



Integração de Sistemas Fotovoltaico e de Armazenamento de Energia em Fábrica de Grupos Eletrogéneos

JOÃO MORENO PAIVA

(Licenciado em Engenharia Eletrotécnica)

Dissertação para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Eletrotécnica - ramo de Automação e Eletrónica Industrial

Orientador:

Doutor Ricardo Jorge Ferreira Luís

Júri:

Presidente: Doutor Luís Manuel dos Santos Redondo

Vogais:

Doutor Filipe André de Sousa Figueira Barata

Doutor Ricardo Jorge Ferreira Luís

(12/2025)

Integração de Sistemas Fotovoltaico e de Armazenamento de Energia em Fábrica de Grupos Eletrogéneos

JOÃO MORENO PAIVA

(Licenciado em Engenharia Eletrotécnica)

Dissertação para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Eletrotécnica - ramo de Automação e Eletrónica Industrial

Orientador:

Doutor Ricardo Jorge Ferreira Luís

Júri:

Presidente: Doutor Luís Manuel dos Santos Redondo

Vogais:

Doutor Filipe André de Sousa Figueira Barata

Doutor Ricardo Jorge Ferreira Luís

(12/2025)

Agradecimentos

Quero expressar os meus sinceros agradecimentos a todas as pessoas e instituições que desempenharam um papel crucial na concretização desta dissertação e no meu percurso académico no Instituto Superior de Engenharia de Lisboa.

Em primeiro lugar, agradeço ao Professor Ricardo Jorge Ferreira Luís, meu orientador, pela orientação perspicaz, apoio constante e inspiração ao longo deste percurso. A sua experiência e dedicação foram fundamentais para o desenvolvimento e sucesso desta pesquisa.

À empresa Grupel, manifesto o meu profundo agradecimento pela confiança e pela total disponibilidade na cedência de dados reais da organização. O acesso a esta informação foi o pilar que permitiu a aplicabilidade prática deste estudo e a viabilidade desta dissertação.

Um agradecimento especial ao meu amigo Sebastião Fragoso, cuja amizade, suporte e encorajamento foram inestimáveis.

À minha namorada Beatriz Carvalho, expresso a minha profunda gratidão pela compreensão, paciência e apoio incondicional. A sua presença e estímulo foram essenciais para ultrapassar os desafios e alcançar este marco importante na minha vida académica.

Aos meus pais, agradeço por serem a minha fonte de inspiração, encorajamento e pelos sacrifícios que fizeram para possibilitar a minha educação. Sem o apoio deles, este percurso não teria sido possível.

Por último, agradeço a todos os professores, colegas e amigos do Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, cuja contribuição foi fundamental para o meu crescimento académico e pessoal.

Este trabalho não teria sido possível sem o contributo valioso de cada uma destas pessoas e entidades. O meu mais sincero obrigado a todos.



Serviços Académicos – Núcleo de Mestrados e Pós-Graduações

DECLARAÇÃO

Declaro que esta dissertação / trabalho de projeto / relatório de estágio é o resultado da minha investigação pessoal e independente. O seu conteúdo é original e todas as fontes consultadas estão devidamente mencionadas no texto, nas notas e na bibliografia.

O(A) Mestrando(a)

João Moreno Paiva

Data: 26 / 09 / 2025

Declaro que esta dissertação / trabalho de projeto / relatório de estágio encontra-se em condições de ser apresentada a provas públicas.

O(A) Orientador(a)

Assinado por: **Ricardo Jorge Ferreira Luis**
Num. de Identificação: 11020842
Data: 2025.09.26 21:07:02+01:00

Data: ____ / ____ / ____

Integração de Sistemas Fotovoltaico e de Armazenamento de Energia em Fábrica de Grupos Eletrogêneos

Resumo

Esta dissertação estuda a integração de geração fotovoltaica para autoconsumo com a valorização elétrica da energia anteriormente dissipada em calor nos ensaios dos grupos eletrogêneos, complementada por um banco de baterias e por um controlador dos modos de operação do conversor de potência, integrado na rede AC da fábrica. O trabalho utiliza dados reais de consumo, potência fotovoltaica instalada e energia dissipada nos bancos de carga, e recorre a simulação numérica para dimensionamento e avaliação do desempenho.

A avaliação económico-financeira, para um horizonte de 25 anos, indica que a configuração com dois módulos de baterias (144 kWh) apresenta VAL de 67 840 € e TIR de 11,0%, mantendo viabilidade sob a tarifa horária. Em termos ambientais, a solução final reduz 64,2 tCO₂e/ano, o que corresponde a 27,2% da meta de redução definida para a fábrica.

Os resultados demonstram a exequibilidade técnica do sistema e a sua contribuição simultânea para a eficiência energética e a redução de emissões, em linha com os objetivos da Grupel.

Palavras-chave: Armazenamento de Energia, Autoconsumo, Avaliação Económica, Eficiência Energética, Micro-rede Inteligente, Solar Fotovoltaico

Integração de Sistemas Fotovoltaico e de Armazenamento de Energia em Fábrica de Grupos Eletrogéneos

Abstract

This dissertation examines the integration of photovoltaic generation for self-consumption with the electrical recovery of energy previously dissipated as heat during generator-set (GE) test runs, complemented by a battery energy storage system and a controller for the operating modes of the power converter, integrated into the factory's AC grid. It uses measured factory consumption data, installed PV capacity, and energy dissipated in the resistive load banks, and employs numerical simulation for sizing and performance assessment.

The 25 year economic-financial assessment indicates that the configuration with two battery modules (144 kWh) yields an VAL of 67 840€ and an TIR of 11%, remaining viable under the time-of-use tariff. Environmentally, the final solution reduces 64.2 tCO₂e/year, corresponding to 27,2% of the factory's reduction target.

The results demonstrate the system's technical feasibility and its simultaneous contribution to energy efficiency and emissions reduction, in line with Grupel's objectives.

Keywords: Economic Assessment, Energy Efficiency, Energy Storage, Self-consumption, Smart Microgrid, Solar Photovoltaic

Índice

1	Introdução	1
1.1	Enquadramento	1
1.2	Motivação	4
1.3	Objetivos	5
1.4	Estrutura da Dissertação	6
2	Revisão das Tecnologias	9
2.1	Grupos Eletrogéneos (GE)	9
2.1.1	Motor de Combustão Interna (MCI)	10
2.1.2	Gerador Elétrico	12
2.2	Alternador em Rede Isolada	16
2.2.1	Regulador de Tensão Automático	16
2.2.2	Controlador de Velocidade (Centralina)	17
2.3	Alternador na rede elétrica	18
2.3.1	Ligação à rede elétrica	19
2.3.2	Regulador de potência ativa	21
2.3.3	Regulador de potência reativa	23
2.4	Energia Fotovoltaica	23
2.4.1	Recurso Solar	24
2.4.2	Tecnologias	26
2.4.3	Controlador Ponto de Potência Máxima (MPPT)	29
2.5	Baterias Recarregáveis	31
2.5.1	Princípios de Funcionamento de uma Bateria	32
2.5.2	Parâmetros Técnicos Característicos de uma Bateria	33
2.5.3	Bateria de Chumbo-Ácido	35
2.5.4	Bateria de Níquel Cádmio	36
2.5.5	Bateria de Níquel-Hidreto Metálico	37
2.5.6	Bateria de Iões de Lítio	38
2.5.7	Sistema de Gestão da Bateria	38
2.6	Conversor Eletrónico de Potência	40
2.7	Controladores de Lógica <i>Fuzzy</i>	42
2.8	Conceitos Económicos	43
2.8.1	Função do Valor Atualizado	44
2.8.2	Valor Atual Líquido	44

2.8.3	Taxa Interna Rentabilidade	45
2.8.4	Retorno de Investimento	45
2.8.5	Período de Recuperação de Capital Investido	45
2.9	Micro-redes em Âmbito Industrial	45
2.9.1	Estratégias Operacionais: Peak Shaving e Gestão de Procura	46
2.9.2	Arquiteturas de Controlo e Lógica <i>Fuzzy</i>	46
3	Metodologia	49
3.1	Caso de Estudo	49
3.2	Caracterização da Instalação	51
3.3	Topologia da Microrrede	55
3.4	Modelo de Simulação Numérica	57
3.4.1	Modelação do Controlo com Lógica <i>Fuzzy</i>	58
3.4.2	Simulação da Rede Elétrica da Unidade Fabril	67
3.4.3	Recolha de Dados da Simulação	72
3.5	Viabilidade Económica	73
4	Resultados e Discussão	77
4.1	Configuração Atual da Instalação como Cenário de Referência	77
4.2	Contribuição da Geração Solar	79
4.2.1	Desempenho da Geração Solar no Verão	80
4.2.2	Desempenho da Geração Solar no Inverno	84
4.3	Contribuição dos Grupos eletrogéneos e Geração Solar	88
4.3.1	Desempenho dos Grupos eletrogéneos e Geração Solar no Verão	89
4.3.2	Desempenho dos Grupos eletrogéneos e Geração Solar no Inverno	93
4.4	Contribuição do Sistema de Armazenamento, dos Grupos eletrogéneos e Geração Solar	97
4.4.1	Desempenho do Controlador <i>Fuzzy</i> Desconsiderando a Tarifa no Verão	97
4.4.2	Desempenho do Controlador <i>Fuzzy</i> Desconsiderando a Tarifa no inverno	102
4.4.3	Desempenho do Controlador <i>Fuzzy</i> Considerando a Tarifa no Verão	106
4.4.4	Desempenho do Controlador <i>Fuzzy</i> Considerando a Tarifa no Inverno	112
4.5	Sumário dos Resultados	117
4.5.1	Resultados de Consumo	117
4.5.2	Resultados Económicos	125
4.5.3	Resultados de Emissões	128
5	Conclusões	133
5.1	Considerações Finais	133

5.2 Perspetivas de Trabalho Futuro	134
Bibliografia	135
Anexos	139
Anexo A:	139
Anexo B:	163

Lista de Siglas

AC	Corrente Alternada
AVR	Regulador de Tensão Automático (Automatic Voltage Regulator)
BESS	Sistema de Armazenamento (Battery Energy Storage System)
BMS	Sistema de Gestão da Bateria (Battery Management System)
CAPEX	Despesas de Capital (Capital Expenditure)
DC	Corrente Contínua
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
GE	Grupo Eletogéneo
GEE	Gases com Efeito de Estufa
GGD	Grupo Gerador Diesel
HMI	Human-Machine Interface
INC	Condutância Incremental (Incremental Conductance)
MCI	Motor de Combustão Interna
MPPT	Controlador Ponto de Potência Máxima (Maximum Power Point Tracking)
O&M	Operação e Manutenção
P&O	Perturbação e Observação (Perturb-and-observe)
PIB	Produto Interno Bruto
PID	Controlador Proporcional Integrativo Derivativo
PP	Período de Recuperação de Capital Investido (Payback Period)
PRR	Plano de Recuperação Resiliência
PUSP	Ponto de Ajuste de Potência Superior (<i>Power Upper Set Point</i>)
PV	Painel Fotovoltaico
PVGIS	Photovoltaic Geographical Information System
ROI	Retorno do Investimento
SMES	Superconducting Magnetic Energy Storage
SoC	Estado de Carga (State of Charge)
SoH	Estado de Saúde (State of Health)
TCMA	Taxas de Crescimento Médio Anual
TIR	Taxa Interna de Rentabilidade
UE	União Europeia
UPS	Fonte de Alimentação Ininterrupta (Uninterruptible Power Supply)
VAL	Valor Atual Líquido

Lista de Símbolos

$a\text{-Si}$	Silício amorfo	
A	Amplitude da zona exponencial	V
B	Constante da capacidade exponencial	Ah ⁻¹
C_{bess}	Capacidade de armazenamento	kWh
C_{pv}	Capacidade fotovoltaica instalada	kWp
CdTe	Telureto de cádmio	
CF	Fluxo de caixa	€
$CF(t)$	Fluxo de caixa no ano t	€
CH_4	Metano	
CIGS	Seleneto de cobre, índio e gálio	
CIS	Disseleneto de cobre e índio	
CNT	Canotubos de carbono	
CO_2	Dióxido de carbono	
CO_2e	Dióxido de carbono equivalente	
DSSC	Células solares sensibilizadas por corantes	
E	Energia total acumulada no intervalo de simulação	kWh
E_0	Tensão constante do modelo	V
E_{cpl}	Energia produzida localmente consumida pela carga	kWh
E_{load}	Energia consumida	kWh
E_{prod}	Energia total produzida localmente	kWh
E_{rede}	Energia importada da rede	kWh
η	Rendimento	%
FE	Fator de emissões da rede	kgCO ₂ e/kWh
$f.e.m$	Força Eletromotriz	V
GaAs	Arseneto de gálio	
I	Corrente	A
i	Taxa de atualização ou Corrente instantânea da bateria	% ou A
i^*	Dinâmica da corrente de baixa frequência	A
I_{bat}	Corrente de referência do armazenamento	A
it	Capacidade extraída	Ah
K	Constante ou resistência de polarização	Ah ⁻¹ ou Ω
LiCoO_2	Óxido de cobalto de lítio	
$m\text{-Si}$	Silício monocristalino	

$\mu\text{c-Si}$	Silício microcristalino	
n	Vida útil	anos
ω_m	Velocidade angular mecânica do rotor	rad/s
$P(t)$	Potência ativa instantânea no instante t	kW
p-Si	Silício policristalino	
P_{bat}	Potência ativa da bateria	kW
P_g	Potência ativa dos grupos eletrogêneos	kW
P_{load}	Potência ativa da carga	kW
P_{local}	Potência ativa da produção local que supre a carga	kW
P_{out}	Potência ativa de saída	kW
P_{pv}	Potência ativa fotovoltaica	kW
P_{rede}	Potência ativa líquida na rede pública	kW
$\text{PVF}(n, i)$	Fator de valor presente	
Q	Capacidade máxima da bateria	Ah
$Q_{a(t)}$	Capacidade disponível no instante t	Ah
Q_n	Capacidade nominal da bateria	Ah
R_f	Resistência de campo (excitação)	Ω
$\text{SoC}(t)$	Estado de carga no instante t	%
T	Número total de amostras	
t	Índice temporal	
TAC	Taxa de Autoconsumo	%
TAS	Taxa de Autossuficiência energética	%
TAS_i	Taxa de Autossuficiência instantânea	%
TiO_2	Dióxido de titânio	
V	Tensão	V

Índice de figuras

Figura 1.1	Emissões globais de gases de efeito estufa relacionadas à energia, 2000-2022	1
Figura 1.2	Evolução das emissões de GEE em Portugal	2
Figura 1.3	Evolução da intensidade carbónica da economia e evolução das emissões de CO ₂ e <i>per capita</i> respetivamente	2
Figura 1.4	Emissões <i>per capita</i> na UE-27 em 2021	3
Figura 1.5	Consumo de energia final por setor de atividade, em 2001 e 2021 respetivamente	3
Figura 1.6	Os 1200 cenários estudados da evolução da temperatura média à superfície da Terra após a era pré-industrial	4
Figura 2.1	Diferentes etapas de funcionamento do MD (adaptado de)	11
Figura 2.2	Componentes de um alternador de pólos salientes (adaptado de)	15
Figura 2.3	Esquema de excitação “Brushless” (adaptado de)	16
Figura 2.4	Aplicação de um AVR em um alternador com excitação “Brushless” (adaptado de)	17
Figura 2.5	GGD de velocidade variável (adaptado de)	18
Figura 2.6	Aplicação de <i>fuzzy</i> para ajuste dos parâmetros do PID (adaptado de)	18
Figura 2.7	Ligação do método de duas lâmpadas acesas e uma apagada (adaptado de)	19
Figura 2.8	Diagrama das fases quando $V_2 = V_1$; $f_2 = f_1$ e a sequência de fases está correta	20
Figura 2.9	Diagrama das fases quando $f_2 > f_1$ (adaptado de)	20
Figura 2.10	Exemplo de controlador com capacidade de fazer o paralelo a rede	21
Figura 2.11	Relação potência com a frequência de um gerador elétrico em paralelo com um barramento de potência infinita	22
Figura 2.12	Efeito do aumento de frequência do gerador elétrico com a potência ativa fornecida há carga	22
Figura 2.13	Diagrama vetorial da variação de corrente de campo	23
Figura 2.14	Cronologia do avanço tecnológico dos painéis fotovoltaicos (adaptado de)	24
Figura 2.15	Potencial de produção de energia solar nos países da Europa	25
Figura 2.16	Curva característica U-I de um painel fotovoltaico (adaptado de)	30
Figura 2.17	Algoritmo convencional de MPPT com condutância incremental (adaptado de)	31

Figura 2.18	Posicionamento de Tecnologias de Armazenamento de Energia (adaptado de)	32
Figura 2.19	Curva característica de descarga de uma bateria	34
Figura 2.20	As divisões de uma bateria (adaptado de)	35
Figura 2.21	Exemplo de um sistema BMS aplicado num veículo elétrico	39
Figura 2.22	Utilização típica de um conversor híbrido (adaptado de)	41
Figura 2.23	(a): Delimitação da lógica tradicional (b): Delimitação da lógica <i>fuzzy</i>	43
Figura 3.1	Fábrica Grupel	49
Figura 3.2	Representação da instalação atual, bancada de ensaios	50
Figura 3.3	Dados de consumo de 4 dias da fábrica	51
Figura 3.4	Dados de potência dos GE testados durante 5 dias, fornecidos pela Grupel	53
Figura 3.5	Simulação da potência produzida dos painéis fotovoltaicos	54
Figura 3.6	Primeiro esquema da topologia do sistema sugerido	55
Figura 3.7	Segundo esquema da topologia do sistema sugerido	56
Figura 3.8	Esquema da topologia do sistema sugerido	57
Figura 3.9	Superfície de controlo do sistema fuzzy com consideração da tarifa	59
Figura 3.10	Visão bloco da Bateria	60
Figura 3.11	Funções de pertença do controlador <i>fuzzy sem</i> consideração da tarifa	62
Figura 3.12	Função de pertença da saída (<i>I_{bat}</i>) do controlador <i>fuzzy sem</i> consideração da tarifa	62
Figura 3.10		63
Figura 3.11	Funções de pertença do controlador <i>fuzzy</i> com consideração da tarifa: (a) Estado de carga do armazenamento (SoC); (b) Potência líquida na rede da fábrica ($P_{load} - P_g$); (c) Potência dos painéis fotovoltaicos (P_{pv}); (d) Classificação do horário tarifário	63
Figura 3.12	Função de pertença da saída (<i>I_{bat}</i>) do controlador fuzzy com consideração da tarifa	64
Figura 3.13	Bloco de parâmetros do banco de baterias	66
Figura 3.14	Visão bloco da Rede da Unidade Fabril	68
Figura 3.15	Fluxograma da lógica do código do bloco MATLAB Fuction	70
Figura 3.16	Visão bloco de Medidas	73
Figura 4.1	Curva de consumo dos quatro dias no cenário de referência	77
Figura 4.2	Custo do consumo energético ao fim de quatro dias no cenário de referência	78
Figura 4.3	Curva de produção do painéis fotovoltaicos dos quatro dias no verão	80

Figura 4.4	Curva da potência de consumo e da importada da rede elétrica pública com PV em quatro dias no verão	81
Figura 4.5	Rácio de autoconsumo instantâneo com produção dos painéis solares no verão	82
Figura 4.6	Custo do consumo de energia elétrica consumida ao fim de quatro dias no cenário com produção fotovoltaica no verão	83
Figura 4.7	Curva de produção do painéis fotovoltaicos dos quatro dias no inverno	84
Figura 4.8	Curva da potência de consumo e da importada da rede elétrica pública com PV em quatro dias no inverno	86
Figura 4.9	Rácio de autoconsumo instantâneo com produção dos painéis solares no inverno	87
Figura 4.10	Custo do consumo de energia elétrica consumida ao fim de quatro dias no cenário com produção fotovoltaica no inverno	87
Figura 4.11	Curva de potência ativa dos GE injetado na rede da fábrica nos quatro dias simulados	89
Figura 4.12	Curva da potência de consumo e da importada da rede elétrica pública com PV e injeção de GE em quatro dias no verão	90
Figura 4.13	Curva do rácio de autoconsumo instantâneo com a produção local com PV e da injeção dos GE em quatro dias no verão	91
Figura 4.14	Custo do consumo de energia elétrica consumida ao fim de quatro dias no cenário com produção fotovoltaica e com GE no verão	92
Figura 4.15	Curva de consumo e importada da rede elétrica pública com PV em quatro dias no inverno	94
Figura 4.16	Curva do rácio de autoconsumo instantâneo com a produção local com PV e da injeção dos GE em quatro dias no inverno	95
Figura 4.17	Custo do consumo de energia elétrica consumida ao fim de quatro dias no cenário com produção fotovoltaica e com GE no inverno	96
Figura 4.18	(a): Curva de potência de consumo e importada da rede elétrica pública com PV, GE e armazenamento em quatro dias no verão. (b): Estado de Carga da bateria (lógica <i>fuzzy</i> desconsiderando tarifa no verão)	98
Figura 4.19	Curva do rácio de autoconsumo instantâneo com a produção local com PV, GE e armazenamento (lógica <i>fuzzy</i> desconsiderando a tarifa) no verão .	99
Figura 4.20	Custo do consumo de energia elétrica consumida ao fim de quatro dias no cenário com produção fotovoltaica, com GE e armazenamento de energia (lógica <i>fuzzy</i> desconsiderando tarifa) no verão	100

Figura 4.21 (a): Curva de potência de consumo e importada da rede elétrica pública com PV, GE e armazenamento em quatro dias no inverno. (b): Estado de Carga da bateria (lógica <i>fuzzy</i> desconsiderando tarifa no inverno)	103
Figura 4.22 Curva do rácio de autoconsumo instantâneo com a produção local com PV , GE e armazenamento (lógica <i>fuzzy</i> desconsiderando a tarifa) no inverno	104
Figura 4.23 Custo do consumo de energia elétrica consumida ao fim de quatro dias no cenário com produção fotovoltaica, com GE e armazenamento (lógica <i>fuzzy</i> desconsiderando tarifa) no inverno	105
Figura 4.24 (a): Curva da potência de consumo e da importada da rede elétrica pública com PV, GE e armazenamento em quatro dias no verão. (b): Estado de Carga da bateria (lógica <i>fuzzy</i> considerando tarifa no verão)	107
Figura 4.25 Curva da potência de consumo e da importada da rede elétrica pública com PV, GE e (a): Sem sistema de armazenamento; (b): Com sistema de armazenamento (lógica <i>fuzzy</i> considerando tarifa). (c): Potência do banco de baterias	109
Figura 4.26 Curva do rácio de autoconsumo instantâneo com a produção local com PV , GE e armazenamento (lógica <i>fuzzy</i> considerando a tarifa) no verão	110
Figura 4.27 Custo do consumo de energia elétrica consumida ao fim de quatro dias no cenário com produção fotovoltaica e armazenamento de energia (lógica <i>fuzzy</i> considerando tarifa) no verão	111
Figura 4.28 (a): Curva da potência de consumo e da importada da rede elétrica pública com PV, GE e armazenamento em quatro dias no inverno (b): Estado de Carga da bateria (lógica <i>fuzzy</i> considerando tarifa no inverno)	114
Figura 4.29 Curva do rácio de autoconsumo instantâneo com a produção local com PV, GE e armazenamento (lógica <i>fuzzy</i> considerando a tarifa) no inverno ...	115
Figura 4.30 Custo do consumo de energia elétrica consumida ao fim de quatro dias no cenário com produção fotovoltaica e armazenamento de energia (lógica <i>fuzzy</i> considerando tarifa) no inverno	116
Figura 4.31 Decomposição do consumo e da importação no verão (00h-07h)	120
Figura 4.32 Decomposição do consumo e da importação no verão (07h-17h)	121
Figura 4.33 Decomposição do consumo e da importação no inverno (00h-07h)	124
Figura 4.34 Decomposição do consumo e da importação no inverno (07h-17h)	124
Figura 4.35 Resumo dos custos dos 4 dias simulados de todos os cenários	125
Figura 4.36 Resumo de emissões totais de CO ₂ equivalente dos 4 dias simulados de todos os cenários	129

Índice de tabelas

Tabela 2.1	Classificação de máquinas elétricas rotativas	12
Tabela 2.2	Principais vantagens e desvantagens da tecnologia Chumbo-ácido (adaptado de)	36
Tabela 2.3	Principais vantagens e desvantagens da tecnologia Níquel Cádmio (adaptado de)	36
Tabela 2.4	Principais vantagens e desvantagens da tecnologia níquel-metal hidreto (adaptado de e)	37
Tabela 2.5	Principais vantagens e desvantagens da tecnologia ião de Lítio (adaptado de)	38
Tabela 3.1	Características técnicas da bateria TS HV 70	52
Tabela 3.2	Procedimento da bancada de testes dos GE	53
Tabela 3.3	Regras linguísticas para <i>fuzzy sem</i> consideração a tarifa	61
Tabela 3.4	Algumas regras linguísticas para <i>fuzzy com</i> consideração a tarifa	64
Tabela 3.5	Tabela resumo dos principais parâmetros utilizados no modelo do sistema de armazenamento de energia	67
Tabela 3.6	Tabela dos valores de tarifa de acordo com Diretiva n.º 17/2024	72
Tabela 3.7	Valores dos parâmetros utilizados para custos associados ao projeto	73
Tabela 4.1	Custos acumulados cenário de referência após quatro dias de simulação no verão	78
Tabela 4.2	Emissões totais de referência de CO ₂ equivalente do consumo de energia elétrica após quatro dias de simulação.	79
Tabela 4.3	Comparação dos custos acumulados com e sem sistema fotovoltaico após quatro dias de simulação no verão	83
Tabela 4.4	Comparação das emissões totais de CO ₂ equivalente do consumo de energia elétrica com e sem sistema fotovoltaico após quatro dias de simulação no verão	84
Tabela 4.5	Comparação dos custos acumulados com e sem sistema fotovoltaico após quatro dias de simulação no inverno	88
Tabela 4.6	Comparação das emissões totais de CO ₂ equivalente do consumo de energia elétrica com e sem sistema fotovoltaico após quatro dias de simulação no inverno	88
Tabela 4.7	Comparação dos custos acumulados com sistema fotovoltaico e GE após quatro dias de simulação no verão	92

Tabela 4.8	Comparação das emissões totais de CO ₂ equivalente do consumo de energia elétrica com PV e GE após quatro dias de simulação no verão . . .	93
Tabela 4.9	Comparação dos custos acumulados com sistema fotovoltaico e GE após quatro dias de simulação no inverno	96
Tabela 4.10	Comparação das emissões totais de CO ₂ equivalente do consumo de energia elétrica com PV e GE após quatro dias de simulação no inverno .	96
Tabela 4.11	Comparação dos custos acumulados com sistema fotovoltaico, GE e armazenamento (lógica <i>fuzzy</i> desconsiderando tarifa) após quatro dias de simulação no verão	101
Tabela 4.12	Comparação das emissões totais de CO ₂ equivalente do consumo de energia elétrica com PV, GE e armazenamento (lógica <i>fuzzy</i> desconsiderando tarifa) após quatro dias de simulação no verão	101
Tabela 4.13	Comparação dos custos acumulados com sistema fotovoltaico, GE e armazenamento (lógica <i>fuzzy</i> desconsiderando tarifa) após quatro dias de simulação no inverno	105
Tabela 4.14	Comparação das emissões totais de CO ₂ equivalente do consumo de energia elétrica com PV, GE e armazenamento (lógica <i>fuzzy</i> desconsiderando a tarifa) após quatro dias de simulação no inverno . . .	106
Tabela 4.15	Comparação dos custos acumulados com sistema fotovoltaico, GE e armazenamento (lógica <i>fuzzy</i> considerando tarifa) após quatro dias de simulação no verão	111
Tabela 4.16	Comparação das emissões totais de CO ₂ equivalente do consumo de energia elétrica com PV, GE e armazenamento (lógica <i>fuzzy</i> considerando tarifa) após quatro dias de simulação no verão	112
Tabela 4.17	Comparação dos custos acumulados com sistema fotovoltaico, GE e armazenamento (lógica <i>fuzzy</i> considerando tarifa) após quatro dias de simulação no inverno	116
Tabela 4.18	Comparação das emissões totais de CO ₂ equivalente do consumo de energia elétrica com PV, GE e armazenamento (lógica <i>fuzzy</i> considerando a tarifa) de energia após quatro dias de simulação no inverno	117
Tabela 4.19	Valores médios de potências e energia das simulações no verão	118
Tabela 4.20	Indicadores de Autoconsumo (TAC) e Autossuficiência (TAS) no cenário de Verão com fórmulas revistas	119
Tabela 4.21	Valores médios de potências e energia das simulações no inverno	122
Tabela 4.22	Indicadores de Autoconsumo (TAC) e Autossuficiência (TAS) no cenário de Inverno	122
Tabela 4.23	Índices economicos obtidos dos vários cenários	128

Tabela 4.24 Redução de emissões anuais de CO ₂ equivalente devido ao consumo de energia elétrica	129
---	-----

Capítulo 1

Introdução

Neste capítulo, contextualiza-se a importância da eficiência energética e da gestão sustentável em ambientes industriais, apresentam-se os objetivos específicos deste estudo e esboça-se a estrutura da dissertação.

1 Introdução

1.1 Enquadramento

Vive-se numa era de rápidas transformações tecnológicas que moldam diretamente a vida quotidiana. Nas últimas décadas, observa-se uma crescente adoção de tecnologias, impactando vestuário, comunicação e mobilidade. Contudo, essa revolução tecnológica trouxe consigo desafios significativos relacionados ao consumo de energia e emissões de gases poluentes. A dependência contínua de combustíveis fósseis resultou em emissões recorde de dióxido de carbono (CO_2) e metano (CH_4) em 2022, atingindo 36.8 Gt e 41.3 Gt CO_2e , respetivamente [1].

Este panorama reforça a urgência de abordar as implicações ambientais e climáticas decorrentes do crescente consumo de energia, especialmente quando associado à queima de combustíveis fósseis. A Figura 1.1 destaca a participação do setor de energia e processos industriais nas emissões, sinalizando a necessidade crítica de estratégias para reduzir esses impactos.

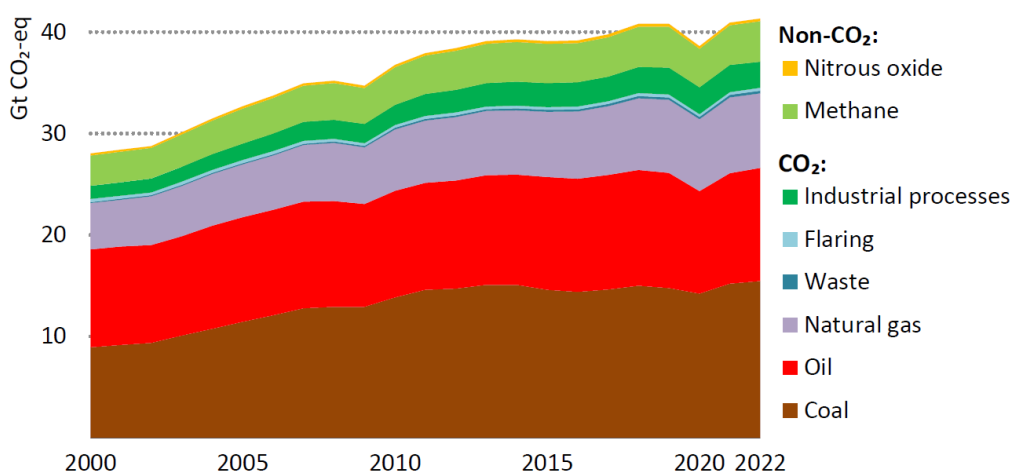


Figura 1.1: Emissões globais de gases de efeito estufa relacionadas à energia, 2000-2022 [1]

No cenário nacional, a redução das emissões de gases com efeito de estufa (GEE) para 56,5 Mton CO_2e em 2021, conforme evidenciado na Figura 1.2, demonstra um compromisso em enfrentar os desafios ambientais. Além disso, a Figura 1.3, que retrata a evolução da intensidade carbónica da economia, revela uma melhoria notável na eficiência energética em relação ao Produto Interno Bruto (PIB). Essa tendência, alinhada com a visão global, indica uma resposta proativa de Portugal para mitigar o impacto ambiental.

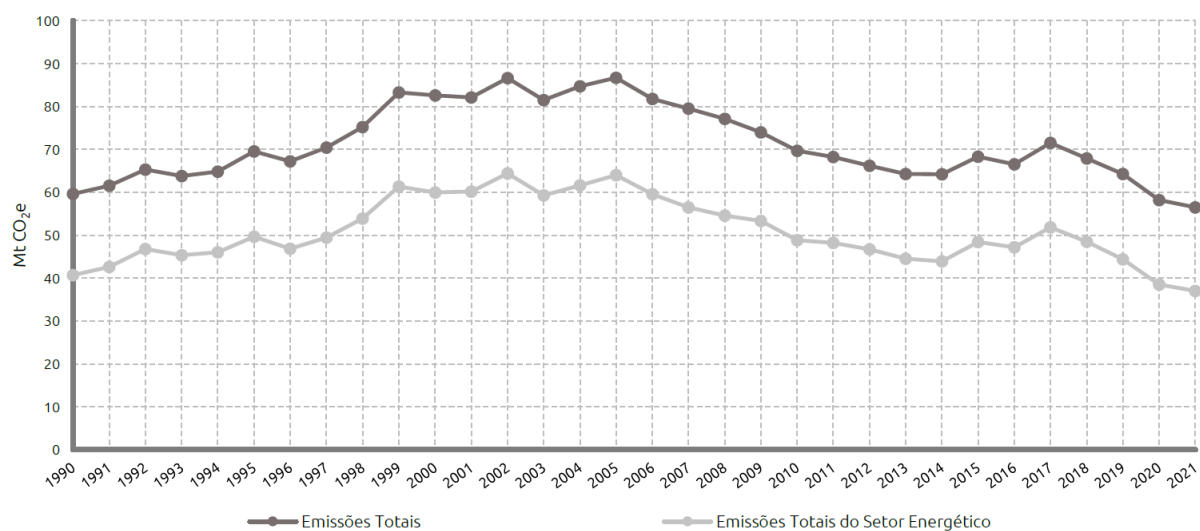


Figura 1.2: Evolução das emissões de GEE em Portugal [2]

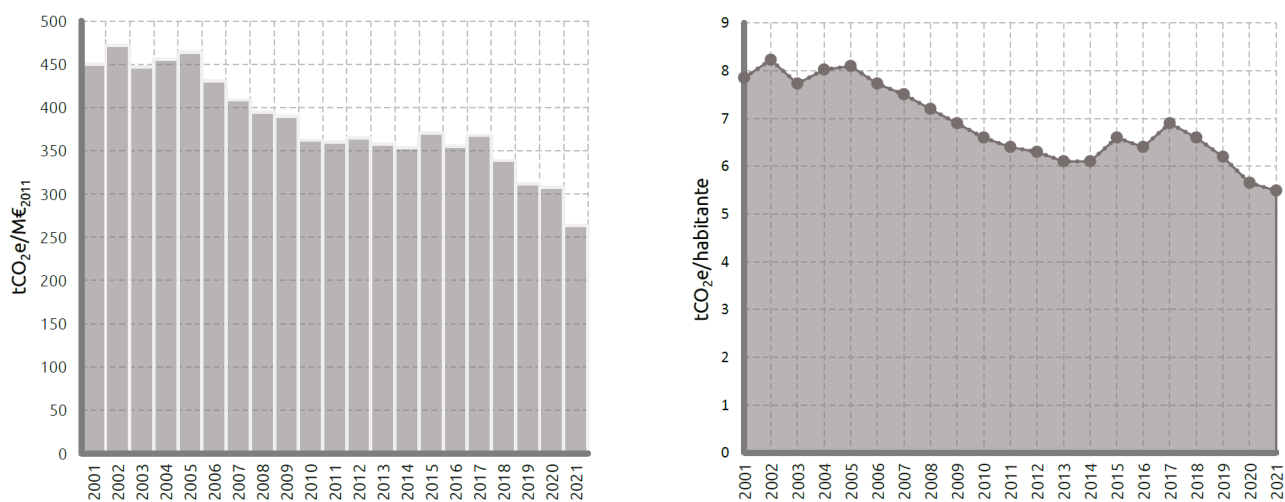


Figura 1.3: Evolução da intensidade carbónica da economia e evolução das emissões de CO₂e *per capita* respetivamente [2]

Analisando, as Figura 1.3 e Figura 1.4 proporcionam uma visão sobre as emissões *per capita* em Portugal e na União Europeia. O valor relativamente baixo de 5,5 ton CO₂e por habitante, inferior à média da UE-27, destaca a posição favorável de Portugal em termos de emissões individuais.

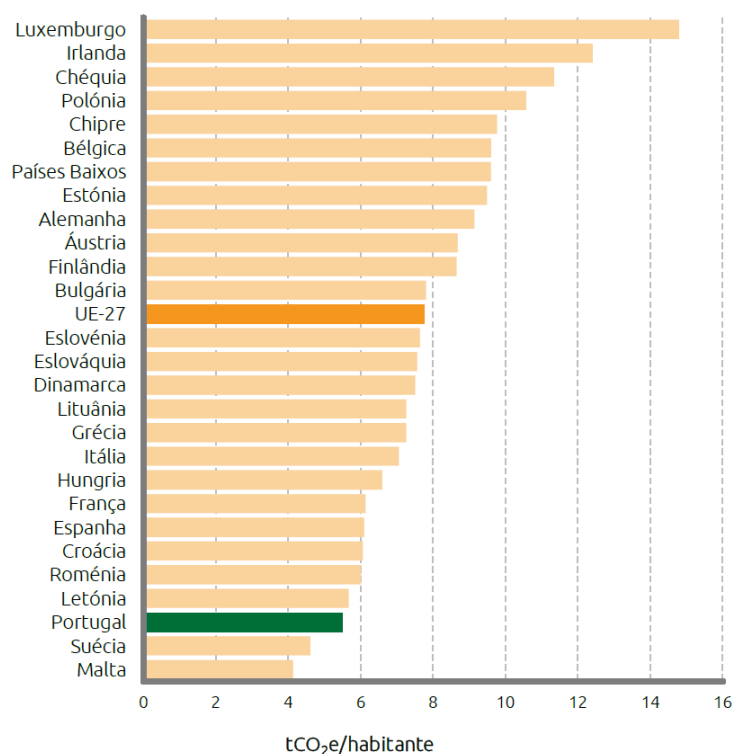


Figura 1.4: Emissões *per capita* na UE-27 em 2021 [2]

Nos últimos 20 anos, a indústria reduziu significativamente seu peso no consumo energético, enquanto o setor doméstico aumentou como observado na Figura 1.5. As Taxas de Crescimento Médio Anual (TCMA) mais significativas foram registadas uma redução na indústria (-1,3%) e nos transportes (-1,0%) [2].

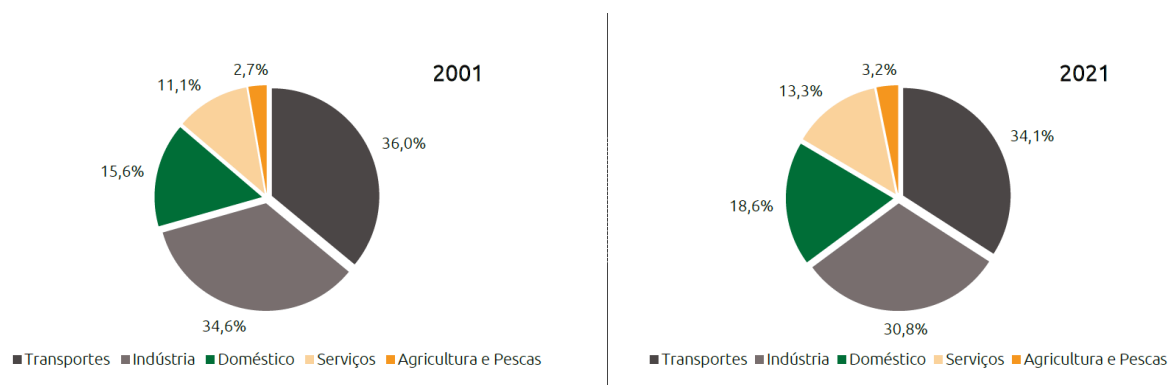


Figura 1.5: Consumo de energia final por setor de atividade, em 2001 e 2021 respetivamente [2]

Apesar destes avanços, não são suficientes e devem ser exploradas todas as possibilidades para tornar qualquer tipo de processo mais sustentável. Como demonstrado na Figura 1.6, foram estudados 1200 possíveis cenários de aumento da temperatura média à superfície terrestre após a era pré-industrial. Destes, apenas 230 cenários foram identifi-

cados nos quais é possível manter o aumento da temperatura abaixo de 1.5°C antes do final do século.

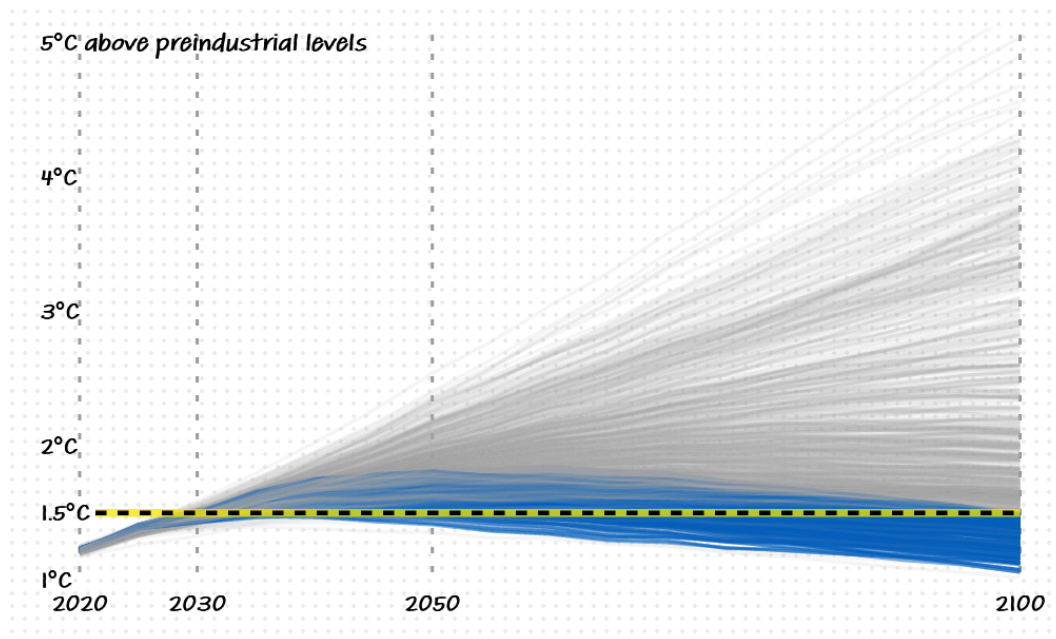


Figura 1.6: Os 1200 cenários estudados da evolução da temperatura média à superfície da Terra após a era pré-industrial [3]

Esta dissertação visa a esse propósito, embora não venha a ser uma revolução de impacto ambiental imediato, é um passo de muitos que devem ser dados para a preservação do planeta. Cada pequena ação, por menor que pareça, contribui para um impacto coletivo significativo. É na soma dessas “migalhas” que encontramos o poder de criar um futuro mais sustentável e próspero para as gerações vindouras.

1.2 Motivação

Este trabalho de investigação surge da necessidade premente de encontrar soluções inovadoras para o uso eficiente de recursos energéticos e a promoção da sustentabilidade ambiental num contexto industrial. No cenário global das alterações climáticas e da crescente procura por fontes de energia limpa, esta investigação visa aproveitar a energia desperdiçada em bancos de carga resistiva, usados para testar grupos eletrogéneos numa fábrica especializada.

Além disso, Portugal Continental é privilegiado com condições climáticas favoráveis, destaca-se como um país com um grande potencial para a conversão fotovoltaica. É uma

das nações europeias com maior disponibilidade de radiação solar tendo entre 1600 a 2200 kWh/m² enquanto países nórdicos da Europa rondam os 800 a 1000 kWh/m². Sendo então considerado a implementação de um sistema solar fotovoltaico de autoconsumo, integrado à rede existente, surge a oportunidade de utilizá-la para satisfazer a procura energética da fábrica.

Esta investigação concentra-se na análise dos modos de operação de um conversor de potência industrial. Esse conversor desempenha um papel fundamental na integração de sistemas de armazenamento de energia, contribuindo para o melhoramento da eficiência energética na fábrica. Portanto, a motivação deste estudo reside na busca por uma abordagem que concilie a eficiência energética e a integração de fontes renováveis, contribuindo para um futuro mais sustentável e a preservação do meio ambiente.

1.3 Objetivos

O principal objetivo desta dissertação é o desenvolvimento de uma solução integrada que permita melhorar a eficiência energética da unidade fabril, através da combinação de geração fotovoltaica, recuperação da energia dissipada nos ensaios de grupos eletrogéneos e integração de um sistema de armazenamento. Para atingir esse fim, estabelecem-se os seguintes objetivos específicos:

Objetivos Técnicos

- Modelizar a microrrede industrial da fábrica, incluindo carga, produção fotovoltaica, grupos eletrogéneos e sistema de armazenamento, de forma a permitir a análise integrada dos fluxos de energia.
- Desenvolver e implementar um controlador baseado em lógica fuzzy para gerir o banco de baterias, assegurando decisões otimizadas de carga e descarga, com e sem consideração da tarifa bi-horária.
- Construir uma plataforma de simulação numérica em Matlab/Simulink, capaz de reproduzir o comportamento dinâmico da microrrede e testar diferentes estratégias de operação.
- Avaliar o impacto energético da integração dos painéis fotovoltaicos, grupos eletrogéneos e sistema de armazenamento, quantificando a redução de energia importada da rede e o reaproveitamento da energia atualmente dissipada em calor.

Objetivos Económicos e Ambientais

- Realizar um estudo económico-financeiro para identificar a viabilidade dos diferentes cenários, calculando indicadores económicos.
- Quantificar a redução de emissões de CO₂ e resultante das configurações propostas, avaliando o contributo da solução para as metas de descarbonização da fábrica.

Espera-se que este trabalho contribua significativamente para a melhoria da eficiência energética e para a promoção da sustentabilidade ambiental na fábrica.

1.4 Estrutura da Dissertação

Esta dissertação organiza-se em cinco capítulos com conteúdos e tarefas bem definidos. No primeiro capítulo, apresenta-se o enquadramento, a motivação e definem-se objetivos, como promover a sustentabilidade e melhorar a eficiência energética da fábrica.

No segundo capítulo, procede-se à revisão dos fundamentos técnicos: grupos eletrogéneos (GE), energia fotovoltaica, baterias, conversores e indicadores económico-financeiros (VAL, TIR, PP, ROI).

O terceiro capítulo apresenta o estudo de caso, onde é demonstrado como o problema em questão será modelado e como topologia da microrrede correspondente será desenvolvido. Descreve-se a metodologia e a modelação em Simulink, abrangendo o modelo do sistema, o controlador *fuzzy* e o cálculo de P_{rede} . Define-se a parametrização económica e o conjunto de cenários.

O quarto capítulo apresenta e analisa os resultados técnicos e económicos, de verão e de inverno, em vários cenários. A análise parte do cenário de referência e adiciona, sucessivamente, PV, GE e, por fim, BESS.

Finalmente, o quinto capítulo constitui a conclusão do trabalho, onde são apresentadas as principais descobertas e conclusões derivadas do estudo realizado. Além disso, são discutidas as possíveis direções para futuros desenvolvimentos, tendo por base os resultados obtidos nesta dissertação.

Capítulo 2

Revisão das Tecnologias

Neste capítulo, explora-se o estado da arte com base em documentos científicos sobre os componentes dos grupos eletrogêneos, energia fotovoltaica, baterias recarregáveis e conversores eletrônicos de potência. Essa revisão oferece uma base teórica e científica essencial para este estudo.

2 Revisão das Tecnologias

2.1 Grupos Eletrogêneos (GE)

É incontestável que a energia elétrica constitui um dos pilares fundamentais da sociedade moderna, tendo elevado os padrões de conforto, produtividade e conectividade a níveis sem precedentes na história da humanidade. A dependência crítica das infraestruturas contemporâneas em relação a este vetor energético torna praticamente inviável a manutenção das atividades quotidianas na sua ausência. Contraditoriamente, a energia elétrica raramente é uma fonte primária, mas sim um vetor energético resultante da conversão sistemática de outras formas de energia.

Uma modalidade de conversão direta é exemplificada pela transformação da energia luminosa, proveniente da radiação solar, em energia elétrica através do efeito fotovoltaico em células semicondutoras. Em contrapartida, a geração elétrica em larga escala recorre predominantemente a processos indiretos de conversão, que mobilizam recursos energéticos primários como os combustíveis fósseis (petróleo, gás natural, carvão) ou nucleares. Nestes sistemas, a energia química ou nuclear é inicialmente convertida em energia térmica, geralmente sob a forma de vapor de alta pressão e temperatura. Este vapor, ao expandir-se, transmite energia mecânica rotativa ao eixo de uma turbina, o qual, por sua vez, está acoplado ao rotor de um gerador síncrono. É no interior deste gerador que se concretiza a conversão eletromecânica final, através do princípio da indução eletromagnética, a energia mecânica rotativa é transformada em energia elétrica [4]. Um paradigma compacto e autónomo deste tipo de conversão eletromecânica é o Grupo Eletrogêneo, um sistema integrado composto por [5]:

- **Motor de Combustão Interna (MCI):**

A função do motor, no grupo gerador, é converter a energia térmica libertada na combustão do combustível em energia mecânica.

- **Gerador Elétrico:**

Este componente converte a energia mecânica fornecida pelo motor em energia elétrica. O gerador utiliza princípios eletromagnéticos, induzindo corrente elétrica por meio do movimento rotativo de um campo magnético.

- **Canópia:**

Uma estrutura externa que protege os componentes internos do grupo gerador, fornecendo isolamento acústico e térmico, garantindo a eficiência e a segurança operacional.

- **Quadro de Transferência de Carga:**

Responsável pela alternância entre a fonte principal de energia e a fonte auxiliar (grupo gerador) em caso de falha na fonte primária, garantindo um fornecimento contínuo e ininterrupto de energia elétrica.

- **Painel de Controlo:**

Considerado o “cérebro” do grupo gerador, o painel monitoriza e controla as operações do sistema, garantindo o seu desempenho eficiente e seguro.

- **Chassi:**

É um quadro em aço com sistema anti-vibração que possui um depósito para guardar o combustível, e pode servir ou não para elevar o gerador a uma determinada altura, dependendo do número de litros que o cliente pretende.

O papel vital dos grupos eletrogéneos está na democratização do acesso à energia, sobretudo em locais remotos ou críticos, onde as infraestruturas elétricas convencionais são inexistentes. Estes sistemas são de extrema importância no desenvolvimento de áreas remotas, estimulando atividades industriais e proporcionando uma fonte confiável de energia elétrica em momentos críticos. Os grupos eletrogéneos encontram-se em aplicações multifacetadas em diversos setores, desde contextos industriais, serviços de saúde e até situações de emergência. A sua importância revela-se onde a continuidade do fornecimento de energia é crucial para evitar prejuízos substanciais.

2.1.1 Motor de Combustão Interna (MCI)

O MCI é uma máquina térmica projetada para converter a energia proveniente de uma reação química exotérmica em energia mecânica. Este processo ocorre por meio de ciclos termodinâmicos meticulosamente orquestrados, compreendendo etapas cruciais de compressão, combustão e expansão de gases [6].

A Figura 2.1 fornece uma representação visual dos passos distintos do ciclo relacionado ao processo de queima de combustível em um motor de combustão interna Diesel (MD). Desde a admissão e compressão do ar até a injeção de combustível, combustão, expansão dos gases resultantes e escape, cada fase é meticulosamente sincronizada para otimizar a eficiência do motor.

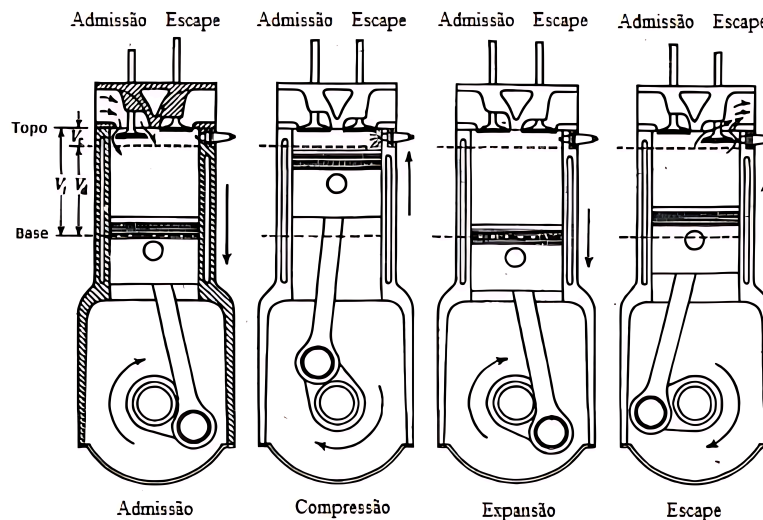


Figura 2.1: Diferentes etapas de funcionamento do MD (adaptado de [7])

A primeira etapa, conhecida como admissão, começa quando o pistão está no ponto mais alto do cilindro e move-se em direção ao ponto mais baixo. Durante este movimento, a válvula de admissão abre um pouco antes de o pistão começar a descer, permitindo que a mistura de ar e combustível seja sugada para o interior do cilindro. A válvula de admissão fecha quando o pistão atinge o ponto mais baixo, completando a entrada da mistura.

Seguindo-se a admissão, o processo de compressão ocorre, onde as válvulas de admissão e escape permanecem fechadas. O pistão começa a subir novamente, comprimindo a mistura de ar e combustível no interior do cilindro. À medida que o pistão se aproxima do topo, a pressão e a temperatura dentro do cilindro aumentam substancialmente. No final da compressão, a mistura entra em combustão, provocando uma rápida elevação da pressão interna dando início à terceira fase do ciclo.

A terceira etapa é a de potência, também chamada de expansão, que começa quando o pistão está novamente no ponto superior do cilindro. Neste momento, a ignição da mistura gera uma grande quantidade de energia na forma de calor e pressão, que empurra o pistão para baixo. Esse movimento força o veio a girar, convertendo a energia térmica em trabalho mecânico. A quantidade de trabalho realizado sobre o pistão durante este tempo é significativamente maior do que o trabalho necessário para comprimir a mistura anteriormente. Quando o pistão se aproxima do ponto mais baixo do cilindro, a válvula de escape é aberta, permitindo que os gases queimados sejam expelidos à medida que a pressão interna do cilindro diminui.

Por fim, a etapa de escape começa, onde os gases resultantes da combustão, ainda com pressão elevada, são expelidos do cilindro. Inicialmente, a pressão dentro do cilindro é muito superior à pressão do sistema de escape, mas à medida que o pistão sobe em

direção ao topo, os gases são forçados a sair. Esse processo é facilitado pelo movimento do pistão, que empurra os gases para fora do cilindro. Quando o pistão se aproxima do ponto mais alto, a válvula de admissão é aberta para iniciar o próximo ciclo, enquanto a válvula de escape se fecha logo após o pistão passar pelo topo, completando o ciclo e permitindo que o processo se reinicie [7].

No arranque, os motores atuais contam com motores de arranque para obter a compressão inicial necessária. Em algumas variantes, velas de ignição são empregues para aquecer a câmara de combustão, criando condições ideais para a combustão inicial [8].

2.1.2 Gerador Elétrico

Os geradores síncronos são componentes essenciais no complexo panorama da geração de energia elétrica como grupos geradores diesel (GGD) e em outras instalações de grande porte. A operação destes geradores está intrinsecamente ligada aos princípios do eletromagnetismo. Michael Faraday, um dos mais proeminentes cientistas do século XIX, revolucionou a ciência com as suas descobertas sobre a indução eletromagnética, mesmo sem ter uma formação académica formal. A sua ideia de que um campo magnético em movimento pode gerar corrente elétrica foi fundamental para a invenção dos geradores elétricos, permitindo a conversão de energia mecânica em energia elétrica [9].

A função fundamental de um gerador elétrico consiste na conversão de energia mecânica em energia elétrica. Num grupo eletrogéneo, o Motor de Combustão Interna (MCI) fornece o binário mecânico rotativo ao veio de entrada do gerador, onde se processa a conversão eletromecânica. Entre os diversos tipos de geradores elétricos, como visto na Tabela 2.1, o alternador, também denominado gerador síncrono, constitui a tipologia mais prevalente em Grupos Geradores Diesel (GGD), devido ao seu desenho otimizado para operação eficiente em sistemas de grande potência e geração de corrente alternada. O presente trabalho concentra-se na análise desta tipologia específica de máquina síncrona, sem prejuízo do reconhecimento das variantes existentes no âmbito das máquinas de corrente alternada (CA) e de corrente contínua (CC).

Tabela 2.1: Classificação de máquinas elétricas rotativas [10]

Corrente Contínua (DC)			
Gerador (Dínamo)		Motor	
Corrente Alternada (AC)			
Assíncronas (Indução)		Síncronas	
Gerador	Motor	Gerador (Alternador)	Motor

As máquinas AC podem ser constituídas por enrolamentos estatóricos monofásicos ou trifásicos dependendo do requisito desta máquina. Em modo geral, as máquinas síncronas são trifásicas, mas quando é necessário uso para pequena potência podem ser monofásicas.

Os componentes principais de uma máquina síncrona são os seguintes, representados na Figura 2.2 [4], [11]:

1. Estator

A parte externa estacionária da máquina é chamada estator; possui as seguintes partes importantes:

- (i) *Estrutura do estator* : É o invólucro externo da máquina feito de ferro fundido e protege as partes internas da máquina. Também pode ser feito de qualquer outro material resistente, uma vez que não tem qualquer papel importante para o campo magnético da máquina.
- (ii) *Núcleo do estator* : O núcleo do estator é fabricado em aço-silício e laminado, constituído por um conjunto de chapas isoladas eletricamente entre si. Esta configuração laminar tem como funções principais proporcionar um caminho de baixa relutância para o fluxo magnético, alojar o enrolamento do estator e, fundamentalmente, minimizar as correntes de Foucault, que são correntes parasitas induzidas no material condutor pelo fluxo magnético variável, as quais resultariam em perdas térmicas por efeito Joule e redução da eficiência do equipamento.
- (iii) *Enrolamento do estator* : São feitos cortes na periferia interna do núcleo do estator, nos quais é colocado um enrolamento trifásico ou monofásico. O material usado para o enrolamento é cobre esmaltado.

2. Rotor

A parte rotativa da máquina é denominada por rotor. Do ponto de vista da construção, existem dois tipos de rotores chamados:

- (i) *Rotor de pólos salientes* : O custo de construção de rotores do tipo pólo saliente é baixo, além disso, há espaço suficiente para acomodar o enrolamento de campo, mas tendo atenção que o mesmo não suporta altos stresses mecânicos em altas velocidades. Portanto, a construção do tipo pólo saliente é adequada para velocidades médias e baixas. Como a velocidade dessas máquinas (geradores) é bastante baixa,

para obter a frequência desejada, as máquinas têm um grande número de pólos. Para acomodar um grande número de pólos, as máquinas têm um diâmetro maior e um comprimento menor.

(ii) *Rotor de pólos lisos* : Um alternador de pólos lisos, é percorrido por uma corrente no enrolamento do rotor (excitação), e é criado o efeito dos pólos. A construção de rotor de pólos não salientes é adequada para altas velocidades. Estas máquinas têm diâmetro menor e comprimento maior.

3. Diversos

(i) *Escovas* : São feitas de carbono e, as mesmas deslizam sobre os anéis coletores. É aplicado corrente contínua às escovas. A partir das escovas, a corrente flui para os anéis coletores e depois para o enrolamento de excitação.

(ii) *Rolamentos* : Fornecidos entre o eixo e o invólucro externo estacionário para reduzir o atrito. O material usado para a construção é aço de alto carbono.

(iii) *Eixo* : É feito de aço suave. A potência mecânica é transferida para a máquina por meio do eixo.

principal sem a necessidade de anéis coletores e escovas. Esse arranjo, mostrado esquematicamente na Figura 2.3, simplifica significativamente o sistema, reduzindo os pontos de falha mecânica e, conseqüentemente, a necessidade de manutenção, além de aumentar a eficiência global do gerador síncrono em aplicações de GGD [13].

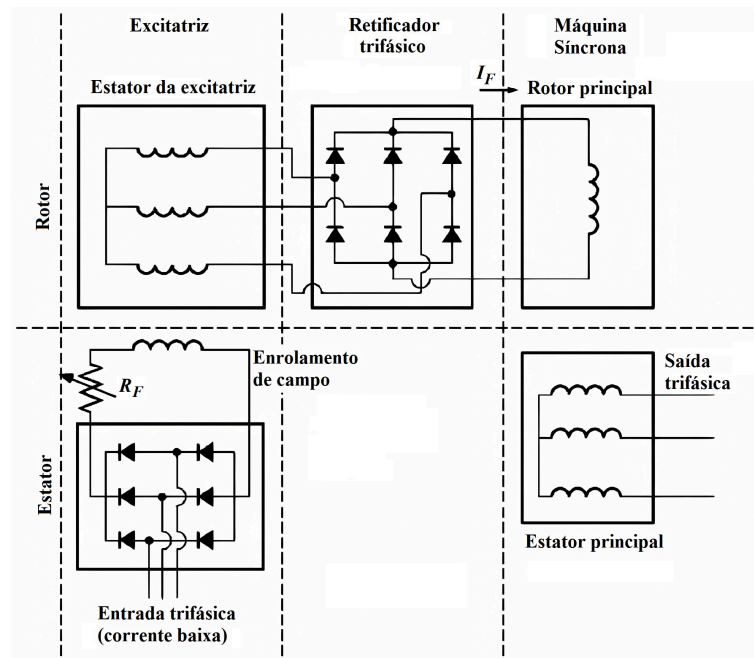


Figura 2.3: Esquema de excitação “Brushless” (adaptado de [13])

2.2 Alternador em Rede Isolada

2.2.1 Regulador de Tensão Automático

O Regulador de Tensão Automático (AVR) é um componente que garante que tensão de saída permaneça dentro dos limites especificados, independentemente das flutuações na carga ou na velocidade do MCI. Esta regulação é alcançada através do ajuste da corrente de excitação do enrolamento de campo do alternador, com base na medição da tensão de saída. Além disso, um fusível, comumente localizado na caixa de ligação ou no próprio regulador de tensão, protege o alternador contra diversas situações anormais durante a operação, tais como perda de referência, curto-circuito na bobina auxiliar, curto-circuito na saída do regulador, operação em baixa velocidade e danos ao regulador de tensão [12].

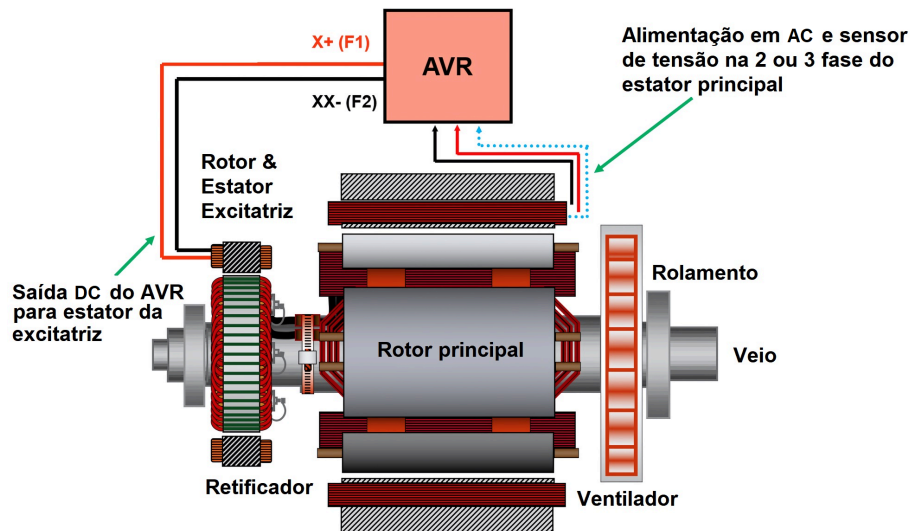


Figura 2.4: Aplicação de um AVR em um alternador com excitação “Brushless” (adaptado de [14])

Uma das formas mais simples de fornecer energia para um AVR é diretamente a partir dos terminais de saída do enrolamento do estator como na Figura 2.4. Este método é economicamente vantajoso, oferece simplicidade de design e fiabilidade operacional. Embora partilhar a tensão de saída do alternador entre a carga ligada e o AVR possa apresentar desafios, aproximadamente 70% dos GGD em operação no mundo utilizam este princípio de funcionamento [14].

2.2.2 Controlador de Velocidade (Centralina)

O sistema de GGD, comumente utilizado como fonte de energia principal ou de emergência em locais como ilhas, centros de dados e hospitais, tradicionalmente operava em uma velocidade constante. No entanto, recentemente, a operação em velocidade variável tem sido adotada para aumentar a eficiência do motor e reduzir o consumo de combustível. Isso significa que o GGD pode ajustar sua velocidade conforme necessário, otimizando assim o consumo de combustível [15].

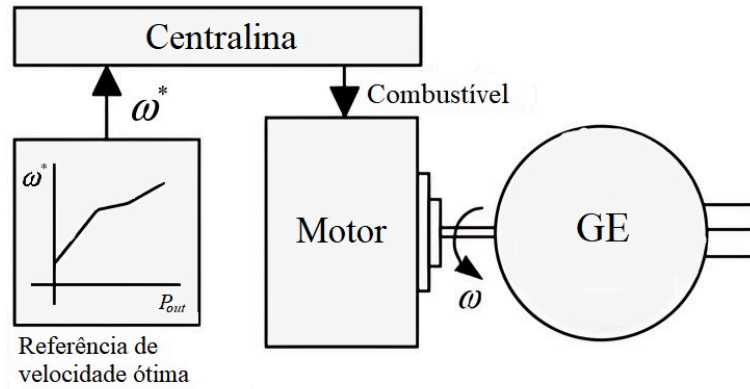


Figura 2.5: GGD de velocidade variável (adaptado de [15])

Para alcançar essa operação em velocidade variável, o sistema faz uso de controladores de velocidade, geralmente dominado por, centralina, ou “Speed Governor”. Inicialmente, foram utilizados controladores lineares baseados em um controlador proporcional integrativo derivativo (PID) devido à sua fácil implementação como na Figura 2.5.

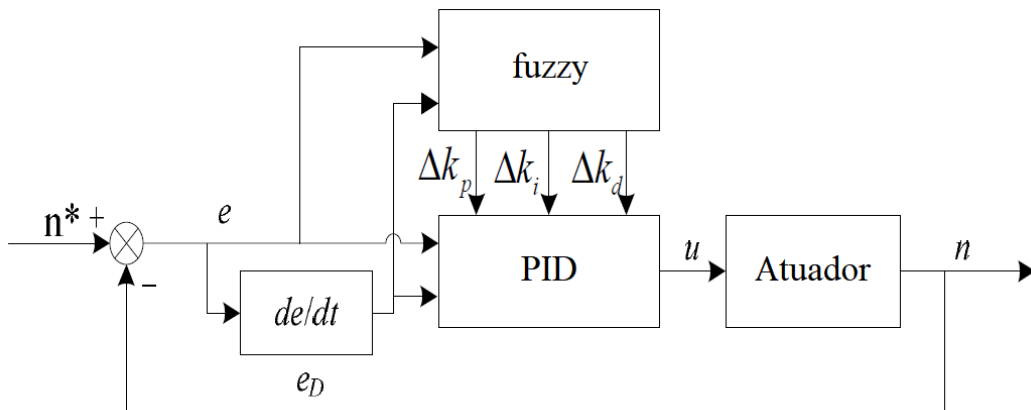


Figura 2.6: Aplicação de *fuzzy* para ajuste dos parâmetros do PID (adaptado de [16])

No entanto, os mesmos têm dificuldade em lidar com a variabilidade das condições de operação do motor, foi então estudado o uso de um algoritmo de controle de velocidade baseado em PID autoajustável por lógica *fuzzy* como na Figura 2.6 [17].

2.3 Alternador na rede elétrica

Um barramento de potência infinita é um conceito teórico utilizado na análise de sistemas de potência, o qual representa uma rede elétrica de impedância interna nula e capacidade de fornecimento e absorção de potência aparentemente ilimitada. Nestas condições, a ligação ou remoção de um gerador individual não produz variações mensuráveis

na magnitude da tensão ou na frequência do sistema, que se mantêm constantes e ideais independentemente das perturbações.

Para efetuar a ligação de um gerador síncrono a uma rede ativa, como a rede elétrica de uma instalação industrial, não basta proceder ao seu paralelismo direto. É imperativo que sejam cumpridas condições de sincronismo rigorosas, de modo a evitar a circulação de correntes transitórias de elevada amplitude entre a máquina e a rede. A não observância destas condições pode induzir sobrecargas severas, instabilidade eletromecânica e danos estruturais aos equipamentos. A sincronização adequada assenta no cumprimento de três condições fundamentais: igualdade na magnitude da tensão, igualdade na frequência e coincidência na sequência e fase das tensões do gerador e da rede.

2.3.1 Ligação à rede elétrica

Um dos métodos clássicos para este objetivo é o método de duas lâmpadas acesas e uma escura, amplamente utilizado em alternadores trifásicos de baixa tensão. Este método combina simplicidade e eficácia, permitindo uma visualização clara das condições de sincronização através do comportamento de três lâmpadas ligadas de forma estratégica [11], [18].

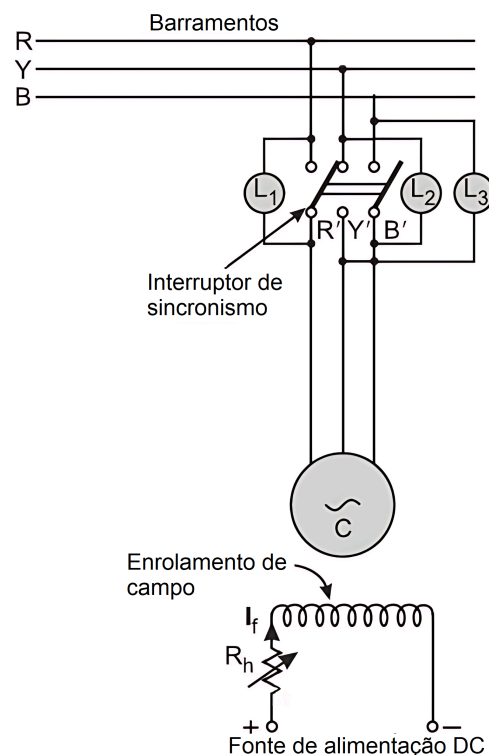


Figura 2.7: Ligação do método de duas lâmpadas acesas e uma apagada (adaptado de [11])

Na configuração prática deste método, as lâmpadas são conectadas de forma assimétrica entre os terminais do alternador e os da rede. A lâmpada $L1$ é ligada entre as fases R (barramento) e R' (GE), $L2$ entre Y (barramento) e B' (alternador), e $L3$ entre B (barramento) e Y' (alternador). Esta disposição assimétrica é intencional, pois permite identificar não apenas a sincronização ideal, mas também a direção do desajuste, seja por velocidade excessiva ou insuficiente do alternador [19], [20].

Em condições ideais, quando as tensões, frequências e sequência de fases estão perfeitamente alinhadas, a tensão através de $L1$ é nula, resultando numa lâmpada completamente apagada. As lâmpadas $L2$ e $L3$ apresentam tensão igual ao valor de linha, brilhando com intensidade idêntica. Este é o momento ótimo para fazer o paralelo [11], [21].

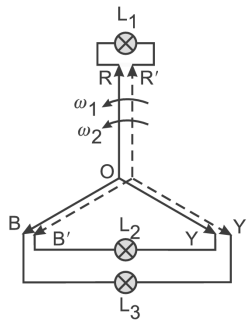


Figura 2.8: Diagrama das fases quando $V_2 = V_1$; $f_2 = f_1$ e a sequência de fases está correta [11]

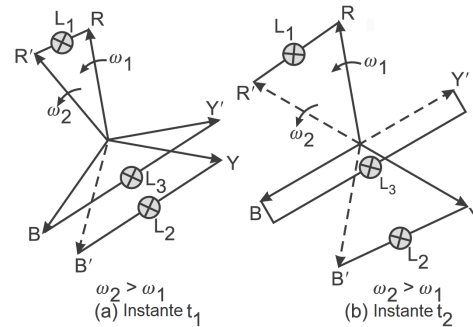


Figura 2.9: Diagrama das fases quando $f_2 > f_1$ (adaptado de [11])

Contudo, se a frequência do alternador diferir ligeiramente da frequência do barramento, as lâmpadas exibem um comportamento dinâmico crítico para ajustes. Se o alternador estiver a operar demasiado rápido, o seu diagrama vetorial $R'Y'B'$ gira mais rapidamente que o do barramento, causando uma variação sequencial nas tensões das lâmpadas. Neste caso, as lâmpadas piscam na ordem $L3 \rightarrow L1 \rightarrow L2$, indicando ao operador a necessidade de reduzir a velocidade do alternador. Por outro lado, se o alternador estiver demasiado lento, o diagrama vetorial gira mais devagar, e as lâmpadas piscam na ordem $L2 \rightarrow L1 \rightarrow L3$, sinalizando a necessidade de aumentar a velocidade. A sequência de fases incorreta é outro cenário crítico. Se as fases do alternador não coincidirem com as da barramento, todas as lâmpadas piscam simultaneamente. Para corrigir este problema, basta inverter duas fases do alternador no disjuntor de sincronização, restabelecendo a sequência correta. Além disso, se a tensão do alternador não for igual à da barramento, as lâmpadas $L2$ e $L3$ brilham com intensidades diferentes. Neste caso, ajusta-se a excitação

do alternador até que ambas atinjam o mesmo brilho, indicando equilíbrio de tensão [11], [18], [21].

Apesar da sua utilidade, este método apresenta algumas limitações. É adequado apenas para alternadores de baixa tensão e pequena capacidade, onde a simplicidade visual é uma prioridade. Em sistemas de alta tensão ou de grande escala, recorre-se a um sincronoscópio, que proporciona medições precisas e elimina os riscos associados à interpretação subjetiva do brilho das lâmpadas.



Figura 2.10: Exemplo de controlador com capacidade de fazer o paralelo a rede

Além deste, existem outros métodos, sendo este um dos mais simples e de fácil compreensão, embora não seja o utilizado para os grupos eletrogéneos em estudo. Estes utilizam um método que verifica e proporciona automaticamente as condições necessárias para a ligação à rede, contando com uma interface de HMI, como a da Figura 2.10.

2.3.2 Regulador de potência ativa

A regulação da potência ativa em geradores síncronos está diretamente relacionada com a centralina do MCI. Quando o gerador está ligado à rede elétrica (potência infinita), a frequência do sistema é imposta pela própria rede, podendo alterar a potência ativa fornecida pelo gerador elétrico.

Como a velocidade do rotor (ω_m) é fixa (devido à sincronização com a frequência da rede), o aumento do fornecimento de diesel no MCI irá aumentar o binário aplicado no eixo do rotor do gerador elétrico. O mecanismo de controlo baseia-se, então, no ajuste do binário, resultando no aumento da potência ativa fornecida (P_G) à rede.

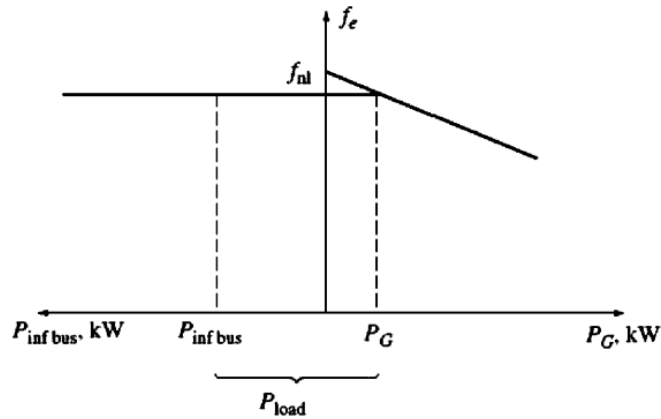


Figura 2.11: Relação potência com a frequência de um gerador elétrico em paralelo com um barramento de potência infinita [13]

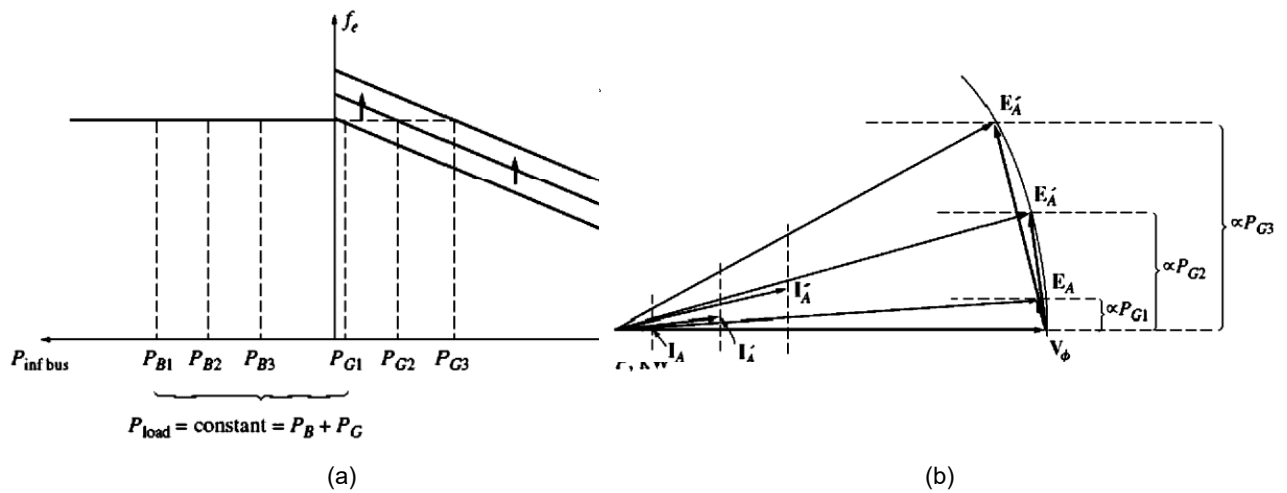


Figura 2.12: Efeito do aumento de frequência do gerador elétrico com a potência ativa fornecida há carga [13]

A relação entre a potência ativa e a frequência é ilustrada pela Figura 2.11. Nesse gráfico, a curva do gerador intercepta a curva horizontal do sistema (frequência constante). Quando o operador aumenta os pontos de ajuste da centralina, a curva do gerador desloca-se para a direita, aumentando a potência ativa entregue, enquanto a frequência do sistema permanece inalterada, como observado na Figura 2.12.

Quando a carga na rede aumenta, a centralina responde aumentando o binário mecânico para elevar P_{out} , mantendo o equilíbrio entre geração e consumo. Se a potência gerada exceder a procura, o excedente é absorvido pela rede sem alterar sua frequência [13].

2.3.3 Regulador de potência reativa

Após o ajuste da potência ativa, que é controlada pela centralina do motor, a potência fornecida pelo gerador permanece constante. Isso ocorre porque a frequência da rede e a velocidade de rotação do gerador são fixas, sendo impostas pelo paralelo da rede elétrica.

Com a potência ativa estabilizada, qualquer variação na corrente de excitação do rotor do gerador provoca uma alteração no campo magnético interno. Essa modificação, por sua vez, impacta a força eletromotriz (f.e.m.) da máquina.

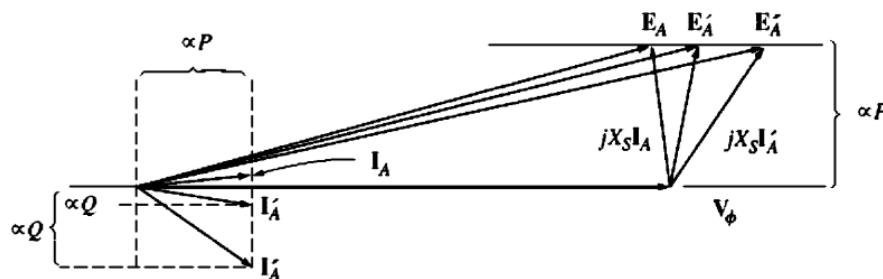


Figura 2.13: Diagrama vetorial da variação de corrente de campo [13]

Este comportamento pode ser compreendido a partir da análise do diagrama vetorial da Figura 2.13. Quando a corrente de excitação aumenta, o vetor da f.e.m. sofre uma alteração, o que exige que o vetor da corrente de armadura se ajuste. Para que a componente ativa da corrente (a projeção sobre o eixo da tensão terminal) permaneça constante, o vetor de corrente “desliza” ao longo de uma linha de potência constante. Como resultado, a componente perpendicular da corrente aumenta, refletindo um acréscimo da potência reativa fornecida à rede. Por outro lado, se a corrente de excitação for reduzida, a f.e.m. diminui, levando a uma redução da componente reativa da corrente. Nesse caso, o gerador pode até passar a consumir potência reativa da rede, operando com um fator de potência capacitivo.

Em resumo, a regulação da potência reativa em um gerador síncrono ligado à rede é realizada exclusivamente através da variação da corrente de excitação. Essa alteração impacta diretamente a componente reativa da corrente de armadura, enquanto a potência ativa se mantém constante.

2.4 Energia Fotovoltaica

Neste capítulo, direciona-se a atenção para a essência da energia solar, começando pela exploração do recurso solar e da radiação que incide sobre a Terra. Analisa-se

a história das células solares, desde sua concepção até os avanços tecnológicos mais recentes, abordando diferentes tipos de tecnologias. Além disso, examina-se de perto o papel fundamental do controlador de ponto de potência máxima (MPPT) na otimização do desempenho dos sistemas fotovoltaicos.



Figura 2.14: Cronologia do avanço tecnológico dos painéis fotovoltaicos (adaptado de [22])

2.4.1 Recurso Solar

Portugal, situado numa região privilegiada em termos de irradiação solar, destaca-se como um dos países europeus com maior potencial para explorar essa rica fonte energética. A Figura 2.15, extraída do PVGIS [23], ilustra claramente o elevado nível de irradiação global no país. Esta constatação ganha ainda mais relevância ao compararmos o número médio anual de horas de Sol em Portugal, situado entre 2.200 a 3.000 horas, com países como a Alemanha, que possui aproximadamente 1.200 a 1.700 horas de exposição solar

anual, sendo este o país mais desenvolvido da Europa no aproveitamento da radiação solar [24].

Photovoltaic Solar Electricity Potential in European Countries

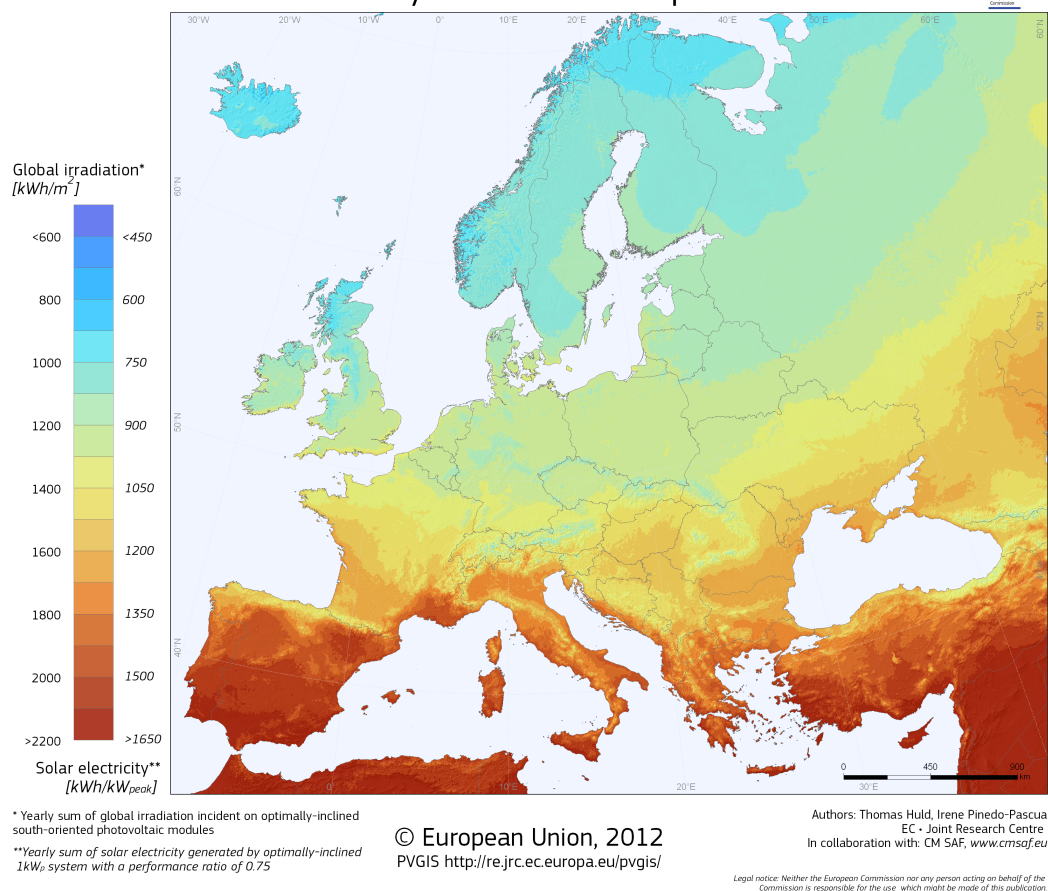


Figura 2.15: Potencial de produção de energia solar nos países da Europa

A exploração da radiação solar como fonte de energia tem ganho crescente atenção devido à sua natureza inesgotável. O sol, como principal impulsionador da vida na Terra, proporciona uma quantidade substancial de energia que pode ser captada e convertida para diversas aplicações. A quantidade de energia que atinge a superfície terrestre, proveniente da radiação solar, é influenciada tanto pela geometria Sol-Terra quanto pelos fatores meteorológicos.

Tendo em conta que o raio médio da Terra é de 6371 km e a irradiância solar incidente sobre a área projetada da Terra é aproximadamente 1367 W/m^2 , pode inferir-se que a potência total fornecida pelo sol à Terra, no topo da atmosfera, é de cerca de 174000 TW. Contudo, apenas 94000 TW conseguem efetivamente alcançar a superfície terrestre, devido a reflexão, absorção e dispersão na atmosfera [25].

A atmosfera, embora vital para a vida na Terra, atua como um filtro para a radiação solar. Fenómenos como reflexão, absorção (por ozono, vapor de água, oxigénio, dióxido de

carbono) e dispersão (partículas de pó, poluição) reduzem a quantidade total de radiação solar que atinge a superfície terrestre. Em condições climáticas ideais no plano horizontal, independentemente da localização, a radiação solar na superfície da Terra atinge cerca de 1000 W/m^2 ao meio-dia [26].

Ao considerar a geração de energia solar, é crucial reconhecer que a radiação incidente na superfície terrestre consiste em componentes diretas, difusas e refletidas. Maximizar a eficiência na conversão dessa radiação em energia elétrica exige uma gestão cuidadosa não apenas da trajetória direta dos raios solares, mas também da radiação difusa, minimizando a perda devido à reflexão. O albedo, representando a fração da radiação solar refletida por superfícies como solo. Para otimizar a produção elétrica, os parâmetros de orientação e inclinação dos PV são fundamentais. A flexibilidade desses painéis ao longo do ano, ajustando-se à variação sazonal do ângulo de incidência solar, pode aumentar ainda mais a eficiência na captação de energia solar. Ao explorar a riqueza da radiação solar disponível. Para uma instalação sem eixos, a inclinação ideal direcionada para sul em Portugal, é de 35° [22].

2.4.2 Tecnologias

Os sistemas fotovoltaicos têm evoluído ao longo das décadas, refletindo avanços significativos em diferentes tecnologias de células solares. Esse desenvolvimento é marcado por quatro gerações distintas, cada uma buscando melhorar a eficiência, reduzir custos e enfrentar desafios ambientais.

• Tecnologias de 1ª Geração

A primeira geração é dominada pelas tecnologias de silício cristalino, sendo responsável por proximadamente 90 % do mercado de células solares. O silício, abundante na crosta terrestre, é amplamente utilizado nesse grupo.

As células monocristalinas são produzidas a partir do processo *Czochralski*, com eficiências notáveis na faixa de 24,4%. Neste processo existe o aumento de barras de metal fundido de silício monocristalino, estas são cortadas em formato *wafer*, a fim de serem dopadas com impurezas e soldadas com superfícies condutoras. Este processo leva ao aumento do custo. Por outro lado, existe a tecnologia policristalina oferece uma alternativa mais acessível, embora com eficiências ligeiramente inferiores, situando-se nos 19,9%.

Por último desta geração, arsenieto de gálio (GaAs) é outra tecnologia, especialmente empregada em células multijunção para aplicações espaciais, pois sendo que tem uma elevada absorção do espectro solar, resistente à degradação devido a radiação solar, baixos coeficientes de temperatura e apresentando eficiências entre 18,4% a 28,8% [27], [28].

• Tecnologias de 2ª Geração

A segunda geração de tecnologias de células solares surgiu como resposta à necessidade de redução do consumo de silício, um recurso caro e limitado que representa uma parcela significativa dos custos finais dos módulos fotovoltaicos. Essa geração focou-se em tecnologias de filmes finos, predominantemente utilizando silício amorfo (a-Si), seleneto de cobre índio e gálio (CIGS), cádmio telúrico (CdTe) e silício microcristalino (μ c-Si). Embora ofereçam vantagens econômicas, como menor custo de produção, essas tecnologias enfrentam desafios ambientais, menor eficiência e vida útil limitada.

O silício amorfo, documentado desde a década de 1960, difere do silício cristalino devido à disposição aleatória dos átomos, resultando em uma maior largura de banda. Inicialmente apresenta defeitos estruturais que o impedem de ser eficientemente utilizado em células fotovoltaicas. No entanto, por meio de um processo de hidrogenação, os átomos de hidrogênio combinam-se quimicamente, minimizando esses defeitos estruturais. A eficiência dessas células de filmes finos é uma desvantagem, situando-se entre de 10,2% para junção única e 12,7% para células de multijunção [27], [28].

Já o silício microcristalino (μ c-Si) combina silício amorfo e microcristalino, aumentando a eficiência pela absorção de diferentes comprimentos de onda. Suas eficiências variam entre 11,9% e 14,0% para junção única e multijunções, respectivamente [26], [27].

O disseleneto de cobre e índio (CIS), quimicamente $CuInSe_2$, destaca-se por atingir elevadas eficiências. Estas células são notáveis pela sua estabilidade, rendimento superior comparativamente ao silício cristalino convencional, eficiência em condições de pouca luz, boa tolerância à sombra e bom desempenho mesmo quando exposto a temperaturas mais elevadas. No entanto, enfrentam desafios relacionados à obtenção de uma camada uniforme de deposição ao longo do substrato, além da escassez de índio na natureza, que encarece o produto final.

O disseleneto de gálio índio de cobre (CIGS) é um dos materiais de maior produção no mercado de filmes finos, com alta absorção devido à presença de materiais semicondutores. Sendo utilizado em aplicações aeroespaciais devido à sua natureza flexível, resistência à radiação ultravioleta e alta potência.

Por fim, o cádmio telúrico (CdTe), destaca-se por eficiências em torno de 21%. Seu processo de fabricação é relativamente rápido, suporta elevadas temperaturas e apresenta boa captação de radiação em ambientes húmidos. No entanto, enfrenta desafios ambientais devido à toxicidade do cádmio e à disponibilidade limitada de telúrio [27], [28].

• Tecnologias de 3ª Geração

A terceira geração, ainda em fase de investigação, procura aprimorar a eficiência e explorar novos materiais. Destacam-se as células solares sensibilizadas por corantes (DSSC), células solares *perovskitas*, orgânicas, de ponto quântico e células solares de múltiplas junções [26], [27].

Diferenciando-se das células solares convencionais, as *DSSC* se destacam pela separação do corante, responsável pela absorção da luz, do mecanismo de deslocação dos transportadores de carga. Isso permite o uso de matérias-primas impuras, reduzindo os custos de produção. As *DSSC* utilizam dióxido de titânio (TiO₂), mais económico que o silício. Apesar de eficiências modestas, entre 7% e 11%, essas células são robustas, flexíveis e semitransparentes, adequadas para diversas aplicações [27].

As células *perovskitas*, com semicondutores organometálicos de *perovskita*, evoluíram rapidamente, tendo uma eficiência de 3,5% em 2009 e atingindo eficiências notáveis de até 24,2% em 2019 com arquiteturas de junção única. Similar às células *DSSC*, as células *perovskitas* destacam-se por custos de produção mais baixos e processos de fabricação simplificados. Contudo, a presença de chumbo e a sensibilidade a fatores como altas temperaturas, humidade e oxigénio representam desafios significativos para a estabilidade dessas células.

As células orgânicas, desenvolvidas na década 1980, têm uma estrutura composta por camadas planas, onde a camada de absorção de luz é impressa entre dois elétrodos distintos. Contêm filmes finos de semicondutores orgânicos, como polímeros, que consistem em pequenas moléculas e nanoestruturas à base de carbono. Apesar de apresentarem menor eficiência se comparadas às células inorgânicas, devido à sua natureza mais recente, as células orgânicas alcançam eficiências na faixa de 9,7% a 11,2%. Entre suas vantagens estão a elevada flexibilidade, semitransparência, leveza, baixos custos de fabricação e menor impacto ambiental.

As células solares de ponto quântico são baseadas em materiais semicondutores de escala nano. A eficiência de conversão dessas células, atualmente em torno de 11%, tem enfrentado desafios, requerendo possíveis novas estruturas celulares ou combinações com outros materiais. Os benefícios distintivos dessas células fotovoltaicas abrangem uma

relação vantajosa entre potência, peso, consumo reduzido, versatilidade e a capacidade de aplicação em janelas. Apesar de promissora, essa tecnologia ainda está em estágios laboratoriais, necessitando de testes industriais para validar suas vantagens em uma escala comercial mais ampla [27].

- **Tecnologias de 4ª Geração**

O grafeno, uma nanoestrutura derivada do grafite, destaca-se como um condutor térmico e elétrico excepcional. Sua alta mobilidade eletrônica e resistência o tornam um candidato ideal para células fotovoltaicas. No entanto, sua característica praticamente total transparência limita a absorção de apenas 2,3% da radiação solar, um desafio abordado pelo processo de dopagem. Apesar dessa limitação, o grafeno apresenta propriedades únicas, sendo forte, leve e transparente.

Os nanotubos de carbono (NTC), alótropos descobertos em 1991, são tubos formados por grafeno, com tipos como *NTC* de parede única (SWCNT) e *NTC* de múltiplas paredes (MWCNT). Possuindo propriedades únicas, como alta condutividade elétrica e térmica. As células de quarta geração, baseadas em grafeno e nanotubos de carbono, estão em estágio inicial de pesquisa, representando um campo promissor para investigação. Apesar das limitações atuais, essas nanoestruturas oferecem a possibilidade de desenvolver dispositivos solares estáveis, acessíveis e de alto desempenho [27].

2.4.3 Controlador Ponto de Potência Máxima (MPPT)

O regulador MPPT, um componente crucial em sistemas fotovoltaicos, destina-se a otimizar o desempenho dos módulos fotovoltaicos. A sua função principal é localizar e manter o ponto de potência máxima, assegurando uma operação eficiente do sistema. Ao ajustar a tensão do módulo em resposta às condições ambientais e de carga, o regulador visa maximizar a produção de energia, garantindo uma carga otimizada da bateria.

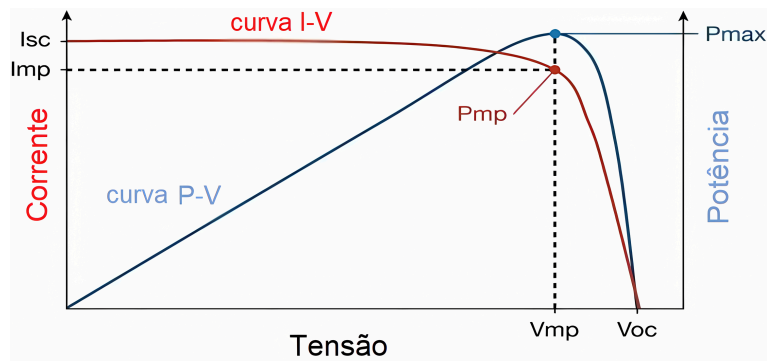


Figura 2.16: Curva característica U-I de um painel fotovoltaico (adaptado de [29])

Para atingir esse objetivo, esses reguladores são equipados com um conversor DC/DC, desempenhando um papel crucial ao ajustar o sinal de saída em resposta às variações na carga da bateria. Este componente busca continuamente o pontos de potência máxima, assegurando a máxima eficiência operacional. No cenário de rastreamento do ponto de potência máxima, destacam-se dois métodos amplamente empregados: Perturbação e Observação (P&O) e Condutância Incremental (INC) [25]. Ambos os métodos, implementam estratégias específicas para ajustar a operação do sistema, garantindo seu funcionamento contínuo no ponto de potência máxima, mesmo diante de condições ambientais variáveis.

1. Perturbação e Observação (P&O)

O método P&O inicia perturbando a operação do sistema, modificando variáveis como a tensão ou a corrente. Em seguida, mede-se a nova potência resultante da perturbação e compara-se com a potência anterior. Com base nessa comparação, o sistema ajusta sua operação para alcançar o ponto de potência máxima. Esse processo é repetido iterativamente para otimizar continuamente o desempenho [30].

2. Condutância Incremental (INC)

O método INC é outra estratégia eficiente para o rastreamento do ponto de potência máxima em sistemas fotovoltaicos. Este método começa medindo a tensão e a corrente do sistema. Em seguida, calcula a derivada da curva de potência em relação à tensão e compara esse valor com zero. Com base nessa comparação, o sistema ajusta sua operação para atingir o ponto de potência máxima. Esse processo é repetido iterativamente para otimizar continuamente o desempenho [30].

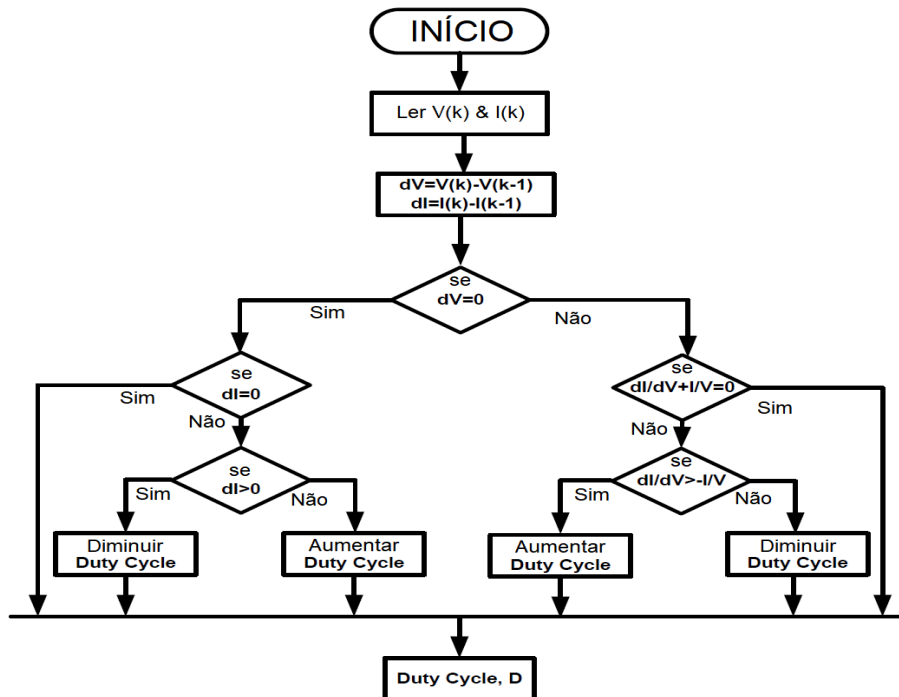


Figura 2.17: Algoritmo convencional de MPPT com condutância incremental (adaptado de [30])

2.5 Baterias Recarregáveis

A crescente adoção da energia fotovoltaica como fonte sustentável de produção de energia elétrica enfrenta desafios, especialmente relacionados com a procura em períodos nos quais a geração é nula ou insuficiente (à noite ou dia nublados, onde a irradiância solar é baixa). Essa irregularidade na disponibilidade de luz solar resulta em flutuações na potência de saída, uma preocupação significativa para a estabilidade de sistemas conectados à rede elétrica. A resposta a esse desafio reside na implementação estratégica de baterias nos sistemas fotovoltaicos.

Diversas estratégias são implementadas para o armazenamento de energia, abrangendo áreas como o campo elétrico (supercondensadores), campo magnético (SMES - *Superconducting Magnetic Energy Storage*), energia mecânica (flywheels, ar comprimido, bombeamento de água) e vetores energéticos (hidrogénio) [25], [27].

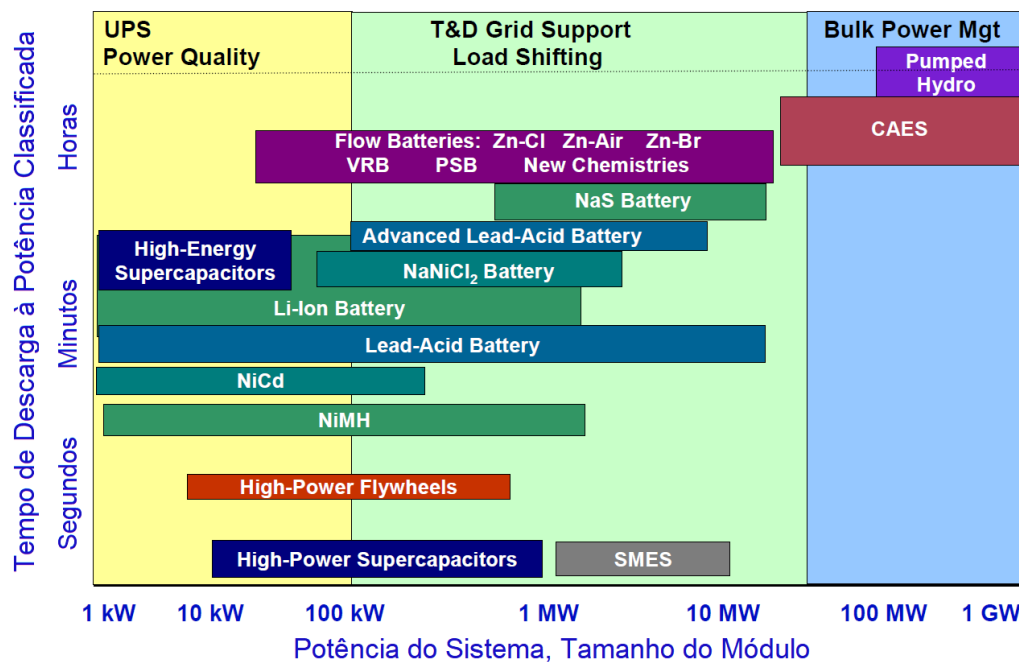


Figura 2.18: Posicionamento de Tecnologias de Armazenamento de Energia (adaptado de [31])

Na presente dissertação, requer-se um tipo de armazenamento que possua potência adequada para sustentar uma rede e apresente capacidade de armazenamento para minutos e horas. Conforme indicado em Figura 2.18, a tecnologia necessária varia entre os distintos tipos de baterias.

2.5.1 Princípios de Funcionamento de uma Bateria

As baterias recarregáveis, conhecidas como baterias secundárias, abrangem diversas tecnologias classificadas de acordo com os tipos de elétrodos e eletrólitos empregados em seus sistemas de armazenamento. Este tipo de bateria é capaz de armazenar e fornecer energia elétrica por meio de reações químicas de oxidação-redução, que ocorrem internamente. Ao contrário das baterias primárias, que são unidirecionais e não recarregáveis, as baterias recarregáveis permitem um processo reversível, possibilitando recarga mediante a aplicação de uma corrente elétrica.

A estrutura básica de uma bateria consiste em células eletroquímicas dispostas em série. Cada célula possui um ânodo, onde ocorre a oxidação eletroquímica (perda de elétrons), um cátodo, onde ocorre a redução eletroquímica (ganho de elétrons), e um eletrólito que facilita o transporte de íons entre os elétrodos. Durante o carregamento, a célula converte energia elétrica em energia química, enquanto, durante o descarregamento, a energia química é convertida novamente em energia elétrica.

Essas baterias são selecionadas com base em critérios como vida cíclica para descargas profundas, relação qualidade/preço, necessidade de manutenção, taxa de auto-descarga, eficiência de carregamento, confiabilidade, durabilidade, capacidade de armazenamento e densidade de potência. A escolha envolve equilibrar esses fatores, considerando as diferentes tecnologias disponíveis. Para além da escolha da bateria, o controlo adequado dessa mesma é crucial, incluindo proteção contra sobrecargas através de controladores de carga para garantir seu desempenho e vida útil. Para a seleção de acumuladores eletroquímicos em sistemas que incorporam PV, destacam-se as baterias Chumbo-ácido (Pb-ácido), Níquel-Cádmio (Ni-Cd), Níquel-hidreto metálico (NiMH) e íão de Lítio (Li-ion) [25].

2.5.2 Parâmetros Técnicos Característicos de uma Bateria

As baterias são definidas por um conjunto de parâmetros que permitem descrever o seu desempenho, comportamento e adequação às diferentes aplicações. Estes dados são normalmente fornecidos pelos fabricantes, obtidos sob condições normalizadas de ensaio. A compreensão destes parâmetros é essencial para selecionar a bateria mais apropriada para determinado sistema, nomeadamente em aplicações de armazenamento de energia, como é o caso de sistemas com produção fotovoltaica. Os principais parâmetros são [32], [33], [34] :

- **Capacidade (C)** - Refere-se à quantidade total de carga elétrica que uma bateria pode armazenar e fornecer, expressa normalmente em ampere-hora (Ah);
- **Tensão nominal (V_n)** - Valor médio de tensão da bateria durante o processo de descarga;
- **Tensão de fim de descarga** - Valor mínimo admissível da tensão durante a descarga. Abaixo deste valor, considera-se que a bateria está descarregada e poderá ser danificada se o uso continuar;
- **Eficiência energética** - Relação entre a energia extraída durante a descarga e a energia fornecida durante a carga. Em baterias de íões de lítio, pode atingir valores superiores a 95%;
- **Densidade energética** - Energia armazenada por unidade de volume (Wh/l) ou por unidade de massa (Wh/kg). É especialmente relevante quando o espaço ou peso são fatores críticos;

- **Densidade de potência** - Potência máxima que a bateria consegue fornecer por unidade de volume (W/l) ou massa (W/kg). É relevante em aplicações com picos elevados de consumo;
- **Taxa de carga/descarga (C-rate)** - Define a corrente de carga ou descarga em função da capacidade. Por exemplo, uma taxa de 1C indica que a corrente iguala a capacidade nominal da bateria (ex.: 100 A para uma bateria de 100 Ah);

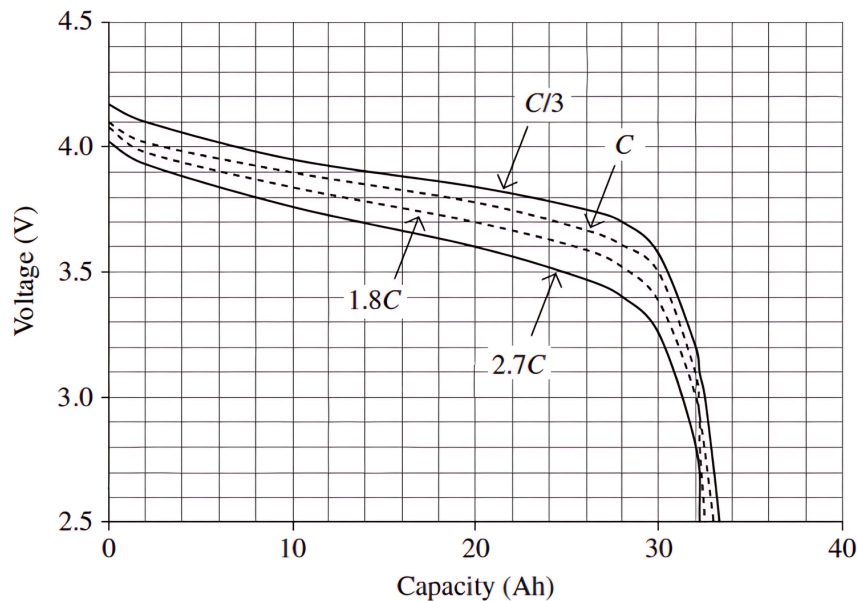


Figura 2.19: Curva característica de descarga de uma bateria [35]

- **Estado de carga (SoC)** - Reflete a porcentagem de energia disponível face à capacidade nominal. É uma medida dinâmica, usada para estimar o tempo de funcionamento restante ou o momento ideal para carregar;

$$\text{SoC}(t) = \frac{Q_{a(t)}}{Q_n} * 100 \quad (2.1)$$

$Q_{a(t)}$ - Capacidade disponível em ordem ao tempo

Q_n - Capacidade nominal da bateria

- **Estado de saúde (SoH)** - Reflete o grau de envelhecimento da bateria, traduzindo-se na sua capacidade real de desempenho em relação às condições originais de fábrica. O SoH é avaliado através de parâmetros como a capacidade efetivamente disponível, a resistência interna e a taxa de auto-descarga. Na prática, representa a diferença entre a capacidade nominal da bateria e a parte da célula que se tornou inativa ou degradada ao longo do tempo.

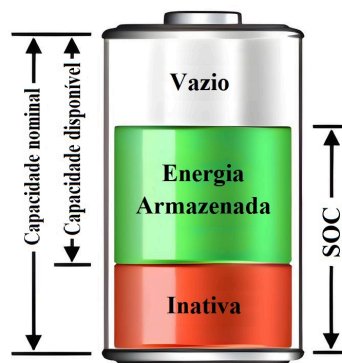


Figura 2.20: As divisões de uma bateria (adaptado de [33])

Na Figura 2.20 está representada as três divisões de uma bateria, sendo uma delas a componente vazia, possível de ser carregada. A energia armazenada, significa a energia disponível. E por último a componente inativa, na qual é a porção de capacidade de energia perdida permanentemente devido ao envelhecimento da bateria [33].

A par destes parâmetros, devem ainda ser considerados fatores ambientais e operacionais, como a temperatura de funcionamento, a corrente aplicada em cada ciclo, o tempo de exposição a picos de carga e a sistema de gestão da bateria (BMS). Estes aspetos influenciam diretamente a durabilidade e a segurança da bateria.

2.5.3 Bateria de Chumbo-Ácido

As baterias de chumbo-ácido, que remontam a 1859 com a invenção pelo físico francês Gaston Planté, representam a mais antiga forma de bateria recarregável. Embora apresentem uma baixa relação entre energia e peso, assim como uma densidade energética reduzida, a capacidade de fornecer correntes de surto elevadas resulta numa relação potência e peso relativamente grande para estas células [36]. Esta tecnologia é amplamente adotada em sistemas solares fotovoltaicos autônomos, devido à sua acessibilidade e custo reduzido no mercado. Disponíveis em várias capacidades de tensão, como 12V, 24V e 48V [26].

Tabela 2.2: Principais vantagens e desvantagens da tecnologia Chumbo-ácido (adaptado de [36])

Vantagens	Desvantagens
Bateria secundária de baixo custo e popular	Ciclo de vida relativamente baixo (50-500 ciclos)
Disponível em grandes quantidades de diferentes tamanhos e designs	Densidade de energia limitada, tipicamente 30-40 Wh/kg
Bom desempenho em altas potências - adequado para arranque de motores	Difícil de fabricar em tamanhos muito pequenos
Bom serviço de flutuação	A evolução de hidrogénio em alguns designs pode representar um risco de explosão
Baixo custo em comparação com outras baterias	

2.5.4 Bateria de Níquel Cádmio

A bateria níquel Cádmio (Ni-Cd), inventada por Waldmar Jungner em 1899, tem uma estrutura semelhante a uma bateria de ácido de chumbo [27]. Estas também usadas para a geração de energia elétrica fotovoltaica, contém hidróxido de níquel para as placas positivas, cádmio metálico (que se converte em hidróxido de cádmio durante a descarga) para as placas negativas e hidróxido de potássio como eletrólito.

Estas baterias são fabricadas com uma ampla faixa de capacidade, de 5 a mais de 1200 Ah, e são utilizadas em diversas aplicações. A maioria delas é de natureza industrial, como serviço ferroviário, operação de equipamentos de comutação, telecomunicações, fontes de alimentação ininterrupta (UPS) e iluminação de emergência. As baterias níquel Cádmio também foi utilizada em aplicações militares e espaciais [37].

Tabela 2.3: Principais vantagens e desvantagens da tecnologia Níquel Cádmio (adaptado de [37])

Vantagens	Desvantagens
Robusta, bastante resistente a danos físicos e elétricos	Baixa densidade energética
Ciclo de vida longo	Tecnologia mais cara comparativamente a chumbo-ácido
Confiável	Presença de cádmio
Boa retenção de carga	
Excelente longevidade de armazenamento	
Baixa manutenção	

2.5.5 Bateria de Níquel-Hidreto Metálico

A tecnologia das baterias de níquel-metal hidreto (NiMH) emergiu como uma escolha popular entre os consumidores desde a sua introdução comercial em 1989. Inicialmente impulsionada pelo crescimento dos veículos híbridos e pela necessidade de substituir as pilhas alcalinas primárias, as NiMH mantêm uma presença significativa nos veículos híbridos comerciais, oferecendo um desempenho geral excelente, fiabilidade e custo acessível. [37].

Fabricantes líderes como a Panasonic, Energizer, Duracell e Rayovac reconheceram a procura por baterias recarregáveis duráveis e económicas, disponibilizando opções NiMH em tamanhos populares como AA, AAA e outros. Esta mudança visa atrair os consumidores das pilhas alcalinas descartáveis para as recarregáveis.

No entanto, persistem preocupações com a alta autodescarga entre os utilizadores de baterias recarregáveis, uma vez que as NiMH apresentam um comportamento semelhante ao esvaziamento gradual de um pneu de bicicleta ao longo do tempo. Dispositivos alimentados por NiMH, como lanternas ou dispositivos de entretenimento portáteis, podem perder a carga rapidamente quando armazenados por apenas algumas semanas, exigindo recargas frequentes antes do uso.

Para mitigar este problema, a tecnologia Eneloop da Panasonic e Sanyo reduziu cerca de seis vezes a sua autodescarga, permitindo armazenar as baterias carregadas por períodos muito mais longos antes de ser necessária uma nova recarga. No entanto, esta melhoria vem com uma ligeira redução na energia específica em comparação com as NiMH originais [33].

Tabela 2.4: Principais vantagens e desvantagens da tecnologia níquel-metal hidreto (adaptado de [37] e [33])

Vantagens	Desvantagens
Maior densidade de energia em relação as baterias chumbo-ácido e níquel Cádmio	Mais caro do que chumbo-ácido
Armazenamento e transporte fácil	Mau desempenho quando exposto a baixas temperaturas
Longa vida útil em descargas profundas	Disponibilidade comercial limitada de baterias de grande formato
Capacidade de carregamento rápido	Alta auto-descarga
Materiais ambientalmente aceitáveis e recicláveis	

2.5.6 Bateria de Iões de Lítio

A história das baterias de íons de lítio remonta ao lançamento dos primeiros modelos pela Sony em 1991. Essas baterias utilizavam o óxido de lítio e cobalto (LiCoO_2) como material positivo do eletrodo, oferecendo uma boa capacidade e densidade de energia, juntamente com uma longa vida útil e baixa autodescarga. No entanto, devido ao custo do cobalto e à necessidade de aprimoramento das propriedades de segurança, a indústria evoluiu para outros materiais, como os óxidos de níquel manganês cobalto (NMC ou NCM), os óxidos de lítio níquel cobalto alumínio (NCA), e os fosfatos de ferro-lítio (LFP) [37].

Essa transição permitiu não apenas reduzir custos, mas também melhorar propriedades como capacidade de carga rápida, estabilidade térmica e vida útil prolongada. A queda nos custos e os contínuos avanços em densidade de energia e desempenho têm tornado as baterias de íons de lítio a escolha dominante em uma variedade de aplicações.

Tabela 2.5: Principais vantagens e desvantagens da tecnologia íon de Lítio (adaptado de [37])

Vantagens	Desvantagens
Selado, não requer manutenção	Custo inicial moderado
Ciclo de vida longo	Degradação com altas temperaturas
Ampla faixa de temperatura de operação	Necessidade de circuitos de proteção
Baixa auto-descarga	Perda de capacidade para sobreaquecimento quando sobrecarregada
Possibilidade de carregamento rápido	Possível derrame e possível sobreaquecimento quando esmagada
Alta densidade energética	Pode falhar se carregada rapidamente em baixas temperaturas
Sem efeitos de memória	

2.5.7 Sistema de Gestão da Bateria

Um sistema de gestão da bateria (BMS) desempenha um papel crucial na monitorização, gestão, proteção e otimização do desempenho das baterias. É concebido para aumentar a segurança e a longevidade, protegendo a bateria de condições de operação inadequadas que podem causar danos ou falhas prematuras.

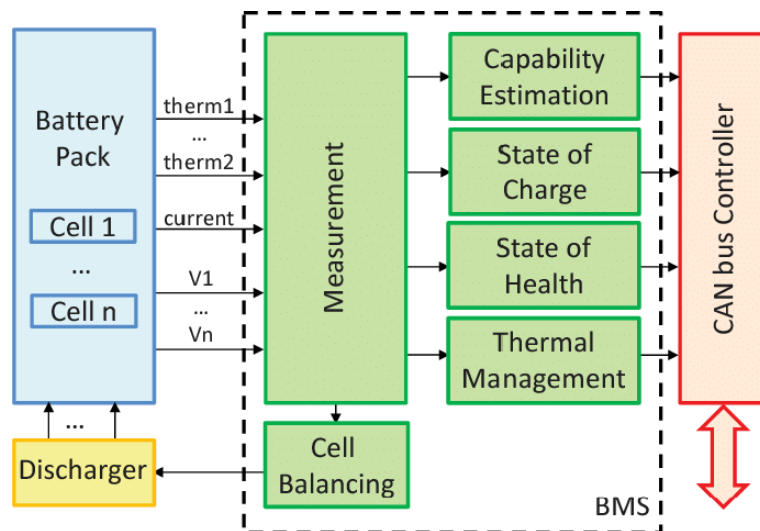


Figura 2.21: Exemplo de um sistema BMS aplicado num veículo elétrico [38]

O BMS monitoriza continuamente o estado de carga (SoC) e o estado de saúde (SoH), fornecendo informação essencial sobre a capacidade atual, o desempenho e a condição geral; é igualmente comum integrar a monitorização da temperatura da bateria para prevenir sobreaquecimento e otimizar os regimes de carga e descarga [33], [37]. A Figura 2.21 ilustra um exemplo de BMS aplicado num veículo elétrico.

Um dos processos importantes está no momento de carregamento ou descarregamento das várias células da bateria. Para que as células conectadas em série atinjam a carga completa ao mesmo tempo, cada célula deve iniciar o processo com um SoC equivalente e ter características de temperatura e desempenho de carregamento/descarga iguais. São condições que verificam-se quando são baterias novas ou em ambientes controlados, as mesmas são cada vez mais difíceis de cumprir na progressão do ciclo de vida da bateria.

Para baterias como níquel-cádmio e chumbo-ácido, as células que atingem a carga completa antes das outras na série, continuam a aceitar carga adicional (em sobrecarga) enquanto as células menos carregadas “se aproximam” e atingem a carga completa. A sobrecarga resulta na geração de calor a partir de várias reações secundárias, cujos efeitos podem ser mitigados limitando a corrente.

O mesmo não é possível para baterias de íões de lítio, estas não podem ser sobrecarregadas nem descarregar demais, evitando assim um desequilíbrio de SoC que se acumularia ao longo da vida útil, limitando significativamente a capacidade da bateria. No caso do íão de lítio, as tensões máximas de carregamento e descarregamento para as células individuais em série não devem ser excedidas. As diferenças na resistência individual da célula acentuam as diferenças de tensão da célula durante o carregamento e podem fazer com que as células atinjam os limites de tensão prematuramente, causando a interrupção do carregamento para todas as células da série [37].

Existe dois tipos de resolução para este problema, sendo um deles uma solução ativa e a outra passiva. No método passivo, que é o mais simples e económico, uma resistência é atribuída a cada célula, esta pode ser um conjunto de células ou unitária, dependendo da precisão necessária e da viabilidade financeira [39]. Este método consiste em dissipar o excesso de energia sob a forma de calor, através de uma resistência ligada às células que já atingiram o nível máximo de carga, enquanto se aguarda que as restantes atinjam o mesmo nível.

A abordagem alternativa, embora também mais dispendiosa, é o balanço ativo. Neste método, a energia é extraída das células mais carregadas e transferida para as menos carregadas, garantindo um equilíbrio entre elas. Isso pode ser realizado através de métodos como o método do “flying capacitor” ou outras técnicas de conversão magnética [37].

2.6 Conversor Eletrónico de Potência

Um conversor eletrónico de potência (ou conversor estático) é um sistema eletrónico que processa e controla o fluxo de energia elétrica entre duas fontes/circuitos com características distintas, recorrendo a dispositivos semicondutores de potência operando como chaves; a síntese do conversor decorre das leis de interligação de fontes e do uso de células de comutação. Em termos práticos, a arquitetura integra componentes ativos (diodos, tiristores, MOSFET, IGBT) e passivos (indutores, capacitores, transformadores), organizados segundo estratégias de comutação para obter a forma e qualidade de energia pretendidas, regulando tensão, corrente e/ou frequência com elevada eficiência [40].

Partindo desta definição, no contexto fotovoltaico e do armazenamento, os conversores eletrónicos assumem um papel central na integração em rede. O inversor DC-AC permite processar a energia proveniente dos PV transformando-a na forma de corrente alternada na ligação dos PV à rede.

Os conversores bidirecionais DC-DC permitem adaptar energia entre dois lados DC, de dois sistemas de energia, como por exemplo, a ligação entre uma micro-rede DC e um sistema de armazenamento de energia formado por um banco de baterias, ou um banco de supercondensadores [41].

Os conversores bidirecionais DC-AC permitem adaptar energia entre os lados AC e DC do conversor, permitindo interligar uma rede elétrica AC com um banco de baterias, como um sistema de armazenamento de energia. Desta forma, possibilita-se a gestão da carga/descarga das baterias e o despacho de potência de acordo com critérios de qualidade e estabilidade do sistema elétrico. A literatura recente caracteriza estes conversores como

elos essenciais na integração de PV, eólica e armazenamento, discutindo desafios operacionais e soluções de controlo associadas [41].

Neste enquadramento, os conversores híbridos constituem uma opção particularmente interessante nos sistemas de armazenamento de energia solar, permitindo que residências ou empresas maximizem o autoconsumo de energia solar ao armazenar o excesso de energia gerado durante o dia. Os conversores híbridos trifásicos operam como os inversores solares convencionais, mas também incorporam um carregador de bateria e uma interface de ligação. Para maximizar o aproveitamento da energia disponível, os conversores híbridos necessitam de um medidor de energia externo (geralmente conhecido como medidor CT para monitorizar o consumo energético local e determinar quando há energia excedentária disponível para carregar a bateria. Este medidor também fornece dados sobre o consumo energético, permitindo que o inversor descarregue a bateria para alimentar as cargas locais conforme necessário.

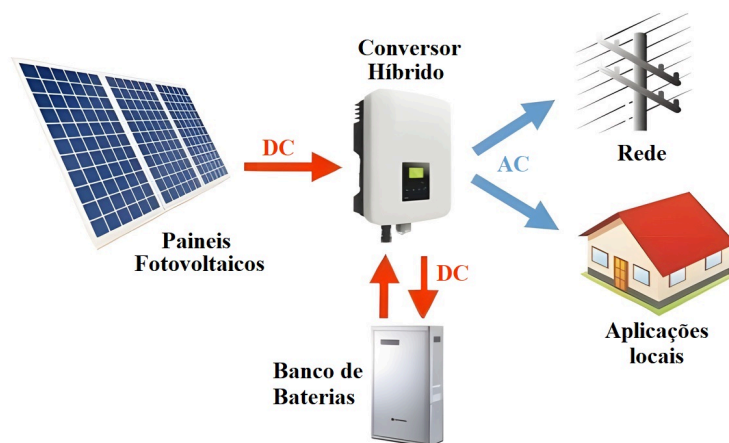


Figura 2.22: Utilização típica de um conversor híbrido (adaptado de [42])

Estes conversores são inversores avançados nos quais é possível seleccionar diferentes modos de operação, sendo estes [42]:

- **Grid-tie** - Funcionamento como um inversor comum (sem bateria).
- **Híbrido** - Armazena o excesso de energia solar durante o dia para ser utilizado a noite.
- **Backup** - Funciona como um inversor solar normal quando a ligado à rede e muda automaticamente para o modo de energia de reserva durante uma falha na rede.
- **Off-grid** - Funciona de forma independente da rede elétrica, formando a sua própria fonte de corrente alterna a partir da bateria e dos painéis solares. A bateria pode ser carregada em DC através de um controlador de carga MPPT, que regula o processo e

evita a sobrecarga, ou em AC quando existe um inversor solar AC acoplado, caso em que o inversor híbrido gere a carga a partir dessa alimentação.

2.7 Controladores de Lógica *Fuzzy*

A ciência e a matemática do século XX redefiniram o papel da incerteza. De indesejável, passou a ser encarada como inerente e central na modelação de sistemas complexos. A partir da mecânica estatística (finais do século XIX), surgiram enquadramentos que vão além da probabilidade clássica para tratar imprecisão e complexidade organizada; entre eles, a lógica difusa (*fuzzy*).

A ciência clássica, ancorada no paradigma newtoniano, procurava determinismo. O estudo de sistemas com múltiplas entidades mostrou, porém, que aplicar leis exatas ao nível microscópico é, em geral, impraticável. Tal motivou métodos estatísticos que substituem descrições micro por médias e distribuições, adequados à incerteza aleatória. Muitos problemas reais inserem-se na complexidade organizada, sistemas não lineares com interações estruturadas, típicos nas ciências da vida, sociais e em tecnologias modernas, onde a incerteza não é puramente aleatória.

O aumento da capacidade computacional na segunda metade do século XX ampliou o alcance da modelação, mas limites fundamentais evidenciam que numerosos problemas permanecem intratáveis. Torna-se, assim, necessário adotar métodos que tratem a incerteza como variável de modelação, negociando precisão e complexidade para aumentar a credibilidade dos modelos. Proposta por Lotfi Zadeh (em 1965), a lógica difusa estende a lógica booleana ao admitir graus de verdade contínuos em $[0,1]$, modelando explicitamente a imprecisão. É aplicada em controlo de processos, apoio à decisão e engenharia de sistemas, sendo eficaz quando abordagens estritamente probabilísticas são insuficientes [43].

A lógica *fuzzy* constitui uma extensão da lógica booleana tradicional, introduzindo o conceito de graus de verdade para tratar incerteza e imprecisão de forma sistemática. Ao contrário da lógica clássica, baseada em valores binários (verdadeiro/falso), na lógica *fuzzy* as variáveis assumem valores contínuos no intervalo 0 a 1, representando graus de pertença. Cada variável, tanto de entrada como de saída, opera num intervalo numérico bem definido, denominado de universo de discurso, no qual se especificam as funções de pertença que mapeiam valores dessa variável.

As variáveis são definidas por palavras ou expressões em linguagem natural, como “quente”, “frio”, “alto”, “baixo”, entre outras. Por exemplo, a temperatura pode ser descrita

como “fria”, “morna” ou “quente”. Em cada caso, a variável é previamente delimitada por um intervalo de valores (o seu universo de discurso), dentro do qual esses termos linguísticos são modelados por funções de pertença. Este uso de linguagem natural facilita a comunicação e a compreensão do sistema, quer para especialistas quer para não especialistas [43], [44].



Cada variável linguística é associada a um conjunto *fuzzy*, caracterizado por uma função de pertença (cf. Figura 2.23 (b)), a qual determina o grau com que um elemento pertence a esse conjunto, variando entre 0 (não pertence) e 1 (pertence totalmente). Assim, para a variável “quente”, um dia com 32 °C pode ter grau de pertença 0,8 em “quente” e 0,2 em “morno”; já na lógica tradicional, a partir de um limiar (p. ex., 30 °C), a classificação seria estritamente “quente”. As funções de pertença são fundamentais na lógica *fuzzy*, pois definem como os elementos se distribuem entre os conjuntos *fuzzy*. Estas funções podem ter diferentes formas, como triangular, trapezoidal ou gaussiana, dependendo da natureza da variável e do contexto em que está a ser aplicada. A escolha da forma da função de pertença pode influenciar significativamente o desempenho do sistema e como as regras Heurísticas são aplicadas [43], [44], [45].

As decisões em um sistema *fuzzy* são tomadas com base nas regras Heurísticas, do tipo “Se-Então”. Por exemplo, “Se a temperatura é alta, então a intensidade da ventilação deve ser aumentada”. Essas regras são formuladas a partir do conhecimento de especialistas ou de dados históricos, permitindo que o sistema reaja de forma adequada a diferentes situações [46], [47], [48].

2.8 Conceitos Económicos

Uma análise de viabilidade é um estudo técnico-financeiro que avalia a capacidade de um projeto gerar valor económico. Com base em previsões fundamentadas de proveitos e custos, projetam-se a diferença entre entradas e as saídas de dinheiro (cash flow), do

investimento e calculam-se indicadores de decisão, nomeadamente o Valor Atual Líquido (VAL), a Taxa Interna de Rentabilidade (TIR) e o Período de Recuperação do Investimento (PP). Por assentarem em pressupostos e projeções, estes exercícios incorporam inevitavelmente incerteza [49].

2.8.1 Função do Valor Atualizado

Investir em eficiência energética ou na produção descentralizada de energia gera benefícios financeiros recorrentes ao longo dos anos. Para trazer ao presente um fluxo de caixa (CF) anual constante ao longo de n anos, descontando a uma taxa i , introduz-se a função de valor atualizado (PVF), fator de conversão definido por [50]:

$$PVF(n, i) = \frac{(1 + i)^n - 1}{i(1 + i)^n} \quad (2.2)$$

i - Taxa de atualização;

n - Tempo vida útil do investimento.

2.8.2 Valor Atual Líquido

O Valor Atual Líquido (VAL) é o critério principal de avaliação de projetos. O mesmo corresponde à comparação entre o somatório dos “cash flows” anuais, devidamente atualizados durante a vida útil dos equipamentos, e o investimento inicial. Em termos práticos, $VAL > 0$ significa que o projeto cria valor após remunerar o capital investido. Por integrar magnitude e calendarização dos fluxos, o VAL será o primeiro filtro de decisão para escolher a melhor alternativa [50], [51].

$$VAL = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1 + i)^t} - CAPEX_{total} = PVF(n, i) \cdot CF - CAPEX_{total} \quad (2.3)$$

i - Taxa de atualização;

n - Tempo vida útil do investimento;

CF_t - Cash flow do ano t ;

$CAPEX_{total}$ - Investimento inicial.

2.8.3 Taxa Interna Rentabilidade

A Taxa Interna de Rentabilidade (TIR) é a taxa de atualização que anula o valor atual líquido do projeto, isto é, a solução de $VAL = 0$. Por outras palavras, o TIR é a taxa de atualização máxima que o projeto pode contrair para que o mesmo não apresente prejuízos ao fim de vida útil. De forma a ter um projeto vantajoso deverá ser escolhido a alternativa com o maior valor de TIR, indicando um menor risco para o investidor [50], [51].

2.8.4 Retorno de Investimento

O Retorno de Investimento (ROI), é os valores de CF atualizados sobre o valor do investimento. O mesmo irá fornecer um índice da rentabilidade do projeto sobre o seu custo [51].

$$ROI = \frac{\sum_{t=1}^n \left(\frac{CF_t}{(1+i)^t} \right)}{CAPEX_{total}} = \frac{PVF(n, i) \cdot CF}{CAPEX_{total}} \quad (2.4)$$

2.8.5 Período de Recuperação de Capital Investido

O Período de Recuperação de Capital Investido (PP), é o tempo de anos necessário para que o investidor recupere o valor total investido no projeto. Sendo o índice auxiliar para avaliação do projeto, este valor quanto menor, menor será o risco do investidor. Pode ser calculado pela formula abaixo [50]:

$$PP = \frac{n \cdot CAPEX_{total}}{PVF(n, i) \cdot CF_t} = \frac{n}{ROI} \quad (2.5)$$

2.9 Micro-redes em Âmbito Industrial

A transição energética no setor industrial exige a evolução de consumidores passivos para produtores ativos. A integração de sistemas fotovoltaicos com sistemas de armazena-

mento de energia em baterias não deve ser vista como uma mera adição de componentes, mas como a criação de um ecossistema gerido de forma holística para otimizar fluxos de potência e garantir a estabilidade da rede de baixa tensão

2.9.1 Estratégias Operacionais: Peak Shaving e Gestão de Procura

A operação de sistemas PV+BESS em ambiente fabril é maioritariamente condicionada pela necessidade de mitigação de picos de consumo, técnica designada por *peak shaving*. Esta estratégia consiste na utilização da energia armazenada nas baterias para suprir a procura durante períodos de carga elevada, “cortando” os picos que ultrapassariam os limites pretendidos. A eficácia desta abordagem depende de um esquema operativo focado não apenas na redução do consumo de energia líquida, mas especificamente na gestão da “taxa de procura” (*demand charge*). Este custo tarifário, aplicado pelas operadoras de rede, baseia-se na potência máxima registada num curto intervalo, assim, ao injetar potência através do BESS nos momentos em que a carga industrial atinge o seu auge (como nos ensaios de grupos eletrogéneos analisados nesta dissertação) evita-se a ultrapassagem da potência contratada e estabiliza-se a rede interna [52].

Complementarmente, a literatura técnica destaca que a definição dinâmica de um Ponto de Ajuste de Potência Superior (*Power Upper Set Point* - PUSP) permite que o BESS atue como um amortecedor (*buffer*) em tempo real. Enquanto o sistema fotovoltaico fornece energia intermitente, dependente da irradiância solar, o BESS, controlado por protocolos de comunicação industrial como o Modbus TCP/IP, ajusta a sua descarga de forma instantânea. Este controlo garante que a potência importada da rede pública permaneça dentro de patamares de segurança técnica e viabilidade económica[53].

2.9.2 Arquiteturas de Controlo e Lógica Fuzzy

A seleção da arquitetura de controlo é o fator determinante para a longevidade e eficiência da micro-rede. Esta dissertação propõe a utilização de Lógica Fuzzy (ou lógica difusa), uma metodologia de controlo que, ao contrário da lógica binária tradicional (verdadeiro/falso), opera com graus de verdade intermédios. Esta decisão é considerada superior às estratégias baseadas em regras rígidas (*rule-based*), pois permite lidar com variáveis imprecisas [54]. Enquanto os sistemas convencionais operam com limiares fixos que causam transições abruptas e stress eletroquímico nas células das baterias, a lógica fuzzy permite uma resposta progressiva. Esta suavização da curva de carga reduz a fadiga dos

componentes químicos, prolongando a vida útil do sistema (SoH) perante a volatilidade da carga industrial.

No entanto, a fronteira tecnológica atual move-se para o controlo preditivo. O conceito de *Deep-Fuzzy Logic Control* combina redes neuronais (inteligência artificial) com lógica *fuzzy* para prever o comportamento da carga e ajustar as regras de controlo antecipadamente. Esta evolução demonstra que a lógica proposta neste trabalho constitui o fundamento necessário para sistemas que, futuramente, poderão integrar previsões meteorológicas para antecipar o SoC necessário para os ensaios de fábrica programados para o dia seguinte [54].

Capítulo 3

Metodologia

Neste capítulo, explora-se e determina-se a topologia da microrrede para este trabalho, como também é explicado detalhadamente o problema em questão

3 Metodologia

3.1 Caso de Estudo

A Grupel S.A., fundada em 1976 e com capital social atual de 1 080 000 €, afirma-se como a principal fabricante portuguesa de grupos eletrogéneos. A mesma apresenta uma área fabril de 6000 m² e capacidade de produção superior a 5000 unidades por ano. A sua atuação abrange uma gama variada de GE, dividida em cinco categorias, Smart (7 - 30kVA), Industrial (40 - 1250kVA), Heavy (600 - 3000kVA), Telecomunicações e Gás. Com um quadro de 120 colaboradores, a empresa alia um corpo técnico especializado em linhas de produção organizadas em células de fluxo contínuo, garantindo elevados padrões de qualidade e fiabilidade em todos os processos.



Figura 3.1: Fábrica Grupel

No âmbito do Plano de Recuperação e Resiliência (PRR), o Aviso n.º 02/C11-I01/2022 propõe intervenções de descarbonização para a indústria transformadora, com metas ambiciosas, reduzir em 52,5 % as emissões de CO₂ até 2025, comparativamente ao nível de referência de 450,56 tCO₂e. A Grupel estruturou um projeto integrado que contempla oito linhas de investimento distribuídas por quatro domínios:

- Elaborar e executar um plano de ação e investimento focado na transição energética da Grupel através de medidas de eficiência energética;
- Descarbonizar a operação industrial da Grupel mediante um projeto integrado que combine a incorporação de energias renováveis no consumo final, iniciativas de eficiência energética e adoção de tecnologias de baixo carbono;

- Investir em soluções digitais e inteligentes para monitorização e medição, visando a gestão e otimização de processos, a redução de consumos e a diminuição de emissões poluentes;
- Incluir no portfólio novos produtos inovadores voltados para a descarbonização, com o desenvolvimento e produção de geradores a biogás e a adaptação de geradores convencionais com sistemas fotovoltaicos, elevando o contributo destes dois segmentos para 20 % da produção total;
- Reduzir as emissões de gases com efeito de estufa em 52,5 % até 2025, de 450,56 tCO₂e para 214,83 tCO₂e anuais, em comparação com o cenário pré-projeto;
- Evitar emissões absolutas de CO₂ no montante de 753,81 tCO₂e ao longo de 2025;

O foco desta dissertação é investigar soluções para o reaproveitamento da energia gerada durante os testes de GE. Atualmente, essa energia é dissipada como calor, representando um desperdício significativo de recursos. No processo de fabricação dos GE, é necessário realizar um teste antes da sua comercialização. Para isso, utiliza-se uma bancada de carga resistiva variável, como se pode observar na representação da Figura 3.2. O GE é conectado à bancada resistiva e submetido a diferentes níveis de carga para verificar se o seu funcionamento está dentro das expectativas.

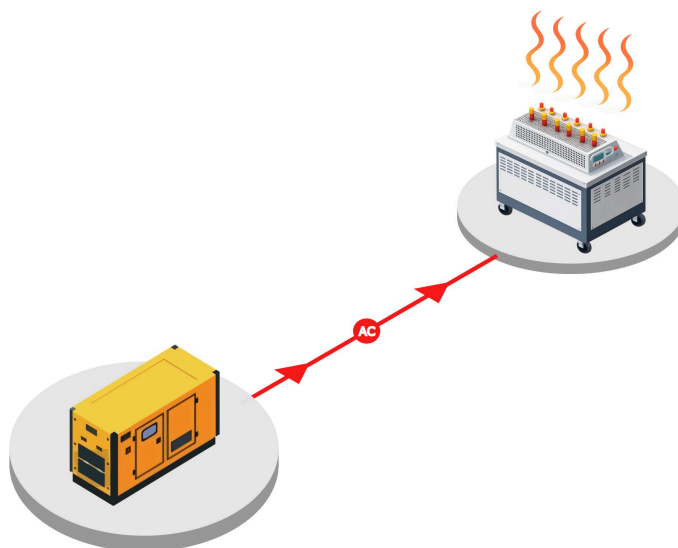


Figura 3.2: Representação da instalação atual, bancada de ensaios

Atualmente, o método apresenta apenas a dissipação de energia através de calor sendo então um teste ineficiente onde a energia é toda desperdiçada. Além do desperdício de energia, contribui para uma pegada de carbono maior, contrariando os objetivos de susten-

tabilidade da empresa. Esses objetivos estão alinhados com o foco desta dissertação, que visa estudar uma solução para o reaproveitamento dessa energia, sempre de acordo com uma estratégia que maximize o autoconsumo e minimize a compra de energia à rede.

Para atingir estes objetivos, procede-se inicialmente à recolha e análise de dados operacionais reais, nomeadamente perfis horários de potência ativada nos bancos de ensaio, perfis de consumo global da fábrica e dados meteorológicos históricos relativos à irradiância solar na região de Aveiro. Em seguida, implementa-se uma modelação num ambiente de simulação numérica (Matlab/Simulink).

3.2 Caracterização da Instalação

Os dados fornecidos incluem medições de correntes, tensões, GE testados ao longo de dias úteis, permitindo com algumas suposições, uma análise detalhada do perfil de consumo e de produção energética da fábrica.

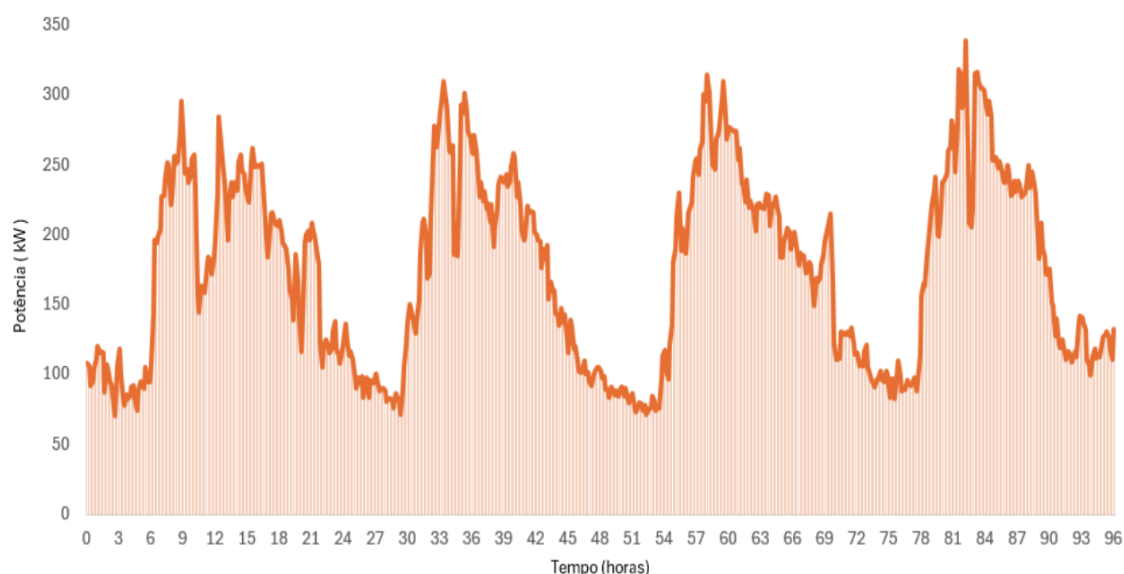


Figura 3.3: Dados de consumo de 4 dias da fábrica

Com base nos dados fornecidos, foi apenas possível extrapolar a potência de consumo da fábrica de um intervalo de quatro dias, conforme ilustrado na Figura 3.3. A Grupel, empresa especializada na produção de GE, fabrica equipamentos com uma vasta gama de potências. No entanto, para efeitos desta dissertação, o foco recai sobre os GE com potências compreendidas entre 10 kVA e 450 kVA.

Com o objetivo de recuperar parte da energia atualmente dissipada durante os testes dos GE, foi fornecido um sistema de armazenamento baseado em baterias, capaz de injetar

energia na rede interna da fábrica ou armazená-la para posterior utilização. Neste sistema, a grupel forneceu para os sistema de armazenamento (BESS), é composto por dois módulos de baterias da marca Tesvolt (TS HV 70) com 72kWh cada, dois inversores bidirecionais de 110 kW cada (totalizando 220 kW), onde está incluído o dispositivo de controlo do mesmo e o analisador de rede para monitorização dos fluxos energéticos. Todo o sistema encontra-se ligado diretamente à rede da fábrica, de forma independente dos geradores, assegurando maior flexibilidade e eficiência. A instalação integra ainda um quadro de proteções AC, com proteção diferencial e barramento tetrapolar de 400 A, garantindo a conformidade e segurança elétrica.

Tabela 3.1: Características técnicas da bateria TS HV 70

Especificações técnicas do sistema de armazenamento	
Capacidade de armazenamento de energia	72 kWh (a 100% DoD)
Tensão nominal	729 V
Tensão mínima/máxima de operação	634 - 822 V
Corrente nominal de carga/descarga	100 A
Taxa máxima de carga (C-rate)	1C
Eficiência da bateria	Até 98%

A atividade fabril assume-se que decorre num horário regular, das 8h às 19h, com uma pausa para almoço superior a uma hora. Durante este período, os GE são submetidos a ensaios através de uma bancada de testes com resistências variáveis, capazes de simular diferentes níveis de carga.

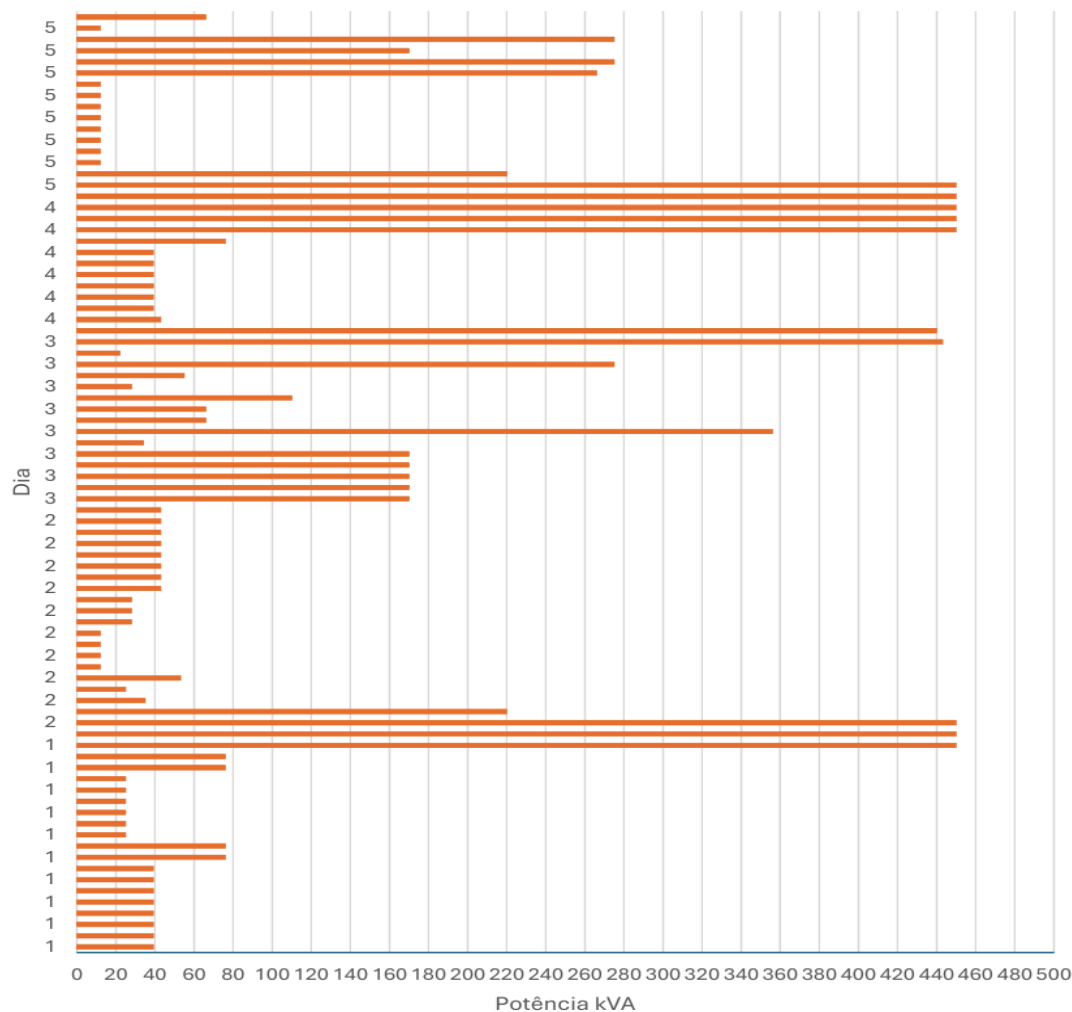


Figura 3.4: Dados de potência dos GE testados durante 5 dias, fornecidos pela Grupel

A Figura 3.4 apresenta os registos fornecidos pela fábrica de teste realizados ao longo de uma semana, os quais foram utilizados como base para a simulação. É então ensaiado 20 GE por dia, com ciclos de 13 minutos de teste e 15 minutos para montagem e desmontagem dos equipamentos.

Tabela 3.2: Procedimento da bancada de testes dos GE

Tempo (minutos)	Carga (%)
1	0
1	25
1	50
1	75
5	100
3	110
1	0

A Tabela 3.2 detalha este procedimento, no qual os GE são testados entre 0% e 110% da sua potência nominal, assegurando que cumprem os requisitos de desempenho e fiabilidade, mesmo em condições de sobrecarga. Na configuração proposta, os GE ligam-se diretamente à rede interna da fábrica, permitindo que até 220 kW (correspondendo à potência nominal dos conversores das baterias definida pela Grupel) da potência gerada durante os testes possa ser injetada na rede da fábrica. A energia excedente continua a ser dissipada na bancada de resistências.

Além disso, está prevista a instalação de 540 painéis solares, cada um com uma potência de 450 Wp, totalizando uma potência instalada de 243 kWp. Para avaliar o potencial de geração de energia solar, foi realizada uma simulação considerando a localização da fábrica, um ângulo de inclinação de 35° e uma estimativa de 14% de perdas totais.

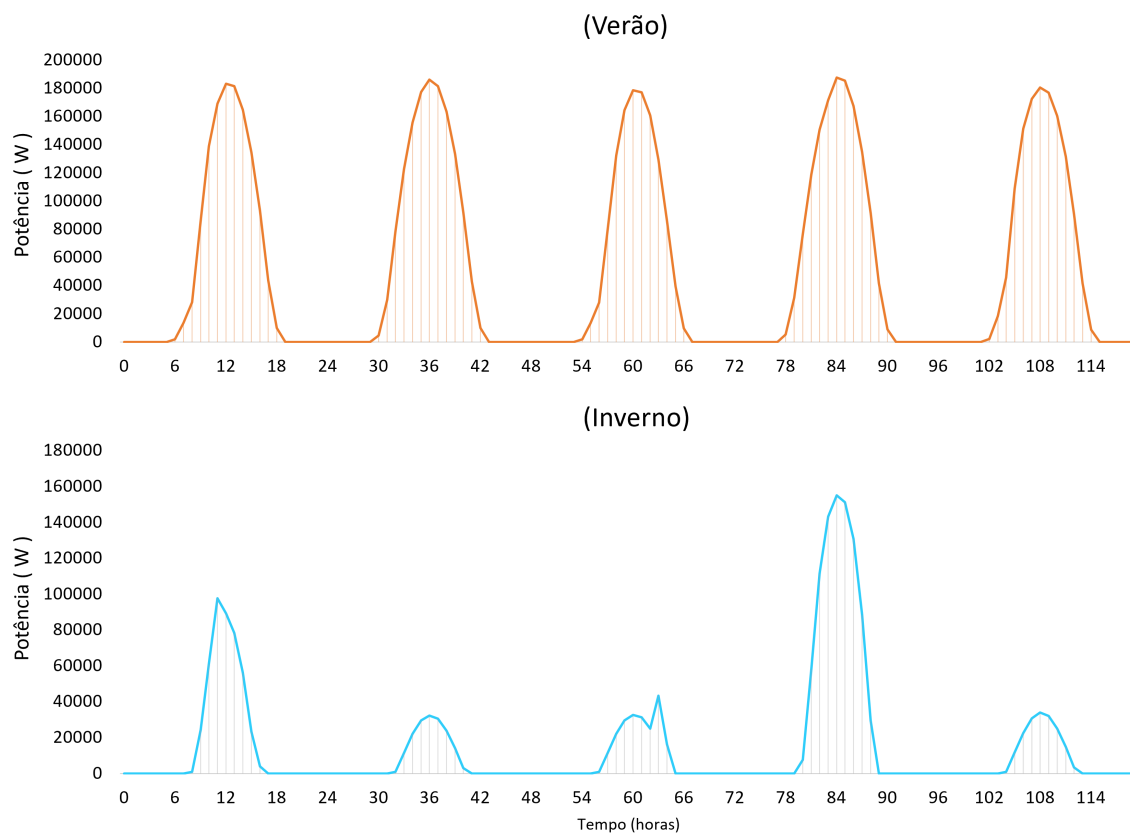


Figura 3.5: Simulação da potência produzida dos painéis fotovoltaicos

A Figura 3.5 apresenta os resultados da simulação realizada na plataforma PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System), uma ferramenta amplamente reconhecida para a avaliação do potencial de geração de energia fotovoltaica. Para esta análise, foram selecionadas duas semanas representativas, uma correspondente ao período de verão, observa-se um pico de irradiação solar, refletindo as condições climáticas típicas desta

estação, com dias mais longos e maior intensidade de radiação, representante de um cenário ótimo. Por outro lado, a semana de inverno apresenta valores de irradiação consideravelmente inferiores, o que está alinhado com as características desta estação, marcada por dias mais curtos e menor incidência de radiação solar, para simular o pior cenário. Como apenas foi fornecido dados de quatro dias de consumo da fábrica para efeitos de simulação apenas se aproveita os primeiros quatro dias da simulação de produção fotovoltaica da Figura 3.5.

3.3 Topologia da Microrrede

Um dos primeiros desafios encontrados no desenvolvimento do sistema foi a definição da sua topologia. Nas primeiras iterações, foi considerado um sistema em que os GE carregavam o banco de baterias através de um inversor híbrido, o qual também geria a distribuição da energia consoante a programação definida, Figura 3.6.

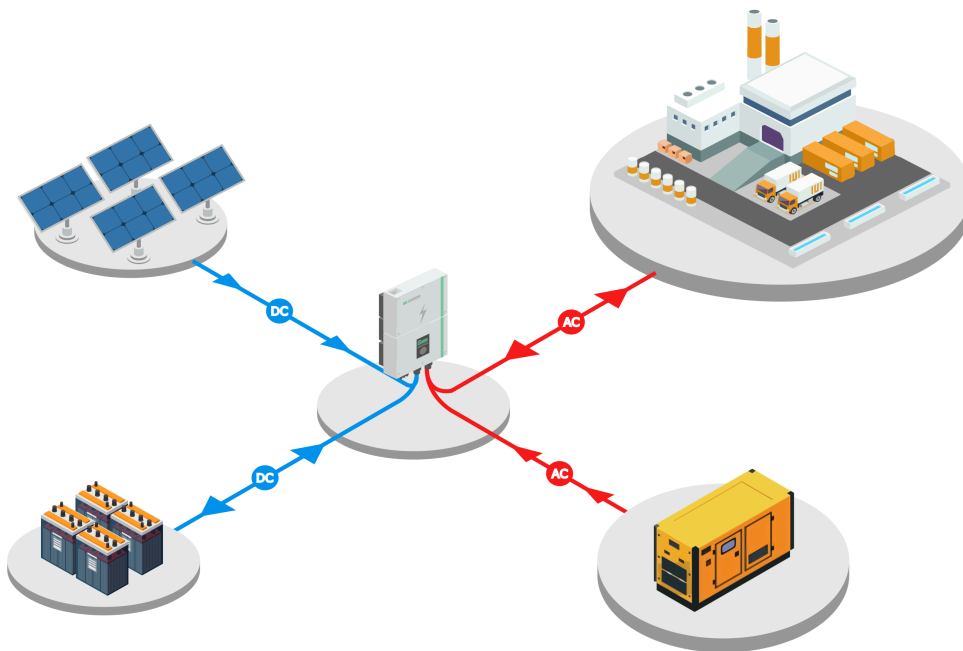


Figura 3.6: Primeiro esquema da topologia do sistema sugerido

Contudo, esta abordagem apresentou limitações significativas. Em primeiro lugar, levantaram-se dúvidas relativamente à capacidade dos inversores em operar em paralelo de forma eficaz, tendo em conta a potência envolvida neste caso de estudo. Além disso,

não havia garantias de que seria possível direcionar a energia de forma flexível para os diferentes vetores de consumo sem restrições ou condicionamentos técnicos.

Face a estas incertezas, explorou-se uma alternativa. Esta passava pela utilização de um inversor bidirecional permanentemente ligado ao banco de baterias, que por sua vez poderia ser conectado aos geradores elétricos durante os ensaios, ou então à rede interna da fábrica. Permitindo que o BESS pudesse injetar ou consumir energia conforme necessário, como ilustrado na Figura 3.7.

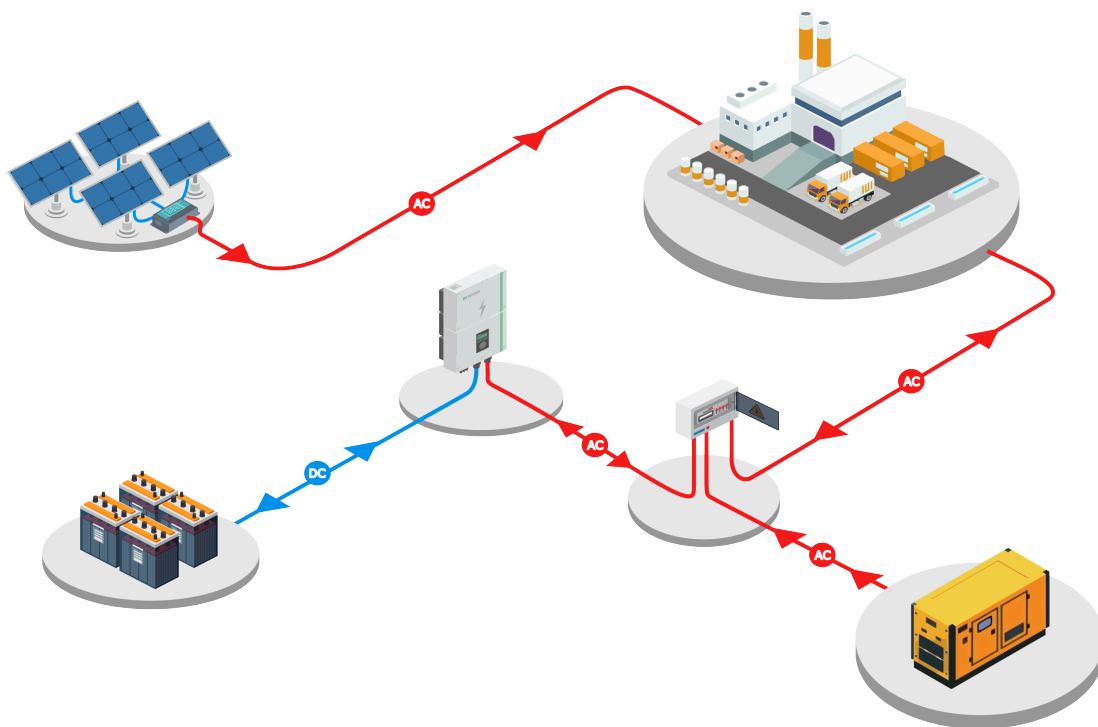


Figura 3.7: Segundo esquema da topologia do sistema sugerido

No entanto, esta nova configuração trouxe também desvantagens. A utilização do armazenamento continuava a não ser totalmente flexível e, caso estas se encontrassem já carregadas, não era possível aproveitar a energia gerada pelos GE, desperdiçando-se assim parte do seu potencial.

Perante estas limitações, optou-se por uma reconfiguração da arquitetura energética do sistema, baseada na separação clara das três fontes, fotovoltaica, banco de baterias e geradores elétricos.

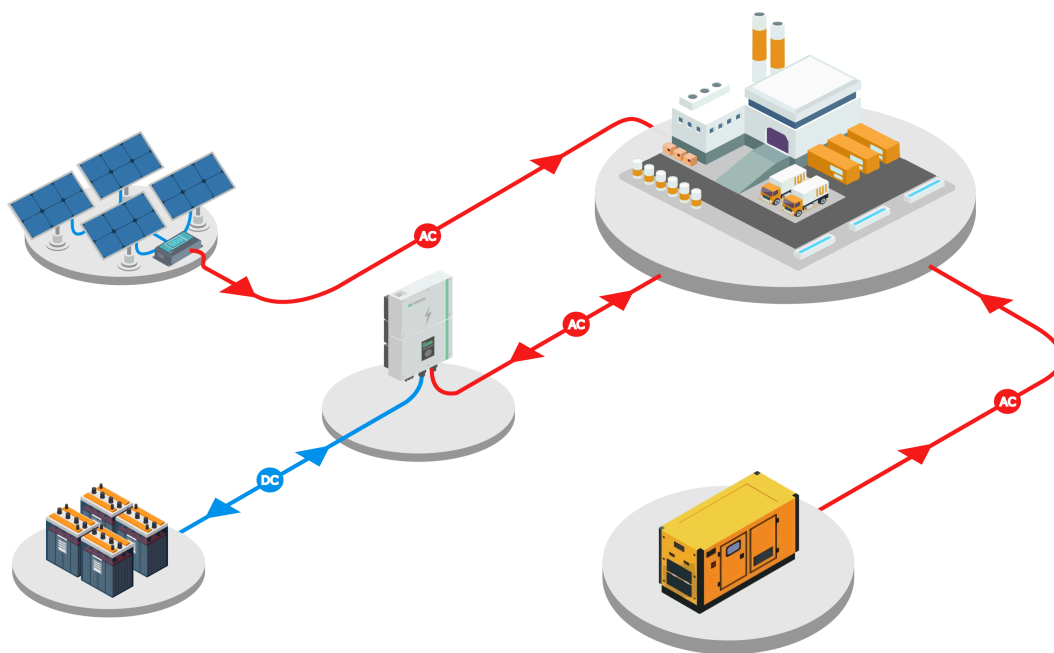


Figura 3.8: Esquema da topologia do sistema sugerido

Tal como representado no esquema Figura 3.8, tanto os painéis fotovoltaicos como os GE passaram a injetar energia diretamente na rede interna da unidade fabril. Paralelamente, o banco de baterias foi mantido ligado à rede através de um inversor bidirecional, mas de forma independente. Esta separação permite que o BESS possa armazenar ou injetar energia na rede elétrica da fábrica sem restrições, assegurando assim maior flexibilidade, controlo e aproveitamento energético.

3.4 Modelo de Simulação Numérica

Com o objetivo de validar a proposta de gestão energética desenvolvida, foi realizada uma simulação computacional utilizando o ambiente MATLAB/Simulink. Esta ferramenta foi selecionada pela sua robustez na modelação de sistemas dinâmicos e pela facilidade com que permite integrar algoritmos de controlo, fontes de energia, cargas e outros componentes relevantes do sistema elétrico. A simulação serve assim como uma plataforma de teste e análise, permitindo observar o comportamento do sistema em diferentes condições operacionais e avaliar o impacto das decisões de controlo.

A arquitetura da simulação foi organizada em três blocos principais, interligados entre si, cada um com uma função distinta. O primeiro bloco corresponde ao sistema de armazenamento de energia, englobando o modelo da bateria e o seu controlo, implementado com lógica *fuzzy*. O segundo bloco representa a rede da fábrica, onde são processadas as potências provenientes das várias fontes e da carga, permitindo calcular, a cada instante, a potência retirada da rede elétrica pública (designada como P_{rede}), bem como o custo acumulado da energia consumida. Por fim, o terceiro bloco agrega os elementos de monitorização, incluindo os scopes utilizados para análise temporal do sistema e os mecanismos de exportação de variáveis para o workspace, possibilitando a criação de gráficos e a análise pós-simulação.

3.4.1 Modelação do Controlo com Lógica *Fuzzy*

O controlo baseado em lógica *fuzzy* foi escolhido para a gestão da bateria devido à sua versatilidade perante sistemas com comportamento dinâmico e variabilidade significativa. Ao contrário dos métodos clássicos, como os controladores PID, que exigem um modelo matemático preciso do sistema, a lógica *fuzzy* permite tomar decisões a partir de regras simples e intuitivas, mesmo em cenários com incerteza ou difícil modelação. Esta abordagem revela-se particularmente útil quando há múltiplas variáveis a interagir e quando se pretende incorporar conhecimento empírico no processo de controlo, como é o caso da operação de sistemas energéticos com fontes renováveis intermitentes.

A superioridade desta metodologia face aos algoritmos de controlo convencionais é corroborada pela natureza intrinsecamente não-linear da superfície de controlo gerada (ver Figura 3.9). Enquanto um controlador PID opera sob uma premissa de linearidade, a superfície do sistema fuzzy apresenta patamares de estabilidade e transições geométricas complexas que se moldam às restrições físicas e dinâmicas do banco de baterias.

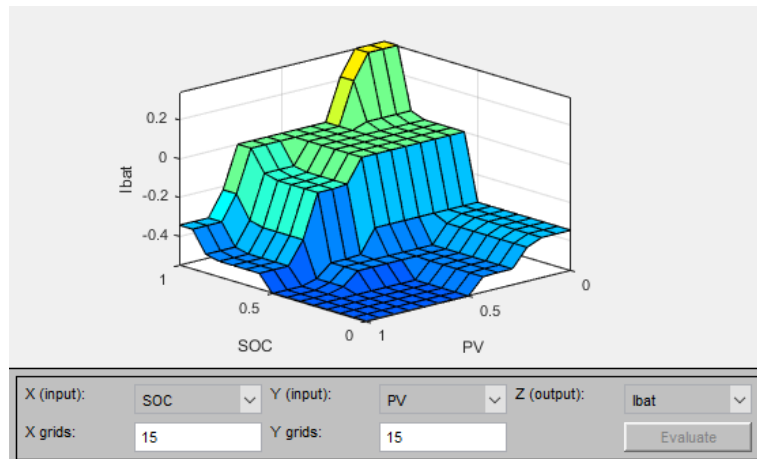


Figura 3.9: Superfície de controlo do sistema fuzzy com consideração da tarifa

Estas características permitem que o sistema se amolde com precisão às restrições físicas e dinâmicas do banco de baterias. Esta não linearidade confere ao controlador a capacidade de adotar uma postura mais assertiva em regiões críticas de operação, como os limiares de descarga ou carga, enquanto mantém uma resposta conservadora em zonas de flutuação nominal.

Adicionalmente, a opção pela lógica fuzzy sobrepõe-se a estratégias determinísticas elementares, como as regras heurísticas rígidas (if-then puras). Enquanto estas últimas conduzem frequentemente a transições abruptas e descontínuas entre os estados de carga e descarga, a lógica fuzzy garante uma resposta progressiva através da sobreposição das funções de pertença. Este comportamento reduz oscilações indesejáveis na corrente de saída, promovendo uma integração mais harmoniosa entre o sistema fotovoltaico, o grupo eletrogéneo e a rede elétrica pública.

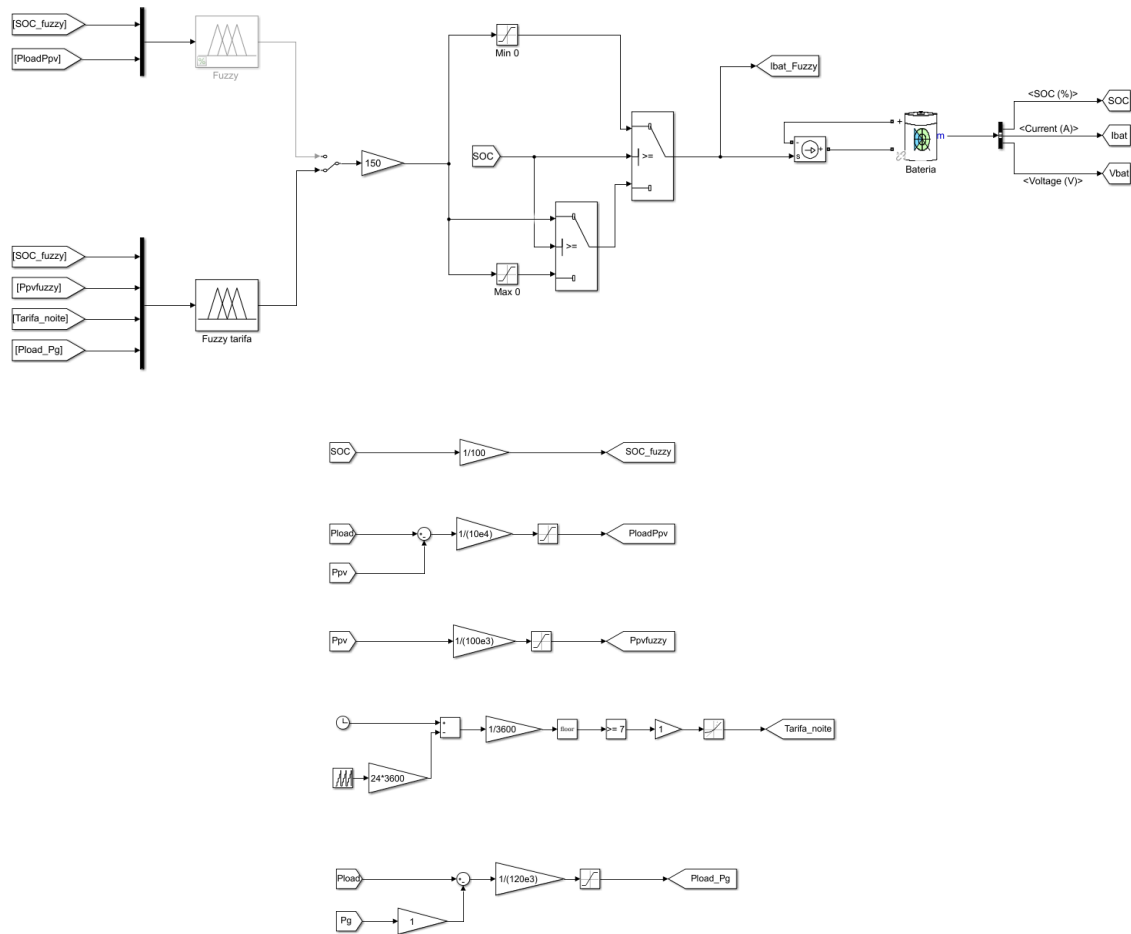


Figura 3.10: Visão bloco da Bateria

Neste contexto, foram implementadas duas versões distintas do controlador *fuzzy* em paralelo, integradas no bloco de modelação do sistema de armazenamento. A Figura 3.10 apresenta uma visão geral deste bloco, onde se destaca a interação entre o modelo da bateria e o seu sistema de controlo baseado em lógica *fuzzy*. A primeira, de estrutura mais simples, não incorpora a variável das tarifas energéticas no processo de decisão. As variáveis de entrada deste controlador são:

- ***SOC_fuzzy*** : o estado de carga da bateria, que representa o nível atual de energia armazenada, com um universo de discurso normalizado entre $[0, 1]$;
- ***Pload_Ppv_Pg*** : a potência líquida na rede interna da fábrica, calculada como a diferença entre a potência da carga (*Pload*) e a potência fornecida pelos painéis fotovoltaicos (*Ppv*) e pelos grupos eletrogéneos (*Pg*), com um universo de discurso normalizado entre $[-1, 1]$.

A variável de saída é comum às duas versões do controlador e corresponde à corrente do banco de baterias (*Ibat*). Também esta foi normalizada para o intervalo $[-1, 1]$ e, poste-

riormente, multiplicada por um ganho de 200, valor obtido após um processo de afinação do sistema para assegurar estabilidade e resposta dinâmica adequada às flutuações do sistema elétrico.

Em termos físicos, este ganho traduz-se num limite máximo de corrente de ± 200 A, correspondendo aos limites admissíveis do banco de baterias considerado no modelo. Valores de saída superiores a este intervalo são automaticamente saturados, garantindo o respeito pelas restrições operacionais do sistema. Por exemplo, uma saída fuzzy normalizada de 0,6 resulta numa corrente real de aproximadamente 120 A em regime de carga, enquanto um valor de -0,4 corresponde a cerca de -80 A em regime de descarga. Adicionalmente, foi implementada uma limitação de rampa na variação da corrente, de modo a evitar transições abruptas que poderiam acelerar a degradação eletroquímica das baterias.

Antes da apresentação das tabelas de regras linguísticas, importa clarificar a notação adotada para os conjuntos fuzzy utilizados tanto nas variáveis de entrada como na variável de saída. Os termos linguísticos associados ao estado de carga e às potências são definidos qualitativamente como: Muito Baixo (MB), Baixo (B), Médio (M), Alto (A) e Muito Alto (MA).

No caso da variável de saída, correspondente à corrente do banco de baterias (I_{bat}), bem como de variáveis associadas a potências líquidas, os termos linguísticos assumem o seguinte significado: Negativo Grande (NG), Negativo Médio (NM), Zero (Z), Positivo Médio (PM) e Positivo Grande (PG). Valores negativos correspondem a regimes de descarga da bateria, enquanto valores positivos representam regimes de carga.

Tabela 3.3: Regras linguísticas para *fuzzy* sem consideração a tarifa

Prede SoC	MB	B	M	A	MA
MB	NG	NG	NM	Z	Z
B	NG	NM	NM	Z	Z
M	NG	NM	NM	Z	PM
A	NM	NM	Z	PM	PG
MA	NM	Z	Z	PG	PG

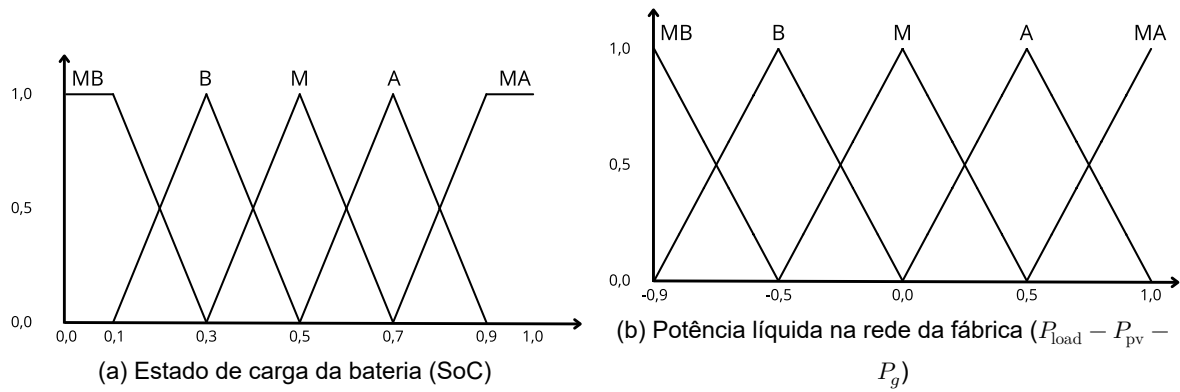


Figura 3.11: Funções de pertença do controlador *fuzzy sem* consideração da tarifa

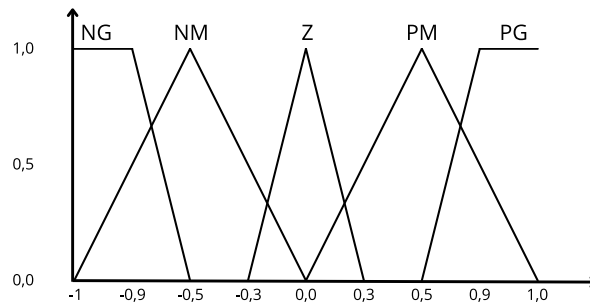


Figura 3.12: Função de pertença da saída (I_{bat}) do controlador *fuzzy sem* consideração da tarifa

Para esta versão do controlador, foram definidas funções de pertença específicas para cada uma das variáveis, como ilustrado na Figura 3.9 e Figura 3.12. Estas funções representam, de forma qualitativa, diferentes estados das entradas e da saída e foram desenhadas com o intuito de proporcionar uma resposta suave e coerente, mantendo a simplicidade.

A definição destas funções de pertença resultou de um compromisso entre sensibilidade e robustez do controlador. Funções demasiado estreitas conduziram a respostas excessivamente agressivas, enquanto funções mais largas reduziram a capacidade de reação do sistema. Ensaio preliminares permitiram ajustar as fronteiras dos conjuntos linguísticos, assegurando uma atuação gradual e evitando comutações frequentes entre carga e descarga.

A lógica de controlo baseia-se num conjunto de regras heurísticas, resumidas na Tabela 3.3, que traduzem a experiência prática e o conhecimento técnico sobre o comportamento esperado do armazenamento. Estas regras determinam, por exemplo, quando carregar ou descarregar o armazenamento, dependendo do seu estado de carga e do equilíbrio entre consumo e produção de energia.

A segunda versão do controlador *fuzzy* incorpora a consideração das tarifas energéticas, conferindo ao sistema uma abordagem de controlo mais avançada. O objetivo principal consiste em maximizar o autoconsumo e privilegiar o carregamento do banco de baterias

durante os períodos de tarifa reduzida (horas de vazio), especialmente quando a energia disponível na instalação (proveniente dos painéis fotovoltaicos e dos grupos eletrogêneos) é superior ou próxima da potência da carga da fábrica. As variáveis de entrada para este controlador são:

- **SOC_fuzzy** - estado de carga do banco de baterias, com universo de discurso normalizado entre $[0, 1]$;
- **Ppv_fuzzy** - potência fornecida pelos painéis fotovoltaicos, normalizada para $[0, 1]$;
- **Pload_Pg** - diferença entre a potência de carga e a potência fornecida pelos geradores, com universo de discurso entre $[-1, 1]$;
- **Tarifa_noite** - variável que indica se a tarifa se encontra ou não em horário de vazio, universo de discurso de $[0, 1]$.

Ambos os controladores utilizam o método de inferência *fuzzy* Min-Máx (Mamdani), devido à sua eficácia e ampla aplicação em sistemas de controlo com regras linguísticas.

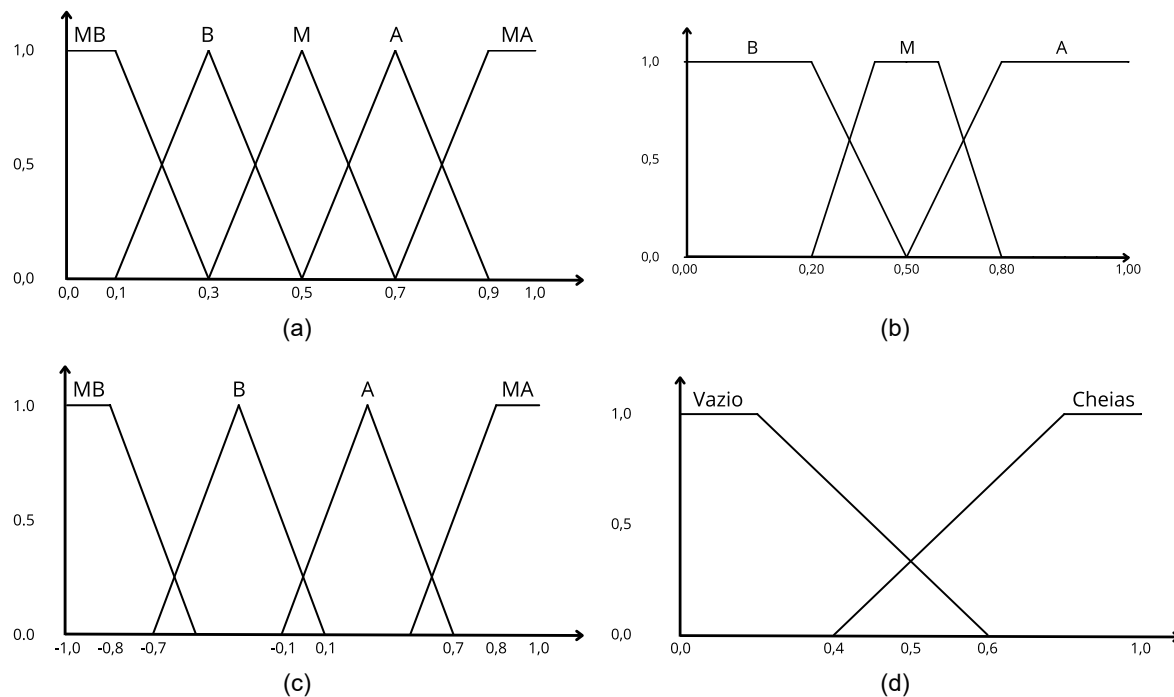


Figura 3.11: Funções de pertença do controlador *fuzzy* com consideração da tarifa: (a) Estado de carga do armazenamento (SoC); (b) Potência líquida na rede da fábrica ($P_{load} - P_g$); (c) Potência dos painéis fotovoltaicos (P_{pv}); (d) Classificação do horário tarifário

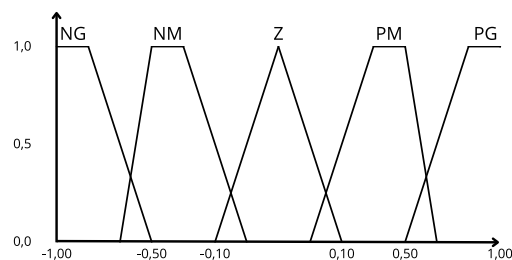


Figura 3.12: Função de pertinência da saída (*Ibat*) do controlador fuzzy **com** consideração da tarifa

As Figura 3.10 apresentam estas funções, ilustrando a forma como o sistema interpreta diferentes estados operacionais ao longo de um ciclo diário típico. Os conjuntos linguísticos foram definidos com base em conhecimento heurístico do sistema e em análises do comportamento energético da instalação.

Tabela 3.4: Algumas regras linguísticas para *fuzzy com* consideração a tarifa

SoC	Ppv	Pload-Pg	Resposta nas horas de vazio	Resposta nas horas fora de vazio
MB	B	MB	NG	NG
MB	M	MA	NM	Z
MB	A	B	NG	NG
B	B	B	NM	NM
B	M	MA	Z	Z
B	A	A	NG	NM
M	B	A	NM	Z
M	M	A	NM	Z
M	A	A	NM	NM
A	B	A	NM	PM
A	M	A	Z	PM
A	A	B	NG	NM
MA	B	MA	Z	PG
MA	M	A	Z	PM
MA	A	MA	Z	PM

A Tabela 3.4 apresenta um subconjunto representativo das 120 regras *fuzzy* definidas para este controlador. Estas regras foram desenvolvidas com o objetivo de orientar a operação do sistema de armazenamento em função de diferentes condições operacionais, visando maximizar o autoconsumo e minimizar os custos com energia elétrica. No processo de implementação no *Fuzzy Logic Toolbox* do MATLAB, foi possível reduzir o número de regras efetivamente necessárias para 75, sem comprometer o desempenho do sistema, através da eliminação de combinações redundantes.

Durante os períodos de tarifa reduzida (as chamadas horas de vazio), o sistema atua de forma proativa, promovendo o carregamento das baterias. O objetivo é maximizar a carga

do banco de baterias para o início do dia, reduzindo a dependência da rede durante as horas de tarifa mais elevada.

Fora do horário de vazio, o sistema ajusta o seu comportamento para absorver excedentes energéticos provenientes da produção local (painéis fotovoltaicos e grupos eletrogéneos) sempre que a potência da carga da instalação seja inferior à potência disponível. Esta estratégia tem um efeito adicional ao desejado, ajuda a “alisar” a curva de potência na rede da instalação (P_{rede}), que normalmente apresenta um vale acentuado a meio do dia, coincidindo com o pico de produção fotovoltaica e picos de potência devido a energia proveniente dos GE. Ao absorver esse excesso de energia localmente, o sistema evita injeções desnecessárias na rede e prepara o armazenamento para, mais tarde, atuar como fonte de energia, precisamente quando a produção solar começa a cair. Nessa fase, o sistema faz a transição para o modo de descarga, contribuindo para uma transição no perfil de consumo e reduzindo a necessidade de recorrer à rede elétrica pública.

No que concerne à modelação física do sistema de armazenamento de iões de lítio, o comportamento dinâmico é regido por equações não-lineares que descrevem a tensão nos terminais em função do estado de carga e da magnitude da corrente. A tensão de saída é modelada distintamente consoante o regime de operação, sendo o regime de descarga ($i^* > 0$) definido pela Equação (3.1) [55]:

$$f_1(it, i^*, i) = E_0 - K \cdot \frac{Q}{Q - it} \cdot i^* - K \cdot \frac{Q}{Q - it} \cdot it + A \cdot \exp(-B \cdot it) \quad (3.1)$$

Para o regime de carga ($i^* < 0$), a formulação é ajustada conforme a Equação (3.2), de modo a refletir a dinâmica de polarização específica deste modo [55]:

$$f_2(it, i^*, i) = E_0 - K \cdot \frac{Q}{it + 0.1 \cdot Q} \cdot i^* - K \cdot \frac{Q}{Q - it} \cdot it + A \cdot \exp(-B \cdot it) \quad (3.2)$$

E_0 - Tensão constante do modelo (V);

K - Constante de polarização (Ah^{-1}) ou resistência de polarização (Ω);

i^* - Dinâmica da corrente de baixa frequência (A);

i - Corrente instantânea da bateria (A);

it - Capacidade extraída (Ah);

Q - Capacidade máxima da bateria (Ah);

A - Amplitude da zona exponencial (V);

B - Constante da capacidade exponencial (Ah^{-1}).

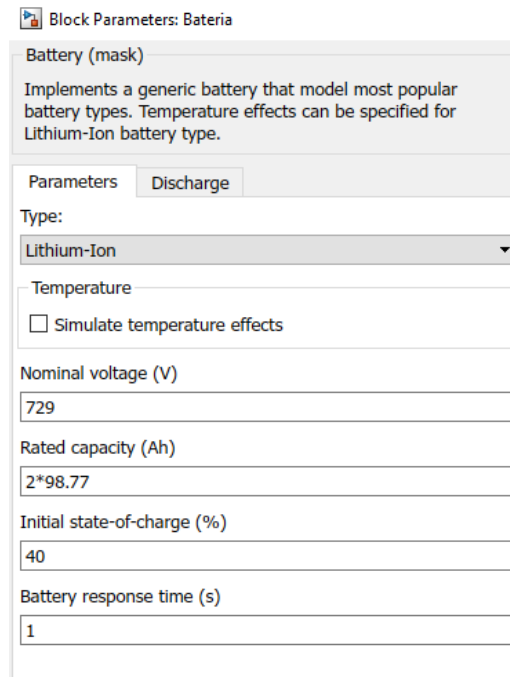


Figura 3.13: Bloco de parâmetros do banco de baterias

Na saída do controlador de lógica fuzzy são adicionados blocos de supervisão que monitorizam continuamente o estado de carga do banco de baterias, bloqueando o regime de carga quando o SoC atinge 90 % e o regime de descarga quando o SoC desce a 10 %, com o intuito de preservar a vida útil do sistema de armazenamento e evitar condições de operação extrema.

O modelo do sistema de armazenamento de energia utiliza, na simulação numérica, uma fonte de corrente controlada, cuja entrada corresponde à corrente de referência definida pelo controlador fuzzy. Esta fonte impõe no banco de baterias a corrente especificada, respeitando os limites físicos previamente definidos através de blocos de saturação e limitação de rampa. As características elétricas e energéticas do BESS foram extraídas da ficha técnica do modelo TS HV 70, assegurando que o comportamento simulado reflete, de forma realista, as limitações e capacidades do sistema físico.

De modo a sintetizar e clarificar os valores adotados no modelo, é apresentada no final desta secção uma tabela-resumo contendo todos os parâmetros relevantes utilizados na simulação do sistema de armazenamento, incluindo limites de SoC, correntes máximas, ganhos de normalização e dados técnicos do banco de baterias.

Tabela 3.5: Tabela resumo dos principais parâmetros utilizados no modelo do sistema de armazenamento de energia

Parâmetro	Símbolo	Valor	Descrição
Estado de carga máximo	SoC_{max}	90%	Limite superior do estado de carga, acima do qual a carga é bloqueada
Estado de carga mínimo	SoC_{min}	10%	Limite inferior do estado de carga, abaixo do qual a descarga é bloqueada
Estado de carga nominal	SoC_{nom}	50%	Valor de referência intermédio utilizado no controlo
Tensão mínima	V_{min}	634 V	Limite inferior de tensão do BESS
Tensão nominal	V_{nom}	729 V	Valor nominal de tensão do BESS
Tensão máxima	V_{max}	822 V	Limite superior de tensão do BESS
Corrente máxima de carga	I_{bat_max}	+200 A	Limite físico máximo admissível em regime de carga
Corrente máxima de descarga	I_{bat_min}	-200 A	Limite físico máximo admissível em regime de descarga
Universo de discurso da saída	I_{bat_fuzzy}	-1 a 1	Intervalo normalizado da variável de saída do controlador <i>fuzzy</i>
Universo de discurso do SoC	SoC_{fuzzy}	0 a 1	Intervalo normalizado do estado de carga
Universo de discurso da potência líquida	P_{fuzzy}	-1 a 1	Potência líquida normalizada na rede interna
Tipo de inferência <i>fuzzy</i>	—	Mamdani (Min-Máx)	Método de inferência utilizado no controlador
Tipo de defuzzificação	—	Centroide	Método utilizado para obtenção da saída crisp

3.4.2 Simulação da Rede Elétrica da Unidade Fabril

O segundo bloco da simulação tem como objetivo reproduzir o funcionamento da rede elétrica da fábrica, permitindo avaliar a interação entre os diferentes fluxos de energia e os custos associados ao consumo.

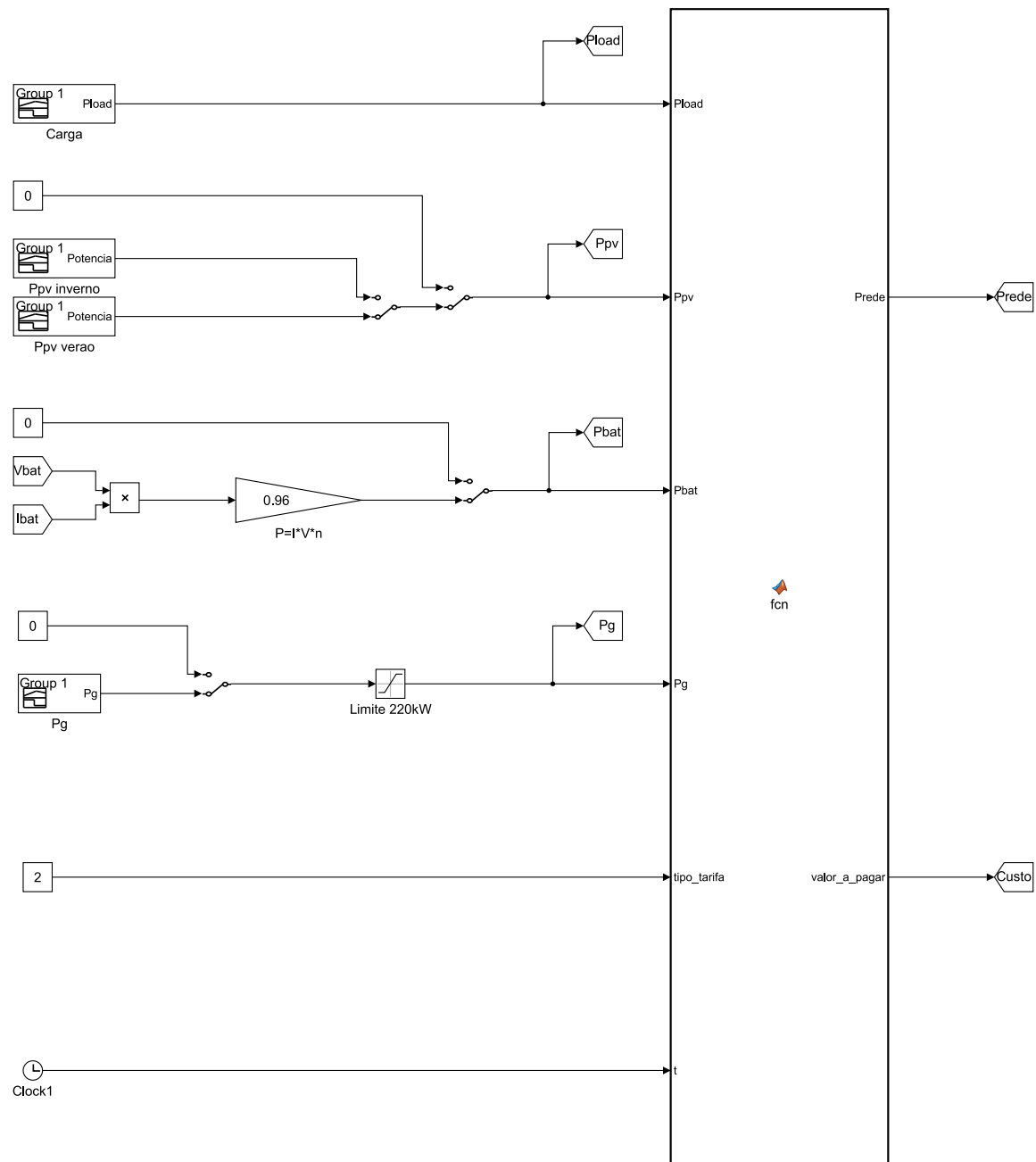


Figura 3.14: Visão bloco da Rede da Unidade Fabril

A Figura 3.14 apresenta a estrutura geral do segundo bloco da simulação, onde são processadas as variáveis necessárias para o cálculo do consumo da rede elétrica da fábrica. Este bloco recebe como entradas, a potência da carga (P_{load}), a potência proveniente dos painéis fotovoltaicos (P_{pv}), a potência fornecida pelos grupos eletrogêneos (P_g), a potência associada ao banco de baterias (P_{bat}), o tipo de tarifa em vigor e o tempo da simulação.

A entrada potência da carga resulta de valores de potência obtidos a partir das medições de corrente e tensão da instalação, previamente disponibilizados pela fábrica (conforme

descrito em capítulos anteriores). Na variável potência dos painéis fotovoltaicos, é possível selecionar uma das curvas de potência definidas, sempre nula, curva típica de verão ou curva típica de inverno. A potência do banco de baterias é determinada a partir da corrente e da tensão nos terminais, utilizando a expressão:

$$P_{\text{bat}} = V \cdot I \cdot \eta \quad (3.3)$$

V - Tensão;

I - Corrente;

η - Rendimento global do conjunto bateria/inversor, assumido como 0,96.

A entrada dos grupos eletrogêneos, é uma curva de potência ativa que de seguida é limitada a 220 kW, conforme explicado em capítulos anteriores. As outras entradas dizem respeito ao tipo de tarifa (neste caso, bi-horário) e ao tempo de simulação, que são igualmente necessários para o processamento deste bloco.

As saídas existentes são a potência fornecida pela rede elétrica da fábrica (*Prede*) e o custo acumulado associado ao consumo. Seguidamente o funcionamento interno do bloco MATLAB Function, onde são processadas as entradas anteriormente apresentadas e calculadas duas variáveis de saídas.

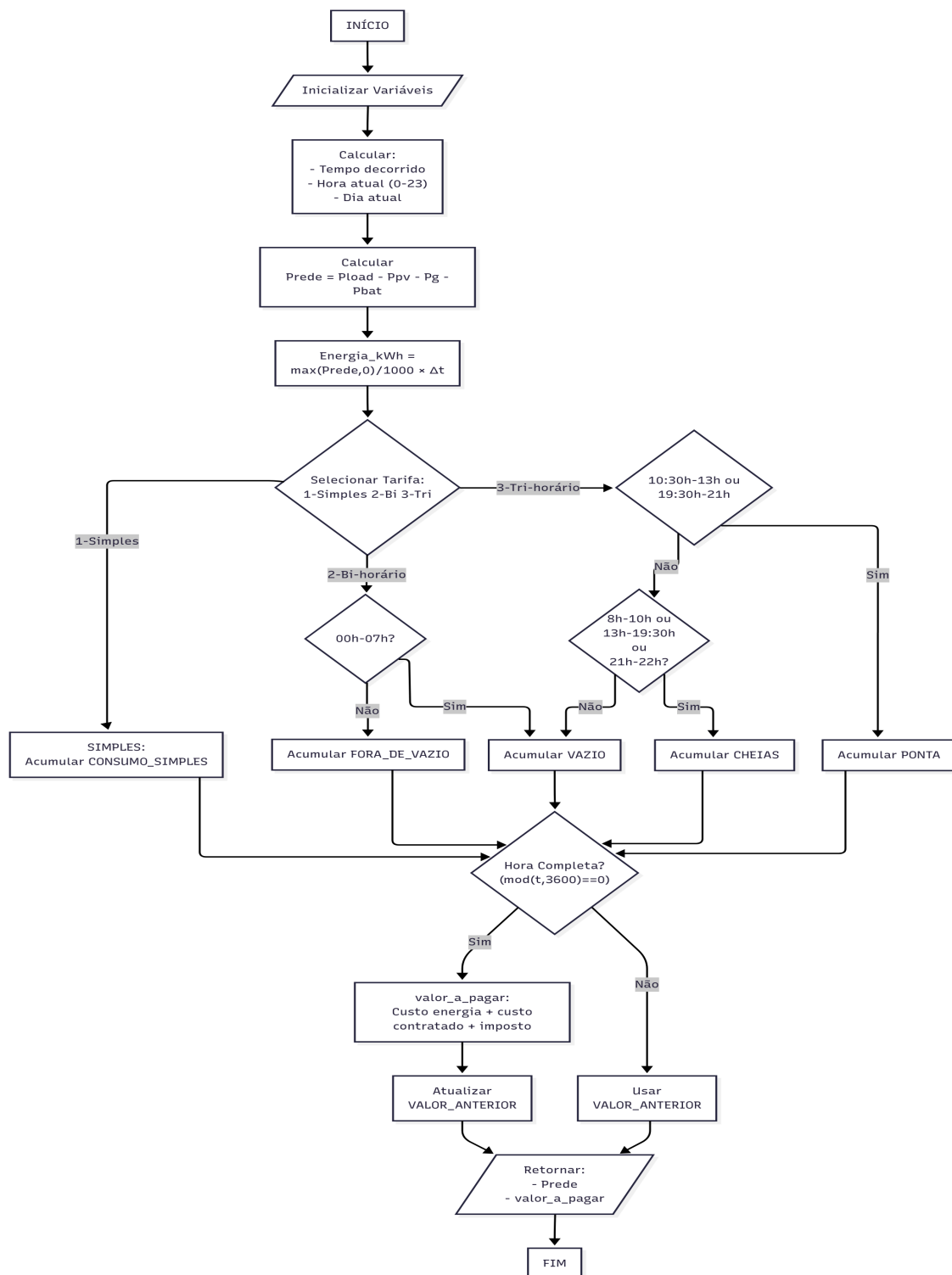


Figura 3.15: Fluxograma da lógica do código do bloco MATLAB Fuction

A Figura 3.15 apresenta o fluxograma deste processamento, evidenciando as etapas realizadas no interior do bloco. O código implementado inicia definindo as variáveis necessárias e calculando a hora correspondente ao instante de simulação. Com base nestes

dados, determina-se a potência líquida a ser fornecida pela rede elétrica pública, designada por P_{rede} , segundo a expressão:

$$P_{\text{rede}} = P_{\text{load}} - P_{\text{pv}} - P_g - P_{\text{bat}} \quad (3.4)$$

Este valor de potência é posteriormente convertido em energia consumida (kWh). Os valores negativos de P_{rede} são ignorados, assumindo-se que a fábrica não dispõe de contrato que permita obter benefício financeiro pela injeção de energia excedente na rede elétrica pública.

O código avalia, em cada instante, o tipo de tarifa em vigor, considerando a hora do dia previamente calculada. O consumo energético é então alocado ao respetivo período tarifário (vazio, cheias, etc.). Neste caso de estudo é executado como tarifa bi-horária, tendo como hora de vazio entre a meia-noite e as sete horas da manhã, o resto do dia é considerado fora de vazio.

Por fim, a cada iteração, o programa verifica se decorreu uma hora completa desde o último cálculo utilizando a condição $\text{mod}(t, 3600) == 0$ (que apenas é verdadeira quando o tempo, em segundos, é múltiplo de uma hora). Quando tal ocorre, o valor a pagar à rede elétrica é atualizado. Este cálculo corresponde à soma do valor acumulado até ao instante anterior com o custo da tarifa em vigor multiplicado pela energia consumida nesse período, acrescido do custo associado à potência contratada e do imposto legalmente aplicável (assumindo 6%).

As tarifas consideradas neste modelo foram obtidas a partir da Diretiva n.º 17/2024, de 24 de junho, publicada pela ERSE Tabela 3.6 [56].

Tabela 3.6: Tabela dos valores de tarifa de acordo com Diretiva n.º 17/2024 [56]

TARIFA A APLICAR PELO CUR AOS CLIENTES EM MT		PREÇOS
Termo tarifário fixo		EUR/dia
		0,1109
Potência		EUR/(kW.dia)
Horas de ponta		0,2258
Contratada		0,0465
Energia ativa		EUR/kWh
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1213
	Horas cheias	0,1132
	Horas de vazio normal	0,0956
	Horas de super vazio	0,0850
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1136
	Horas cheias	0,1088
	Horas de vazio normal	0,0935
	Horas de super vazio	0,0889
Energia reativa		EUR/kvarh
Indutiva		0,0252
Capacitiva		0,0189

3.4.3 Recolha de Dados da Simulação

Por fim, o terceiro bloco da simulação, Figura 3.16 é responsável pela monitorização e registo dos resultados. Este bloco integra os scopes e elementos de saída necessários para acompanhar, em tempo real, a evolução das principais variáveis do sistema. Além disso, armazena os dados no Workspace do MATLAB, permitindo a geração posterior de gráficos e indicadores de desempenho, para a análise detalhada do comportamento do sistema.

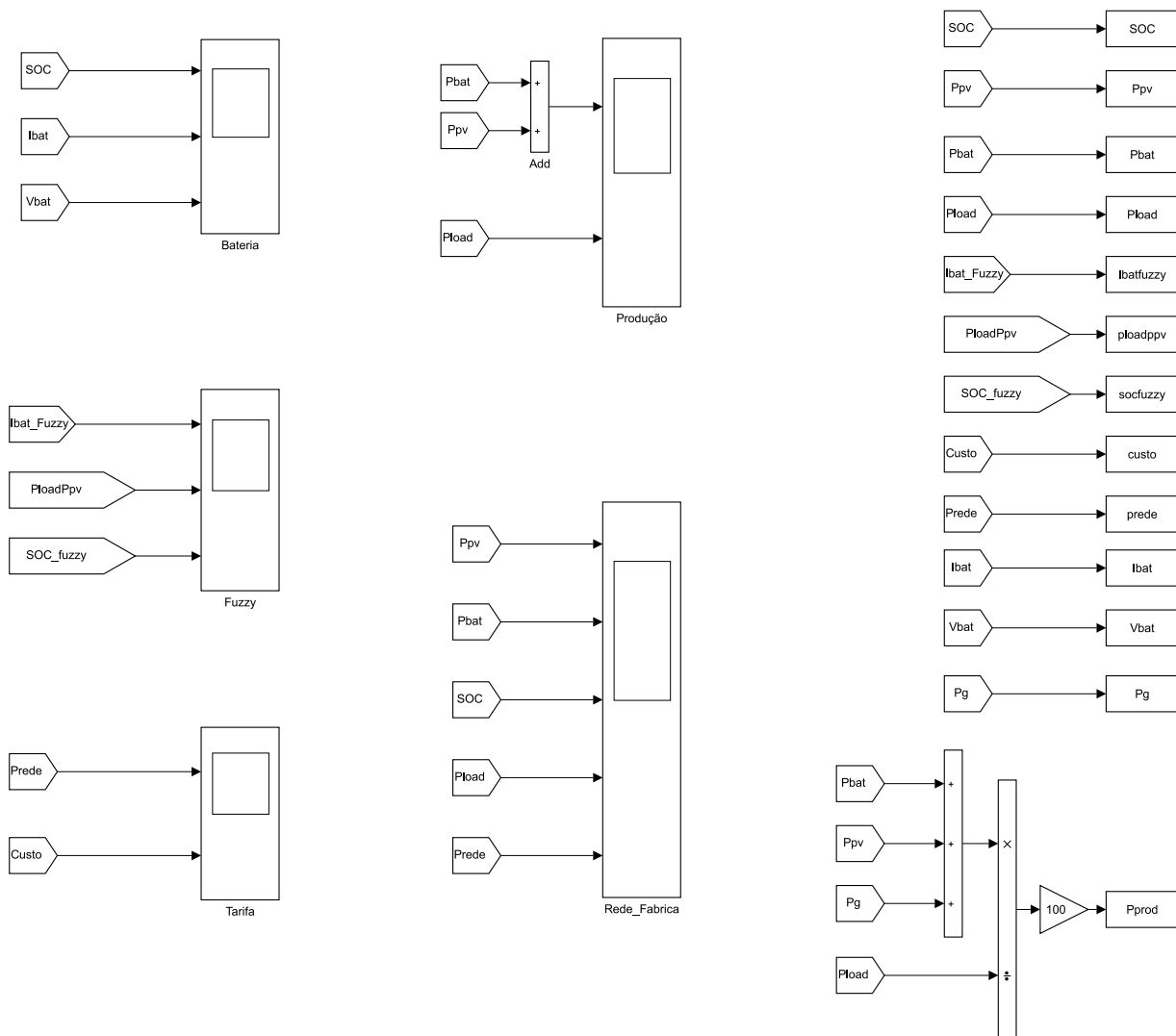


Figura 3.16: Visão bloco de Medidas

3.5 Viabilidade Económica

Este capítulo apresenta uma metodologia para estudar a viabilidade económica do projeto, começando pela explicação das suposições e parâmetros do modelo. Adotando-se uma análise horizontal de 25 anos.

O investimento inicial é estimado com base em valores médios por kWp para a instalação fotovoltaica. Os custos de operação e manutenção (O&M) são assumidos em 10% do custo total da instalação. Para o banco de baterias, considera-se um custo médio de armazenamento, incluindo os inversores, e um custo médio de O&M por kWh de capacidade.

Tabela 3.7: Valores dos parâmetros utilizados para custos associados ao projeto

Parâmetro	Unidade	Valor	Notas
CAPEX - PV	€/kWp	800	valor obtido em [57]
O&M - PV	€/kWp	80	10 % do valor da instalação
CAPEX - BESS	€/kWh	400	valor obtido em [58]
O&M - BESS	€/kWh	5	valor obtido em [58]

O investimento inicial ($CAPEX_{total}$) é então calculado com a seguinte equação:

$$CAPEX_{total} = (C_{pv} \cdot CAPEX_{PV}) + (C_{bess} \cdot CAPEX_{bat}) \quad (3.5)$$

$$CAPEX_{total} = (C_{pv} \cdot 800) + (C_{bess} \cdot 400)$$

C_{pv} - Potência instalada fotovoltaica

C_{bess} - Capacidade instalada de armazenamento

Com base nas equações definidas, analisa-se o comportamento do VAL, que será calculado para os seguintes casos,

1. Apenas com produção fotovoltaica do caso de estudo (243kWp);
2. Com produção fotovoltaica e varias capacidades de armazenamento:
 - 1 Módulo de bateria - 72 kWh;
 - 2 Módulos de baterias (seleção da Grupe) - 144 kWh;
 - 3 Módulos de baterias - 216 kWh;
 - 4 Módulos de baterias - 288 kWh;
 - 5 Módulos de baterias - 360 kWh.
3. Produção fotovoltaica e várias capacidades de armazenamento, com custos distintos para os inversores e o sistema BESS:
 - Redução de preço dos equipamentos de 0 %;
 - Redução de preço dos equipamentos de 50 %;
 - Redução de preço dos equipamentos de 75 %.

Com esta base, assegura a comparabilidade entre cenários e quantifica a sensibilidade da viabilidade económica ao dimensionamento do BESS e à evolução dos custos dos equipamentos.

Capítulo 4

Resultados e Discussão

Neste capítulo apresentam-se e analisam-se os resultados obtidos a partir da simulação desenvolvida para o caso de estudo

4 Resultados e Discussão

4.1 Configuração Atual da Instalação como Cenário de Referência

Neste subcapítulo é apresentado o comportamento da instalação no seu estado atual. O objetivo é estabelecer um cenário de referência para posterior comparação com as soluções propostas nos capítulos seguintes. Salvo indicação em contrário, todos os valores apresentados (energias, potências, custos e emissões) correspondem à média dos quatro dias simulados de acordo com os dados fornecidos pela fábrica.

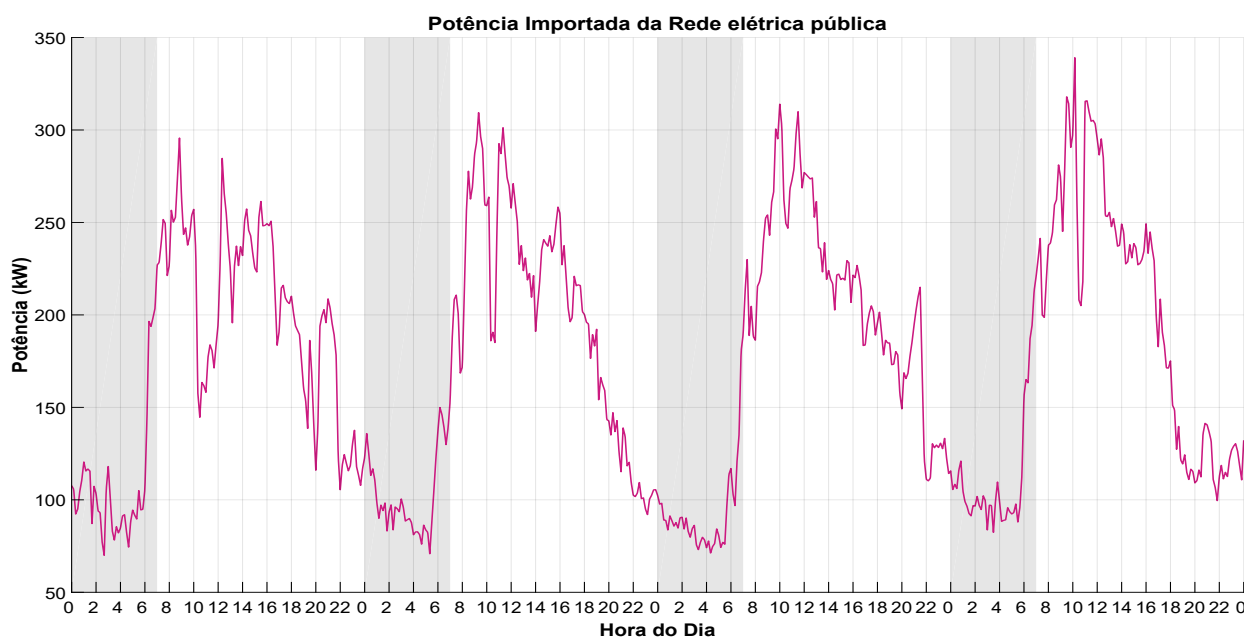


Figura 4.1: Curva de consumo dos quatro dias no cenário de referência

A Figura 4.1 representa o cenário de referência, no qual se verifica que a potência importada da rede elétrica coincide integralmente com a potência da carga da instalação, uma vez que não existe qualquer forma de geração local ou de armazenamento. A análise da média dos quatro dias considerados indica que a carga diária total é de 4194,9 kWh, o que corresponde a uma potência média diária de 120,64 kW, obtida a partir da média dos valores instantâneos de potência ao longo do dia.

Observam-se picos mais pronunciados de potência média importada nos períodos entre as 07h e as 10h, com um valor médio de 245,38 kW, e entre as 10h e as 18h, com 234,19 kW médios, refletindo os intervalos de maior solicitação da instalação.

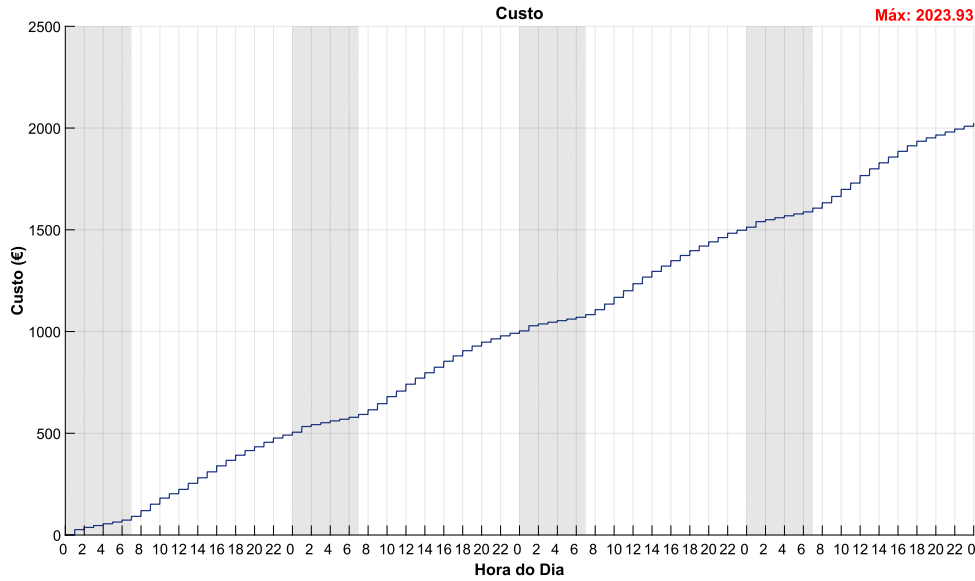


Figura 4.2: Custo do consumo energético ao fim de quatro dias no cenário de referência

A simulação considera exclusivamente os perfis de consumo. Toda a energia é proveniente da rede elétrica, resultando em um custo total de 2023,93 € após quatro dias. O cálculo do custo energético baseia-se no regime tarifário bi-horário.

Tabela 4.1: Custos acumulados cenário de referência após quatro dias de simulação no verão

Cenário	Custo Total (€)	Diferença Absoluta (€)	Redução Percentual (%)
Referência	2023,93	-	-

Para avaliar o impacto da geração distribuída, analisaram-se os perfis de potência da carga e gerada localmente. Essa abordagem permite quantificar, a redução da dependência da rede elétrica e a diminuição das emissões equivalentes de gases de efeito estufa. A energia total importada da rede (E_{rede}) e a energia consumida total (E_{load}) são determinadas pelo somatório dos produtos das potências instantâneas pelo intervalo de tempo das amostragens, conforme Equação (4.1):

$$E = \sum_{t=1}^T P(t) \cdot \Delta t \quad (4.1)$$

E - Energia total acumulada ao longo do intervalo de simulação (em kWh);

T - Número total de amostras no intervalo considerado;

$P(t)$ - Potência ativa instantânea no instante t ;

t - Índice temporal da amostragem (em segundos);

Δt - Intervalo de tempo em horas.

Este procedimento é aplicado individualmente às séries temporais de P_{load} e P_{rede} , como depois será feito para P_{pv} , P_{bat} e P_g para a análise de cada cenário. Considera-se um fator médio de emissões de gases com efeito de estufa do consumo de energia elétrica produzida em Portugal de 0,167 tCO₂ eq./MWh, equivalente a 0,167 kgCO₂ eq./kWh, possibilitando assim calcular o valor de kg de CO₂ equivalente do consumo energético para cada cenário [59].

$$\text{Emissões} = E \cdot \text{FE} \quad (4.2)$$

Emissões - Valor de emissões equivalentes (kgCO₂e);

E - Energia total acumulada ao longo do intervalo de simulação (em kWh);

FE - Fator de emissões .

Tabela 4.2: Emissões totais de referência de CO₂ equivalente do consumo de energia elétrica após quatro dias de simulação.

Cenário	Emissões Totais (kgCO ₂ e)	Diferença Absoluta (kgCO ₂ e)	Redução Percentual (%)
Referência	2802,2	-	-

4.2 Contribuição da Geração Solar

Nesta fase da simulação, procede-se à análise do impacto da produção fotovoltaica de forma isolada. O objetivo é caracterizar o comportamento da instalação quando suportada unicamente pela geração solar, em dois cenários sazonais distintos, verão e inverno. Salvo indicação em contrário, todos os valores apresentados (energias, potências, custos e emissões) correspondem à média dos quatro dias simulados.

4.2.1 Desempenho da Geração Solar no Verão

Durante o verão, a maior intensidade e duração da radiação solar possibilitam uma produção significativa ao longo do dia. A curva de potência fotovoltaica atinge o seu máximo por volta do meio-dia, mantendo-se elevada entre as 10h e as 15h.

A Figura 4.3 apresenta o perfil diário da potência gerada pelos painéis fotovoltaicos durante este período. Observa-se um pico de produção solar a meio do dia, em conformidade com o esperado.

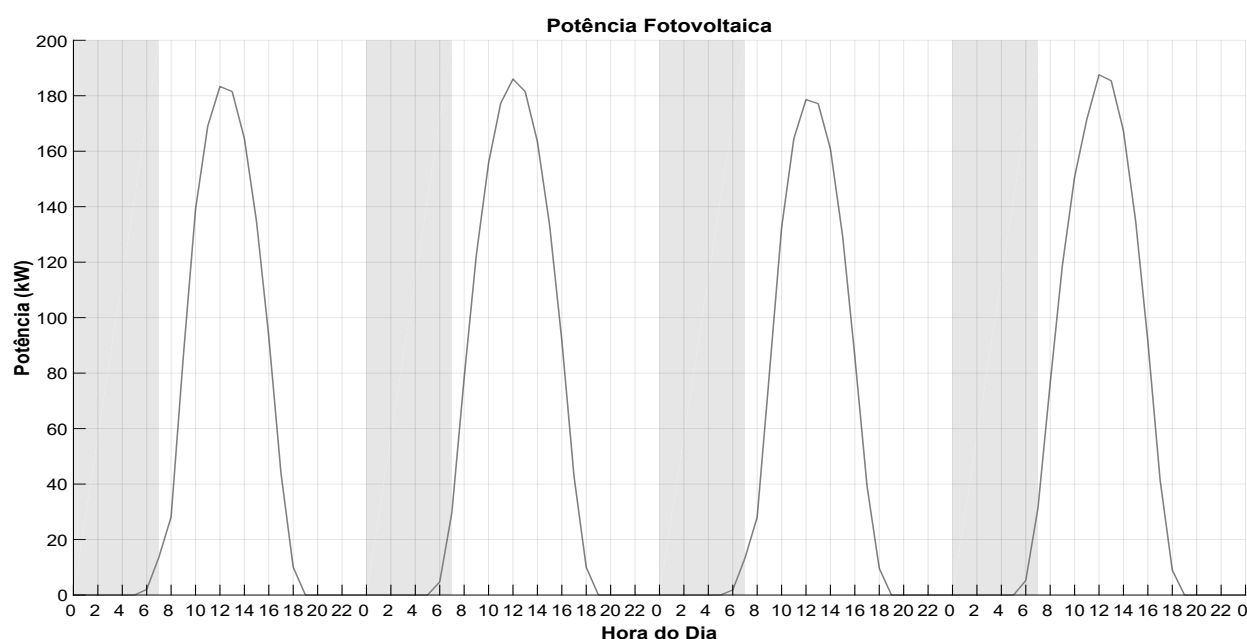


Figura 4.3: Curva de produção do painéis fotovoltaicos dos quatro dias no verão

No cenário apenas com produção fotovoltaica, ilustrado na Figura 4.4, analisa-se a relação entre a potência da carga da instalação e a potência importada da rede elétrica pública, resultante da diferença entre a carga instantânea e a potência gerada pelo sistema fotovoltaico. Apesar de a geração solar contribuir de forma relevante durante o período diurno, a rede elétrica mantém um papel fundamental no abastecimento da instalação, sobretudo nas extremidades do dia, quando a produção renovável é inexistente.

A análise das médias dos quatro dias considerados indica que o consumo diário médio é de 4194,9 kWh, dos quais 2895,4 kWh (69%) são importados da rede elétrica. A potência média importada ao longo do dia, obtida pela média dos valores instantâneos de potência, é de 120,64 kW. Por sua vez, a produção fotovoltaica totaliza, em média, 1299,5 kWh por dia, o que corresponde a uma potência média equivalente a 54,15 kW.

No período compreendido entre as 10h e as 18h, a produção fotovoltaica média atinge 1042,5 kWh, correspondente a uma potência média de 130,31 kW, permitindo reduzir a energia importada da rede para 831,03 kWh, o que equivale a uma potência média importada de 103,88 kW nesse intervalo.

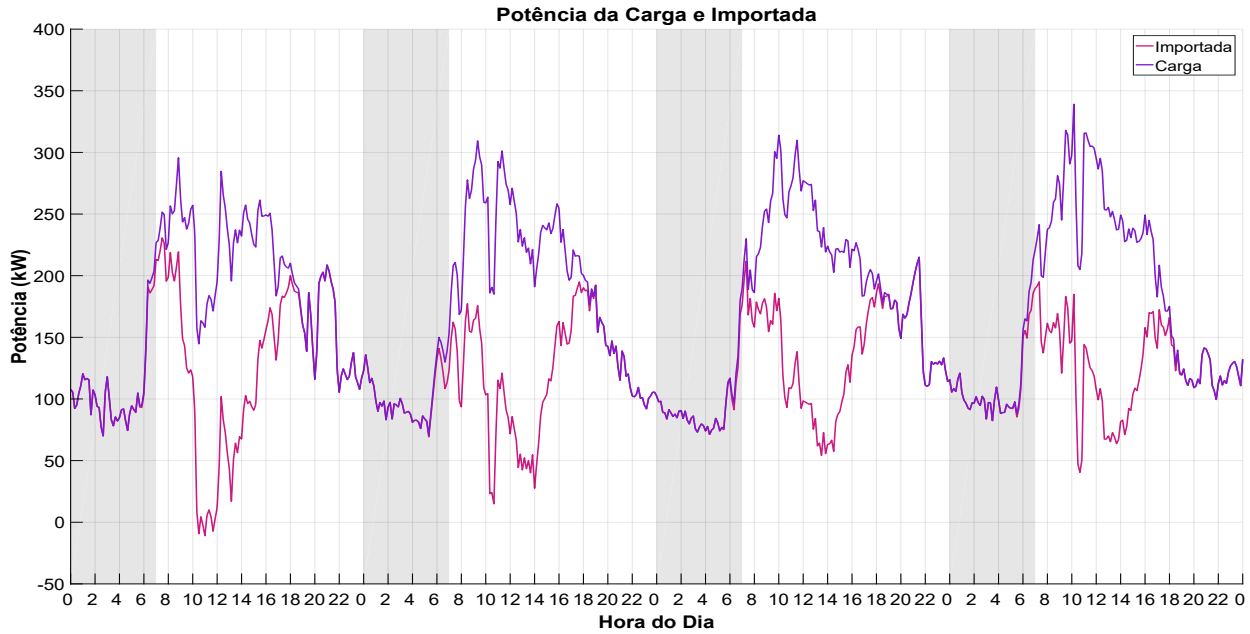


Figura 4.4: Curva da potência de consumo e da importada da rede elétrica pública com PV em quatro dias no verão

Complementarmente, a Figura 4.5 apresenta a Taxa de Autossuficiência (TAS_i) instantânea, que representa a percentagem da potência da carga P_{load} que é suprida pela produção local (neste cenário, proveniente exclusivamente dos painéis fotovoltaicos, P_{pv}) num dado momento. Esta métrica é calculada através da expressão:

$$TAS_i = \frac{P_{local}}{P_{load}} \times 100 \quad (4.3)$$

TAS_i - Taxa de Autossuficiência instantânea;

P_{local} - Potência ativa proveniente da produção local que supre a carga;

P_{load} - Potência ativa de consumo da fábrica.

A TAS_i instantânea permite avaliar a eficácia momentânea do sistema na cobertura da procura energética. É importante notar que os valores analisados em seguida corres-

pondem à média aritmética das taxas instantâneas registradas em cada intervalo, refletindo o desempenho operativo médio do sistema.

Entre as 07h e as 09h, a média da TAS_i sobe para 24,42%, refletindo o início da geração fotovoltaica, que nesta fase ainda é insuficiente para cobrir a maior parte da carga. No período compreendido entre as 10h e as 18h, observa-se uma TAS_i média de 55,34%. Neste intervalo, a produção solar cobre mais de 50% da carga durante 5,27 horas por dia e ultrapassa os 70% durante 2,35 horas, atingindo picos de autossuficiência próximos de 100%, dependendo da variabilidade do perfil de consumo. Após as 18h, a TAS_i volta a ser residual, regressando a instalação à dependência quase total da rede externa.

Considerando o ciclo diário completo (00h-24h), a taxa de autossuficiência global da carga, calculada a partir da média dos valores instantâneos, é de 22,86%.

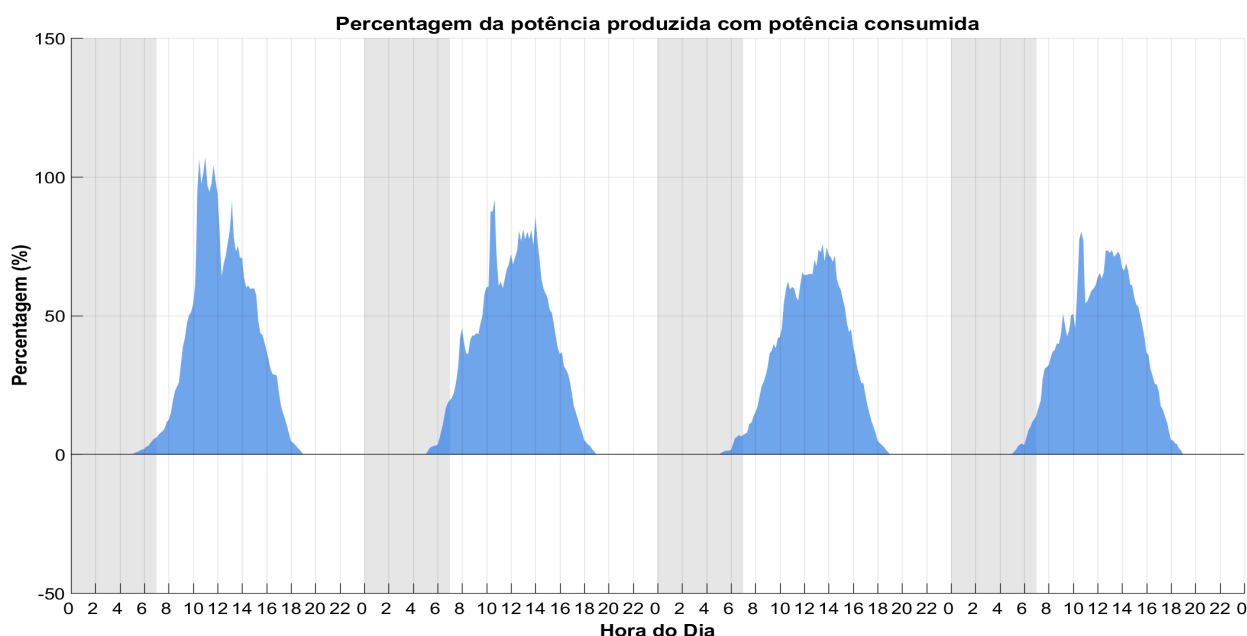


Figura 4.5: Rácio de autoconsumo instantâneo com produção dos painéis solares no verão

A Figura 4.6 apresenta a evolução do custo acumulado da energia importada da rede ao longo dos quatro dias de simulação, considerando a integração do sistema fotovoltaico. Embora o custo total apresente uma trajetória crescente, observam-se inclinações variáveis ao longo do dia, refletindo o impacto da geração solar. Durante os períodos centrais do dia, a inclinação da curva diminui significativamente, coincidindo com as horas de maior produção fotovoltaica, nas quais a dependência da rede é reduzida. Inversamente, nos períodos de menor irradiação solar a inclinação da curva acentua-se, indicando um maior recurso à energia da rede.

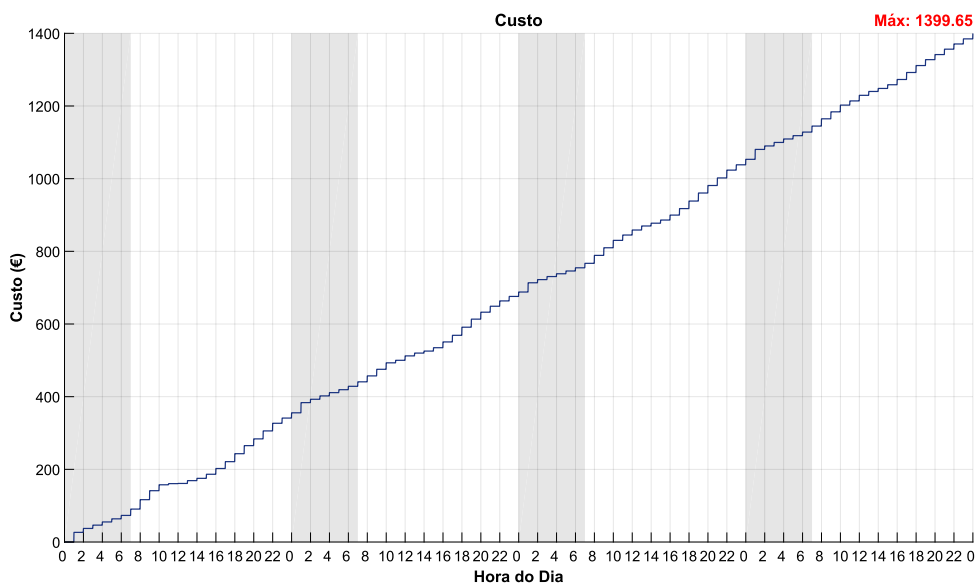


Figura 4.6: Custo do consumo de energia elétrica consumida ao fim de quatro dias no cenário com produção fotovoltaica no verão

Embora a Figura 4.6 represente apenas o cenário com sistema fotovoltaico, a comparação com o cenário de referência, apresentada na Tabela 4.3, evidência uma redução significativa no encargo financeiro associado ao consumo elétrico. No cenário sem geração fotovoltaica, o custo acumulado atinge 2023,93 €, enquanto no cenário com produção solar o custo é reduzido para 1399,55 €. Esta diferença traduz-se numa poupança direta de 624,38 €, equivalente a uma redução de 30,8 % no custo energético.

Tabela 4.3: Comparação dos custos acumulados com e sem sistema fotovoltaico após quatro dias de simulação no verão

Cenário	Custo Total (€)	Diferença Absoluta (€)	Redução Percentual (%)
Referência	2023,93	-	-
Com PV (verão)	1399,65	624,28	30,8

A Tabela 4.4 compara as emissões totais de CO₂ equivalente associadas ao consumo elétrico nos cenários com e sem sistema fotovoltaico. Sem a produção local, as emissões totalizam 2802,2 kgCO₂e. Com a integração do sistema fotovoltaico, este valor reduz-se para 1934,1 kgCO₂e, representando uma redução de 31%.

Tabela 4.4: Comparação das emissões totais de CO₂ equivalente do consumo de energia elétrica com e sem sistema fotovoltaico após quatro dias de simulação no verão

Cenário	Emissões Totais (kgCO ₂ e)	Diferença Absoluta (kgCO ₂ e)	Redução Percentual (%)
Referência	2802,2	-	-
Com PV (verão)	1934,1	868,1	31

4.2.2 Desempenho da Geração Solar no Inverno

Durante o inverno, a produção fotovoltaica revela-se significativamente mais limitada face ao verão, fruto da menor irradiação solar e de dias com elevada nebulosidade.

A Figura 4.7 apresenta a curva de potência fotovoltaica ao longo dos quatro dias analisados. Destaca-se uma produção reduzida nos dois dias centrais, com valores máximos da ordem dos 30 kW. Em contraste, o último dia registou condições mais favoráveis, permitindo atingir uma produção diária instatânea próxima dos 160 kW, ainda assim inferior aos dias característicos de verão.

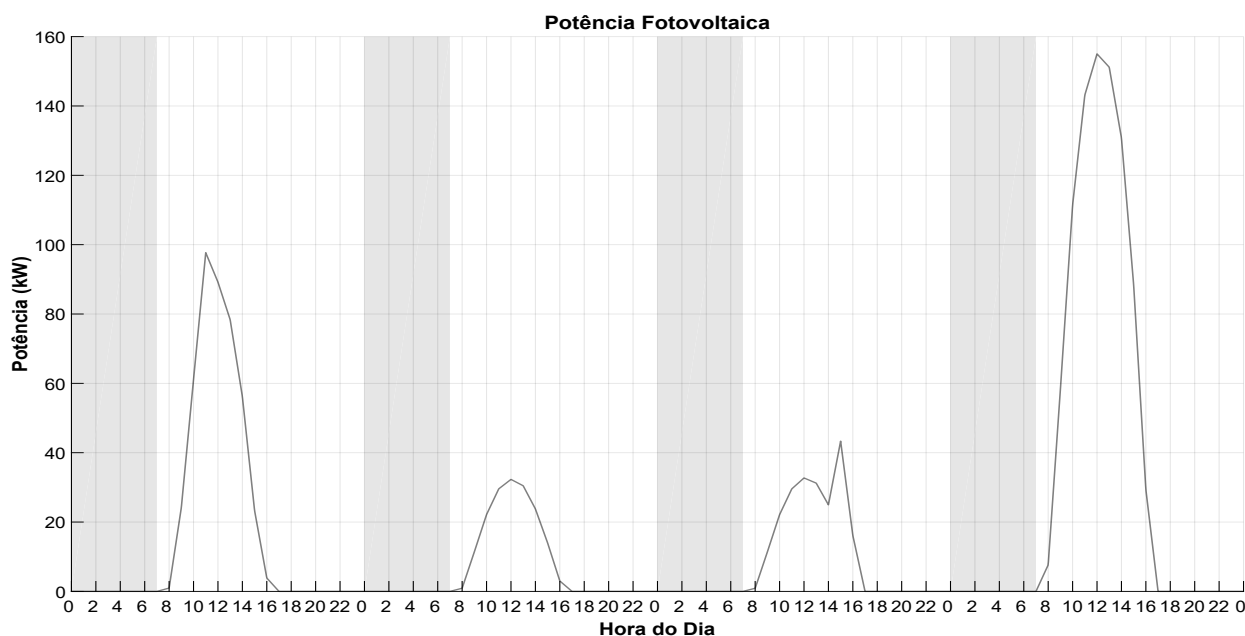


Figura 4.7: Curva de produção do painéis fotovoltaicos dos quatro dias no inverno

A Figura 4.8 apresenta a potência importada da rede elétrica ao longo de quatro dias de inverno, evidenciando o impacto reduzido da geração fotovoltaica nesta estação. A análise

baseia-se na potência média, calculada a partir da média aritmética dos valores instantâneos de potência medidos ao longo de cada intervalo temporal, não correspondendo, portanto, a valores de energia.

Com base na média dos quatro dias analisados, a potência importada mantém-se muito próxima da carga total durante grande parte do dia, refletindo a baixa irradiação solar característica do período de inverno. Durante a madrugada (00h-07h), a potência média importada é de 103,43 kW, correspondendo a 100% da carga, uma vez que não existe produção fotovoltaica.

Entre as 07h e as 10h, a produção solar inicia-se e começa a contribuir para a redução da potência importada, que desce para um valor médio de 226,71 kW, face a uma carga média de 245,38 kW, resultando numa diferença média de cerca de 18,67 kW atribuída à geração fotovoltaica.

O período de maior geração solar ocorre entre as 10h e as 14h, durante o qual a potência média importada, obtida pela média dos valores instantâneos nesse intervalo, reduz-se para 176,22 kW, face a uma carga média de 246,63 kW, sendo compensados, em média, cerca de 70,42 kW pela produção fotovoltaica. No intervalo das 10h às 18h, a potência média importada aumenta para 188,38 kW, mantendo-se relativamente elevada apesar da contribuição solar. Após as 15h, verifica-se uma redução acentuada da potência gerada pelos sistemas fotovoltaicos e, entre as 15h e as 20h, a potência média importada aproxima-se novamente da carga.

Considerando o dia completo, a potência média importada é de 157,18 kW, o que corresponde a 90,9% da carga média diária, evidenciando que, mesmo com a presença de sistemas fotovoltaicos, a dependência da rede elétrica durante o inverno permanece muito elevada.

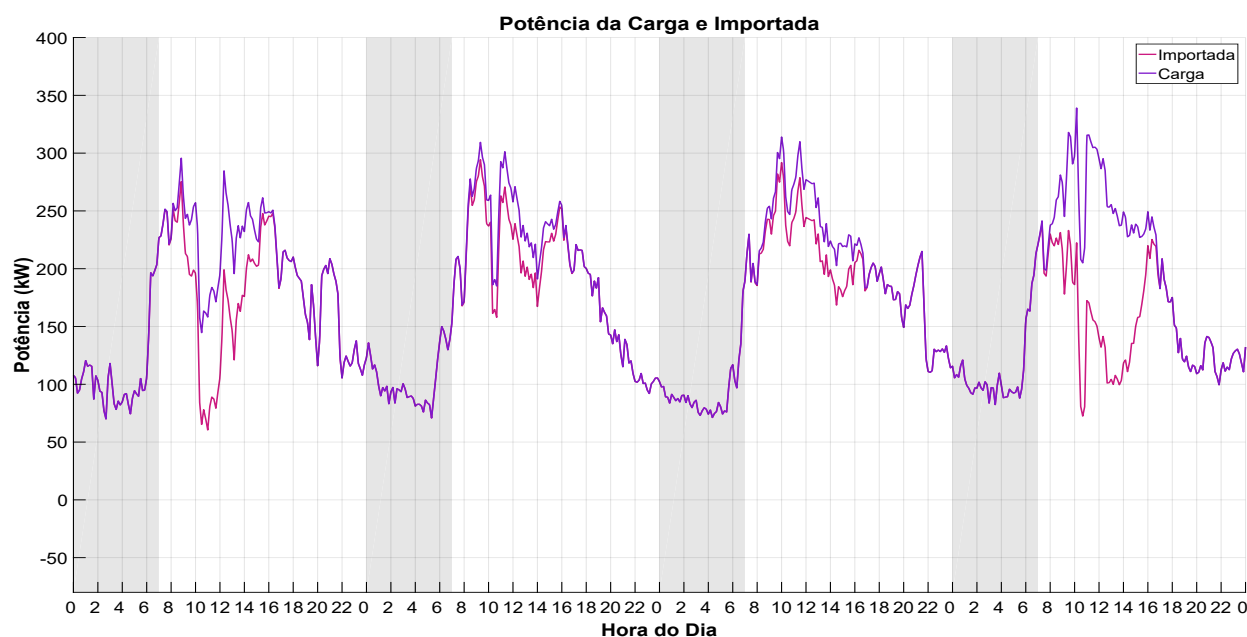


Figura 4.8: Curva da potência de consumo e da importada da rede elétrica pública com PV em quatro dias no inverno

A Figura 4.9 evidencia a baixa disponibilidade solar nesta estação. Com base na média dos quatro dias, a Taxa de Autossuficiência instantânea (TAS_i) global diária é de apenas 7,28%, apresentando uma forte variação horária e elevada dependência das condições meteorológicas.

Durante a madrugada (00h-07h) e no período noturno (18h-24h), a TAS_i é nula, refletindo a inexistência de produção. Entre as 07h e as 09h, a média é de apenas 3,07%, com valores máximos a rondar os 9,72%, não se registrando qualquer período com uma autossuficiência acima de 50%. No período das 10h-18h, a média da TAS_i atinge os 19,23%, indicando que, mesmo nas horas de maior radiação, a cobertura da carga raramente ultrapassa os 40%. Em média, apenas durante 1,15 horas por dia é que a TAS_i supera os 50%, não se verificando períodos com valores acima de 70%. Estes resultados confirmam que, no Inverno, a produção fotovoltaica cobre apenas uma fração modesta da procura energética, sendo insuficiente para reduzir significativamente a dependência da rede elétrica, especialmente nos dias com menor radiação solar.

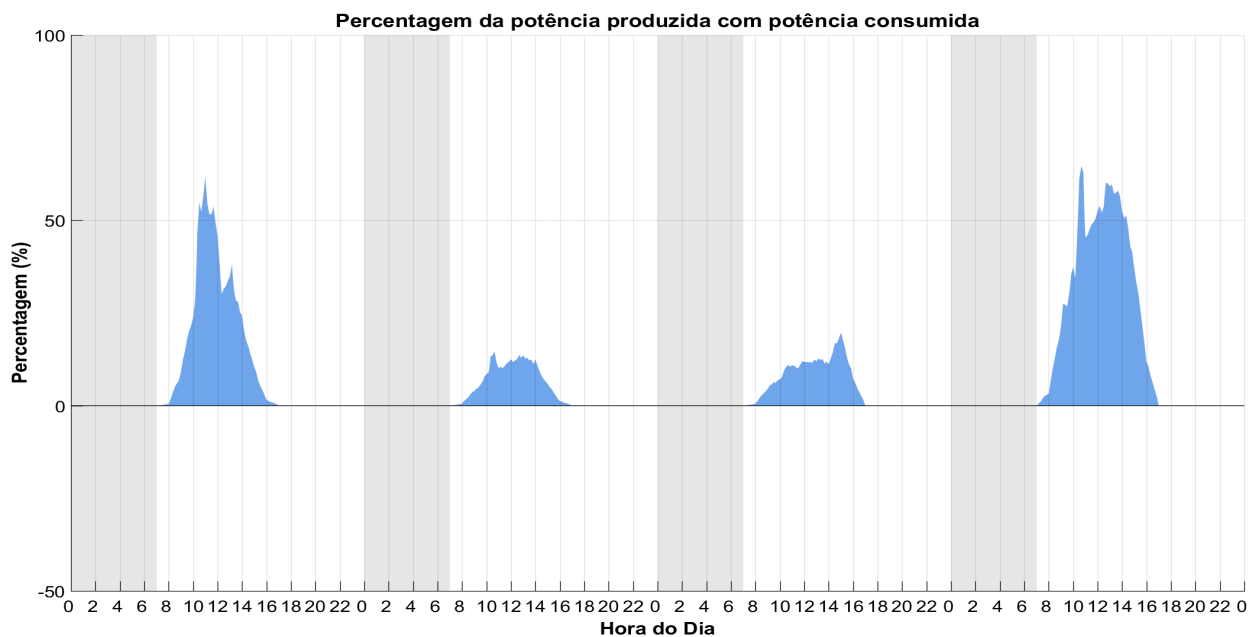


Figura 4.9: Rácio de autoconsumo instantâneo com produção dos painéis solares no inverno

Consequentemente, o impacto económico da geração fotovoltaica também é reduzido. Ainda que se observe alguma atenuação da curva nos períodos centrais de dias mais favoráveis, o valor final do custo com produção local atinge os 1820,43 €, bastante próximo do cenário sem PV.

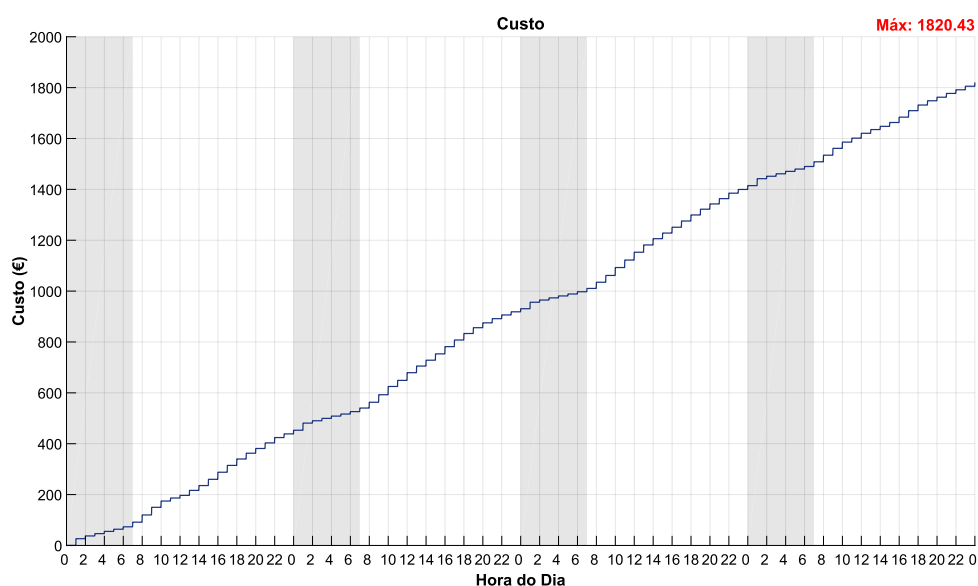


Figura 4.10: Custo do consumo de energia elétrica consumida ao fim de quatro dias no cenário com produção fotovoltaica no inverno

A poupança líquida resultante é de apenas 203,50 €, correspondendo a uma redução de 10,1% face ao custo de referência.

Tabela 4.5: Comparação dos custos acumulados com e sem sistema fotovoltaico após quatro dias de simulação no inverno

Cenário	Custo Total (€)	Diferença Absoluta (€)	Redução Percentual (%)
Referência	2023,93	-	-
Com PV (inverno)	1820,43	203,5	10,1

No que respeita às emissões de CO₂ equivalente, e utilizando novamente a Equação (4.1) com o fator de emissão de referência de 0,167 kgCO₂e/kWh, a redução de produção fotovoltaico reflete diretamente maiores emissões de CO₂e. A energia fotovoltaica gerada durante o inverno permitiu evitar a emissão de 282,2 kgCO₂e, comparativamente aos 868,1 kgCO₂e evitados durante o verão. Comparativamente ao verão, os resultados de inverno evidenciam uma eficácia muito inferior ao sistema fotovoltaico, tanto do ponto de vista económico como ambiental. Ainda que exista alguma produção útil em dias de maior radiação, a contribuição global do sistema no inverno é limitada, reforçando a importância de considerar a variabilidade sazonal na análise do desempenho anual de sistemas de autoconsumo.

Tabela 4.6: Comparação das emissões totais de CO₂ equivalente do consumo de energia elétrica com e sem sistema fotovoltaico após quatro dias de simulação no inverno

Cenário	Emissões Totais (kgCO ₂ e)	Diferença Absoluta (kgCO ₂ e)	Redução Percentual (%)
Referência	2802,7	-	-
Com PV (inverno)	2520	282,2	10,1

4.3 Contribuição dos Grupos eletrogéneos e Geração Solar

Neste capítulo analisa-se a integração da energia proveniente dos grupos eletrogéneos no sistema, mantendo a produção fotovoltaica e sem inclusão de armazenamento de energia. A avaliação é realizada para os períodos de verão e inverno, comparando os resultados com o cenário de referência composto exclusivamente por PV. Salvo indicação em contrário, todos os valores apresentados (energias, potências, custos e emissões) correspondem à média dos quatro dias simulados.

4.3.1 Desempenho dos Grupos eletrogêneos e Geração Solar no Verão

A Figura 4.11 evidencia os períodos e potências em que a bancada de testes é utilizada (com limite de 220 kW), registrando picos elevados de curta duração. Embora o aproveitamento desta energia seja economicamente vantajoso para a fábrica, estas variações súbitas podem representar um desafio para a estabilidade da rede interna.

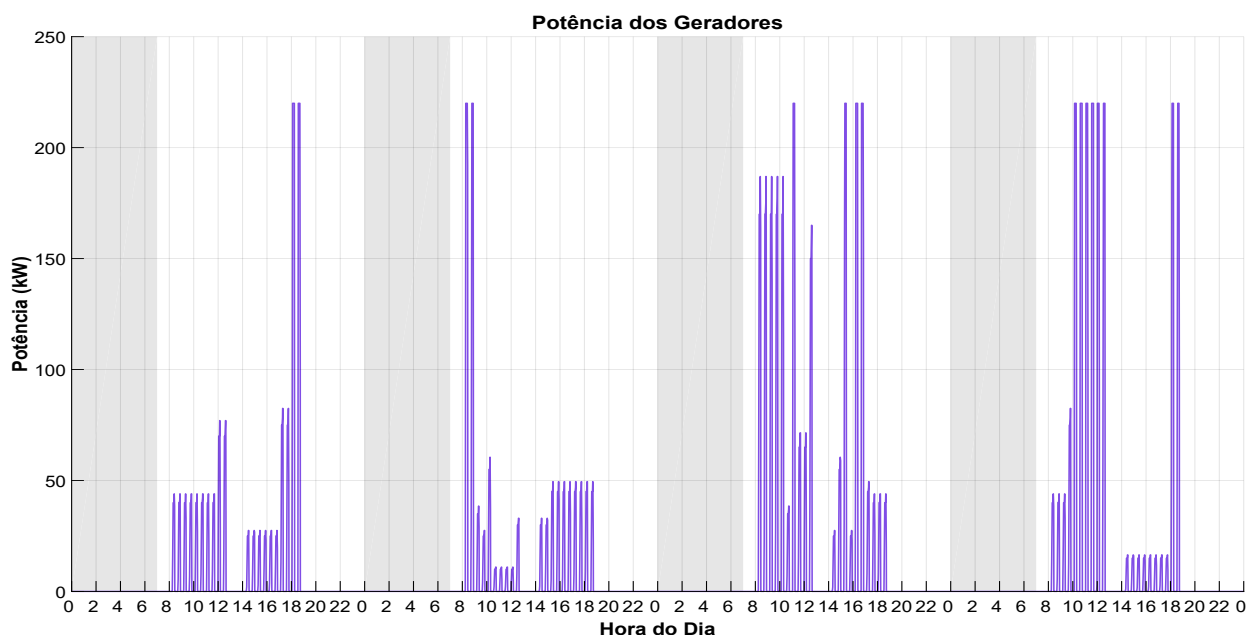


Figura 4.11: Curva de potência ativa dos GE injetado na rede da fábrica nos quatro dias simulados

Na Figura 4.12 apresentam-se as curvas de potência num cenário com GE, tendo como base de comparação o cenário de referência, representado na Figura 4.4. Durante a noite (00h-07h), o perfil mantém-se praticamente idêntico ao cenário de referência, uma vez que não existe contribuição nem da geração fotovoltaica nem dos GE. Entre as 07h e as 10h, com produção fotovoltaica ainda reduzida (potência média de 18,67 kW), os GE injetam no total de 63,06 kWh em curtos períodos, correspondentes a funcionamento intermitente, diminuindo a potência média importada da rede em 9,3% face ao cenário apenas com PV.

No intervalo mais alargado das 10h às 18h, os PV fornecem 366,47 kWh e os GE 170,08 kWh, valores energéticos acumulados ao longo do período, o que se traduz numa redução da potência média importada, calculada pela média dos valores instantâneos nesse intervalo, de 188,38 kW para 167,12 kW, representando uma diminuição de 11,3%.

Já no período da tarde (15h-20h), quando a geração fotovoltaica é residual, os GE contribuem com 101,96 kWh, permitindo estabilizar a potência média importada em 169,46 kW e evitando a subida para 189,85 kW registada no cenário sem GE.

No balanço diário, os GE adicionam 277,39 kWh à geração local, reduzindo a energia importada da rede de 3772,4 kWh para 3495,0 kWh, o que representa uma diminuição de 7,3% do consumo da rede e um aumento da quota de geração local de 10,1% para 16,7% da carga total.

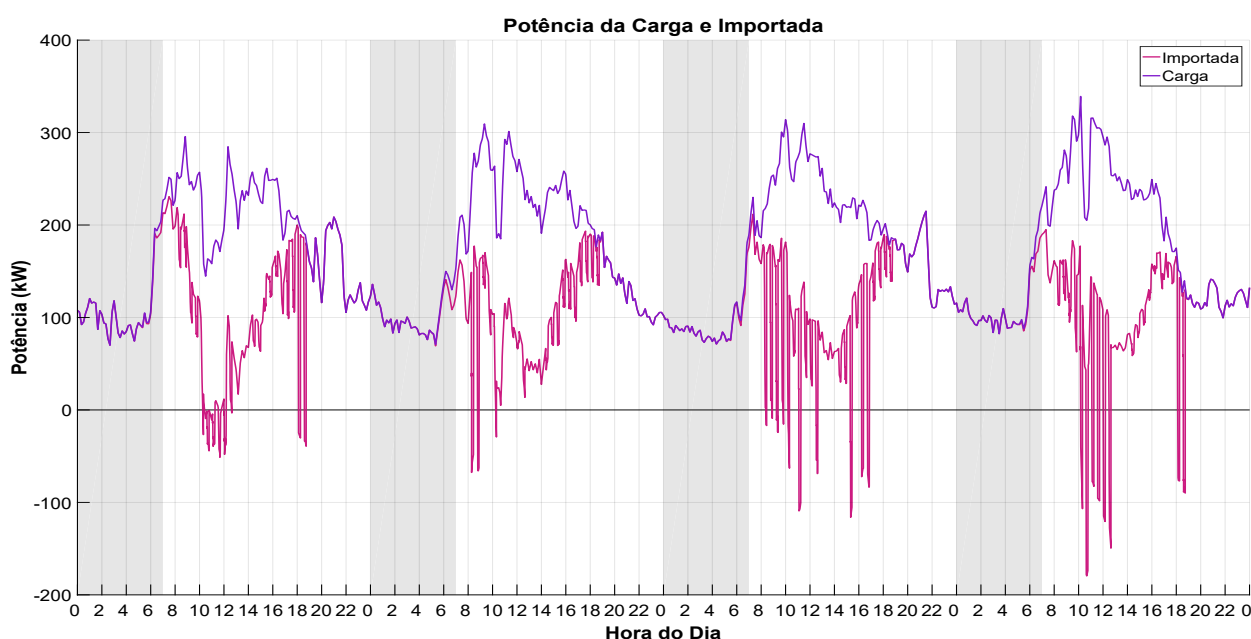


Figura 4.12: Curva da potência de consumo e da importada da rede elétrica pública com PV e injeção de GE em quatro dias no verão

A Figura 4.13 mostra a variação da Taxa de Autossuficiência instantânea (TAS_i) resultante da integração dos GE, tomando como referência os valores do cenário sem os GE apresentados na Figura 4.5.

A média diária dos quatro dias aumenta de 22,9% para 27,9%, representando um acréscimo de cerca de 5 pontos percentuais na quota de geração local que suporta a carga. No período de maior geração solar (10h-18h), a média da TAS_i passa de 55,3% para 64,1%, verificando-se um aumento de cerca de 1 hora no tempo em que a autossuficiência se mantém acima dos 50%, bem como dos 70%. Este incremento evidencia uma contribuição mais robusta para a redução da importação de energia da rede elétrica, demonstrando que a integração dos GE permite colmatar lacunas de geração e elevar o patamar de independência energética da instalação.

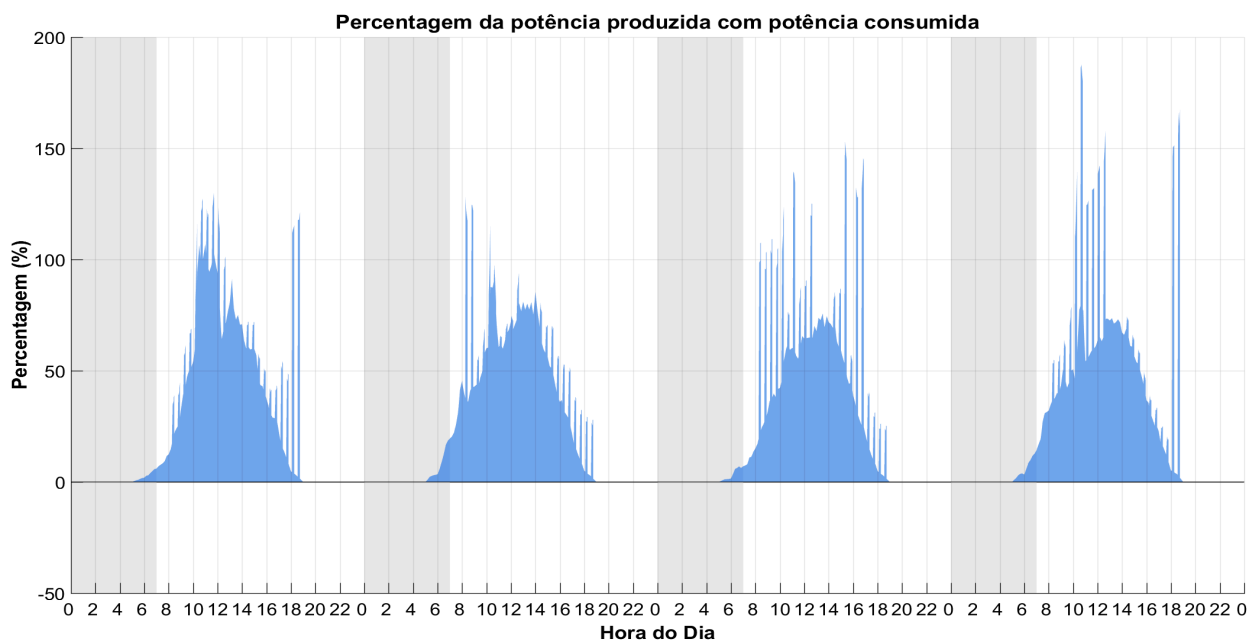


Figura 4.13: Curva do rácio de autoconsumo instantâneo com a produção local com PV e da injeção dos GE em quatro dias no verão

A introdução dos GE reduz o custo acumulado de 2023,93 € para 1297,68 €, resultando numa poupança adicional de 726,25 € e elevando a redução total face ao cenário com apenas os PV de 5,2%. A tabela mostra ainda que a inclinação da curva de custo é menos acentuada durante os períodos de operação dos GE, especialmente nas horas centrais do dia, refletindo a diminuição da importação da rede e o consequente ganho económico.

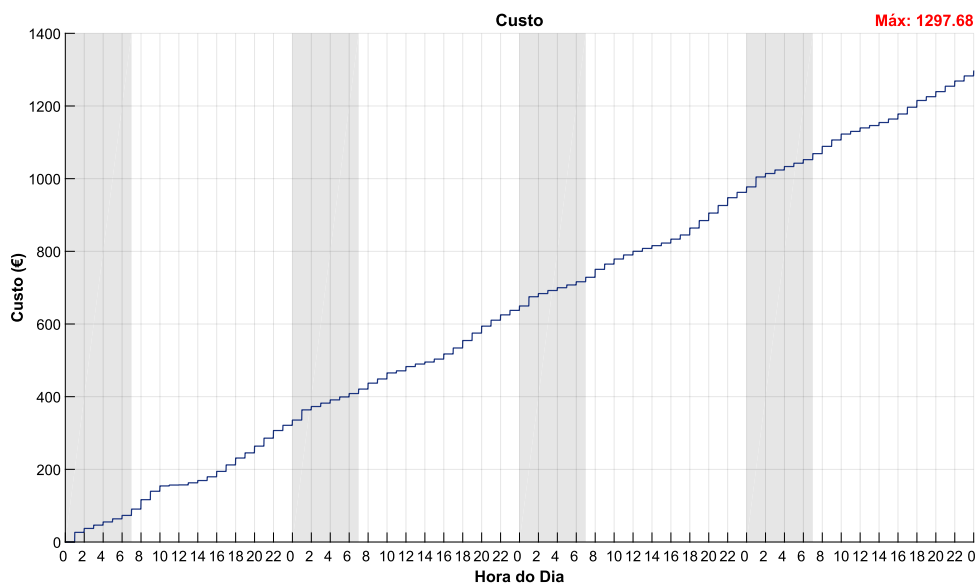


Figura 4.14: Custo do consumo de energia elétrica consumida ao fim de quatro dias no cenário com produção fotovoltaica e com GE no verão

Tabela 4.7: Comparação dos custos acumulados com sistema fotovoltaico e GE após quatro dias de simulação no verão

Cenário	Custo Total (€)	Diferença Absoluta (€)	Redução Percentual (%)
Referência	2023,93	-	-
Com PV (verão)	1399,65	624,28	30,8
Com PV e GE (verão)	1297,68	726,25	36

Com base na Tabela 4.8, a integração dos GE juntamente com PV reduz as emissões totais de 1934,1 kgCO₂e para 1748,8 kgCO₂e, representando uma diminuição adicional de 185,3 kgCO₂e comparativamente com apenas os PV (7%). A diferença resulta do aumento da quota de geração local proporcionada pelos GE, que substitui parte da energia importada da rede elétrica, associada a maior fator de emissão. O efeito é particularmente evidente nos períodos de menor produção solar, onde os GE contribuem para manter a importação em níveis mais baixos e, consequentemente, reduzir as emissões associadas.

Tabela 4.8: Comparação das emissões totais de CO₂ equivalente do consumo de energia elétrica com PV e GE após quatro dias de simulação no verão

Cenário	Emissões Totais (kgCO ₂ e)	Diferença Absoluta (kgCO ₂ e)	Redução Percentual (%)
Referência	2802	-	-
Com PV (verão)	1934,1	868,1	31
Com PV e GE (verão)	1748,8	1053,2	38

4.3.2 Desempenho dos Grupos eletrogêneos e Geração Solar no Inverno

Alterando a produção dos painéis solares para a curva de inverno e mantendo a mesma curva de potência dos GE ilustrados na Figura 4.11, é feita a análise abaixo.

Na Figura 4.15 apresentam-se as curvas de potência para o cenário com GE, comparando-o com o cenário apenas com PV ilustrado na Figura 4.8. A análise é efetuada com base na potência média importada, calculada a partir da média dos valores instantâneos de potência registados em cada intervalo temporal, enquanto os valores expressos em kWh dizem respeito à energia acumulada.

Durante a noite (00h-07h), não se verifica qualquer diferença entre os cenários, mantendo-se a potência média importada em 103,43 kW, uma vez que não existe produção fotovoltaica nem operação dos GE. Entre as 07h e as 10h, com uma produção fotovoltaica média de 18,67 kW, os GE injetam uma potência média de 21,02 kW, o que permite reduzir a potência média importada da rede de 226,71 kW para 205,69 kW, correspondendo a uma diminuição de cerca de 9,3%.

No período de maior geração solar (10h-18h), a contribuição dos GE resulta numa redução adicional da potência média importada de 21,26 kW. Esta injeção permite diminuir a potência média importada de 188,38 kW para 167,12 kW, o que equivale a uma redução de 11,3% face ao cenário apenas com PV. No final da tarde (15h-20h), quando a geração fotovoltaica é residual, a operação dos GE, com uma potência média de 20,39 kW, reduz a potência média importada para 169,46 kW, evitando o valor médio de 189,85 kW verificado no cenário sem GE.

Em termos diários, a energia média importada da rede diminui de 3772,4 kWh para 3495 kWh, correspondendo a uma redução global de 7,3%.

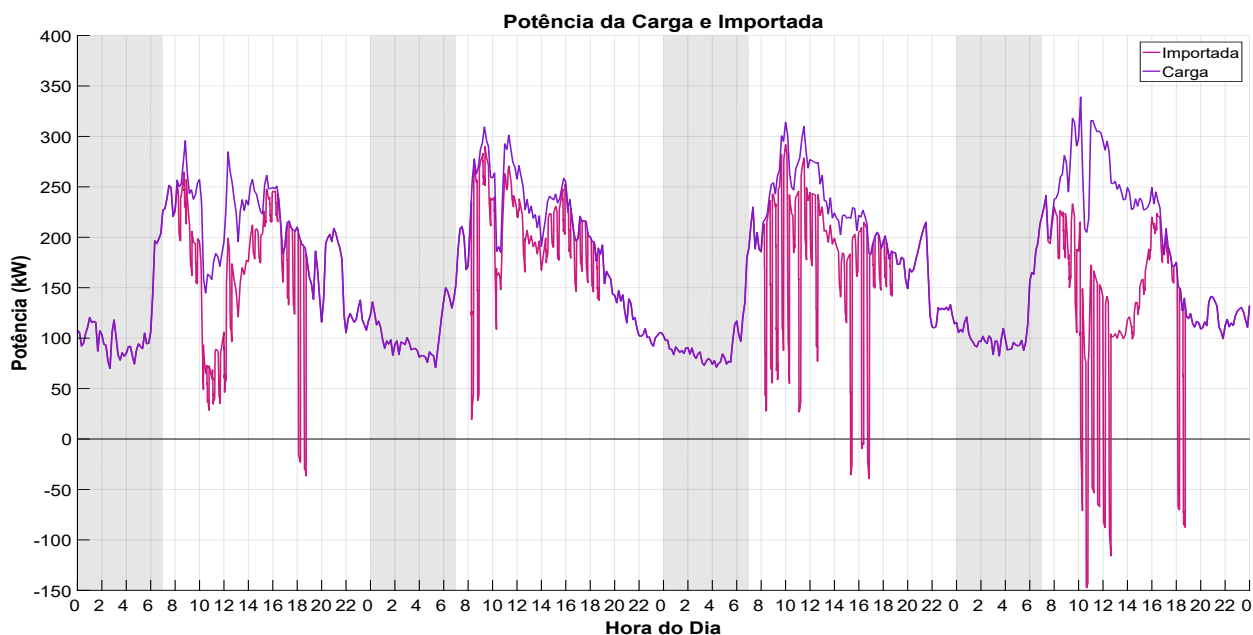


Figura 4.15: Curva de consumo e importada da rede elétrica pública com PV em quatro dias no inverno

Na Figura 4.16 observa-se que na média dos quatro dias, a TAS_i diária total aumenta de 7,28% para 12,29%, representando um acréscimo de cerca de 5 pontos percentuais na cobertura da carga por fontes locais.

No período compreendido entre as 10h e as 18h, a média sobe de 19,23% para 27,98%, reforçando a redução da importação da rede elétrica pública observada na Figura 4.15. Além disso, o tempo médio diário em que a TAS_i se mantém acima de 50% aumenta de 1,15 horas para 1,68 horas e, no caso de valores superiores a 70%, passa de zero para cerca de 36 minutos. Este ganho evidencia que a integração dos GE no Inverno contribui de forma significativa para elevar a quota de geração local, sobretudo nas horas de maior carga diurna, reduzindo a dependência externa mesmo em períodos de baixa radiação solar.

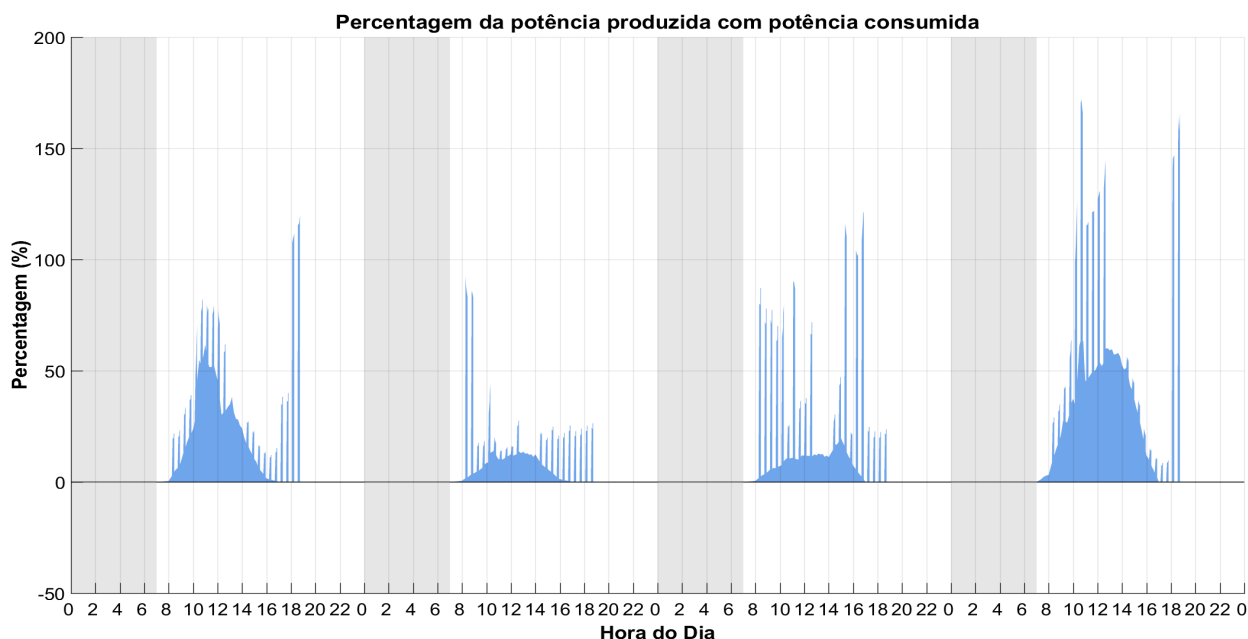


Figura 4.16: Curva do rácio de autoconsumo instantâneo com a produção local com PV e da injeção dos GE em quatro dias no inverno

Na Tabela 4.9 verifica-se que a integração dos GE no cenário com os PV reduz o custo acumulado de 1820,43 € para 1701,13 €, representando uma poupança adicional de 119,30 € face ao cenário apenas com os PV e elevando a redução total em relação ao cenário de referência de 10,1% para 16,0%. Como seria expectável, estes valores absolutos de custo são superiores aos registados no verão, uma vez que, conforme observado na Figura 4.15, a menor irradiação solar no inverno reduz a produção fotovoltaica, aumentando o consumo proveniente da rede e, conseqüentemente, o custo total. A figura evidencia ainda que a inclinação da curva de custo é menos acentuada durante os períodos de operação dos GE, confirmando o contributo económico da geração adicional.

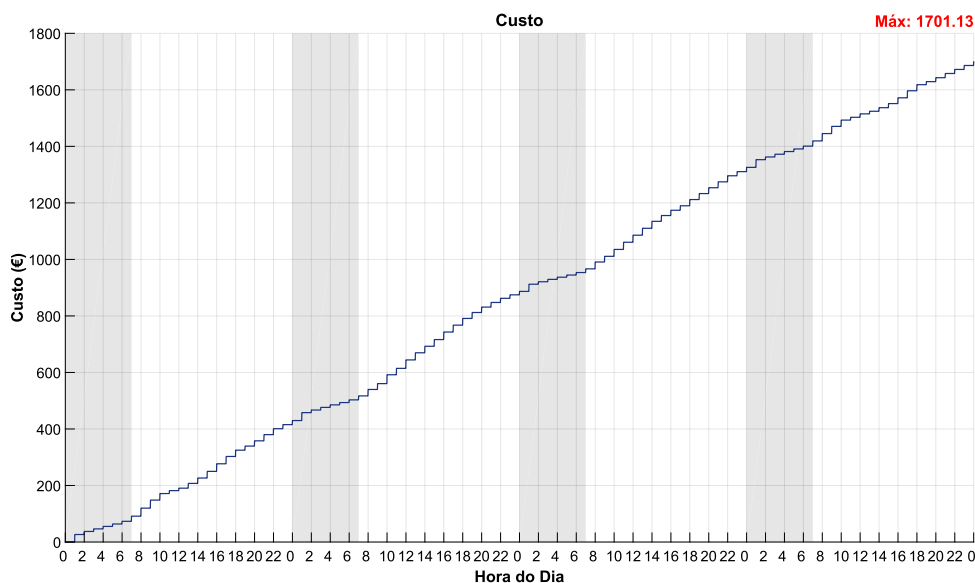


Figura 4.17: Custo do consumo de energia elétrica consumida ao fim de quatro dias no cenário com produção fotovoltaica e com GE no inverno

Tabela 4.9: Comparação dos custos acumulados com sistema fotovoltaico e GE após quatro dias de simulação no inverno

Cenário	Custo Total (€)	Diferença Absoluta (€)	Redução Percentual (%)
Referência	2023,93	-	-
Com PV (inverno)	1820,43	203,5	10,1
Com PV e GE (inverno)	1701,13	322,8	16

A Tabela 4.10 mostra que, no inverno, a integração dos GE juntamente com os PV reduz as emissões totais de 2520,0 para 2334,7 kgCO₂e, uma diminuição adicional de 185,3 kgCO₂e face ao caso apenas com os PV é uma redução global de 16,7% relativamente ao cenário de referência.

Tabela 4.10: Comparação das emissões totais de CO₂ equivalente do consumo de energia elétrica com PV e GE após quatro dias de simulação no inverno

Cenário	Emissões Totais (kgCO ₂ e)	Diferença Absoluta (kgCO ₂ e)	Redução Percentual (%)
Referência	2802	-	-
Com PV (inverno)	2520	282,2	10,1
Com PV e GE (inverno)	2334,7	467,7	16,7

4.4 Contribuição do Sistema de Armazenamento, dos Grupos eletrogéneos e Geração Solar

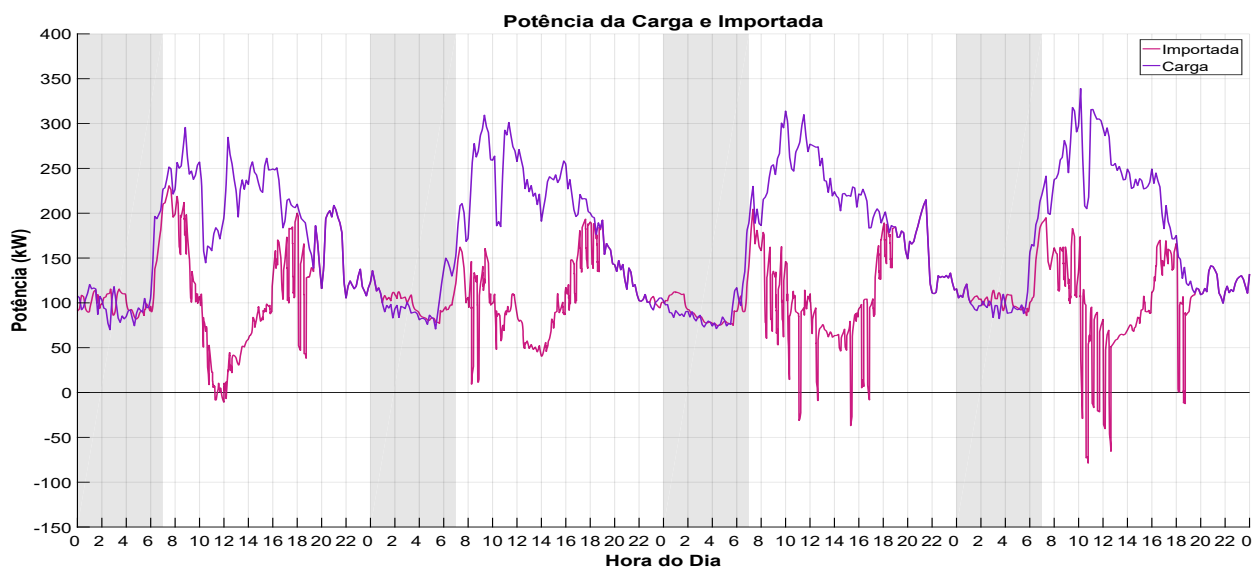
Neste subcapítulo, procede-se à análise do impacto conjunto do sistema de armazenamento de energia, grupos eletrogéneos e geração solar. A investigação contempla duas variantes do sistema de controlo aplicado ao banco de baterias, uma versão com lógica *fuzzy* simplificada e outra com um controlador *fuzzy* avançado que integra a tarifa horária como variável de entrada. Para cada cenário, são utilizados valores médios obtidos ao longo de quatro dias, tanto para as energias como para as potências médias nos diferentes intervalos horários. Os resultados são apresentados para duas estações distintas, verão e inverno, e a análise incide sobre métricas como a redução da potência importada da rede, o custo acumulado da energia e as emissões de CO₂ equivalente, permitindo comparar a eficácia de cada abordagem de controlo na maximização do autoconsumo e na minimização dos custos operacionais e ambientais da instalação.

4.4.1 Desempenho do Controlador *Fuzzy* Desconsiderando a Tarifa no Verão

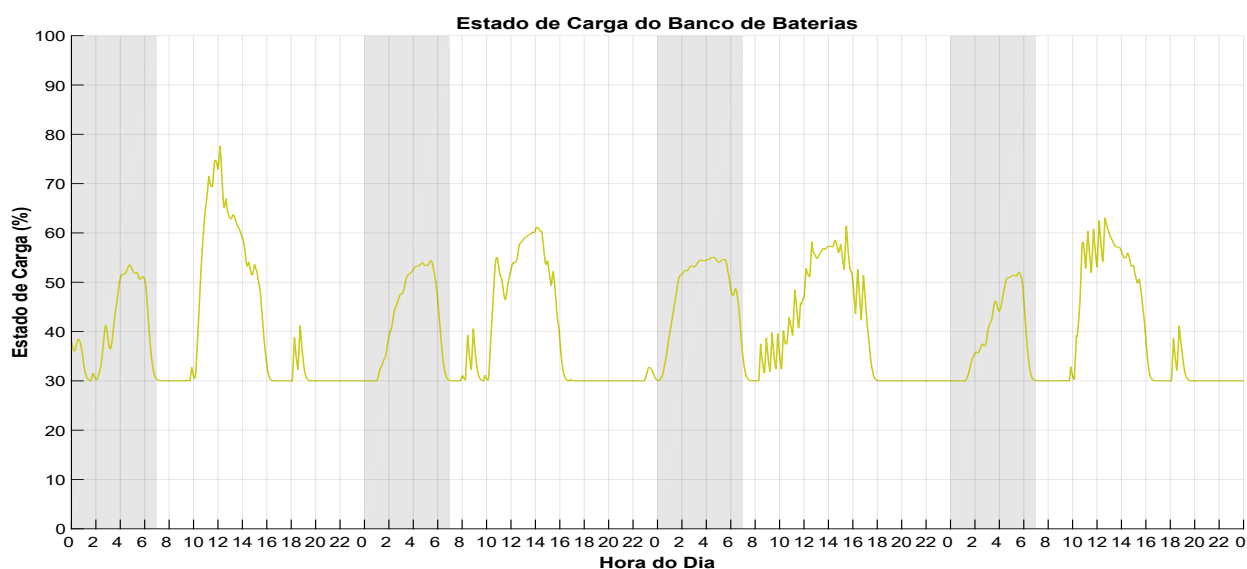
Neste cenário, avalia-se o impacto do sistema de armazenamento aliado à produção fotovoltaica, utilizando um controlador *fuzzy* que opera sem considerar a tarifa energética como variável de entrada. A análise é centrada no comportamento do armazenamento ao longo do dia, refletido nas curvas de potência importada da rede,

$$P_{\text{rede}} = P_{\text{load}} - P_{\text{pv}} - P_{\text{bat}} \quad (4.4)$$

no estado de carga do banco de baterias, na sua potência de operação e no resultado económico e ambiental.



(a)



(b)

Figura 4.18: (a): Curva de potência de consumo e importada da rede elétrica pública com PV, GE e armazenamento em quatro dias no verão. (b): Estado de Carga da bateria (lógica *fuzzy* **desconsiderando** tarifa no verão)

Na Figura 4.18, durante o período noturno (00h-07h), a energia importada média nos quatro dias foi de 708,81 kWh, correspondente a uma potência média de 101,26 kW, ligeiramente inferior à carga média de 723,99 kWh (103,43 kW). Estes valores refletem que, durante a noite o armazenamento carrega aproveitando o baixo consumo. Por volta das 06h descarrega devido ao aumento da carga e de ter já um SoC considerável, iniciando acima dos 50%. Entre as 07h e as 10h, a energia importada média foi de 436,49 kWh face à carga de 736,13 kWh. Esta diferença é explicada principalmente pela injeção do GE e pela

contribuição dos PV, que atenuam a dependência da rede num período em que o consumo começa a aumentar.

No período entre as 10h e as 14h, verifica-se uma redução de 752,65 kWh da energia importada, valor inferior ao registado no cenário sem armazenamento. Esta diferença deve-se ao facto de, neste intervalo, o BESS absorver o excedente proveniente da produção fotovoltaica e dos GE, resultando num aumento do consumo interno de 40,85 kWh face à situação sem banco de baterias, equivalente a um aumento de 26,4% de SoC.

Considerando o período integral de 24 horas, a energia importada média dos quatros dias foi de 2617 kWh (109,04 kW médios) para uma carga de 4194,90 kWh (174,79 kW médios), refletindo o efeito combinado da geração solar, do armazenamento e do grupos eletrogéneos na redução da energia equivalente a 37,6%.

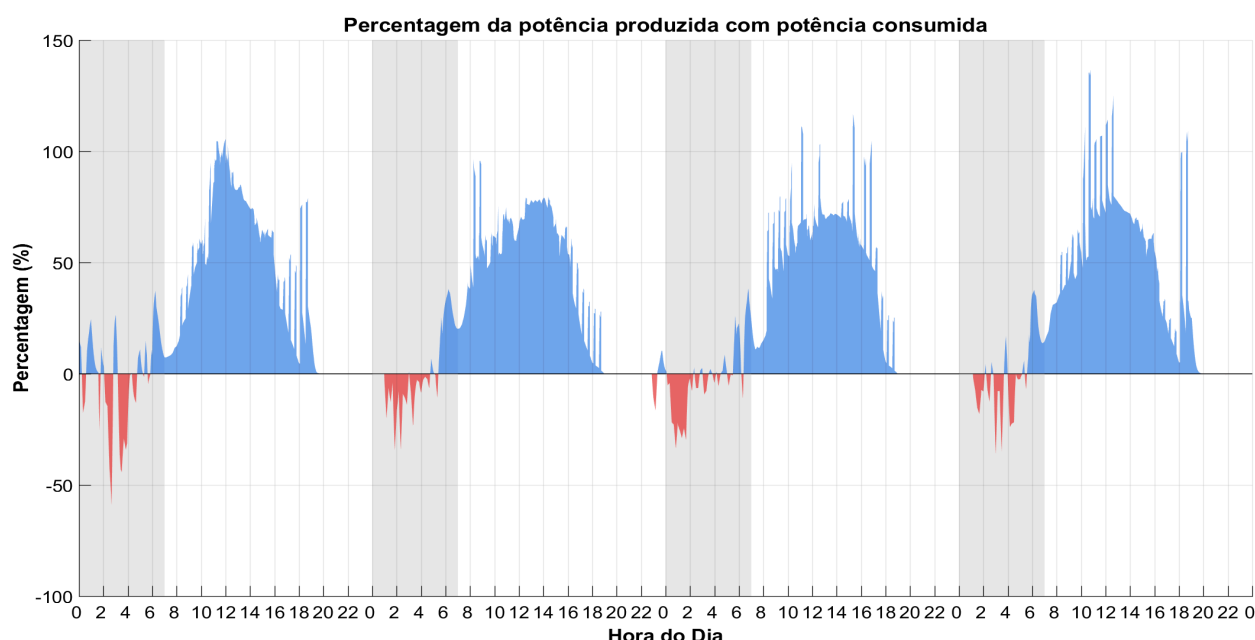


Figura 4.19: Curva do rácio de autoconsumo instantâneo com a produção local com PV, GE e armazenamento (lógica fuzzy **desconsiderando** a tarifa) no verão

Para efeitos de interpretação da Figura 4.19, a convenção gráfica utilizada indica que os valores positivos (curva azul) representam a potência da produção local a suprir a carga da fábrica (TAS_i), enquanto os valores negativos (curva vermelha) indicam um consumo adicional de energia, resultante do carregamento do sistema de baterias (BESS).

No período das 00h às 07h da Figura 4.19, a média da TAS_i passa de 1,37% (sem BESS, Figura 4.13) para -0,96% (com BESS). Este valor negativo reflete a utilização de

energia para o carregamento da bateria durante estas horas, o que aumenta o consumo total da instalação e justifica o rácio negativo nesta métrica de cobertura de carga.

Entre as 07h e as 09h, a média da TAS_i mantém-se praticamente inalterada, passando de 32,09% para 31,42%, revelando que a intervenção do armazenamento neste intervalo é mínima em comparação com o cenário sem armazenamento.

No período das 10h às 14h, que coincide com o pico de produção fotovoltaica e operação dos GE, a TAS_i diminui ligeiramente de 81,75% para 76,46% face ao cenário sem armazenamento, como reflexo do desvio de potência para o carregamento do BESS. Apesar desta redução momentânea na cobertura direta da carga, o tempo médio com uma TAS_i superior a 50% mantém-se estável (de 3,94h para 3,95h) e o tempo acima de 70% sofre uma variação residual (de 2,73h para 2,66h).

No horário das 10h às 18h, período de maior produção fotovoltaica e operação dos GE, observa-se uma pequena redução da média da TAS_i de 64,09% (sem armazenamento) para 63,72% (com armazenamento). Contudo, o tempo médio diário com uma TAS_i acima de 50% aumenta de 5,68 horas para 6,38 horas, indicando um prolongamento de uma elevada penetração de produção local ao longo do dia, devido à gestão da energia excedente armazenada para utilização posterior.

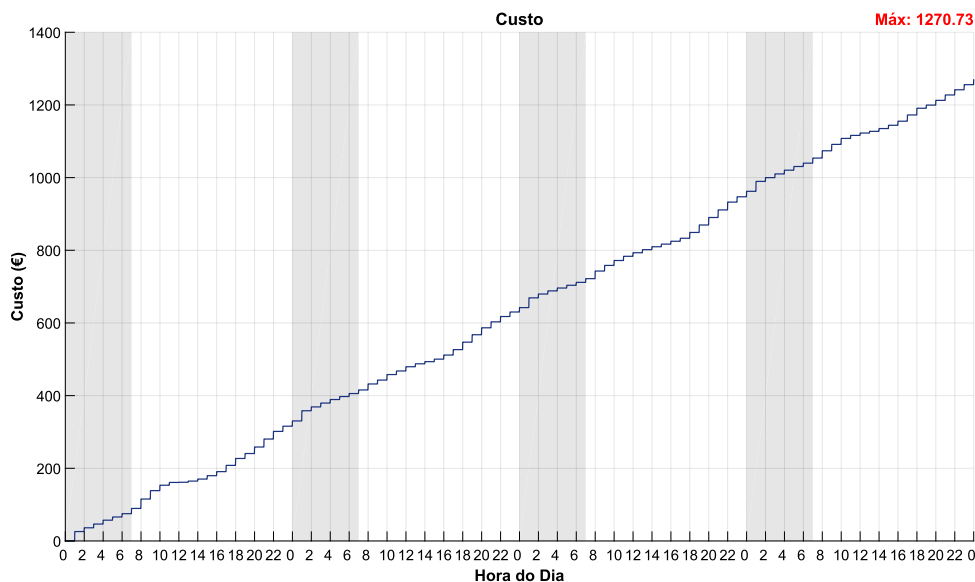


Figura 4.20: Custo do consumo de energia elétrica consumida ao fim de quatro dias no cenário com produção fotovoltaica, com GE e armazenamento de energia (lógica *fuzzy* **desconsiderando** tarifa) no verão

Na Figura 4.20 observa-se que, face ao cenário com os PV e GE, a adição do armazenamento baixa o custo acumulado para 1270,73 €, ou seja, -26,95 € (-2,1%) adicionais

em quatro dias. Em relação ao cenário de referência, a redução global atinge -753,3 € (37,2%), conforme resumido na Tabela 4.11. O ganho incremental é deliberadamente contido, coerente com a capacidade limitada do banco de baterias (197,54 Ah). Ainda assim, o armazenamento melhora o perfil de custo ao deslocar energia de baixo preço para períodos de maior valor.

Tabela 4.11: Comparação dos custos acumulados com sistema fotovoltaico, GE e armazenamento (lógica *fuzzy desconsiderando* tarifa) após quatro dias de simulação no verão

Cenário	Custo Total (€)	Diferença Absoluta (€)	Redução Percentual (%)
Referência	2023,93	-	-
Com PV (verão)	1399,65	624,28	30,8
Com PV e GE (verão)	1297,68	726,25	36
Com PV, GE e armazenamento (verão, <i>fuzzy sem</i> tarifa)	1270,73	753,3	37,2

Na Tabela 4.12 observa-se que a incorporação do armazenamento (*fuzzy sem tarifa*) praticamente não altera o balanço de emissões 1748,2 kgCO₂e, um decréscimo marginal de 0,6 kgCO₂e adicionais relativamente ao cenário anterior. Este resultado é consistente com o papel do armazenamento, apenas desloca consumo no tempo, mas pouco altera a energia total importada, que é o que determina as emissões.

Tabela 4.12: Comparação das emissões totais de CO₂ equivalente do consumo de energia elétrica com PV, GE e armazenamento (lógica *fuzzy desconsiderando* tarifa) após quatro dias de simulação no verão

Cenário	Emissões Totais (kgCO ₂ e)	Diferença Absoluta (kgCO ₂ e)	Redução Percentual (%)
Referência	2802	-	-
Com PV (verão)	1934,1	868,1	31
Com PV e GE (verão)	1748,8	1053,2	38
Com PV, GE e armazenamento (verão, <i>fuzzy sem</i> tarifa)	1748,2	1053,6	38

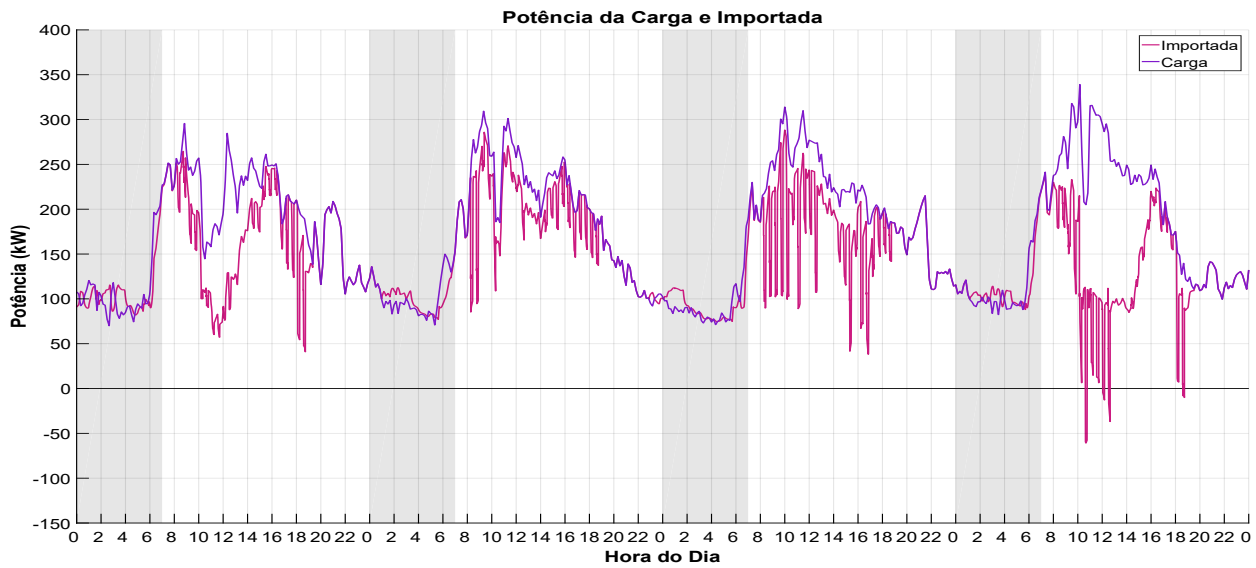
4.4.2 Desempenho do Controlador *Fuzzy* Desconsiderando a Tarifa no inverno

No período de inverno, a potência importada da rede acompanha de perto o perfil da carga, verificando-se alívios pontuais apenas quando a produção fotovoltaica e a operação dos GE coincidem. Entre as 00h e as 07h, a potência média importada, calculada a partir da média dos valores instantâneos de potência nesse intervalo, é de 103,19 kW, o que corresponde a uma energia importada acumulada de 722,3 kWh. Durante este período, o banco de baterias apresenta uma intervenção residual, uma vez que o estado de carga (SoC) aumenta até 53,6% e, posteriormente, descarrega no mesmo intervalo até cerca de 30%.

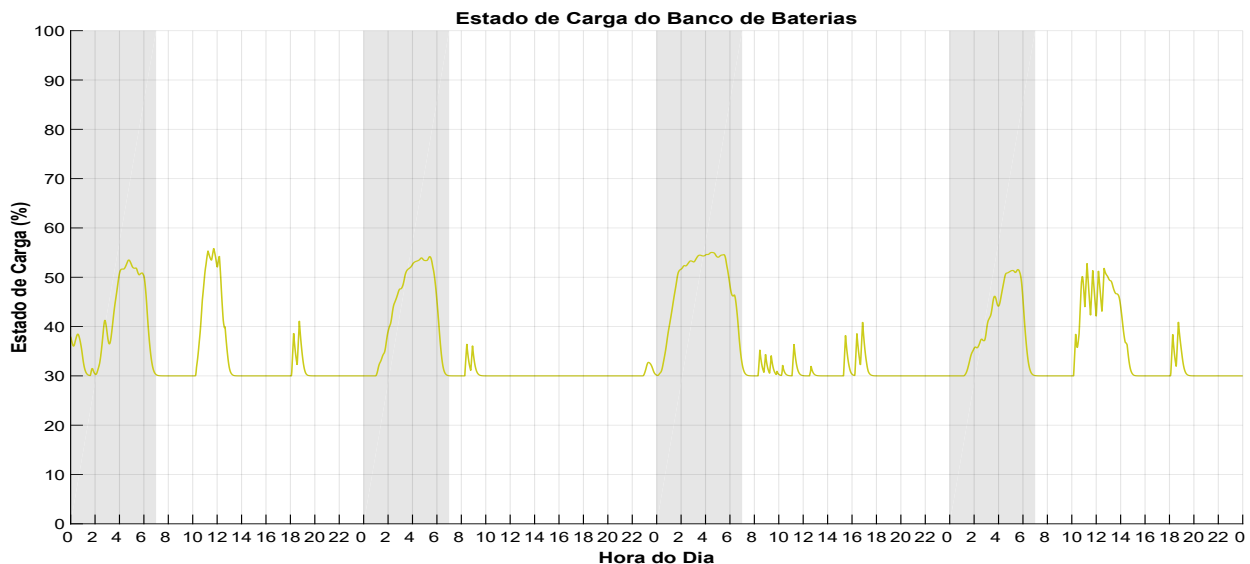
Entre as 07h e as 10h, com a produção fotovoltaica ainda reduzida, a potência média importada aumenta para 205,41 kW, correspondendo a uma energia importada de 616,2 kWh. Neste intervalo, os GE fornecem 63,06 kWh, enquanto o sistema de armazenamento apresenta um balanço energético praticamente neutro.

No período entre as 10h e as 14h, a análise é efetuada em termos energéticos, registando-se uma importação de 607,19 kWh, valor ligeiramente superior ao cenário sem armazenamento (601,48 kWh). Este comportamento resulta da estratégia de operação do banco de baterias, que prioriza o carregamento de 37,72 kWh e, posteriormente, descarrega 32,01 kWh ao longo do mesmo intervalo, não se traduzindo numa redução líquida da energia importada.

No balanço diário, a carga total é de 4194,9 kWh, a energia importada da rede atinge 3493,3 kWh e a geração local totaliza 701,6 kWh, o que permite cobrir 16,7% da procura total. O banco de baterias movimenta 225,41 kWh ao longo do dia, valor equivalente a 157% da capacidade energética nominal do sistema de armazenamento.



(a)



(b)

Figura 4.21: (a): Curva de potência de consumo e importada da rede elétrica pública com PV, GE e armazenamento em quatro dias no inverno. (b): Estado de Carga da bateria (lógica *fuzzy* **desconsiderando** tarifa no inverno)

Na Figura 4.22, a Taxa de Autossuficiência instantânea (TAS_i) é, em média, modesta e fortemente dependente da janela solar disponível.

Entre as 00h e as 07h, a média da TAS_i é negativa (-2,11%, com um mínimo de -40,78%), evidenciando os carregamentos noturnos do banco de baterias (BESS). Das 07h às 09h, a taxa sobe para 10,43% (com um máximo de 45,79%), registrando-se apenas cerca de 0,15 h acima de 50%, o que reflete o início da produção fotovoltaica e injeções pontuais dos GE.

O melhor desempenho ocorre entre as 10h e as 14h, com uma média de 37,97%, permanecendo cerca de 1,46 h acima de 50% e 0,25 h acima de 70%. Ainda assim, a produção permanece abaixo de metade da carga durante boa parte do intervalo, devido à reduzida irradiância de inverno e aos picos de consumo da instalação.

Considerando o período solar alargado (10h-18h), a média desce para 27,69%, com 1,78 h acima de 50% e 0,33 h acima de 70%, demonstrando que a contribuição efetiva é intermitente. Entre as 18h e as 24h, a TAS_i é residual (4,45%), com breves instantes de descarga do BESS acima dos patamares de 50% e 70%.

Comparando o cenário com armazenamento (Figura 4.22) com o cenário sem armazenamento (Figura 4.16), a média diária da TAS_i baixa de 12,29% para 11,61%. Esta diferença é explicada pelo comportamento no período noturno (00h-07h), onde a taxa passa de 0% para -2,11% devido ao carregamento das baterias via rede. Em contrapartida, o armazenamento aumenta ligeiramente o tempo diário com uma TAS_i superior ou igual a 50% (+0,08 h) ao suavizar picos (peak shaving) e ao prolongar a contribuição local fora do pico solar. Já o tempo igual ou superior a 70% reduz-se (-0,47 h), uma vez que o armazenamento absorve parte dos excedentes nas horas de maior produção, atenuando os máximos instantâneos de cobertura direta.

Em suma, no Inverno, a fração de carga suprida localmente é limitada, com o BESS a deslocar energia para o entardecer, mas com um impacto temporal reduzido.

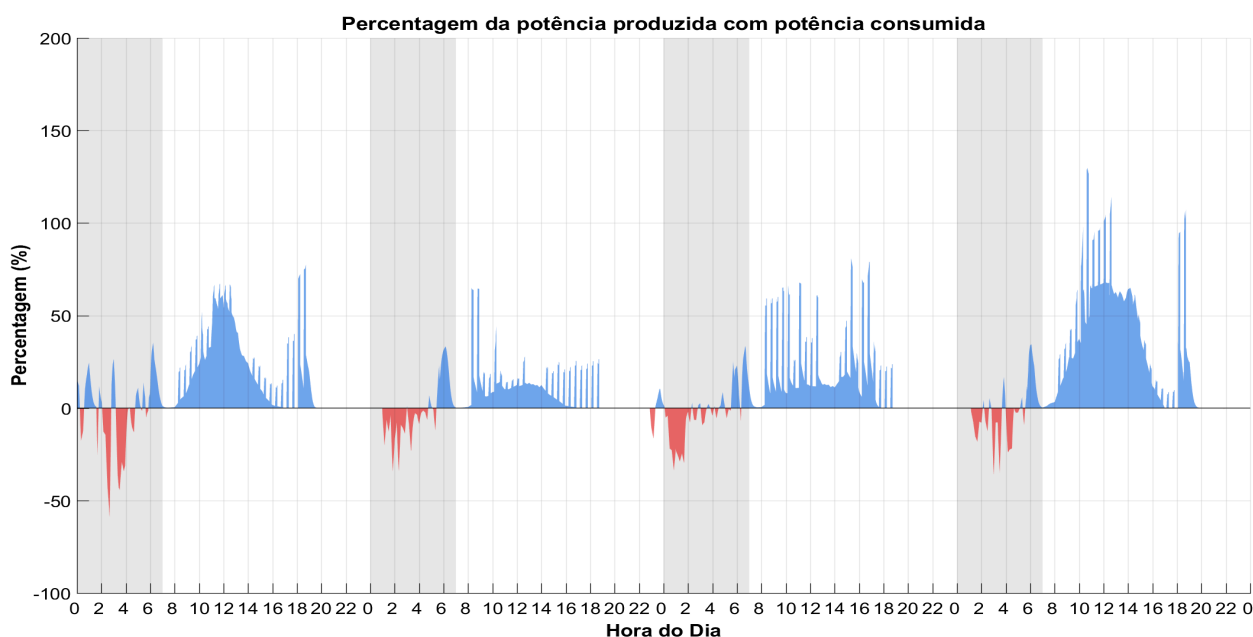


Figura 4.22: Curva do rácio de autoconsumo instantâneo com a produção local com PV , GE e armazenamento (lógica *fuzzy* **desconsiderando** a tarifa) no inverno

Na Figura 4.23, o custo acumulado ao fim dos quatro dias é 1687,98 €. Face ao cenário de referência verifica-se uma redução de 16,6%. Comparando com os cenários anteriores da Tabela 4.13, o acréscimo de GE sobre os PV já baixava o custo para 1701,13 €, a introdução do armazenamento (lógica *fuzzy* sem tarifa) acrescenta mais 13,15 € de poupança a cada quatro dias. Relativamente ao cenário apenas com a integração dos PV, a poupança é de 132,45 €.

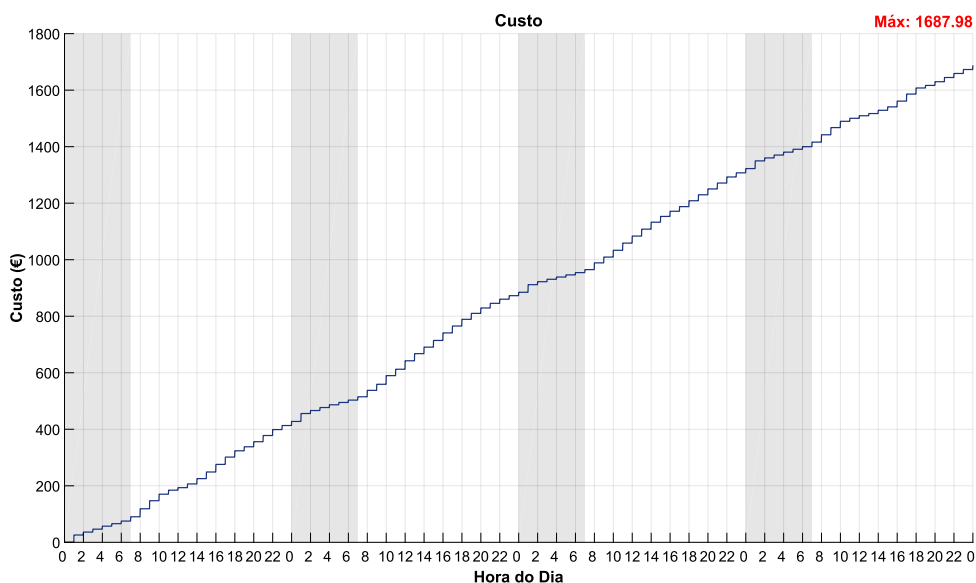


Figura 4.23: Custo do consumo de energia elétrica consumida ao fim de quatro dias no cenário com produção fotovoltaica, com GE e armazenamento (lógica *fuzzy* **desconsiderando** tarifa) no inverno

Tabela 4.13: Comparação dos custos acumulados com sistema fotovoltaico, GE e armazenamento (lógica *fuzzy* **desconsiderando** tarifa) após quatro dias de simulação no inverno

Cenário	Custo Total (€)	Diferença Absoluta (€)	Redução Percentual (%)
Referência	2023,93	-	-
Com PV (inverno)	1820,43	203,5	10,1
Com PV e GE (inverno)	1701,13	322,8	16
Com PV, GE e armazenamento (inverno, <i>fuzzy</i> sem tarifa)	1687,98	335,95	16,6

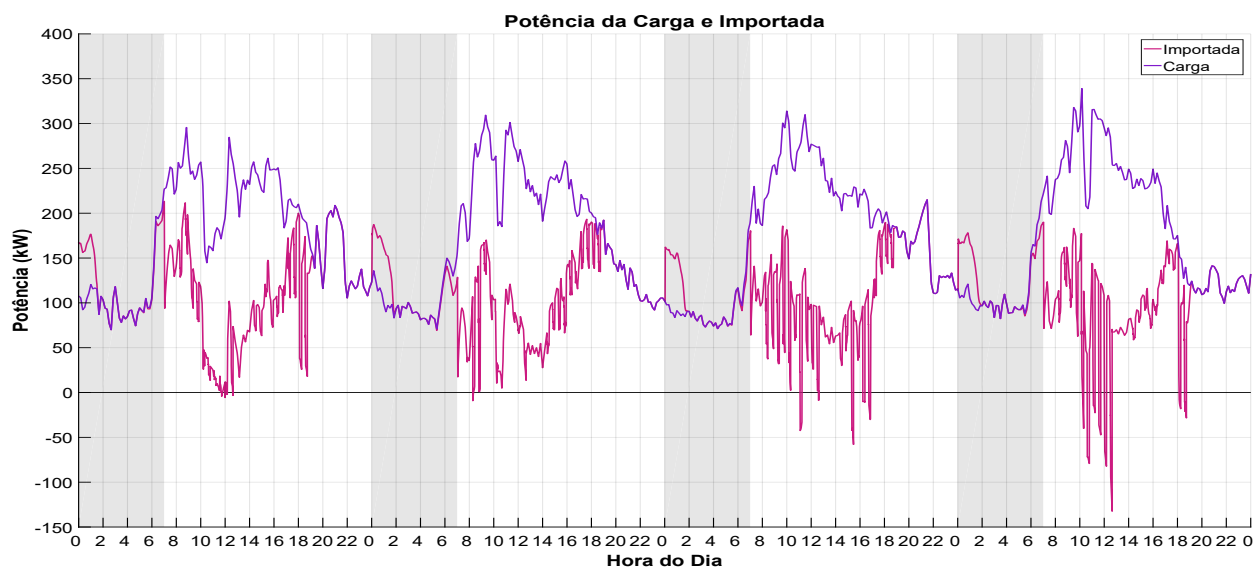
Na Tabela 4.14, o cenário PV com GE e armazenamento (lógica *fuzzy* sem tarifa) totaliza 2333,5 kgCO₂e, o que representa -468,5 kgCO₂e (-16,7%) face ao cenário de referência e -186,5 kgCO₂e (-7,4%) relativamente ao cenário apenas com os PV (2520 kgCO₂e). Comparado com os PV e GE (2334,7 kgCO₂e), o armazenamento acrescenta uma redução marginal de 1,2 kgCO₂e, praticamente irrelevante no balanço global.

Tabela 4.14: Comparação das emissões totais de CO₂ equivalente do consumo de energia elétrica com PV, GE e armazenamento (lógica *fuzzy* **desconsiderando** a tarifa) após quatro dias de simulação no inverno

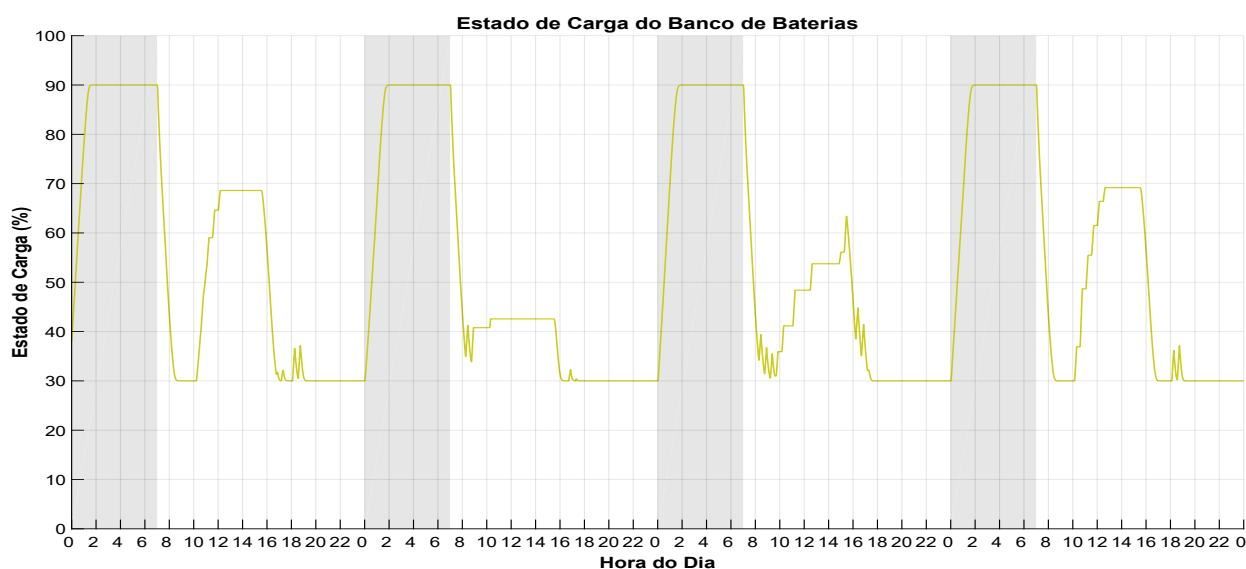
Cenário	Emissões Totais (kgCO ₂ e)	Diferença Absoluta (kgCO ₂ e)	Redução Percentual (%)
Referência	2802	-	-
Com PV (inverno)	2520	282,2	10,1
Com PV e GE (inverno)	2334,7	467,7	16,7
Com PV, GE e armazenamento (inverno, <i>fuzzy</i> sem tarifa)	2333,5	468,5	16,7

4.4.3 Desempenho do Controlador *Fuzzy* Considerando a Tarifa no Verão

Com o controlador *fuzzy* com consideração da tarifa, o armazenamento passa a deslocar energia entre janelas horárias de forma deliberada. Entre 00h-07h, a importação sobe 89 kWh, pois o banco carrega, elevando o SoC de 31,99% para 90,0%. Na manhã 07h-10h, o comportamento inverte-se, a importação reduz-se de 435,34 kWh para 351,32 kWh (-84 kWh), por efeito da descarga do BESS, produção dos PV e injeção de energia proveniente dos GE. No meio do dia (10h-14h), a importação aumenta de 193,04 kWh para 230,31 kWh (+37,3 kWh) em comparação ao cenário sem armazenamento, uma vez que o armazenamento volta a ser carregado (37,3 kWh). Ao final da tarde 15h-20h, o armazenamento volta a mitigar a procura, a importação desce de 672,83 kWh para 629,24 kWh (-43,6 kWh), graças a uma descarga líquida de aproximadamente 43,6 kWh.



(a)



(b)

Figura 4.24: (a): Curva da potência de consumo e da importada da rede elétrica pública com PV, GE e armazenamento em quatro dias no verão. (b): Estado de Carga da bateria (lógica *fuzzy* considerando tarifa no verão)

A análise mais detalhada do quarto dia, ilustrada na Figura 4.25, evidencia de forma inequívoca a atuação estratégica do banco de baterias na presença de geração pelos GE. Em comparação com o cenário sem armazenamento, observa-se uma redução clara dos picos de importação da rede e uma maior valorização dos excedentes energéticos disponíveis.

Durante o período noturno (00h-06h), o banco de baterias é carregado de forma significativa, acumulando 92,1 kWh, o que corresponde a aproximadamente 90% do estado de

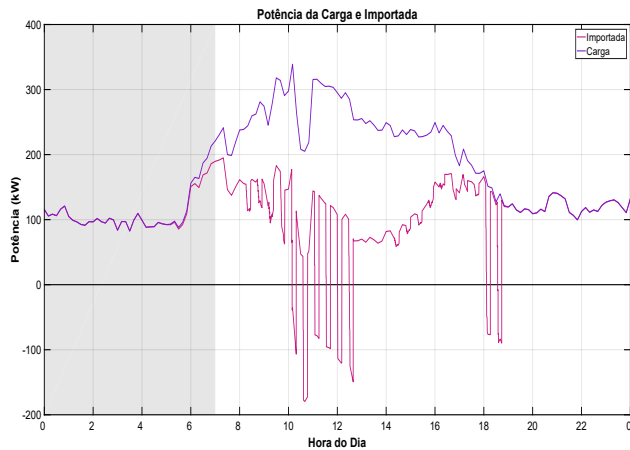
carga (SoC) antes do início do período da manhã. Este carregamento ocorre em regime de baixa tarifação e prepara o sistema para a redução da importação nos períodos seguintes.

Entre as 06h e as 09h, com a transição para o horário fora do vazio e uma carga média da instalação de 220,7 kW, o banco de baterias entra em regime de descarga intensa, atingindo picos instantâneos de potência de descarga de 118,9 kW e fornecendo um total de 90,46 kWh à instalação. Como resultado direto desta atuação, a energia importada da rede neste intervalo reduz-se de 479,3 kWh para 388,8 kWh com a implementação do sistema de armazenamento.

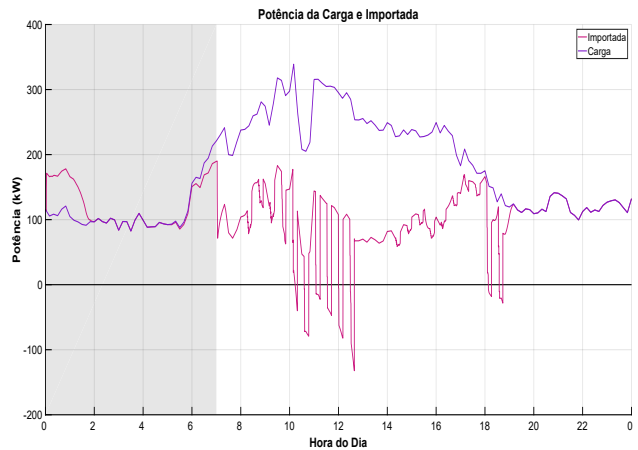
No intervalo entre as 10h e as 13h, a produção combinada dos GE e do sistema fotovoltaico permite um novo carregamento substancial do BESS, registrando-se um pico de potência de carga de 107,6 kW e uma acumulação total de 60,07 kWh. Posteriormente, no período entre as 15h e as 20h, o BESS opera maioritariamente em descarga, com uma potência média de 60,94 kW, fornecendo 78,70 kWh à instalação nos intervalos entre as trocas de GE na bancada de testes.

Durante estes mesmos períodos, os GE registam carregamentos pontuais do banco de baterias, totalizando 19,91 kWh, associados a momentos de excedente energético resultantes da elevada potência do GE em ensaio, que atinge o limite de 220 kW. Esta coordenação entre geração e armazenamento permite uma redução de 53,9 kW no pico de potência importada da rede.

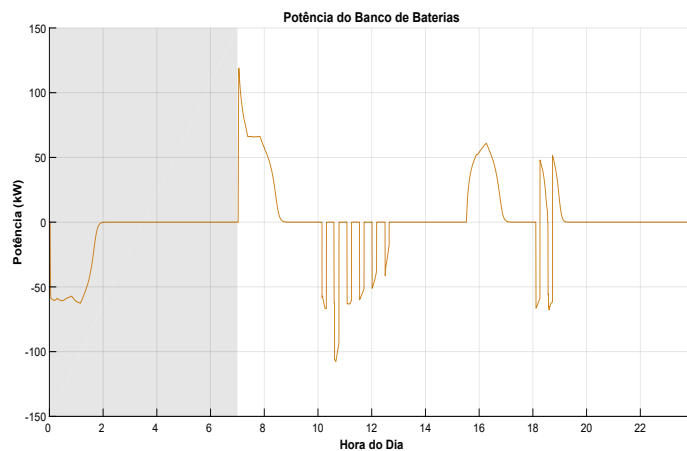
No cenário sem armazenamento, os valores de importação da rede são sistematicamente superiores em todos os períodos críticos, em particular durante a manhã e no final da tarde, onde não existe qualquer mecanismo de compensação dos picos de consumo, resultando numa maior solicitação da rede elétrica.



(a) Sem sistema de armazenamento



(b) Com sistema de armazenamento



(c)

Figura 4.25: Curva da potência de consumo e da importada da rede elétrica pública com PV, GE e (a): Sem sistema de armazenamento; (b): Com sistema de armazenamento (lógica *fuzzy* considerando tarifa). (c): Potência do banco de baterias

A integração do sistema de armazenamento de energia (BESS) sob a estratégia de controle com tarifa aumenta de forma consistente a Taxa de Autossuficiência instantânea (TAS_i), com ganhos visíveis em praticamente todos os períodos do dia.

Durante o período noturno (00h-07h), a TAS_i apresenta valores médios negativos, o que constitui uma consequência direta do carregamento deliberado do banco de baterias durante o horário de vazio. No entanto, a partir das 07h até às 09h, a vantagem desta estratégia torna-se clara, a média da TAS_i sobe 6,49 pontos percentuais em relação ao cenário sem BESS. O tempo de permanência acima dos 50% aumenta de 0,68 h para 0,98 h, enquanto o tempo acima dos 70% sobe de 0,12 h para 0,27 h, revelando uma maior capacidade de resposta logo nas primeiras horas da manhã através da energia armazenada anteriormente.

No período de maior produção local (10h-18h), o tempo com uma TAS_i superior a 50% e 70% cresce aproximadamente mais uma hora em ambos os patamares, evidenciando uma maior estabilidade e duração da elevada contribuição local comparativamente ao cenário sem BESS. Mesmo no final do dia (18h-24h), quando a produção fotovoltaica deixa de ter um peso relevante, a operação combinada dos GE e do banco de baterias mantém uma TAS_i média de 4,87%, contra apenas 0,45% no cenário sem estes ativos. Embora sejam valores mais modestos, traduzem a capacidade de reduzir a importação da rede mesmo em períodos de ausência de geração renovável.

No balanço total das 24 horas, comparando com o cenário sem armazenamento, a média da TAS_i sobe de 20,89% para 25,94%, representando um ganho de 5,05 pontos percentuais. É de salientar que o tempo diário com autossuficiência acima dos 50% aumenta 1,72 horas, enquanto o tempo acima dos 70% cresce de 2,47 h para 3,91 h (+1,44 h), confirmando a eficácia do BESS na extensão dos períodos de elevada autonomia energética.

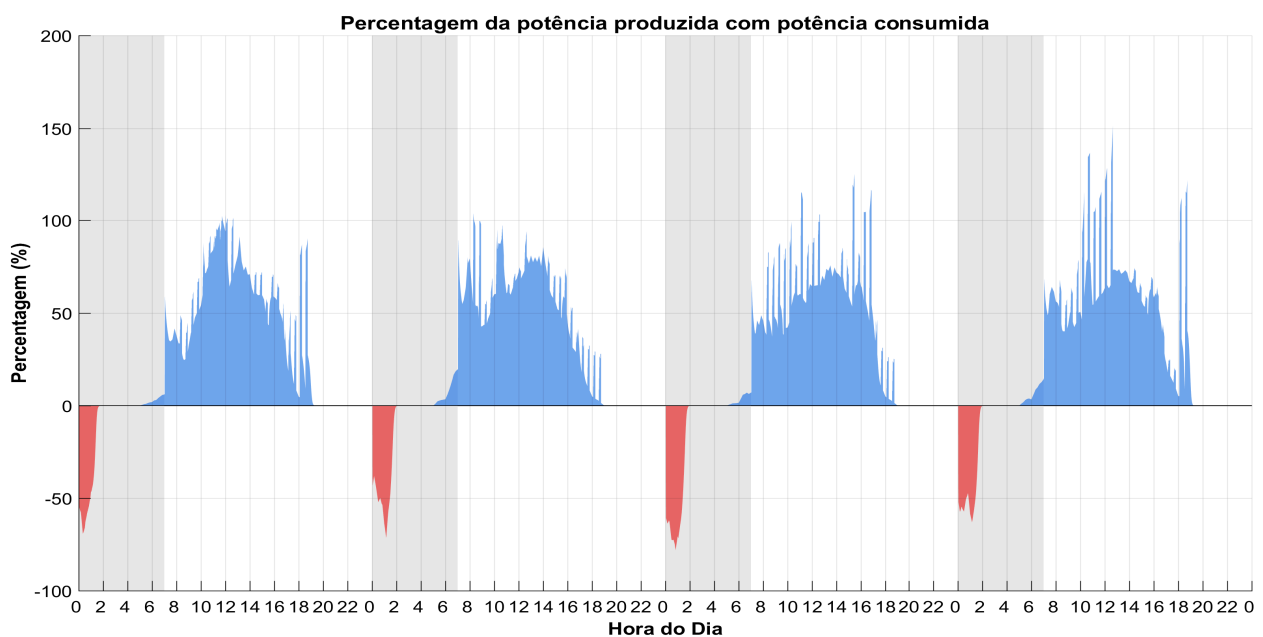


Figura 4.26: Curva do rácio de autoconsumo instantâneo com a produção local com PV , GE e armazenamento (lógica *fuzzy* considerando a tarifa) no verão

Na Figura 4.27 observa-se que o controlador *fuzzy* com tarifa maximiza a arbitragem horária, a inclinação da curva de custo é mais acentuada durante o vazio (carregamento do banco) e suaviza-se nas horas de fora de vazio, refletindo menor dependência da rede quando a energia é mais cara. Quantitativamente, a Tabela 4.15 mostra que o custo acumulado desce de 2023,93 € (referência) para 1266,94 € com o cenário atual, uma

redução de 756,99 €. Comparativamente com o armazenamento sem considerar tarifa, este têm uma melhoria de 3,79 € a cada 4 dias.

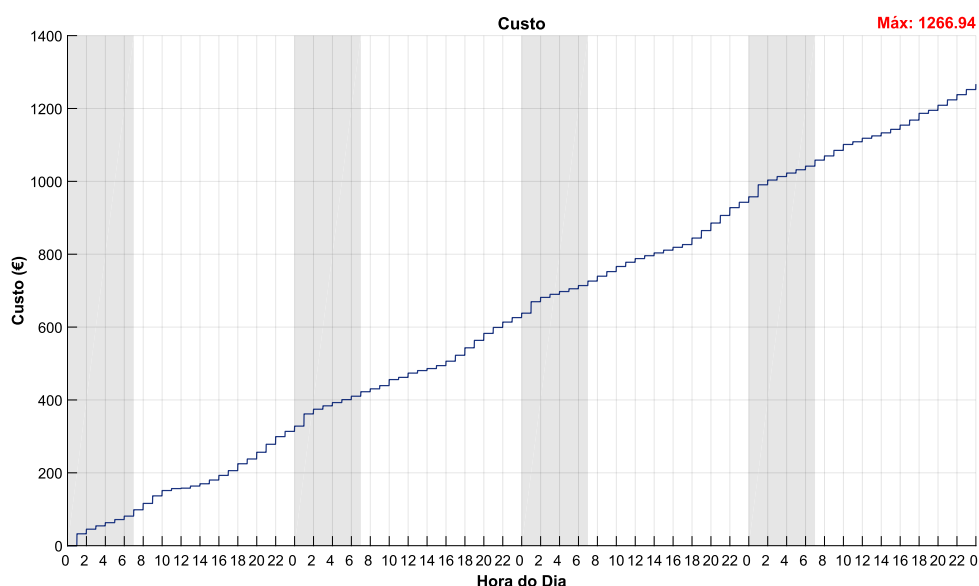


Figura 4.27: Custo do consumo de energia elétrica consumida ao fim de quatro dias no cenário com produção fotovoltaica e armazenamento de energia (lógica *fuzzy considerando* tarifa) no verão

Tabela 4.15: Comparação dos custos acumulados com sistema fotovoltaico, GE e armazenamento (lógica *fuzzy considerando* tarifa) após quatro dias de simulação no verão

Cenário	Custo Total (€)	Diferença Absoluta (€)	Redução Percentual (%)
Referência	2023,93	-	-
Com PV (verão)	1399,65	624,28	30,8
Com PV e GE (verão)	1297,68	726,25	36
Com PV, GE e armazenamento (verão, <i>fuzzy sem</i> tarifa)	1270,73	753,3	37,2
Com PV, GE e Armazenamento (verão, <i>fuzzy com</i> tarifa)	1266,94	756,99	37,4

Na Tabela 4.16, o cenário com os PV, GE e armazenamento com controlador *fuzzy* a considerar a tarifa totaliza 1748,6 kgCO₂e em quatro dias. Tendo em conta o cenário de referência (2802 kgCO₂e), isto corresponde a uma redução de 1053,4 kgCO₂e. Já comparando com o cenário equivalente sem tarifa (1748,2 kgCO₂e), as emissões são marginalmente superiores em 0,4 kgCO₂e, diferença operacionalmente residual.

Tabela 4.16: Comparação das emissões totais de CO₂ equivalente do consumo de energia elétrica com PV, GE e armazenamento (lógica *fuzzy considerando* tarifa) após quatro dias de simulação no verão

Cenário	Emissões Totais (kgCO ₂ e)	Diferença Absoluta (kgCO ₂ e)	Redução Percentual (%)
Referência	2802	-	-
Com PV (verão)	1934,1	868,1	31
Com PV e GE (verão)	1748,8	1053,2	38
Com PV, GE e armazenamento (verão, <i>fuzzy sem</i> tarifa)	1748,2	1053,6	38
Com PV, GE e armazenamento (verão, <i>fuzzy com</i> tarifa)	1748,6	1054	38

4.4.4 Desempenho do Controlador *Fuzzy* Considerando a Tarifa no Inverno

Na Figura 4.28 observa-se, em média ao longo de quatro dias, uma gestão deliberada do banco de baterias com o objetivo de arbitrar energia entre diferentes janelas horárias e suavizar a potência importada da rede, dentro das limitações do sistema de armazenamento. A análise distingue explicitamente entre potência média, expressa em kW e obtida pela média dos valores instantâneos em cada intervalo temporal, e energia, expressa em kWh e correspondente ao valor acumulado ao longo desses intervalos.

Entre as 00h e as 07h, a potência média importada é de 116,16 kW, correspondendo a uma energia importada de 813,12 kWh, valor superior à carga média de 103,43 kW (723,99 kWh). Esta diferença é explicada pelo carregamento do banco de baterias, que absorve 89,12 kWh durante este período. O estado de carga (SoC) aumenta de 31,99% para 90,0%, preparando o sistema para apoiar o período da manhã.

Entre as 07h e as 10h, a potência média importada reduz-se para 175,53 kW, equivalente a 526,60 kWh, face a uma carga média de 245,38 kW (736,13 kWh). A diferença entre carga e importação é assegurada por três contributos: a descarga do sistema de armazenamento (90,47 kWh), a injeção dos GE (63,06 kWh) e a produção fotovoltaica (56,00 kWh). Neste intervalo, o SoC diminui de 90,0% para 30,0%, evidenciando uma descarga orientada para a redução da potência comprada fora do período de vazio.

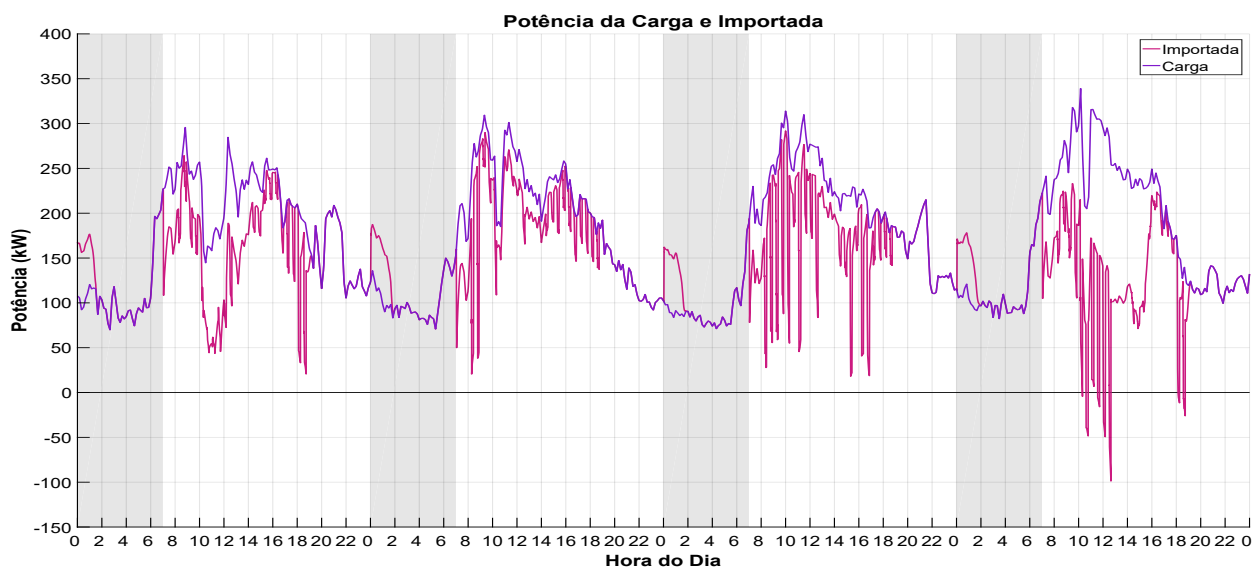
No intervalo entre as 10h e as 14h, com uma produção fotovoltaica de 281,67 kWh e uma contribuição dos GE de 103,39 kWh, a energia importada estabiliza em 616,53 kWh,

correspondente a uma potência média importada de 154,13 kW, face a uma carga de 986,54 kWh (246,63 kW). O banco de baterias volta a absorver excedentes energéticos, com um balanço líquido de carga de 15,06 kWh (21,34 kWh de carregamento e 6,28 kWh de descarga), terminando este período com um SoC de 39,80%, o que representa um aumento de 9,80 pontos percentuais.

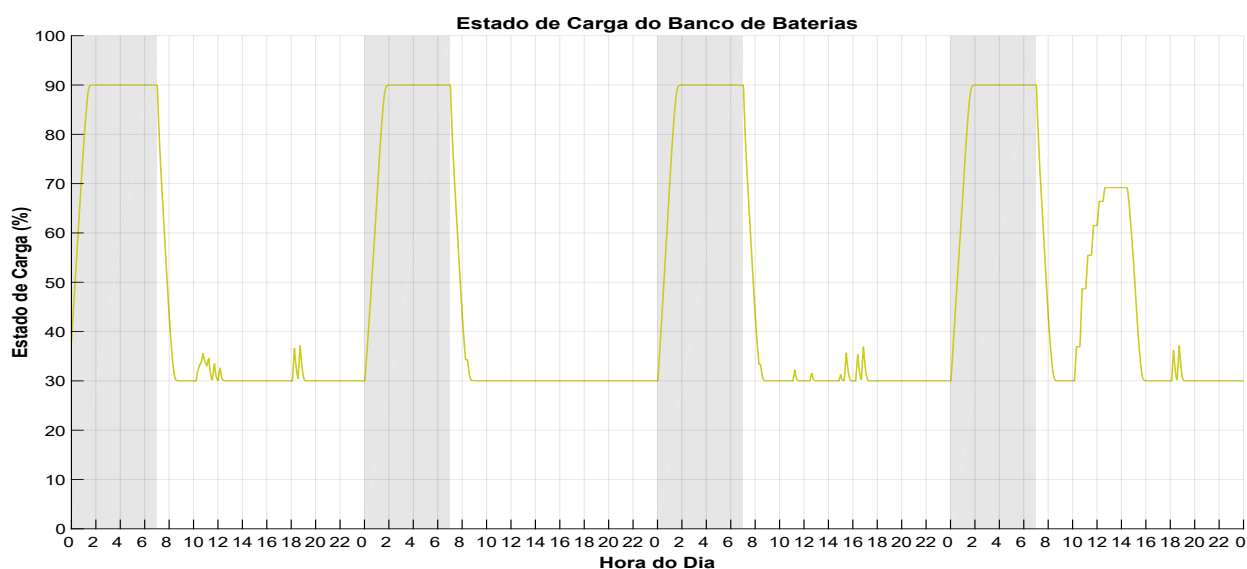
Alargando a análise ao intervalo das 10h às 18h, o balanço energético do banco de baterias é praticamente neutro, com 28,49 kWh de carga e 28,12 kWh de descarga. Neste período, a produção fotovoltaica (366,48 kWh) e a geração dos GE (170,08 kWh) permitem limitar a energia importada a 1337,30 kWh, correspondente a uma potência média de 167,17 kW, face a uma carga de 1873,50 kWh (234,19 kW).

No balanço diário (00h-24h), a carga total é de 4194,90 kWh, correspondente a uma potência média diária de 174,79 kW, enquanto a energia importada da rede é de 3494,20 kWh, equivalente a uma potência média de 145,59 kW. O remanescente da procura é assegurado por geração local, nomeadamente produção fotovoltaica (422,48 kWh) e geração pelos GE (277,39 kWh). Ao longo do dia, o banco de baterias processa 127,62 kWh em carga e 128,46 kWh em descarga.

Em síntese, o controlador do sistema de armazenamento procura mitigar as variações mais acentuadas da potência importada da rede, dentro das suas capacidades. Contudo, dado que a produção fotovoltaica é muito reduzida durante o período de inverno, a importação da rede mantém-se elevada durante grande parte do dia, resultando em intervalos prolongados em que o banco de baterias permanece praticamente inativo por falta de excedentes energéticos disponíveis.



(a)



(b)

Figura 4.28: (a): Curva da potência de consumo e da importada da rede elétrica pública com PV, GE e armazenamento em quatro dias no inverno (b): Estado de Carga da bateria (lógica *fuzzy* considerando tarifa no inverno)

Na Figura 4.29 avalia-se a fração da carga suprida localmente, expressa através da Taxa de Autossuficiência instantânea (TAS_i). Em média, o perfil é claramente sazonal e comandado pela janela solar, verificando-se um papel ativo do sistema de armazenamento na deslocação temporal de energia.

Entre as 00h e as 07h, a TAS_i média é de $-12,5\%$, atingindo um mínimo de $-70,3\%$. Este valor negativo traduz o carregamento noturno deliberado do BESS, característico da estratégia de controlo com tarifa.

Das 07h às 09h, a taxa sobe para 31,9%, com um máximo de 71,1%. Neste intervalo, registam-se cerca de 13 minutos com uma autossuficiência superior a 50% e 9 minutos superior a 70%.

No intervalo das 10h às 14h, verificou-se o melhor desempenho médio (37,7%), mantendo-se a TAS_i acima dos 50% durante 1 h e 23 min, e acima dos 70% por 22 minutos.

Alargando a análise para o período entre as 10h e as 18h, a média dilui-se para 28,0%, com um total de 1 h e 53 min acima de 50% e 30 minutos acima de 70%.

No balanço diário total (00h-24h), a média da TAS_i fixa-se em 10,4%, observando-se um acumulado de 2 h e 23 min acima de 50% e 51 minutos acima de 70%. Em suma, no inverno, mesmo com a operação combinada dos GE e do armazenamento sob controlo fuzzy com tarifa, a autossuficiência instantânea permanece modesta e concentrada no período central do dia. Nestas condições, o BESS acrescenta valor sobretudo pela mitigação das variações bruscas na potência importada da rede, resultantes da injeção intermitente dos GE.

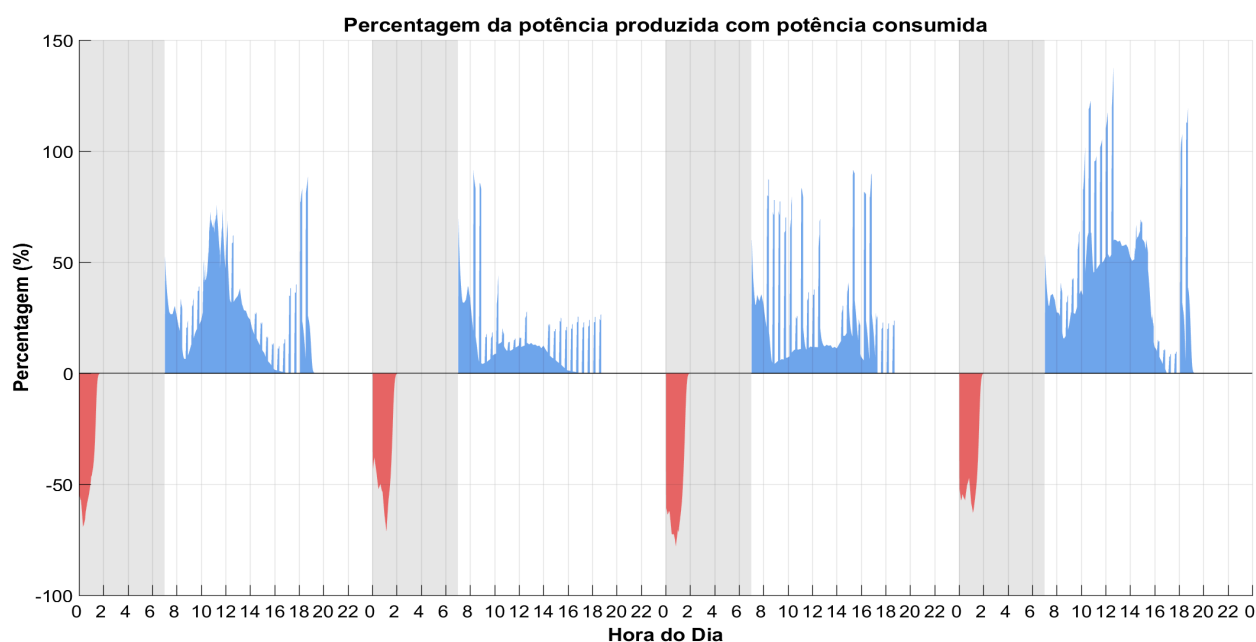


Figura 4.29: Curva do rácio de autoconsumo instantâneo com a produção local com PV, GE e armazenamento (lógica fuzzy considerando a tarifa) no inverno

Em termos quantitativos, a Tabela 4.17 mostra que no cenário atual o custo acumulado reduz 341,58 € (16,9%), em relação ao cenário de referência. Face ao cenário com armazenamento sem tarifa, o controlo com tarifa acrescenta 5,63 € de poupança em quatro dias, arredondadamente 1,41 €/dia. Comparado com o cenário sem armazenamento, o acréscimo de armazenamento e a gestão tarifária reduzem ainda 18,78 € adicionais. Em síntese,

no inverno, a menor irradiação aumenta a dependência da rede e valoriza a arbitragem tarifária, o controlador com tarifa obtém uma poupança superior face ao sem tarifa (5,63 €), ultrapassando a diferença observada no verão (3,69 €). Este ganho adicional decorre da maior relevância do carregamento do banco de baterias em período de vazio, concentrado sobretudo à noite.

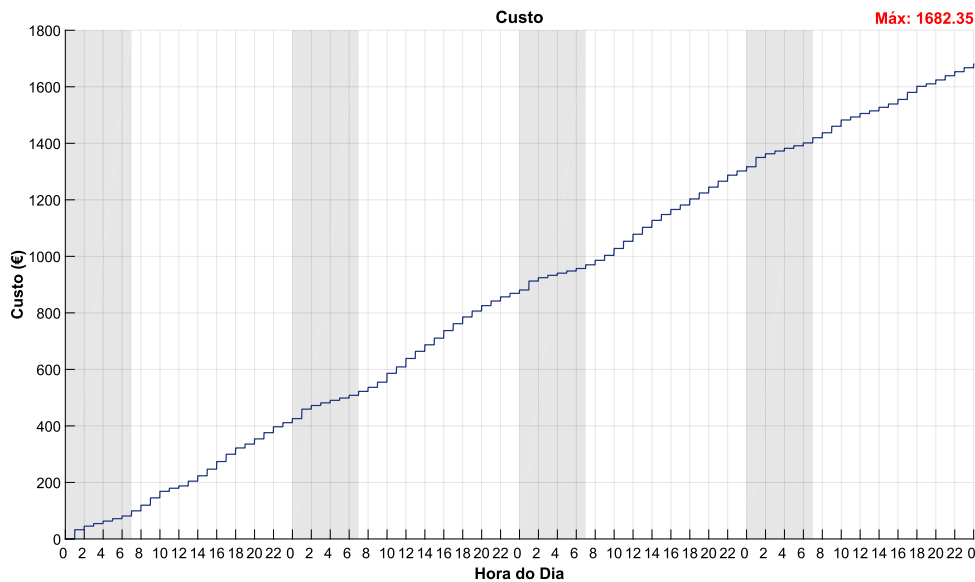


Figura 4.30: Custo do consumo de energia elétrica consumida ao fim de quatro dias no cenário com produção fotovoltaica e armazenamento de energia (lógica *fuzzy* **considerando** tarifa) no inverno

Tabela 4.17: Comparação dos custos acumulados com sistema fotovoltaico, GE e armazenamento (lógica *fuzzy* **considerando** tarifa) após quatro dias de simulação no inverno

Cenário	Custo Total (€)	Diferença Absoluta (€)	Redução Percentual (%)
Referência	2023,93	-	-
Com PV (inverno)	1820,43	203,5	10,1
Com PV e GE (inverno)	1701,13	322,8	16
Com PV, GE e armazenamento (inverno, <i>fuzzy</i> sem tarifa)	1687,98	335,95	16,6
Com PV, GE e armazenamento (inverno, <i>fuzzy</i> com tarifa)	1682,35	341,58	16,9

No cenário atual, as emissões totalizam 2334,1 kgCO₂e. Face ao cenário de referência (2802 kgCO₂e), isto traduz-se numa redução de 467,9 kgCO₂e (16,7%). Comparando com

o cenário sem tarifa (2333,5 kgCO₂e), a diferença é de +0,6 kgCO₂e em quatro dias, isto é, praticamente idêntica.

Em termos interpretativos, a estratégia com tarifa, desloca consumos para o horário de vazio sem alterar de forma significativa o volume total de energia importada no inverno, pelo que as emissões permanecem no mesmo patamar nos cenários com PV e GE. Assim, o controlador com tarifa mantém a redução ambiental de 16,7% face à referência e apresenta um impacto indistinguível do sem tarifa, com a vantagem adicional, demonstrada na análise económica.

Tabela 4.18: Comparação das emissões totais de CO₂ equivalente do consumo de energia elétrica com PV, GE e armazenamento (lógica *fuzzy* **considerando** a tarifa) de energia após quatro dias de simulação no inverno

Cenário	Emissões Totais (kgCO ₂ e)	Diferença Absoluta (kgCO ₂ e)	Redução Percentual (%)
Referência	2802	-	-
Com PV (inverno)	2520	282,2	10,1
Com PV e GE (inverno)	2334,7	467,7	16,7
Com PV, GE e armazenamento (inverno, <i>fuzzy</i> sem tarifa)	2333,5	468,5	16,7
Com PV, GE e armazenamento (inverno, <i>fuzzy</i> com tarifa)	2334,1	467,9	16,7

4.5 Sumário dos Resultados

4.5.1 Resultados de Consumo

Neste capítulo apresenta-se uma síntese global dos resultados, comparando os diversos cenários com ênfase na atuação do sistema de armazenamento sob duas estratégias de controlo, lógica *fuzzy* sem considerar a tarifa e lógica *fuzzy* com tarifa. Como os perfis de carga da instalação e as potências dos painéis fotovoltaicos e de grupos eletrogéneos são idênticos entre cenários, a análise isola, assim, o efeito do controlo do armazenamento sobre o perfil de importação, o custo e as emissões. A avaliação é estruturada pelas janelas horárias 00h-07h, 07h-17h e 00h-24h para permitir uma análise segmentada do comportamento do sistema: o período 00h-07h isola o regime de vazio (tarifa económica), onde se explora o carregamento do BESS; o período 07h-17h foca-se no pico de produção

fotovoltaica e de maior carga industrial (período de ponta/cheias); e o período 00h-24h oferece a visão do balanço diário integral. Salvo indicação em contrário, todos os valores correspondem às médias dos quatro dias simulados.

Tabela 4.19: Valores médios de potências e energia das simulações no verão

		Com PV	Com PV e GE	Com PV, GE e armazenamento (fuzzy sem tarifa)	Com PV, GE e armazenamento (fuzzy com tarifa)
Carga (kW / kWh)	00h-07h	103 / 724			
	07h-17h	241 / 2409			
	00h-24h	175 / 4195			
Importada (kW / kWh)	00h-07h	101 / 710	101 / 710	101 / 709	114 / 799
	07h-17h	116 / 1156	99 / 994	95 / 953	87 / 867
	00h-24h	121 / 2896	112 / 2685	110 / 2629	110 / 2637
Fotovoltaica (kW / kWh)	00h-07h	2 / 14			
	07h-17h	125 / 1254			
	00h-24h	54 / 1300			
GE (kW / kWh)	00h-07h	-			
	07h-17h	-	22 / 219		
	00h-24h	-	12 / 277		
Bateria (kWh) (- carregar; + descarregar)	00h-07h	-	-42	-89	
		-	+42	0	
	07h-17h	-	-112	-60	
		-	+106	+146	
	00h-24h	-	-168	-160	
		-	+169	+160	

No balanço diário 00h-24h, a energia importada mantém-se em torno de 2637 kWh nos dois controladores, mas com um perfil muito mais favorável quando se considera a tarifa, consome mais em vazio e menos nas horas fora de vazio. A decomposição evidencia essa arbitragem, à noite, a carga da bateria aumenta mais que o dobro, e durante o dia, a descarga aumenta 40 kWh, comprimindo a potência importada, como observado na Tabela 4.19.

A avaliação da eficácia da micro-rede e da estratégia de gestão energética assenta em dois indicadores fundamentais: a Taxa de Autoconsumo (TAC) e a Taxa de Autossuficiência (TAS). A TAC permite aferir a eficiência do aproveitamento dos recursos gerados interna-

mente, quantificando a fração da produção local (fotovoltaica e dos ensaios dos GE) que é utilizada para suprir a carga ou carregar o sistema de armazenamento, sendo definida pela expressão:

$$TAC = \frac{E_{cpl}}{E_{prod}} \times 100 \quad (4.5)$$

Complementarmente, a TAS reflete o grau de independência da instalação face à rede elétrica nacional, representando a parcela da carga total que é efetivamente coberta pela produção local e pela energia proveniente do BESS, conforme a equação:

$$TAS = \frac{E_{cpl}}{E_{load}} \times 100 \quad (4.6)$$

E_{cpl} - Energia produzida localmente que é consumida pela carga;

E_{prod} - Energia produzida localmente;

E_{load} - Energia consumida.

Tabela 4.20: Indicadores de Autoconsumo (TAC) e Autossuficiência (TAS) no cenário de Verão com fórmulas revistas

Período	Indicador	Com PV	Com PV e GE	Com PV, GE e armazenamento (fuzzy sem tarifa)	Com PV, GE e armazenamento (fuzzy com tarifa)
00h-07h	TAC (%)	100%	100%	100%	100%
	TAS (%)	1,9%	1,9%	2,1%	-10,4%
07h-17h	TAC (%)	99,9%	96,1%	99,2%	98,8%
	TAS (%)	52,0%	58,7%	60,4%	64,0%
00h-24h	TAC (%)	99,9%	95,8%	99,3%	98,8%
	TAS (%)	31,0%	36,0%	37,3%	37,1%

A análise dos resultados da Tabela 4.20 demonstra que a integração do BESS com controlo fuzzy é determinante para a otimização energética. No cenário “Com PV e GE”, a ausência de armazenamento resulta numa queda da TAC para 96,1% no intervalo das 07h às 17h, uma vez que não existe um mecanismo para amortizar e armazenar os excedentes nos momentos em que a produção combinada excede a carga, forçando a exportação. Pelo contrário, o controlador fuzzy restabelece a TAC para patamares superiores a 99%

(07h-17h) ao redirecionar essa energia para as baterias. O valor negativo de TAS registrado entre as 00h e as 07h (-10,4%) é uma consequência direta da estratégia de arbitragem, onde o algoritmo ordena o carregamento do BESS durante o período de vazio para posterior utilização nas horas fora de vazio. Em suma, observa-se uma progressão clara na TAS no balanço diário (00h-24h), onde o sistema evolui de 31,0% (apenas PV) para cerca de 37,1% nos cenários com armazenamento, comprovando que a gestão inteligente maximiza o aproveitamento de recursos e reduz a dependência da rede nos períodos financeiramente mais críticos.

A metodologia de representação por gráficos de cascata, adotada na Figura 4.31 e replicada nas análises subsequentes, estabelece a Carga como o patamar base de consumo. As variáveis seguintes operam como vetores de ajuste ao balanço: o carregamento do BESS (Bat_1) representa um acréscimo (+) à procura total, enquanto a geração (PV, GE) e a descarga das baterias (Bat_2) atuam como parcelas de abatimento (-) ao consumo nominal. A barra Importada constitui a resultante aritmética final deste fluxo, garantindo o equilíbrio sistêmico onde o somatório das cargas e do armazenamento equivale estritamente à soma da geração local e da energia importada da rede pública.

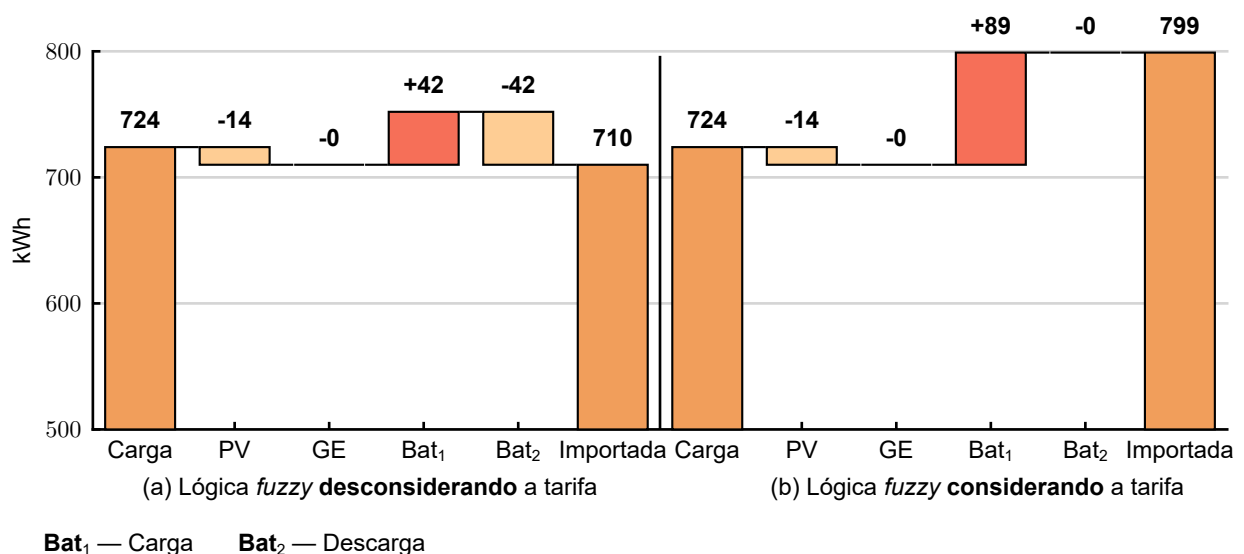


Figura 4.31: Decomposição do consumo e da importação no verão (00h-07h)

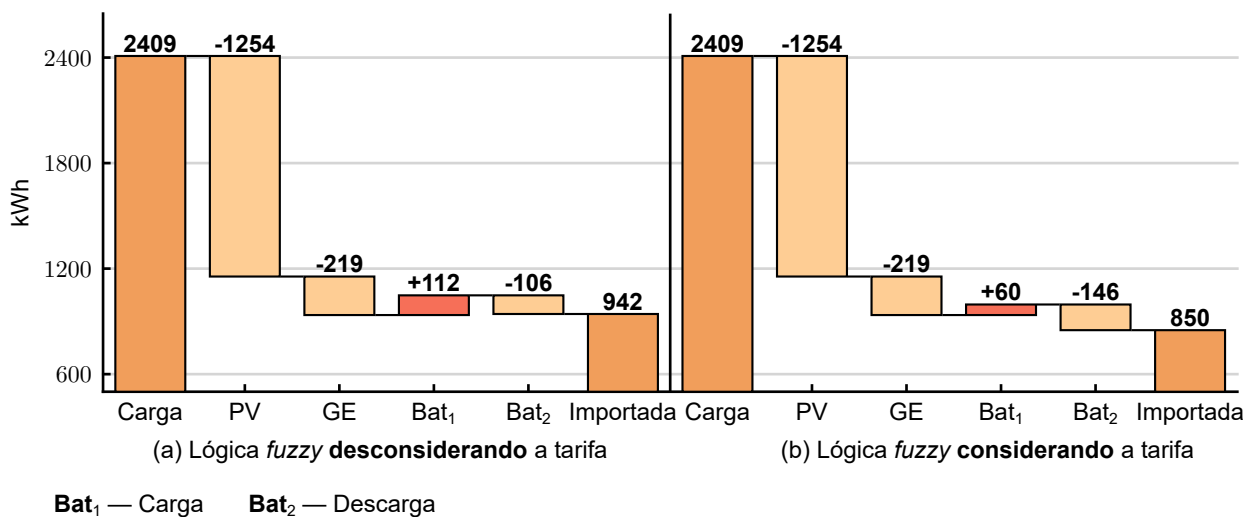


Figura 4.32: Decomposição do consumo e da importação no verão (07h-17h)

No período 00h-07h, em todos os cenários têm a mesma carga e produção PV residual. Com *fuzzy* sem tarifa, o BESS carrega 42 kWh e descarrega 42 kWh no próprio período, resultando em energia importada de 709 kWh. No cenário *fuzzy* com tarifa, o BESS apresenta um incremento de carga de 89 kWh e não descarrega nessa janela, elevando a energia importada para 799 kWh. Entre 07h-17h, a diferença é decisiva. No cenário sem tarifa, o BESS ainda carrega cerca de 112 kWh e descarrega 106 kWh, deixando a importação em 942 kWh (e uma potência média de 94 kW). Com consideração da tarifa, o armazenamento reduz o carregamento diurno para 60 kWh e aumenta a descarga para 146 kWh, o que faz cair a energia importada para 850 kWh (e uma potência média de 85 kW). Na prática, a energia comprada à noite (89 kWh) é devolvida nas horas fora de vazio do dia (92 kWh), com benefício económico direto e menor solicitação da rede no período crítico.

Tabela 4.21: Valores médios de potências e energia das simulações no inverno

		Com PV	Com PV e GE	Com PV, GE e armazenamento (fuzzy sem tarifa)	Com PV, GE e armazenamento (fuzzy com tarifa)
Carga (kW / kWh)	00h-07h	103 / 724			
	07h-17h	241 / 2409			
	00h-24h	175 / 4195			
Importada (kW / kWh)	00h-07h	103 / 724	103 / 724	103 / 722	116 / 813
	07h-17h	199 / 1987	179 / 1790	177 / 1774	169 / 1686
	00h-24h	157 / 3772	147 / 3525	146 / 3497	146 / 3502
Fotovoltaica (kW / kWh)	00h-07h	-			
	07h-17h	42 / 422			
	00h-24h	18 / 422			
GE (kW / kWh)	00h-07h	-			
	07h-17h	-	22 / 219		
	00h-24h	-	12 / 277		
Bateria (kWh) (- carregar; + descarregar)	00h-07h	-		-41	-89
		-		+43	0
	07h-17h	-		-57	-28
		-		+54	+117
	00h-24h	-		-112	-128
		-		+114	+128

No inverno, o balanço diário 00h-24h mantém a energia importada praticamente inalterada entre os dois controladores com armazenamento (3502 kWh), mas o perfil temporal torna-se claramente mais favorável quando a tarifa é considerada. A decomposição confirma a arbitragem, 00h-07h, o BESS carrega em média 89 kWh e não descarrega, elevando a importação de 722 kWh (103 kW) para 813 kWh (116 kW). Das 07h-17h, o comportamento inverte-se o carregamento diurno reduz-se de 57 kWh para 28 kWh e a descarga aumenta de 54 kWh para 117 kWh, o que faz a energia importada cair de 1774 kWh (177 kW) para 1689 kWh (169 kW). Na prática, a energia comprada de noite (91 kWh) é devolvida nas horas fora de vazio do dia, com benefício económico direto e menor solicitação da rede no período crítico de 07h-17h.

Tabela 4.22: Indicadores de Autoconsumo (TAC) e Autossuficiência (TAS) no cenário de Inverno

Período	Indicador	Com PV	Com PV e GE	Com PV, GE e armazenamento (fuzzy sem tarifa)	Com PV, GE e armazenamento (fuzzy com tarifa)
00h-07h	TAC (%)	100%	100%	100%	100%
	TAS (%)	0,0%	0,0%	0,3%	-12,3%
07h-17h	TAC (%)	100%	96,6%	99,4%	99,0%
	TAS (%)	17,5%	25,7%	26,4%	30,0%
00h-24h	TAC (%)	100%	95,8%	99,5%	99,0%
	TAS (%)	10,1%	16,0%	16,6%	16,5%

A análise dos resultados da Tabela 4.22 demonstra que, mesmo com a redução da disponibilidade solar no inverno, a integração do BESS com controlo fuzzy é essencial para a eficiência do sistema. No cenário “Com PV e GE”, a TAC no intervalo das 07h às 17h fixa-se em 96,6%, indicando que a falta de um mecanismo de amortização força a exportação de 22 kWh nos momentos em que a produção excede a carga. O controlador fuzzy mitiga esta ineficiência, elevando a TAC para 99,4% (07h-17h) ao armazenar os excedentes no BESS. Relativamente à autossuficiência, o cenário “Fuzzy com tarifa” apresenta o melhor desempenho no período de maior custo (07h-17h), atingindo uma TAS de 30,0%. O valor de TAS negativo entre as 00h e as 07h (-12,3%) justifica-se pela ordem do algoritmo para carregar o BESS via rede durante o vazio, permitindo uma maior cobertura da carga nas horas subsequentes. Em suma, verifica-se uma progressão clara na TAS diária (00h-24h), que evolui de 10,1% (apenas PV) para mais do que 16% com armazenamento, confirmando que a gestão inteligente maximiza o recurso local e reduz a dependência externa.

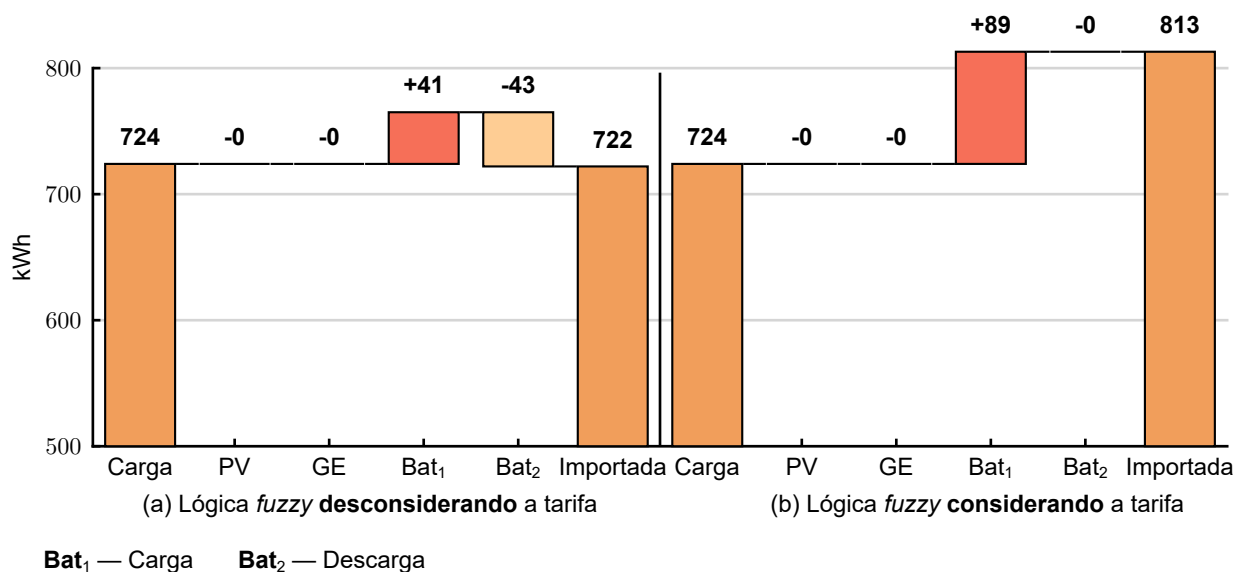


Figura 4.33: Decomposição do consumo e da importação no inverno (00h-07h)

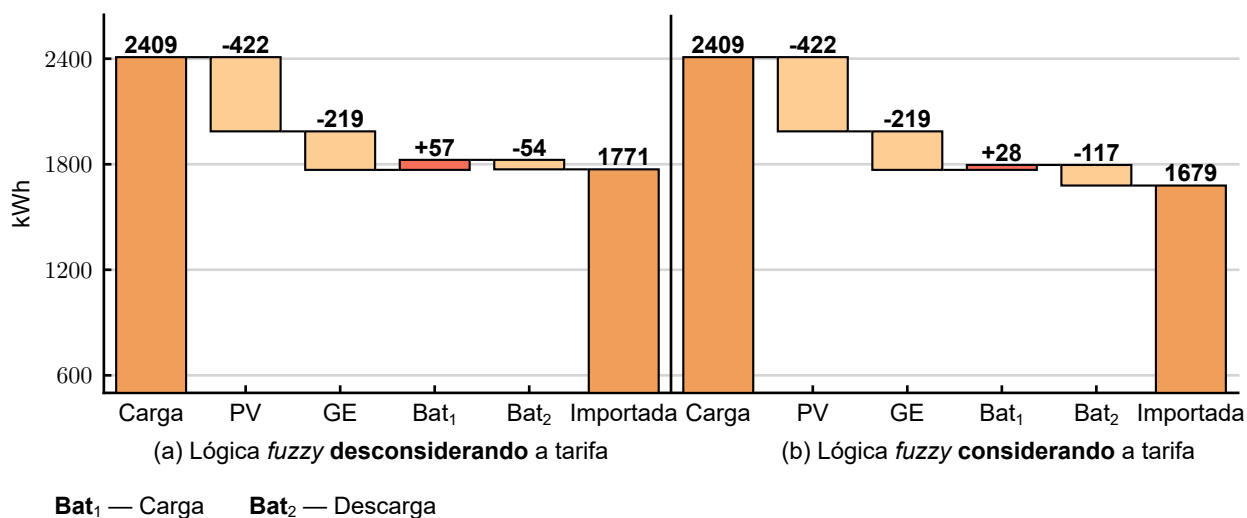


Figura 4.34: Decomposição do consumo e da importação no inverno (07h-17h)

Os contributos de geração fotovoltaica e dos GE mantêm-se entre 07h-17h nos dois cenários. O controlador com tarifa tira melhor partido destes excedentes e das horas de vazio com 117 kWh de descarga diurna para comprimir a potência importada média (de 177 kW para 168 kW). Assim, mesmo sem reduzir de forma material a energia importada do dia, o sistema alisa os picos de potência, melhorando a integração dos PV e GE.

4.5.2 Resultados Económicos

Este capítulo sintetiza os resultados económicos anuais do projeto, com base nas simulações de verão e inverno. A anualização usa janelas de quatro dias por estação, ponderadas 50/50 ao longo de 365 dias. Apresentam-se as receitas, os custos operacionais, os fluxos de caixa e os principais indicadores de decisão (VAL, TIR e PP). Importa, todavia, ressaltar as seguintes premissas e simplificações adotadas no modelo de cálculo:

- **Perfil de consumo ao fim de semana:** Por uma questão de consistência com os dados de auditoria fornecidos pela unidade fabril, assumiu-se a manutenção do perfil de consumo durante os fins de semana. Reconhece-se que esta premissa poderá sobrestimar o consumo real nestes períodos, uma vez que a atividade produtiva é tipicamente reduzida. Contudo, a opção visa garantir a integridade dos dados base disponibilizados para o estudo.
- **Operação dos grupos eletrogéneos:** Considerou-se que não ocorrem ensaios programados dos grupos eletrogéneos durante os fins de semana.

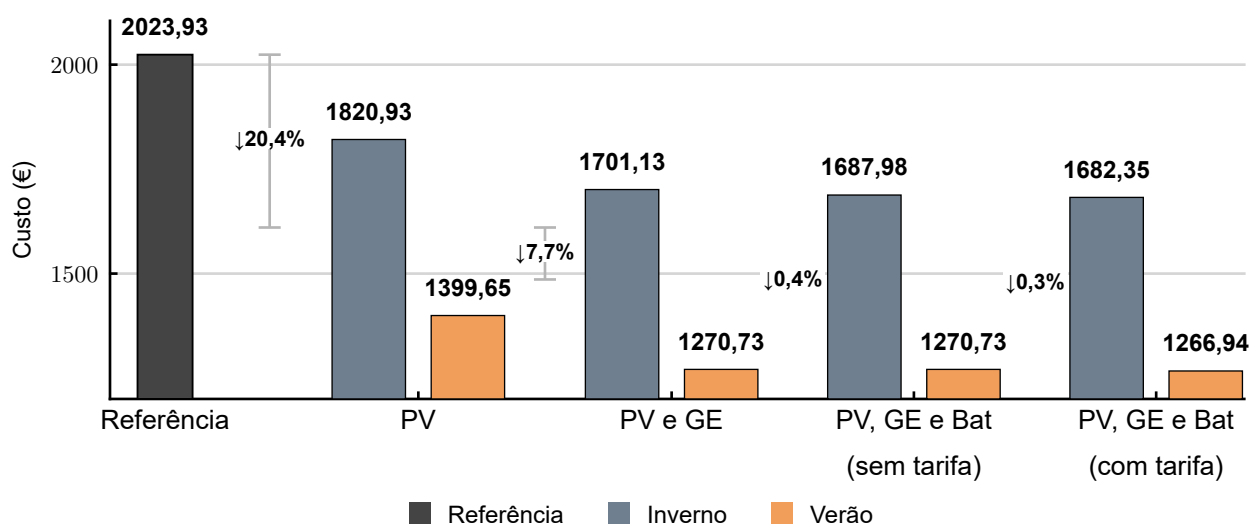


Figura 4.35: Resumo dos custos dos 4 dias simulados de todos os cenários

Procede-se à anualização dos resultados para o cenário de referência, o cenário PV e o cenário final com todas as implementações baseadas na lógica *fuzzy*. Para cada cenário, calculam-se os fluxos de caixa ou cash flows, como a diferença entre o custo anual do cenário e o custo anual de referência:

$$CF = \text{Custo anual de referência} - \text{Custo anual do cenário} \quad (4.7)$$

De onde é depois atualizado a cada ano como,

$$CF(t) = \frac{CF}{(1+i)^t} \quad (4.8)$$

t - ano de atualização;

i - taxa de atualização.

Para garantir a transparência na obtenção dos indicadores apresentados na Tabela 4.23, descreve-se em seguida o procedimento de cálculo aplicado ao cenário PV. O processo inicia-se com a determinação do investimento inicial ($CAPEX_{total}$), resultante do produto entre a capacidade fotovoltaica instalada (243 kW) e o custo unitário de 800 €/kW, totalizando 194.400,00 €. O Fluxo de Caixa anual (CF) é derivado da poupança líquida gerada pelo sistema. Primeiramente, estima-se o custo anual de operação do cenário através da média aritmética dos custos diários simulados para os períodos de verão (C_v) e inverno (C_i):

$$\begin{aligned} \text{Custo anual do cenário} &= \left(\frac{C_v + C_i}{2} \times 91,25 \right) + C_{O\&M} \Leftrightarrow \\ \Leftrightarrow \left(\frac{1399,65 + 1820,43}{2} \times 91,25 \right) + 19440 &= 166356,15 \end{aligned} \quad (4.9)$$

Onde 91,25 é o fator de anualização ($\frac{365}{4}$) e $C_{O\&M}$ o custo anual de operação e manutenção. Ao subtrair este custo ao valor de referência anual da instalação (184 683,61 €), obtém-se um CF de 18 327,5 €.

Com o fluxo de caixa definido e considerando uma taxa de atualização (i) de 8 % para um período de vida útil (n) de 25 anos, aplica-se a função do valor atualizado conforme a Equação (2.2), obtendo-se um fator PVF de 10,67. O Valor Atual Líquido (VAL) é então determinado pela Equação (2.3):

$$\begin{aligned} VAL &= PVF(n, i) \cdot CF - CAPEX_{total} \Leftrightarrow \\ \Leftrightarrow 10,67 \cdot 18327,5 - 194400 &= 1242 \end{aligned} \quad (4.10)$$

No que concerne ao Retorno do Investimento (ROI), este é calculado através da Equação (2.4), que relaciona o valor atualizado dos fluxos de caixa com o investimento inicial:

$$ROI = \frac{PVF(n, i) \cdot CF}{CAPEX_{total}} = \frac{195641,56}{194400} \approx 1,01 \quad (4.11)$$

Por fim, o Período de Recuperação de Capital (PP) é identificado como o momento em que o somatório dos fluxos de caixa atualizados anula o investimento inicial. Este valor é obtido através da Equação (2.5):

$$PP = \frac{n}{ROI} = \frac{25}{1,01} \approx 24,8 \text{ anos} \quad (4.12)$$

A TIR define-se como a taxa de atualização que anula o valor atual líquido do projeto ao fim da sua vida útil. Matematicamente, corresponde à solução da equação onde o somatório dos fluxos de caixa atualizados é igual ao investimento inicial:

$$\sum_{t=1}^n \frac{CF(t)}{(1 + TIR)^t} - CAPEX_{total} = 0 \Leftrightarrow \sum_{t=1}^{25} \frac{18327,5}{(1 + TIR)^t} - 194400,00 = 0 \quad (4.13)$$

Dado que a TIR se encontra no denominador da série geométrica, o seu valor é obtido por métodos iterativos. No cenário PV, partindo dos fluxos de caixa constantes de 18 327,5 € e do investimento de 194 400,00 €, a resolução da equação resulta em $TIR \approx 8,1\%$. Este valor indica que o projeto suporta uma taxa de atualização de até 8,1% antes de se tornar economicamente inviável. Como este valor é superior à taxa de atualização estipulada ($i = 8\%$), confirma-se a rentabilidade do investimento mas com um grand nível de risco.

Após os cálculos para os restantes cenários, obtemos os resultados da Tabela 4.23. O cenário PV inclui apenas a geração fotovoltaica. As linhas BESS correspondem a combinações entre a geração solar, o grupo eletrogéneo e o armazenamento. O número entre parêntesis indica a quantidade de baterias, da qual foram simuladas. Esta organização permite comparar, por capacidade de armazenamento, o efeito nos resultados económicos. O objetivo é identificar a capacidade de baterias que melhor equilibra entre o investimento e o retorno.

Tabela 4.23: Índices económicos obtidos dos vários cenários

Cenário	VAL (€)	TIR (%)	PP (anos)	ROI (%)
PV	1242	8,1	24,8	1,01
BESS (1)	89929	12,4	17,82	1,4
BESS (2)	67840	11	19,7	1,27
BESS (3)	42586	9,7	21,7	1,15
BESS (4)	13313	8,5	24	1,04
BESS (5)	-13510	7,5	26	0,96

Analisando os resultados da Tabela 4.23, observa-se que a integração de sistemas de armazenamento de energia em baterias (BESS) tem um impacto direto na viabilidade económica do projeto. O cenário composto exclusivamente por geração fotovoltaica (PV) apresenta um VAL positivo de 1 242 € e uma TIR de 8,1 %, ligeiramente acima da taxa de atualização de 8 %, com um período de recuperação de capital (PP) de 24,8 anos.

A introdução de unidades de armazenamento altera significativamente os indicadores. O cenário BESS (1) apresenta o VAL mais elevado (89 929 €) e a TIR mais robusta (12,4 %), com um PP de 17,82 anos. Este comportamento justifica-se pelo facto de a primeira unidade de bateria permitir um aumento substancial do autoconsumo, otimizando o aproveitamento da energia gerada sem elevar excessivamente o investimento inicial ($CAPEX_{total}$). Contudo, a partir deste ponto, a adição progressiva de bancos de baterias degrada os indicadores económicos. O VAL desce sucessivamente para 67 840 €, 42 586 € e 13 313 € nos cenários BESS (2), (3) e (4), respetivamente. Esta tendência culmina no cenário BESS (5), onde o VAL se torna negativo (-13 510 €) e o ROI desce abaixo da unidade (0,96), indicando que o investimento não é recuperado durante a vida útil de 25 anos do projeto.

Em suma, embora o armazenamento aumente a autossuficiência da instalação, o elevado custo por kWh das baterias sobrepõe-se às poupanças marginais obtidas com a acumulação adicional de energia. Do ponto de vista estritamente financeiro, o cenário BESS (1) oferece a melhor rentabilidade. Caso a prioridade seja o menor tempo de retorno e menor exposição ao risco, as variantes com menor capacidade de armazenamento revelam-se as mais adequadas.

4.5.3 Resultados de Emissões

Este capítulo sintetiza o impacto anual das medidas avaliadas no inventário de CO₂ equivalente da fábrica, a partir das simulações de verão e inverno. A anualização usa

janelas de quatro dias para cada estação (Tabela 4.16 e Tabela 4.18), ponderadas 50/50 ao longo de 365 dias.

Como sintetizado na Figura 4.36 e detalhado na Tabela 4.24, o cenário de referência no perímetro elétrico (emissões indiretas da rede pública) equivale a 255,7 tCO₂e/ano. A integração de PV reduz 52,5 tCO₂e/ano (-20,5%) e a valorização elétrica dos ensaios dos GE acrescenta mais 11,72 tCO₂e/ano de redução. O armazenamento, com ou sem tarifa, é praticamente neutro, estabilizando o total em cerca de 191,5 tCO₂e/ano neste domínio.

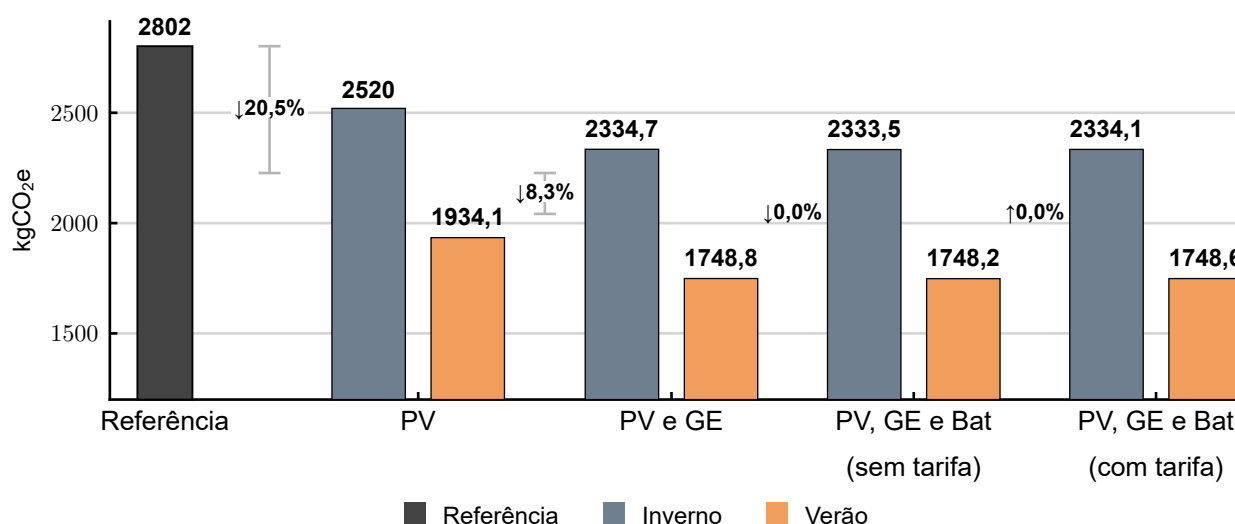


Figura 4.36: Resumo de emissões totais de CO₂ equivalente dos 4 dias simulados de todos os cenários

Tabela 4.24: Redução de emissões anuais de CO ₂ equivalente devido ao consumo de energia elétrica			
Cenário	Emissões anuais(tCO ₂ e)	Redução (tCO ₂ e)	
Referência	255,7	-	
PV, GE e BESS	191,5	PV	GE
		52,5	11,7
		Total	
		64,2	

Para isolar a contribuição dos GE, considera-se a energia efetivamente injetada nos ensaios obrigatórios (277 kWh/dia), extrapolada para 253 dias úteis, perfazendo 70 MWh/ano. Esta energia traduz-se em emissões de rede evitadas de 11,72 tCO₂e/ano, e emissões diretas dos próprios GE, de 56,06 tCO₂e/ano (coeficiente 0,8 kgCO₂e/kWh [60]). Importa notar que o benefício ambiental dos GE provém exclusivamente do consumo de energia elétrica evitado proveniente da rede. As emissões diretas de CO₂ equivalente resultantes da queima do diesel (56,06 tCO₂e/ano) são consideradas no inventário de emissões global da fábrica e reportadas à parte do inventário do perímetro elétrico.

Comparando com o total de referência da fábrica (450,56 tCO₂e/ano), que agrega todas as fontes de emissão, incluindo o consumo de diesel e mantendo inalteradas as restantes emissões (como consumo de diesel), o cenário final (integração dos PV, GE e BESS) apresenta uma redução total combinada de 64,2 tCO₂e/ano (resultante da soma das reduções de 52,5 tCO₂/ano do PV e 11,72 tCO₂/ano dos GE). Esta redução fixa o total anual em 386,35 tCO₂e. Face à meta global de 214,83 tCO₂e/ano, esta redução cobre 27,2% do caminho até à meta. No perímetro elétrico, o cenário final é 191,47 tCO₂e/ano.

Capítulo 5

Conclusões

Este capítulo reúne e interpreta os resultados obtidos, apresentando as conclusões face aos objetivos do estudo. Identificam-se as principais implicações técnicas e económicas, bem como as limitações do trabalho desenvolvido. Por fim, apontam-se melhorias possíveis e linhas de desenvolvimento futuro da metodologia e do algoritmo utilizado

5 Conclusões

5.1 Considerações Finais

Esta dissertação visa a análise e proposta de implementação de energias renováveis, nomeadamente a instalação de painéis fotovoltaicos para autoconsumo na fábrica, e a integração de um sistema híbrido que, em conjunto com a geração solar, recupera energia anteriormente dissipada em calor na bancada de ensaios dos grupos eletrogéneos, complementado por um banco de baterias para a gestão da energia excedente. Neste contexto, a energia excedente refere-se à energia elétrica gerada localmente que não é consumida instantaneamente pela fábrica e que pode, assim, ser armazenada ou injetada na rede. Realizou-se ainda o estudo económico e o estudo de emissões de CO₂e, alinhados com os objetivos de descarbonização da fábrica Grupel. Os objetivos foram concretizados com sucesso.

A implementação do sistema completo com controlador *fuzzy* e considerando a tarifa horária traduz-se, no verão, numa redução de 1577 kWh/dia face à referência (37,6% de energia importada). Em média, os painéis fotovoltaicos contribuem com 1300 kWh/dia, os grupos eletrogéneos com 277 kWh/dia e o armazenamento descarrega 160 kWh/dia (capacidade instalada de 144 kWh). No inverno, verifica-se uma redução de 701 kWh (16,7%) relativamente à referência, a produção fotovoltaica baixa para 422 kWh/dia, os grupos eletrogéneos mantêm-se em 277 kWh/dia e o armazenamento descarrega 128 kWh/dia.

No que concerne à avaliação económica, os indicadores apresentados na Tabela 4.23 revelam que o cenário BESS (1), com 72 kWh de capacidade, oferece o melhor desempenho financeiro, apresentando o maior Valor Atual Líquido (89 929 €) e a Taxa Interna de Rentabilidade mais elevada (12,4 %). Em contrapartida, o cenário composto exclusivamente por geração fotovoltaica (PV) apresenta um desempenho marginal, com um VAL de 1 242 € e um período de recuperação de capital elevado (24,8 anos), indicando uma rentabilidade próxima do limiar de aceitação do projeto. A análise demonstra que a integração do sistema de armazenamento e recuperação de energia é fundamental para a viabilidade económica da proposta. No entanto, a adição excessiva de baterias degrada os indicadores: enquanto os cenários BESS (1) e BESS (2) são favoráveis, o cenário BESS (5) torna-se economicamente inviável, apresentando um VAL negativo de -13 510 € e um período de recuperação (26 anos) que excede a vida útil do projeto.

A Grupel tem objetivos de redução de 52,5 % das emissões da fábrica. Com a integração do sistema híbrido proposto nesta dissertação, obtém-se uma redução de 64,2 tCO₂e ao fim de um ano, equivalente a 27,2% do percurso até à meta definida pela Grupel. É de realçar

que a fábrica definiu várias medidas para atingir a meta enunciada de uma redução de 52,5 % de emissões de CO₂e, onde esta dissertação é apenas uma das medidas principais. A análise económica e técnica realizada aponta a configuração de 243 kWp de potência fotovoltaica instalada e 2 módulos de baterias (144 kWh de capacidade total) como a solução ideal. Caso as medidas implementadas não sejam suficientes para cumprir a meta, caberá à fábrica reavaliar a sua estratégia, ponderando o aumento da potência fotovoltaica e/ou da capacidade de armazenamento para reaproveitar maiores potências provenientes dos grupos eletrogéneos.

5.2 Perspetivas de Trabalho Futuro

Com a investigação e desenvolvimento desta dissertação, identificaram-se oportunidades concretas de melhoria do sistema proposto. Com dados operacionais mais completos da fábrica é possível construir perfis típicos de verão e de inverno e calibrar a simulação ao caso real, aproximando os indicadores económicos e de emissões ao desempenho real.

Na implementação da lógica *fuzzy*, existe margem para evolução. Propõe-se acrescentar como entradas a potência de saída do banco de baterias e uma previsão do consumo da fábrica, permitindo uma gestão que preveja o estado de carga e uma redistribuição mais eficiente da energia armazenada para reforçar o *peak shaving*. No inverno, recomenda-se uma adaptação sazonal das funções de pertença e das regras para lidar com a baixa irradiação, aceitando níveis de corte de picos superiores aos de verão. Em paralelo, a estratégia noturna deve privilegiar carregamentos mais longos e de menor potência durante o período de vazio, reduzindo picos e alisando o perfil de importação.

Recomenda-se ainda a avaliação de diferentes potências de instalação fotovoltaica e a integração do carregamento de veículos elétricos. Com inversores bidirecionais, os veículos poderão funcionar como um banco de baterias, com base no histórico de ligação à rede interna e nos perfis de utilização, contribuindo para o alisamento do consumo da fábrica e assegurando um estado de carga adequado à hora típica de saída.

Bibliografia

- [1] International Energy Agency, «CO2 Emissions in 2022», IEA, 2022. [Em linha]. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/co2-emissions-in-2022>
- [2] DGEG, «Energia em Números», ADENE - Agência para a Energia, 2023.
- [3] C. Mooney, N. Ahmed, e J. Muyskens, «We looked at 1,200 possibilities for the planet's future. These are our best hope.», 2022. [Em linha]. Disponível em: <https://www.washingtonpost.com/climate-environment/interactive/2022/global-warming-1-5-celsius-scenarios/>
- [4] B. S. Guru e H. R. Hiziroglu, *Electric Machinery and Transformers*. Oxford University Press, 2001.
- [5] Grupel, «O que é um grupo eletrogéneo?». [Em linha]. Disponível em: <https://grupel.eu/pt/faqs/o-que-e-um-grupo-eletrogeoeo/>
- [6] R. K. Rajput, *Internal Combustion Engines*. Laxmi Publications, 2005.
- [7] J. B. Heywood, *Internal Combustion Engine Fundamentals*. McGraw-Hill, 1988.
- [8] J. A. Bell, *Modern Diesel Technology: Electricity and Electronics*. Cengage Learning, 2007.
- [9] A. Hirshfeld, *The Electric Life of Michael Faraday*. Raincoast Book Distribution, 2006. [Em linha]. Disponível em: <https://books.google.pt/books?id=6u-NmCRIBUsC>
- [10] M. F. Alves, *ABC das Máquinas Eléctricas*. Instituto Superior de Engenharia do Porto (ISEP), 2003.
- [11] S. K. Sahdev, *Electrical Machines*. Cambridge University Press, 2018.
- [12] WEG, *Alternadores Síncronos Linha G Plus: Manual de Instalação, Operação e Manutenção*. WEG Equipamentos Elétricos S.A., 2011.
- [13] E. Jones, *Electric Machinery Fundamentals*. McGraw-Hill, 2005.
- [14] STAMFORD AvK, «AVR Power Supplies». [Em linha]. Disponível em: https://www.stamford-avk.com/sites/stamfordavk/files/AGN124_C.pdf
- [15] I.-C. Choi e Y.-C. Jeung, *Variable Speed Control of Diesel Engine-Generator using Sliding Mode Control*. 2017.
- [16] Y. ZHANG e S. LI, *A Fuzzy Self-tuning Speed Control System of Diesel Generator*. 2024.
- [17] X. Zhu, *A Fuzzy Self-tuning PID Control System of Adjustable Speed Diesel Generator*. 2012.

- [18] M. d. S. Neves, «Desenvolvimento e implementação de métodos de sincronismo aplicados a sistemas de geração distribuída», 2016. [Em linha]. Disponível em: <https://monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10016426.pdf>
- [19] Balasore Polytechnic, «Electrical Machines Lab II: Synchronization of Two Three Phase Alternators», 2023. [Em linha]. Disponível em: <https://gpbalasore.org.in/wp-content/uploads/2023/11/MACHINE-LAB-2.pdf>
- [20] O. Mercanli e H. Kuscü, «Synchronizing of Generators and Simple Application to Hospital». 2018. [Em linha]. Disponível em: https://unitech-selectedpapers.tugab.bg/images/papers/2018/s6/s6_p93.pdf
- [21] Brainkart, «Parallel Operation of Alternators». [Em linha]. Disponível em: https://www.brainkart.com/article/Parallel-Operation-of-Alternators_12206/
- [22] J. P. G. Alves, «Requisitos para a Certificação de Sistemas Fotovoltaicos», 2010.
- [23] Joint Research Centre, «PVGIS - Photovoltaic Geographical Information System». [Em linha]. Disponível em: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html
- [24] DGEG, «Energia em Números», ADENE - Agência para a Energia, 2023.
- [25] J. Pinho e M. Galdino, *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*. CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, 2014.
- [26] S. Freitas, «Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos», 2008.
- [27] M. d. Almeida, D. E. Castro, G. Barros, P. Cristina, e I. Camus, «Introdução de um Sistema de Autoconsumo Fotovoltaico num Equipamento Coletivo», 2020.
- [28] J. R. L. S. Correia, «Estudo e aplicação de um sistema de Concentração Fotovoltaica (CPV) com utilização de células Multijunção», 2018.
- [29] A. K. Gupta e R. Saxena, *Review on widely-used MPPT Techniques for PV Applications*. 2016.
- [30] T. V. Muni e S. V. N. L. Lalitha, *Implementation of Control Strategies for Optimum Utilization of Solar Photovoltaic Systems with Energy Storage Systems*. Springer, 2020.
- [31] D. Rastler, «Electric Energy Storage Technology Options: A White Paper Primer on Applications, Costs, and Benefits», 2007.
- [32] R. J. S. Francisco, *Sistema Inteligente de Gestão de Armazenamento de Energia*. Universidade NOVA, 2018.
- [33] I. Buchmann, *Batteries in a Portable World - A Handbook on Rechargeable Batteries for Non-Engineers*. Cadex Electronics Inc., 2016.
- [34] L. C. V. Pereira, *Sistema de Gestão de Baterias de Iões de Li Orientado ao Modelo da Bateria*. Faculdade FEUP, 2012.

- [35] J. G. Hayes e G. A. Goodarzi, *Electric Powertrain: Energy Systems, Power Electronics and Drives for Hybrid, Electric and Fuel Cell Vehicles*. Wiley, 2017.
- [36] N. Singamsetti e S. Tosunoglu, *A Review of Rechargeable Battery Technologies*. 2012.
- [37] K. W. Beard, *Handbook of batteries*. McGraw Hill, 2019.
- [38] R. Ravi e U. Surendra, «Battery Management Systems (BMS) for EV: Electric Vehicles and the Future of Energy-Efficient Transportation». IGI Global, janeiro de 2021.
- [39] D. Andrea, *Battery Management Systems for Large Lithium-Ion Battery Packs*. Artech House, 2010.
- [40] F. Bordry e D. Aguglia, «Definition of Power Converters», 2015. [Em linha]. Disponível em: <https://cds.cern.ch/record/2038603/files/15-43-Aguglia.pdf>
- [41] V. Joddumahanthi, L. Knypinski, Y. Gopal, e K. Kasprzak, «Review of Power Electronics Technologies in the Integration of Renewable Energy Systems», 2025, *MDPI*.
- [42] Clean Energy Reviews, «What is a hybrid inverter». [Em linha]. Disponível em: <https://www.cleanenergyreviews.info/blog/what-is-a-hybrid-inverter>
- [43] G. J. Klir e B. Yuan, *Fuzzy Sets and Fuzzy Logic: Theory and Applications*. Prentice Hall, 1995.
- [44] L. A. Zadeh, «Fuzzy Sets», 1965.
- [45] L. O. M. d. Reis, «Lógica Fuzzy Aplicada ao Controle de um Sistema Híbrido de Geração de Energia Elétrica: Eólica, Fotovoltaica e Biogás», Universidade Estadual Paulista, 2002.
- [46] A. J. R. de Sousa, «Controladores Linguísticos Fuzzy», 2014, *Sociedade Brasileira de Automática*.
- [47] T. Takagi e M. Sugeno, «Fuzzy Identification of Systems and Its Applications to Modeling and Control», 1985.
- [48] E. H. Mamdani, «Applications of fuzzy algorithms for control of a simple dynamic plant», 1974.
- [49] J. P. Carvalho, E. B. Lopes, J. B. Santos, J. Monteiro, C. Cabrita, e A. Pacheco, «Comparative Viability of Photovoltaic Investments Across European Countries Using Payback Periods and the Levelized Cost of Energy», 2025.
- [50] R. Manglik, *Engineering Economy*. EduGorilla Publication, 2023.
- [51] J. F. F. Berenga, «Estudo de viabilidade de uma instalação fotovoltaica num edifício existente», Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, 2012.
- [52] L. Li *et al.*, «Optimal BESS Management for Peak Load Shaving and Battery Health Under Prediction Uncertainty», 2025, *IEEE*.

- [53] S. M. Shakil, A. Hossain, e M. S. Ullah, «Optimal BESS Management for Peak Shaving Integrating Solar PV on Industrial Load», 2025.
- [54] M. Cavus, D. Dissanayake, e M. Bell, «Deep-Fuzzy Logic Control for Optimal Energy Management: A Predictive and Adaptive Framework for Grid-Connected Microgrids», fevereiro de 2025.
- [55] MathWorks, «Battery (Simscape Electrical / Specialized Power Systems)», The MathWorks Inc., 2016.
- [56] ERSE, «Diretiva n.º 17/2024». [Em linha]. Disponível em: <https://www.erse.pt/>
- [57] J. Donoso, M. Behar, e A. Miranda, «National Survey Report of PV Power Applications in Spain 2023», IEA Photovoltaic Power Systems Programme (IEA PVPS), 2024.
- [58] «BESS Costs Analysis: Understanding the True Costs of Battery Energy Storage Systems». [Em linha]. Disponível em: <https://exencell.com/blogs/bess-costs-analysis-understanding-the-true-costs-of-battery-energy-storage-systems>
- [59] Agência Portuguesa do Ambiente, «Fator de Emissão da Eletricidade - Ano 2025», 2025. [Em linha]. Disponível em: https://apambiente.pt/sites/default/files/_Clima/Inventarios/20250808/fe_gee_eletricidade_2025_final_apc.pdf
- [60] UNFCCC, «Methodological tool: Default values for common parameters», United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC), 2025. [Em linha]. Disponível em: <https://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-33-v3.pdf>

Anexos

Anexo A:

– Simulação Numérica –

Código do bloco Fuction matlab

```
function [Prede, valor_a_pagar] = fcn(Pload, Ppv, Pbat, Pg, tipo_tarifa, t)

% =====
%      CONSTANTES E PARÂMETROS CONFIGURÁVEIS
% =====

% Definição de tarifas Diretiva nº17/2024 artigo 29 c)
TARIFA_SIMPLES = 0.2258; % EUR/kWh
TARIFA_PONTA = 0.1136; % EUR/kWh
TARIFA_CHEIAS = 0.1088; % EUR/kWh
TARIFA_VAZIO = 0.0935; % EUR/kWh
TARIFA_FORA_DE_VAZIO = 0.1136; % EUR/kWh
TARIFA_PCONTRATADA = 0.0465; %EUR/kW.dia

% Configurações do sistema
IMPOSTO = 6;
PCONTRATADA = 350; %kW.dia
SEGUNDOS_DIA = 86400;
SEGUNDOS_HORA = 3600;

% =====
%      INICIALIZAÇÃO DE VARIÁVEIS
% =====

% Variáveis persistentes para acumular o consumo de energia
persistent CONSUMO_SIMPLES CONSUMO_PONTA CONSUMO_CHEIAS CONSUMO_VAZIO
CONSUMO_FORA_DE_VAZIO TEMPO_ANTERIOR VALOR_A_PAGAR_ANTERIOR;

if isempty(CONSUMO_PONTA)
    CONSUMO_PONTA = 0;
    CONSUMO_CHEIAS = 0;
    CONSUMO_VAZIO = 0;
    CONSUMO_SIMPLES = 0;
    CONSUMO_FORA_DE_VAZIO = 0;
    TEMPO_ANTERIOR = t;
    VALOR_A_PAGAR_ANTERIOR = 0;
end
```



```

% =====
%                                CÁLCULO TEMPORAL
% =====

% Calcula a hora atual (0-23)
SEGUNDOS_NO_DIA = mod(t, SEGUNDOS_DIA);
THORA = floor(SEGUNDOS_NO_DIA / SEGUNDOS_HORA);

% Número do dia presente
NDIA = ceil(t / (SEGUNDOS_DIA));

% Calcula a duração em horas desde a última leitura
DURACAO_HORAS = (t - TEMPO_ANTERIOR) / SEGUNDOS_HORA;
TEMPO_ANTERIOR = t;

% =====
%                                CÁLCULO DE ENERGIA
% =====

Prede = Pload - Pg - Pbat - Ppv;

% Calcula o consumo de energia em kWh (garante valor não negativo)
ENERGIA_KWH = max(Prede, 0) / 1000 * DURACAO_HORAS;

% Inicializa valor_a_pagar com o valor anterior
valor_a_pagar = VALOR_A_PAGAR_ANTERIOR;

% =====
%                                ATUALIZAÇÃO DE CONSUMO
% =====

% Acumula o consumo de energia no período tarifário
switch tipo_tarifa
    case 1 % Simples
        CONSUMO_SIMPLES = CONSUMO_SIMPLES + ENERGIA_KWH;

    case 2 % Bi-horário
        if (THORA >= 7)
            CONSUMO_FORA_DE_VAZIO = CONSUMO_FORA_DE_VAZIO + ENERGIA_KWH;
        else
            CONSUMO_VAZIO = CONSUMO_VAZIO + ENERGIA_KWH;
        end

    case 3 % Tri-horário
        if (THORA >= 10 && THORA < 13)

```

```

        CONSUMO_PONTA = CONSUMO_PONTA + ENERGIA_KWH;
    elseif (THORA >= 8 && THORA < 10) || (THORA >= 13 && THORA < 19) ||
(THORA >= 21 && THORA < 22)
        CONSUMO_CHEIAS = CONSUMO_CHEIAS + ENERGIA_KWH;
    else
        CONSUMO_VAZIO = CONSUMO_VAZIO + ENERGIA_KWH;
    end
end

% =====
%                CÁLCULO DO VALOR A PAGAR
% =====

% Calcula o valor a pagar com base no consumo de energia
if mod(t, SEGUNDOS_HORA) == 0 % Verifica se o tempo é múltiplo de 1
hora
    switch tipo_tarifa
        case 1 % Simples
            valor_a_pagar = (CONSUMO_SIMPLES * TARIFA_SIMPLES) * (1 +
IMPOSTO/100) + PCONTRATADA*TARIFA_PCONTRATADA*NDIA;
        case 2 % Bi-horário
            valor_a_pagar = (CONSUMO_VAZIO * TARIFA_VAZIO +
CONSUMO_FORA_DE_VAZIO * TARIFA_FORA_DE_VAZIO)* (1 + IMPOSTO/100) +
PCONTRATADA*TARIFA_PCONTRATADA*NDIA;
        case 3 % Tri-horário
            valor_a_pagar = (CONSUMO_PONTA * TARIFA_PONTA + CONSUMO_CHEIAS *
TARIFA_CHEIAS + CONSUMO_VAZIO * TARIFA_VAZIO) * (1 + IMPOSTO/100) +
PCONTRATADA*TARIFA_PCONTRATADA*NDIA;
        end
        VALOR_A_PAGAR_ANTERIOR = valor_a_pagar;
    else
        valor_a_pagar = VALOR_A_PAGAR_ANTERIOR;
    end
end
end

```

Códigos para obtenção de dados

```

%% ===== CONFIGURAÇÕES INICIAIS =====

tempo_total = 4 * 24 * 3600;           % Duração total da simulação: 4 dias em
segundos
num_pontos = length(custo);           % Número de pontos com base no vetor do
custo
xticks_tempo = linspace(0, tempo_total, num_pontos); % Vetor de tempo uniforme

```

```

ao longo dos 4 dias
xticks_tempo(end) = tempo_total;      % Garante que o último valor seja
exatamente o tempo total

%% ===== IDENTIFICAÇÃO DOS PERÍODOS DE TARIFA VAZIA (00h-07h) =====

duracao_vazia = 7 * 3600;              % Duração da tarifa vazia: 7 horas (em
segundos)
inicio_dias = 0:86400:tempo_total-1;  % Início de cada dia em segundos
(intervalos de 24h)

%% ===== INTERPOLAÇÃO DA POTÊNCIA DOS GERADORES =====

tempo_original_pg = linspace(0, tempo_total, length(Pg)); % Vetor de tempo
original dos dados de Pg
Pg_interp = interp1(tempo_original_pg, Pg, xticks_tempo, 'linear', 'extrap'); %
Interpolação linear de Pg

%% ===== FUNÇÃO PARA CONFIGURAR EIXO X =====

configura_eixo_x = @(ax) set(ax, ...
    'XLim', [0 tempo_total], ...      % Limites do eixo
X
    'XTick', 0:7200:tempo_total, ...  % Intervalos de
2h no eixo X
    'XTickLabel', mod((0:7200:tempo_total)/3600, 24), ... % Etiquetas de 0
a 23 (horas do dia)
    'FontSize', 24);                 % Tamanho da
fonte nos eixos

%% ===== LISTA DE VARIÁVEIS E CONFIGURAÇÕES =====

variaveis = {custo, Ibat, Pbat, Pload, ploadppv, Ppv, prede, SOC, Vbat, Pprod};
nomes_variaveis =
{'Custo', 'Ibat', 'Pbat', 'Pload', 'ploadppv', 'Ppv', 'prede', 'SOC', 'Vbat', 'Pprod'};

cores = [
    0.1 0.2 0.5; % 1 - Custo (azul escuro)
    0.9 0.1 0.1; % 2 - Ibat (vermelho)
    0.8 0.5 0.1; % 3 - Pbat (laranja)
    0.5 0.1 0.8; % 4 - Pload (roxo)
    0.2 0.2 0.2; % 5 - ploadppv (cinza escuro)

```

```

    0.5 0.5 0.5; % 6 - Ppv (cinza)
    0.8 0.1 0.5; % 7 - prede (cinza escuro)
    0.8 0.8 0.1; % 8 - SOC (amarelo)
    0.1 0.8 0.8 % 9 - Vbat (ciano)
    0.2 0.5 0.9 % 10 - Pprod (azul médio)
];

%% ===== FIGURA 1: POTÊNCIA DOS GERADORES =====

figure('Color','w'); % Cria nova figura com fundo branco
hold on; % Permite adicionar múltiplos elementos ao gráfico

% Plota a potência dos geradores ao longo do tempo
h_pg = plot(xticks_tempo, Pg_interp/1000, ...
    'LineWidth', 2, ...
    'Color', [0.5 0.3 0.9]); % Cor personalizada para o gráfico

yl = ylim; % Captura limites do eixo Y

% Adiciona patches para destacar períodos de tarifa vazia
for k = 1:length(inicio_dias)
    ini_vazio = inicio_dias(k);
    fim_vazio = ini_vazio + duracao_vazia;
    patch('XData', [ini_vazio fim_vazio fim_vazio ini_vazio], ...
        'YData', [yl(1) yl(1) yl(2) yl(2)], ...
        'FaceColor', [0.9 0.9 0.9], ... % Cinza claro
        'EdgeColor', 'none', ...
        'HandleVisibility', 'off'); % Exclui da legenda
end

% Garante que o gráfico da potência fique sobre os patches
uistack(h_pg, 'top');

% Configura eixo X e elementos visuais
configura_eixo_x(gca);
xlabel('Hora do Dia', 'FontSize', 26, 'FontWeight', 'bold');
ylabel('Potência (kW)', 'FontSize', 26, 'FontWeight', 'bold');
title('Potência dos Geradores', 'FontSize', 28, 'FontWeight', 'bold');
grid on;

% Estilo dos eixos e grade
set(gca, 'XColor', 'k', 'YColor', 'k', ...
    'GridColor', [0 0 0], 'GridAlpha', 0.1, ...
    'GridLineStyle', '-', 'LineWidth', 1.0, 'Layer', 'top');

```

```

hold off; % Finaliza edição da figura

%% ===== FIGURA 2: CARGA vs IMPORTADA & SOC =====

figure('Color','w'); % Nova figura para dois subplots

% --- Subplot 1: Potência da carga e potência importada da rede ---
subplot(2,1,1);
hold on;

% Garante que a grid fique no topo
set(gca, 'Layer', 'top');

% Plota a curva da carga
h_carga = plot(xticks_tempo, Pload/1000, ...
    'LineWidth', 2, ...
    'Color', cores(4,:), ...
    'DisplayName', 'Carga');

% Plota a potência importada
h_import = plot(xticks_tempo, prede/1000, ...
    'LineWidth', 2, ...
    'Color', cores(7,:), ...
    'DisplayName', 'Importada');

yl = ylim; % Limites do eixo Y

% Adiciona áreas de tarifa vazia (patches)
for k = 1:length(inicio_dias)
    ini_vazio = inicio_dias(k);
    fim_vazio = ini_vazio + duracao_vazia;
    patch('XData', [ini_vazio fim_vazio fim_vazio ini_vazio], ...
        'YData', [yl(1) yl(1) yl(2) yl(2)], ...
        'FaceColor', [0.9 0.9 0.9], ...
        'EdgeColor', 'none', ...
        'HandleVisibility', 'off');
end

% Garante que as curvas fiquem sobre os patches
uistack([h_carga, h_import], 'top');

% --- LINHA HORIZONTAL EM y = 0 (fora da legenda) ---
xlim_atual = xlim;
plot([xlim_atual(1) xlim_atual(2)], [0 0], ...
    'k', 'LineWidth', 1, 'HandleVisibility', 'off');

```

```

% Configuração visual
configura_eixo_x(gca);
ylabel('Potência (kW)', 'FontSize', 26, 'FontWeight', 'bold');
title('Potência da Carga e Importada', 'FontSize', 28, 'FontWeight', 'bold');
legend('show');
grid on;

% --- Subplot 2: Estado de Carga (SOC) ---
subplot(2,1,2);
hold on;

% Garante que a grid fique no topo
set(gca, 'Layer', 'top');

ylim([0 100]); % Limite do eixo Y para percentual
yl = ylim;

% Adiciona patches da tarifa vazia
for k = 1:length(inicio_dias)
    ini_vazio = inicio_dias(k);
    fim_vazio = ini_vazio + duracao_vazia;
    patch('XData', [ini_vazio fim_vazio fim_vazio ini_vazio], ...
        'YData', [yl(1) yl(1) yl(2) yl(2)], ...
        'FaceColor', [0.9 0.9 0.9], ...
        'EdgeColor', 'none', ...
        'HandleVisibility', 'off');
end

% Plota curva do estado de carga
h_soc = plot(xticks_tempo, SOC, ...
    'LineWidth', 2, ...
    'Color', cores(8,:));
uistack(h_soc, 'top');

% Configuração visual
configura_eixo_x(gca);
xlabel('Hora do Dia', 'FontSize', 26, 'FontWeight', 'bold');
ylabel('Estado de Carga (%)', 'FontSize', 26, 'FontWeight', 'bold');
title('Estado de Carga do Banco de Baterias', 'FontSize', 28, 'FontWeight',
'bold');
grid on;

%% ===== CARGA vs IMPORTADA =====

```

```

figure('Color','w');
hold on;

h_carga = plot(xticks_tempo, Pload/1000, ...
    'LineWidth', 2, ...
    'Color', cores(4,:), ...
    'DisplayName', 'Carga');

h_import = plot(xticks_tempo, prede/1000, ...
    'LineWidth', 2, ...
    'Color', cores(7,:), ...
    'DisplayName', 'Importada');

% Ajuste do eixo Y
ylim([-150 400]);
yl = ylim;

for k = 1:length(inicio_dias)
    ini_vazio = inicio_dias(k);
    fim_vazio = ini_vazio + duracao_vazia;
    patch('XData', [ini_vazio fim_vazio fim_vazio ini_vazio], ...
        'YData', [yl(1) yl(1) yl(2) yl(2)], ...
        'FaceColor', [0.9 0.9 0.9], ...
        'EdgeColor', 'none', ...
        'HandleVisibility', 'off');
end

% --- LINHA HORIZONTAL EM y = 0 (fora da legenda) ---
xlim_atual = xlim;
plot([xlim_atual(1) xlim_atual(2)], [0 0], ...
    'k', 'LineWidth', 1, 'HandleVisibility', 'off');

uistack([h_carga, h_import], 'top');

configura_eixo_x(gca);
xlabel('Hora do Dia', 'FontSize', 26, 'FontWeight', 'bold');
ylabel('Potência (kW)', 'FontSize', 26, 'FontWeight', 'bold');
title('Potência da Carga e Importada', 'FontSize', 28, 'FontWeight', 'bold');
legend('show');
grid on;

set(gca, 'XColor', 'k', 'YColor', 'k', ...
    'GridColor', [0 0 0], 'GridAlpha', 0.1, ...
    'GridLineStyle', '-', 'LineWidth', 1.0, 'Layer', 'top');

```

```

hold off;

%% ===== FIGURA 3: GRÁFICOS INDIVIDUAIS =====

for i = 1:length(variaveis)
    figure('Color','w'); % Cria nova figura para cada variável
    y = variaveis{i};    % Seleciona os dados
    nome_var = nomes_variaveis{i}; % Nome da variável

    % Conversão de unidades para kW (se necessário)
    if ismember(nome_var, {'Pbat','Pload','Ppv','prede'})
        y = y / 1000;
    end

    hold on;

    % Plota os dados com cor específica
    h = plot(xticks_tempo, y, 'LineWidth', 2, 'Color', cores(i,:));

    % Define limites personalizados para variáveis específicas
    if strcmp(nome_var, 'Vbat')
        ylim([770 805]);
    elseif strcmp(nome_var, 'Pbat')
        ylim([-100 150]);
    elseif strcmp(nome_var, 'ploadppv')
        ylim([-1 1]);
    elseif strcmp(nome_var, 'SOC')
        ylim([0 100]);
    elseif strcmp(nome_var, 'Pprod')
        ylim([-100 200]);
    end

    yl = ylim; % Limites do eixo Y

    % Adiciona patches para períodos de tarifa vazia
    for k = 1:length(inicio_dias)
        ini_vazio = inicio_dias(k);
        fim_vazio = ini_vazio + duracao_vazia;
        patch('XData', [ini_vazio fim_vazio fim_vazio ini_vazio], ...
            'YData', [yl(1) yl(1) yl(2) yl(2)], ...
            'FaceColor', [0.9 0.9 0.9], ...
            'EdgeColor', 'none', ...
            'HandleVisibility', 'off');
    end
end

```



```

% Garante visibilidade da curva sobre os patches
uistack(h, 'top');

% Configuração visual e rotulagem
configura_eixo_x(gca);
xlabel('Hora do Dia', 'FontSize', 26, 'FontWeight', 'bold');
grid on;

% Estilo do eixo e grade
set(gca, 'XColor', 'k', 'YColor', 'k', ...
        'GridColor', [0 0 0], 'GridAlpha', 0.1, ...
        'GridLineStyle', '-', 'LineWidth', 1.0, 'Layer', 'top');

% Títulos e rótulos personalizados por variável
switch nome_var
case 'Custo'
    ylabel('Custo (€)', 'FontSize', 26, 'FontWeight', 'bold');
    title('Custo', 'FontSize', 28, 'FontWeight', 'bold');
    [vmax, idx] = max(custo);
    text(xticks_tempo(idx), yl(2)+10, sprintf('Máx: %.2f',vmax), ...
        'VerticalAlignment','bottom','HorizontalAlignment','right', ...
        'FontSize',26,'FontWeight','bold','Color','red');

case 'Ibat'
    ylabel('Corrente (A)', 'FontSize', 26, 'FontWeight', 'bold');
    title('Corrente do Banco de Baterias', 'FontSize', 28, 'FontWeight',
'bold');

case 'Pbat'
    ylabel('Potência (kW)', 'FontSize', 26, 'FontWeight', 'bold');
    title('Potência do Banco de Baterias', 'FontSize', 28, 'FontWeight',
'bold');

case 'Pload'
    ylabel('Potência (kW)', 'FontSize', 26, 'FontWeight', 'bold');
    title('Potência da Carga', 'FontSize', 28, 'FontWeight', 'bold');

case 'ploadppv'
    ylabel('Potência (kW)', 'FontSize', 26, 'FontWeight', 'bold');
    title('Diferença: Carga vs. Painéis Fotovoltaicos', 'FontSize', 28,
'FontWeight', 'bold');

case 'Ppv'
    ylabel('Potência (kW)', 'FontSize', 26, 'FontWeight', 'bold');

```

```

        title('Potência Fotovoltaica', 'FontSize', 28, 'FontWeight', 'bold');

    case 'prede'
        ylabel('Potência (kW)', 'FontSize', 26, 'FontWeight', 'bold');
        title('Potência Importada da Rede elétrica pública', 'FontSize', 28,
'FontWeight', 'bold');

    case 'SOC'
        ylabel('Estado de Carga (%)', 'FontSize', 26, 'FontWeight', 'bold');
        title('Estado de Carga do Banco de Baterias', 'FontSize', 28,
'FontWeight', 'bold');

    case 'Vbat'
        ylabel('Tensão (V)', 'FontSize', 26, 'FontWeight', 'bold');
        title('Tensão do Banco de Baterias', 'FontSize', 28, 'FontWeight',
'bold');
    case 'Pprod'

        ylabel('Porcentagem (%)', 'FontSize', 26, 'FontWeight', 'bold');
        title('Porcentagem da potência produzida com potência consumida',
'FontSize', 28, 'FontWeight', 'bold');

    % Primeiro remove a linha padrão plotada acima e usa gráfico de área
    cla; % limpa o gráfico atual

    % Define cores
    cor_positivo = [0.2 0.5 0.9]; % azul
    cor_negativo = [0.9 0.2 0.2]; % vermelho

    % Cria áreas separadas: valores positivos
    area(xticks_tempo, max(y,0), 'FaceColor', cor_positivo,
'EdgeColor', 'none', 'FaceAlpha', 0.7);
    % valores negativos
    area(xticks_tempo, min(y,0), 'FaceColor', cor_negativo,
'EdgeColor', 'none', 'FaceAlpha', 0.7);

    % --- LINHA HORIZONTAL EM y = 0 (fora da legenda) ---
    xlim_atual = xlim;
    plot([xlim_atual(1) xlim_atual(2)], [0 0], 'k', 'LineWidth', 1,
'HandleVisibility', 'off');

    end
    hold off;
end

```

```

%% ===== FIGURA 4: 4 SUBPLOTS COMBINADOS =====

% Cria uma nova figura com fundo branco
figure('Color','w');

% Define os títulos que serão usados para cada um dos 4 subplots
titulos_comb = {
    'Potência dos Geradores', ...      % Título do subplot 1
    'Potência Fotovoltaica', ...      % Título do subplot 2
    'Potência do Banco de Baterias', ... % Título do subplot 3
    'Carga vs Importada'               % Título do subplot 4
};

% Define os dados que serão usados em cada subplot
dados_comb = {
    Pg_interp/1000, ... % Potência dos geradores (kW)
    Ppv/1000, ...      % Potência fotovoltaica (kW)
    Pbat/1000, ...     % Potência real do banco de baterias (kW)
    []                 % Subplot 4 será tratado separadamente
};

% --- CRIA OS 3 PRIMEIROS SUBPLOTS ---
for i = 1:3
    subplot(4,1,i);
    hold on;

    % Plota a variável principal
    h = plot(xticks_tempo, dados_comb{i}, ...
        'LineWidth', 2, ...
        'Color', cores(i,:));

    % Ajuste específico do eixo Y para o 1º e 3º subplots
    if i == 3
        ylim([-150 150]); % Potência da bateria (carga/descarga)
    elseif i == 1
        ylim([0 300]);   % Potência dos geradores
    end

    yl = ylim;

    % --- PATCHES DE TARIFA VAZIA ---
    for k = 1:length(inicio_dias)
        ini_vazio = inicio_dias(k);
        fim_vazio = ini_vazio + duracao_vazia;
    end
end

```

```

        patch('XData', [ini_vazio fim_vazio fim_vazio ini_vazio], ...
              'YData', [yl(1) yl(1) yl(2) yl(2)], ...
              'FaceColor', [0.9 0.9 0.9], ...
              'EdgeColor', 'none', ...
              'HandleVisibility', 'off');
    end

    % Mantém a linha no topo
    uistack(h, 'top');

    % Configurações visuais
    configura_eixo_x(gca);
    ylabel('Potência (kW)', 'FontSize', 26);
    title(titulos_comb{i}, 'FontSize', 28, 'FontWeight', 'bold');
    grid on;

    set(gca, 'XColor', 'k', 'YColor', 'k', ...
          'GridColor', [0 0 0], 'GridAlpha', 0.1, ...
          'GridLineStyle', '-', 'LineWidth', 1.0, 'Layer', 'top');
    hold off;
end

%% --- SUBPLOT 4: CARGA vs IMPORTADA ---
subplot(4,1,4);
hold on;

% Curva da carga
h_carga = plot(xticks_tempo, Pload/1000, ...
               'LineWidth', 2, ...
               'Color', cores(4,:), ...
               'DisplayName', 'Carga');

% Curva da importação
h_import = plot(xticks_tempo, prede/1000, ...
                'LineWidth', 2, ...
                'Color', cores(7,:), ...
                'DisplayName', 'Importada');

% Ajuste do eixo Y
ylim([-200 400]);
yl = ylim;

% --- PATCHES DE TARIFA VAZIA ---
for k = 1:length(inicio_dias)

```

```

ini_vazio = inicio_dias(k);
fim_vazio = ini_vazio + duracao_vazia;

patch('XData', [ini_vazio fim_vazio fim_vazio ini_vazio], ...
      'YData', [yl(1) yl(1) yl(2) yl(2)], ...
      'FaceColor', [0.9 0.9 0.9], ...
      'EdgeColor', 'none', ...
      'HandleVisibility', 'off');
end

% --- LINHA HORIZONTAL EM y = 0 (fora da legenda) ---
xlim_atual = xlim;
plot([xlim_atual(1) xlim_atual(2)], [0 0], ...
     'k', 'LineWidth', 1, 'HandleVisibility', 'off');

% Mantém todos no topo
uistack([h_carga, h_import], 'top');

% Configurações visuais
configura_eixo_x(gca);
xlabel('Hora do Dia', 'FontSize', 26, 'FontWeight', 'bold');
ylabel('Potência (kW)', 'FontSize', 26);
title(titulos_comb{4}, 'FontSize', 28, 'FontWeight', 'bold');
legend('show');
grid on;

set(gca, 'XColor', 'k', 'YColor', 'k', ...
      'GridColor', [0 0 0], 'GridAlpha', 0.1, ...
      'GridLineStyle', '-', 'LineWidth', 1.0, 'Layer', 'top');

hold off;

%% ===== CONFIGURAÇÕES INICIAIS =====
tempo_total = 4 * 24 * 3600; % 4 dias em segundos
num_pontos = length(custo);
xticks_tempo = linspace(0, tempo_total, num_pontos);

%% ===== INTERPOLAÇÃO DA POTÊNCIA DOS GERADORES =====
tempo_original_pg = linspace(0, tempo_total, length(Pg));
Pg_interp = interp1(tempo_original_pg, Pg, xticks_tempo, 'linear', 'extrap');
Pg = Pg_interp;

```

```

%% ===== PARÂMETROS E PREPARAÇÃO =====
% Requer: t (s), prede (W), Pload (W), SOC (%), Pg (W), Pbat (W), Ppv (W)
N = min([numel(t), numel(prede), numel(Pload), numel(SOC), numel(Pg),
numel(Pbat), numel(Ppv)]);
t      = t(1:N);
prede  = prede(1:N);
Pload  = Pload(1:N);
SOC    = SOC(1:N);
Pg     = Pg(1:N);
Pbat   = Pbat(1:N);
Ppv    = Ppv(1:N);

dt = median(diff(t));      % passo temporal (s)
seg_por_dia = 86400;
dias = 1:4;                % analisar dias 1..4

% ----- Intervalos relativos (segundos dentro de cada dia) -----
% 00-07, 07-10, 07-17, 10-14, 10-15, 10-18, 15-20, e 00-24
intervalos_rel = [
    0,          7*3600;
    7*3600,     10*3600;
    7*3600,     17*3600;
    10*3600,    14*3600;
    10*3600,    15*3600;
    10*3600,    18*3600;
    15*3600,    20*3600;
    0,          24*3600
];

% Rotulagem "HHhMM"
fmtH = @(H) sprintf('%02dh%02d', floor(H), round(60*mod(H,1)));

% ===== Cabeçalhos (agora com 2 colunas novas de bateria) =====
headers = { ...
    'Dia','Período', ...
    'E_import_kWh','E_load_kWh', ...
    'P_import_media_kW','Pload_media_kW', ...
    'E_Pbat_kWh','Pbat_media_kW', ...
    'E_Pbat_carga_kWh','E_Pbat_descarga_kWh', ...
    'E_Pg_kWh','Pg_media_kW', ...
    'E_Ppv_kWh','Ppv_media_kW', ...
    'SOC_inicio','SOC_fim','SOC_min','SOC_max','Delta_SOC_pp'};

results = {}; % acumulador de linhas

```

```

%% ===== CÁLCULO POR DIA E INTERVALO =====
for d = dias
    t0 = (d-1) * seg_por_dia; % início absoluto do dia d

    for k = 1:size(intervalos_rel,1)
        % limites absolutos do intervalo
        t_ini = t0 + intervalos_rel(k,1);
        t_fim = t0 + intervalos_rel(k,2);

        % rótulo (ex.: "10h00-15h00" ou "00h00-24h00")
        hi = intervalos_rel(k,1)/3600;
        hf = intervalos_rel(k,2)/3600;
        periodo_txt = sprintf('%s-%s', fmtH(hi), fmtH(hf));

        % Índices: intervalos interiores [t_ini, t_fim) ; último [t_ini, t_fim]
        if intervalos_rel(k,2) == 24*3600
            idx = (t >= t_ini) & (t <= t_fim); % inclui 24h no último
        else
            idx = (t >= t_ini) & (t < t_fim);
        end

        if ~any(idx)
            % sem dados: preencher dinamicamente com NaN para todas as colunas
            numéricas
            results(end+1, :) = [{d, periodo_txt}, num2cell(nan(1,
            numel(headers)-2))];
            continue
        end

        % fatias
        prede_win = prede(idx);
        Pload_win = Pload(idx);
        SOC_win = SOC(idx);
        Pg_win = Pg(idx);
        Pbat_win = Pbat(idx);
        Ppv_win = Ppv(idx);

        % ----- Energias (kWh) com sinais (negativos permitidos) -----
        E_import_kWh = sum(prede_win) * dt / 3600 / 1000;
        E_load_kWh = sum(Pload_win) * dt / 3600 / 1000;
        E_Pbat_kWh = sum(Pbat_win) * dt / 3600 / 1000;
        E_Pg_kWh = sum(Pg_win) * dt / 3600 / 1000;
        E_Ppv_kWh = sum(Ppv_win) * dt / 3600 / 1000;

        % ----- Split bateria: carga (<0) e descarga (>0) -----

```

```

        Pbat_carga_W      = min(Pbat_win, 0);          % valores negativos
(carga)
        Pbat_descarga_W  = max(Pbat_win, 0);          % valores positivos
(descarga)
        E_Pbat_carga_kWh  = -sum(Pbat_carga_W) * dt / 3600 / 1000; %
magnitude positiva
        E_Pbat_descarga_kWh = sum(Pbat_descarga_W) * dt / 3600 / 1000; %
magnitude positiva

% ----- Potências médias (kW) com sinais -----
P_import_media_kW = mean(prede_win) / 1000;
Pload_media_kW    = mean(Pload_win) / 1000;
Pbat_media_kW     = mean(Pbat_win) / 1000;
Pg_media_kW       = mean(Pg_win) / 1000;
Ppv_media_kW      = mean(Ppv_win) / 1000;

% ----- SOC: início/fim/mín/máx/variação -----
SOC_inicio  = SOC_win(1);
SOC_fim     = SOC_win(end);
SOC_min     = min(SOC_win);
SOC_max     = max(SOC_win);
Delta_SOC_pp = SOC_fim - SOC_inicio;

% acrescentar linha
results(end+1, :) = {d, periodo_txt, ...
    E_import_kWh, E_load_kWh, ...
    P_import_media_kW, Pload_media_kW, ...
    E_Pbat_kWh, Pbat_media_kW, ...
    E_Pbat_carga_kWh, E_Pbat_descarga_kWh, ... % novas colunas
    E_Pg_kWh, Pg_media_kW, ...
    E_Ppv_kWh, Ppv_media_kW, ...
    SOC_inicio, SOC_fim, SOC_min, SOC_max, Delta_SOC_pp}; %
end
end

% Converter para tabela
results_table = cell2table(results, 'VariableNames', headers);

%% ===== MÉDIAS DOS 4 DIAS POR INTERVALO =====
periodos = unique(results_table.Periodo, 'stable');
media_rows = cell(0, numel(headers));

for p = 1:numel(periodos)
    mask = strcmp(results_table.Periodo, periodos{p});
    bloco = results_table(mask, :);

```



```

% Média das colunas 3:end (numéricas), omitindo NaN
medias = varfun(@(x) mean(x, 'omitnan'), bloco(:, 3:end));

% construir linha: "Media4Dias" + período + valores
media_rows(end+1, :) = [{'Media4Dias'}, periodos(p), table2cell(medias)];
end

media_table = cell2table(media_rows, 'VariableNames', headers);

%% ===== MOSTRAR =====
disp('----- Métricas por dia e intervalo -----');
disp(results_table);
disp('----- Médias (4 dias) por intervalo -----');
disp(media_table);

```

```

% Dados críticos para análise (4º dia em segundos)
start_day4 = 3 * 86400;
time_points = [
    start_day4 + 0*3600, start_day4 + 6*3600; % 00h-06h
    start_day4 + 6*3600, start_day4 + 9*3600; % 06h-09h
    start_day4 + 10*3600, start_day4 + 13*3600; % 10h-13h
    start_day4 + 15*3600, start_day4 + 20*3600 % 15h-20h
];

% Inicialização da tabela de resultados
results = [];

for i = 1:size(time_points,1)
    idx = find(t >= time_points(i,1) & t <= time_points(i,2));

    % Conversão para kW
    Prede_kW = prede(idx) / 1000;
    Pload_kW = Pload(idx) / 1000;
    Pbat_kW = Pbat(idx) / 1000;

    % Cálculos de potência (com proteção contra arrays vazios)
    max_charge = max([0; -Pbat_kW(Pbat_kW < 0)]);
    max_discharge = max([0; Pbat_kW(Pbat_kW > 0)]);

    % Cálculos de energia
    energy_import = trapz(t(idx), Prede_kW) / 3600;
    energy_bat_charge = trapz(t(idx), max(-Pbat_kW,0)) / 3600;

```

```

energy_bat_discharge = trapz(t(idx), max(Pbat_kW,0)) / 3600;

% Armazenamento dos resultados
results(i).Periodo = sprintf('%dh-%dh', (time_points(i,1)-start_day4)/3600,
(time_points(i,2)-start_day4)/3600);
results(i).AvgImport_kW = mean(Prede_kW);
results(i).MaxImport_kW = max(Prede_kW);
results(i).AvgLoad_kW = mean(Pload_kW);
results(i).MaxCharge_kW = max_charge;
results(i).MaxDischarge_kW = max_discharge;
results(i).EnergyImport_kWh = energy_import;
results(i).BatCharge_kWh = energy_bat_charge;
results(i).BatDischarge_kWh = energy_bat_discharge;
results(i).Efficiency = min(100, energy_bat_discharge/
(energy_bat_charge+eps)*100);
end

% Exibir resultados
disp(struct2table(results));

% Análise detalhada do período de pico (15h-20h)
fprintf('\n[Análise Detalhada 15h-20h]\n');
fprintf('• Energia total carregada: %.2f kWh\n', results(4).BatCharge_kWh);
fprintf('• Energia total descarregada: %.2f kWh\n', results(4).BatDischarge_kWh);
fprintf('• Eficiência do ciclo: %.1f%%\n', results(4).Efficiency);

%% ===== PARÂMETROS =====
dias_total = 4;
seg_por_dia = 86400;
start_times = 0:seg_por_dia:(dias_total-1)*seg_por_dia;

% Intervalos de análise (em diferentes períodos do dia)
intervalos_base = [
    0, 7*3600;    % 00h-07h
    7*3600, 9*3600; % 07h-09h
    10*3600, 14*3600; % 10h-14h
    10*3600, 18*3600; % 10h-18h
    18*3600, 24*3600; % 18h-24h
    0, 24*3600    % Dia todo
];

%% ===== ANÁLISE POR DIA =====
results = {};

```

```

for dia = 1:dias_total
    start_day = start_times(dia);
    for j = 1:size(intervalos_base,1)
        t_ini = start_day + intervalos_base(j,1);
        t_fim = start_day + intervalos_base(j,2);

        idx = t >= t_ini & t <= t_fim;
        Pprod_window = Pprod(idx);

        media_val = mean(Pprod_window);
        min_val = min(Pprod_window);
        max_val = max(Pprod_window);
        p90_val = prctile(Pprod_window,90);
        t50h = sum(Pprod_window > 50) * (t(2)-t(1)) / 3600; % horas
        t70h = sum(Pprod_window > 70) * (t(2)-t(1)) / 3600;

        periodo_str = sprintf('%02dh-%02dh', intervalos_base(j,1)/3600,
intervalos_base(j,2)/3600);
        results(end+1,:) = {dia, periodo_str, media_val, min_val, max_val,
p90_val, t50h, t70h};
    end
end

%% ===== MÉDIA DOS 4 DIAS =====
media_4dias = {};
for j = 1:size(intervalos_base,1)
    medias_perodo = []; mins_perodo = []; maxs_perodo = []; p90s_perodo = [];
t50s_perodo = []; t70s_perodo = [];

    for dia = 1:dias_total
        linha = (dia-1)*size(intervalos_base,1) + j;
        medias_perodo(end+1) = results{linha,3};
        mins_perodo(end+1) = results{linha,4};
        maxs_perodo(end+1) = results{linha,5};
        p90s_perodo(end+1) = results{linha,6};
        t50s_perodo(end+1) = results{linha,7};
        t70s_perodo(end+1) = results{linha,8};
    end

    media_4dias(end+1,:) = { 'Média 4 dias', ...
        sprintf('%02dh-%02dh', intervalos_base(j,1)/3600,
intervalos_base(j,2)/3600), ...
        mean(medias_perodo), mean(mins_perodo), mean(maxs_perodo), ...
        mean(p90s_perodo), mean(t50s_perodo), mean(t70s_perodo)};
end

```

```

end

%% ===== CRIAÇÃO DAS TABELAS =====
results_table = cell2table(results, ...
    'VariableNames',
    {'Dia', 'Periodo', 'Media', 'Min', 'Max', 'Percentil_90', 'Tempo_maior_50',
     'Tempo_maior_70'});

media_4dias_table = cell2table(media_4dias, ...
    'VariableNames',
    {'Dia', 'Periodo', 'Media', 'Min', 'Max', 'Percentil_90', 'Tempo_maior_50',
     'Tempo_maior_70'});

%% ===== EXIBIÇÃO =====
disp('----- Resultados por Dia -----');
disp(results_table);
disp('----- Média dos 4 Dias -----');
disp(media_4dias_table);

%% ===== Parâmetros do intervalo (em horas) =====
hora_ini = 0;    % ex.: 0  -> 00:00
hora_fim = 7;    % ex.: 7  -> 07:00
seg_por_dia = 86400;

%% ===== Garantir que t e custo têm o mesmo comprimento =====
N = min(numel(t), numel(custo));
t = t(1:N);
custo = custo(1:N);

%% ===== Passo temporal (s) =====
dt = median(diff(t));

%% ===== Número de dias (assumindo t começa em 0 s) =====
dias_total = floor(t(end) / seg_por_dia);    % típico: 4

%% ===== Função para etiqueta do período =====
fmtH = @(H) sprintf('%02dh', H);
periodo_str = sprintf('%s-%s', fmtH(hora_ini), fmtH(hora_fim));

%% ===== Resultados por dia =====
results = {}; %
{'Dia', 'Periodo', 'SomaIncrementos_EUR', 'Duracao_h', 'TaxaMedia_EUR_h',
 'MediaIncremento_EUR_amostra', 'NumIncrementos'}

```

```

for dia = 1:dias_total
    t0 = (dia-1) * seg_por_dia;
    t_ini = t0 + hora_ini*3600;
    t_fim = t0 + hora_fim*3600;

    % Índices: [t_ini, t_fim)
    idx = (t >= t_ini) & (t < t_fim);

    if sum(idx) < 2
        results(end+1, :) = {dia, periodo_str, NaN, NaN, NaN, NaN, 0};
        continue
    end

    % Incrementos de custo no intervalo (só positivos)
    c_win = custo(idx);
    dc = diff(c_win); % € por amostra
    dc_pos = dc(dc > 0); % apenas acréscimos

    dur_h = (sum(idx)-1) * dt / 3600; % horas efetivas
    soma_inc = sum(dc_pos); % € (soma dos acréscimos)
    taxa_media = soma_inc / dur_h; % €/h
    media_inc_amostra = mean(dc_pos); % € por amostra
    num_inc = numel(dc_pos); % contagem de acréscimos

    results(end+1, :) = {dia, periodo_str, soma_inc, dur_h, taxa_media,
media_inc_amostra, num_inc};
end

results_table = cell2table(results, ...
    'VariableNames',
    {'Dia', 'Periodo', 'SomaIncrementos_EUR', 'Duracao_h', 'TaxaMedia_EUR_h',
    'MediaIncremento_EUR_amostra', 'NumIncrementos'});

%% ===== Agregado dos 4 dias =====
mask_valid = ~isnan(results_table.SomaIncrementos_EUR);
Soma_total_EUR = nansum(results_table.SomaIncrementos_EUR(mask_valid));
Dur_total_h = nansum(results_table.Duracao_h(mask_valid));
if Dur_total_h == 0
    TaxaMedia_4dias_EUR_h = NaN;
else
    TaxaMedia_4dias_EUR_h = Soma_total_EUR / Dur_total_h;
end
MediaIncremento_EUR_amostra_4dias =
mean(results_table.MediaIncremento_EUR_amostra(mask_valid), 'omitnan');

```

```

NumIncrementos_total = nansum(results_table.NumIncrementos(mask_valid));

agregado_table = table( ...
    {'Média 4 dias'}, {periodo_str}, Soma_total_EUR, Dur_total_h, ...
    TaxaMedia_4dias_EUR_h, MediaIncremento_EUR_amostra_4dias,
    NumIncrementos_total, ...
    'VariableNames',
    {'Tipo', 'Periodo', 'SomaIncrementos_EUR', 'Duracao_h', 'TaxaMedia_EUR_h',
     'MediaIncremento_EUR_amostra', 'NumIncrementos'});

%% ===== Mostrar =====
disp('----- Acréscimos por dia -----');
disp(results_table);
disp('----- Agregado (4 dias) -----');
disp(agregado_table);

```

```

% 1. Verificação das escalas
fprintf('=== Análise Diagnóstica ===\n');
fprintf('• Duração total de t: %.2f dias\n', (t(end)-t(1))/86400);
fprintf('• Média Pload: %.2f kW | Média prede: %.2f kW\n', mean(Pload)/1000,
mean(prede)/1000);

% 2. Cálculo CORRETO (assumindo que t está em segundos e potências em W)
consumo_prede = sum(prede) * (t(2)-t(1)) / 3600 / 1000; % kWh
consumo_Pload = sum(Pload) * (t(2)-t(1)) / 3600 / 1000; % kWh

%% 3. Cálculo das emissões de CO2eq (kg)
fator_emissao = 0.167; % kgCO2e/kWh
emissoes_prede = consumo_prede * fator_emissao;
emissoes_Pload = consumo_Pload * fator_emissao;

%% 4. Apresentação dos resultados
fprintf('\n===== RESULTADOS (4 DIAS) =====\n');
fprintf('Consumo energético:\n');
fprintf('• prede: %.2f kWh\n', consumo_prede);
fprintf('• Pload: %.2f kWh\n', consumo_Pload);
fprintf('\nEmissões de CO2eq:\n');
fprintf('• prede: %.2f kgCO2e\n', emissoes_prede);
fprintf('• Pload: %.2f kgCO2e\n', emissoes_Pload);
fprintf('=====');

%% 5. Tabela resumo (opcional)
resultados = table([consumo_prede; consumo_Pload], [emissoes_prede;

```

```
emissoes_Pload], ...  
    'VariableNames', {'Consumo_kWh', 'Emissoes_kgCO2e'}, ...  
    'RowNames', {'prede', 'Pload'});  
disp(resultados);
```

Anexo B:

– Calculos de emissões e análise económica –
(Exemplo)

Simulacao 4 dias emissoes		
Cenarios (4 dias)		Valor (kgCO2)
Referencia	-	2802
PV	verao	1934,1
	inverno	2520
PV e GE	verao	1748,8
	inverno	2334,7
PV, GE e Bat(sem tarifa)	verao	1748,2
	inverno	2333,5
Cenario final = PV, GE e Bat(com tarifa)	verao	1748,6
	inverno	2334,1

Dias uteis	253
Dias ano	365
Dias uteis / 4	63,25
Dias ano / 4	91,25
Referencia consumo ano grupel de 1 ano (kgCO2)	450560
Energia GE 1 dia (kWh)	277
Energia Carga 1 dia (kWh)	4195
fator emissoes diesel (kgCO2/kWh)	0,8
fator emissoes eletrecidade (kgCO2/kWh)	0,167

Calculo Emissoes em 1 ano					
kgCO2e	Emissoes carga eletrica	Emissoes de diesel e afins (referencia)	Emissoes cenario final	Emissoes eletricas evitadas	Emissoes diesel reutilizadas
				PV	GE
	255 682,50	194 877,50	191 472,79	52 464,19	11 720,23
					56 064,80

Parametros		
Parametro	Unidade	Valor
i (taxa de atualizacao)	-	0,08
n (anos)	anos	25
$PFV = ((1+i)^n - 1) / (i * (1+i)^n)$	-	10,67
Fator anualizacao (de 4 dias -> ano)	-	91,25
Usar valores anuais diretos? (1=Sim,0=Nao)	-	0
Custo base - 4 dias (€)	€	2023,93
Custo base - anual (€)	€	184684
EUR/kWh bateria (sem O&M)	€/kWh	400
O&M unitario armazenamento	€/kWh	5
Estimativa PRR	%	0
EUR/kW fotovoltaico	€/kW	800

Resultados												
Cenario	Cap_kWh	EUR_kWh	PV_kW	EUR_kW	Invest_eur	O&M_eur	4dias_eur (verao)	4dias_eur (inverno)	4dias_eur	Custo_anual_calc	Custo_Base_anual_calc	Poupanca_anual_eur
PV	0,00	400,00	243,00	800,00	194400,00	19440,00	1399,65	1820,43	1610,04	146916,15	184683,61	37767,46
BAT(1)	72,00	400,00	243,00	800,00	223200,00	19800,00	1280,49	1690,47	1485,48	135550,05	184683,61	49133,56
BAT(2)	144,00	400,00	243,00	800,00	252000,00	20160,00	1266,94	1682,35	1474,65	134561,36	184683,61	50122,26
BAT(3)	216,00	400,00	243,00	800,00	280800,00	20520,00	1257,93	1676,19	1467,06	133869,23	184683,61	50814,39
BAT(4)	288,00	400,00	243,00	800,00	309600,00	20880,00	1254,90	1672,30	1463,60	133553,50	184683,61	51130,11
BAT(5)	360,00	400,00	243,00	800,00	338400,00	21240,00	1248,04	1667,21	1457,63	133008,28	184683,61	51675,33

Cenario PV																										
Anos	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Cash Flow	-194400	18327,5	18327,5	18327,5	18327,5	18327,5	18327,5	18327,5	18327,5	18327,5	18327,5	18327,5	18327,5	18327,5	18327,5	18327,5	18327,5	18327,5	18327,5	18327,5	18327,5	18327,5	18327,5	18327,5	18327,5	18327,5
CFactualizado	-194400	16970	15713	14549	13471	12473	11549	10694	9902	9168	8489	7860	7278	6739	6240	5778	5350	4953	4586	4247	3932	3641	3371	3121	2890	2676
Cfacumulado	-194400	-177430	-161717	-147168	-133697	-121224	-109674	-98980	-89079	-79910	-71421	-63561	-56283	-49544	-43304	-37526	-32177	-27224	-22637	-18390	-14458	-10817	-7446	-4325	-1435	1242
PP =	24,84																									
VAL =	1242																									
TIR =	8,1%																									
ROI =	1,01																									

Cenario PV e BAT(1)																										
Anos	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Cash Flow	-223200	29333,6	29333,6	29333,6	29333,6	29333,6	29333,6	29333,6	29333,6	29333,6	29333,6	29333,6	29333,6	29333,6	29333,6	29333,6	29333,6	29333,6	29333,6	29333,6	29333,6	29333,6	29333,6	29333,6	29333,6	29333,6
CFactualizado	-223200	27161	25149	23286	21561	19964	18485	17116	15848	14674	13587	12581	11649	10786	9987	9247	8562	7928	7341	6797	6293	5827	5396	4996	4626	4283
Cfacumulado	-223200	-196039	-170890	-147605	-126044	-106080	-87594	-70479	-54631	-39957	-26369	-13789	-2140	8646	18633	27880	36442	44370	51711	58508	64801	70629	76024	81020	85646	89929
PP =	17,82																									
VAL =	89929																									
TIR =	12,4%																									
ROI =	1,40																									

Cenario PV e BAT(2)																										
Anos	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Cash Flow	-252000	29962,3	29962,3	29962,3	29962,3	29962,3	29962,3	29962,3	29962,3	29962,3	29962,3	29962,3	29962,3	29962,3	29962,3	29962,3	29962,3	29962,3	29962,3	29962,3	29962,3	29962,3	29962,3	29962,3	29962,3	29962,3
CFactualizado	-252000	27743	25688	23785	22023	20392	18881	17483	16188	14989	13878	12850	11898	11017	10201	9445	8746	8098	7498	6943	6428	5952	5511	5103	4725	4375
Cfacumulado	-252000	-224257	-198569	-174784	-152761	-132369	-113488	-96005	-79818	-64829	-50951	-38101	-26202	-15185	-4984	4461	13207	21305	28803	35746	42174	48126	53637	58740	63465	67840
PP =	19,70																									
VAL =	67840																									
TIR =	11,0%																									
ROI =	1,27																									

TECHNICAL DATA SHEET

TS HV 70 E

TECHNICAL DATA FOR BATTERY STORAGE SYSTEM

Type designation	TS HV 70/9-20
Energy content	72 kWh (at 100% DoD)
Nominal voltage	729 V $\approx$
Min. operating voltage	634 V $\approx$
Max. operating voltage	822 V $\approx$
Nominal charging/discharging current	100 A $\approx$
Max. C-rate	1C
Cell	Lithium NMC prismatic (Samsung SDI)
Cell balancing	DynamiX Battery Optimizer
Cycles expected @ 100% DoD 70% EoL 23°C +/-5°C 1C/1C	6000
Cycles expected @ 100% DoD 70% EoL 23°C +/-5°C 0.5C/0.5C	8000
Efficiency (battery)	Up to 98%
Self-consumption (standby)	5 W (without battery inverter)
Operating temperature	0°C to 50°C
Ambient temperature	0°C to 50°C
Humidity	0 to 80% (non-condensing)
Cooling concept	Passive via fins and active via fans
Altitude of installation site	< 2,000 m above sea level
Weight	Total
	Cabinet
	Battery module
	Battery management system (APU)
Dimensions (H x W x D)	2008 x 608 x 990 mm
	Tilt height
Certificates/standards	Cell
	Product
Guarantee	10-year performance guarantee, 5-year system guarantee
Recycling	TESVOLT offers a free take-back scheme for batteries from Germany
Protection class	IP 20
Protection class	I
Battery specification as per DIN EN 62620:2015	INP46/175/127/[1P22S]M/-20+60/90

TECHNICAL DATA FOR BATTERY INVERTER

Manufacturer	SMA
Type designation	STPS 60
Nominal charging power (AC)	60 kVA
Nominal discharging power (AC)	75 kVA
DC voltage range	575 V $\approx$ to 1000 V $\approx$
Dimensions (H x W x D)	740 x 570 x 306 mm
Max. efficiency	98.8%
Self-consumption (standby)	< 3 W
Operating temperature	-25 to 60°C
Weight	77 kg
Protection class	IP 65 NEMA 3R
Communication	Modbus TCP/IP
Topology	Transformer-free
Guarantee	5 years
Certificates	See data sheet STPS 60 (SMA)

SYSTEM CONFIGURATION

This table displays the possible output depending on the energy and the number of SMA STPS 60 battery inverters:

Number of TS HV 70 E	Energy system																				
40	2880.0 kWh																				
32	2304.0 kWh																				
28	2016.0 kWh																				
24	1728.0 kWh																				
20	1440.0 kWh																				
16	1152.0 kWh																				
12	864.0 kWh																				
10	720.0 kWh																				
9	648.0 kWh																				
8	576.0 kWh																				
7	504.0 kWh																				
6	432.0 kWh																				
5	360.0 kWh																				
4	288.0 kWh																				
3	216.0 kWh																				
2	144.0 kWh																				
1	72.0 kWh																				
Number of SMA STPS 60		60 kW	75 kW	120 kW	150 kW	180 kW	225 kW	240 kW	300 kW	300 kW	375 kW	360 kW	450 kW	420 kW	525 kW	480 kW	600 kW	540 kW	675 kW	600 kW	750 kW
		1		2		3		4		5		6		7		8		9		10*	

* max. 14 SMA STPS 60 per Inverter Manager

Max. charging power

Max. discharging power

TESVOLT GmbH
Am Heideberg 31 | 06886 Lutherstadt Wittenberg
Germany
Phone +49 (0) 3491 8797 100
info@tesvolt.com | www.tesvolt.com



This data sheet is strictly informational and is not legally binding. The exact specifications and/or product features (particularly in case of further development of the product) may differ slightly from the information provided here. Subject to errors and changes. Please read the safety and installation instructions carefully and completely before using the product. In case of purchase, the currently valid guarantee policies and the general terms and conditions of TESVOLT GmbH apply.

Registration in Sunny Portal powered by ennexOS from the manufacturer SMA (**Sunny Portal powered by ennexOS**) is required to use the energy management system (EMS) Data Manager M.