PRI (anos)
1. Solar	148,81 €	967,28 €	6,26%	20
2. Solar + Eólica	168,65 €	-183,91 €	4,81%	-
3. Solar + Eólica + Bateria	214,78 €	-1 623,83 €	3,80%	-
1F. Solar + Flexibilidade	96,37 €	6 102,24 €	12,20%	10
2F. Solar + Eólica + Flexibilidade	113,46 €	5 012,88 €	9,78%	12
3F. Solar + Eólica + Bateria + Flexibilidade	156,73 €	3 647,64 €	7,48%	21

Nos cenários base sem flexibilidade, os resultados revelam uma viabilidade económica bastante limitada. O sistema fotovoltaico isolado (Cenário 1) apresenta um

LCOE de 148,81 €/MWh, um VAL ligeiramente positivo (967 €) e um PRI de 20 anos. Embora o investimento seja recuperado dentro do horizonte de análise, a margem económica é estreita, tornando o sistema sensível a variações no perfil de consumo, tarifas e degradação dos módulos ao longo do tempo.

A integração da geração eólica (Cenário 2) agrava o desempenho económico, elevando o LCOE para 168,65 €/MWh e resultando num VAL negativo, com uma TIR de apenas 4,81%. O investimento não é recuperado no horizonte de 25 anos, facto que se reflete na ausência de um valor definido para o PRI. Apesar da complementaridade energética entre solar e eólica, a falta de valorização da energia excedente inviabiliza o retorno do investimento.

O mesmo ocorre no Cenário 3, que integra armazenamento em baterias. O LCOE sobe para 214,78 €/MWh, o VAL cai para -1 623,83 € e a TIR desce para 3,80%. Tal como no caso anterior, o investimento não é recuperado em 25 anos, o que confirma que, sem valorização da energia excedente, o armazenamento doméstico se revela economicamente inviável.

Nos cenários com flexibilidade de consumo, os resultados melhoram significativamente. O Cenário 1F apresenta um LCOE de 96,37 €/MWh, associado a um VAL positivo de 6 102,24 €, uma TIR de 12,20% e um PRI de 10 anos, evidenciando o impacto direto da gestão de cargas no aumento do autoconsumo e na redução dos períodos de retorno. Ao deslocar consumos para horas de maior produção, reduz-se o excedente injetado e aumenta-se a energia efetivamente utilizada localmente.

O Cenário 2F confirma esta tendência, com LCOE de 113,46 €/MWh, VAL de 5 013 € e TIR de 9,78%, permitindo encurtar o PRI para 12 anos e tornando a solução híbrida solar + eólica mais atrativa face ao cenário 2 sem flexibilidade.

Finalmente, o Cenário 3F, que integra solar, eólica, bateria e flexibilidade, consegue recuperar parcialmente a viabilidade face ao cenário 3. O LCOE reduz-se para 156,73 €/MWh, o VAL passa a positivo e a TIR sobe para 7,48%. Ainda assim, o PRI mantém-se elevado (21 anos), demonstrando que o custo do armazenamento continua a ser a principal barreira económica, mesmo quando associado à gestão flexível da procura.

De forma global, os resultados mostram que, na ausência de valorização da energia excedente, a flexibilidade de consumo é determinante para a viabilidade económica dos sistemas híbridos. O sistema solar com flexibilidade (1F) surge como a solução mais atrativa, conjugando custos mais baixos e um retorno reduzido, enquanto a inclusão da eólica e, sobretudo, das baterias, só se justifica em contextos onde existam mecanismos adicionais de apoio ou remuneração da energia excedente.

#### 6.6.5.4 Avaliação Económica – Com venda de excedentes

Nesta secção, procede-se à avaliação económica dos seis cenários considerando a valorização da energia excedente injetada na rede. Para este efeito, foi adotado um preço de venda bruto de 0,10 €/kWh, ao qual se aplica uma tarifa de acesso à rede (TAR) de 0,0416 €/kWh. Assim, o preço líquido de venda considerado corresponde a 0,0584 €/kWh.

A Tabela 6.8 apresenta os principais indicadores económicos – LCOE (€/MWh), Valor Atual Líquido (VAL), Taxa Interna de Rentabilidade (TIR) e Período de Retorno do Investimento (PRI) – para os seis cenários com venda à rede.

Tabela 6.8 – Indicadores económicos por cenário com venda de excedentes

Cenário	LCOE (€/MWh)	VAL (€)	TIR (%)	PRI (anos)
1. Solar	60,76 €	10 992,44 €	17,27%	6
2. Solar + Eólica	66,39 €	10 381,20 €	14,30%	8
3. Solar + Eólica + Bateria	72,82 €	8 149,00 €	10,28%	14
1F. Solar + Flexibilidade	49,86 €	14 319,61 €	20,59%	5
2F. Solar + Eólica + Flexibilidade	55,86 €	13 748,42 €	16,99%	6
3F. Solar + Eólica + Bateria + Flexibilidade	73,06 €	11 514,22 €	12,25%	9

Para este caso, o cálculo do LCOE considerou não apenas a energia autoconsumida, mas também a energia excedente vendida à rede, remunerada ao valor líquido definido no ponto anterior (0,0584 €/kWh). Assim, o indicador reflete de forma mais realista o custo efetivo da energia para o consumidor, incorporando a receita proveniente da injeção.

A análise evidencia melhorias significativas face à situação sem venda, confirmando que a valorização dos excedentes desempenha um papel determinante na viabilidade financeira das soluções. O sistema fotovoltaico isolado (Cenário 1) mantém-se como a opção mais competitiva, apresentando um LCOE de 60,76 €/MWh, um VAL positivo de 10 992,44 €, uma TIR de 17,27% e um PRI reduzido de 6 anos. Estes resultados confirmam a maturidade da tecnologia e a sua capacidade para gerar retornos atrativos quando os excedentes são devidamente remunerados.

No caso da integração da eólica (Cenário 2), o desempenho económico é ligeiramente inferior, com um LCOE de 66,39 €/MWh, VAL de 10 381,20 €, TIR de 14,30% e PRI de 8 anos. Ainda assim, o cenário mantém-se financeiramente viável, beneficiando da receita adicional proveniente da injeção de excedentes.

Com a introdução da bateria (Cenário 3), o LCOE sobe para 72,82 €/MWh e os indicadores económicos tornam-se mais penalizados, embora ainda positivos: o VAL

reduz-se para 8 149 €, a TIR situa-se nos 10,28% e o PRI prolonga-se para 14 anos. Apesar da contribuição do armazenamento para a autossuficiência, os custos elevados da tecnologia continuam a limitar a sua atratividade económica, mesmo quando existe remuneração da energia injetada.

Nos cenários com flexibilidade de consumo, observam-se ganhos consistentes. O Cenário 1F (Solar + Flexibilidade) é o mais atrativo, com um LCOE de apenas 49,86 €/MWh, VAL de 14 319,61 €, TIR de 20,59% e PRI de apenas 5 anos, confirmando o forte impacto da gestão de cargas no aproveitamento energético e na viabilidade financeira.

O Cenário 2F (Solar + Eólica + Flexibilidade) mantém esta tendência, apresentando um LCOE de 55,86 €/MWh, VAL de 13 748,42 €, TIR de 16,99% e PRI de 6 anos, revelando-se claramente mais atrativo do que o cenário 2 sem flexibilidade. Já no Cenário 3F (Solar + Eólica + Bateria + Flexibilidade), a flexibilidade permite recuperar parte da competitividade do sistema com armazenamento, elevando o VAL para 11 514,22 €, a TIR para 12,25% e encurtando o PRI para 9 anos.

De forma global, os resultados mostram que a valorização dos excedentes injetados na rede transforma a atratividade económica dos sistemas híbridos, em particular do fotovoltaico isolado e do fotovoltaico com flexibilidade, que se destacam como as soluções mais equilibradas. A integração da eólica pode ser viável em contextos residenciais, sobretudo quando combinada com flexibilidade. Já o armazenamento em baterias, embora beneficie energeticamente os indicadores de autossuficiência, continua a enfrentar o desafio do custo elevado, só se justificando em cenários com apoio adicional ou com regimes tarifários específicos que valorizem de forma acrescida a gestão de energia.

## 6.6.6 Avaliação global dos fluxos energéticos

A Tabela 6.8 apresenta o balanço energético anual para os seis cenários simulados, permitindo avaliar a produção renovável, o consumo local, a energia importada e injetada na rede, bem como os indicadores de autoconsumo (AC) e autossuficiência (AS).

Tabela 6.9 – Balanço energético anual por cenário

Cenário	Produzida (kWh)	Consumida local (kWh)	Importada rede (kWh)	Injetada rede (kWh)	AC (%)	AS (%)
1. Solar	16219,18	10365,85	6326,63	12179,96	25%	39%
2. Solar + Eólica	17408,98	10365,85	5793,94	12835,97	26%	44%
3. Solar + Eólica + Bateria	17408,98	10365,85	4758,22	11873,40	35%	59%

<b>1F.</b> Solar + Flex.	16219,18	10365,85	4165,18	9983,61	38%	60%
<b>2F.</b> Solar + Eólica + Flex.	17408,98	10365,85	3606,03	10613,16	39%	65%
<b>3F.</b> Solar + Eólica + Bateria + Flex.	17408,98	10365,85	2487,73	9557,42	48%	80%

A análise global dos fluxos energéticos permite identificar diferenças relevantes entre os cenários simulados. No caso do sistema solar isolado (Cenário 1), a produção anual totaliza 16 219 kWh, dos quais 10 366 kWh foram consumidos localmente. O resultado traduz-se num autoconsumo (AC) de apenas 25% e numa autossuficiência (AS) de 39%, confirmando a forte dependência da habitação em relação à rede elétrica. A maior parte da energia excedente é injetada na rede, atingindo cerca de 12 180 kWh, o que revela uma utilização limitada da produção própria.

Com a integração da eólica (Cenário 2), a produção aumenta para 17 408 kWh, mantendo-se estável o consumo local (10 366 kWh). Os indicadores apresentam uma ligeira melhoria, com o AC a subir para 26% e a AS para 44%. A energia importada reduz-se para 5 794 kWh, mas também cresce a energia injetada na rede (12 836 kWh), evidenciando que a maior parte da produção renovável continua sem aproveitamento direto.

A introdução do armazenamento em bateria (Cenário 3) contribui de forma mais expressiva para melhorar a gestão da produção. Embora o consumo local se mantenha em 10 366 kWh, a energia importada reduz-se para 4 758 kWh, permitindo que a autossuficiência aumente para 59%. O autoconsumo cresce para 35%, confirmando que a bateria desempenha um papel fundamental no aproveitamento da produção local, mesmo que 11 874 kWh ainda sejam injetados na rede.

Nos cenários com flexibilidade de consumo, observa-se um aumento marginal do consumo local (10 541 kWh). No Cenário 1F, os ganhos refletem-se num AC de 38% e numa AS de 60%, mostrando que o deslocamento de cargas, especialmente o carregamento do veículo elétrico, contribui para alinhar produção e consumo. O Cenário 2F mantém tendência semelhante, com AC de 39% e AS de 65%, revelando que a gestão ativa de consumos, em combinação com a eólica, reduz de forma mais significativa a energia importada da rede (3 606 kWh). Por fim, o Cenário 3F apresenta os melhores resultados globais, alcançando um AC de 48% e uma AS de 80%. A energia importada reduz-se substancialmente para 2 488 kWh, demonstrando que a combinação entre solar, eólica, bateria e flexibilidade maximiza o aproveitamento da produção local e garante níveis mais elevados de independência energética.

Em síntese, os resultados confirmam que a integração da eólica aumenta a produção anual, mas mantém elevados níveis de injeção na rede. O armazenamento mostra-se o fator mais determinante para reduzir importações e aumentar a autossuficiência. A flexibilidade de consumo atua como elemento complementar,

permitindo ganhos adicionais sobretudo quando associada ao armazenamento. O Cenário 3F destaca-se, assim, como a solução mais completa e eficiente, aproximando-se de elevados níveis de independência energética, embora a dependência da rede continue a ser necessária em períodos críticos.

### 6.6.7 Impacto da flexibilidade de consumo

A Tabela 6.9 apresenta a variação dos indicadores energéticos resultante da introdução da flexibilidade de consumo nos três cenários analisados.

Tabela 6.10 – Diferença entre cenários com e sem flexibilidade

Par	$\Delta$ AC (pp)	$\Delta$ AS (pp)	$\Delta$ Importada (kWh)	$\Delta$ Injetada (kWh)
1 → 1F	13%	21%	-2161,45	-2196,35
2 → 2F	13%	21%	-2187,91	-2222,81
3 → 3F	13%	21%	-2270,49	-2315,98

A comparação entre os cenários base e os respectivos cenários com flexibilidade (1→1F, 2→2F e 3→3F) evidencia de forma clara os benefícios da gestão ativa de cargas. Em todos os casos, verificou-se um aumento consistente dos indicadores energéticos: o autoconsumo (AC) cresceu 13 pontos percentuais, enquanto a autossuficiência (AS) aumentou 21 pontos percentuais. Estes resultados confirmam que a deslocação do carregamento do veículo elétrico e do funcionamento do sistema de rega para períodos de maior produção solar foi eficaz no alinhamento entre consumo e produção local.

No que respeita aos fluxos energéticos, observa-se uma redução significativa da energia importada da rede, variando entre -2 161 kWh e -2 270 kWh, e igualmente uma diminuição da energia injetada (entre -2 196 kWh e -2 316 kWh). Tal comportamento demonstra que a flexibilidade não só reduziu a dependência da rede elétrica, como também contribuiu para uma maior utilização local da energia renovável, evitando que excedentes fossem exportados sem aproveitamento direto.

De forma global, conclui-se que a implementação da flexibilidade de consumo teve um impacto positivo e expressivo em todos os cenários analisados. Ao promover uma melhor gestão dos consumos, aumentou simultaneamente o autoconsumo e a autossuficiência, confirmando o seu potencial como estratégia complementar para maximizar a eficiência energética em contextos residenciais.

# 7 Discussão e conclusões

## 7.1 Síntese dos principais resultados

A análise permitiu avaliar diferentes configurações de sistemas híbridos de produção de energia renovável em ambiente residencial, considerando cenários com e sem flexibilidade de consumo, em dois enquadramentos económicos distintos: sem valorização da energia excedente e com venda à rede.

Nos cenários sem venda, verificou-se que a viabilidade económica é fortemente condicionada. O sistema fotovoltaico isolado (Cenário 1) apresentou um LCOE de 148,81 €/MWh, com VAL ligeiramente positivo e PRI de 20 anos, situando-se no limiar da viabilidade. A integração da eólica (Cenário 2) e, sobretudo, do armazenamento em bateria (Cenário 3) agravou os resultados, conduzindo a VAL negativos e períodos de retorno que ultrapassam o horizonte de análise. Já a flexibilidade de consumo demonstrou ser determinante: o Cenário 1F (Solar + Flexibilidade) alcançou um LCOE reduzido de 96,37 €/MWh, VAL positivo de 6 102 €, TIR de 12,2% e PRI de 10 anos, confirmando a relevância da gestão de cargas para aumentar o autoconsumo e melhorar a viabilidade financeira. Resultados semelhantes foram observados no Cenário 2F, que recuperou parte da atratividade perdida, e no Cenário 3F, que, embora ainda penalizado pelo custo do armazenamento, apresentou VAL positivo e um PRI mais baixo que o cenário 3 sem flexibilidade.

Nos cenários com venda à rede, a valorização da energia excedente transformou a atratividade financeira das soluções. O solar isolado (Cenário 1) destacou-se como o mais competitivo, com VAL de 10 992 €, TIR de 17,27% e PRI de apenas 6 anos. A integração da eólica (Cenário 2) manteve-se viável, embora menos atrativa, com TIR de 14,3% e PRI de 8 anos. O armazenamento (Cenário 3) continuou a ser penalizado pelos custos elevados, mas passou a apresentar VAL positivo (8 149 €) e PRI de 14 anos, algo que não ocorria no cenário sem venda. Nos cenários com flexibilidade, os resultados foram ainda mais expressivos: o Cenário 1F apresentou o melhor desempenho global, com LCOE de 49,86 €/MWh, TIR de 20,59% e PRI de 5 anos, seguido do Cenário 2F, também competitivo, com PRI de 6 anos. Já o Cenário 3F reduziu o PRI de 14 para 9 anos e assegurou um VAL positivo de 11 514 €, evidenciando os ganhos proporcionados pela flexibilidade.

De forma geral, os resultados confirmam que o solar fotovoltaico isolado se mantém como a solução mais atrativa no setor residencial português, pela combinação entre baixo custo, retorno rápido do investimento e contributo relevante para a redução da dependência da rede elétrica. A integração da eólica reforça a autossuficiência, mas com retorno económico inferior, enquanto o armazenamento em baterias continua limitado pelo custo. A flexibilidade de consumo, por sua vez, demonstrou ser um fator

decisivo tanto nos cenários sem como com venda à rede, aumentando de forma consistente a viabilidade económica e otimizando o aproveitamento energético.

Para tornar a comparação mais clara e acessível, foram elaborados rankings de desempenho de acordo com o autoconsumo (AC) e o período de retorno do investimento (PRI). Estes rankings permitem identificar de imediato quais os cenários mais eficientes do ponto de vista energético e quais apresentam maior atratividade financeira.

Tabela 7.1 – Ranking dos cenários por Autoconsumo (AC)

<b>Cenário</b>	<b>AC (%)</b>	<b>AS (%)</b>
<b>3F.</b> Solar + Eólica + Bateria + Flex.	48%	80%
<b>2F.</b> Solar + Eólica + Flexibilidade	39%	65%
<b>1F.</b> Solar + Flexibilidade	38%	60%
<b>3.</b> Solar + Eólica + Bateria	35%	59%
<b>2.</b> Solar + Eólica	26%	44%
<b>1.</b> Solar	25%	39%

Tabela 7.2 – Ranking dos cenários por Período de Retorno do Investimento (PRI) sem venda de excedentes

<b>Cenário</b>	<b>PRI (anos)</b>
<b>1F.</b> Solar + Flexibilidade	10
<b>2F.</b> Solar + Eólica + Flexibilidade	12
<b>1.</b> Solar	20
<b>3F.</b> Solar + Eólica + Bateria + Flexibilidade	21
<b>2.</b> Solar + Eólica	-
<b>3.</b> Solar + Eólica + Bateria	-

Tabela 7.3 – Ranking dos cenários por Período de Retorno do Investimento (PRI) com venda de excedentes

<b>Cenário</b>	<b>PRI (anos)</b>
<b>1F.</b> Solar + Flexibilidade	5
<b>1.</b> Solar	6
<b>2F.</b> Solar + Eólica + Flexibilidade	6
<b>2.</b> Solar + Eólica	8
<b>3F.</b> Solar + Eólica + Bateria + Flex.	9
<b>3.</b> Solar + Eólica + Bateria	14

## 7.2 Implicações para o setor residencial

Os resultados obtidos permitem retirar várias conclusões relevantes para o setor residencial português. O solar fotovoltaico confirma-se como a tecnologia mais competitiva, tanto no plano económico como energético. O baixo LCOE e o reduzido período de retorno do investimento tornam esta solução especialmente atrativa para famílias que procuram reduzir a fatura elétrica e, em simultâneo, contribuir para a descarbonização do sistema energético nacional.

A microgeração eólica, apesar de apresentar complementaridade sazonal com o solar, revelou menor atratividade económica. Embora o seu LCOE mostre que a tecnologia não é inviável, o desempenho depende fortemente da disponibilidade local de vento, o que pode comprometer a consistência da produção em habitações. Assim, a sua adoção em maior escala tenderá a depender de incentivos públicos, de mecanismos que valorizem melhor a energia produzida ou da integração em comunidades energéticas que permitam repartir custos e aumentar a previsibilidade da produção.

O armazenamento doméstico em baterias demonstrou eficácia no reforço da autossuficiência, reduzindo de forma significativa a energia importada da rede, sobretudo nos cenários com maior produção excedentária. No entanto, o custo elevado e a vida útil relativamente curta o que obriga a substituições ao longo do ciclo de exploração e comprometem a sua viabilidade em pequenas instalações residenciais. A sua adoção tenderá, por isso, a depender de regimes tarifários que valorizem o armazenamento ou de apoios governamentais e comunitários que mitiguem os custos de capital.

A flexibilidade de consumo revelou-se uma das estratégias mais promissoras para o setor residencial. Embora o impacto isolado numa habitação unifamiliar seja limitado, quando combinada com sistemas fotovoltaicos ou híbridos, a flexibilidade melhora de forma consistente os indicadores energéticos (AC e AS) e económicos (VAL, TIR e PRI). Para além do benefício direto ao consumidor, o seu potencial estratégico é ainda maior em escala agregada, como em comunidades energéticas ou programas de gestão ativa da procura. Nestes contextos, a deslocação de cargas como por exemplo o carregamento de veículos elétricos ou o funcionamento de sistemas auxiliares que podem contribuir decisivamente para integrar maiores percentagens de renováveis, reduzir picos de procura e reforçar a estabilidade do sistema elétrico.

Por fim, a análise mostrou que a valorização dos excedentes através da venda à rede é determinante para a viabilidade económica dos sistemas residenciais. Sem essa componente, apenas os cenários com flexibilidade apresentaram resultados financeiros positivos, ainda que modestos. Já com a remuneração da energia injetada, todos os cenários se tornaram mais atrativos, com destaque para o solar isolado e o

solar com flexibilidade, que alcançaram períodos de retorno curtos e taxas de rentabilidade muito competitivas. Estes resultados reforçam a importância dos mecanismos de tarifação e de políticas de remuneração justa da energia excedente como instrumentos-chave para acelerar a adoção das renováveis no setor residencial.

### **7.3 Pontos fortes e limitação da pesquisa**

Entre os principais pontos fortes deste trabalho destaca-se a integração de diferentes tecnologias renováveis em cenários comparativos, o que permitiu uma avaliação abrangente e realista da produção descentralizada em contexto residencial. A utilização de dados reais de consumo da habitação, complementados por dados climáticos de radiação solar e velocidade do vento obtidos através do PVGIS, conferiu robustez e representatividade às simulações. Outro aspeto diferenciador foi a abordagem multidimensional, que combinou métricas energéticas (autoconsumo, autossuficiência e fluxos energéticos) com indicadores económicos (LCOE, VAL, TIR e PRI), permitindo uma avaliação integrada do desempenho técnico-financeiro. A análise incluiu ainda a flexibilidade de consumo, evidenciando o seu papel estratégico tanto em termos de eficiência energética como de viabilidade económica.

Apesar destes pontos fortes, existem limitações que importa reconhecer. Em primeiro lugar, o modelo não considerou explicitamente a degradação tecnológica dos equipamentos ao longo do tempo, o que poderá alterar o desempenho real, em especial no caso das baterias. Em segundo lugar, assumiram-se preços de energia constantes, não tendo sido explorados cenários tarifários dinâmicos nem políticas de incentivo que poderiam influenciar significativamente os resultados. Além disso, a flexibilidade de consumo foi modelada apenas a partir de duas cargas específicas dentre elas o veículo elétrico e sistema de rega, deixando de fora outros equipamentos residenciais com elevado potencial de gestão, como bombas de calor, sistemas de climatização ou eletrodomésticos inteligentes. Por último, a análise económica centrou-se em indicadores financeiros diretos, não integrando externalidades ambientais ou benefícios sociais associados à redução de emissões e à maior participação dos consumidores no setor energético.

### **7.4 Recomendações para trabalhos futuros**

Com base nas limitações identificadas ao longo deste estudo, podem ser delineadas várias linhas de investigação futuras. Em primeiro lugar, seria relevante desenvolver análises de sensibilidade económica, explorando diferentes taxas de atualização, custos de instalação e cenários tarifários dinâmicos, de modo a obter resultados mais robustos e adaptáveis às condições do mercado. A consideração

explícita da degradação tecnológica dos equipamentos, em particular das baterias, constituiria também um passo essencial para aproximar os resultados de uma avaliação realista ao longo do ciclo de vida.

Em segundo lugar, recomenda-se a expansão do estudo a novas cargas flexíveis, como bombas de calor, eletrodomésticos inteligentes ou sistemas de climatização, de forma a avaliar o verdadeiro potencial da flexibilidade na gestão da procura em contexto residencial. A investigação futura deverá igualmente considerar a escala coletiva, nomeadamente cenários de agregação de consumidores em comunidades energéticas, permitindo analisar os efeitos combinados da flexibilidade, do armazenamento e da venda de excedentes sobre a rede elétrica e sobre a viabilidade económica.

Por fim, seria pertinente alargar a análise para além da componente técnica e financeira, incorporando métricas ambientais e sociais que quantifiquem o contributo destas soluções para a neutralidade carbónica, a redução da dependência energética externa e a promoção de novos modelos de participação ativa dos consumidores no setor energético.

## 8 Referências

- [1] J. Delbeke, A. Runge-Metzger, Y. Slingenberg, and J. Werksman, “The paris agreement,” *Towar. a Clim. Eur. Curbing Trend*, pp. 24–45, 2019, doi: 10.4324/9789276082569-2.
- [2] IPCC, “Summary for Policymakers: Synthesis Report.,” *Clim. Chang. 2023 Synth. Report. Contrib. Work. Groups I, II III to Sixth Assess. Rep. Intergov. Panel Clim. Chang.*, no. studies, pp. 1–34, 2023.
- [3] International Energy Agency, “International Energy Agency (IEA) World Energy Outlook 2022,” *Int. Inf. Adm.*, p. 524, 2022, [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022>
- [4] REN21, *Renewables 2023 Global Status Report Energy Supply Collection*. 2023. [Online]. Available: [https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/GSR-2023\\_Energy-Supply-Module.pdf](https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/GSR-2023_Energy-Supply-Module.pdf)
- [5] Comissão Europeia, “Regulamento (UE) 2021/1119 do Parlamento Europeu e do Conselho de 30 de junho de 2021 que estabelece o quadro para a consecução da neutralidade climática (Lei Europeia em matéria de Clima),” *J. Of. da União Eur.*, vol. 2021, no. 2, pp. 1–17, 2021, [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32021R1119>
- [6] União Européia, “Diretiva (Ue) 2023/2413 Do Parlamento Europeu E Do Conselho,” *Diretiva 2023*, vol. 1, pp. 1–77, 2023, [Online]. Available: [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=OJ:L\\_202302413](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=OJ:L_202302413)
- [7] República Portuguesa; APA; Fundo Ambiental, “RNC2050 Estratégia de Longo Prazo para a Neutralidade Carbónica da Economia Portuguesa em 2050,” *Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050*, vol. 2050, pp. 9–24, 2019.
- [8] Presidency of the Council of Ministers, “National Energy Plan and Climate 2021-2030 (Necp 2030),” *Repub. Diary No. 133/2020, Ser. 1 2020-07-10*, vol. 2030, no. October, pp. 2–158, 2020.
- [9] Conselho de Ministros, “Decree-law n° 162/2019,” *Diário da República, 1.ª série N.º*, no. N.º 206, pp. 45–62, 2019.
- [10] Presidência do Conselho de Ministros, “Decreto-Lei n.º 15/2022 de 14 de janeiro,” *Diário da República, 1.ª série*, pp. 3–185, 2022.
- [11] J. Lowitzsch, C. E. Hoicka, and F. J. van Tulder, “Renewable energy communities under the 2019 European Clean Energy Package – Governance model for the energy clusters of the future?,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 122, no. October 2019, p. 109489, 2020, doi: 10.1016/j.rser.2019.109489.
- [12] Rui Emanuel Veloso Batista, “Implementação de uma Comunidade de Energia Renovável,” 2021.
- [13] M. Ângelo and P. Leal, “Comunidades De Energia Renovável Para a Transição Energética: Gestão E Viabilidade,” 2023.
- [14] R. Moreira, “Challenges and Opportunities in the Integration of Wind Turbines in Urban areas : A Technical and Economic Analysis,” *2025 21st Int. Conf. Eur. Energy Mark.*, pp. 1–6, 2025, doi: 10.1109/EEM64765.2025.11050238.
- [15] J. Sousa *et al.*, “Renewable energy communities optimal design supported by an optimization model for investment in PV/wind capacity and renewable electricity sharing,” *Energy*, vol. 283, no. January, 2023, doi: 10.1016/j.energy.2023.128464.
- [16] The European Parliament and the Council of the European Union, “Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council on the promotion of the use of energy from renewable sources,” *Off. J. Eur. Union*, vol. 2018, no. L 328, pp. 82–209, 2018, [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/homepage.html?lang=en>
- [17] European Parliament, “Directive (EU) 2019/944 on Common Rules for the Internal Market for Electricity and Amending Directive 2012/27/EU,” *Off. J. Eur. Union*, no. L 158, p. 18, 2019.
- [18] D. República, “Regulamento n.º 815/2023 - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

- Aprova o Regulamento do Autoconsumo do Setor Elétrico e revoga o Regulamentos n.º 373/2021, de 5 de maio - Diário da República, 2.ª série, 27 de julho de 2023,” 2023.
- [19] A. Bartolini, F. Carducci, C. B. Muñoz, and G. Comodi, “Energy storage and multi energy systems in local energy communities with high renewable energy penetration,” *Renew. Energy*, vol. 159, pp. 595–609, 2020, doi: 10.1016/j.renene.2020.05.131.
- [20] M. G. Simões, F. A. Farret, H. Khajeh, M. Shahparasti, and H. Laaksonen, “applied sciences Power Systems,” 2021.
- [21] C. Camus, “Energia Solar.” p. 222.
- [22] Direção-Geral de Energia e Geologia, “Resultados globais do Leilão Solar (2020).” 2020. [Online]. Available: [https://www.dgeg.gov.pt/media/piibrizd/quadro-final-a-publicar-leilão-2021\\_ass\\_ta\\_je\\_signed.pdf](https://www.dgeg.gov.pt/media/piibrizd/quadro-final-a-publicar-leilão-2021_ass_ta_je_signed.pdf)
- [23] Z. Tasneem *et al.*, “An analytical review on the evaluation of wind resource and wind turbine for urban application: Prospect and challenges,” *Dev. Built Environ.*, vol. 4, no. August, 2020, doi: 10.1016/j.dibe.2020.100033.
- [24] I. De, “M Estrado C lências E Mpresariais,” no. M, pp. 1–52, 2012.
- [25] C. Zhao, P. B. Andersen, C. Træholt, and S. Hashemi, “Grid-connected battery energy storage system: a review on application and integration,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 182, no. April, p. 113400, 2023, doi: 10.1016/j.rser.2023.113400.
- [26] R. D’hulst, W. Labeeuw, B. Beusen, S. Claessens, G. Deconinck, and K. Vanthournout, “Demand response flexibility and flexibility potential of residential smart appliances: Experiences from large pilot test in Belgium,” *Appl. Energy*, vol. 155, pp. 79–90, 2015, doi: 10.1016/j.apenergy.2015.05.101.
- [27] F. Lezama, J. Soares, B. Canizes, and Z. Vale, “Flexibility management model of home appliances to support DSO requests in smart grids,” *Sustain. Cities Soc.*, vol. 55, no. November 2018, p. 102048, 2020, doi: 10.1016/j.scs.2020.102048.
- [28] J. Sousa, S. Perinhas, and C. Viveiros, “Increasing Economic Benefits in Renewable Energy Communities with Solar PV and Battery Storage Technologies : Insights from New Member Integration,” pp. 1–17, 2025.
- [29] I. Carvalho, J. Sousa, J. Villar, J. Lagarto, C. Viveiros, and F. Barata, “Optimal Investment and Sharing Decisions in Renewable Energy Communities with Multiple Investing Members,” *Energies*, vol. 18, no. 8, 2025, doi: 10.3390/en18081920.
- [30] S. M. de O. Perinhas, J. A. M. de Sousa, C. S. P. C. Viveiros, and F. A. de S. F. Barata, “Techno-economic Assessment of Battery Energy Storage Systems in Renewable Energy Communities,” *International Journal of Sustainable Energy Planning and Management*, vol. 44, pp. 59–72, 2025. doi: 10.54337/ijsepm.9290.
- [31] M. Lima, S. Perinhas, J. Sousa, C. Viveiros, and F. Barata, “Integration of Solar PV and Battery Energy Storage Systems Towards a Sustainable Street Lighting,” *Int. Conf. Eur. Energy Mark. EEM*, pp. 1–6, 2025, doi: 10.1109/EEM64765.2025.11050106.
- [32] D. Caçador, J. Sousa, and C. Camus, “Solar Photovoltaic on Water Reservoirs: Techno-economic assessment of the Portuguese floating solar auction,” *19th SDEWES Conference on Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems*, Roma, Itália, Sept. 2024.
- [33] S. Perinhas, J. Sousa, C. Viveiros, and F. Barata, “Techno-economic Assessment of Battery Energy Storage Systems in Renewable Energy Communities using a Mixed Integer Programming Investment Decision Model,” *Proceedings of the 6th International Conference on Energy & Environment: bringing together Engineering and Economics*, Guimarães, 2024. ISBN: 978-989-35653-1-5, ISSN: 2183-3982.
- [34] I. Carvalho, J. Sousa, and J. Villar, “How can renewable energy communities increase value in addition to individual self-consumption,” *Proceedings of the Energy Economics International Conference 2023, APEEN – Associação Portuguesa de Economia da Energia*, 2023. ISBN: 978-972-9202-44-5.
- [35] The European Parliament and the Council of the European Union, “Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council on the promotion of the use of energy from renewable sources,” *Off. J. Eur. Union*, vol. 2018, no. L 328, pp. 82–209,

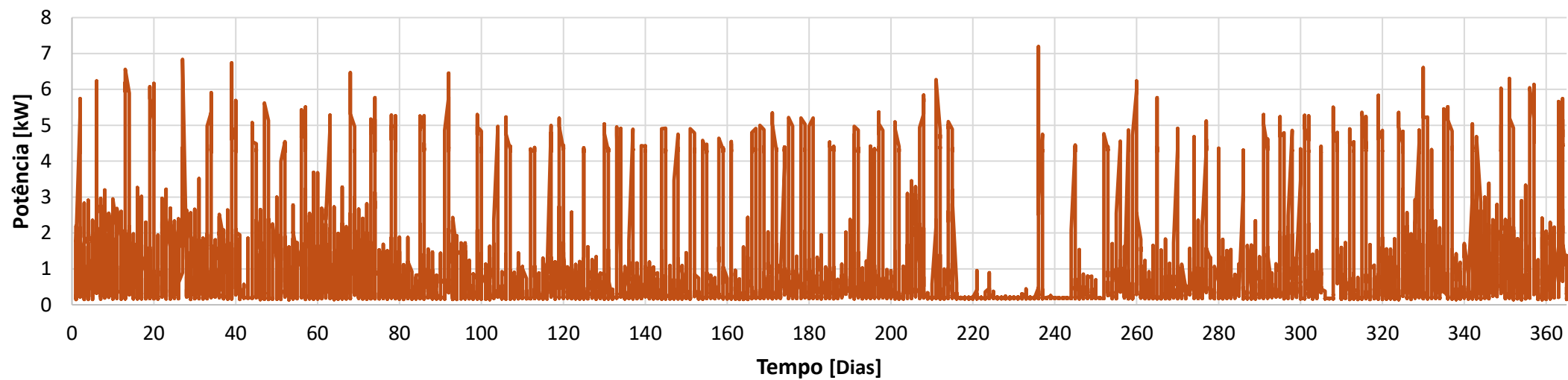
- 2018, [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/homepage.html?lang=en>
- [36] Z. Tasneem *et al.*, “An analytical review on the evaluation of wind resource and wind turbine for urban application: Prospect and challenges,” *Dev. Built Environ.*, vol. 4, no. August, 2020, doi: 10.1016/j.dibe.2020.100033.
- [37] S. F. de Souza, “Análise e Simulação de Turbinas Eólicas de Eixo Vertical (Darrieus e Lenz2) e Horizontal para o Dimensionamento de Geradores Elétricos,” p. 101, 2018, [Online]. Available: [https://engeletrica.ufms.br/files/2019/07/texto\\_final\\_TCC\\_Sthefany\\_Elétrica\\_2018\\_versão-digital-corrigida.pdf](https://engeletrica.ufms.br/files/2019/07/texto_final_TCC_Sthefany_Elétrica_2018_versão-digital-corrigida.pdf)
- [38] M. G. Simões, F. A. Farret, H. Khajeh, M. Shahparasti, and H. Laaksonen, “applied sciences Power Systems,” 2021.
- [39] G. B. de O. e Silva, “Desenvolvimento de uma Turbina Eólica de Eixo Vertical,” p. 98, 2011.
- [40] Rui Emanuel Veloso Batista, “Implementação de uma Comunidade de Energia Renovável,” 2021.~
- [41] L. S. PURIFICAÇÃO and R. B. Della FONTE, “Estudo de turbinas eólicas verticais com exemplo de dimensionamento de uma turbina eólica darrieus para aplicação em edifícios,” *Dep. Eng. Mecânica do Cent. Tecnológico da Univ. Fed. do Espírito St.*, p. 102, 2012.
- [42] A. H. NISHIOKA, “Estudo E Projeto De Uma Turbina Eólica De Eixo Vertical Do Tipo Lenz,” *J. Chem. Inf. Model.*, vol. 53, no. 9, p. 57, 2017, [Online]. Available: <file:///C:/Users/User/Downloads/fvm939e.pdf>
- [43] L. J. Martins Barbosa, “Determinación experimental de curva de potencia de la microturbina eólica T. Urban H2.5 (equipada con un nuevo sistema de orientación),” 2021, [Online]. Available: [https://repositorio.ul.pt/bitstream/10451/51942/1/TM\\_Leandro\\_Barbosa.pdf](https://repositorio.ul.pt/bitstream/10451/51942/1/TM_Leandro_Barbosa.pdf)
- [44] F. Lezama, J. Soares, B. Canizes, and Z. Vale, “Flexibility management model of home appliances to support DSO requests in smart grids,” *Sustain. Cities Soc.*, vol. 55, no. November 2018, p. 102048, 2020, doi: 10.1016/j.scs.2020.102048.
- [45] G. Ibelli, “Avaliação do potencial eólico em meio urbano. Aplicação a um caso de estudo em Telheiras,” p. 107, 2013.
- [46] E. FADIGAS and P. J. R. ARLINDO, “Energia Eólica,” 2012, [Online]. Available: [www.enersud.com.br](http://www.enersud.com.br)
- [48] E. S. Caser, G. Da, and M. Paiva, “Universidade Federal Do Espírito Santo Centro Tecnológico Departamento De Engenharia Mecânica Projeto De Graduação Projeto Aerodinâmico De Uma Turbina Eólica De Eixo Vertical (Teev) Para Ambientes Urbanos Vitória 2016,” 2016.
- [49] G. Almeida, H. Orientador, F. Luiz, and C. Oliveira, “Metodologia para seleção de modelos de curva de potência eólica,” pp. 1–8.
- [50] “Modelação e Simulação de um Sistema Eólico de Eixo Vertical,” 2023.
- [51] J. Liu, R. Yin, M. Pritoni, and M. A. Piette, “Developing and Evaluating Metrics for Demand Flexibility in Buildings : Comparing Simulations and Field Data,” *ACEEE 2020 Summer Study Energy Effic. Build.*, pp. 267–280, 2020, doi: 10.20357/B7WW34.
- [53] C. Zhao, P. B. Andersen, C. Træholt, and S. Hashemi, “Grid-connected battery energy storage system: a review on application and integration,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 182, no. April, p. 113400, 2023, doi: 10.1016/j.rser.2023.113400.

## 9 Anexos

## Anexo 1

Diagrama de cargas com base nos consumos da residência em estudo

### DIAGRAMA DE CARGA ANUAL - 2024



## **Anexo 2**

*Datasheet* painéis solares 550W utilizados para o estudo de caso.

Disponível em: <https://www.sankopower.com>

### Solar Panel, Solar Modules, Solar Photovoltaic Modules, PV Modules

**530W 535W 540W 545W 550W**

**MONO HALF -CELL 10BB**

Explain Model No	Product name	Half-Cell	Solar Cell Type	Wattage	Silicon Type
	550W	144 PCS	182 × 182 mm	550W	M:Monocrystalline

Remark: 550W is most common model.

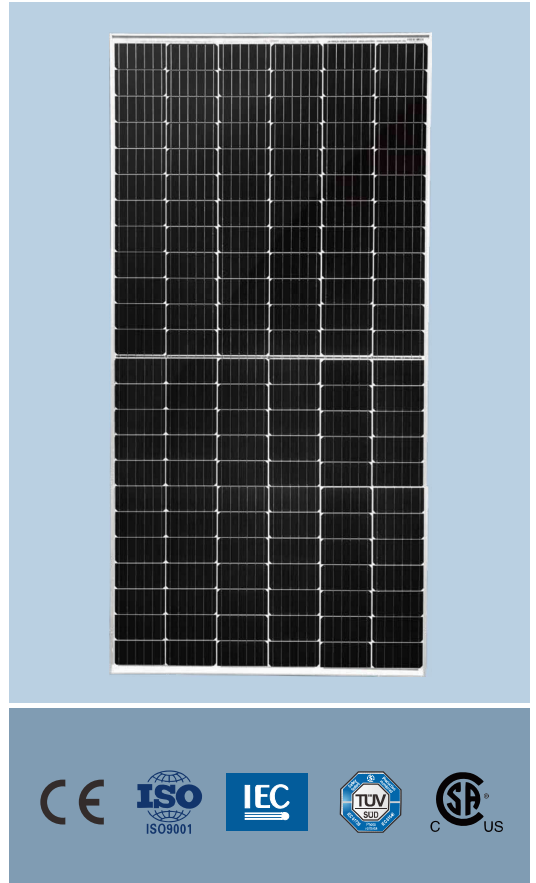
#### Features

- High module conversion efficiency**  
 Module efficiency up to 21.3%
- Half-cell Design**  
 Less energy loss caused by shading due to new cell string layout and lower cell connection power loss due to half-cell design.
- Excellent weak light performance**  
 More power output in weak light condition such as cloudy, morning and sunset
- Higher Durability against harsh environment**  
 Reliable quality leads to a better sustainability even in harsh environment
- Lower operating temperature**  
 Lower operating temperature and temperature coefficient increases the power output
- Anti-PID (Potential induced degradation)**  
 Excellent Anti-PID performance
- Lower LCOE**  
 2% more power generation, lower LCOE

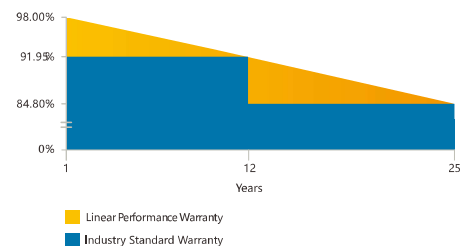


Warning: Read the Installation and User Manual in its entirety before handling, installing, and operation smart Solar modules.

Note: This publication summarizes product warranty and Specifications which are subject to change without notice



### 25 Years Linear Warranty



25 Years Linear Power Output  
12 Years Materials and Workmanship

### ELECTRICAL PERFORMANCE

Electrical Parameters at Standard Test Conditions(STC)					
Module Type	530W	535W	540W	545W	550W
Power Output (Pmax /W)	530W	535W	540W	545W	550W
Power Output Tolerances	±3%	±3%	±3%	±3%	±3%
Module Efficiency (ηm)	20.50%	20.70%	20.89%	21.09%	21.30%
Voltage at Pmax (Vmp /V)	40.8V	41V	41.19V	41.38V	41.57V
Current at Pmax (Imp /A)	12.99A	13.05A	13.11A	13.17A	13.23A
Open-circuit Voltage (Voc /V)	48.81V	49.02V	49.21V	49.43V	49.62V
Short-circuit Current (Isc /A)	13.83A	13.88A	13.93A	13.98A	14.03A

STC:1000W/m<sup>2</sup> irradiance, 25°C module temperature, AM1.5g Spectrum according to EN 60904-3.  
Average relative efficiency reduction of 3.3% at 200W/m<sup>2</sup> according to EN 60904-1.

Electrical parameters at NMOT ( Irradiance 800 W/m <sup>2</sup> , ambient temperature 20 °C, AM=1.5, wind speed 1 m)					
Module Type	530W	535W	540W	545W	550W
Power Output (Pmax /W)	394W	398W	402W	405W	409W
Voltage at Pmax (Vmp /V)	38.5V	38.6V	38.8V	38.9V	39.0V
Current at Pmax (Imp /A)	10.23A	10.3A	10.36A	10.42A <td 10.48A	
Open-circuit Voltage (Voc /V)	46.1V	46.2V	46.4V	46.5V	46.7V
Short-circuit Current (Isc /A)	11.06A	11.12A	11.17A	11.23A	11.29A

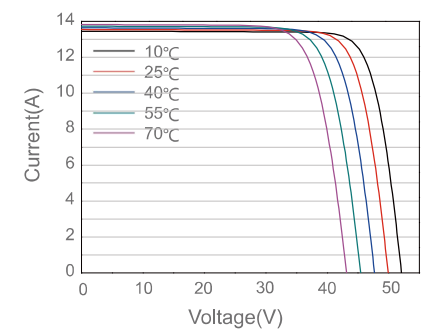
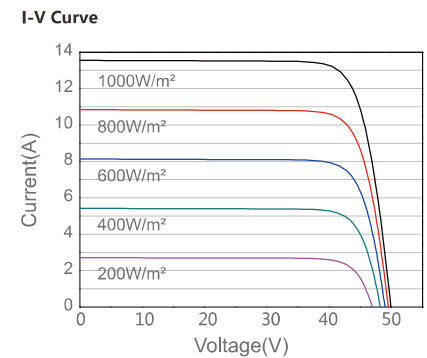
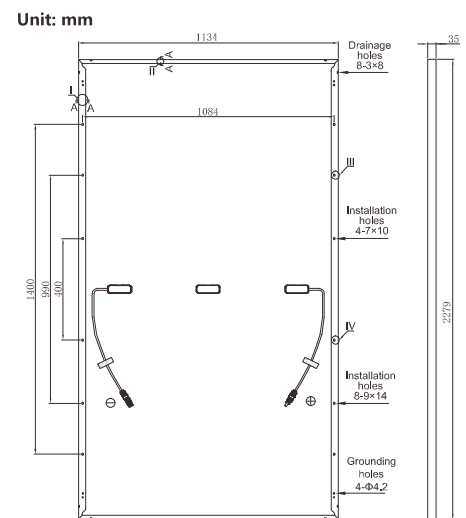
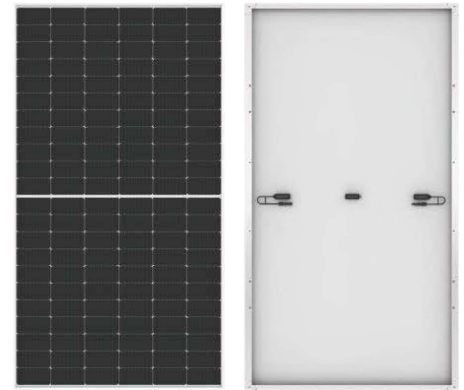
Thermal Characteristics			
Normal operating cell temperature	NOCT	°C	45±2
Temperature coefficient of Pmax	γ	%/°C	-0.35
Temperature coefficient of Voc	βvoc	%/°C	-0.27
Temperature coefficient of Isc	αIsc	%/°C	0.05
Temperature coefficient of Vmpp	βvmpp	%/°C	-0.42

Operating Conditions	
Max.system voltage	1500Vdc
Max.series fuse rating	20A
Operating temperature range	-40°C to 85°C
Max.static load,front(e.g.,snow)	5400Pa
Max.static load,back(e.g.,wind)	2400Pa
Max.hailstone impact(diameter)	25mm/23m/s

Construction Materials	
Front cover(material/thickness)	low-iron tempered glass/3.2mm
Cell(QTY)	144PCS Mono Perc (182MM)
Frame(Materials)	anodized aluminum alloy/silver/clear
Junction box(protection degree)	≥IP68
Cable (length/cross-sectional area)	300mm/4mm <sup>2</sup>

General Characteristics	
Products Dimension(L/W/H)	2279*1134*35mm
Weight	28.5KGS
QTY of per pallet	31pcs per pallet
Packaging box dimensions	2295*1095*1145MM
No. of pallets for 40HQ containers	20 Pallets ( 620PCS, GW.: 940KGS)

Note: This publication summarizes product warranty and Specifications which are subject to change without notice.



### **Anexo 3**

*Datasheet* Inversores 10000 Wp utilizados para o estudo de caso.

Disponível em: <https://www.sma-portugal.com>



/ SBSE3.6-50 / SBSE4.0-50 / SBSE5.0-50 / SBSE6.0-50



# Sunny Boy Smart Energy

3.6 / 4.0 / 5.0 / 6.0

Higher yields. Faster charging.  
Easy installation. Full control.

powered by  
**ennexOS**



## Maximum energy yields

- Rapid charging of connected batteries
- PV system oversizing for higher energy yields
- Integrated yield optimization with SMA ShadeFix

## Easy installation, fast commissioning

- SMA Easy Lock for effortlessly opening and closing the cover
- Step-by-step commissioning via the SMA 360° app  
(firmware update may be required during commissioning)

## Unmatched flexibility

- Three MPP trackers for complex roof layouts
- Low startup voltage
- Integrated secure power supply<sup>1)</sup>
- Optional battery-backup function<sup>2)</sup>

## Improved storage options

- Compatible with SMA Home Storage battery
- Compatible with high-voltage batteries from major manufacturers (please refer to the approved batteries list)

**The SMA Sunny Boy Smart Energy single-phase hybrid inverter is the two-in-one solution for the generation and storage which allows flexible use of solar power at home.**

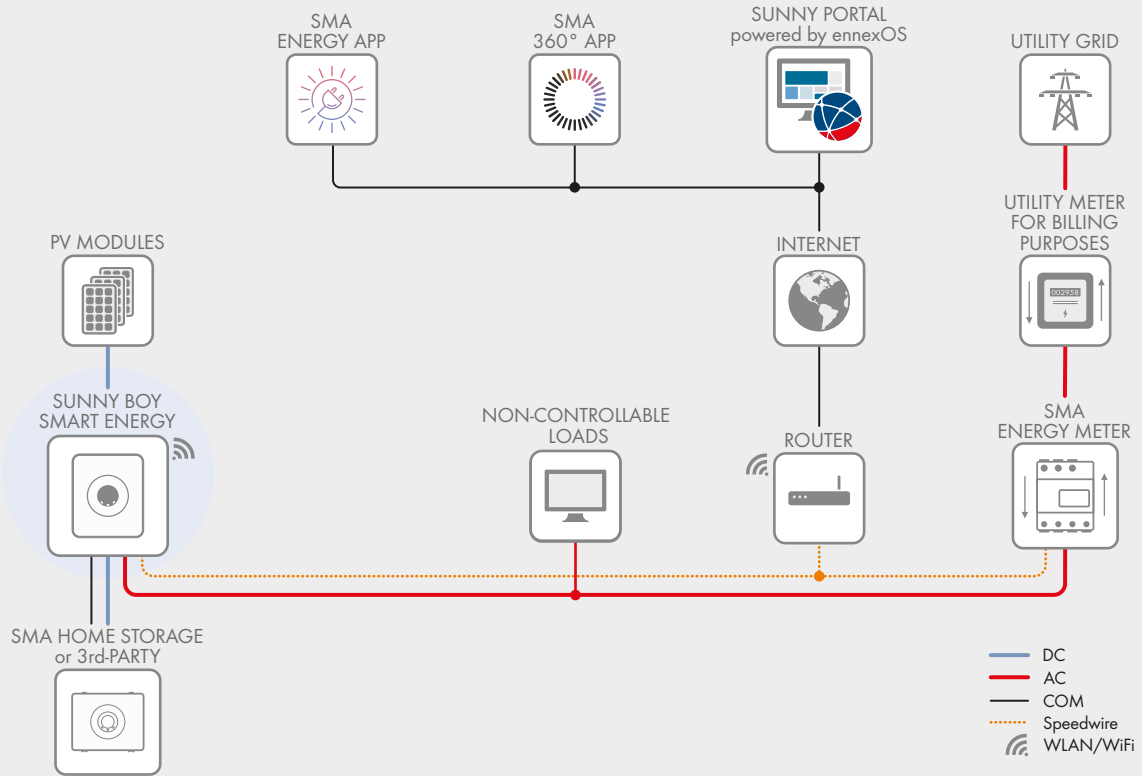
The Sunny Boy Smart Energy is the ideal gateway to an all-round energy transition in the home. As a PV and battery inverter in one, it ensures a reliable and sustainable supply of energy. Thanks to the integrated secure power supply function and an optional battery backup function<sup>2)</sup>, it will continue to run even if the utility grid fails.

Three MPP trackers allow varying roof orientations to be incorporated into plans for solar power production. The hybrid inverter offers very fast charging for connected batteries and makes the most of days with few hours of sunshine.

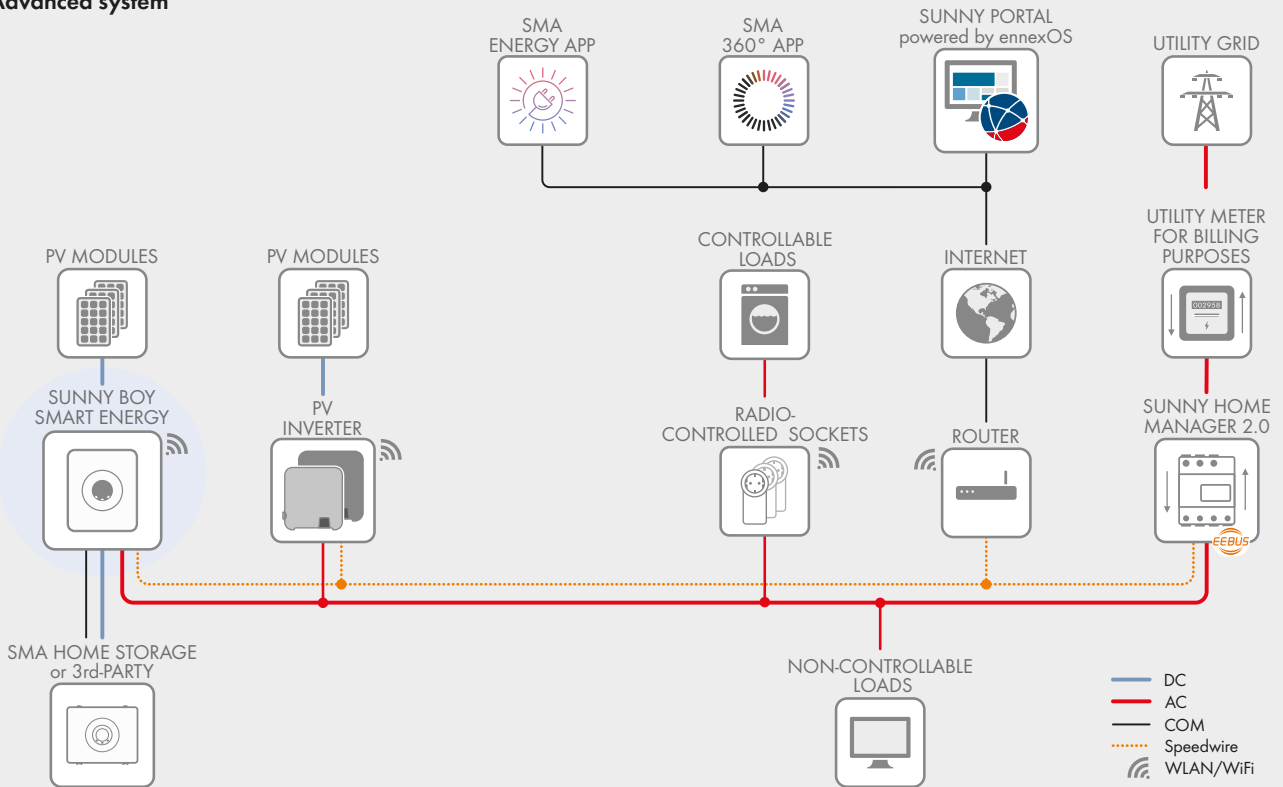
Smart energy management for controllable loads can be flexibly integrated into the energy system at any time. This means greater independence from rising energy costs and conventional energy supplies. With the Sunny Boy Smart Energy, users can expect the high standard of quality that comes with a product made in Germany.

1) Australia/New Zealand specific wiring required  
2) Pending availability in Australia/New Zealand

### Basic system



### Advanced system



### Enjoy smart energy management with the Sunny Home Manager 2.0

For optimized self-consumption and even greater independence, the Sunny Home Manager 2.0 links the PV system with electrical appliances and, optionally, a battery storage system with a comprehensive energy system. And thanks to the power of AI, it can even manage energy flows in the home automatically if the user so desires.

Technical data	Sunny Boy Smart Energy 3.6	Sunny Boy Smart Energy 4.0	Sunny Boy Smart Energy 5.0	Sunny Boy Smart Energy 6.0
<b>Input PV (DC)</b>				
Max. PV array power	7200 W <sub>p</sub>	8000 W <sub>p</sub>	10000 W <sub>p</sub>	12000 W <sub>p</sub>
Max. input voltage	600 V			
Min. input voltage	60 V			
MPP voltage range	60 V to 480 V			
Startup input voltage	66 V			
Max. usable input current input A / B / C	15 A			
Max. DC short-circuit current input A / B / C	up to 30 A <sup>4)</sup>			
Number of independent MPP inputs / inputs per MPP	3 / 1			
Connection of MPP inputs in parallel possible	A and B <sup>4)</sup>			
<b>Input battery (DC)</b>				
Battery type	Lithium-Ion batteries <sup>1)</sup>			
Voltage range	90 V to 500 V			
Max. charging current / max. discharging current	30 A / 30 A			
Number of independent battery inputs	1			
Max. charging power	10000 W			
Max. discharging power	3789 W	4211 W	5263 W	6316 W
<b>Output (AC)</b>				
Rated power (at 230 V, 50 Hz)	3600 W	4000 W	5000 W <sup>2)</sup>	6000 W <sup>2)</sup>
Max. apparent AC power (at 230 V, 50 Hz)	3600 VA	4000 VA	5000 VA <sup>2)</sup>	6000 VA <sup>2)</sup>
Rated AC voltage	230 V / 240 V			
AC voltage range	184 V to 253 V			
AC grid frequency / range	50 Hz / 60 Hz / 44 Hz to 66 Hz			
Rated / Max. output current	15,7 A / 16 A	17,4 A / 20 A	21,7 A / 25 A	26,1 A / 30 A
Power factor at rated power / adjustable displacement power factor	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited			
<b>Efficiency</b>				
Max. efficiency	98.1 %			
<b>SPS Output (AC backup) during off-grid mode</b>				
Rated power (at 230 V)	3680 W			
Max. apparent AC power (at 230 V, 50 Hz)	3680 VA			
Nominal AC voltage	230 V / 240 V			
AC frequency	50 Hz / 60 Hz			
Switching mode	Manual			
<b>Backup output<sup>3)</sup> (AC backup) during off-grid mode, single-phase</b>				
Rated power (at 230 V, 50 Hz)	7300 W			
Max. apparent AC power (at 230 V, 50 Hz)	7300 VA			
Output power / Output apparent power < 100 ms	11040 W / 11040 VA			
Output power / Output apparent power < 30 s	9200 W / 9200 VA			
Nominal AC voltage	230 V / 240 V			
AC frequency	50 Hz / 60 Hz			
Switching mode	automatic			
<b>Protective devices</b>				
Input-side disconnection point	●			
Arc-fault circuit interrupter (AFCI)	●			
Ground fault monitoring / grid monitoring	● / ●			
DC reverse polarity protection / AC short-circuit current capability	● / ●			
All-pole-sensitive residual-current monitoring unit	●			
Protection class	I			
Overvoltage category grid / battery / PV	III / II / II			
DC Type II SPD with monitoring (external, 3rd party)	○			
<b>General data</b>				
Dimensions (W/H/D)	500 mm / 586 mm / 236 mm (19.7 / 23.1 / 9.3 in)			
Weight	17,5 kg (38.6 lb)			
Operating temperature range	-25°C to +60°C (-13°F to +140°F) with derating			
Noise emission, max.	35 dB(A)			
Self-consumption (at night)	6 W			
Topology / cooling method	transformerless / natural convection			
Degree of protection (as per IEC 60529) / climate category (as per IEC 60721-3-4)	IP65/4K26			
Max. permissible value for relative humidity (non-condensing)	100 %			
<b>Equipment</b>				
PV connection / BAT connection	Lever clamp / Push in clamp			
Display via smartphone, tablet, laptop	●			
Communication protocols	Modbus (SMA, Sunspec), Speedwire/Webconnect, SMA Battery Interface, MODBUS RTU			
Interfaces: WLAN / Ethernet / BAT-CAN / RS-485	● / ● / ● / ●			
Ethernet ports	2			
Number of digital outputs	1 (SG Ready (Multifunction relay, 30 Vdc / 1 A) <sup>4)</sup> )			
Shade management: SMA ShadeFix (integrated)	●			
Warranty: 5/10/15/20 years	● / ● <sup>5)</sup> / ○ / ○			
Planned certificates and permits (more available upon request)	AS4777-2; C10/11; CEI0-21; EN50549-1; IEC 62109-1 / IEC 62109-2; TED749; VDE-AR-N4105			
Country availability of SMA Smart Connected	BE, DE, ES, LU, NL, IT			
Type designation	SBSE3.6-50	SBSE4.0-50	SBSE5.0-50	SBSE6.0-50

● Standard features ○ Optional Information refers to nominal conditions Status as of: 02 /2025 1) See "List of Approved Batteries" at www.SMA-Solar.com  
2) 4600 W / 4600 VA according to VDE-AR-N 4105 3) Pending availability in Australia/New Zealand 4) Available with a later firmware release 5) Device registration within 30 days via SMA product registration at my.sma-service.com. The conditions of the SMA limited factory warranty apply. You can find additional information at SMA-solar.com. 6) the sum at all inputs must not exceed 60 A

# Sunny Boy Smart Energy



## **SMA ShadeFix** – Intelligent energy yield optimization

Established product features and integrated software solutions will provide yield optimization throughout the system's entire service life. That applies even in the shade. SMA ShadeFix is a proprietary inverter software that optimizes energy yield in nearly every situation. SMA Smart Connected inverter monitoring offers additional safety by detecting errors at an early stage and automatically reporting them to the installer.



## **SMA ArcFix** – Effectively preventing electric arcs

The arc-fault circuit interrupter (AFCI) effectively detects electric arcs in the PV system and the inverter stops feed-in operation before a fire can develop. SMA was one of the pioneers introducing AFCI's in the U.S. and has kept steadily improving this solution over the last decade. We will be equipping all our string inverters worldwide with our AFCI solution SMA ArcFix in the future. In this way, we will consistently raise the already high safety standard of PV systems yet further.



## **SMA Smart Connected** – Proactive communication in the event of faults

SMA Smart Connected\* allows you to monitor your inverter via the SMA Sunny Portal for free. If an inverter fails, SMA will proactively inform the system operator and installer. This saves valuable working time and costs.

With SMA Smart Connected, the installer benefits from rapid diagnostics by SMA. This allows the installer to rectify the fault quickly and offer customers a range of additional and highly attractive services.

\*For details, see document "Description of Services - SMA SMART CONNECTED."

## **Anexo 4**

*Datasheet* Turbina Eólica 2100 W utilizada para o estudo de caso.

Disponível em: <https://www.tesup.com/pt/>



ATLAS2.0 (MADE IN EUROPE)



“WIND POWER NOW  
AT YOUR DOORSTEP.”

Revision Index 05

Revision Date: 04/10/2021

© TESUP

# ATLAS2.0

Vertical turbine

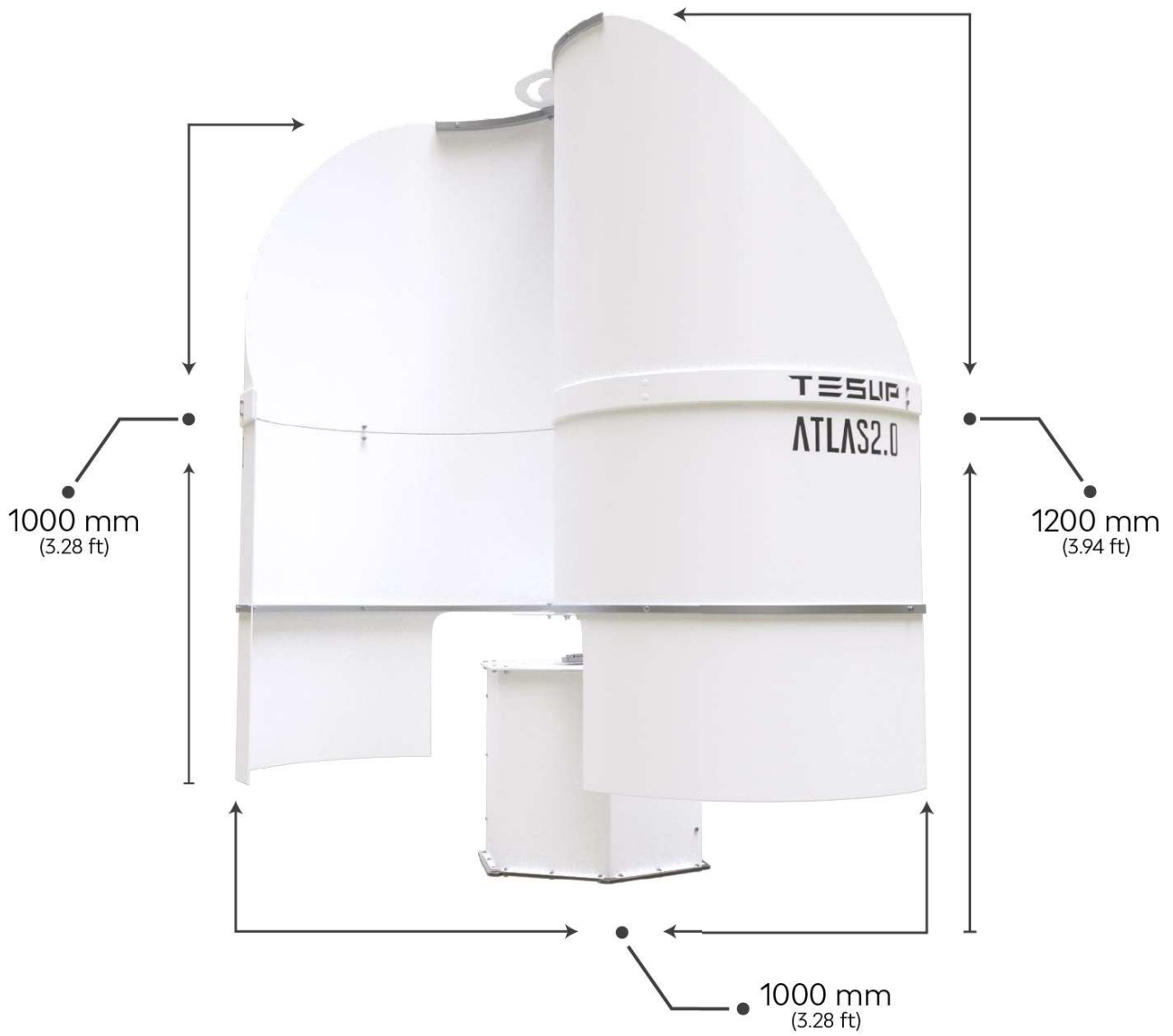


USER MANUAL

Made in Europe



## A GLIMPSE OF ATLAS 2.0





ATLAS 2.0 (MADE IN EUROPE)



### 3.3 SYSTEM COMPONENTS:

NOTE: Several Batteries can be connected in Parallel Or series depending upon the system voltage.



CHARGE CONTROLLER



ATLAS2.0 WIND TURBINE



BATTERY



INVERTER





### 3.4 WIND TURBINE COMPONENTS:



Item No.	Description	Quantity
1	Turbine Blades	6
2	Bottom Flange	1
3	Mounting Base	1
4	Wing Support	12
5	Mounting Shaft	1
6	Top Flange	1

PART LIST TABLE



## 4. PARAMETER & DIMENSIONAL DETAILS



### 4.1 PARAMETER DETAILS:

SPECIFICATIONS	
DESIGNATION	12 to 100 V
GENERATOR	
TYPE	2KW vertical axis wind permanent magnet generator
WEIGHT	20 kg
MAX. POWER	2 kW
OPERATING CIRCUIT VOLTAGE	0-100 Volts
CURRENT	3-Phase
START OF CHARGING	4 m/s
BASE PLATE MATERIAL	Sheetmetal
DIRECTION OF ROTATION	Clockwise
TEST STANDARDS	EN 61000-6-1 (electromagnetic compatibility – immunity) EN 61000-6-3 (electromagnetic compatibility – emissions)
ROTOR BLADES	
MATERIAL	Composites
HUB FLANGE	Aluminium
DIAMETER	600 mm (1.97 Feet)
WEIGHT PER ROTOR BLADES	750 g (1.65 lbs)
DIRECTION OF ROTATION	Clockwise
STARTING WIND SPEED	4 m/s
NO. OF BLADES	9
MAX RPM	1240
MAX SPEED	50 m/s
NOISE	30 dB

PARAMETER

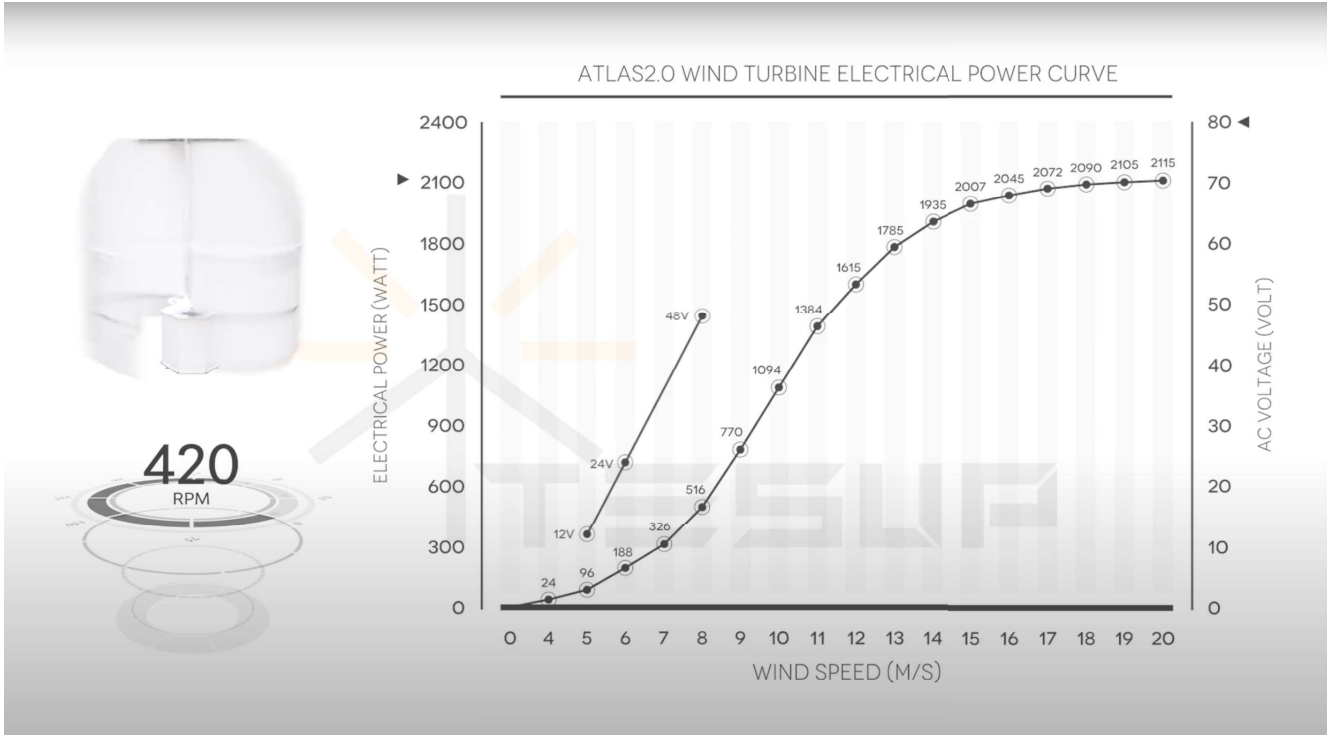
**WARNING:** If a hurricane scale III (50–58 m/s) or above occurs, please cover wind turbine blades.



ATLAS 2.0 (MADE IN EUROPE)



### 4.1.1 POWER CURVE:



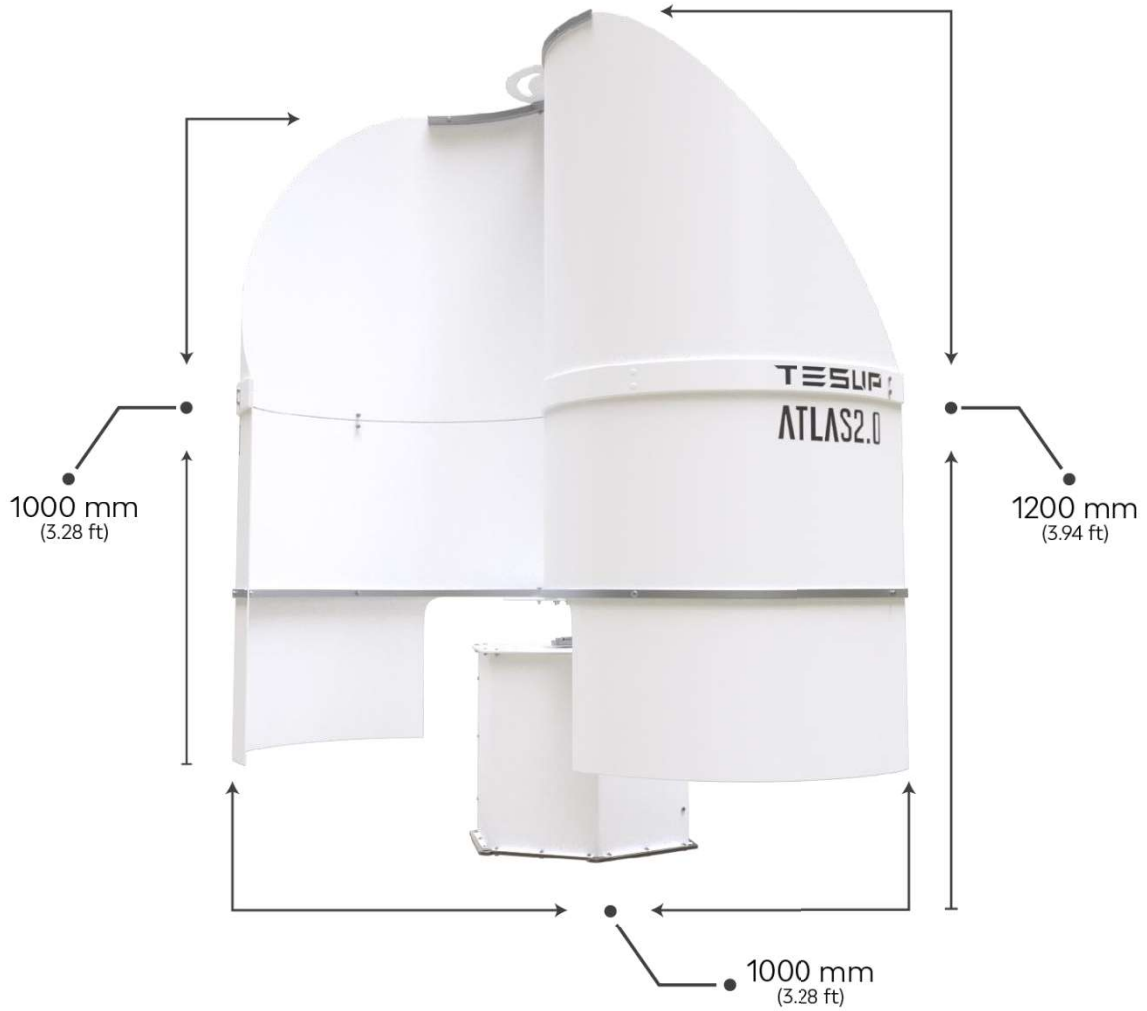
POWER CURVE



ATLAS 2.0 (MADE IN EUROPE)



## 4.2 GENERAL ARRANGEMENT DRAWING:



DIMENSIONS IN mm [inches]

## **Anexo 5**

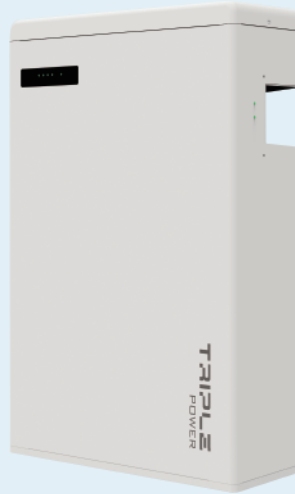
*Datasheet* Baterias 5,8 kWh utilizada para o estudo de caso.

Disponível em: <https://www.solaxpower.com>

# High-voltage Battery System



**T-BAT H 5.8**  
(Master)



**T-BAT H 5.8 V2**  
(Master)



**HV11550 / HV11550 V2**  
(Slave)



## High Performance

- 90% Depth of Discharge (DOD)
- Cycle life > 6000 times



## Assured Reliability

- LiFePO4 battery cell & high-performance processors
- IP65 protection degree
- No toxic heavy metals or caustic materials



## Smart Management

- Remote fault diagnosis, upgrade and maintenance



## Flexible Adaptability

- Floor or wall mounting optional

**T-BAT H 5.8**  
**T-BAT H 5.8 V2**
**T-BAT H 11.5**  
**T-BAT H 11.5 V2**
**T-BAT H 17.3**  
**T-BAT H 17.3 V2**
**T-BAT H 23**  
**T-BAT H 23 V2**

NOMINAL CHARACTER				
Nominal voltage	115.2 V	230.4 V	345.6 V	460.8 V
Operating voltage	100 ~ 131 V	200 ~ 262 V	300 ~ 393 V	400 ~ 524 V
Battery type	Li-ion (LFP)			
Total capacity	5.8 kWh	11.5 kWh	17.3 kWh	23.0 kWh
Usable capacity <sup>①</sup>	5.1 kWh	10.4 kWh	15.5 kWh	20.7 kWh
Battery roundtrip efficiency	95%			
Standard power	2.8 kW	5.7 kW	8.6 kW	11.5 kW
Max power	4.0 kW	8.0 kW	12.0 kW	16.1 kW
Recommend charge / discharge current	25 A			
Max charge / discharge current	35 A			
Short circuit current	760 A			
Cycle life	> 6000 cycles			
Warranty	10 years			
ENVIRONMENT REQUIREMENT				
Operating temperature	Charge: 0 ~ 55°C / Discharge: -10 ~ 55°C			
Full-load operating temperature	5 ~ 48°C			
Storage temperature	-20 ~ 30°C (12 months), 30 ~ 55°C (6 months)			
Relative humidity	4 ~ 100% RH (condensing)			
Altitude	< 2000 m			
Ingress protection	IP65			
COMMUNICATION				
System to inverter	CAN2.0			
Battery to battery / BMS	RS485			
Data collection port / FW update	CAN2.0			
Master control working mode indicator	1 LED			
Master control capacity indicator	4 LED (25%, 50%, 75%, 100%)			
Battery module LED	2 LED			
Reset	Button			
Switch ON / OFF	Button × 1 + breaker × 1			
STANDARD				
Safety (V1)	CE, IEC 62619, UKCA, VDE2510, JIS-C 8715, UL1973, FCC, REACH			
Safety (V2)	CE, IEC 62040, IEC 62619, UKCA, VDE2510, RoHS, REACH			
UN number	UN3480			
Hazardous materials classification	Class 9			
Transport testing requirement	UN38.3			
GENERAL				
Dimensions (L × W × H)	474 × 193 × 708 mm	474 × 193 × 708 mm + 474 × 193 × 647 mm	474 × 193 × 708 mm + (474 × 193 × 647 mm) × 2	474 × 193 × 708 mm + (474 × 193 × 647 mm) × 3
Weight	72.2 kg	72.2 kg + 68.5 kg	72.2 kg + 68.5 kg × 2	72.2 kg + 68.5 kg × 3

① Test conditions: 90% DOD, 0.2C charger & discharger @+25°C

\* X3 Hybrid inverter can connect 2-4pcs of T58 batteries (1pc of T58 master, and rest 1-3pcs of T58 slave)

\* X1 Hybrid inverter can connect 1-3pcs of T58 batteries (1pc of T58 master, without T58 slave, or with 1-2pcs of T58 slave)

\* With BMS Parallel Box-II, the maximum battery quantity connected on each inverter varies, please kindly check datasheet of BMS Parallel Box-II

\* Maximum Charge/Discharge Current may be variant with different inverter models

\* HV11550 V1 and HV11550 V2 share the same appearance