

Modelos de Gestão de Energia com BESS

Análise da Viabilidade Operacional e Económica

Nuno Carlos Silva Sabeça

**Relatório de Estágio para obtenção do Grau de Mestre em Energias
Sustentáveis**

Orientadora no ISEP: Professora Doutora Olga dos Remédios Sobral Castro
Supervisor na Finerge: Engenheiro Celso José Nunes Xavier



Júri:

Presidente:

Ana Maria Marques Moura Gomes Viana, Professor Coordenador, Instituto Superior de Engenharia do Politécnico do Porto

Vogais:

Olga dos Remédios Sobral Castro, Professor Adjunto, Instituto Superior de Engenharia do Politécnico do Porto

Filipe Joel Nunes Soares, Investigador Sénior, INESC TEC, Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores, Tecnologia e Ciência

Declaração de Integridade

Declaro ter conduzido este trabalho académico com integridade. Não plagiei ou apliquei qualquer forma de uso indevido de informações ou falsificação de resultados ao longo do processo que levou à sua elaboração.

Declaro que o trabalho apresentado neste documento é original e de minha autoria, não tendo sido utilizado anteriormente para nenhum outro fim.

Declaro ainda que tenho pleno conhecimento do Código de Conduta Ética do P.PORTO.

A handwritten signature in dark ink, appearing to read 'Nuno Carlos Silva Sabença', with a stylized flourish at the end.

Nuno Carlos Silva Sabença

ISEP, Porto, 18 de junho de 2025

Resumo

O presente trabalho avalia a viabilidade técnica e económica da implementação de um sistema de armazenamento de energia com recurso a baterias, tendo como caso de estudo o Parque Eólico do Alto Minho – uma instalação de produção renovável em operação, sob gestão da empresa Finerge, no âmbito de uma colaboração estabelecida para este estudo.

A investigação fundamentou-se na análise de dados reais de produção do parque, complementados por dados meteorológicos para estimar períodos com registos em falta. Simultaneamente, foram incorporados dados do mercado elétrico nacional, de forma a refletir a dinâmica real dos preços e identificar oportunidades operacionais relevantes.

Com base na integração destas fontes, foram desenvolvidos modelos estratégicos de gestão de energia, que consideraram múltiplas configurações de baterias e diversos *spreads* mínimos, com o objetivo de identificar condições operacionais favoráveis. As estratégias analisadas incluíram o aproveitamento de energia excedente (*curtailment*), a arbitragem de preços no mercado diário e a prestação de serviços de sistema.

Do ponto de vista operacional, o modelo de gestão de energia multiestratégico – que integra todas as estratégias em análise – demonstrou uma clara superioridade face às abordagens baseadas em estratégias isoladas, alcançando lucros totais 547% superiores em relação ao modelo assente exclusivamente no aproveitamento de energia *curtailed*, 138% superiores face ao modelo baseado unicamente na arbitragem de energia, e 105% superiores relativamente ao modelo que combina *curtailment* e arbitragem. Estes resultados evidenciam não só a relevância da diversificação estratégica como elemento central para garantir a viabilidade do investimento, mas também o impacto positivo da integração da participação em serviços de sistema na estrutura operacional do modelo.

A análise económico-financeira realizada demonstrou que as baterias com uma duração de 2 horas apresentam o melhor desempenho económico entre as alternativas estudadas. Em particular, a configuração de 40 MWh / 20 MW destacou-se como a mais eficiente, registando taxas internas de retorno entre 10,8% e 13,2%, um período de retorno do investimento de aproximadamente sete anos e um custo nivelado de armazenamento na ordem dos 70 €/MWh. Estes resultados evidenciam um desempenho económico sólido e competitivo, reforçando o potencial destas soluções no contexto da transição energética e da integração de fontes renováveis no sistema elétrico.

Este estudo reforça a importância dos sistemas de armazenamento na transição energética, oferecendo base sólida para decisões em futuros investimentos no setor.

Palavras-chave: Arbitragem de Energia, Armazenamento de Energia, Baterias, *Curtailment*, Gestão de Energia, Serviços de Sistema

Abstract

This study evaluates the technical and economic feasibility of implementing an energy storage system using batteries, taking the Alto Minho Wind Farm as a case study – an operational renewable energy facility managed by Finerge, within the scope of a collaboration established for this research.

The investigation was grounded in the analysis of real production data from the wind farm, complemented by meteorological data to estimate periods with missing records. Additionally, national electricity market data were incorporated to reflect real price dynamics and identify relevant operational opportunities.

Based on the integration of these data sources, strategic energy management models were developed, considering multiple battery configurations and various minimum price spreads, with the aim of identifying favourable operational conditions. The analysed strategies included the use of curtailed energy, Day-Ahead market price arbitrage, and the provision of system services.

From an operational standpoint, the multi-strategy energy management model – which integrates all the aforementioned strategies – demonstrated clear superiority over models based on isolated strategies. It achieved total profits 547% higher than the model based solely on curtailed energy usage, 138% higher than the pure arbitrage model, and 105% higher than the model combining curtailment and arbitrage. These results highlight not only the importance of strategic diversification as a key element for investment viability but also the positive impact of integrating system services into the model's operational framework.

The economic and financial analysis showed that batteries with a 2-hour duration offer the best economic performance among the alternatives studied. In particular, the 40 MWh / 20 MW configuration stood out as the most efficient, with internal rates of return between 10.8% and 13.2%, a payback period of approximately seven years, and a levelised cost of storage around €70/MWh. These results demonstrate solid and competitive economic performance, reinforcing the potential of such solutions in the context of the energy transition and the integration of renewable sources into the electricity system.

This study thus reinforces the relevance of storage systems in the energy transition, providing a robust basis for informed decision-making in future investment projects within the sector.

Keywords: Ancillary Services, Batteries, Curtailment, Energy Arbitrage, Energy Management, Energy Storage.

Agradecimentos

Gostaria de expressar a minha sincera gratidão à Engenheira Olga, minha orientadora de tese e diretora do mestrado, pelo acompanhamento dedicado, pelas orientações esclarecedoras e pelo apoio constante ao longo de todo o percurso académico.

Agradeço também ao Engenheiro Celso, da empresa com a qual foi realizada parceria de estágio, pela disponibilidade, suporte técnico e conhecimento partilhado, que foram essenciais para o desenvolvimento deste trabalho.

Aos meus colegas de faculdade, deixo o meu reconhecimento pela colaboração e apoio durante esta etapa.

À minha mãe, agradeço profundamente pelo incentivo, compreensão e apoio incondicional ao longo de toda a minha formação.

Sou igualmente grato ao Instituto Superior de Engenharia do Porto pelo suporte e recursos disponibilizados sempre que necessário, assim como à Finerge, pela oportunidade de integração durante o estágio e pelo ambiente profissional proporcionado.

A todos, o meu agradecimento.

Índice Geral

Declaração de Integridade	iii
Resumo.....	v
Abstract.....	vii
Agradecimentos.....	ix
Índice Geral.....	xi
Lista de Figuras	xv
Lista de Tabelas	xvii
1 Introdução	1
1.1 Entidade Parceira no Desenvolvimento do Estudo.....	1
1.2 Enquadramento do Estudo	1
1.3 Objetivos do Estudo	2
1.4 Limitações do Estudo.....	3
1.5 Estrutura do Relatório	4
2 Estado da Arte	5
2.1 Panorama das Tecnologias de Armazenamento de Energia.....	5
2.1.1 Armazenamento Mecânico	5
2.1.2 Armazenamento Térmico	8
2.1.3 Armazenamento Químico.....	9
2.1.4 Armazenamento Eletroquímico.....	9
2.2 Resumo das Tecnologias e Seleção da Tecnologia.....	11
2.3 Estratégias Operacionais	13
2.3.1 Curtailment.....	13
2.3.2 Arbitragem de Energia.....	14
2.3.3 Serviços de Sistema	15
2.3.4 Combinação de Estratégias	16
2.4 Contribuição do Estado da Arte	17

3	Metodologia	19
3.1	Objetivo da Metodologia	19
3.2	Ferramentas Computacionais.....	19
3.3	Fases de Estudo	19
3.4	Descrição do Parque e Condições de Operação	21
3.4.1	Caracterização e Evolução do Parque.....	21
3.4.2	Ponto de Ligação à Rede Elétrica.....	26
3.5	Aquisição e Seleção de Dados de Entrada	27
3.5.1	Dados Climáticos.....	27
3.5.2	Dados da Rede Elétrica Nacional	32
3.6	Modelação da Produção	43
3.6.1	Produção Eólica	44
3.6.2	Produção Fotovoltaica	49
3.6.3	Produção Total.....	50
3.7	Modelação dos Sistemas de Gestão de Energia.....	51
3.7.1	Modelação do Curtailment e Arbitragem de Energia	52
3.7.2	Modelação dos Serviços de Sistema	53
3.8	Projeção de Receitas.....	55
3.9	Avaliação da Viabilidade Económica.....	58
4	Resultados e Discussão.....	61
4.1	Produção.....	61
4.1.1	Produção Injetada na Rede.....	61
4.1.2	Perdas de Transporte.....	63
4.1.3	Produção Estimada	63
4.1.4	Produção Total.....	66
4.2	Análise dos Modelos de Gestão de Energia.....	70
4.2.1	MGE Curtailment e MGE Arbitragem de Energia	70
4.2.2	MGE Serviços de Sistema e MGE Multiestratégico.....	92
4.2.3	Projeção de Receitas e Análise de Viabilidade Económica	103
5	Conclusão	115
5.1	Conclusões do Trabalho	115
5.2	Trabalhos Futuros.....	118
	Bibliografia.....	119
	Apêndice A – Diagrama de Gantt do Estudo	125
	Apêndice B – Análise Económica de um Sistema BESS com configuração de 100 MWh/50 MW e 200 MWh/50 MW	127

<i>Apêndice C – Custo por Ciclo do MGE Load Shifting</i>	<i>129</i>
<i>Apêndice D – Indicadores Económicos para o MGE Arbitragem de Energia e MGE Load Shifting</i>	<i>131</i>

Lista de Figuras

Figura 1 – Representação dos Modelos de Gestão de Energia para as diferentes estratégias ...	3
Figura 2 – Comparação de diferentes tecnologias de armazenamento de energia (Fonte: <i>The World Energy Council</i>).....	12
Figura 3 – Fluxograma da metodologia.....	20
Figura 4 – Posicionamento geográfico do parque do Alto Minho	21
Figura 5 – Posicionamento geográfico dos subparques do Alto Minho	22
Figura 6 – Cenário ilustrativo do impacto do sobredimensionamento	23
Figura 7 – Cenário ilustrativo de uma oportunidade de aplicação de sobredimensionamento solar.....	24
Figura 8 – Representação aérea da conexão elétrica entre subparques e subestação.....	26
Figura 9 – Esquema organizacional do parque do Alto Minho	27
Figura 10 – Base de dados da Finerge com parâmetros do recurso eólico	28
Figura 11 – Perfil médio diário do vento ao longo do ano.....	28
Figura 12 – Distribuição de Weibull (função densidade de probabilidade) do local de estudo	30
Figura 13 – Distribuição de Weibull (função distribuição acumulada) do local de estudo.....	31
Figura 14 – Excerto da base de dados da Solargis	31
Figura 15 – Irradiância média mensal para os três anos em análise (média considerando apenas os períodos de exposição solar)	32
Figura 16 – Mercado de serviços de energia e seus tempos de resposta operacionais (Fonte: ENTSO-E)	34
Figura 17 – Características detalhadas dos diferentes tipos de mercados de serviços de energia (Fonte: Synertics)	35
Figura 18 – Base de dados do mercado diário (Fonte: REN/OMIE)	36
Figura 19 – Evolução detalhada do preço médio mensal no período em estudo	37
Figura 20 – Valores máximos, médios e mínimos dos preços mensais no período em estudo	37
Figura 21 – Variação horária do mercado diários no período em estudo	38
Figura 22 – Base de dados do mercado de serviços de sistema aFRR	40
Figura 23 – Evolução do preço médio mensal da banda contratada no mercado	41
Figura 24 – Evolução do preço médio mensal da banda de ativação no mercado de serviços de sistema	42
Figura 25 – Evolução do preço médio diário da banda de ativação no mercado.....	43
Figura 26 – Documentos com dados individuais de produção por subparque	44
Figura 27 – Esquema unifilar geral do <i>cluster</i>	45
Figura 28 – Base de dados da produção eólica registada pelo contador 1 FNG.....	45
Figura 29 – Esquema ilustrativo dos cenários de injeção e produção produzível estimada em relação ao limite de potência no PL.....	47
Figura 30 – Ficheiros com dados por contador, associados a cada turbina do OE II.....	47
Figura 31 – Curvas de potência características das diferentes turbinas eólicas.....	48
Figura 32 – Excerto da ficha técnica do painel fotovoltaico CS6W-545MB.....	50

Figura 33 – Tabela de perdas energéticas associadas à conversão em painéis fotovoltaicos ...	50
Figura 34 – Evolução do <i>curtailment</i> até 2050 (Fonte: BloombergNEF)	56
Figura 35 – Evolução do valor de <i>spread</i> entre 2010 e 2025	57
Figura 36 – Potência injetada pelo conjunto PE + OE I + OE II	62
Figura 37 – Perfil anual de potência injetada pelo OE II	62
Figura 38 – Produção média mensal estimada do OE II	64
Figura 39 – Produção semanal aleatória do OE II no período de análise.....	64
Figura 40 – Produção injetada na rede e perdas por <i>curtailment</i> no OE II.....	65
Figura 41 – Produção média mensal do OE Solar	66
Figura 42 – Distribuição da energia produzida por unidade produtora.....	67
Figura 43 – Energia total produzida pelo parque injetada na rede ao longo do ano	67
Figura 44 – Semana aleatória de produção combinada do parque eólico, OE I, OE II e OE solar	68
Figura 45 – Produção em dois dias aleatórios de operação.....	68
Figura 46 – Variação da produção de energia e do preço de eletricidade	69
Figura 47 – Potência média mensal de <i>curtailment</i> e número de episódios mensais detetados	70
Figura 48 – Energia mensal perdida devido ao <i>curtailment</i>	71
Figura 49 – Duração média mensal dos episódios de <i>curtailment</i>	71
Figura 50 – Cenário ilustrativo dos momentos de carga e descarga no ciclo de aproveitamento de <i>curtailment</i> (1 ciclo diário máximo)	74
Figura 51 – Cenário ilustrativo dos momentos de carga e descarga no ciclo de aproveitamento de <i>curtailment</i> (2 ciclos diários máximos).....	74
Figura 52 – Oportunidades diárias de arbitragem de energia	78
Figura 53 – Variação do preço médio horário da eletricidade ao longo do ano.....	83
Figura 54 – Tendência de lucro por estratégia.....	100
Figura 55 – Perspetiva gráfica do impacto das sensibilidades na receita líquida acumulada..	105
Figura 56 – Tendência futura do CAPEX de baterias (Fonte: Wood Mackenzie, SNE Research, Goldman Sachs Research)	117

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Principais parâmetros de diferentes tipos de baterias (Fonte: DNV).....	10
Tabela 2 – Principais parâmetros para diferentes composições de baterias de íões de lítio (Fonte: DNV).....	11
Tabela 3 – Distribuição das turbinas por subparque, modelo e potência instalada.....	23
Tabela 4 – Principais indicadores das bandas de contratação e ativação	42
Tabela 5 – Dados de medição dos contadores (em kWh).....	46
Tabela 6 – Principais indicadores da produção injetada na rede pelo PE, OE I e OE II.....	61
Tabela 7 – Principais indicadores da produção injetada na rede pelo OE II.....	62
Tabela 8 – Perdas de transporte no PEAM	63
Tabela 9 – Indicadores de produção estimada para o <i>Overequipment</i> II	64
Tabela 10 – Indicadores principais do OE fotovoltaico para os anos de irradiação analisados	65
Tabela 11 – Indicadores de produção estimada e desempenho do OE solar	66
Tabela 12 – Indicadores da produção total de energia	67
Tabela 13 - Evolução da adição dos sobreequipamentos.....	69
Tabela 14 – Energia aproveitada proveniente do <i>curtailment</i>	75
Tabela 15 – KPI’s relevantes para a análise do desempenho das baterias recorrendo ao MGE <i>Curtailment</i>	76
Tabela 16 – KPI’s relevantes para a análise do desempenho das baterias recorrendo ao MGE Arbitragem de Energia	80
Tabela 17 – KPI’s relevantes para a análise do desempenho das baterias recorrendo ao MGE <i>Load Shifting</i>	85
Tabela 18 – Número de ciclos por estratégia de carregamento (ciclos através de energia <i>curtailed</i> / ciclos através de arbitragem de energia / ciclos mistos)	86
Tabela 19 – Comparativo entre modelos (MGE <i>Curtailment</i> , MGE Arbitragem de Energia e MGE <i>Load Shifting</i>) para diferentes <i>spreads</i> e configurações de baterias	89
Tabela 20 – Indicadores de desempenho na prestação de serviços de sistema utilizando baterias	93
Tabela 21 – KPI’s relevantes para a análise do desempenho das baterias recorrendo ao MGE Multiestratégico discriminados por estratégia e na globalidade	98
Tabela 22 – Impacto dos serviços de sistema sobre os lucros associados ao <i>load shifting</i>	101
Tabela 23 – Indicadores de projeção dos resultados económico-financeiros.....	104
Tabela 24 – Indicadores económico-financeiros relativos à sensibilidade mínima.....	107
Tabela 25 – Indicadores económico-financeiros relativos à sensibilidade máxima	108
Tabela 26 – CoC e receita por ciclo para cada configuração para os diferentes MGE	113

Lista de Acrónimos

aFRR	<i>Automatic Frequency Restoration Reserve</i>
BESS	<i>Battery Energy Storage System</i>
CAES	<i>Compressed Air Energy Storage</i>
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i>
CDF	<i>Cumulative Distribution Function</i>
CpC	<i>Cost per Cycle</i>
DAM	<i>Day-Ahead Market</i>
DIF	<i>Direct Horizontal Irradiance</i>
DNI	<i>Direct Normal Irradiance</i>
DoD	<i>Depth of Discharge</i>
EUA	Estados Unidos da América
FCR	<i>Frequency Containment Reserve</i>
FESS	<i>Flywheel Energy Storage System</i>
FNG	Finerge
GGG	Gestor Global do Sistema
GHI	<i>Global horizontal Irradiance</i>
GTI	<i>Global Tilted Irradiance</i>
IDM	<i>Intraday Market</i>
IRR	<i>Internal Rate of Return</i>
KPI	<i>Key Performance Indicator</i>
LCA	<i>Life Cycle Assessment</i>
LCOE	<i>Levelized Cost of Energy</i>
LCOS	<i>Levelized Cost of Storage</i>
LFP	Lítio, Ferro e Fosfato

MBES	<i>Mobile Battery Energy Storage System</i>
mFRR	<i>Manual Frequency Restoration Reserve</i>
MGE	Modelo de Gestão de Energia
MIBEL	Mercado Ibérico de Energia
MW	Megawatt
NPV	<i>Net Present Value</i>
OE	<i>Overequipment</i>
OPEX	<i>Operational Expenditure</i>
OMIE	Operador de Mercado Ibérico de Energia
PDF	<i>Probability Distribution Function</i>
PE	Parque Eólico Original
PEAM	Parque Eólico do Alto Minho
PL	Ponto de Ligação à Rede
PPA	<i>Power Purchase Agreement</i>
PSH	<i>Pumped Storage Hydropower</i>
REN	Rede Nacional Elétrica
RR	<i>Replacement Reserve</i>
SE	Subestação
SS	Serviços de Sistema
TES	<i>Thermal Energy Storage</i>
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
TSO	<i>Transmission System Operator</i>

1 Introdução

1.1 Entidade Parceira no Desenvolvimento do Estudo

Este estudo foi desenvolvido em colaboração com a Finerge S.A., uma referência nacional no setor energético, especializada na produção de eletricidade a partir de fontes renováveis. Com 25 anos de experiência, a Finerge é atualmente o segundo maior produtor de energia renovável em Portugal (Finerge S.A., s.d.). Através do Engenheiro Celso Xavier, responsável pela gestão da inovação, a empresa forneceu apoio técnico e acompanhamento contínuo ao longo da execução deste trabalho.

O crescente interesse no armazenamento de energia, alinhado à estratégia da Finerge de se modernizar e expandir no setor de *utilities*, possibilitou a realização deste estudo, centrado na otimização de soluções de armazenamento energético.

A parceria com a Finerge foi fundamental para assegurar a consistência e a credibilidade deste trabalho, beneficiando-se do acesso a dados reais e do know-how técnico da empresa – fatores cruciais para o desenvolvimento das soluções e modelos propostos. Este acompanhamento traduziu-se numa colaboração próxima, com reuniões mensais ao longo do projeto, permitindo uma orientação contínua e alinhada com a realidade do setor. O registo detalhado dessas interações pode ser consultado no Apêndice A.

Espera-se que os resultados obtidos contribuam para o avanço dos projetos de inovação da Finerge, trazendo benefícios concretos à empresa, com base no trabalho desenvolvido ao longo dos últimos seis meses.

1.2 Enquadramento do Estudo

A transição energética para fontes renováveis tem sido uma prioridade a nível global, revelando-se como a principal solução para ultrapassar a dependência dos combustíveis fósseis. Esta transição é impulsionada pela necessidade urgente de reduzir as emissões de gases com efeito de estufa e pela crescente procura por alternativas sustentáveis. O setor das energias renováveis tem registado um crescimento significativo, especialmente nos países desenvolvidos, onde já representa uma parcela considerável do portefólio energético – 61% em Portugal (Agência Portuguesa do Ambiente, 2024) e 30% a nível mundial (International Energy Agency (IEA), 2024). A discrepância entre estas percentagens explica-se, em grande parte, pela inclusão, nos dados mundiais, de países em desenvolvimento e subdesenvolvidos, onde a penetração das energias renováveis é ainda limitada, contribuindo assim para um valor percentual relativamente baixo.

A eletrificação da economia, em paralelo com o aumento da capacidade instalada de produção renovável, tem gerado a necessidade de soluções inovadoras que garantam a segurança e a estabilidade da rede elétrica. A integração de fontes renováveis intermitentes, como a solar e a eólica, apresenta desafios significativos, especialmente em relação à variabilidade da produção e ao armazenamento dos excedentes.

Neste contexto, o armazenamento de energia surge como um componente essencial para garantir a eficiência e flexibilidade dos sistemas elétricos. Este possibilita a conservação da energia gerada em períodos de menor consumo para ser utilizada em momentos de maior procura, mitigando os efeitos da intermitência e equilibrando a oferta e a demanda na rede elétrica.

Entre as tecnologias de armazenamento de energia, abordadas em detalhe no subcapítulo 2.1, as baterias destacam-se pela sua capacidade de aplicação em larga escala e pela resposta rápida que oferecem. Além disso, estas facilitam a integração das energias renováveis na rede, desempenhando um papel fundamental na estabilização e fiabilidade do sistema, tornando-se uma solução estratégica na transição energética.

1.3 Objetivos do Estudo

Esta tese tem como principal objetivo estudar a viabilidade económica da implementação de sistemas de armazenamento de energia através de baterias (BESS) e analisar o seu impacto na operação da rede elétrica. Para isso, foram desenvolvidos modelos económico-estratégicos de energia que permitem avaliar os efeitos da implementação desses sistemas.

O desenvolvimento desses modelos apoia-se em três estratégias principais: (i) a mitigação do *curtailment*, ou seja, a redução do desperdício de energia renovável provocado por limitações na capacidade da rede elétrica; (ii) a arbitragem de energia, identificando janelas de oportunidade para a compra e venda de eletricidade com o objetivo de maximizar o lucro e (iii) a participação em mercados de serviços de sistema, contribuindo com flexibilidade e suporte à estabilidade do sistema elétrico. Com base nessas estratégias, realiza-se um estudo sobre o impacto de cada estratégia em um modelo de gestão de energia (MGE), inicialmente considerando as diferentes estratégias de forma isolada e, posteriormente, em um modelo multiestratégico que combina várias estratégias simultaneamente. A Figura 1 esquematiza os vários modelos.

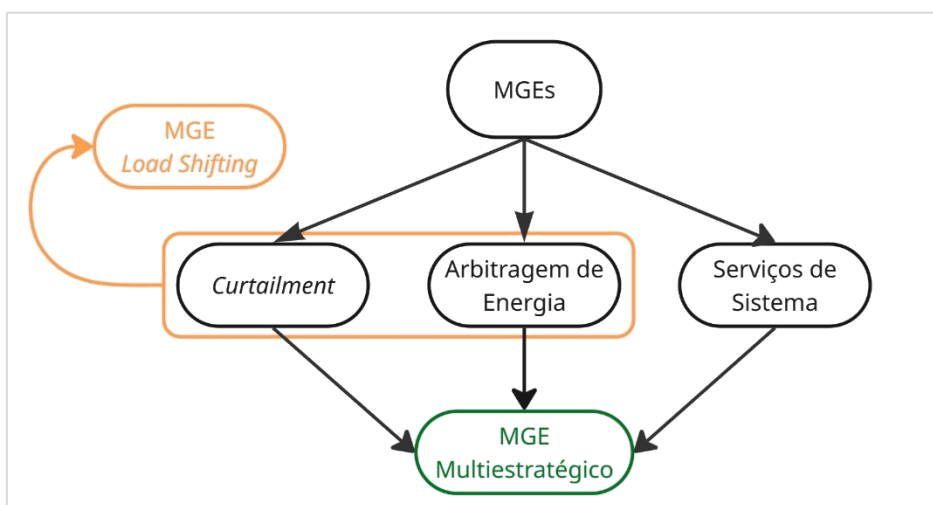


Figura 1 – Representação dos Modelos de Gestão de Energia para as diferentes estratégias

Após o desenvolvimento desses modelos, é realizada uma análise económica dos respetivos modelos, considerando também diferentes configurações de baterias, com o objetivo de avaliar a viabilidade dos BESS para condições de operação reais, utilizando dados concretos de um parque eólico específico, descrito no subcapítulo 3.4.

1.4 Limitações do Estudo

Embora este estudo tenha sido conduzido para ser realizado nas melhores condições possíveis, existem algumas limitações que devem ser consideradas para contextualizar os resultados apresentados.

Uma das principais limitações deste estudo é a indisponibilidade de dados de produção em tempo real, o que afeta, ainda que de forma ligeira, a precisão dos resultados e a capacidade de resposta dinâmica dos modelos desenvolvidos. No entanto, esta limitação não compromete a validade do estudo, uma vez que os dados históricos, quando analisados numa perspetiva global, refletem de forma consistente o comportamento registado nos últimos anos.

Outro desafio relevante prende-se com a complexidade do mercado elétrico. A dinâmica do setor, marcada por múltiplos instrumentos regulatórios, incentivos económicos e políticas públicas, torna difícil antecipar com exatidão o seu comportamento futuro. Esta incerteza pode fazer com que os valores obtidos pelos MGEs oscilem em relação aos resultados previstos, desenvolvidos com base num período específico e com características de mercado particulares. Esta volatilidade leva à criação de modelos probabilísticos e estocásticos, capazes de simular diferentes cenários e refletir com maior realismo as flutuações e incertezas do mercado.

Além disso, as tendências dos mercados de energia e de outros fatores cruciais, como a evolução do *curtailment* anualmente, que servem como base para a projeção de receitas nos anos subsequentes ao período analisado – fundamentais para compreender o panorama geral

de vários indicadores de funcionamento dos MGEs ao longo do tempo – apresentam, inevitavelmente, um grau de incerteza, uma vez que não é possível garantir com total precisão a concretização dos cenários considerados.

Estas limitações são essenciais para uma interpretação crítica dos resultados apresentados e sublinham a importância de futuras investigações que procurem ultrapassar estas restrições e aprofundar a análise. Esta visão crítica deve ser mantida ao longo de todo o trabalho, dado que se trata de um estudo que envolve muitas variáveis simultâneas, o que faz com que os modelos dependam de múltiplos fatores que podem oscilar ao longo do tempo.

1.5 Estrutura do Relatório

A presente tese de mestrado encontra-se organizada em cinco capítulos, conforme descrito a seguir:

Capítulo 1 – Introdução: Apresenta a empresa com a qual foi estabelecida uma parceria para o desenvolvimento deste estudo, expõe o enquadramento do tema, os objetivos da investigação, a motivação para o estudo e a relevância do armazenamento de energia no contexto da transição energética. São também enumeradas as limitações da investigação e é exposta a estrutura da tese.

Capítulo 2 – Estado da Arte: Reúne e analisa a literatura científica e técnica relevante sobre o armazenamento de energia, com especial enfoque nas tecnologias de baterias. O estado da arte abrange não só os princípios de funcionamento e as principais aplicações das tecnologias, mas também as estratégias de gestão de energia associadas.

Capítulo 3 – Metodologia: Descreve a abordagem metodológica adotada para o desenvolvimento dos vários MGE, incluindo as ferramentas utilizadas, os dados analisados, os critérios de avaliação e os pressupostos considerados. É também apresentada a caracterização e conduções de funcionamento do parque eólico em análise.

Capítulo 4 – Resultados e Discussão: Apresenta os resultados obtidos a partir da aplicação da metodologia definida. Os dados são interpretados criticamente, com vista à avaliação do impacto da utilização de baterias em diferentes cenários, numa perspetiva não só técnica como também económica.

Capítulo 5 – Conclusões: Resume os principais contributos da investigação, discute os impactos do estudo e propõe possíveis desenvolvimentos futuros, com foco na aplicabilidade dos sistemas de armazenamento por baterias em contextos reais.

2 Estado da Arte

2.1 Panorama das Tecnologias de Armazenamento de Energia

Atualmente, existem diversas tecnologias de armazenamento, cada uma com características técnicas, escalas de aplicação e níveis de maturidade distintos. A escolha da tecnologia mais adequada depende de múltiplos fatores, como o tempo de resposta exigido, a duração do armazenamento, a capacidade necessária, os custos e a viabilidade técnica do local.

Esta secção apresenta uma descrição das principais tecnologias de armazenamento de energia utilizadas na atualidade, com o objetivo de enquadrar a opção pelos sistemas BESS (*Battery Energy Storage Systems*) adotada neste estudo. São analisadas, de forma breve, as tecnologias de bombagem hidroelétrica, ar comprimido, volantes de inércia, armazenamento térmico, hidrogénio e baterias, destacando os seus princípios de funcionamento, vantagens e limitações. Embora existam outras tecnologias, abordam-se aqui apenas aquelas que se consideram mais relevantes no contexto atual do setor energético.

2.1.1 Armazenamento Mecânico

2.1.1.1 Bombagem Hidroelétrica Reversível

A bombagem hidroelétrica reversível (*Pumped Storage Hydropower – PSH*) é uma tecnologia de armazenamento de energia que utiliza dois reservatórios de água situados a diferentes altitudes. Durante períodos de baixa procura energética ou excesso de produção renovável, a energia elétrica é utilizada para bombear água do reservatório inferior para o superior. Quando a procura aumenta, a água é libertada do reservatório superior, passando por turbinas que geram eletricidade ao descer para o reservatório inferior. Este processo permite armazenar energia sob a forma de energia potencial gravitacional, sendo especialmente útil para equilibrar a oferta e a procura no sistema elétrico (U.S. Department of Energy, s.d.).

As centrais de PSH apresentam uma elevada capacidade de armazenamento, podendo atingir potências instaladas superiores a 1000 MW e durações de descarga de várias horas. A eficiência de ciclo completo varia entre 70% e 85%, dependendo do design e das condições operacionais (European Energy Research Alliance - EERA, 2016). Estas instalações têm uma longa vida útil, frequentemente superior a 40 anos, com algumas em operação há mais de um século. Além disso, as centrais de PSH podem responder rapidamente às flutuações na procura de energia, contribuindo para a estabilidade da rede elétrica.

No entanto, a implementação de centrais de PSH requer condições geográficas específicas, como a disponibilidade de locais adequados para a construção de dois reservatórios a diferentes altitudes, o que pode limitar a sua aplicabilidade em algumas regiões. Quanto ao

custo das instalações, segundo a Comissão Europeia, varia entre 1000 e 4000 €/kW (Quaranta, et al., 2024). Apesar disso, os custos operacionais são relativamente baixos e a longa vida útil contribui para a viabilidade económica a longo prazo.

Em resumo, a bombagem hidroelétrica reversível é uma tecnologia madura e eficiente para o armazenamento de energia em larga escala.

2.1.1.2 Ar Comprimido

O armazenamento de energia por ar comprimido (*Compressed Air Energy Storage – CAES*) é uma tecnologia que permite armazenar eletricidade sob a forma de energia potencial, comprimindo ar em reservatórios subterrâneos durante períodos de baixa procura ou elevada produção renovável. Posteriormente, o ar armazenado é libertado e expandido em turbinas para gerar eletricidade, tipicamente aquecido antes da expansão para aumentar a eficiência do processo. Trata-se de uma tecnologia com grande potencial para aplicações em larga escala e armazenamento de longa duração, sendo considerada uma solução complementar aos sistemas de baterias e à bombagem hidroelétrica (European Association for Storage of Energy, s.d.).

Existem dois principais tipos de CAES: CAES que recorre a um sistema não adiabático, em que o calor gerado na compressão é dissipado e mais tarde compensado com combustíveis fósseis no momento da expansão; e o CAES através de sistema adiabático, mais eficiente e sustentável, alinhado com as matrizes mundiais atuais, que recupera o calor da compressão e o reutiliza no processo de geração.

A principal vantagem do CAES é a elevada capacidade de armazenamento energético com custos relativamente baixos de operação, especialmente quando aplicado a sistemas de grande escala. No entanto, exige condições geológicas específicas, como cavernas salinas ou reservatórios subterrâneos, o que limita a sua aplicabilidade geográfica (International Energy Agency, 2024).

Em termos de eficiência, os sistemas CAES não adiabáticos apresentam valores em torno de 55% (European Association for Storage of Energy, s.d.) devido à perda de calor durante a compressão. Por outro lado, os sistemas adiabáticos podem alcançar eficiências superiores a 70% (European Association for Storage of Energy, s.d.). Quanto aos custos, os projetos CAES apresentam um CAPEX estimado face à potência instalada entre 400 e 1200 €/kW para sistemas não adiabáticos, e entre 1200 e 2000 €/kW para sistemas adiabáticos (European Association for Storage of Energy, s.d.; Hunt, et al., 2023).

Embora existam apenas algumas instalações em operação no mundo (como as centrais de Huntorf, na Alemanha, e McIntosh, nos Estados Unidos da América), diversos projetos-piloto estão em desenvolvimento na Europa, refletindo o crescente interesse por soluções de armazenamento de média e longa duração. O Air4NRG é um projeto europeu que desenvolve uma solução de armazenamento de energia com recurso a ar comprimido. Com funcionamento

isotérmico e recuperação de calor, promete mais de 10 horas de armazenamento com eficiência superior a 70% (AIR4NRG, s.d.). Modular e sustentável, integra-se como alternativa limpa e escalável para reforçar a rede elétrica com energias renováveis.

Com o avanço da eletrificação e a crescente penetração das renováveis, espera-se que tecnologias como o CAES desempenhem um papel estratégico na descarbonização dos sistemas energéticos, sobretudo em contextos em que outras formas de armazenamento de grande escala (como bombagem hidroelétrica) não sejam viáveis.

2.1.1.3 Volantes de Inércia (*Flywheels*)

Os sistemas de armazenamento de energia por volante de inércia (*Flywheels Energy Storage Systems* – FESS) armazenam energia sob a forma de energia cinética, acelerando um rotor a alta velocidade. Quando necessário, a energia é recuperada ao desacelerar o rotor, convertendo a energia cinética de novo em energia elétrica (Koochi-Fayegh & Rosen, 2020).

Estes sistemas destacam-se pela sua elevada eficiência, que pode atingir desde 85% a 95%. Além disso, possuem uma longa vida útil, com capacidade para suportar centenas de milhares a milhões de ciclos de carga e descarga, e requerem pouca manutenção (Amiryar & Pullen, 2017).

Os custos de implementação de sistemas FESS variam conforme a escala e a aplicação. Embora os custos iniciais possam ser mais elevados em comparação com outras tecnologias de armazenamento, os baixos custos operacionais e a durabilidade tornam-nos competitivos a longo prazo. Contudo, o custo por potência instalada ronda os 600 e 2400 €/kW (Dongxu, et al., 2023).

Devido à sua capacidade de resposta rápida, os FESS são particularmente eficazes em aplicações que exigem fornecimento imediato de energia, como a regulação da frequência da rede elétrica e sistemas de alimentação ininterrupta (European Association for Storage of Energy & European Energy Research Alliance, 2017). O lado negativo dos FESS prende-se com a sua baixa densidade energética, em que não são capazes de atingir valores elevados de energia armazenada. Sistemas híbridos que combinam volantes de inércia com baterias estão a ser implementados para estabilizar redes elétricas, como demonstrado por projetos na Europa que utilizam volantes para manter a frequência da rede estável.

Em resumo, os sistemas de armazenamento por volante de inércia oferecem uma solução eficiente e duradoura para o armazenamento de energia, sendo especialmente adequados para aplicações que requerem ciclos frequentes de carga e descarga e fornecimento rápido de energia.

2.1.2 Armazenamento Térmico

2.1.2.1 Armazenamento Através de Calor

O armazenamento térmico de energia (*Thermal Energy Storage* – TES) é uma solução tecnológica que permite reter energia sob a forma de calor ou frio para utilização diferida no tempo. Esta forma de armazenamento é especialmente relevante na integração de fontes renováveis intermitentes, como a energia solar, permitindo que o excesso de energia seja convertido em calor e utilizado posteriormente para aquecimento, refrigeração, processos industriais ou até produção de eletricidade (Koochi-Fayegh & Rosen, 2020).

Existem três categorias principais de armazenamento térmico: sensível, latente e termoquímico. O armazenamento térmico sensível baseia-se no aumento de temperatura de um material, como água, sais ou rochas, sem mudança de fase, sendo a forma mais simples e económica, embora com menor densidade energética. O armazenamento térmico latente utiliza materiais de mudança de fase, que absorvem ou libertam calor ao transitar entre os estados sólido e líquido, permitindo armazenar grandes quantidades de energia em pequenos volumes, a temperaturas quase constantes. Por fim, o armazenamento termoquímico recorre a reações químicas reversíveis para acumular energia, destacando-se pela elevada densidade energética e potencial para armazenamento de longa duração, embora se encontre ainda em fase de desenvolvimento tecnológico (Koochi-Fayegh & Rosen, 2020).

A eficiência dos sistemas térmicos é elevada quando o calor é utilizado diretamente – podendo ultrapassar os 90% –, como em aquecimento de edifícios ou aplicações industriais (SolarPACES, 2024). No entanto, quando o objetivo é reconverter esse calor em eletricidade, por exemplo em centrais solares térmicas, a eficiência global do ciclo pode atingir valores entre 50% e 90%, devido às perdas inerentes à conversão termodinâmica e ao tipo de energia térmica utilizada (Energy Technology System Analysis Programme & International Renewable Energy Agency - IRENA, 2013).

Quanto aos custos, o armazenamento térmico é uma das formas mais económicas de armazenamento energético, contudo este varia consoante o tipo de tecnologia térmica utilizada. O armazenamento sensível é o mais económico, com valores entre 0,1 € e 30 €/kWh térmico, sendo ideal para aplicações de grande escala com baixos requisitos técnicos. O armazenamento latente, que utiliza materiais de mudança de fase, apresenta custos mais elevados, na ordem dos 50 € a 200 €/kWh, refletindo a complexidade dos materiais e o maior controlo térmico proporcionado. Por fim, o armazenamento termoquímico, ainda em desenvolvimento, o que se traduz numa disponibilidade limitada de informação e conhecimento técnico. Os seus custos situam-se entre intermédios e elevados, geralmente acima de 150 €/kWh, refletindo a complexidade dos sistemas envolvidos. No entanto, destaca-se pela vantagem adicional de permitir o armazenamento de energia por períodos significativamente mais longos, com perdas mínimas ao longo do tempo (International Renewable Energies Agency, s.d.).

2.1.3 Armazenamento Químico

2.1.3.1 Hidrogénio (*Power-to-Gas / Power-to-Hydrogen*)

O armazenamento químico de energia baseia-se na conversão de eletricidade em ligações químicas, permitindo guardar energia sob a forma de compostos que podem ser posteriormente utilizados para produzir eletricidade ou calor. Esta abordagem é especialmente relevante em cenários que exigem armazenamento de longa duração, elevado conteúdo energético por unidade de massa e transportabilidade. A forma mais estudada e promissora de armazenamento químico é o armazenamento de energia com recurso ao hidrogénio, obtido através de eletrólise da água alimentada por eletricidade excedente, geralmente proveniente de fontes renováveis (U.S. Department of Energy, s.d.).

O hidrogénio gerado pode ser comprimido, liquefeito ou convertido em moléculas como amoníaco (NH_3) ou metano (CH_4), permitindo o seu armazenamento em larga escala ou transporte para outros pontos de consumo. Quando necessário, pode ser reconvertido em eletricidade através de células de combustível ou turbinas adaptadas (U.S. Department of Energy, s.d.). Esta versatilidade torna o armazenamento químico particularmente atrativo para aplicações industriais, sistemas fora da rede ou acoplamento setorial entre eletricidade, calor e transportes.

Apesar das vantagens, o ciclo de eficiência do hidrogénio é relativamente baixo quando comparado com outras formas de armazenamento. Os processos de eletrólise, compressão, armazenamento e reconversão em eletricidade resultam numa eficiência global entre 30% e 45%, dependendo da tecnologia usada (Aneke & Wang, 2016; Voldsund, et al., 2023). No entanto, em aplicações onde o hidrogénio é utilizado diretamente (por exemplo, em processos industriais ou como matéria-prima), a reconversão elétrica pode ser evitada, melhorando a eficiência do sistema como um todo.

Quanto aos custos, os sistemas de armazenamento com base em hidrogénio continuam a ser relativamente caros, sobretudo devido à eletrólise e ao transporte (Zakeri & Syri, 2015). Em 2022, a IRENA estimava custos de armazenamento de hidrogénio e a sua reconversão em energia entre 1000€ e 2000 €/kW. Ainda assim, os custos têm vindo a descer com o aumento da escala, os avanços na eletrólise e o interesse crescente por soluções de descarbonização profunda.

2.1.4 Armazenamento Eletroquímico

2.1.4.1 Baterias

O armazenamento eletroquímico de energia baseia-se na conversão reversível de energia elétrica em energia química, que é armazenada e posteriormente libertada através de reações redução-oxidação. Esta tecnologia distingue-se pela elevada eficiência de conversão, tempos de resposta muito rápidos e grande flexibilidade de aplicação – desde pequenos sistemas

domésticos a grandes centrais de armazenamento em rede. Ao contrário de outras formas de armazenamento, os sistemas eletroquímicos são modulares, compactos e funcionam com base em unidades acumuladoras (células), o que permite uma evolução ajustada às necessidades específicas de potência e energia (Huawei, 2024).

Na Tabela 1 estão apresentados alguns dos aspetos mais relevantes sobre diferentes tipos de baterias: baterias de Níquel-Cádmio, baterias de fluxo, baterias de íões de lítio e baterias de íões de sódio, estando estas últimas ainda em fase de investigação e desenvolvimento.

Tabela 1 – Principais parâmetros de diferentes tipos de baterias (Fonte: DNV)

Parâmetro	Tipo de Bateria			
	Níquel Cádmio (Ni-Cd)	Fluxo	Íões de Lítio (LFP)	Íões de Sódio
Voltagem da Célula	1.2 V	< 2 V	3.2V (2.5V - 3.65V)	2.3 – 2.5 V
C-rate	1C	< C/4	0.25 - 0.5C (carregar), 1C (descarregar)	0.3
Ciclos de vida	< 1 500	> 10 000	2 000 - 8 000	3000 - 6000
Eficiência DC	60-70%	60-70%	97 - 99%	Não Disponível
Depth of Discharge	< 80%	90%	80%	Não Disponível
Maturidade	Alta	Alta	Alta	Baixa
CAPEX (USD/kWh)	300 - 600	700 - 1000	220 - 370	35

Atualmente, as baterias de íões de lítio, nomeadamente as do tipo LFP (fosfato de ferro e lítio), destacam-se como a solução mais adequada para o armazenamento de energia em parques de energia renovável. Esta tecnologia combina de forma notável elevada eficiência energética, vida útil atrativa e uma profundidade de descarga de 80%, características que asseguram um desempenho fiável ao longo do tempo. Importa referir que estes valores representam médias de referência e podem variar significativamente consoante o fabricante, o modelo específico da bateria e as condições de operação. Um dos aspetos mais relevantes é a profundidade de descarga (*DoD*), que alguns fabricantes anunciam como sendo de 100%. Isto deve-se ao facto de as baterias serem frequentemente sobredimensionadas internamente, permitindo disponibilizar toda a capacidade útil anunciada sem comprometer a integridade das células reais. Desta forma, é possível atingir uma *DoD* aparente de 100%, mantendo a durabilidade e a segurança do sistema.

Para além disso, dentro da categoria das baterias de íões de lítio, existem diferentes tipos que, embora partilhem a mesma base tecnológica, diferenciam-se pela sua composição química, especialmente ao nível do cátodo e, em alguns casos, do ânodo. Estas variações têm um impacto direto no desempenho, na segurança, na vida útil e no custo das baterias. A Tabela 2 apresenta os principais indicadores comparativos entre esses diferentes tipos de baterias de íões de lítio. Observa-se que, no contexto atual, as baterias do tipo LFP se destacam pelas suas características equilibradas, sendo as que oferecem melhor desempenho global para aplicações estacionárias, como o armazenamento de energia em parques renováveis.

Tabela 2 – Principais parâmetros para diferentes composições de baterias de íões de lítio (Fonte: DNV)

Parâmetro	Composição da Bateria de Lítio			
	NMC	NCA	LFP	LTO
Voltagem da Célula	3.0V - 4.2V	3.0V - 4.2V	2.5V - 3.65V	3.0V - 4.2V
C-rate	0.7 - 1C (carregar), 1 - 2C (descarregar)	0.7C (carregar), 1C (descarregar)	0.25 - 0.5C (carregar), 1C (descarregar)	1C (carregar), 10C (descarregar)
Ciclos de Vida	1000+	500 - 1000	2000+	3000 - 7000
Eficiência DC	97 - 99%			
Depth of Discharge	80%			
Maturidade	Alta			A ser desenvolvido
CAPEX (USD/kWh)	320 - 450	320 - 450	220 - 370	500 - 850

Acrescenta-se ainda que, relativamente às baterias LFP, o seu custo de investimento competitivo (entre 220 e 370 USD/kWh) e a sua elevada maturidade tecnológica – resultado de uma ampla adoção no setor automóvel e energético – tornam-nas especialmente atrativas para projetos de grande escala. A sua estabilidade térmica e segurança operacional reforçam ainda mais a sua adequação para aplicações estacionárias ligadas à produção intermitente.

Embora existam outras alternativas promissoras, como as baterias de fluxo ou de íões de sódio, estas ainda enfrentam limitações associadas ao custo, à densidade energética ou à sua fase de desenvolvimento. Assim, no contexto atual, as baterias de íões de lítio LFP representam uma escolha sólida, eficiente e economicamente viável para suportar a transição energética e garantir a estabilidade da rede elétrica baseada em fontes renováveis (Hannan, et al., 2021).

A destacar que, segundo a *BloombergNEF*, as baterias de íões de lítio atingiram um valor mínimo em dezembro de 2024, no valor de 115 USD/kWh (BloombergNEF, 2024). Além disso, segundo a IRENA, os custos de instalação de sistemas de armazenamento de energia recorrendo a baterias sofrerão, nos próximos anos, uma queda nos seus valores entre 50 e 60% (International Renewable Energy Agency - IRENA, 2022). Estes fatores e tendências reforçam ainda mais a viabilidade e o potencial desta tecnologia.

2.2 Resumo das Tecnologias e Seleção da Tecnologia

A análise comparativa das diferentes tecnologias de armazenamento de energia, sumarizada na Figura 2, evidencia as razões pelas quais se optou por focar o presente estudo nas baterias de íões de lítio. Contudo, esta escolha não se justifica apenas pelas características técnicas e operacionais superiores desta tecnologia, mas também pelo interesse demonstrado pela Finerge na sua avaliação, cuja razão se torna clara ao compreender a relevância dessa análise.

Notar que, as diferenças observadas entre os valores apresentados na Figura 2 e na revisão bibliográfica realizada individualmente para cada tecnologia (subcapítulo anterior) são

justificadas pela utilização de fontes distintas. No entanto, essas diferenças são, em geral, mínimas o que demonstra coerência entre os vários estudos existentes sobre o tema.

	Max Power Rating (MW)	Discharge time	Max cycles or lifetime	Energy density (watt-hour per liter)	Efficiency
Pumped hydro	3,000	4h – 16h	30 – 60 years	0.2 – 2	70 – 85%
Compressed air	1,000	2h – 30h	20 – 40 years	2 – 6	40 – 70%
Molten salt (thermal)	150	hours	30 years	70 – 210	80 – 90%
Li-ion battery	100	1 min – 8h	1,000 – 10,000	200 – 400	85 – 95%
Lead-acid battery	100	1 min – 8h	6 – 40 years	50 – 80	80 – 90%
Flow battery	100	hours	12,000 – 14,000	20 – 70	60 – 85%
Hydrogen	100	mins – week	5 – 30 years	600 (at 200bar)	25 – 45%
Flywheel	20	secs - mins	20,000 – 100,000	20 – 80	70 – 95%

Figura 2 – Comparação de diferentes tecnologias de armazenamento de energia (Fonte: *The World Energy Council*)

A figura acima acrescenta ao estudo um outro aspeto relevante, ainda não abordado neste trabalho: a densidade energética. Nesse contexto, as baterias de lítio destacam-se como a tecnologia que apresenta o melhor desempenho nesse indicador, em comparação com as demais.

Todavia, na perspetiva de seleção da tecnologia, além das características técnicas, é crucial considerar as limitações impostas pela localização geográfica, que podem excluir automaticamente determinadas tecnologias da análise.

Ainda para mais, a escolha da tecnologia de armazenamento está também fortemente ligada ao tempo de descarga que esta oferece, uma vez que diferentes tempos de descarga correspondem a diferentes aplicações. Tecnologias com baixo tempo de descarga (de segundos a poucos minutos), como FESS, BESS ou PHS, são particularmente adequadas para serviços de arbitragem de preços em mercados de energia de curto prazo, regulação de frequência e resposta rápida à procura. Por outro lado, tecnologias com elevado tempo de descarga (de várias horas até dias ou semanas), como o hidrogénio ou o ar comprimido, são mais apropriadas para armazenamento de longo prazo, permitindo garantir o abastecimento energético em períodos de baixa produção renovável e reforçar a segurança e resiliência da rede elétrica.

Neste contexto, as baterias de íões de lítio do tipo LFP destacam-se como a solução mais versátil e eficaz para parques renováveis, uma vez que respondem de forma eficiente às principais

necessidades operacionais: mitigação do *curtailment*, arbitragem de preços e prestação de serviços de mercado. Combinando elevada eficiência, tempos de resposta rápidos e fiabilidade, estas baterias foram a tecnologia selecionada para o presente estudo. A escolha de um sistema de armazenamento de energia através de baterias também é recomendada por consultadoras de renome, como a DNV – entidade de referência internacional no setor energético e parceira da Finerge –, o que reforça a adequação da solução, alinhada com os objetivos definidos inicialmente.

2.3 Estratégias Operacionais

2.3.1 *Curtailment*

O *curtailment* ocorre quando a produção de energia renovável excede a procura ou a capacidade de absorção da rede elétrica, levando ao corte forçado de parte dessa energia. Tal situação resulta, frequentemente, de limitações técnicas da infraestrutura elétrica, erros de previsão da produção e rigidez dos mercados (Saboori & Jadid, 2022). Em redes de distribuição, a dificuldade em absorver e distribuir a energia gerada pode originar sobretensões e sobrecargas, especialmente durante períodos de elevada produção renovável. Este fenómeno tem vindo a crescer à medida que se intensifica a integração de fontes renováveis no sistema elétrico (Niaz, et al., 2024).

Neste contexto, Niaz *et al.* (2024) realizaram uma análise comparativa de diferentes soluções de armazenamento de energia com o objetivo de mitigar o *curtailment*. O estudo avaliou o desempenho técnico e económico de dois sistemas distintos – armazenamento por baterias e armazenamento de hidrogénio via eletrólise – para diferentes níveis de *curtailment* (25% a 100%) e configurações de produção (eólica, solar e híbrida). Foi também considerado um cenário híbrido que combina ambas as tecnologias. Com base em dados da Califórnia (EUA), os resultados mostraram que, do ponto de vista técnico, o BESS é eficaz na redução do desperdício de energia (até 30%) e na estabilização da rede. No entanto, revelou-se economicamente inviável nos cenários analisados, devido aos elevados custos de investimento, degradação das baterias e receitas limitadas associadas à venda da energia *curtailed*.

Por outro lado, o armazenamento por hidrogénio demonstrou maior competitividade, com tempos de retorno do investimento na ordem dos 7 anos em vários cenários. Já o sistema híbrido, apesar de alcançar as maiores receitas, manteve-se financeiramente inviável devido aos custos combinados das duas tecnologias, em particular das baterias.

Complementarmente, Rayit *et al.* (2021) analisaram a viabilidade do BESS na valorização da energia *curtailed* de origem eólica, com o objetivo de substituir centrais térmicas de ciclo combinado, mais dispendiosas e poluentes. Usando dados do Reino Unido entre junho de 2018 e junho de 2019, os autores demonstraram que, num cenário com 15% de *curtailment* diário e um custo de bateria de £200/kWh, um sistema com 1,25 GWh de capacidade poderia fornecer

até 285 GWh por ano, resultando num valor líquido de £22,4 milhões, com uma taxa interna de retorno (IRR) de 1,7% e um período de retorno de 14 anos.

O estudo revelou que a IRR pode variar entre 1,7% e 12,5%, dependendo da receita obtida pela energia fornecida (entre £74,75/MWh e £120/MWh). Caso esta receita aumentasse para £150/MWh, a viabilidade económica melhoraria significativamente. Os autores concluíram que o BESS, apesar de tecnicamente promissor, só se torna financeiramente viável quando o custo das baterias desce para entre £125 e £150/kWh, e quando a remuneração da energia ultrapassa £70/MWh. Para além dos custos e parâmetros técnicos (eficiência, *DoD*), os autores destacam a importância de políticas e regulamentações claras como fator-chave para a adoção sustentada desta tecnologia em larga escala.

2.3.2 Arbitragem de Energia

A arbitragem de energia consiste na compra de eletricidade durante períodos em que os preços se encontram em níveis mais baixos, para posterior venda em momentos de preços elevados, visando a obtenção de lucro com essa diferença. Este conceito, embora simples, tem vindo a ganhar importância em mercados elétricos cada vez mais liberalizados e voláteis. No contexto dos sistemas de armazenamento de energia por baterias, a arbitragem permite maximizar o valor da energia armazenada, explorando as flutuações diárias dos preços da eletricidade. Ao carregar as baterias durante os vales de preço e descarregá-las nos picos, os BESS assumem um papel ativo no mercado, contribuindo simultaneamente para a rentabilidade do operador e para a flexibilidade e estabilidade do sistema elétrico.

Grimaldi *et al.* (2024) analisam a viabilidade económica da arbitragem energética utilizando um BESS de grande escala, com base em dados reais do mercado britânico. Recorrem a um modelo de otimização não linear de variáveis inteiras, que considera fatores técnicos e económicos fundamentais, tais como custos de investimento, eficiência de operação e degradação da bateria. Introduzem ainda o *Net Profit Index* (NPI) como métrica para avaliar com maior precisão a atratividade económica da arbitragem. Os resultados indicam que, embora a arbitragem possa gerar receitas, estas são altamente sensíveis à duração da bateria e à volatilidade dos preços de mercado. Por exemplo, para um sistema de 1 MWh com uma profundidade de descarga de 90% e um custo de investimento de £250.000, o lucro líquido anual estimado situa-se entre £2.000 e £6.000, o que revela que a arbitragem isolada não é suficiente para garantir um retorno económico viável.

Neste sentido, os autores concluem que a arbitragem, por si só, dificilmente justifica o investimento em BESS. No entanto, a sua integração com outros serviços de sistema, como regulação de frequência ou reserva de capacidade, pode tornar o projeto significativamente mais atrativo. A combinação de diferentes fontes de receita – conhecida como *revenue stacking* – revela-se essencial para melhorar os índices de rentabilidade e reduzir os tempos de retorno do investimento.

Este ponto é igualmente reforçado por Puech *et al.* (2023), que propõem um modelo de programação linear inteira mista para otimizar a operação dos BESS em cenários de arbitragem energética, com aplicação a mercados europeus como Alemanha, França, Espanha, Itália e Dinamarca. O modelo também inclui restrições operacionais realistas, como limites de potência e energia, profundidade de descarga e eficiência de conversão. Os resultados demonstram que os BESS conseguem atingir entre 80% e 90% do lucro teórico máximo, mesmo com essas limitações. Ainda assim, os autores concluem que a arbitragem energética isolada não garante, por si só, a viabilidade financeira do investimento. A rentabilidade torna-se mais sólida quando os BESS participam simultaneamente em mercados de serviços de sistema. Tal como no estudo anterior, é sublinhado que a exploração combinada de múltiplas aplicações é crucial para garantir o retorno económico dos projetos de armazenamento no contexto europeu atual.

2.3.3 Serviços de Sistema

Os serviços de sistema desempenham um papel crucial na manutenção da estabilidade, segurança e eficiência dos sistemas elétricos modernos. Estes serviços incluem, entre outros, a regulação de frequência, o suporte de tensão, a reserva de potência, o controlo de fluxo de energia e a resposta rápida a variações na geração e no consumo. Com o aumento da penetração de fontes renováveis intermitentes cresce também a necessidade de mecanismos capazes de gerir em tempo real as flutuações de oferta e procura. Neste contexto, os BESS destacam-se como uma solução flexível, capaz de fornecer serviços em diferentes escalas temporais, melhorar a qualidade da energia e otimizar a integração das energias renováveis nos mercados elétricos.

Prakash *et al.* (2022) realizaram uma revisão abrangente sobre o papel do BESS na prestação de serviços de sistema em redes de distribuição. O estudo analisou tanto serviços de curto prazo, como regulação de frequência e suporte de tensão, como serviços de longo prazo, como o alisamento da produção renovável e a mitigação de congestionamentos. Os resultados indicam que um BESS pode reduzir desvios de frequência até 30%, variações de tensão em até 50% e congestionamentos em cerca de 40%. Além disso, os autores estimam que um sistema de 50 MWh pode gerar até 3,5 milhões de dólares por ano em receitas provenientes dos mercados de serviços de sistema, com períodos de retorno do investimento entre 7 e 10 anos, dependendo do enquadramento regulatório. O estudo sublinha ainda que, para garantir a viabilidade económica dos BESS, é essencial a existência de regulamentação favorável e mecanismos de remuneração adequados à prestação destes serviços.

Já Khalilisenobari *et al.* (2022) desenvolveram um modelo de otimização bi-nível que avalia a participação ótima dos BESS em múltiplos mercados, nomeadamente em reserva instantânea e regulação de frequência, incorporando também os custos de degradação das baterias. Os resultados mostram que mais de 80% da receita provém dos mercados de regulação de frequência, sendo que um BESS de 200 MWh pode gerar até 5,91 milhões de dólares por ano. Os custos de degradação associados são relativamente baixos (cerca de 135 mil dólares/ano), sobretudo porque o modelo favorece ciclos de carga e descarga superficiais, que prolongam a

vida útil do equipamento. Adicionalmente, o estudo demonstra que a metodologia proposta pode reduzir os custos operacionais do sistema elétrico em até 10%, o que evidencia não só a rentabilidade da utilização dos BESS, mas também o seu impacto positivo na eficiência global da rede.

2.3.4 Combinação de Estratégias

Importa, portanto, analisar os contributos da literatura que abordam a combinação das diferentes estratégias de exploração dos sistemas de armazenamento por baterias, nomeadamente o aproveitamento de energia *curtailed*, a arbitragem energética e a prestação de serviços de sistema. O conceito de *revenue stacking* já foi salientado por diversos autores identificados na presente revisão do estado da arte, os quais argumentam que a arbitragem energética e o aproveitamento de energia *curtailed* devem ser combinados com a prestação de serviços de sistema, de forma a assegurar uma utilização mais eficiente e economicamente viável dos BESS. Esta estratégia integrada tem vindo a consolidar-se como uma via promissora para maximizar a valorização destes sistemas, aumentar a sua rentabilidade e justificar o investimento, sobretudo em contextos de mercado onde nenhuma aplicação, de forma isolada, assegura retorno financeiro suficiente.

No estudo de Namor *et al.* (2018), é apresentada uma arquitetura de controlo hierárquico que permite ao BESS prestar simultaneamente vários serviços à rede elétrica. A abordagem divide-se em dois níveis operacionais: um nível estratégico, que aloca a capacidade da bateria entre diferentes serviços (como arbitragem, regulação de frequência e reserva de capacidade), e um nível tático, responsável pelo despacho da potência em tempo real. Utilizando dados do sistema elétrico suíço, o modelo demonstrou ser eficaz na coordenação dos diferentes serviços sem comprometer a integridade do sistema. Os autores concluem que a arbitragem, quando isolada, não assegura a viabilidade económica dos BESS, mas a sua integração com outros serviços permite obter retornos financeiros significativos, mesmo em mercados com preços relativamente estáveis. O estudo reforça ainda a importância de um controlo operacional coordenado e inteligente para explorar eficientemente todas as fontes de receita disponíveis.

De forma complementar, Grimaldi *et al.* (2025) analisam a otimização técnico-económica de BESS de grande escala em mercados europeus, com base em perfis reais de preços horários e em diversos cenários de capacidade e operação. A análise incorpora variáveis cruciais como o custo de investimento, a eficiência, a degradação e os ciclos de vida das baterias. Os resultados mostram que a arbitragem isolada não gera margens económicas suficientes, sobretudo devido à volatilidade limitada dos preços em muitos mercados europeus. No entanto, a rentabilidade dos projetos melhora significativamente quando os BESS são dimensionados para prestar serviços de sistema complementares, nomeadamente reserva de capacidade e regulação de frequência. Assim, os autores defendem que a exploração multifuncional dos BESS é essencial para garantir a viabilidade financeira dos sistemas de armazenamento no atual contexto europeu, marcado pela transição energética e pela crescente penetração de fontes renováveis variáveis.

2.4 Contribuição do Estado da Arte

A revisão do estado da arte permitiu identificar os principais desafios e oportunidades associados à utilização de sistemas de armazenamento de energia por baterias em redes elétricas modernas, particularmente no atual contexto de transição energética e elevada penetração de fontes renováveis. Os estudos analisados demonstram que, apesar do seu potencial técnico, a viabilidade económica dos BESS depende fortemente do tipo de aplicação, do contexto de mercado e da estratégia de exploração adotada.

No que respeita à mitigação de *curtailment*, conclui-se que a utilização de BESS com esse fim específico tende a resultar em prejuízo económico. Embora tecnicamente eficazes na redução de perdas de energia renovável e na estabilização da rede, os custos de investimento e operação das baterias não são compensados pelas receitas obtidas com o reaproveitamento dessa energia. De forma semelhante, a arbitragem energética isolada não assegura retornos suficientemente atrativos, sobretudo em mercados com volatilidade moderada de preços. Estas estratégias, quando aplicadas de forma independente, não justificam o investimento em armazenamento.

Em contraste, os estudos demonstram que os serviços de sistema representam atualmente a principal fonte de rentabilidade dos BESS. Aplicações como a regulação de frequência e a reserva de capacidade não só geram receitas substanciais, como também permitem operar o BESS com ciclos de carga/descarga menos agressivos, prolongando a sua vida útil e reduzindo os custos de degradação. Em alguns casos, mais de 80% da receita total de um sistema de armazenamento pode advir exclusivamente destes mercados.

A evidência mais consistente que emerge da literatura é que a exploração multifuncional dos BESS – *revenue stacking* – é essencial para viabilizar economicamente o investimento. Esta abordagem permite maximizar a utilização da capacidade instalada e adaptar dinamicamente a operação do sistema às condições de mercado e às necessidades da rede. Estudos como os de Namor *et al.* (2018) e Grimaldi *et al.* (2025) reforçam esta perspetiva, destacando a importância de uma coordenação eficiente entre aplicações e de uma regulamentação que valorize adequadamente os múltiplos serviços prestados pelo armazenamento.

Neste sentido, o estado da arte oferece um enquadramento sólido e atual para o presente trabalho, validando a premissa de que a análise da viabilidade e operação dos BESS deve assentar numa visão integrada, técnica e económica, que explore sinergias entre diferentes aplicações e fontes de receita.

3 Metodologia

3.1 Objetivo da Metodologia

O objetivo deste capítulo é apresentar a metodologia adotada para a análise da aplicação de sistemas de armazenamento de energia. Para tal, foram desenvolvidos modelos computacionais que possibilitam avaliar o desempenho do BESS em cada uma das três estratégias operacionais da bateria em análise, considerando diferentes cenários e configurações de baterias.

No entanto, para que seja possível realizar a análise de forma consistente, é essencial dispor de dados completos que sustentem os cálculos com base em registros reais. Assim, este capítulo inclui também a descrição dos processos de obtenção, tratamento e análise dos dados utilizados no estudo.

Adicionalmente, no final deste capítulo, são apresentados os métodos e critérios para avaliação do desempenho e viabilidade econômica dos potenciais investimentos, baseados numa projeção de receitas para os anos futuros, seguindo tendências de crescimento ou diminuição, com o objetivo de construir uma gama de valores expectáveis.

3.2 Ferramentas Computacionais

Para a realização deste estudo, recorreu-se exclusivamente ao Microsoft Excel como ferramenta principal de organização, tratamento e análise de dados. O Microsoft Excel foi utilizado para a realização de cálculos e a criação de visualizações gráficas, permitindo estruturar e interpretar os dados de forma clara e eficiente.

As várias folhas de cálculo encontram-se estruturadas para permitir a alteração de diversos *inputs*. Entre esses *inputs* destacam-se os dados de produção, o *spread* mínimo considerado para arbitragem, as características do ponto de ligação à rede e as principais características da bateria, como a capacidade energética, potência, número de horas de autonomia e eficiência. Esta flexibilidade permite simular diferentes cenários operacionais e ajustar a estratégia de armazenamento às condições específicas de cada contexto analisado.

3.3 Fases de Estudo

Este subcapítulo apresenta a organização geral das etapas que estruturam o desenvolvimento deste trabalho. Através de um fluxograma, apresentado na Figura 3, é possível visualizar o

fluxograma que revela a seqüência lógica das atividades realizadas, desde a pesquisa inicial até à obtenção de resultados e respetiva análise.

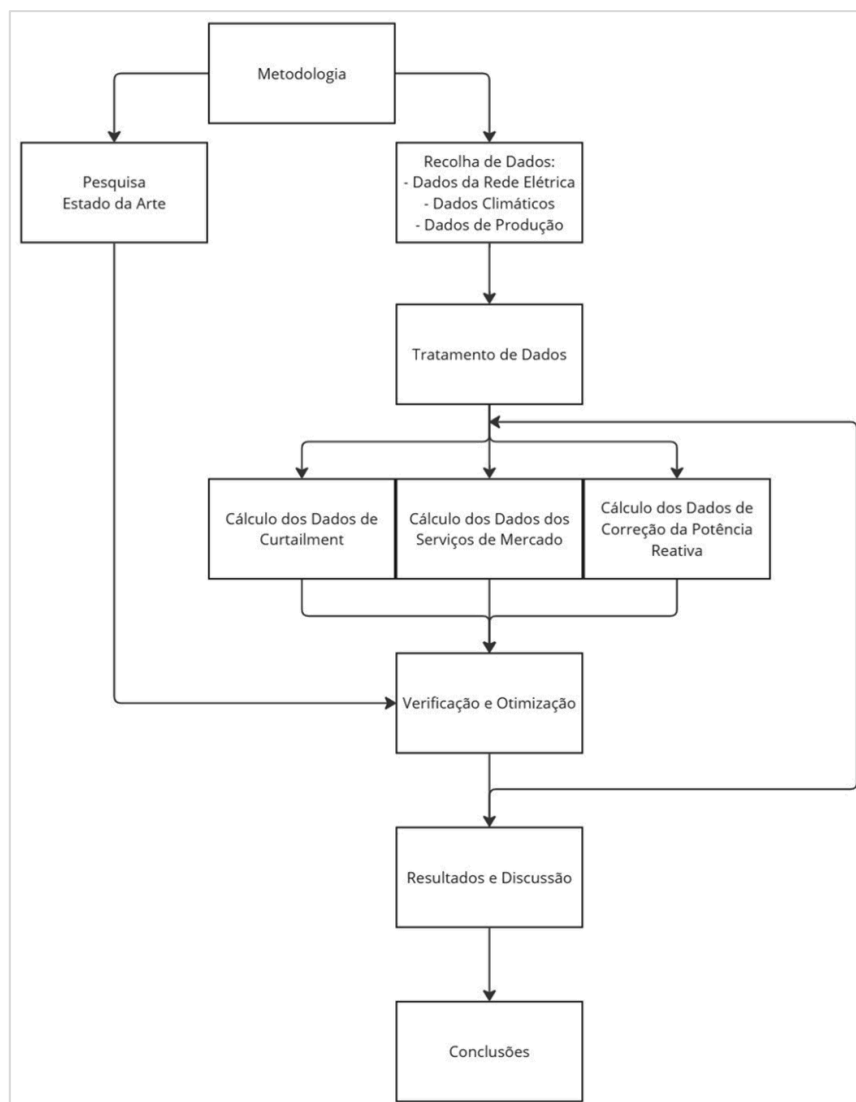


Figura 3 – Fluxograma da metodologia

A investigação teve início com uma revisão do estado da arte, que permitiu consolidar o enquadramento teórico e identificar as principais abordagens relacionadas com a utilização de BESS. Seguiu-se a recolha e tratamento dos dados reais necessários, abrangendo informações da rede elétrica, dados climáticos e de produção.

Posteriormente, foram realizados os cálculos associados às três aplicações consideradas para o BESS: aproveitamento do *curtailment*, prestação de serviços de sistema de mercado e correção da potência reativa. Estes resultados foram, então, sujeitos a uma fase de verificação e otimização, culminando na análise crítica e discussão dos resultados obtidos.

No Apêndice A encontra-se um diagrama de Gantt que apresenta a organização da seqüência de trabalho deste estudo.

3.4 Descrição do Parque e Condições de Operação

3.4.1 Caracterização e Evolução do Parque

O parque renovável utilizado neste estudo encontra-se localizado no Alto Minho, no distrito de Viana do Castelo, junto à fronteira entre Portugal e Espanha, conforme ilustrado na Figura 4. Este parque é designado por Parque Eólico do Alto Minho (PEAM), nome atribuído em função da sua localização geográfica. Este parque constitui um *cluster* eólico, ou seja, um conjunto de parques eólicos interligados e distribuídos por vários concelhos da região, operando de forma coordenada. Esta configuração permite a partilha de infraestruturas como subestações e linhas de evacuação, assim como sinergias na operação e manutenção, aumentando a eficiência global do sistema e minimizando o impacto ambiental associado a instalações dispersas e isoladas. O PEAM é ainda um dos maiores complexos eólicos terrestres da Península Ibérica, assumindo um papel relevante na produção de energia renovável em Portugal.

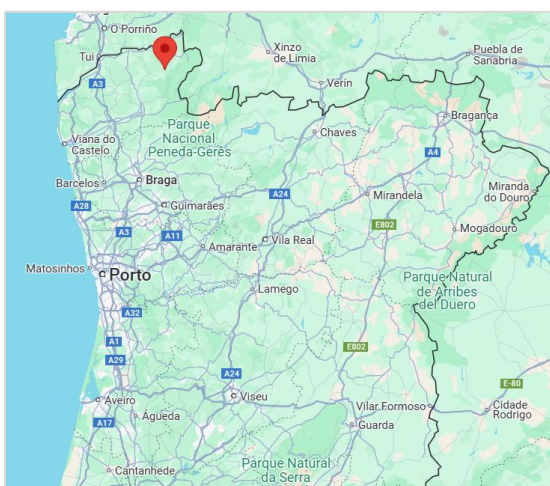


Figura 4 – Posicionamento geográfico do parque do Alto Minho

No que diz respeito à sua constituição, o PEAM é composto por cinco subparques, sendo que todos eles entraram em operação no ano de 2010 (1.ª Fase). Desde então, o parque tem sido alvo de várias melhorias e intervenções técnicas ao longo dos anos.

Na sua implementação inicial, em 2010, o projeto contou com a participação da empresa alemã Enercon, responsável pelo fornecimento e instalação das turbinas eólicas.

Abaixo apresenta-se a listagem dos subparques que integravam o conjunto inicial do parque:

1. **Subparque do Picoto** – 19 Aero geradores e uma capacidade instalada 38 MW.
2. **Subparque do Mendoiro** – 26 Aero geradores e uma capacidade instalada de 52 MW.

3. **Subparque de Santo António** – 16 Aero geradores e uma capacidade instalada de 32 MW.
4. **Subparque do Alto Corisco** – 33 Aero geradores e uma capacidade instalada de 66 MW.
5. **Subparque de Picos** – 26 Aero geradores e uma capacidade instalada de 52 MW.

O conjunto dos subparques oferecia uma capacidade instalada total de 240 MW de energia, com 120 turbinas eólicas em operação.

A Figura 5 apresenta um mapa da região do Alto Minho, onde é possível visualizar a localização de cada um dos subparques que compõem o PEAM.

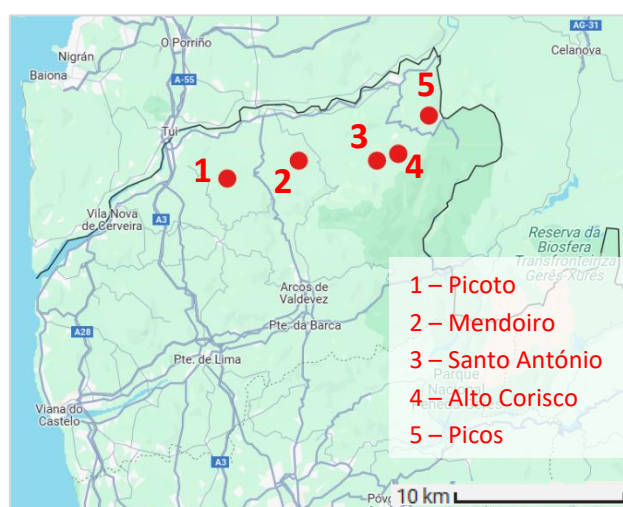


Figura 5 – Posicionamento geográfico dos subparques do Alto Minho

Em 2014, a este parque foi adicionado um *overequipment* (OE) eólico (2.ª Fase), com uma capacidade instalada de 23 MW. Este OE distribui-se pelo subparque do Picoto, com 18,4 MW, e pelo subparque do Alto do Corisco, com 4,6 MW. Todas as turbinas do OE I pertencem ao fabricante Enercon, que voltou a participar nesta nova fase do projeto, assegurando a continuidade tecnológica e a compatibilidade com a infraestrutura existente. Este OE ficou denominado por *Overequipment* I Alto Minho (ou Sobreequipamento I).

Em 2023, foi adicionado um novo sobreequipamento (3ª Fase), OE II, agora com 28 MW de potência instalada, todavia distribuída por subparques que não tinham sofrido um aumento de potência na primeira fase de sobredimensionamento. Dessa forma, dos 28 MW totais, 16,8 MW foram adicionados ao subparque de Mendoiro e os restantes 11,2 MW ao subparque de Picos. Nesta fase, assinala-se a entrada de um novo parceiro tecnológico no projeto: a GE Vernova, responsável pelo fornecimento das turbinas eólicas utilizadas no OE II, marcando uma diversificação no portefólio tecnológico do parque.

Desta forma, atualmente o parque eólico tem uma potência instalada de 291 MW, com 135 turbinas eólicas em funcionamento. A Tabela 3 resume o que foi até agora descrito

apresentando uma caracterização detalhada do parque eólico, identificando a distribuição das turbinas por subparque e por modelo, bem como as respetivas potências.

Tabela 3 – Distribuição das turbinas por subparque, modelo e potência instalada

Subparque		Modelo				Nº Total Turbinas	Potência Total
		E-70	E82/E1	E-92	GE-158		
		2 MW	2 MW	2,3 MW	5,6 MW		
Picoto	PE	14	5	-	-	19	38 MW
	OE I	-	-	8	-	8	18,4 MW
Mendoiro	PE	13	13	-	-	26	52 MW
	OE II	-	-	-	3	3	16,8 MW
Santo António	PE	16	-	-	-	16	32 MW
Alto do Corisco	PE	5	28	-	-	33	66 MW
	OE I	-	-	2	-	2	4,6 MW
Picos	PE	11	15	-	-	26	52 MW
	OE II	-	-	-	2	2	11,2 MW
Nº Total Turbinas		59	61	10	5	135	-
Potência Total		118 MW	122 MW	23 MW	28 MW	-	291 MW

A implementação de *overequipments* é uma prática que se tem vindo a tornar bastante comum em parques eólicos modernos. A implementação de sobreequipamentos consiste na instalação de uma potência nominal superior àquela que a infraestrutura de ligação à rede elétrica é capaz de suportar. Este excesso de potência instalada resulta em uma produção energética que, em determinadas situações – nomeadamente durante picos de produção – não consegue ser escoada pela rede elétrica. No entanto, na prática, verifica-se que esse excesso de produção ocorre de forma pontual, dando origem a episódios de *curtailment*. Assim, o sobredimensionamento tem como efeito principal a maximização da produção em condições de vento favoráveis, o que contribui para uma maior eficiência durante esses períodos.

A Figura 6 apresenta um exemplo ilustrativo do impacto que o sobreequipamento pode ter num parque já existente. Os dados apresentados correspondem à introdução do OE II no PEAM.

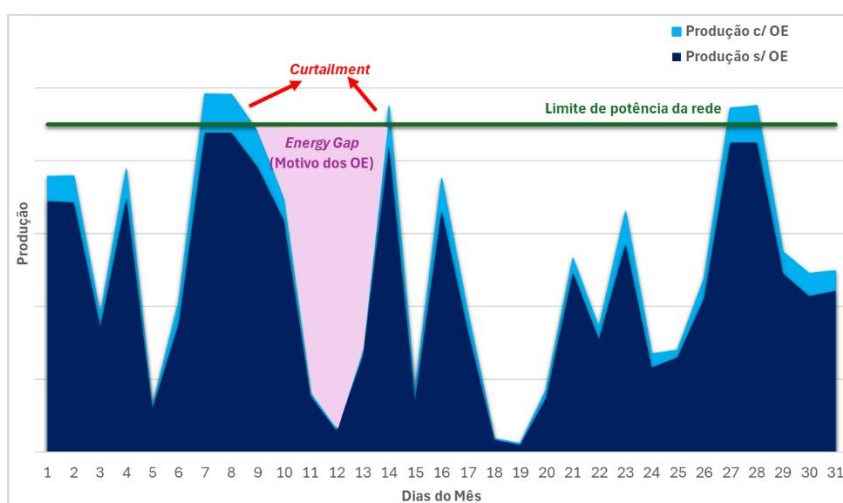


Figura 6 – Cenário ilustrativo do impacto do sobredimensionamento

Na figura é possível observar vários momentos em que a produção de energia com o OE II em operação se aproxima do limite de escoamento de potência da rede, preenchendo parcialmente as *energy gaps*. No exemplo ilustrado, este efeito resulta num aumento da ocupação do diagrama de carga de produção – correspondente à área total do gráfico – de 50% para 56%. Embora à primeira vista este aumento possa parecer modesto, quando projetado à escala da dimensão do parque e ao longo de um ano ou mais, revela-se um contributo significativo para a eficiência energética e o aproveitamento da capacidade instalada. No caso concreto deste estudo, estima-se que o OE II permita gerar cerca de 82 GWh adicionais por ano, o que representa um impacto económico relevante, podendo este traduzir-se em aproximadamente 5 milhões de euros em energia produzida.

Está também destacada na figura acima uma *energy gap* significativa, cuja redução é desejável com o objetivo de estabilizar e otimizar o nível de produção energética. Uma possível solução para mitigar este défice passa pela instalação de novos sobreequipamentos, preferencialmente baseados em recursos naturais complementares, como é o caso do vento e do sol. A produção fotovoltaica, ao ocorrer em horários distintos da produção eólica, permite uma ocupação mais eficiente das janelas de escoamento da rede.

A Figura 7 apresenta um exemplo de um cenário que justifica a implementação de um sobreequipamento solar, ao evidenciar uma *energy gap* durante o período de maior irradiação solar – um intervalo que poderia ser facilmente preenchido, ou até ultrapassado, por produção fotovoltaica. Este exemplo reforça a relevância e o potencial dos parques renováveis híbridos, que combinam diferentes fontes de energia para maximizar a utilização da infraestrutura existente e aumentar a estabilidade da produção.

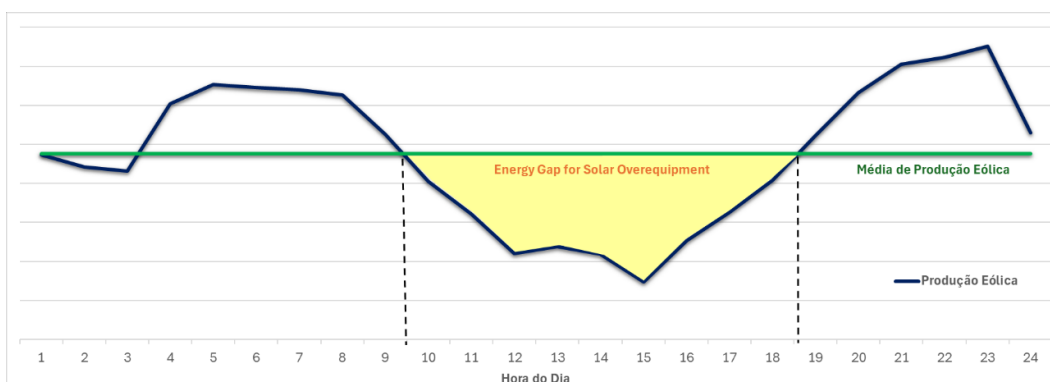


Figura 7 – Cenário ilustrativo de uma oportunidade de aplicação de sobredimensionamento solar

A figura apresenta o perfil de produção eólica ao longo de um dia aleatório no PEAM, evidenciando uma redução significativa da produção de energia entre as 10h e as 19h. Este fenómeno ocorre com frequência ao longo do ano e está frequentemente associado à diminuição da velocidade do vento durante as horas de maior incidência solar.

A integração de um sistema fotovoltaico surge como uma solução eficaz para mitigar este tipo de lacunas, uma vez que a sua produção é maximizada precisamente durante o intervalo em

que a produção eólica tende a ser mais reduzida. Assim, a complementaridade entre fontes de energia renovável reforça a viabilidade técnica e económica da hibridização dos parques.

Dado que este fenómeno ocorre com grande regularidade, o conceito de hibridização de parques tornou-se um fator cada vez mais relevante a considerar na otimização da produção de energia renovável.

A introdução deste tipo de sobreequipamento foi discutida internamente pela empresa, contudo, nunca chegou a ser implementada. Para este estudo, será considerada, no entanto, a integração de um parque fotovoltaico. Esta opção justifica-se, sobretudo, porque, tratando-se de uma solução válida e de elevado interesse, associada ao facto de a empresa demonstrar interesse na hibridização do parque, poderá revelar-se bastante útil no futuro, caso se opte por avançar com a sua implementação nos próximos anos.

É, no entanto, relevante apresentar um ponto de situação sobre o enquadramento legal da instalação de sobreequipamentos em Portugal. A 24 de junho de 2014 foi publicado o Decreto-Lei n.º 94/2014, que permitia a instalação de sobreequipamento até um limite de 20% da potência de ligação máxima atribuída à unidade de produção. Esta medida visava aumentar a produtividade dos empreendimentos renováveis, respeitando, no entanto, os limites técnicos da rede.

Com a evolução do setor e a necessidade de maior flexibilidade na exploração de fontes de energia renovável, este diploma foi posteriormente revogado com a entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro. Este novo regime veio introduzir disposições mais abrangentes, permitindo a instalação de sobreequipamento em qualquer centro electroprodutor de origem renovável, com exceção dos aproveitamentos hidroelétricos cuja potência de ligação exceda os 10 MVA.

Ao abrigo do novo enquadramento, deixou de existir um limite percentual fixo para o sobreequipamento. A única condição imposta é que a potência efetivamente injetada na rede não ultrapasse o valor máximo estabelecido no título de ligação. A implementação de sobreequipamento passa, assim, a depender de uma avaliação técnica por parte da entidade gestora da rede (nomeadamente REN ou E-Redes), que poderá exigir a adoção de mecanismos de controlo de potência ou de armazenamento, sempre que necessário, para garantir a segurança e estabilidade do sistema elétrico nacional.

Este novo regime incentiva uma maior eficiência na utilização da infraestrutura de ligação, permitindo aos produtores maximizar a energia gerada, mesmo que em determinados momentos ocorra *curtailment*. Esta abordagem é particularmente relevante quando associada a sistemas de armazenamento de energia, como os BESS, que permitem minimizar perdas e melhorar a gestão dos excedentes energéticos.

A evolução do PEAM acompanhou, de forma direta, a progressiva flexibilização do enquadramento legal. O primeiro sobreequipamento foi implementado na sequência da

introdução do novo regime em 2014. Posteriormente, com a entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 15/2022, foi adicionada o segundo sobreequipamento, tirando partido das novas disposições legais mais abrangentes.

3.4.2 Ponto de Ligação à Rede Elétrica

Para garantir a integração eficiente da energia gerada, é essencial considerar o ponto de ligação (PL) do parque à rede elétrica. A escolha da subestação de conexão desempenha um papel crucial na estabilidade e no escoamento da energia produzida, influenciando tanto os custos de infraestrutura como a eficiência do sistema.

O PEAM encontra-se ligado à subestação de Mendoiro, estando limitado a 255,065 MVA de potência máxima. Esta energia é posteriormente reconduzida para uma segunda subestação, situada a cerca de 54 km de distância, sensivelmente a 9 km da cidade de Braga (ProSistemas, Consultadores de Engenharia, S. A., 2004).

Importa ainda referir que, à data da instalação do parque eólico original, o sistema considerava um fator de potência ($\cos \phi$) de 0,93, o que significa que os 255,065 MVA correspondiam, na prática, a cerca de 240 MW de potência ativa, alinhando-se com a capacidade instalada do parque na sua fase inicial.

Contudo, com a evolução das exigências regulamentares e operacionais da rede – que atualmente requerem um fator de potência de 1,00 – os 255,065 MVA passam a equivaler diretamente a 255,065 MW de potência ativa, permitindo assim um melhor aproveitamento da capacidade de ligação à rede e abrindo espaço à introdução de sobreequipamentos sem necessidade de alterar as características do ponto de ligação.

Na Figura 8 encontra-se um esquema que mostra a interligação entre subparques e subestações.

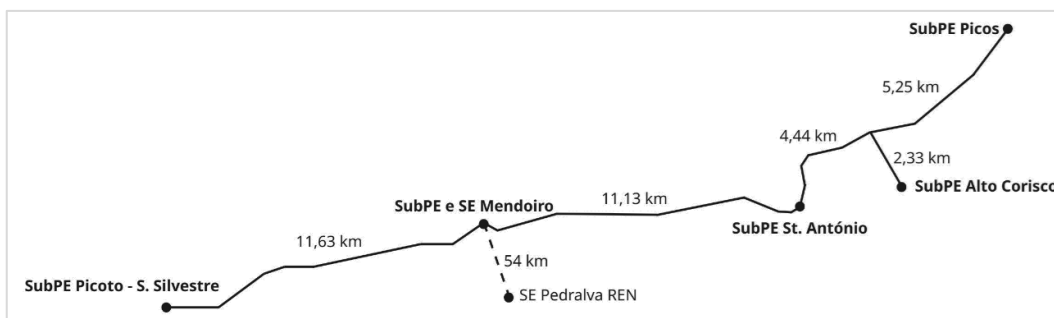


Figura 8 – Representação aérea da conexão elétrica entre subparques e subestação

Por fim, de forma a resumir o que foi descrito ao longo deste subcapítulo e do anterior, na Figura 9 encontra-se um esquema que resume a constituição final do PEAM.

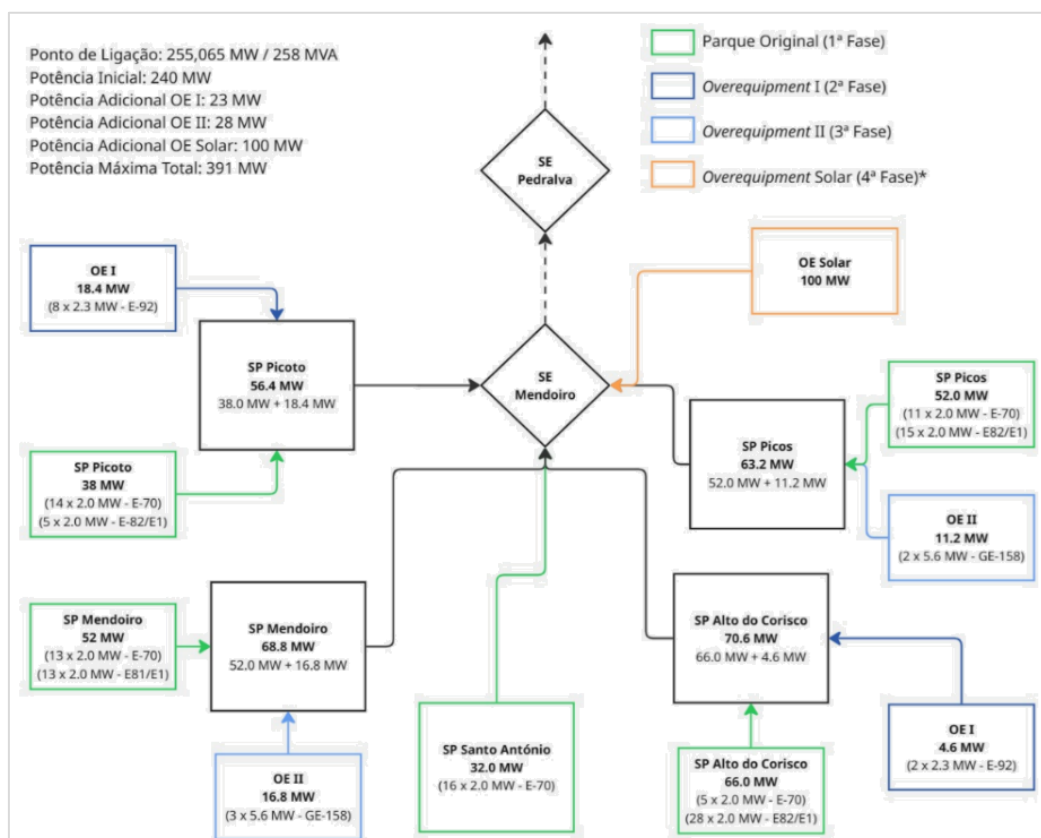


Figura 9 – Esquema organizacional do parque do Alto Minho

3.5 Aquisição e Seleção de Dados de Entrada

De forma a proceder a uma análise detalhada daquilo que é proposto no âmbito deste estudo, é fundamental estabelecer uma base de dados robusta.

Essa base de dados é composta não apenas por dados utilizados diretamente em seu formato original, como é o caso das informações de produção do parque, mas também por dados que requerem um tratamento prévio para se tornarem úteis, como as medições meteorológicas, as quais possibilitam o cálculo de produções não contempladas nos dados originais.

3.5.1 Dados Climáticos

Os primeiros dados a recolher correspondem às condições climáticas do local onde se encontra situado o parque. Considerando que se trata de um parque eólico com potencial para transitar para um sistema híbrido, variáveis como a irradiância solar e as características do vento, em particular a sua velocidade, assumem particular relevância para o desenvolvimento e a viabilidade do estudo. Estes dados climáticos são fundamentais para a estimativa dos níveis de produção energética do parque, especialmente em casos em que são necessários dados discriminados de produção, conforme será detalhado mais adiante no relatório.

3.5.1.1 Vento

Os dados relativos às características do vento utilizados neste estudo fazem parte de uma base de dados da Finerge, que inclui registos obtidos a partir de torres de medição instaladas no local. Estas torres são equipadas com anemómetros e cataventos que medem a velocidade e direção do vento, respetivamente.

Como é observável na Figura 10, a base de dados possui diversas torres de medição (AG1, AG2, AG3, ...). A cada torre de meteorológica estão associadas seis medições por hora. É necessário transformar estes dados em dados horários, dado que neste estudo todos os dados são trabalhados e analisados nesse formato. A direção do vento não tem relevância para este estudo.

name	read_at	power	wind_speed	wind_direction	name	read_at	power	wind_speed	wind_direction
AG5 - MDR	01/07/2023 00:00	1059	9,80	419	AG5 - MDR	01/07/2023 00:00	1059	9,80	419
AG12 - MDR	01/07/2023 00:00	1515	10,70	-674	AG12 - MDR	01/07/2023 00:00	1515	10,70	-674
AG3 - MDR	01/07/2023 00:00	1002	9,40	55	AG3 - MDR	01/07/2023 00:00	1002	9,40	55
AG4 - MDR	01/07/2023 00:00	1120	9,70	403	AG4 - MDR	01/07/2023 00:00	1120	9,70	403
AG1 - MDR	01/07/2023 00:00	1393	10,20	-318	AG1 - MDR	01/07/2023 00:00	1393	10,20	-318
AG9 - MDR	01/07/2023 00:00	1306	9,80	49	AG9 - MDR	01/07/2023 00:00	1306	9,80	49
AG8 - MDR	01/07/2023 00:00	779	8,80	44	AG8 - MDR	01/07/2023 00:00	779	8,80	44
AG10 - MDR	01/07/2023 00:00	1274	9,80	50	AG10 - MDR	01/07/2023 00:00	1274	9,80	50
AG7 - MDR	01/07/2023 00:00	621	8,00	380	AG7 - MDR	01/07/2023 00:00	621	8,00	380
AG6 - MDR	01/07/2023 00:00	946	9,20	49	AG6 - MDR	01/07/2023 00:00	946	9,20	49
AG11 - MDR	01/07/2023 00:00	1021	9,40	-302	AG11 - MDR	01/07/2023 00:00	1021	9,40	-302
AG2 - MDR	01/07/2023 00:00	731	8,50	-312	AG2 - MDR	01/07/2023 00:00	731	8,50	-312
AG7 - MDR	01/07/2023 00:10	520	7,50	379	AG7 - MDR	01/07/2023 00:10	520	7,50	379
AG9 - MDR	01/07/2023 00:10	1166	9,80	51	AG9 - MDR	01/07/2023 00:10	1166	9,80	51
AG5 - MDR	01/07/2023 00:10	991	9,70	419	AG5 - MDR	01/07/2023 00:10	991	9,70	419
AG8 - MDR	01/07/2023 00:10	669	8,50	43	AG8 - MDR	01/07/2023 00:10	669	8,50	43
AG12 - MDR	01/07/2023 00:10	1565	11,00	-674	AG12 - MDR	01/07/2023 00:10	1565	11,00	-674
AG3 - MDR	01/07/2023 00:10	1000	9,60	55	AG3 - MDR	01/07/2023 00:10	1000	9,60	55
AG4 - MDR	01/07/2023 00:10	1020	9,50	403	AG4 - MDR	01/07/2023 00:10	1020	9,50	403
AG1 - MDR	01/07/2023 00:10	1395	10,10	-317	AG1 - MDR	01/07/2023 00:10	1395	10,10	-317
AG10 - MDR	01/07/2023 00:10	1134	9,60	50	AG10 - MDR	01/07/2023 00:10	1134	9,60	50
AG6 - MDR	01/07/2023 00:10	923	9,20	48	AG6 - MDR	01/07/2023 00:10	923	9,20	48
AG11 - MDR	01/07/2023 00:10	990	9,20	-305	AG11 - MDR	01/07/2023 00:10	990	9,20	-305
AG2 - MDR	01/07/2023 00:10	733	8,70	-313	AG2 - MDR	01/07/2023 00:10	733	8,70	-313
AG4 - MDR	01/07/2023 00:20	1044	9,50	403	AG4 - MDR	01/07/2023 00:20	1044	9,50	403

Figura 10 – Base de dados da Finerge com parâmetros do recurso eólico

A Figura 11 apresenta a oscilação da velocidade média diária do vento entre junho de 2023 e julho de 2024.

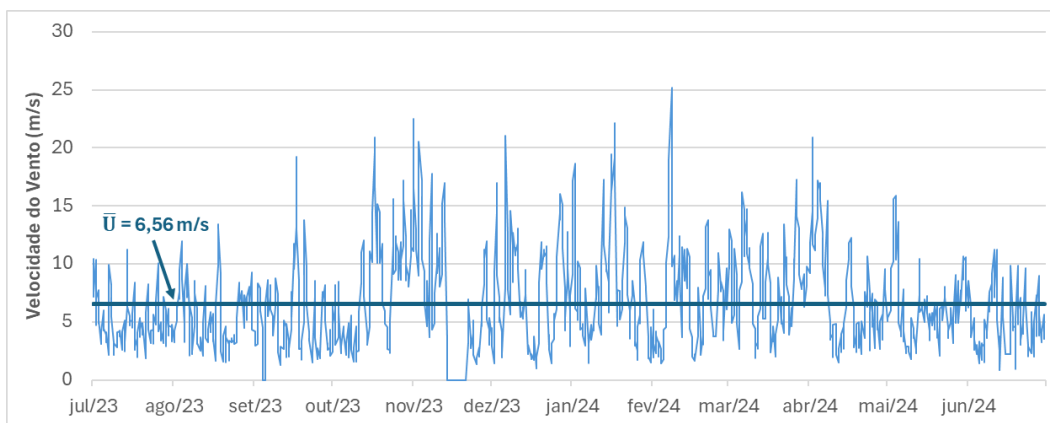


Figura 11 – Perfil médio diário do vento ao longo do ano

A velocidade média anual foi de 6,56 m/s, com ventos mais fortes no inverno e menos intensos no verão, como expectável. O valor mais elevado da velocidade média diária foi registado a 7 de fevereiro de 2024, atingindo 25 m/s, aproximadamente 90 km/h. Já a rajada mais intensa do ano (não representada na figura) ocorreu a 8 de fevereiro de 2024, às 12h30, com um valor de 33,20 m/s, cerca de 120 km/h.

Ao longo do ano analisado, apenas nove horas apresentaram valores de velocidade média horária do vento superiores a 25 m/s (90 km/h). No entanto, registaram-se 1514 rajadas com velocidades iguais ou superiores a esse valor. Destaca-se ainda o período entre os dias 15 e 21 de novembro, durante o qual os registos indicaram uma velocidade do vento igual a 0 m/s. Tal ocorrência não é compatível com as condições reais do local, sugerindo uma possível falha no sistema de medição ou uma interrupção temporária da recolha de dados por motivos operacionais.

Adicionalmente, foram identificadas 2802 horas em que a velocidade média do vento foi inferior a 4 m/s, o que corresponde a 32% das horas totais de um ano. Este valor de velocidade, geralmente, representa o limiar mínimo para que as turbinas iniciem a produção de energia (velocidade *cut in*), pelo que, durante esse número total de horas, não se encontraram reunidas as condições necessárias para o funcionamento dos aerogeradores.

Outra forma de representar as características do vento na região é através da distribuição de Weibull PDF (*Probability Distribution Function*), representada pela Equação 1. Esta distribuição descreve a frequência com que diferentes velocidades do vento ocorrem ao longo do tempo. Os parâmetros k e c são calculados a partir dos dados de vento utilizando as Equações 2 e 3.

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-(v/c)^k} \quad (1)$$

$$k \approx \left(\frac{\sigma_v}{\bar{v}}\right)^{-1,086} \quad (2)$$

$$c = \frac{\bar{v}}{\Gamma\left(1 + 1/k\right)} \quad (3)$$

O parâmetro k , denominado por parâmetro de forma, define a dispersão dos valores de vento. Quando $k < 2$, a distribuição é larga e achatada, indicando uma grande variação nas velocidades do vento. Para $k \approx 2$, a distribuição aproxima-se de uma distribuição normal. Já para $k > 3$, a curva torna-se mais inclinada, o que significa que as velocidades do vento são mais constantes ao longo do tempo.

O parâmetro c , denominado por parâmetro de escala, representa a velocidade característica do vento e está diretamente relacionado com a velocidade média do vento na região. Quanto maior o valor de c , mais elevada será a velocidade média do vento.

Aquando da análise desta distribuição, há regiões importantes que devem ser consideradas. A primeira é o pico da curva, que indica a velocidade do vento mais comum. A segunda é a cauda

da curva à direita, que fornece informações sobre os ventos mais intensos, os quais podem afetar as turbinas eólicas. E a terceira é a área sob a curva representa a distribuição total das velocidades do vento.

De uma forma geral, procura-se um local com uma distribuição de Weibull PDF que apresente um k elevado, um indicador de ventos estáveis e previsíveis; um c alto, que indica ventos médios fortes, resultando numa produção mais elevada; um pico da curva a uma velocidade dentro da gama de valores da potência nominal da turbina eólica, ou pelo menos próximo, uma vez que as potências nominais das turbinas geralmente apenas começam entre os 10 e 12 m/s; uma cauda à direita longa e achatada, onde ventos fortes e rajadas não sejam muito frequentes; e, à esquerda, uma curva o mais afastada possível do eixo, ultrapassando a velocidade *cut in*.

Com estas informações, é possível analisar a distribuição de Weibull do local em estudo, apresentada na Figura 12, onde a linha azul representa a distribuição de Weibull dos ventos na região em análise, enquanto a curva laranja corresponde a uma distribuição considerada comum, como meio de comparação visual.

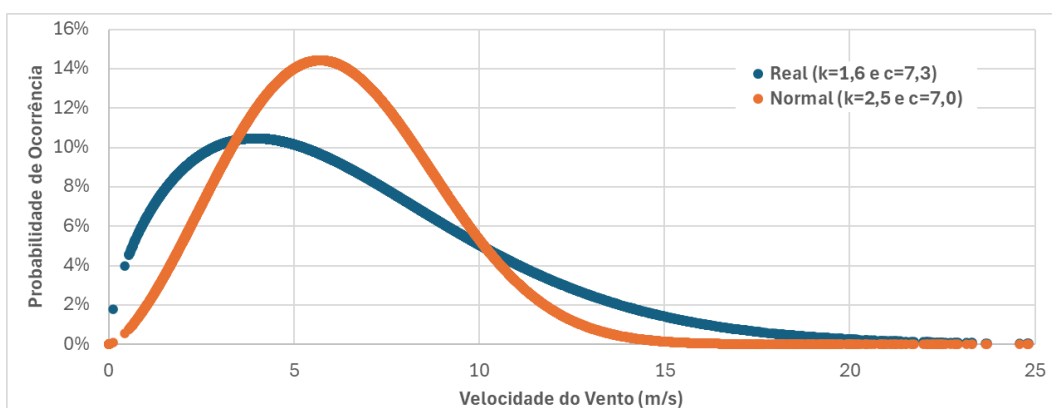


Figura 12 – Distribuição de Weibull (função densidade de probabilidade) do local de estudo

A distribuição real apresenta tanto aspetos positivos como negativos. Entre os pontos menos favoráveis, destaca-se o facto de apresentar um valor de k baixo, o que indica uma grande variabilidade da velocidade do vento. Esta característica implica a presença de períodos com ventos muito fracos, o que pode comprometer a produção contínua de energia. Além disso, o pico da curva ocorre em torno dos 6 m/s, um valor relativamente precoce e abaixo da faixa de velocidade nominal comum das turbinas eólicas. Por outro lado, o parâmetro c é suficientemente elevado, indicando uma velocidade média do vento razoável para produção eólica. Além disso, a cauda à direita da distribuição é longa, sugerindo a ocorrência de ventos mais fortes, que contribuem para uma produção mais elevada, mas sem ultrapassarem os limites técnicos de segurança da turbina (velocidade *cut out*)

E, como complemento, existe ainda a distribuição de Weibull CDF (*Cumulative Distribution Function*) (Equação 4), que representa a probabilidade acumulada de a velocidade do vento ser menor ou igual a um determinado valor.

$$F(v) = 1 - e^{-(v/c)^k} \quad (4)$$

A Figura 13 representa essa mesma distribuição e confirma que há uma probabilidade significativa de ocorrência de valores inferiores a 3 e 4 m/s, situando-se em torno dos 32%.

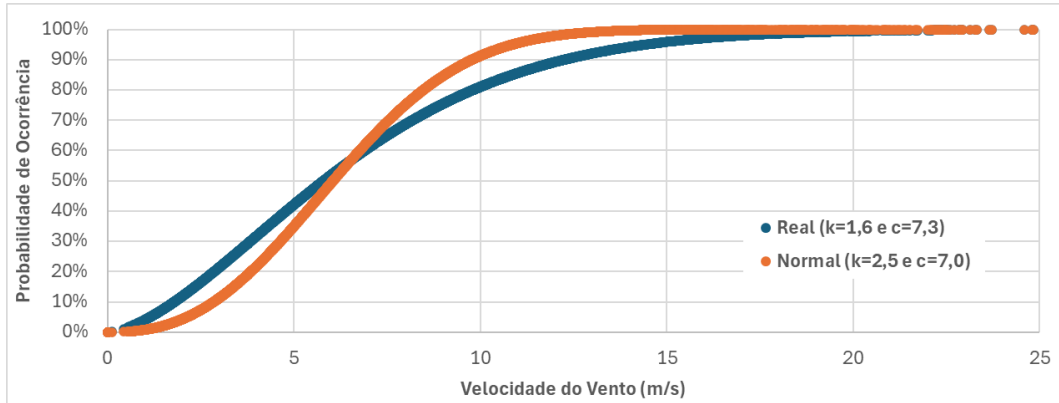


Figura 13 – Distribuição de Weibull (função distribuição acumulada) do local de estudo

3.5.1.2 Irradiância Solar

Quanto à irradiância solar, essencial para estimar a produção fotovoltaica, os dados foram obtidos a partir da base de dados da empresa Solargis, considerando as coordenadas do ponto central do parque. Estes dados são armazenados pela base de dados em intervalos de 15 em 15 minutos, onde são registados valores para a GHI, DNI, DIF, GTI, temperatura, entre outros, conforme ilustrado na Figura 14. De todos os dados recolhidos apenas a GTI é relevante, pois esta é suficiente para estimar a produção fotovoltaica.

#Columns:																
#Date - Date of measurement, format DD.MM.YYYY																
#Time - Time of measurement, time reference UTC+0, time step 15 min, time format HHMM																
#GHI - Global horizontal irradiance [W/m2], no data value -9																
#DNI - Direct normal irradiance [W/m2], no data value -9																
#DIF - Diffuse horizontal irradiance [W/m2], no data value -9																
#GTI - Global tilted irradiance [W/m2] (fixed inclination: 30.0 deg, azimuth: 180.0 deg), no data value -9																
#flagR - Cloud identification quality flag: 0: sun below horizon, 1: model value, 2: interpolated <= 1hour, 3: extrapolated <= 1hour, 4: interpolated+extrapolated > 1hour, 5: long term monthly median or persistence, 6: synthetic data, 10: nowcast, 11: NWP forecast																
#SE - Sun altitude angle [deg]																
#SA - Sun aspect angle [deg]																
#TEMP - Air temperature at 2 m [deg C]																
#AP - Atmospheric pressure [hPa]																
#RH - Relative humidity [%]																
#WS - Wind speed at 10 m [m/s]																
#WG - Wind gusts at surface [m/s]																
#WD - Wind direction at 10 m [deg]																
#PREC - Precipitation rate [kg/m2hour], no data value -9																
#PWAT - Precipitable water [kg/m2], no data value -9																
#																
#Data:																
Date	Time	GHI	DNI	DIF	GTI	flagR	SE	SA	TEMP	AP	RH	WS	WG	WD	PREC	PWAT
01.01.1994	00:07	0	0	0	0	0	-70.06	160.05	4.2	938.3	96.7	15	5.2	254.0	0.0	6.4
01.01.1994	00:22	0	0	0	0	0	-70.78	170.13	4.1	938.3	96.9	15	5.2	252.0	0.0	6.3
01.01.1994	00:37	0	0	0	0	0	-71.00	-179.35	3.9	938.3	97.0	15	5.2	250.0	0.0	6.3
01.01.1994	00:52	0	0	0	0	0	-70.71	-168.85	3.8	938.3	97.2	15	5.3	247.0	0.0	6.3
01.01.1994	01:07	0	0	0	0	0	-69.94	-158.85	3.6	938.2	97.3	15	5.3	245.0	0.0	6.2
01.01.1994	01:22	0	0	0	0	0	-68.72	-149.69	3.5	938.2	97.7	15	5.3	237.0	0.0	6.3
01.01.1994	01:37	0	0	0	0	0	-67.15	-141.50	3.4	938.1	98.1	15	5.3	228.0	0.0	6.4
01.01.1994	01:52	0	0	0	0	0	-65.28	-134.30	3.3	938.0	98.4	16	4.8	221.0	0.0	6.4
01.01.1994	02:07	0	0	0	0	0	-63.18	-128.00	3.2	938.0	98.8	17	4.8	214.0	0.0	6.5
01.01.1994	02:22	0	0	0	0	0	-60.90	-122.46	3.0	937.9	98.5	15	4.8	209.0	0.0	6.5
01.01.1994	02:37	0	0	0	0	0	-58.49	-117.55	2.9	937.9	98.2	14	4.8	204.0	0.0	6.6
01.01.1994	02:52	0	0	0	0	0	-55.97	-113.20	2.8	937.9	97.9	12	4.6	197.0	0.0	6.6
01.01.1994	03:07	0	0	0	0	0	-53.38	-109.27	2.8	937.9	97.5	11	4.6	188.0	0.0	6.6

Figura 14 – Excerto da base de dados da Solargis

A base de dados possui informação desde o primeiro dia do ano de 1994 até ao último dia de 2022. Assim, foram selecionados três anos – 1994 (primeiro ano da base de dados), 2017 (um ano intermédio, contudo relativamente recente) e 2022 (último ano da base de dados) – para

analisar o comportamento da GTI ao longo do ano integral para depois ser selecionado um desses anos como um ano típico para ser aplicado no estudo.

Assim, os dados foram tratados de forma a converter registos de intervalos de 15 minutos em registos horários, conforme o estrutura estabelecida para o estudo. Com base nesses dados, foram obtidas as distribuições de irradiância para os três diferentes anos, refletidas na Figura 15.

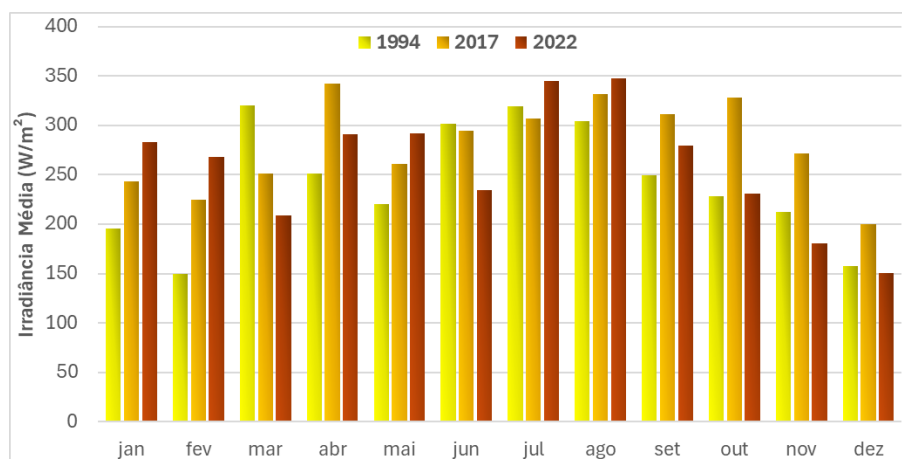


Figura 15 – Irradiância média mensal para os três anos em análise (média considerando apenas os períodos de exposição solar)

Em todos os anos analisados, verifica-se uma tendência consistente de maior irradiância nos meses de primavera e verão (abril a agosto), com picos típicos em julho ou agosto, enquanto os meses de inverno (dezembro e janeiro) apresentam os valores mais baixos. Estas variações são cruciais para a estimativa do potencial de produção solar num sistema híbrido, mostrando a importância da sazonalidade.

Desta forma, com base na Figura 15, optou-se por utilizar os dados de 2022 para a o cálculo da produção fotovoltaica, uma vez que apresenta valores globalmente equilibrados face aos demais anos. Adicionalmente, a proximidade desse ano em relação à atualidade constitui mais um fator que favorece a sua escolha. Adicionalmente, o ano de 2022 apresenta um valor moderado para a média diária de irradiância – $259,28 \text{ W/m}^2$ – quando comparado com os anos de 1994 e 2017 – com médias de $242,34$ e $290,54 \text{ W/m}^2$, respetivamente –, permitindo assim uma abordagem equilibrada entre cenários extremos.

3.5.2 Dados da Rede Elétrica Nacional

Considerando que o objetivo desta tese é a avaliação da viabilidade económica de um projeto de armazenamento de energia, é imperativo compreender as variáveis que influenciam a geração de receita, nomeadamente os preços da eletricidade e as tarifas associadas à prestação de serviços de rede. Com o intuito de oferecer uma visão mais clara e detalhada deste contexto,

apresenta-se a seguir uma breve explicação sobre o funcionamento dos principais mercados de energia.

3.5.2.1 Mercados Energéticos

Os mercados energéticos podem ser agrupados em duas grandes categorias: Mercado de Energia e Mercado de Serviços de Sistema (ou Mercado de Reserva e Balanceamento).

O mercado de energia refere-se ao sistema de compra e venda de eletricidade, onde diferentes agentes (produtores, distribuidores, consumidores e operadores de rede) interagem para garantir o fornecimento contínuo de energia elétrica. Ele abrange uma variedade de mecanismos e plataformas que permitem a negociação da eletricidade em diferentes prazos, adaptando-se às flutuações de oferta e procura. O funcionamento desse mercado é crucial para manter a estabilidade do sistema elétrico, assegurar preços competitivos e impulsionar a transição para fontes de energia renováveis e sustentáveis. Dentro desse contexto, existem diversos tipos de mercados que operam de forma complementar, cada um com suas particularidades, como o mercado de longo prazo e os mercados de curto prazo, como o diário e o intradiário. Dentro do grupo do mercado de energia, podem ser identificados dois tipos principais:

- **Mercado de energia a longo prazo (PPA):** É estabelecido através de contratos bilaterais entre o promotor de energia e o comprador, onde são negociados acordos para períodos que podem ir de meses a anos. Estes contratos garantem a venda de toda a energia produzida, ainda que a preços normalmente mais reduzidos.
- **Mercado diário (DAM) e intradiário (IDM):** O DAM é o mercado onde a eletricidade é negociada e programada para as 24 horas do dia seguinte, enquanto o IDM permite ajustes nos preços ao longo do dia, respondendo a desvios decorrentes de previsões incorretas de produção ou consumo.

Além do mercado de energia, existe o mercado de serviços de sistema, responsável por assegurar a estabilidade e o funcionamento adequado da rede elétrica. Este mercado é gerido pelos Operadores de Sistema de Transmissão (TSO – Transmission System Operator) e caracteriza-se por tempos de resposta muito curtos, atuando quase instantaneamente para garantir o equilíbrio da rede em tempo real. Nele, os participantes são contratados para intervir em situações de falhas ou necessidades específicas da rede, como a regulação de frequência ou o fornecimento de reservas, mitigando as perturbações causadas por variações na oferta e na procura de energia elétrica.

O mercado de serviços de sistema (ou serviços de rede) é dividido em três grupos, entre eles, mercado de regulação de frequência, mercado de balanceamento e reserva de capacidade.

O mercado de regulação de frequência, tal como o nome indica, rege-se pela medição contínua da frequência da rede elétrica (50 Hz na Europa), que atua como um sinal físico direto do

desequilíbrio instantâneo entre produção e consumo de energia. Já o mercado de balanceamento baseia-se em previsões e medições dos desvios reais da energia total da rede, permitindo corrigir desequilíbrios acumulados ao longo do tempo.

A existência de ambos os mercados é essencial: o primeiro atua como um mecanismo de proteção imediata da rede, garantindo a sua segurança, enquanto o segundo funciona como um instrumento de sustentação e reposição, assegurando o equilíbrio energético de forma mais duradoura e eficiente.

Por fim, existe ainda a reserva de capacidade, que representa potência disponível adicional para ser acionada em situações de emergência ou escassez. Esta reserva funciona como último recurso, garantindo a segurança do abastecimento em cenários não previstos.

Contudo, o mercado de regulação de frequência e o mercado de balanceamento operam de forma complementar e interligada, sendo compostos pelas seguintes componentes (REN, s.d.):

1. **FCR (Frequency Containment Reserve) – Imbalance Netting (IGCC – International Grid Control Cooperation):** Coordena os desequilíbrios entre diferentes áreas de controlo, com o objetivo de minimizar ativações desnecessárias de reservas. Atua exclusivamente no âmbito da regulação de frequência.
2. **aFRR (automatic Frequency Restoration Reserve) – Mercado PICASSO:** Reserva automática utilizada para restaurar a frequência após uma perturbação, atuando tanto na regulação de frequência como no mercado de balanceamento.
3. **mFRR (manual Frequency Restoration Reserve) – Mercado MARI:** Reserva acionada manualmente para corrigir desvios de frequência mais significativos, atuando no mercado de balanceamento e na reposição de outras reservas.
4. **RR (Replacement Reserve) – Mercado TERRE:** Reserva ativada para substituir outras reservas previamente utilizadas, como aFRR ou mFRR, atuando exclusivamente na reposição de reservas.

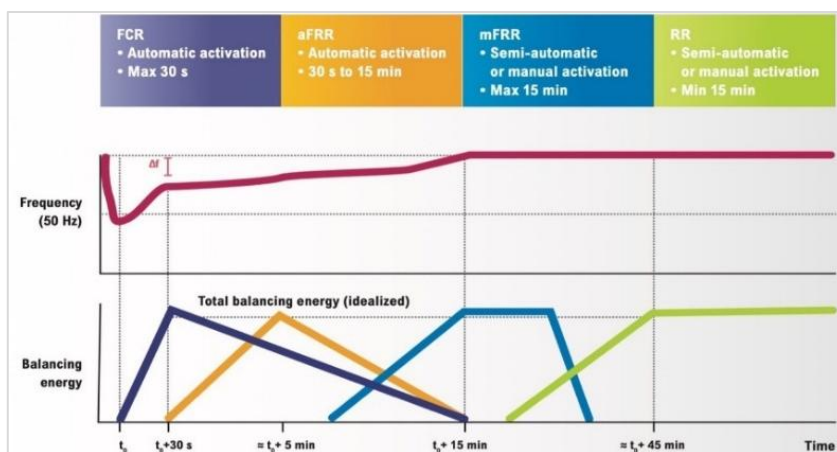


Figura 16 – Mercado de serviços de energia e seus tempos de resposta operacionais (Fonte: ENTSO-E)



Figura 17 – Características detalhadas dos diferentes tipos de mercados de serviços de energia (Fonte: Synertics)

Para além dos mercados já mencionados, existem ainda outros serviços e mecanismos essenciais à estabilidade da rede. Um exemplo é o mecanismo de gestão de congestionamento, que atua para evitar sobrecargas na rede de transmissão, redirecionando fluxos elétricos entre regiões.

Outro serviço fundamental é o *black start*, que assegura a recuperação do sistema após um apagão total, através da utilização de centrais capazes de reiniciar o fornecimento de energia sem depender da rede elétrica. Este mecanismo foi ativado a 28 de abril de 2025, quando Portugal sofreu um apagão geral e recorreu às centrais da Tapada do Outeiro (central termoelétrica) e de Castelo de Bode (central hidroelétrica) para restabelecer o sistema (Lagoa, 2025).

Estes serviços, embora menos visíveis para o utilizador final, são fundamentais para assegurar a segurança, qualidade e fiabilidade do sistema elétrico, sendo igualmente geridos pelo TSO.

Ao abordar os mercados energéticos, surgem dois elementos de grande relevância: o Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL) e o Operador de Mercado Ibérico e Energia (OMIE). O MIBEL é a estrutura que integra os mercados elétricos de Portugal e Espanha, permitindo a livre comercialização de eletricidade entre os dois países, tendo sido criado para aumentar a eficiência e a competitividade do setor elétrico ibérico, promovendo uma melhor integração das energias renováveis e facilitando a formação de preços transparentes. Dentro do MIBEL, existem duas plataformas principais: o OMIE, responsável pelos mercados diário e intradiário, onde a eletricidade é negociada para entrega no curto prazo, e o OMIP, que gere o mercado a prazo, permitindo a negociação de contratos futuros de eletricidade para garantir preços estáveis e reduzir riscos para os agentes do mercado. Juntas, estas plataformas asseguram um mercado energético mais integrado, eficiente e competitivo entre Portugal e Espanha (DGEG - Direção Geral de Energia e Geologia, s.d.).

No contexto da organização dos mercados energéticos, é importante destacar que tanto o MIBEL como as suas plataformas operacionais (OMIE e OMIP) funcionam no âmbito de um

mercado liberalizado. Neste modelo, a produção e comercialização de eletricidade deixam de estar centralizadas num único operador estatal, permitindo a participação dos diversos agentes que podem negociar livremente a energia elétrica. As energias renováveis têm um papel cada vez mais relevante neste tipo de mercado, uma vez que os produtores renováveis competem em igualdade com outras fontes de geração, podendo vender a sua produção diretamente no mercado, seja através de contratos bilaterais, leilões ou participando nos mercados diário e intradiário. Esta liberalização promove um ambiente mais competitivo e transparente, incentivando a entrada de novos projetos renováveis, contribuindo para a descarbonização do sistema elétrico e assegurando uma maior diversidade na oferta de energia.

3.5.2.2 Dados do Mercado de Energia

Quanto aos valores de DAM, de elevada relevância para a estratégia de arbitragem de energia, estes encontram-se disponíveis no *website* do OMIE, bem como noutras plataformas, como a REN, embora todas utilizem os dados fornecidos pelo OMIE, cuja base de dados vem organizada da forma que se pode observar na Figura 18.

Units: [€/MW]			
Information accessed on: 29/12/2024 17:10:07			
Date	Hour	Portugal	Spain
2023-07-01	1	102,51	102,51
2023-07-01	2	102,51	102,51
2023-07-01	3	89,19	89,19
2023-07-01	4	87,5	87,5
2023-07-01	5	86,79	86,79
2023-07-01	6	85	85
2023-07-01	7	85	85
2023-07-01	8	80	80
2023-07-01	9	67	62,29
2023-07-01	10	81,4	50,41
2023-07-01	11	81,7	43,71
2023-07-01	12	82	24,61
2023-07-01	13	83,9	16,83
2023-07-01	14	83,9	4,43
2023-07-01	15	82	1,64
2023-07-01	16	82	0
2023-07-01	17	81,7	0
2023-07-01	18	81,7	1,64
2023-07-01	19	81,7	22
2023-07-01	20	81,4	65
2023-07-01	21	82,14	82,14
2023-07-01	22	119,05	119,05
2023-07-01	23	120,2	120,2
2023-07-01	24	115,0	115,0

Figura 18 – Base de dados do mercado diário (Fonte: REN/OMIE)

Na Figura 19, observa-se a flutuação do preço médio mensal ao longo do período em estudo (1 de julho de 2023 a 30 de junho de 2024), com um pico máximo registado em setembro de 2023 e um mínimo em abril de 2024. Já a nível horário, que não é visível através das figuras, o valor máximo e mínimo foram de, respetivamente, 215,02€ e -2,00€. Adicionalmente, registaram-se 824 ocorrências com preços superiores a 125€, bem como 831 ocorrências com preços inferiores a 0,50€, o que evidencia a elevada volatilidade do mercado elétrico durante o período analisado.

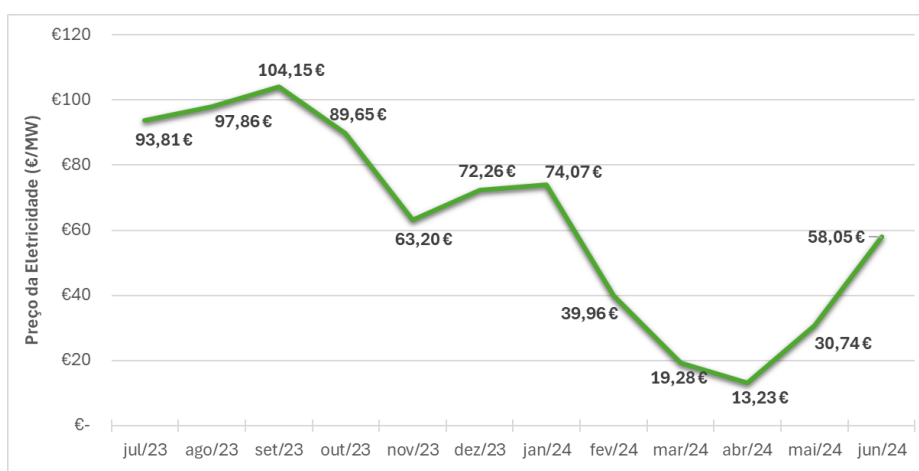


Figura 19 – Evolução detalhada do preço médio mensal no período em estudo

De forma complementar à Figura 19, a Figura 20 acrescenta os valores máximos e mínimos para cada mês, permitindo uma análise mais detalhada da variação dos preços. Verifica-se que o valor mínimo mensal atinge frequentemente valores nulos ou, em alguns casos, ligeiramente negativos. Além disso, é possível analisar a proximidade ou discrepância entre o preço médio mensal e os extremos registados no mesmo período. Em março, por exemplo, observa-se uma grande proximidade entre o valor médio e o mínimo, enquanto a diferença entre o valor médio e o máximo é bastante significativa.

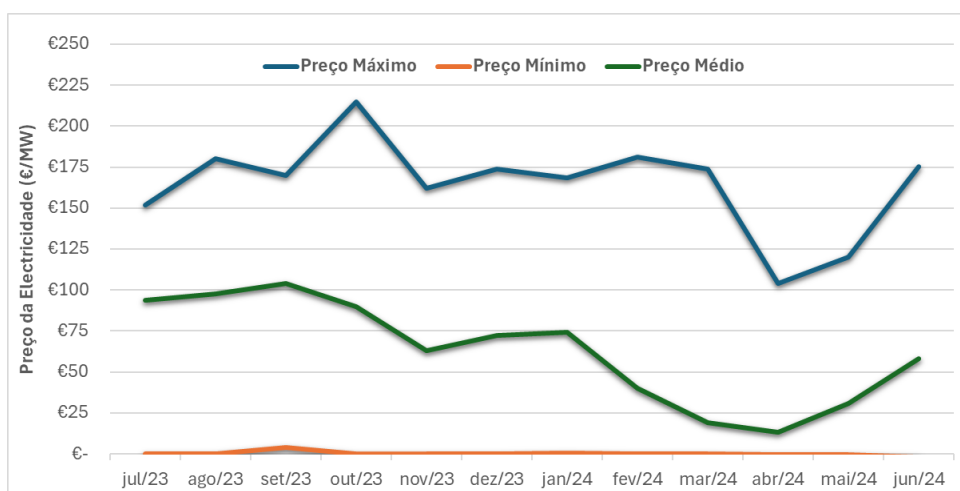


Figura 20 – Valores máximos, médios e mínimos dos preços mensais no período em estudo

Por fim, a Figura 21 mostra a variação diária do preço da energia. Como esperado, essa variação segue o mesmo padrão observado no preço médio mensal, mas com flutuações diárias e intradiárias que refletem as oscilações de preço ao longo de cada mês. Além disso, a Figura 21 apresenta quatro diferentes *good wheels* adaptadas às características sazonais do mercado ao longo do ano. As *good wheels* são uma forma de simplificar a análise gráfica dos preços, traduzindo o perfis diários do preço em bandas representativas de valores típicos para diferentes períodos.

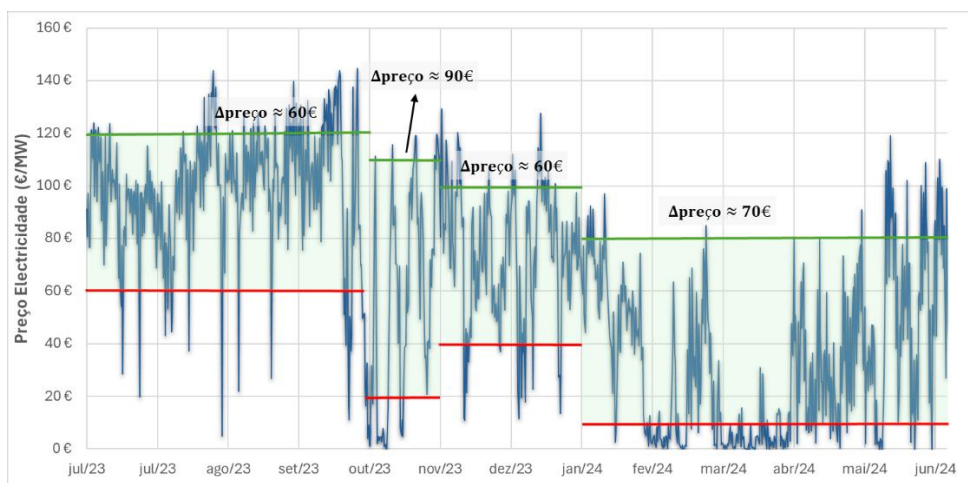


Figura 21 – Variação horária do mercado diários no período em estudo

Todavia, para compreender as razões subjacentes às oscilações observadas nas figuras anteriores, é essencial compreender os principais fatores que influenciam a formação do preço da eletricidade no mercado. O mercado elétrico é caracterizado por uma elevada complexidade, sendo fortemente influenciado por variáveis económicas, meteorológicas, técnicas e políticas, que atuam de forma interligada e dinâmica.

O preço da eletricidade é influenciado por uma combinação de fatores que variam ao longo do tempo. Entre os principais elementos que determinam essa variação está o equilíbrio entre a oferta e a procura de energia. De forma geral, quando a procura é elevada ou a oferta é reduzida, os preços tendem a subir, enquanto um aumento na oferta geralmente resulta em preços mais baixos. Este fator está diretamente relacionado às condições meteorológicas, que influenciam as previsões de produção de energia para as horas seguintes.

As previsões meteorológicas, disponíveis com vários dias de antecedência, tornam-se mais precisas à medida que o momento estimado se aproxima, permitindo cálculos cada vez mais fiáveis de produção renovável. Quando as condições meteorológicas são favoráveis à geração de energia renovável, a oferta esperada aumenta, levando a uma redução do preço da eletricidade. O inverso também se verifica, com condições desfavoráveis resultando em menor produção e, conseqüentemente, preços mais elevados.

Além disso, numa perspetiva intradiária, as flutuações da procura originam picos de consumo, que podem provocar aumentos súbitos dos preços. No entanto, este comportamento está interligado à dinâmica de oferta e procura. De notar que, as fontes de energia renovável possuem um custo marginal próximo de zero, o que significa que, quando a produção renovável é elevada, os preços podem atingir valores muito baixos, chegando mesmo a zero ou até valores negativos.

Outro fator determinante na formação do preço da eletricidade é o custo de outras *commodities* energéticas, como o petróleo (Brent como referência mundial), o carvão e o gás natural. Isto deve-se ao funcionamento do mercado marginalista, que, no caso da Península

Ibérica, é gerido pelo MIBEL. Neste sistema, o preço da eletricidade é definido pelo custo marginal da última unidade de energia necessária para satisfazer a procura, que, frequentemente, é fornecida por centrais térmicas movidas a combustíveis fósseis. Assim, o custo de produção dessas centrais depende diretamente dos preços dessas *commodities*, impactando o mercado energético.

Adicionalmente, as licenças de carbono, adquiridas pelas indústrias em função do consumo de combustíveis fósseis, desempenham um papel crucial. O aumento no preço dessas licenças eleva os custos de produção das centrais térmicas, refletindo-se num aumento do preço da eletricidade.

Por fim, a vertente política também exerce influência significativa, através da implementação de políticas governamentais, como tarifas reguladas ou incentivos ao investimento em energias renováveis, muitas vezes financiados por programas europeus.

3.5.2.3 Dados do Mercado de Serviços de Sistema

Uma vez que este estudo também visa analisar a aplicabilidade das baterias em mercados com tempos de resposta mais rápidos – para os quais as baterias são especialmente úteis – torna-se essencial compreender e tratar os dados necessários para realizar esse tipo de análise.

Para este trabalho, utilizaram-se apenas dados do mercado aFRR, uma vez que se optou por centrar a análise unicamente na participação neste mercado. A razão pela qual foi tomada essa opção é justificada em maior detalhe mais adiante. Assim, nesta secção abordam-se os dados do mercado aFRR.

Ao contrário do DAM, o mercado aFRR apresenta uma maior complexidade exigindo dois conjuntos de dados distintos para a realização da análise:

1. **Dados da banda secundária contratada** – referem-se à potência reservada pelos participantes, contratada pelo TSO (REN), que deverá estar disponível para ser ativada rapidamente em caso de variações de frequência na rede.
2. **Dados de ativação da potência contratada** – dizem respeito à utilização real dessa potência reservada, ativada para equilibrar o sistema elétrico.

As ativações no mercado aFRR têm durações tipicamente curtas, na ordem de alguns minutos. Ao nível de contratação, é possível oferecer potência nos dois sentidos:

- **“a subir”** – quando a frequência da rede está abaixo do valor nominal indica um défice de produção face ao consumo. É necessário injetar energia na rede ou diminuir o consumo (algo mais aplicável para grandes indústrias).

- “a descer” – quando a frequência está acima do valor nominal indica que há excesso de produção face ao consumo, sendo necessário reduzi-la (ou aumentar o consumo).

No contexto específico de baterias, estes conceitos ganham uma interpretação particular. A lógica de “subir” mantém-se: a bateria descarrega energia para a rede, contribuindo para colmatar a falta potência. No entanto, o conceito de “descer” torna-se especialmente vantajoso. Enquanto uma central de produção, ao ser ativada para “descer”, tem de reduzir ou interromper a sua produção, ou até mesmo consumir energia adicional (algo que gera custos), uma bateria apenas precisa de absorver energia – ou seja, carregar. Isto permite-lhe simultaneamente prestar um serviço ao sistema e acumular energia para uso futuro, aumentando a sua atratividade neste mercado. No fundo, trata-se de ser remunerado por carregar a bateria.

A REN disponibiliza publicamente os dados históricos dos vários serviços de sistema. Os dados são disponibilizados com granularidade de 15 minutos, tendo sido posteriormente agregados para uma base horária. A Figura 22 apresenta os dados já tratados e organizados por hora.

Timestamp	Ano	Mês	Dia	Banda Contratada (€/MW)	Banda Ativada [€/MWh]	
					aFRR PT - Subir	aFRR PT - Descer
01/07/2023 00:00	2023	7	1	14,81	105	88,88
01/07/2023 01:00	2023	7	1	11,3	105	0
01/07/2023 02:00	2023	7	1	45,34	121,7	85,55
01/07/2023 03:00	2023	7	1	47,49	121,4	95
01/07/2023 04:00	2023	7	1	48,5	121,4	86,78
01/07/2023 05:00	2023	7	1	50,12	121,4	84,99
01/07/2023 06:00	2023	7	1	50,89	0	84,95
01/07/2023 07:00	2023	7	1	57,56	101	79,65
01/07/2023 08:00	2023	7	1	95,17	101	67
01/07/2023 09:00	2023	7	1	127,08	105	81,4
01/07/2023 10:00	2023	7	1	79,84	105	81,7
01/07/2023 11:00	2023	7	1	105,23	105	82
01/07/2023 12:00	2023	7	1	82,5	105	82
01/07/2023 13:00	2023	7	1	82,54	105	82
01/07/2023 14:00	2023	7	1	113,93	105	82
01/07/2023 15:00	2023	7	1	114,21	105	81,7
01/07/2023 16:00	2023	7	1	113,94	105	81,7
01/07/2023 17:00	2023	7	1	122,93	105	81,7
01/07/2023 18:00	2023	7	1	141,48	105	81,7
01/07/2023 19:00	2023	7	1	127,29	121,4	78,88
01/07/2023 20:00	2023	7	1	127,25	121,7	0
01/07/2023 21:00	2023	7	1	59,52	131,4	92,22
01/07/2023 22:00	2023	7	1	59,81	105	92,22
01/07/2023 23:00	2023	7	1	49,13	131,4	0
02/07/2023 00:00	2023	7	2	55,61	194,4	86
02/07/2023 01:00	2023	7	2	73,4	99	85,2
02/07/2023 02:00	2023	7	2	88,34	122	84,32
02/07/2023 03:00	2023	7	2	92,27	132	72,68
02/07/2023 04:00	2023	7	2	69,86	128,54	72,67
02/07/2023 05:00	2023	7	2	69,86	105	72,68

Figura 22 – Base de dados do mercado de serviços de sistema aFRR

De salientar que, atualmente, o mercado exige que as ofertas de potência para a banda contratada devem ser simétricas, ou seja, o promotor que oferece potência para ser contratado deve garantir disponibilidade nos dois sentidos, o que explica a existência de um único preço, sem diferenciação, para a banda de contratação que, para o período em estudo, apresentou uma média anual de 34,92€/MW. Contudo, o Regulamento Europeu do Mercado Interno de Eletricidade revela que o mercado de reserva secundária deverá evoluir para a contratação de dois produtos independentes e assimétricos: um para subida e outro para descida (EDP, 2024).

Esta evolução visa facilitar a participação de produtores renováveis e sistemas de armazenamento, permitindo ofertas diferenciadas consoante, no caso das baterias, o estado de carga da mesma. Assim, será possível oferecer potências distintas “a subir” e “a descer”, de forma mais eficiente e adaptada à realidade operacional do sistema.

Relativamente aos dados de ativação, estes já se encontram discriminados por sentido. Durante o período analisado, a média dos preços de ativação foi de:

- 80,75 €/MWh a subir
- 34,92 €/MWh a descer

Esta diferença de preços reflete a disparidade de custos operacionais: é geralmente mais caro para uma central aumentar a produção (subir) do que a reduzir (descer). Além disso, os preços de ativação são determinados também por um leilão marginal, tal como acontece para a definição dos preços do mercado de energia, e aplica-se a todos os participantes cuja energia foi ativada. Além disso, este modelo de leilão marginal promove uma estratégia de “*bidding* sincero”, incentivando os participantes a apresentarem ofertas realistas e evitando distorções no mercado.

Neste mercado, o promotor de energia deve oferecer uma potência que saiba ser capaz de garantir tanto para subida como para descida de frequência, sendo penalizado caso não cumpra. O Gestor Global do Sistema define as necessidades da Banda de Regulação Secundária (aFRR) e, com base nisso, contrata a disponibilidade de determinadas unidades, que são remuneradas apenas por estarem prontas a atuar. Importa referir que a contratação é remunerada pela potência disponibilizada (€/MW), e, quando ativada, a unidade recebe também pagamento pela energia fornecida, em função da duração e intensidade da ativação (€/MWh).

Nas Figura 23 e Figura 24 é possível observar a flutuação dos preços médios mensais para as diferentes bandas do mercado.

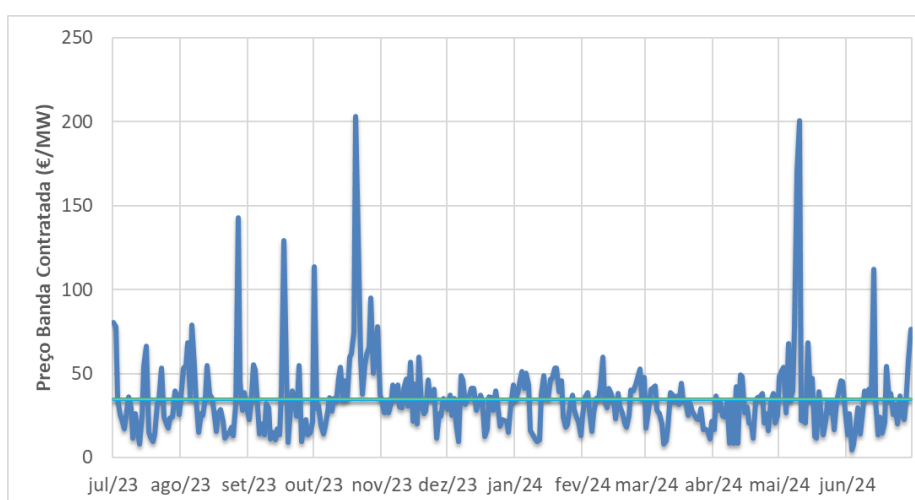


Figura 23 – Evolução do preço médio mensal da banda contratada no mercado

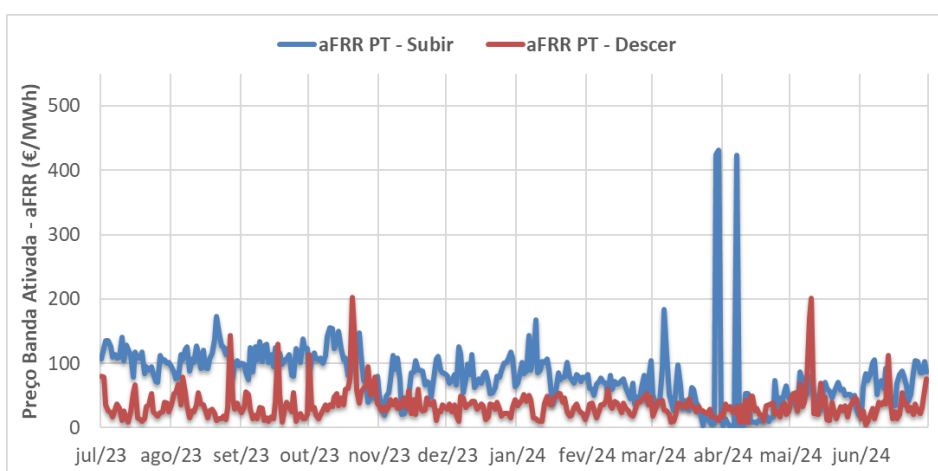


Figura 24 – Evolução do preço médio mensal da banda de ativação no mercado de serviços de sistema

Relativamente à Figura 23, o preço médio global da banda contratada situa-se em torno dos 35 €/MWh, embora se verifiquem alguns picos ao longo do ano. Estes aumentos coincidem com períodos em que a procura de reserva por parte da REN foi mais elevada, exigindo a contratação adicional de potência. Nessas situações, para garantir a capacidade necessária, a REN terá aceitado ofertas com preços mais elevados, o que resulta num aumento do *clearing price*.

Relativamente à Figura 24, observa-se a evolução, ao longo do ano, dos preços médios das bandas de ativação, tanto a subir como a descer. De forma clara, constata-se que o preço de ativação "a subir" é consistentemente mais elevado do que o "a descer", refletindo a maior exigência técnica e o custo acrescido associado ao aumento da produção.

Destaca-se ainda, em particular, os picos observados em abril de 2024, em que os preços de ativação atingiram valores excepcionalmente elevados, evidenciando uma situação de tensão no sistema elétrico ou uma escassez de oferta disponível nesse período.

A Tabela 4 apresenta um resumo representativo da evolução anual das bandas analisadas. Ao contrário das figuras anteriores baseadas em médias mensais, os indicadores nesta tabela foram extraídos dos dados horários, permitindo uma leitura mais precisa das variações ao longo do tempo.

Tabela 4 – Principais indicadores das bandas de contratação e ativação

		Valor Médio	Valor Máximo	Valor Mínimo
Banda Contratada [€/MW]		34,94	504,07	0,25
Banda Ativada [€/MWh]	A Subir	80,75	9 999,00	0,00
	A Descer	33,15	299,99	0,00

Entre os diversos indicadores, destaca-se o valor máximo registado na banda ativada "a subir", que atingiu os 9999 €/MWh – um valor-limite que reflete uma situação excepcional, causada por uma falha significativa de produção ou por instabilidade crítica na rede elétrica. Este tipo de

ocorrência é extremamente raro, mas, como demonstrado, pode acontecer, sublinhando a importância da disponibilidade de reservas rápidas e fiáveis no sistema.

Por fim, a Figura 25 ilustra a variação diária do preço da banda de ativação ao longo do ano. É evidente a presença de um valor extremo bem destacado, que desvirtua a escala do gráfico – trata-se do já referido pico de 9999 €/MWh, que se apresenta como um *outlier* claramente vincado.

Mesmo valores de ativação "a subir" na ordem dos 1000 €/MWh já podem ser considerados *outliers* relevantes, mas o valor de 9999 €/MWh constitui um caso ainda mais extremo – um *outlier* dentro do grupo de *outliers*.

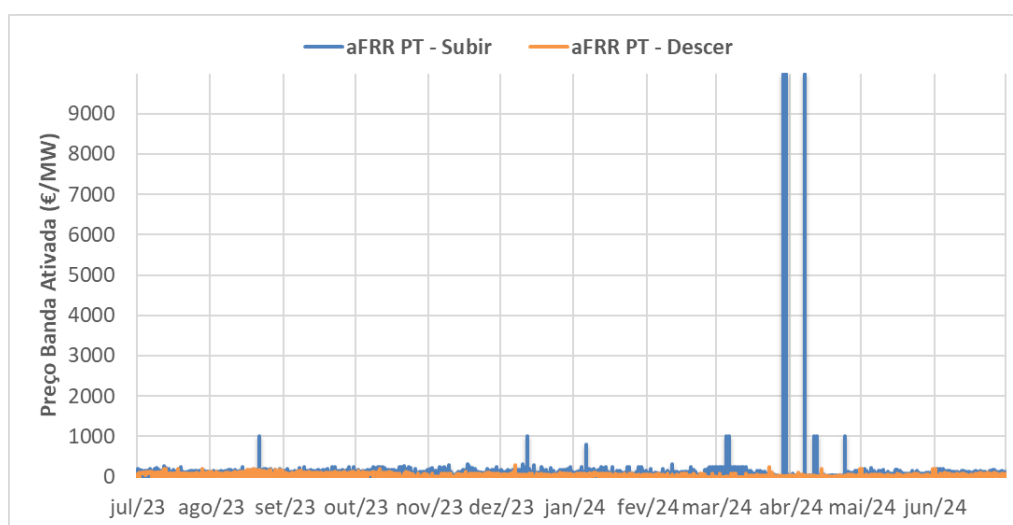


Figura 25 – Evolução do preço médio diário da banda de ativação no mercado

3.6 Modelação da Produção

Com os dados de produção reais e dados meteorológicos devidamente recolhidos e tratados, torna-se possível modelar a produção total do PEAM, que, no seguimento deste estudo, passa a ser considerado um parque híbrido. Para tal, foram realizados ajustes e adições nos dados de produção recolhidos, de modo a garantir uma modelação precisa da produção global, agora envolvendo também a componente fotovoltaica.

A produção de energia do parque, utilizada nos MGE, pode apresentar um grau de complexidade superior ao inicialmente esperado. Por essa razão, procede-se, ao longo dos próximos subcapítulos, a uma análise detalhada desse aspeto.

A produção total do PEAM tem em conta dois tipos de produção distintas:

1. **Produção injetada:** Produção que é injetada na rede durante o período selecionado, contabilizada pelos contadores, e que é usada para fins de faturação.

2. **Produção estimada:** Produção estimada disponível da turbina que é calculada com base nos dados climáticos e nas características de produção dos equipamentos. Esta potência corresponde à energia efetivamente gerada pela turbina ou painel fotovoltaico (potência útil), não representando a potência eólica teórica disponível no vento ou potência fotovoltaica presente na irradiância.

3.6.1 Produção Eólica

A produção eólica é dividida nas duas subcategorias abordadas. Por um lado, existe a produção que é registada pelos contadores, isto é, que é escoada para a rede e, por outro lado, a produção estimada que será produzida pelos aerogeradores.

Em relação à produção medida na subestação do parque pelos contadores esta inclui os cinco subparques (com ambos os sobreequipamentos eólicos em operação), conforme descrito no subcapítulo 3.4. Estas medições dos contadores foram fornecidas pela empresa Finerge, através da sua base de dados. A Figura 26 apresenta os vários ficheiros Excel onde, individualmente, estão registados os dados de produção a cada 15 minutos para cada subparque (por exemplo, *VM PE Alto Minho SubPE Picoto*), bem como os dados totais de produção do parque (*VM PE Alto Minho 1 REN/FNG* e *VM PE Alto Minho 2 REN/FNG*). O sufixo REN/FNG serve apenas como indicação para identificar a quem pertence o contador, se à REN ou à Finerge.

Todos estes valores são obtidos através da instalação de contadores que registam e transmitem medições em intervalos de 15 minutos, permitindo uma análise detalhada da produção de energia. Para este estudo, mais uma vez, os dados foram transformados em dados horários.

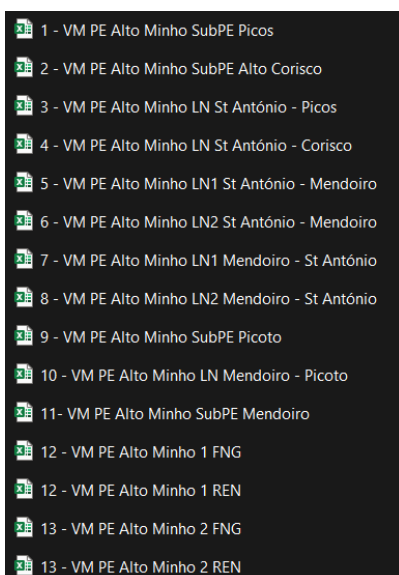


Figura 26 – Documentos com dados individuais de produção por subparque

Mais concretamente, de forma a determinar a produção total injetada, esta é obtida através da soma dos registos dos contadores 12 e 13, que se encontram na SE de Mendoiro, como é visível no esquema da Figura 27.

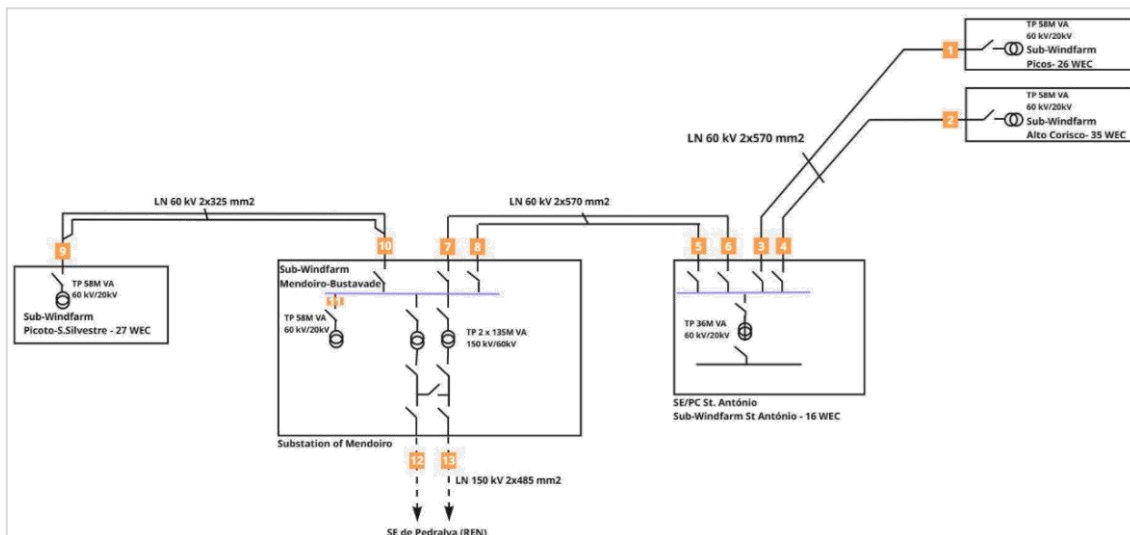


Figura 27 – Esquema unifilar geral do cluster

A Figura 28 apresenta um excerto dos dados de produção de um dos contadores, ilustrando a organização dos registos na folha de Excel. O sinal “-” indica energia consumida, enquanto o sinal “+” representa energia fornecida. As designações “A”, “Rc” e “Ri” correspondem, respetivamente, à energia ativa, energia reativa capacitiva e energia reativa indutiva.

Para efeitos de contabilização da produção, a coluna “+A Energia (15’)” é a mais relevante para o estudo, sendo posteriormente necessário converter os dados para valores horários.

VM PE Alto Minho 1 FNG (Meter TSO 1 [f(x)] - AMI)						
	-A Energia (15')	-Rc Energia (15')	-Ri Energia (15')	+A Energia (15')	+Rc Energia (15')	+Ri Energia (15')
Timestamp	Norm	Norm	Norm	Norm	Norm	Norm
01/07/2023 00:00:00	0	680	0	75520	0	760
01/07/2023 00:15:00	0	600	0	77640	0	600
01/07/2023 00:30:00	0	560	0	81480	0	440
01/07/2023 00:45:00	0	440	0	82400	0	560
01/07/2023 01:00:00	0	480	0	84000	0	480
01/07/2023 01:15:00	0	200	0	84440	0	280
01/07/2023 01:30:00	0	80	0	84600	0	120
01/07/2023 01:45:00	0	40	0	84600	0	80
01/07/2023 02:00:00	0	320	0	84600	0	320
01/07/2023 02:15:00	0	200	0	84520	0	240
01/07/2023 02:30:00	0	120	0	83440	0	160
01/07/2023 02:45:00	0	160	0	83800	0	200
01/07/2023 03:00:00	0	360	0	85760	0	440
01/07/2023 03:15:00	0	600	0	83000	0	440
01/07/2023 03:30:00	0	600	0	83040	0	760
01/07/2023 03:45:00	0	480	0	81520	0	480
01/07/2023 04:00:00	0	160	0	86240	0	160
01/07/2023 04:15:00	0	160	0	87320	0	240
01/07/2023 04:30:00	0	280	0	84400	0	360
01/07/2023 04:45:00	0	400	0	83720	0	360
01/07/2023 05:00:00	0	320	0	81200	0	320
01/07/2023 05:15:00	0	160	0	79480	0	160
01/07/2023 05:30:00	0	160	0	78720	0	200

Figura 28 – Base de dados da produção eólica registada pelo contador 1 FNG

Na Tabela 5, podem ser visualizadas a soma das medições de cada componente de energia, para cada grupo de contadores pertencentes a cada instituição, e as respetivas diferenças mínimas.

Tabela 5 – Dados de medição dos contadores (em kWh)

	-A Energia	-Rc Energia	-Ri Energia	+A Energia	+Rc Energia	+Ri Energia
FNG	287 430	8 193 740	120 860	775 357 660	1 347 910	7 921 850
REN	287 520	8 221 680	120 880	775 572 480	1 348 310	7 902 870
Diferença	0,03%	0,34%	0,02%	0,03%	0,03%	0,24%

Mais uma vez importa esclarecer que os valores registados pelos contadores correspondem à energia efetivamente injetada na rede. Nesta perspetiva, os dados dos contadores já incorporam os efeitos do *curtailment*.

Segundo indicação da empresa Finerge, a produção total do parque eólico original, em conjunto com o OE I, não origina episódios de *curtailment*, não por ausência de produção excedente – até porque a capacidade instalada do conjunto é de 263 MW, valor superior aos 255,065 MVA do limite de potência do PL –, mas sim por razões de natureza legal. O OE I encontra-se associado a um regime de *feed-in tariff* um mecanismo de apoio às energias renováveis que assegura a remuneração da energia produzida a um preço fixo e com prioridade de injeção na rede. Este regime impede que a produção associada a este OE possa ser contabilizada para efeitos de *curtailment*, garantindo o escoamento total da energia gerada, dentro dos limites estabelecidos.

Neste contexto, qualquer eventual excedente que se possa verificar será, à partida, imputável ao OE II e/ou ao OE Solar, ambos fora do regime de tarifa garantida.

Assim, conhecida a potência total injetada na rede – resultante da produção combinada do Parque Eólico Original (PE), do OE I e do OE II –, era necessário identificar que parte dessa energia seria efetivamente atribuída ao OE II e, conseqüentemente, qual seria a sua produção excedente. Para isso, foi necessário realizar uma manipulação de dados que permitisse isolar a contribuição do OE II. Para isso foi necessário subtrair a potência injetada com origem no OE II à potência total injetada medida no ponto de ligação (com o suporte da Figura 29, corresponde à passagem do 1º Momento para o 2º Momento), e posteriormente adicionar a potência produzível estimada desse sobreequipamento (passagem do 2º Momento para o 3º Momento). Esta abordagem tornou-se essencial visto que os dados reais de produção do OE II (registados pelos contadores), durante o período analisado, encontravam-se enviesados, já que o sobreequipamento ainda não se encontrava em plena operação, tendo sido introduzido de forma faseada até atingir a sua capacidade máxima. Além disso, a estimativa da potência produzível do OE II era requerida não só face a esse contexto, como também era a única forma de identificar eventuais excedentes de produção.

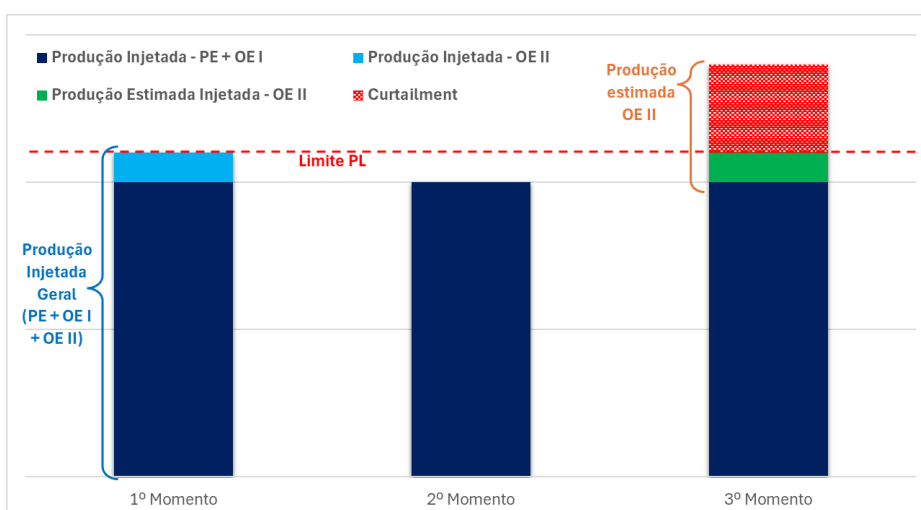


Figura 29 – Esquema ilustrativo dos cenários de injeção e produção produzível estimada em relação ao limite de potência no PL

Os dados de produção injetada na rede do OE II encontravam-se registados separadamente em cinco contadores diferentes, cada um deles associado a cada turbina eólica do sobreequipamento. Na Figura 30 contam-se os cinco contadores (M27, M28, M29, P28 e P29), cada um deles com dados dos anos de 2023 e 2024, sendo necessário seleccionar os dados do período em estudo.

M27 2023 meter_data	24/03/2025 12:04	Folha de Cálculo d...	1 169 KB
M28 2023 meter_data	24/03/2025 12:04	Folha de Cálculo d...	1 174 KB
M29 2023 meter_data	24/03/2025 12:03	Folha de Cálculo d...	1 174 KB
P29 2024 meter_data	24/03/2025 11:45	Folha de Cálculo d...	1 426 KB
P29 2023 meter_data	24/03/2025 11:40	Folha de Cálculo d...	1 152 KB
M29 2024 meter_data	24/03/2025 11:25	Folha de Cálculo d...	1 321 KB
P28 2023 meter_data	22/03/2025 10:21	Folha de Cálculo d...	12 473 KB
P28 2024 meter_data	22/03/2025 10:21	Folha de Cálculo d...	12 773 KB
M28 2024 meter_data	22/03/2025 10:21	Folha de Cálculo d...	12 772 KB
M27 2024 meter_data	22/03/2025 10:21	Folha de Cálculo d...	12 757 KB

Figura 30 – Ficheiros com dados por contador, associados a cada turbina do OE II

O conteúdo da folha de cálculo é em tudo igual à folha de cálculo apresentada como exemplo para um dos contadores gerais do parque, presente na Figura 28. Assim, para obter o valor total da potência do sobreequipamento, bastava somar os valores disponibilizados de energia ativa fornecida (+A) por cada contador.

Para estimar a produção disponível, foi necessário recorrer aos dados de vento da região e, para além disso, era fundamental conhecer as curvas de produção da turbina utilizada – GE 5.8 – 158.

Na Figura 31 encontram-se expostas as diferentes curvas de potência para as quatro turbinas instaladas no parque. De forma evidente, é notado um comportamento distinto do modelo da turbina GE-158 que, por sinal, foi o último a ser instalado no parque, pertencentes ao OE II.

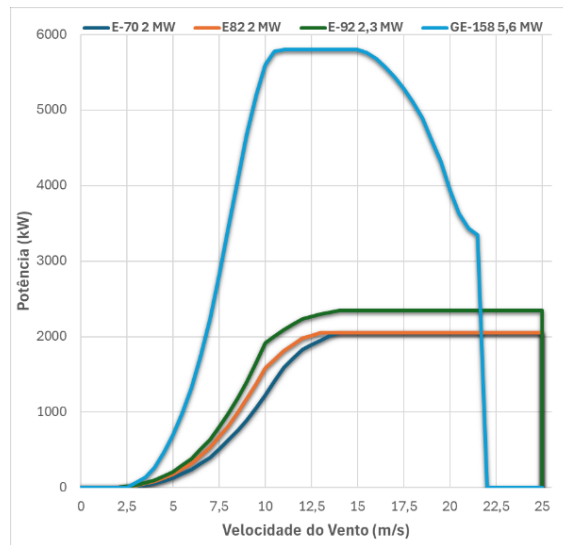


Figura 31 – Curvas de potência características das diferentes turbinas eólicas

Este comportamento melhorado da turbina não se justifica apenas pelo facto de serem turbinas mais recentes – embora essa modernização, associada à última geração tecnológica, tenha impacto –, mas também devido às suas características físicas e operacionais, nomeadamente o maior diâmetro do rotor. À medida que a área de varrimento aumenta, a turbina tende a iniciar a produção com velocidades de vento mais baixas, o que permite à GE-158 começar a gerar energia antecipadamente, contribuindo para “preencher” o diagrama de produção global. No entanto, as mesmas características da turbina, em situações em que os restantes modelos de turbinas se encontram a funcionar à potência nominal, levam a que a GE-158 comece a reduzir a sua potência ou até interrompa a sua operação, período em que a sua produção adicional deixa de ser prioritária ou tecnicamente necessária no contexto do ponto de ligação.

Após determinar os valores de produção do segundo sobreequipamento, resta considerar as perdas associadas ao processo de transporte da energia.

Estas perdas foram estimadas com base no comportamento observado no próprio parque, utilizando como referência as perdas reais medidas indiretamente através dos contadores instalados, dispostos de acordo com o esquema apresentado na Figura 27. Entre as perdas consideradas, destacam-se as perdas nas linhas internas do parque e outras perdas menores, como aquelas associadas a elementos de conexão.

Outras perdas como perdas mecânicas (provenientes de componentes móveis das turbinas) e as perdas elétricas nos geradores durante o processo de conversão já estão incorporadas nas curvas de potência dos aerogeradores, não sendo, por isso, necessário introduzi-las.

Desta forma, tendo por base a Figura 26 e Figura 27, as produções e conseqüentes perdas ao longo do sistema são quantificadas da seguinte forma:

- Produção por Subparque:
 - SP Picos: $C1$
 - SP Alto Corisco: $C2$
 - SP Picoto: $C9$
 - SP Mendoiro: $C11$
 - SP St. António: Não tem contador individual, mas é dada por:
 $(C1 + C2) - (C3 + C4)$

- Perdas na linha e outras perdas:
 - Entre SP Picos e SP St. António: $C1 - C3$
 - Entre SP Alto Corisco e SP St. António: $C2 - C4$
 - Entre SP St. António e SP/SE Mendoiro: $(C5 + C6) - (C7 + C8)$
 - Entre SP Picoto e SP/SE Mendoiro: $C9 - C10$

- Perdas de Transformação: $(C7 + C8 + C10 + C11) - (C12 + C13)$

Após o apuramento das perdas exatas em cada troço, torna-se possível determinar a percentagem de perdas relativas a cada segmento da infraestrutura, o que, por sua vez, permite extrapolar esses valores para as condições de funcionamento do PEAM em regime pleno.

Ao adotar esta estratégia de cálculo de perdas, torna-se possível obter uma previsão mais realista da energia útil que efetivamente chega à subestação, sendo essa energia que é utilizada na modelação.

3.6.2 Produção Fotovoltaica

Para o caso do *Overequipment* Solar, foi adotada uma abordagem distinta da utilizada na estimativa da produção eólica, uma vez que este sobreequipamento se encontra numa fase de desenvolvimento totalmente diferente, sem acesso a dados reais de produção. Assim, sendo que até ao momento não tinha sido tomada qualquer decisão de projeto relativamente ao OE Solar, optou-se por uma estratégia de carácter macroscópico, estimando-se a produção fotovoltaica apenas com o intuito de obter uma ideia aproximada do seu potencial, sem recurso a um dimensionamento detalhado e otimizado. Diante disso, selecionou-se um painel fotovoltaico generalista disponível no mercado, escolhido a partir do catálogo do fabricante *Canadian Solar*, cujas características principais do painel estão presentes na Figura 32.

CS6W-545MB-AG	
Maximum Power (Pmax) [W]	545
Module Efficiency [%]	21.2
Voltage at Maximum Power (Vmp) [V]	41.5
Current at Maximum Power (Imp) [A]	13.14
Open Circuit Voltage (Voc) [V]	49.4
Short Circuit Current (Isc) [A]	13.95
Module Area [m ²]	2.266 x 1.134 (2.57 m ²)

Figura 32 – Excerto da ficha técnica do painel fotovoltaico CS6W-545MB

Para obter uma estimativa mais precisa, os valores de produção são depois afetados por um fator de 0,734, calculado com base na tabela de perdas associadas apresentada na Figura 33. Este fator reflete as diversas perdas inerentes à conversão da energia solar em eletricidade e a sua aplicação permite ajustar a estimativa de produção fotovoltaica para um cenário mais realista, compatível com as condições reais de operação do sistema.

Considered losses	
Shadings	1.89%
Shadings on back side	5.00%
Soiling	2.00%
PV loss due to irradiance level	0.46%
Incidence angle modifier	1.74%
Temperature	3.29%
Module quality loss (positive)	0.45%
Light Induced degradation (LID)	2.00%
Annual module degradation	0.45%
Mismatch loss, modules and strings	3.00%
Mismatch for back irradiance	0.37%
Ohmic losses	1.10%
Inverter global losses	1.89%
System unavailability	0.98%

Figura 33 – Tabela de perdas energéticas associadas à conversão em painéis fotovoltaicos

Com todos os dados de irradiância devidamente tratados e o tipo de painel selecionado, torna-se possível calcular a produção estimada por painel, utilizando a Equação 5.

$$P_{painel} = GTI \cdot \eta_{painel} \cdot A_{painel} [Wh/painel] \quad (5)$$

onde, η_{painel} corresponde ao rendimento do painel e A_{painel} à área do mesmo.

3.6.3 Produção Total

Com todas as produções individuais tratadas, estimadas e organizadas torna-se possível determinar a produção total do parque híbrido do Alto Minho, obtida através do somatório das três contribuições específicas.

$$P_{total} = P_{PE+OE I,injetada} + P_{OE II,estimada} + P_{OE solar,estimada} \quad (6)$$

$$P_{PE+OE I,injetada} = P_{PE+OE I+OE II,injetada} - P_{OE II,injetada} \quad (7)$$

Algo que também é muito importante na avaliação do desempenho de centrais de produção é o indicador de horas equivalentes, pois permite perceber quanto tempo a instalação teria de funcionar à potência nominal para gerar a mesma energia produzida. Este parâmetro facilita comparações entre configurações e a identificação de eventuais perdas ou limitações na operação, sendo por isso amplamente utilizado na apresentação dos resultados.

$$\text{horas equivalentes} = \frac{\text{Produção Total (kWh ou MWh)}}{\text{Potência Instalada (kW ou MW)}} \quad (8)$$

Neste estudo, as horas equivalentes serão analisadas não só com base na capacidade instalada do parque, como também em função da potência máxima permitida no ponto de ligação à rede. Esta segunda abordagem será aqui designada por horas equivalentes líquidas, pois reflete o número de horas teóricas de operação à potência máxima de entrega à rede, representando assim o grau de aproveitamento efetivo da capacidade de escoamento do sistema.

3.7 Modelação dos Sistemas de Gestão de Energia

Para apresentar e analisar as diferentes formas de gestão energética, é fundamental explicitar a abordagem metodológica adotada. Nos subcapítulos seguintes, são descritos os MGE desenvolvidos para cada uma das estratégias consideradas, incluindo os pressupostos subjacentes à sua modelação. Esta estrutura permite compreender as bases teóricas e técnicas que sustentam os modelos propostos. Os resultados obtidos serão posteriormente analisados no capítulo seguinte.

Adicionalmente, para o desenvolvimento dos MGE, tornou-se necessário definir as configurações das baterias a serem analisadas e, neste trabalho, foi realizado um estudo com baterias de dois valores de *C-rate*: 0,5 (correspondente a um tempo de carga/descarga de 2 horas) e 0,25 (equivalente a 4 horas). O objetivo é avaliar o impacto de diferentes tempos de carregamento e descarregamento no desempenho dos sistemas.

Para cada valor de *C-rate* considerado, foram analisadas baterias com potências nominais de 5, 10 e 20 MW, sendo a respetiva capacidade definida em função do *C-rate* adotado. A seleção destas potências baseou-se em critérios técnicos, económicos, operacionais e regulatórios, com o objetivo de garantir a plausibilidade e aplicabilidade dos cenários estudados.

Em primeiro lugar, BESS com estas potências correspondem a investimentos avultados, na magnitude de milhões de euros, o que reflete uma ordem de grandeza compatível com projetos reais de armazenamento de energia associados a centrais de geração renovável. Esta dimensão permite avaliar a viabilidade de soluções economicamente sustentáveis, sem entrar em regimes de grande escala que poderiam distorcer os resultados da análise.

Adicionalmente, a escolha das potências foi orientada pelo comportamento típico dos episódios de *curtailment*, nomeadamente pelas potências horárias observadas nesses eventos. A

adequação entre a potência da bateria e a potência excedentária nos períodos de limitação da produção é essencial para garantir uma operação eficiente e tecnicamente coerente, maximizando o aproveitamento da energia que, de outro modo, seria desperdiçada.

Foi ainda considerada a perspectiva de escalabilidade do sistema, assumindo um conceito modular que permita, no futuro, a expansão da capacidade energética do BESS, conforme as necessidades operacionais ou as condições de mercado evoluam. Esta flexibilidade torna o investimento mais robusto e adaptável.

Por fim, a seleção das potências nominais e das consequentes configurações foi realizada tendo em conta os critérios técnicos habitualmente considerados nos processos de ligação à rede, nomeadamente os pareceres dos operadores de rede e a capacidade disponível no ponto de ligação. Embora não exista, à data, uma limitação legal expressa que imponha um valor máximo de potência para sistemas de armazenamento, verifica-se na prática a aplicação de limites técnicos que, em muitos casos, rondam os 25% da potência do ponto de ligação. A definição das configurações adotadas procurou, assim, refletir práticas realistas e compatíveis com os requisitos operacionais habitualmente seguidos pelos operadores de rede. Este enquadramento reforça a aplicabilidade prática das configurações analisadas e a sua coerência com o contexto regulatório vigente.

3.7.1 Modelação do Curtailment e Arbitragem de Energia

Com os dados de produção devidamente organizados e tratados, e considerando-se as características técnicas do ponto de ligação, bem como os mecanismos de funcionamento do mercado elétrico, torna-se possível quantificar os níveis de *curtailment*. Como referido anteriormente, o termo *curtailment* designa a fração da energia produzida que não pode ser injetada na rede elétrica por exceder a capacidade máxima admissível no ponto de ligação. Este limite é definido no âmbito do acordo celebrado entre o promotor de energia e o operador da rede de transporte podendo ser revisto em função de eventuais alterações no enquadramento legal ou regulamentar.

Para compreender melhor o comportamento deste fenómeno ao longo do período em análise, os dados foram trabalhados de forma a permitir a extração de vários indicadores que caracterizam o *curtailment* sob diferentes perspectivas. Todos esses indicadores serão apresentados no capítulo seguinte. Importa ainda salientar que estes resultados são fortemente influenciados pelas especificidades de cada ano em estudo. Embora se possam retirar conclusões gerais, muitos dos fenómenos observados estão intimamente ligados às condições particulares do intervalo temporal analisado.

Contudo, como se evidenciou na revisão da literatura e se comprova ao longo deste trabalho, o *curtailment*, por si só, não assegura a viabilidade económica do investimento. Por esta razão, torna-se necessário combinar esta estratégia com outras formas de valorização energética, sendo aqui que se destaca a arbitragem de energia. Esta consiste na otimização do uso do armazenamento, através do carregamento em períodos de preços baixos e da injeção ou

consumo da energia armazenada em períodos de preços elevados, maximizando o retorno económico através da flexibilidade temporal.

Neste contexto, o armazenamento de energia emerge como um recurso estratégico fundamental, ao permitir a resposta simultânea a duas abordagens complementares: a mitigação do *curtailment* e a arbitragem energética. A prioridade operacional é atribuída à mitigação do *curtailment*, dado que esta representa a possibilidade de aproveitar energia localmente gerada – pelo próprio parque eólico ou solar – que, de outro modo, seria desperdiçada por limitações na capacidade de injeção. Trata-se, portanto, de uma forma de “aquisição” de energia a custo marginal nulo. Para além desta função prioritária, o sistema de armazenamento pode ainda ser mobilizado para *load shifting*, viabilizando o deslocamento temporal do consumo ou da injeção de energia para períodos mais favoráveis do ponto de vista técnico ou económico. Esta flexibilidade contribui para a maximização da rentabilidade do sistema.

A modelação desenvolvida foi alvo de sucessivas alterações, manipulações e otimizações ao longo do processo, de forma a garantir maior rigor e coerência nos resultados. As particularidades e justificações dessas adaptações serão abordadas em detalhe na secção de apresentação e discussão dos resultados, onde poderão ser analisadas com base em evidência quantitativa e enquadradas no contexto específico de cada estratégia avaliada.

3.7.2 Modelação dos Serviços de Sistema

Ao modelar a atuação de uma bateria nos serviços de sistema, é importante destacar desde logo que esta abordagem é muito mais estatística e incerta do que a utilizada para o *Load Shifting*. Os serviços de sistema são significativamente mais difíceis de prever, o que justifica o uso de um modelo assente em processos estocásticos.

Optou-se por estudar exclusivamente a participação no mercado de aFRR, por ser o mais atrativo para sistemas de armazenamento com baterias. Esta preferência justifica-se por várias razões. O aFRR exige respostas rápidas e precisas de potência, algo para o qual as baterias são particularmente adequadas, dada a sua capacidade de resposta quase instantânea e elevada controlabilidade. Além disso, este mercado oferece uma remuneração dupla: um pagamento pela disponibilidade (mesmo quando a unidade não é ativada) e outro pela energia efetivamente mobilizada em caso de ativação. Esta característica permite gerar receita mesmo sem comprometer a vida útil da bateria, já que evita ciclos profundos e ativações prolongadas. Adicionalmente, o aFRR está em fase de harmonização a nível europeu através da plataforma PICASSO, o que deverá abrir novas oportunidades de mercado num futuro próximo.

Outros mercados, como o FCR, não foram considerados por se encontrarem atualmente saturados e com pouco espaço para novos participantes. Já o mFRR apresenta menos compatibilidade com a dinâmica das baterias, pois as ativações tendem a ser mais longas e

exigem energia sustentada, o que pode limitar a eficiência e acelerar a degradação das baterias. Além disso, os preços praticados neste último mercado não são particularmente atrativos.

Para construir um modelo estocástico credível, é necessário assumir determinadas variáveis e pressupostos que permitam gerar resultados o mais realistas possível. A complexidade deste tipo de análise reside, sobretudo, na imprevisibilidade dos momentos em que a bateria pode ser contratada ou ativada. Enquanto no *Load Shifting* a atuação da bateria pode ser otimizada com base em dados históricos, previsões de produção e comportamento de mercado, nos serviços de sistema essas decisões são altamente dependentes de fatores externos e aleatórios, como os momentos de contratação e ativação – que variam sem padrão definido.

É por isso que se recorre a uma abordagem estocástica, onde, com base em pressupostos bem definidos, se procura estimar com maior eficácia o comportamento da bateria neste contexto. Importa também referir que a própria entrada neste tipo de mercado envolve desafios técnicos e regulatórios. Para prestar serviços de sistema, as baterias devem estar integradas com sistemas como SCADA, SEM ou AGC, e apenas unidades qualificadas pela REN podem participar. A entrada das baterias neste mercado é recente, sobretudo devido a dúvidas anteriores sobre a sua fiabilidade técnica. Além disso, o mercado português ainda não é totalmente liberalizado para todos os serviços de sistema, mantendo parte da contratação sob responsabilidade direta da REN.

Por fim, os pressupostos considerados na modelação foram fundamentados em fontes regulamentares e institucionais relevantes, nomeadamente o Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema, os Relatórios Anuais da ERSE sobre os Mercados de Eletricidade e Gás Natural, bem como no conhecimento técnico e experiência prática de diversos profissionais do setor. Estes valores assumidos representam faixas de probabilidade e intensidade definidas com base em dados históricos, análises de mercado e *know-how* específico da empresa, permitindo assim a construção de simulações com um grau de variabilidade realista e coerente com o contexto operacional. Eis os pressupostos:

1. **Probabilidade de contratação “a subir”** – de 20 a 40%.
2. **Probabilidade de contratação “a descer”** – de 25 a 45%.
3. **Percentagem da potência oferecida que é efetivamente contratada** – 40 a 100%.
4. **Probabilidade de ativação “a subir”** – 8 a 15%.
5. **Probabilidade de ativação “a descer”** – 6 a 12%.
6. **Percentagem da potência contratada que é efetivamente ativada** – 30 a 100%.
7. **Duração típica de cada ativação** – 15 a 30 minutos.

A probabilidade de contratação refere-se à chance de que a potência oferecida pelo promotor seja, de facto, contratada para integrar a banda de regulação secundária. Essa probabilidade

tende a ser ligeiramente superior para a regulação “a descer” do que para “a subir”. Já a percentagem da potência contratada indica que, mesmo quando há contratação, nem sempre a totalidade da potência oferecida é aceite – o operador do sistema pode contratar apenas uma parte da oferta.

De forma semelhante, a probabilidade de ativação indica a chance de que uma potência contratada seja efetivamente utilizada numa ativação real. A percentagem da potência ativada representa o grau com que a potência contratada é utilizada – ou seja, a ativação pode ser parcial.

Por fim, quando o serviço é ativado, estima-se que a sua duração típica varie entre 15 a 30 minutos, o que está em linha com o perfil de operação observado no mercado de aFRR.

Com os parâmetros definidos, é possível desenvolver um modelo em Microsoft Excel que recorre a funções estocásticas para simular, de forma realista, eventos de contratação e ativação no mercado de aFRR. Embora os resultados não correspondam a períodos reais específicos, a abordagem permite reproduzir de forma plausível a dinâmica e incerteza características deste mercado, constituindo uma representação válida do comportamento expectável da bateria neste tipo de serviço.

3.8 Projeção de Receitas

Projetar os dados futuros é o passo inicial fundamental para realizar uma avaliação económica o mais viável possível. Essa projeção permite estimar tanto os lucros quanto os custos que ocorrerão nos anos subsequentes ao período estudado. No presente trabalho, realizou-se um estudo detalhado com base em dados de um ano específico, o que fornece uma visão clara e robusta dos potenciais lucros anuais. Embora esses valores possam oscilar de ano para ano – dada a volatilidade inerente a fatores imprevisíveis –, a análise do ano em foco é suficiente para fornecer uma estimativa confiável do desempenho económico médio anual futuro.

Fatores dinâmicos como o *curtailment* e a evolução dos mercados energéticos devem ser considerados, pois espera-se que sofram alterações contínuas ao longo dos anos. Essas variáveis, portanto, são cruciais para compor uma projeção realista e coerente.

Com os dados projetados para os anos futuros, torna-se possível realizar uma análise económica aprofundada para avaliar a viabilidade do investimento. Para isso, adotou-se uma estratégia que analisa as sensibilidades mínima e máxima das tendências desses mercados, assumindo, para fins deste estudo, uma variação linear constante ano a ano. Embora simplificada, essa abordagem baseia-se em pressupostos bastante prováveis, permitindo delimitar os resultados económicos entre os cenários pessimista e otimista.

Além disso, consideraram-se características específicas das baterias, incluindo perdas relacionadas ao desgaste, capacidade mínima operacional, custos de aquisição e instalação (CAPEX), bem como custos operacionais e de manutenção (OPEX).

Os pressupostos para as projeções de tendências fundamentam-se em três pilares principais:

1. Pesquisa de tendências e indicadores relevantes para os aspetos em análise;
2. Previsões setoriais elaboradas por empresas especializadas, em parceria com a Finerge, aplicáveis ao contexto deste estudo;
3. Experiência profissional de especialistas com conhecimento sensível sobre as tendências do mercado, proporcionando uma visão realista dos valores adotados.

No que diz respeito ao *curtailment*, observa-se uma tendência global – que também se manifesta na Península Ibérica – de crescimento, impulsionado pela entrada de novos produtores renováveis contribuindo para um aumento da capacidade instalada de energia renovável. Segundo a BloombergNEF, espera-se um aumento médio de cerca de 15% no *curtailment* europeu até 2050, Figura 34, o que equivale a um crescimento anual aproximado de 0,6%. Complementarmente, a consultora Alantra, em estudo divulgado pela *Strategic Energy Europe* em março de 2025, prevê que o *curtailment* em Espanha aumente 5% até 2027/2028 (Giorgi, 2025), resultando em um crescimento anual de cerca de 1,7%. É bastante provável que essa tendência se reflita de forma semelhante em Portugal. Todos estes dados fornecem uma base sólida para estimar o comportamento futuro do *curtailment* na região, fundamental para o desenvolvimento e análise do presente projeto.

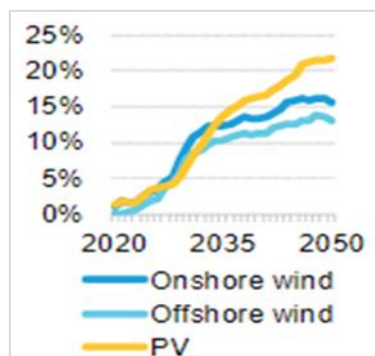


Figura 34 – Evolução do *curtailment* até 2050 (Fonte: BloombergNEF)

Quanto à arbitragem de energia, relacionada com os mercados diários, analisou-se o comportamento do mercado nacional desde 2010 até 2025, com foco especial na evolução dos *spreads* – que são essenciais numa perspetiva de compra e venda de energia. Para ilustrar essa evolução, consulte-se a Figura 35:

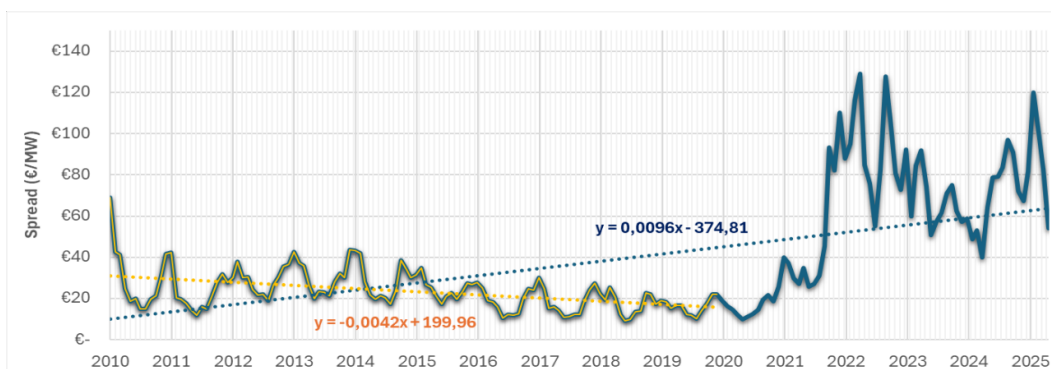


Figura 35 – Evolução do valor de *spread* entre 2010 e 2025

Na figura, identificam-se duas fases distintas, separadas pelos acontecimentos da pandemia de COVID-19 e pela guerra entre a Ucrânia e a Rússia. Antes destes eventos, observava-se uma tendência suave e constante de diminuição nos *spreads* diários do mercado de energia. Contudo, após esses dois fenómenos, essa tendência inverteu-se, causando um aumento significativo nos *spreads*. Assim, enquanto anteriormente havia um declínio ligeiro e contínuo dos *spreads*, essa queda deixou de ocorrer, e é provável que a partir de agora a tendência seja de estabilização ou até de um crescimento gradual dos *spreads* ao longo dos próximos anos.

Além disso, o aumento da participação das energias renováveis no setor, que requer grandes investimentos e apresenta características de intermitência, contribui para o esperado aumento dos preços da energia e dos *spreads*.

Por fim, pelas mesmas razões que afetam os valores dos *spreads*, o mercado de serviços de sistema também sofre alterações. Com o aumento do número de participantes neste mercado, é esperado que os valores de receita extraída desses serviços sofram uma queda ano após ano. É provável que o mercado esteja atualmente no pico, ou próximo do pico, da curva de receitas, o que implica uma tendência de redução futura.

Ressalta-se ainda que os valores assumidos são, de forma geral, conservadores, de modo a evitar uma superestimação dos lucros futuros.

Quanto aos aspetos relacionados com as características da bateria, foram adotados valores típicos fornecidos pelos fabricantes, os quais também são amplamente utilizados por empresas que realizam análises de investimento para a Finerge, representando de forma realista a performance esperada das baterias.

A seguir, detalham-se os pressupostos balizados adotados para a análise económica:

- **Taxa anual de crescimento do lucro proveniente do *curtailment*:** entre 0% e 3%, considerando a possibilidade de não haver crescimento no pior cenário.
- **Taxa anual de crescimento do lucro proveniente da arbitragem de energia:** entre -0,5% e 2%, refletindo a possibilidade de queda dos *spreads*.

- **Taxa anual de crescimento do lucro proveniente da participação nos mercados de serviços de sistema:** entre -4% e -2%, indicando uma tendência de redução neste mercado.
- **Degradação da bateria devido ao número de ciclos:** 1,5% ao ano (a cada 365 ciclos).
- **Degradação temporal da bateria:** 1,0%/ano.
- **Limite mínimo de capacidade da bateria:** 60%, abaixo do qual a bateria deixa de ser considerada viável.
- **CAPEX:** 500 000 €/MW para baterias de duas horas e 900 000 €/MW para baterias de 4 horas.
- **OPEX:** 1,2% do CAPEX.

Em termos de CAPEX, é importante salientar que baterias com uma duração de 4 horas tendem a apresentar um custo aproximadamente 80% superior ao de baterias de 2 horas com a mesma potência nominal. Esta diferença de custo não decorre da potência, mas sim da capacidade energética acrescida. Baterias com maior duração requerem mais módulos de armazenamento para acumular energia, o que implica um aumento significativo nos componentes físicos, como contentores e infraestrutura associada. Estes elementos representam uma parcela relevante do investimento inicial, justificando assim o acréscimo no CAPEX de soluções com maior tempo de operação.

Na análise ano a ano, os lucros obtidos por cada estratégia do MGE são influenciados pela capacidade da bateria. À medida que a capacidade diminui, a potencialidade dos lucros é afetada; contudo, o crescimento do *curtailment* e dos mercados pode compensar essa redução da capacidade operacional.

Além disso, as variações nas componentes impactam os ciclos da bateria, que por sua vez influenciam a sua capacidade e, portanto, devem ser estimados cuidadosamente.

Os ciclos foram, por isso, estimados considerando o peso relativo dos lucros de cada componente no total dos lucros, conforme a fórmula:

$$C_n = C_{n-1} \cdot (1 + w_{crtl} \cdot t_{crtl} + w_{arbt} \cdot t_{arbt} + w_{SS} \cdot t_{SS}) \quad (9)$$

Onde C_n é o número de ciclos no ano n , w representa o peso ponderado dos lucros de cada estratégia, t é a taxa de crescimento associada a cada estratégia.

3.9 Avaliação da Viabilidade Económica

Com base no cálculo das projeções, torna-se possível avaliar o projeto economicamente.

Para avaliar a viabilidade de um determinado investimento e perceber se este é justificável do ponto de vista económico-financeiro, é fundamental recorrer a um conjunto de indicadores de análise de investimento habitualmente utilizados neste tipo de contexto. Estes indicadores são essenciais para aferir o nível de rentabilidade de projetos e, por isso, constituem uma base sólida para a tomada de decisão.

Para este trabalho, recorrem-se a quatro indicadores distintos, considerados suficientes para uma análise consolidada do projeto de armazenamento de energia em estudo. Assim, os indicadores económicos utilizados são:

- **Payback Time** – Reflete o tempo necessário para recuperar o investimento inicial, tendo por base os lucros gerados anualmente. Quanto menor for este valor, mais atrativo é o projeto.

$$\text{Payback time} = \frac{\text{Investimento Inicial}}{\text{Fluxo de Caixa Anual}} \quad (10)$$

- **NPV (Valor Presente Líquido)** – Corresponde à soma dos fluxos de caixa futuros do projeto, atualizados para o valor presente com base numa taxa de desconto que representa o risco ou o custo de oportunidade do capital. Um NPV positivo indica que o projeto gera valor; quanto mais elevado for, melhor.

$$\text{NPV} = \sum_{t=0}^n \frac{FC_t}{(1+r)^t} - I \quad (11)$$

Onde FC_t é o fluxo de caixa no tempo t , r a taxa de desconto, n a vida útil do projeto (em anos) e I o investimento inicial.

- **TIR (Taxa Interna de Retorno)** – Representa a taxa de desconto que anula o NPV. Na prática, traduz o retorno percentual médio esperado do projeto. Valores mais elevados indicam maior atratividade financeira.

$$0 = \sum_{t=0}^n \frac{FC_t}{(1+\text{TIR})^t} - I \quad (12)$$

- **LCOS (Custo Nivelado de Armazenamento)** – Expressa o custo médio por MWh de energia armazenada ao longo da vida útil do sistema. Este indicador permite comparar o custo do armazenamento com outras fontes de energia. Quanto mais baixo, mais competitivo será o projeto.

$$\text{LCOS} = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (13)$$

Onde C_t representa o custo total no ano t , E_t a energia gerada no ano t , r a taxa de desconto e n a vida útil do projeto.

A utilização combinada destes indicadores, em articulação com a análise de sensibilidade, permite obter uma visão abrangente e fundamentada da viabilidade financeira do investimento, contribuindo para uma decisão mais informada e robusta – como será evidenciado no capítulo dedicado à análise de resultados.

Foi também calculado um outro indicador, o *Cost per Cycle* (CpC). Este indicador constitui uma métrica particularmente útil, na medida em que permite quantificar o custo médio associado à realização de cada ciclo de operação do sistema de armazenamento. O CpC é calculado com base na duração de vida útil prevista (em anos) e no número total de ciclos estimados. Este custo médio por ciclo reflete integralmente os encargos relacionados com o CAPEX e o OPEX.

$$CpC (\text{€/ciclo}) = \frac{CAPEX + OPEX \text{ total ao longo da vida útil}}{\text{Número total de ciclos estimados}} \quad (14)$$

Este indicador económico revela-se particularmente relevante, uma vez que fornece, de forma simples e direta, uma estimativa preliminar da viabilidade de um sistema de armazenamento de energia. Especificamente, o CpC permite determinar qual o valor mínimo que deverá ser gerado, em média, por ciclo de operação, para que o sistema não funcione com prejuízo

Adicionalmente, o CpC constitui uma ferramenta comparativa relevante, permitindo avaliar a performance económica relativa entre diferentes configurações de baterias ou estratégias de operação.

Para efeitos de cálculo do CpC neste trabalho, foi adotada uma base comum a todos os MGE desenvolvidos, de modo a assegurar a comparabilidade entre cenários. A vida útil da bateria foi, por isso, normalizada para 20 anos. Com base nesta premissa, determinou-se o número médio de ciclos por ano correspondente a cada estratégia, obtendo-se assim o total de ciclos previstos ao longo do horizonte de análise. Posteriormente, tendo em conta os valores de CAPEX e OPEX, foi possível calcular o CpC para cada caso.

A análise é efetuada com base na comparação entre o CpC e a receita média por ciclo, sendo esta última obtida a partir dos resultados dos modelos, através da divisão da receita total gerada pelo número efetivo de ciclos realizados. Quando a receita média por ciclo é inferior ao CpC, conclui-se que o modelo ou a configuração da bateria são economicamente inviáveis. Por outro lado, se a receita média exceder o CpC, considera-se que existe potencial de viabilidade económica, uma vez que cada ciclo consegue cobrir os custos associados e ainda gerar lucro. Ainda assim, a decisão final sobre a viabilidade deve ser complementada com a análise de outros indicadores financeiros considerados ao longo deste trabalho.

4 Resultados e Discussão

Neste capítulo, são apresentados e analisados os resultados obtidos seguindo a metodologia descrita no capítulo anterior. A partir dos valores calculados, procede-se à sua interpretação, permitindo avaliar o impacto das diferentes abordagens consideradas no estudo. Esta análise visa compreender o desempenho do sistema e validar as estimativas realizadas, contribuindo para uma visão mais detalhada sobre a produção e a operação do parque híbrido.

4.1 Produção

4.1.1 *Produção Injetada na Rede*

A Tabela 6 apresenta os principais indicadores de desempenho associados à potência injetada na rede pelo conjunto do PE, o sobreequipamento I e o sobreequipamento II. Estes valores permitem caracterizar a operação global do sistema ao longo do período analisado, embora limitados tecnicamente pela rede.

Tabela 6 – Principais indicadores da produção injetada na rede pelo PE, OE I e OE II

PE + OE I + OE II (291 MW)	
Produção Máxima horária (MW)	256,88
Produção Média Horária (MW)	88,27
Produção Total (GWh)	775,36
Horas Equivalentes Nominais	2664

Da análise da tabela, destaca-se a produção horária máxima, que ultrapassa ligeiramente o limite máximo definido para o ponto de ligação à rede (255,065 MVA). Esta ultrapassagem é, no entanto, muito reduzida e pode ser atribuída a pequenas imprecisões nos sistemas de medição. Importa ainda referir que, num total de 8760 horas analisadas (correspondentes a um ano completo), esse limite foi excedido apenas por nove vezes, sendo o maior desvio de apenas 1,82 MW – um valor residual.

Por um lado, o valor obtido de 2664 horas equivalentes nominais – equivalente a cerca de 30% do ano em operação à potência máxima – destaca-se face à média nacional apontada pelo INEGI, que situa a produtividade dos parques eólicos em Portugal entre 2300 e 2400 horas equivalentes a plena carga (INEGI, 2021). Por outro lado, o número de horas equivalentes líquidas revela-se particularmente útil numa perspetiva comparativa entre diferentes capacidades instaladas.

A Figura 36 apresenta os valores de produção horária medidos pelos contadores ao longo do período em análise, incluindo o limite máximo de potência de ligação à rede.

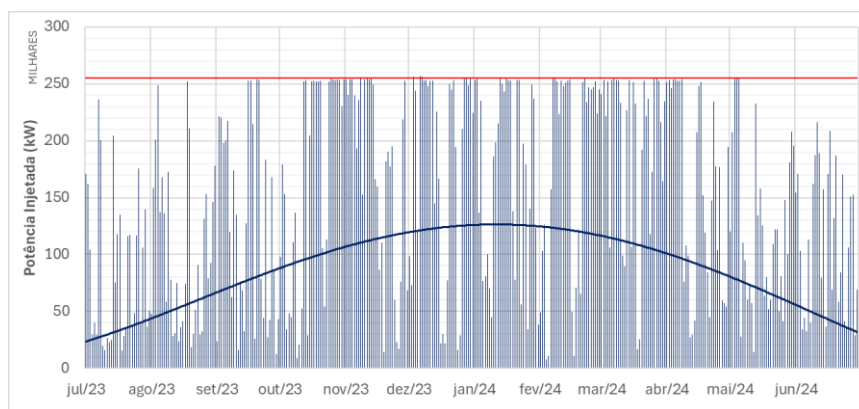


Figura 36 – Potência injetada pelo conjunto PE + OE I + OE II

De seguida, foi também necessário determinar os valores de produção injetada na rede exclusivamente atribuídos ao OE II. Esta necessidade decorre do que foi previamente exposto no subcapítulo 3.6.1. Na Tabela 7, encontram-se os indicadores de produção do OE II.

Tabela 7 – Principais indicadores da produção injetada na rede pelo OE II

OE II (28 MW)	
Produção Máxima horária (MW)	27,82
Produção Média Horária (MW)	7,59
Produção Total (GWh)	66,66
Horas Equivalentes Nominais	2381

De notar que a produção horária máxima não chega aos valores da capacidade instalada do sobreequipamento, 28 MW, o que está relacionado com as perdas que estão associadas e a, possivelmente, erros de medição.

Na Figura 37 pode observar-se a produção injetada pelo sobreequipamento durante o período em estudo, estando desta vez limitado a 28 MW, limite esse associado à capacidade máxima do sobreequipamento.

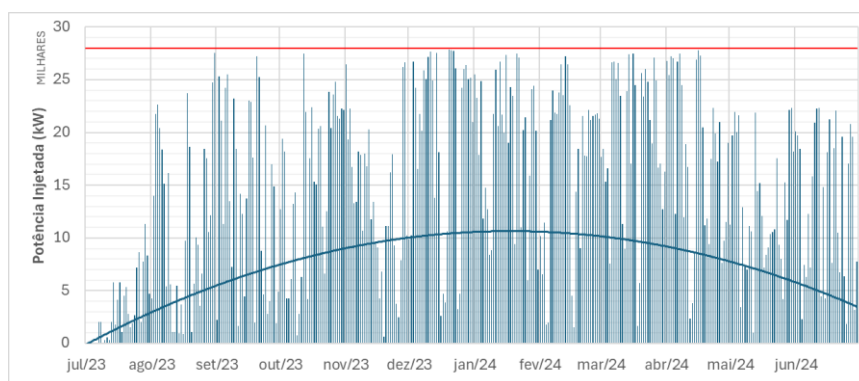


Figura 37 – Perfil anual de potência injetada pelo OE II

Ao contrário da Figura 36, a Figura 37 demonstra, através da linha de tendência, que a potência do OE II se inicia em zero e vai aumentando gradualmente ao longo do tempo, até atingir o seu nível máximo de produção durante o inverno, evidenciando a entrada progressiva dos aerogeradores associados ao OE II em operação. Por sua vez, a Figura 36 evidencia uma produção eólica significativa desde o início do período de estudo, refletindo a operação contínua do parque eólico principal e do OE I.

4.1.2 Perdas de Transporte

Na Tabela 8 encontram-se apresentados os dados relativos às perdas de transporte, calculadas com base no procedimento descrito no subcapítulo 3.6.1, tendo por base as medições dos diversos contadores.

Tabela 8 – Perdas de transporte no PEAM

Linha			% de perdas	Distância (km)	% / km
De	-	Para			
Picos	-	St.º António	0,77%	9,69	0,080%
Alto Corisco	-	St.º António	0,63%	6,77	0,093%
St António	-	Mendoiro	0,79%	11,13	0,071%
Picoto	-	Mendoiro	0,86%	11,63	0,074%

Estas percentagens de perdas são fundamentais para a determinação da potência estimada que chega à subestação, proveniente do sobreequipamento II.

4.1.3 Produção Estimada

4.1.3.1 Overequipment II

A estimativa da produção do sobreequipamento instalado mais recente teve como principal objetivo identificar episódios de *curtailment* e obter uma referência fidedigna de produção anual, uma vez que, conforme mencionado anteriormente, não existiam dados concretos sobre a sua produção em plena operação.

Para essa análise, recorreu-se à curva de potência da turbina eólica utilizada no sobreequipamento II, aos dados de vento disponíveis, à distribuição dos aerogeradores pelos diferentes subparques e às perdas associadas ao transporte de energia.

A produção estimada do OE II é apresentada na Tabela 9, nessa tabela encontram-se alguns dos indicadores mais relevantes para a análise da sua produção durante o período em estudo.

Tabela 9 – Indicadores de produção estimada para o *Overequipment* II

OE II (28 MW)		
Produção horária Máxima (MW)	Sem Perdas	28,00
	Com Perdas	27,91
Produção horária Média (MW)	Sem Perdas	9,35
	Com Perdas	9,32
Produção Total (GWh)	Sem Perdas	82,10
	Com Perdas	81,84
Horas Equivalentes Nominais	Sem Perdas	2932
	Com Perdas	2923

Na Figura 38 apresenta-se a distribuição mensal da produção média ao longo do tempo, destacando-se uma maior produção durante os meses de inverno.

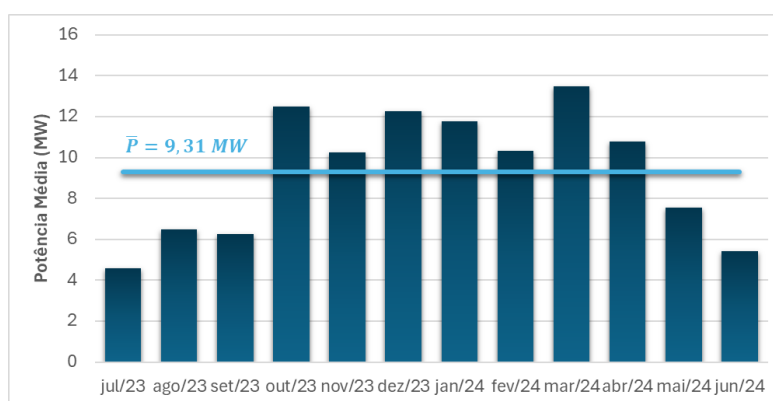


Figura 38 – Produção média mensal estimada do OE II

Já na Figura 39 analisa-se a oscilação da potência ao longo de uma semana aleatória, onde se observam os valores limite de 28 MW, correspondentes à capacidade máxima de produção do sobreequipamento, assim como momentos de produção nula, associados a períodos em que não é atingida a velocidade de *cut-in*.

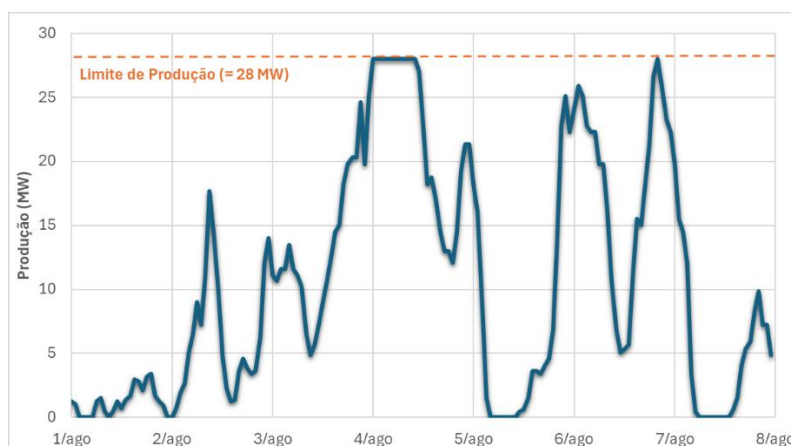


Figura 39 – Produção semanal aleatória do OE II no período de análise

A Figura 40 resume, em modo gráfico, a potência desperdiçada por *curtailment* por cada mês oriunda do OE II.

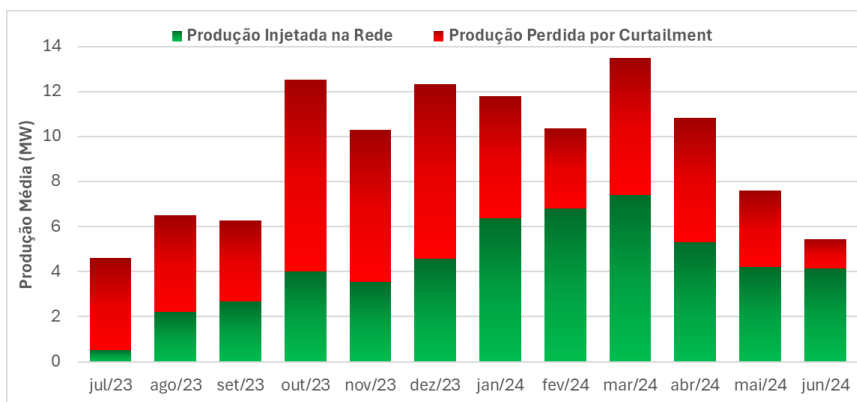


Figura 40 – Produção injetada na rede e perdas por *curtailment* no OE II

A variação da potência injetada na rede e, conseqüentemente, do *curtailment* está relacionado com a oscilação na produção do PE e do OE I. O OE II é capaz de oferecer mais energia para a rede em momentos que os outros dois grupos em operação não estejam capazes de aumentar a sua própria produção.

4.1.3.2 Overequipment Solar

Relativamente ao sobreequipamento solar, procedeu-se à estimativa da sua produção com o objetivo de avaliar o potencial da instalação fotovoltaica em complementaridade com a componente eólica do parque. Para tal, assumiu-se uma capacidade instalada de 100 MW para o parque fotovoltaico, valor considerado razoável e adequado face às condições do terreno e ao investimento, de acordo com as indicações da Finerge.

A Tabela 10 apresenta os principais indicadores associados a cada ano de irradiação em análise. Conforme referido no subcapítulo 3.5.1.2, a escolha recaiu sobre o ano de 2022, tendo em conta as suas características de irradiação. A análise da Tabela 10 confirma esta decisão, evidenciando que 2022 representa um ano com características intermédias em comparação com os outros dois anos analisados, justificando assim a sua seleção como referência para o estudo.

Tabela 10 – Indicadores principais do OE fotovoltaico para os anos de irradiação analisados

	100 MW		
	1994	2017	2022
Potência Máxima (MW)	78,40	80,00	78,90
Potência Média (MW)	13,40	15,22	14,23
Produção Total Anual (GWh)	117,30	133,29	124,86
Horas Equivalentes	1173	1333	1250

Na figura abaixo, Figura 41, é possível observar a produção do *Overequipment* Solar para o período em estudo, recorrendo aos dados de irradiância de 2022. Naturalmente, nos meses de verão a produção é bem acentuada devido a meses de maior exposição solar.

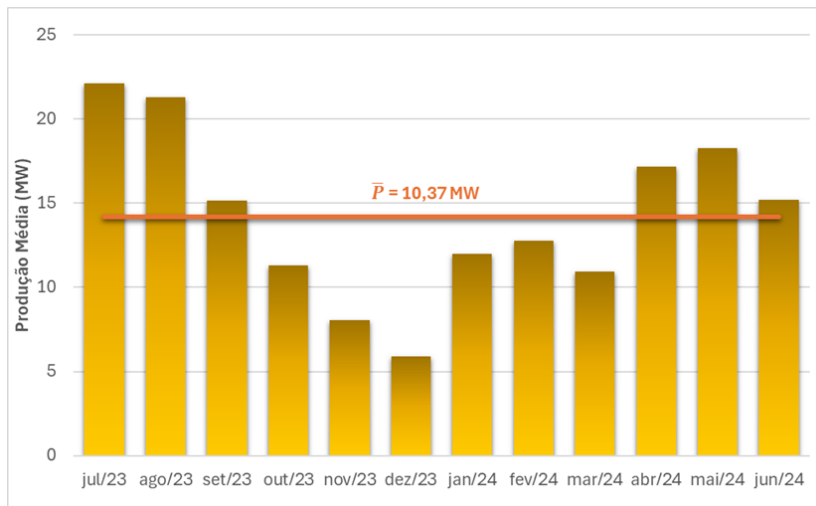


Figura 41 – Produção média mensal do OE Solar

A Tabela 11 apresenta os principais indicadores de produção isolada deste sobreequipamento.

Tabela 11 – Indicadores de produção estimada e desempenho do OE solar

OE Solar (100 MW)	
Produção Horária Máxima (MW)	78,90
Produção Horária Média (MW)	14,23
Produção Total (GWh)	124,86
Horas Equivalentes Nominais	1250

4.1.4 Produção Total

Neste subcapítulo, apresentam-se os dados de produção total que servem de base à análise de todo o trabalho de análise do BESS.

Relembra-se que a produção total é constituída a partir de três componentes distintas, tal como exposto no subcapítulo 3.6.3:

- Produção do PE (240 MW) em conjunto com o OE I (23 MW) – $P_{PE+OE I, injetada}$.
- A produção do OE II (28 MW) já afetada pelas perdas – $P_{OE II, estimada}$.
- A produção do OE Solar (100 MW) já afetada pelas perdas – $P_{OE Solar, estimada}$.

Com esta metodologia definida, apresentam-se de seguida os indicadores da produção total ao longo do ano, sumarizados na Tabela 12.

Tabela 12 – Indicadores da produção total de energia

PE + OE I + OE II + OE Solar (391 MW)	
Produção Horária Máxima (MW)	357,07
Produção Horária Média (MW)	104,22
Produção Total (GWh)	915,50
Horas Equivalentes Nominais	2 300
Horas Equivalentes Líquidas	3 526

A Figura 42 apresenta a distribuição de energia total produzida ao longo do ano. O PE em conjunto com o OE I registou uma produção de 708,70 GWh, enquanto o OE II produziu 81,84 GWh. Já o OE Solar contribuiu com 124,86 GWh, totalizando uma produção de 915,50 GWh.

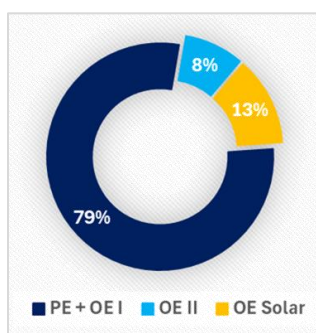


Figura 42 – Distribuição da energia produzida por unidade produtora

A Figura 43 apresenta a energia total produzida durante o ano que chega ao ponto de ligação à rede, já após perdas, discriminada por grupo de equipamentos. Como esperado, observa-se uma elevada produção eólica, representada pelo Parque Eólico + OE I e OE II, especialmente entre outubro e março, correspondendo às estações de outono e inverno. Em contrapartida, nesse mesmo período, a produção fotovoltaica é significativamente menor em comparação com os meses de primavera e verão. Essa diferença é facilmente explicada pelo aumento do número de horas de exposição solar, pela maior frequência de dias de céu limpo e, naturalmente, pela irradiância mais elevada nesses meses.

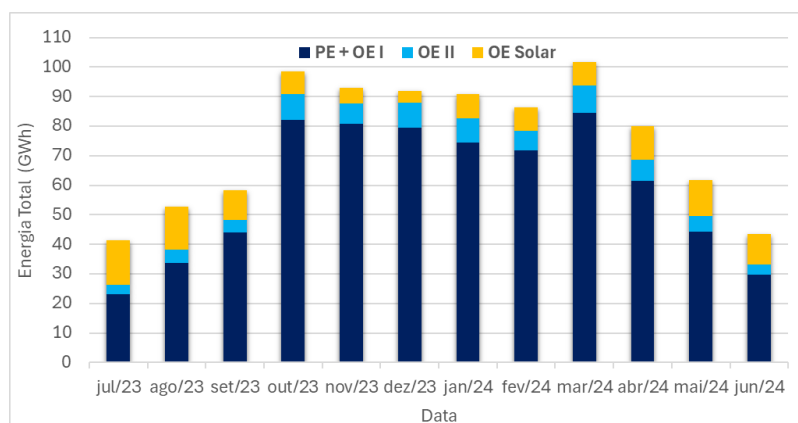


Figura 43 – Energia total produzida pelo parque injetada na rede ao longo do ano

A Figura 44 e a Figura 45 apresentam, de forma detalhada, a variação dos diferentes valores de produção em intervalos de tempo mais reduzidos, selecionados aleatoriamente ao longo do ano em estudo. A Figura 44 ilustra a produção ao longo de uma semana, enquanto a Figura 45 aprofunda ainda mais a análise, focando-se num período de dois dias dentro dessa mesma semana.

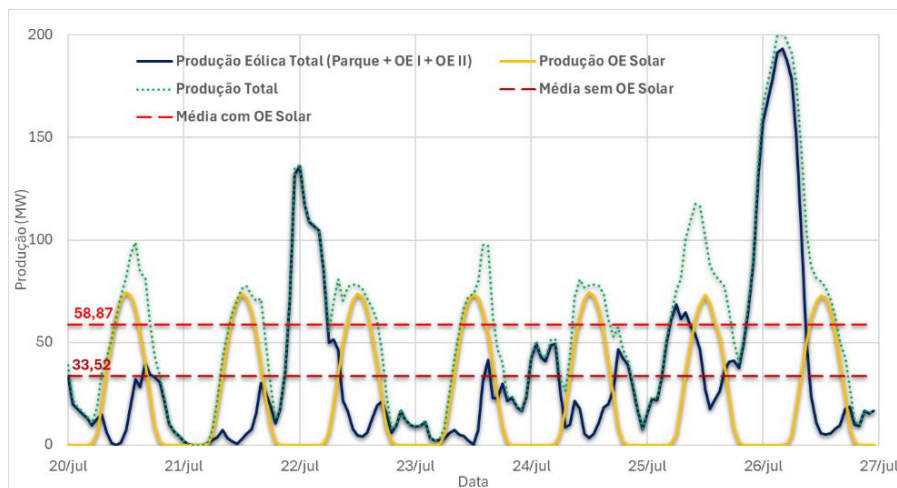


Figura 44 – Semana aleatória de produção combinada do parque eólico, OE I, OE II e OE solar

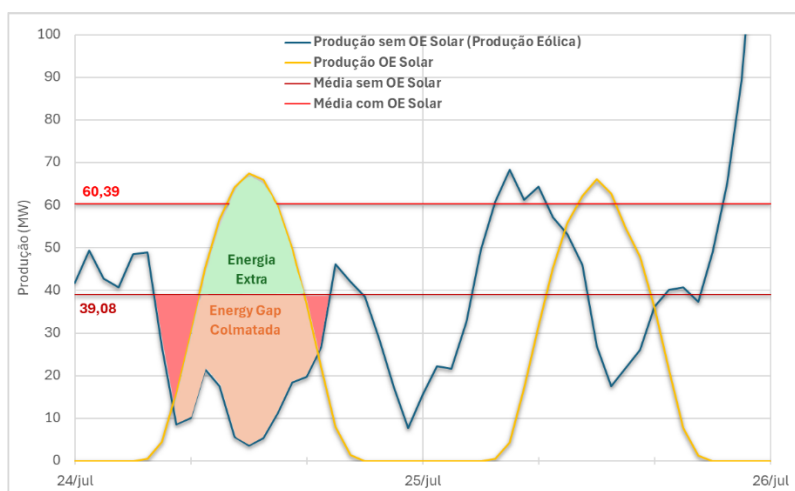


Figura 45 – Produção em dois dias aleatórios de operação

Estas figuras são de extrema relevância por inúmeras razões. Nas figuras podem ser observados comportamentos como uma crescente produção eólica nos períodos noturnos e valores consideravelmente mais baixos para períodos diurnos onde, nessas alturas, a produção fotovoltaica acentua-se e adquire a forma de sino característica deste tipo de produções. Além disso, estas figuras comprovam a atuação do OE Solar, que atua em momentos de menor produção eólica suprimindo uma boa parte das *gaps* energéticas e aumentando a média de produção total dessa semana em 58%, de 33,52 para 58,87 MW. Além disso, a Figura 45 é um mais clara onde é possível observar um momento onde a *energy gap* é praticamente anulada pela produção fotovoltaica.

Por fim, na Figura 46, apresenta-se a produção média mensal e a variação do preço médio da eletricidade ao longo do ano. A partir desta figura, é possível verificar que, de forma geral, quando a produção é mais elevada, o preço tende a ser mais baixo. Numa perspetiva generalizada, em mercados liberalizados, os preços no inverno tendem a ser mais baixos do que no verão, devido à maior produção observada nos meses de inverno.

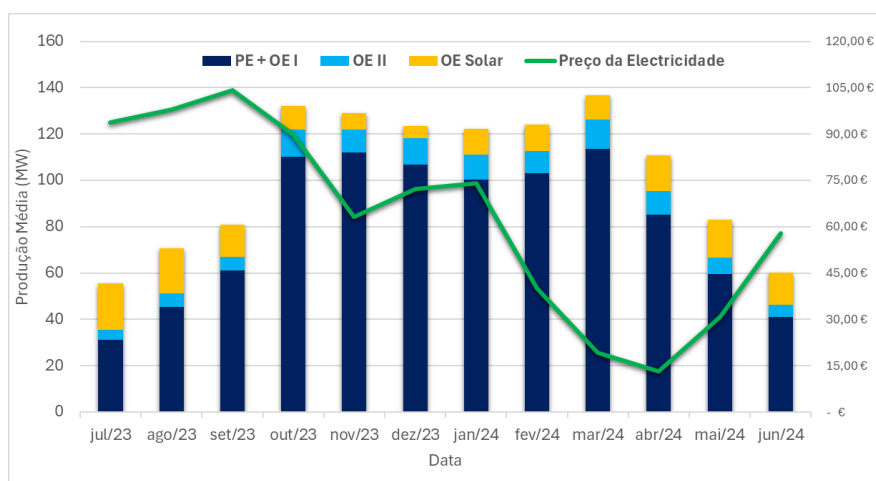


Figura 46 – Variação da produção de energia e do preço de eletricidade

A Tabela 13 sintetiza, por meio dos diversos indicadores analisados, a evolução do desempenho do parque à medida que foram sendo introduzidos novos sobreequipamentos. Importa recordar que a coluna *PE + OE I* se refere à potência ou energia efetivamente injetada na rede, sendo que, posteriormente, foram considerados sobreequipamentos cuja produção foi estimada (*OE II* e *OE Solar*).

Tabela 13 - Evolução da adição dos sobreequipamentos

	PE + OE I 263 MW	PE + OE I + OE II 291 MW	PE + OE I + OE II + OE Solar 391 MW
Energia Produzida (GWh)	708,70	790,54	915,50
Produção Média Horária (MW)	80,68	90,00	104,22
Máxima Potência Horária (MW)	255,27	282,79	357,07
Horas Equivalentes Nominais	2 695	2 717	2 341
Horas Equivalentes Líquidas	2 779	3 099	3 589

Consoante a capacidade instalada do parque vai aumentando, observa-se uma melhoria nos indicadores como a energia total produzida, a potência média e a potência máxima. No entanto, regista-se uma diminuição das horas equivalentes nominais, o que evidencia que o crescimento da capacidade instalada supera o crescimento da energia efetivamente produzida. Em contrapartida, a utilização das horas equivalentes líquidas permite refletir de forma mais precisa o grau de aproveitamento energético face às restrições operacionais reais. Este indicador evidencia, de forma clara, um maior preenchimento do diagrama de carga do parque, o que, por sua vez, revela um sistema de produção mais eficiente. Com a introdução dos

sobreequipamentos, o parque regista um aumento mínimo de 10% na sua produção em termos de horas equivalentes líquidas.

4.2 Análise dos Modelos de Gestão de Energia

4.2.1 MGE Curtailment e MGE Arbitragem de Energia

Para compreender a relevância da implementação de um sistema de armazenamento de energia através de baterias – cujo um dos principais objetivos é mitigar os efeitos do *curtailment* – é essencial analisar previamente o comportamento deste fenómeno ao longo do ano.

As três figuras seguintes ilustram de forma clara o seu comportamento. A Figura 47 apresenta a potência média por episódio de *curtailment* e o número de horas mensais em que esse fenómeno foi detetado. Observa-se que, nos meses de verão, o número de horas em que foi ultrapassado o limite de potência imposta foi reduzido. Em contrapartida, nos meses de outono, inverno e primavera, verificou-se um aumento significativo da frequência de ocorrência de episódios. Destaca-se ainda o mês de maio, onde, embora o número de episódios não tenha sido elevado, a potência média desperdiçada foi consideravelmente superior, indicando que, quando houve excesso de produção, este foi particularmente intenso.

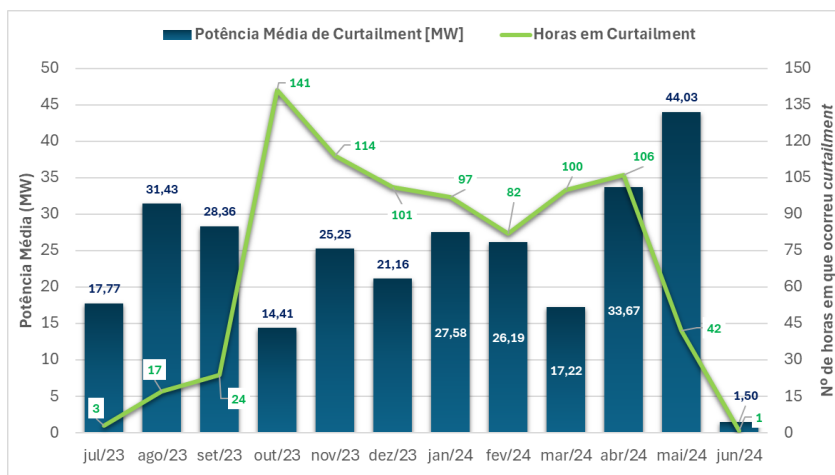


Figura 47 – Potência média mensal de *curtailment* e número de episódios mensais detetados

A Figura 48 complementa integralmente a anterior, ao consolidar os dados da Figura 47 numa métrica única: a energia mensal total perdida por *curtailment*. Os meses de novembro, janeiro e abril sobressaem, revelando perdas elevadas devido a uma combinação de potências intermédias e durações significativas dos episódios.

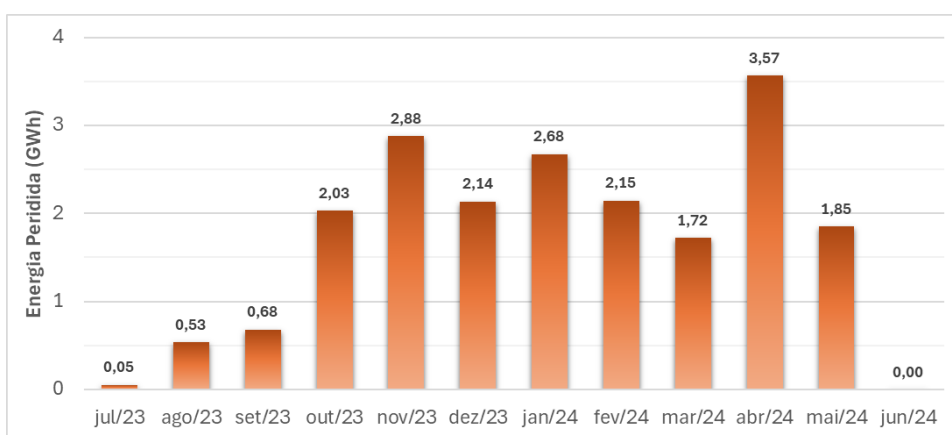


Figura 48 – Energia mensal perdida devido ao *curtailment*

Por fim, a Figura 49 introduz uma variável adicional de interesse – a duração média de cada episódio de *curtailment*, ou seja, o número de horas consecutivas em que a produção excedeu o limite de injeção na rede. Esta informação é particularmente relevante na definição de estratégias de armazenamento e venda de energia, permitindo avaliar a viabilidade de baterias com maior velocidade de descarga para maximizar o aproveitamento dos períodos prolongados de excesso de produção.

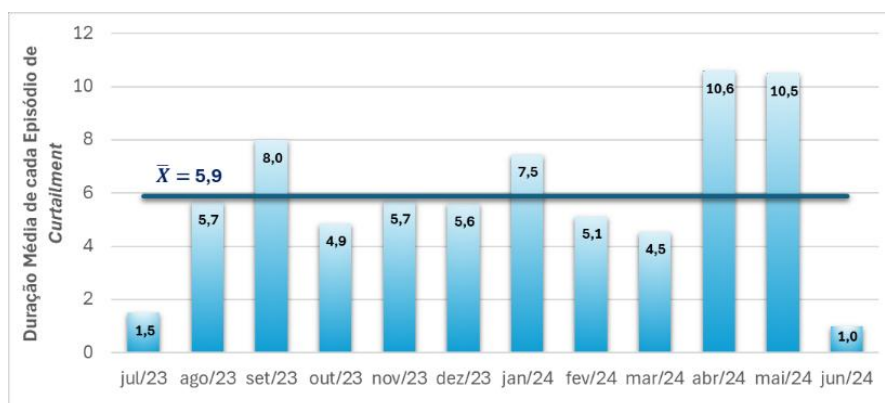


Figura 49 – Duração média mensal dos episódios de *curtailment*

No que diz respeito à arbitragem de energia, esta não é influenciada diretamente pela produção nem pelo *curtailment*. No entanto, existe uma associação indireta, uma vez que o preço da eletricidade é, em grande medida, afetado por ambos os fatores. O essencial nesta estratégia é identificar os momentos ideais para comprar energia a um preço baixo e vendê-la quando o preço estiver elevado, tirando partido de boas oportunidades de arbitragem e de *spreads* vantajosos.

Tendo em conta o contexto de *curtailment* previamente analisado e a estratégia de arbitragem, procede-se agora à apresentação dos resultados associados a estas duas abordagens. Para fins comparativos, foram simulados três cenários distintos: atuação exclusiva sobre o *curtailment*,

atuação exclusiva através de arbitragem de energia, e uma abordagem combinada que integra ambas as estratégias em simultâneo.

No entanto, antes de proceder à análise individual de cada estratégia, importa salientar que os resultados serão apresentados em tabelas, considerando diversas configurações de baterias. O mesmo procedimento é adotado para diferentes valores de *spread*, permitindo uma avaliação mais abrangente, com uma abordagem mais completa que evidencia o impacto das variações de mercado no desempenho das estratégias.

Adicionalmente, são assumidos vários pressupostos que contribuem para uma análise mais rigorosa e representativa da realidade, nomeadamente:

- Ponto de ligação fixado em 255,065 MW, conforme já referido;
- Limitação máxima de dois ciclos diários, considerada uma boa prática recomendada por fabricantes para preservar a vida útil da bateria;
- Consideração de uma *round-trip efficiency* (RTE) de 90%, valor típico fornecido pelos fabricantes – Tesla, LG, EVLO, Huawei –, que representa a percentagem de energia efetivamente movimentada após o processo de carga e descarga.

As tabelas apresentam vários indicadores-chave de desempenho (KPI), entre os quais:

- **Energia Movimentada:** Quantidade total de energia descarregada pela bateria;
- **Ciclos:** Número total de ciclos completos realizados;
- **Profit Total:** Lucro acumulado ao longo do período analisado;
- **Profit Médio por Ciclo:** Ganho médio obtido em cada ciclo de operação;
- **Spread Médio por Ciclo:** Diferença média de preço entre os momentos de carga e descarga por ciclo.

Através da variação dos valores obtidos para estes indicadores, será possível identificar quais as estratégias, configurações ou *spreads* que se revelam mais vantajosos. Naturalmente, poderão existir múltiplas soluções viáveis, dependendo dos objetivos e da orientação do estudo. Por esse motivo, todas as opções adotadas serão devidamente justificadas, com base na intenção e nos objetivos definidos para o estudo.

4.2.1.1 MGE *Curtailment*

Começando pelo aproveitamento exclusivo da energia que, de outra forma, seria perdida por *curtailment*, a Tabela 15 apresenta todos os dados relevantes para compreender de que forma os diferentes parâmetros influenciam o comportamento da bateria ao longo do ano.

Relativamente à metodologia adotada, os cálculos consideram que a bateria é carregada sempre que existe *curtailment* disponível, até atingir a sua capacidade máxima de armazenamento, momento a partir do qual permanece pronta para descarregar. Importa salientar que o carregamento está limitado à potência máxima da bateria; assim, caso o valor de *curtailment* ultrapasse essa potência, o excedente é desconsiderado. Outro fator relevante a considerar é que a descarga da bateria não deve ocorrer durante períodos de *curtailment*, uma vez que nesses momentos a potência produzida pelo parque já satura o ponto de ligação à rede. Assim, não faz sentido descarregar energia adicional, pois isso agravaria a situação de excesso. Consequentemente, a venda de energia da bateria deve ser realizada apenas em períodos em que a potência total injetada na rede – resultante da soma entre a produção do parque e a descarga da bateria – não exceda o limite contratado no ponto de ligação.

Neste contexto, surgem duas hipóteses de atuação:

1. ***Curtailment* esporádico ou limitado:** Quando os episódios de *curtailment* são de curta duração, a bateria apenas inicia o processo de descarga quando atinge a carga completa e é identificado um preço de venda de eletricidade suficientemente atrativo. Neste contexto, o *spread* é calculado exclusivamente em função do preço de venda, uma vez que a energia armazenada provém de excedentes, não estando associada a um custo de aquisição efetivo. Além disso, é considerada a possibilidade de ocorrência, nas horas subsequentes, de um *spread* superior ao mínimo estabelecido, mesmo após ser identificado um valor inicialmente aceitável. Assim, a estratégia visa maximizar a valorização da energia armazenada, adiando a sua injeção na rede até que se verifique uma oportunidade de comercialização mais vantajosa.
2. ***Curtailment* prolongado:** Durante períodos prolongados de elevado *curtailment*, torna-se viável realizar múltiplos ciclos de operação diários, respeitando sempre o limite o número máximo de ciclos diários aconselhado. Nestes cenários, a estratégia de operação visa maximizar o aproveitamento da energia excedentária, promovendo a venda da energia armazenada assim que o preço atinja ou ultrapasse o *spread* mínimo definido. Este procedimento evita atrasos na venda que poderiam comprometer a possibilidade de realizar novos ciclos dentro do mesmo intervalo de *curtailment*.

O primeiro cenário está representado graficamente na Figura 50. A bateria em análise – neste caso com uma capacidade de 20 MWh e uma potência de 10 MW – é carregada durante as últimas horas do dia, sendo a energia posteriormente vendida apenas a meio da tarde, quando o preço da eletricidade é significativamente mais elevado. Tal é possível dado que, neste caso, apenas se considera o aproveitamento de *curtailment* e, não tendo ocorrido mais episódios relevantes de excesso de produção, não se justifica antecipar a venda a preços inferiores. Os momentos de *curtailment* registados entre as 23h e a 1h não são considerados relevantes, por se tratar apenas de três horas, os quais não permitem completar um ciclo completo de descarga e recarga, limitando o aproveitamento eficiente da bateria.

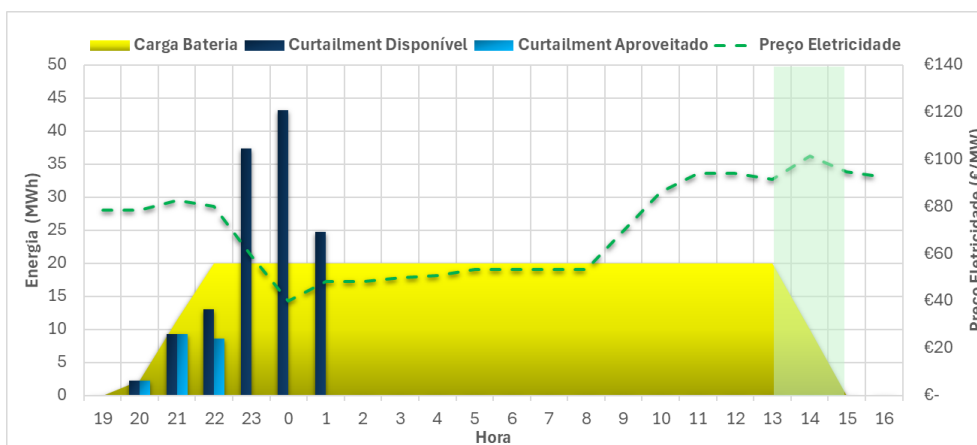


Figura 50 – Cenário ilustrativo dos momentos de carga e descarga no ciclo de aproveitamento de *curtailment* (1 ciclo diário máximo)

O segundo cenário descrito anteriormente é ilustrado na Figura 51, onde a primeira venda do dia, realizada entre as 19h e as 21h, ocorre a um preço inferior ao que seria possível obter mais tarde nesse mesmo dia (3h). No entanto, como o preço observado já ultrapassava o *spread* definido, opta-se por vender nesse momento, de forma a libertar espaço na bateria e permitir o aproveitamento do episódio prolongado de *curtailment* em curso. Já a segunda venda do dia, por norma, é realizada num momento com um preço de mercado mais atrativo, acima do *spread* mínimo, uma vez que, após o fim do *curtailment*, é possível adotar uma estratégia mais focada na maximização do retorno. Além disso, nesta situação, os dois ciclos diários já ficam em vias de serem completados, pelo que não há necessidade de reservar espaço adicional para novo carregamento. Ambas as vendas de energia ocorrem em períodos de não *curtailment*.

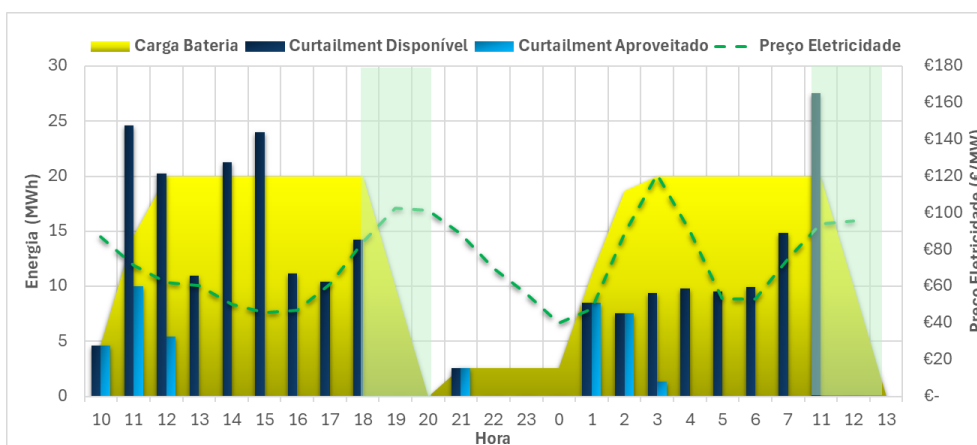


Figura 51 – Cenário ilustrativo dos momentos de carga e descarga no ciclo de aproveitamento de *curtailment* (2 ciclos diários máximos)

Com estes detalhes, compreende-se claramente a estratégia aplicada para o cenário de mitigação do *curtailment* de forma isolada, permitindo, assim, analisar os resultados obtidos para diferentes configurações de bateria e *spreads*.

Contudo, há uma informação relevante a considerar: registaram-se episódios de *curtailment* em 97 dias ao longo do período em estudo. Em teoria, este número poderia traduzir-se num máximo de 194 ciclos anuais, assumindo que, em cada um desses dias, estivessem reunidas todas as condições necessárias para realizar dois ciclos completos. No entanto, ambos os cenários são pouco prováveis, dada a elevada volatilidade quer das condições meteorológicas quer do mercado de eletricidade. Adicionalmente, o facto de existirem 97 dias com *curtailment* não garante a realização de, pelo menos, 97 ciclos ao longo do período, uma vez que nem todos esses dias reúnem as características ideais para completar um ciclo completo de carga e descarga.

Assim, a

Tabela 14 apresenta os dados relativos ao nível de aproveitamento da energia *curtailed*. Por sua vez, Tabela 15 reúne os principais indicadores utilizados na análise do MGE associado à estratégia de *curtailment* isolada.

Tabela 14 – Energia aproveitada proveniente do *curtailment*

Configuração da Bateria		Spread Mínimo	Energia <i>Curtailed</i> (MWh)	Energia Aproveitada	
				(MWh)	(%)
2 horas	10 MWh 5 MW	20 €	20,28	0,71	3,50%
		30 €		0,68	3,35%
		40 €		0,62	3,06%
		50 €		0,59	2,91%
	20 MWh 10 MW	20 €		1,28	6,31%
		30 €		1,22	6,02%
		40 €		1,10	5,42%
		50 €		1,08	5,33%
	40 MWh 20 MW	20 €		2,48	12,23%
		30 €		2,36	11,64%
		40 €		2,16	10,65%
		50 €		2,12	10,45%
4 horas	20 MWh 5 MW	20 €	1,08	5,33%	
		30 €	1,00	4,93%	
		40 €	0,98	4,83%	
		50 €	0,90	4,44%	
	40 MWh 10 MW	20 €	2,08	10,26%	
		30 €	1,92	9,47%	
		40 €	1,88	9,27%	
		50 €	1,72	8,48%	
	80 MWh 20 MW	20 €	3,76	18,54%	
		30 €	3,44	16,96%	
		40 €	3,36	16,57%	
		50 €	3,12	15,38%	

Tabela 15 – KPI's relevantes para a análise do desempenho das baterias recorrendo ao MGE *Curtailment*

Configuração Bateria		Spread Mínimo	Energia Movimentada (MWh)	Ciclos	Profit Total	Profit/Ciclo Médio	Spread/Ciclo Médio
2 horas	10 MWh 5 MW	20 €	710	71	61 175 €	862 €	86,16 €
		30 €	680	68	61 664 €	907 €	90,68 €
		40 €	620	62	60 163 €	970 €	97,04 €
		50 €	590	59	59 242 €	1 004 €	100,41 €
	20 MWh 10 MW	20 €	1 280	64	112 801 €	1 763 €	88,13 €
		30 €	1 220	61	113 780 €	1 865 €	93,26 €
		40 €	1 100	55	110 778 €	2 014 €	100,71 €
		50 €	1 080	54	110 504 €	2 046 €	102,32 €
	40 MWh 20 MW	20 €	2 480	62	220 155 €	3 551 €	88,77 €
		30 €	2 360	59	220 603 €	3 739 €	93,48 €
		40 €	2 160	54	219 180 €	4 059 €	101,47 €
		50 €	2 120	53	217 806 €	4 110 €	102,74 €
4 horas	20 MWh 5 MW	20 €	1 080	54	91 421 €	1 693 €	84,65 €
		30 €	1 000	50	92 388 €	1 848 €	92,39 €
		40 €	980	49	93 755 €	1 913 €	95,67 €
		50 €	900	45	90 631 €	2 014 €	100,70 €
	40 MWh 10 MW	20 €	2 080	52	179 270 €	3 447 €	86,19 €
		30 €	1 920	48	179 016 €	3 730 €	93,24 €
		40 €	1 880	47	180 880 €	3 849 €	96,21 €
		50 €	1 720	43	174 630 €	4 061 €	101,53 €
	80 MWh 20 MW	20 €	3 760	47	308 514 €	6 564 €	82,05 €
		30 €	3 440	43	308 007 €	7 163 €	89,54 €
		40 €	3 360	42	311 733 €	7 422 €	92,78 €
		50 €	3 120	39	305 308 €	7 828 €	97,86 €

Relativamente à Tabela 14:

1. Potências e capacidades superiores permitem um maior aproveitamento do *curtailment*

As baterias com maior energia e potência conseguem captar mais energia *curtailed*, tanto em termos absolutos como relativos. Este resultado confirma que sistemas de armazenamento de maior dimensão são mais eficazes na absorção de excedentes, especialmente em contextos de *curtailment* elevado e prolongado. Verifica-se que duplicar a potência e a capacidade de uma bateria (para configurações com a mesma duração) permite, no mínimo, um aumento de 77% na energia aproveitada. Adicionalmente, considerando baterias com a mesma potência, as configurações com 4 horas de duração apresentam, em média, um aproveitamento de energia *curtailed* 55% superior face às baterias de 2 horas.

2. Spreads mínimos mais elevados reduzem o aproveitamento do *curtailment*

O aumento do spread mínimo está associado a uma redução da energia aproveitada, independentemente da configuração do sistema. Isto sugere que spreads mais seletivos limitam as oportunidades de descarga, mesmo quando existe energia excedentária disponível, reduzindo assim o potencial de valorização dessa energia.

Quanto à Tabela 15:

3. Baterias de maior duração (4 horas) apresentam melhor desempenho operacional face ao *curtailment* do que as de menor duração (2 horas)

As baterias com maior duração oferecem uma capacidade de armazenamento acrescida e maior flexibilidade operacional, permitindo uma resposta mais eficaz a episódios prolongados de *curtailment*. Ao captarem uma quantidade superior de energia *curtailed*, transformam esse aproveitamento num melhor desempenho global.

Apesar de realizarem menos ciclos – por exigirem volumes maiores de energia *curtailed* para completar cada ciclo, o que pode atrasar a operação e reduzir algumas janelas de oportunidade – o lucro total obtido é superior. Em média, estas configurações geram lucros totais 51% mais elevados e receitas por ciclo 94% superiores face às baterias de menor duração, mantendo a potência instalada. No modelo de gestão de energia analisado, a maximização da energia captada por ciclo revelou-se mais determinante para a rentabilidade do que a frequência de operação.

4. Aumento do *spread* reduz o número de ciclos, a energia movimentada e o lucro total

Independentemente da configuração analisada, a elevação do *spread* mínimo conduz a uma diminuição do número de ciclos realizados, da energia movimentada e, conseqüentemente, do lucro total. Isto reflete uma maior seletividade na operação da bateria, que reduz a sua atividade ao filtrar as oportunidades menos rentáveis.

5. Profit por ciclo médio e spread por ciclo médio aumentam com spreads mais elevados

À medida que o spread mínimo cresce, observa-se um aumento no lucro e no spread por ciclo. Esta tendência revela que, embora a atividade da bateria seja mais reduzida, os ciclos realizados tornam-se mais lucrativos, pois são desencadeados apenas em contextos de preços particularmente vantajosos. Especificamente, o aumento do spread de 20 € para 50 € conduz a um acréscimo de aproximadamente 16 a 19% nos lucros por ciclo. Esta abordagem mais seletiva não só maximiza a eficiência económica por utilização, como também reduz o desgaste do sistema, contribuindo para uma maior durabilidade operacional.

Este modelo permite realizar uma análise centrada na utilização das baterias exclusivamente com energia proveniente de curtailment. Embora esta abordagem possibilite a valorização de excedentes energéticos, as limitações inerentes ao fenómeno do curtailment impõem restrições significativas ao seu potencial económico. No subcapítulo seguinte, procede-se à análise do desempenho das baterias quando aplicadas unicamente a estratégias de arbitragem de energia, iniciando-se pela identificação das principais condicionantes que moldam esta modalidade de operação.

4.2.1.2 MGE Arbitragem de Energia

Nesta estratégia, o número de ciclos é altamente imprevisível, pois depende exclusivamente do comportamento do mercado elétrico, que é inerentemente volátil e dinâmico. Ainda assim, para efeitos de análise, decidiu-se avaliar o impacto de realizar um máximo de um ou dois ciclos por dia. Importa salientar que este limite diz apenas respeito ao número máximo de ciclos, não implicando que se realizem necessariamente um ou dois ciclos todos os dias – essa decisão continua dependente das condições de mercado e do *spread* mínimo definido.

A Figura 52 apresenta um excerto do mercado diário português entre 1 e 5 de setembro de 2023. Observa-se, nesse intervalo, a existência de várias oportunidades de arbitragem, marcadas por oscilações de preço significativas.

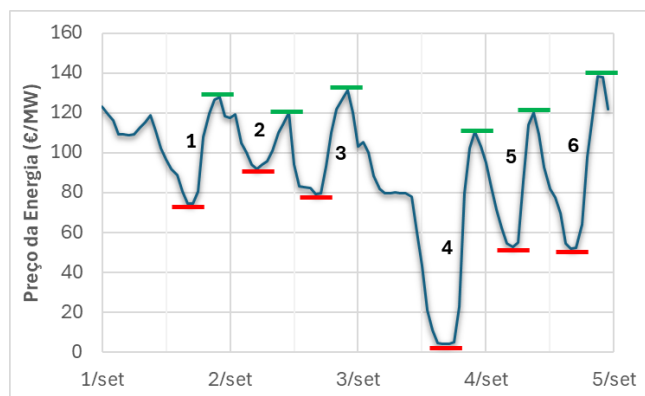


Figura 52 – Oportunidades diárias de arbitragem de energia

Neste exemplo concreto, considerando *spreads* mínimos de 40 €/MWh ou 50 €/MWh, todos os ciclos seriam acionados, à exceção do segundo, que apresenta um *spread* inferior ao limiar estipulado. Adicionalmente, é possível observar, em dias como 2 e 4 de setembro, a viabilidade de realizar dois ciclos no mesmo dia, dependendo do critério de *spread* estabelecido.

De forma exemplificativa, assumindo-se um *spread* mínimo de 50 €/MWh e um máximo de um ciclo diário, seriam realizados os ciclos 1, 3, 4 e 6. O ciclo 2 não seria ativado por apresentar um *spread* inferior ao definido e por existir um ciclo de melhor valor no mesmo dia, quanto ao ciclo 5 seria descartado por não representar a melhor oportunidade no dia 4 de setembro. No entanto, caso se admitisse a realização de dois ciclos diários, o ciclo 5 passaria a ser considerado, mantendo-se o ciclo 2 como não realizado por continuar abaixo do *spread*.

É importante notar que, em certos dias, o preço mínimo (ideal para carregar a bateria) pode surgir após o preço máximo (ideal para descarga), o que inviabiliza a execução do ciclo nesse intervalo temporal. Nesses casos, procura-se ou um outro ponto de preço mínimo anterior ao máximo que se justifique, ou então considera-se esse valor máximo como ponto de venda do ciclo anterior, desde que represente uma melhoria face ao ponto de venda anteriormente registado.

Assim, mantendo-se as demais condicionantes previamente referidas – nomeadamente a RTE fixada em 90% e a restrição de que a venda de energia não ocorra em períodos de excesso de produção –, pode-se proceder à visualização e análise da Tabela 16.

Tabela 16 – KPI's relevantes para a análise do desempenho das baterias recorrendo ao MGE Arbitragem de Energia

Configuração Bateria		Spread Mínimo	Energia Movimentada (MWh)		Ciclos		Profit Total		Profit/Ciclo Médio		Spread/Ciclo Médio	
			1 ciclo/dia	2 ciclos/dia	1 ciclo/dia	2 ciclos/dia	1 ciclo/dia	2 ciclos/dia	1 ciclo/dia	2 ciclos/dia	1 ciclo/dia	2 ciclos/dia
2 horas	10 MWh 5 MW	20 €	2 740	3 870	274	386	157 715 €	175 145 €	576 €	454 €	57,56 €	45,37 €
		30 €	2 640	3 450	264	345	155 475 €	171 975 €	589 €	498 €	58,89 €	49,85 €
		40 €	2 280	2 600	228	260	144 293 €	152 352 €	633 €	586 €	63,29 €	58,60 €
		50 €	1 780	1 880	178	188	123 639 €	127 522 €	695 €	678 €	69,46 €	67,83 €
	20 MWh 10 MW	20 €	5 420	7 620	271	380	312 384 €	344 662 €	1 153 €	907 €	57,64 €	45,35 €
		30 €	5 220	6 780	261	339	307 904 €	338 992 €	1 180 €	1 000 €	58,99 €	50,00 €
		40 €	4 500	5 120	225	256	285 382 €	300 727 €	1 268 €	1 175 €	63,42 €	58,74 €
		50 €	3 520	3 700	176	185	245 113 €	252 056 €	1 393 €	1 362 €	69,63 €	68,12 €
	40 MWh 20 MW	20 €	10 480	14 880	262	371	603 395 €	673 213 €	2 303 €	1 815 €	57,58 €	45,36 €
		30 €	10 080	13 280	252	332	594 409 €	664 837 €	2 359 €	2 003 €	58,97 €	50,06 €
		40 €	8 800	10 120	220	253	556 862 €	593 074 €	2 531 €	2 344 €	63,28 €	58,60 €
		50 €	6 920	7 360	173	184	480 186 €	501 088 €	2 776 €	2 723 €	69,39 €	68,08 €
4 horas	20 MWh 5 MW	20 €	5 495	7 250	269	353	278 587 €	303 712 €	1 033 €	859 €	51,63 €	42,93 €
		30 €	5 055	5 870	247	290	268 352 €	281 093 €	1 083 €	967 €	54,16 €	48,35 €
		40 €	4 150	4 470	207	221	244 015 €	246 384 €	1 175 €	1 112 €	58,74 €	55,60 €
		50 €	4 150	4 470	207	221	244 015 €	246 384 €	1 175 €	1 112 €	58,74 €	55,60 €
	40 MWh 10 MW	20 €	10 830	14 260	265	348	547 752 €	597 730 €	2 061 €	1 714 €	51,52 €	42,85 €
		30 €	9 950	11 540	243	285	527 282 €	552 842 €	2 163 €	1 935 €	54,08 €	48,38 €
		40 €	8 140	8 740	203	216	478 216 €	482 474 €	2 348 €	2 228 €	58,69 €	55,69 €
		50 €	5 300	5 540	132	138	358 631 €	360 033 €	2 704 €	2 600 €	67,61 €	64,99 €
	80 MWh 20 MW	20 €	21 180	27 960	259	341	1 073 856 €	1 175 076 €	4 133 €	3 438 €	51,67 €	42,98 €
		30 €	19 420	22 520	237	278	1 032 587 €	1 079 602 €	4 343 €	3 874 €	54,29 €	48,43 €
		40 €	16 120	17 400	201	215	943 156 €	961 067 €	4 676 €	4 458 €	58,45 €	55,73 €
		50 €	10 520	11 080	131	138	709 991 €	720 065 €	5 395 €	5 199 €	67,43 €	64,99 €

A Tabela 16 permite retirar as seguintes conclusões:

1. A duplicação do número máximo de ciclos diários potencia o lucro total, apesar da redução da rentabilidade por ciclo

Permitir a realização de dois ciclos diários, em vez de apenas um, conduz a um aumento médio de 19% no número total de ciclos anuais, o que se traduz num acréscimo médio de 6% no lucro total. Este impacto é particularmente evidente em cenários com spreads mais baixos, onde o número de ciclos pode crescer até 42% e os lucros totais até 12%, refletindo uma maior frequência de oportunidades de arbitragem ao longo do dia. Em contrapartida, para spreads mais elevados, os ganhos são mais modestos, situando-se em torno dos 3%.

Contudo, esta maior atividade operacional não se traduz numa melhoria da rentabilidade por ciclo. Pelo contrário, o lucro por ciclo diminui com a realização de dois ciclos diários, o que confirma que o segundo ciclo corresponde, como seria expectável, à segunda melhor oportunidade de arbitragem do dia. Para spreads de 20 € e 30 €, a redução do lucro por ciclo situa-se entre 5% e 15%, sendo menos acentuada nas baterias de maior duração. Já para spreads superiores a 40 €, a diminuição é significativamente menor, variando entre aproximadamente 2% e 7%, com as menores quedas observadas nas baterias de menor duração. Estes resultados indicam que, embora o segundo ciclo seja menos eficiente, continua a contribuir positivamente para o lucro total, sobretudo em contextos com spreads mais elevados, nos quais se mantém economicamente atrativo.

2. Spreads mínimos mais elevados reduzem a atividade operacional, mas aumentam a rentabilidade unitária

Tal como observado no MGE Curtailment, o aumento do spread mínimo conduz a uma diminuição do número de ciclos e da energia movimentada. Esta redução resulta da menor disponibilidade de oportunidades de arbitragem com margens suficientemente elevadas. Apesar disso, os indicadores de rentabilidade unitária – lucro por ciclo médio e spread por ciclo médio – aumentam de forma consistente com spreads mais exigentes. Isto evidencia que, embora menos frequentes, as operações realizadas são mais vantajosas do ponto de vista económico.

3. Baterias de maior duração apresentam lucros por ciclo superiores

Em média, as configurações de 4 horas geram lucros por ciclo 70% superiores comparativamente às configurações de 2 horas quando considerado um ciclo diário máximo, e 65% superiores no caso de dois ciclos diários máximos. Esta diferença decorre da maior quantidade de energia movimentada por ciclo, e não de uma maior exposição ao risco de variações de preço ao longo do dia. Estes resultados confirmam que, no contexto da arbitragem energética, a rentabilidade está fortemente associada ao volume de energia transacionado por ciclo. Assim, baterias de maior duração revelam-se mais eficazes na geração de receita,

contrariando a percepção de que a sua menor flexibilidade compromete o desempenho económico.

Ao recorrer à estratégia de arbitragem, verifica-se que esta é, em média, 184% mais lucrativa do que a estratégia baseada exclusivamente no aproveitamento de energia *curtailed*. Esta diferença resulta, essencialmente, da arbitragem permitir a realização de um número substancialmente maior de ciclos – em média, cerca de 408% mais ciclos que a estratégia de *curtailment*, podendo atingir quase 626% no caso de *spreads* mais baixos – dado que não depende da disponibilidade de energia excedente, como acontece no *curtailment*.

Por outro lado, o lucro e o *spread* por ciclo médios são superiores na estratégia baseada exclusivamente em energia proveniente de *curtailment*. Tal deve-se ao facto de esta energia ter um custo marginal praticamente nulo, eliminando assim o encargo associado à aquisição no mercado. As diferenças entre os indicadores são significativas, registando-se valores aproximadamente 36% superiores face à estratégia com um ciclo diário máximo e cerca de 43% relativamente à estratégia com dois ciclos diários máximos.

Este tipo de comportamento – em que o aumento do lucro total está associado a uma diminuição do lucro por ciclo – revela-se recorrente ao longo do presente estudo. Torna-se, por isso, fundamental ponderar cuidadosamente o equilíbrio entre as diferentes variáveis envolvidas, de modo a identificar os fatores com maior relevância na definição da estratégia de operação mais adequada.

Este balanço será efetuado tanto ao nível da comparação entre estratégias como entre diferentes configurações e valores de *spread*. No entanto, esta reflexão será mais significativa após a análise completa de todas as estratégias consideradas, seguida de uma avaliação económica do investimento. Apenas com essa análise económica será possível aferir, de forma fundamentada, a viabilidade das diferentes soluções propostas.

4.2.1.3 MGE Load Shifting

Neste subcapítulo, é analisado o impacto da agregação das duas estratégias previamente estudadas num único modelo – *MGE Load Shifting* –, procurando combinar as vantagens de cada abordagem e explorar de forma otimizada o seu potencial conjunto.

Esta abordagem combinada revela-se, em termos teóricos, a mais vantajosa até ao momento, ao integrar os benefícios das duas estratégias isoladas. Relativamente ao *curtailment*, permite o aproveitamento de energia gratuita, enquanto, na ausência deste, o modelo recorre à arbitragem clássica. Desta forma, a bateria tende a operar de forma mais eficiente, movimentando um volume superior de energia, gerando maior retorno económico, e mantendo-se mais ativa ao longo do tempo. No entanto, apesar de combinar o melhor das duas

estratégias, este modelo também apresenta limitações, nomeadamente a realização de um número mais elevado de ciclos, o que acelera o desgaste da bateria.

A versão implementada neste estudo foi cuidadosamente otimizada, tendo em conta os diversos fatores operacionais e de mercado. Os principais detalhes desta estratégia encontram-se descritos a seguir, refletindo os aspetos específicos a considerar quando se analisam ambas as estratégias em simultâneo. Parte desses detalhes são iguais àqueles de quando se estuda uma estratégia isolada. Entre os princípios-chave aplicados nesta estratégia destacam-se:

1. Prioridade absoluta na utilização de energia proveniente de *curtailment*.
2. Maximização do aproveitamento de episódios prolongados de *curtailment*, à semelhança do que foi feito na estratégia dedicada exclusivamente a este tipo de energia.
3. A bateria só descarrega quando se encontra totalmente carregada, garantindo a execução de ciclos completos.
4. Considera-se uma round-trip efficiency (RTE) de 90%.
5. A venda da energia ocorre apenas em momentos em que o ponto de ligação à rede não se encontra saturado, nem próximo disso, permitindo o escoamento total da energia da bateria em simultâneo com a produção do parque.
6. Quando não é possível carregar a bateria totalmente com energia *curtailed*, a estratégia dá prioridade ao aproveitamento total dessa energia e, em seguida, complementa o carregamento com energia adquirida no mercado, desde que o preço de compra seja economicamente atrativo (com base num *spread* mínimo definido).

Um dos aspetos que merece (novamente) destaque nesta abordagem é a comparação entre a operação com um e dois ciclos diários. Para confirmar esta possibilidade, foi estudado o comportamento do preço médio horário ao longo do ano em estudo, com o objetivo de perceber se existiam janelas de oportunidade suficientes para realizar dois ciclos completos com *spreads* economicamente vantajosos. Os resultados dessa análise encontram-se apresentados na Figura 53.

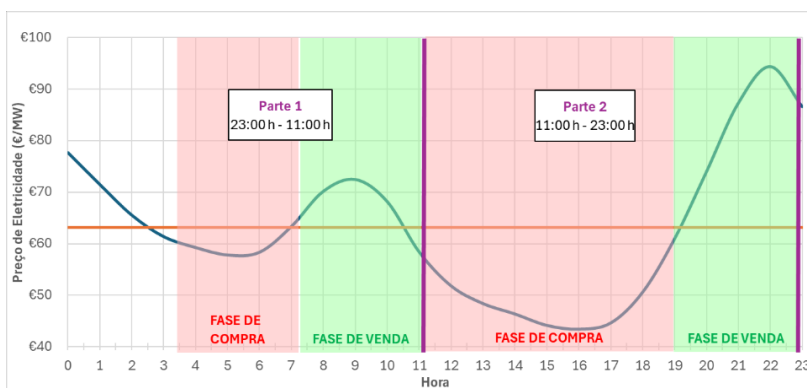


Figura 53 – Variação do preço médio horário da eletricidade ao longo do ano

Assim, através da Figura 53 é possível identificar duas janelas distintas de operação ao longo do dia que, teoricamente, possibilitam a realização de dois ciclos completos. Todavia, importa sublinhar que esta figura apresenta apenas uma média estatística, e, por isso, não reflete com precisão o comportamento diário real do mercado. Ainda assim, funciona como uma aproximação válida que confirma a existência de condições prováveis para explorar dois ciclos em momentos diferentes do dia.

A mesma figura revela que o primeiro ciclo, correspondente ao período da madrugada/manhã, tende a apresentar um *spread* e retorno significativamente mais baixos em comparação com o segundo ciclo, que ocorre entre a tarde e a noite. Apesar disso, o primeiro ciclo pode ser relevante para aumentar o volume total de energia movimentada e de receita, sendo que a sua execução está sempre sujeita à verificação de um *spread* mínimo que justifique economicamente a operação. Ou seja, ter um *spread* positivo é uma condição necessária, mas não suficiente para garantir a realização do ciclo.

Além disso, o comportamento médio do preço sugere que, devido à menor amplitude das variações ao longo da manhã, o primeiro ciclo será, em muitos casos, mais propenso a não ocorrer, enquanto o ciclo da tarde apresenta maior robustez em termos de oportunidade de arbitragem.

Para efeitos de modelação e organização dos cenários analisados, adotou-se uma divisão simplificada do dia em duas metades, conforme ilustrado na Figura 53: a primeira decorre entre as 23:00 do dia anterior e as 11:00, e a segunda entre as 11:00 e as 23:00 do próprio dia. Esta segmentação constitui um pressuposto técnico que facilita a estruturação dos dados e a geração de resultados. No entanto, mantém-se a flexibilidade para ajustamentos pontuais nas janelas de operação, sempre que necessário, de forma a maximizar o diferencial de preços e, consequentemente, a rentabilidade da operação.

Importa salientar que a viabilidade de realizar dois ciclos diários assume uma relevância significativamente superior no contexto da arbitragem de energia, em comparação com a estratégia centrada no aproveitamento de energia proveniente de *curtailment*. Na arbitragem, cada ciclo envolve duas decisões críticas sendo o *spread* entre ambas determinante para a rentabilidade da operação. Já na estratégia de *curtailment* o único fator económico relevante é o preço de venda, dado que não se analisa um *spread*, mas apenas a oportunidade de valorização da energia armazenada.

Aquando da análise dos resultados obtidos a partir deste MGE, será possível observar com detalhe o impacto da transição de um para dois ciclos diários em diversos aspetos, nomeadamente ao nível do lucro gerado, do número de ciclos totais realizados e do número de ciclos por estratégia.

Com isto, segue-se a análise dos resultados, condensados na Tabela 17, permitindo avaliar o impacto de cada variável nos diferentes indicadores.

Tabela 17 – KPI's relevantes para a análise do desempenho das baterias recorrendo ao MGE *Load Shifting*

Configuração Bateria		Spread Mínimo	Energia Movimentada (MWh)		Ciclos		Profit Total		Profit/Ciclo Médio		Spread/Ciclo Médio	
			1 ciclo/dia	2 ciclos/dia	1 ciclo/dia	2 ciclos/dia	1 ciclo/dia	2 ciclos/dia	1 ciclo/dia	2 ciclos/dia	1 ciclo/dia	2 ciclos/dia
2 horas	10 MWh 5 MW	20 €	2 730	3 785	273	378	168 737 €	208 211 €	618 €	551 €	61,81 €	55,12 €
		30 €	2 640	3 440	264	343	166 714 €	200 512 €	631 €	585 €	63,15 €	58,51 €
		40 €	2 310	2 710	231	271	157 428 €	179 879 €	682 €	665 €	68,15 €	66,47 €
		50 €	1 890	2 080	189	208	141 846 €	154 547 €	751 €	743 €	75,05 €	74,30 €
	20 MWh 10 MW	20 €	5 400	7 450	270	372	333 098 €	410 628 €	1 234 €	1 105 €	61,68 €	55,23 €
		30 €	5 220	6 780	261	338	329 052 €	395 745 €	1 261 €	1 172 €	63,04 €	58,59 €
		40 €	4 580	5 300	229	265	311 133 €	351 035 €	1 359 €	1 326 €	67,93 €	66,32 €
		50 €	3 720	4 060	186	203	278 329 €	300 911 €	1 496 €	1 482 €	74,82 €	74,12 €
	40 MWh 20 MW	20 €	10 400	14 520	260	363	640 795 €	800 479 €	2 465 €	2 207 €	61,61 €	55,16 €
		30 €	10 120	13 240	253	331	634 355 €	773 186 €	2 507 €	2 338 €	62,68 €	58,45 €
		40 €	8 880	10 440	222	261	602 310 €	686 590 €	2 713 €	2 634 €	67,83 €	65,86 €
		50 €	7 240	7 960	181	199	539 006 €	586 067 €	2 978 €	2 945 €	74,45 €	73,63 €
4 horas	20 MWh 5 MW	20 €	5 390	6 650	268	332	309 496 €	346 517 €	1 152 €	1 041 €	57,59 €	52,06 €
		30 €	5 030	5 650	250	282	301 723 €	325 373 €	1 204 €	1 151 €	60,18 €	57,54 €
		40 €	4 310	4 510	214	225	277 678 €	286 209 €	1 294 €	1 268 €	64,69 €	63,42 €
		50 €	3 010	3 110	150	155	223 017 €	226 210 €	1 481 €	1 454 €	74,07 €	72,71 €
	40 MWh 10 MW	20 €	10 620	13 140	265	328	604 132 €	676 604 €	2 274 €	2 058 €	56,84 €	51,45 €
		30 €	9 900	11 100	247	277	588 693 €	632 319 €	2 377 €	2 277 €	59,42 €	56,92 €
		40 €	8 460	8 860	211	221	541 241 €	558 841 €	2 557 €	2 521 €	63,93 €	63,03 €
		50 €	5 860	6 100	146	152	432 063 €	440 754 €	2 948 €	2 889 €	73,70 €	72,22 €
	80 MWh 20 MW	20 €	20 680	25 640	258	320	1 181 329 €	1 317 744 €	4 566 €	4 108 €	57,08 €	51,35 €
		30 €	19 160	21 720	239	271	1 147 159 €	1 233 420 €	4 786 €	4 539 €	59,83 €	56,74 €
		40 €	16 600	17 480	207	218	1 065 185 €	1 102 909 €	5 130 €	5 044 €	64,12 €	63,05 €
		50 €	11 560	11 960	144	149	853 738 €	865 840 €	5 906 €	5 789 €	73,82 €	72,36 €

Muitas das conclusões que se retiram da Tabela 17 coincidem com as já identificadas nas análises anteriores, não ao nível dos valores concretos, mas sim das tendências observadas. Mantêm-se, por exemplo, padrões como o facto de um aumento do *spread* mínimo tornar os ciclos mais seletivos, o que resulta, conseqüentemente, em menos energia movimentada, menor número de ciclos, menor lucro total, mas maior lucro e *spread* por ciclo. Do mesmo modo, a influência das características da bateria sobre os diferentes indicadores manifesta-se de forma semelhante à observada anteriormente. Esta consistência ocorre porque essas tendências são determinadas sobretudo pelo *spread* mínimo e pela configuração da bateria, e não tanto pela estratégia específica utilizada. Embora a estratégia adotada influencie significativamente os resultados, o enquadramento geral segue padrões semelhantes, independentemente de se tratar de *curtailment*, arbitragem ou da combinação de ambas.

Assim, o que se revela particularmente interessante nesta fase é analisar a quantidade de ciclos que são realizados apenas com energia *curtailed*, quantos resultam apenas de arbitragem, e quantos combinam ambas as estratégias ao passar de um para dois ciclos máximos diários.

Tabela 18 – Número de ciclos por estratégia de carregamento (ciclos através de energia *curtailed* / ciclos através de arbitragem de energia / ciclos mistos)

Configuração Bateria		Spread Mínimo	Ciclos		Estratégia no Carregamento	
			1 ciclo/dia	2 ciclos/dia	1 ciclo/dia	2 ciclos/dia
2 horas	10 MWh 5 MW	20 €	273	378	37 / 231 / 5	43 / 328 / 8
		30 €	264	343	36 / 223 / 5	43 / 291 / 9
		40 €	231	271	33 / 193 / 5	44 / 219 / 8
		50 €	189	208	36 / 147 / 5	45 / 156 / 7
	20 MWh 10 MW	20 €	270	372	35 / 230 / 5	41 / 325 / 7
		30 €	261	338	34 / 222 / 5	41 / 289 / 8
		40 €	229	265	31 / 193 / 5	39 / 217 / 9
		50 €	186	203	33 / 146 / 6	40 / 155 / 8
	40 MWh 20 MW	20 €	260	363	29 / 226 / 5	35 / 319 / 9
		30 €	253	331	28 / 220 / 5	35 / 286 / 10
		40 €	222	261	27 / 191 / 4	35 / 218 / 8
		50 €	181	199	28 / 146 / 6	36 / 155 / 8
4 horas	20 MWh 5 MW	20 €	268	332	34 / 224 / 12	38 / 278 / 17
		30 €	250	282	33 / 210 / 9	39 / 230 / 14
		40 €	214	225	33 / 173 / 10	39 / 176 / 11
		50 €	150	155	30 / 113 / 8	37 / 108 / 11
	40 MWh 10 MW	20 €	265	328	33 / 223 / 10	36 / 279 / 14
		30 €	247	277	32 / 209 / 7	37 / 230 / 11
		40 €	211	221	31 / 172 / 9	36 / 177 / 9
		50 €	146	152	28 / 112 / 7	35 / 109 / 9
	80 MWh 20 MW	20 €	258	320	30 / 220 / 9	31 / 277 / 13
		30 €	239	271	27 / 205 / 8	31 / 230 / 11
		40 €	207	218	28 / 171 / 9	32 / 176 / 11
		50 €	144	149	26 / 111 / 8	31 / 108 / 11

Na Tabela 17 pode-se concluir que:

1. A arbitragem constitui o principal motor da operação das baterias para este MGE

Tal como observado nas análises individuais, a arbitragem é responsável por realizar mais ciclos, mesmo quando ambas as estratégias são combinadas num único modelo. Esta predominância resulta da maior frequência de oportunidades de arbitragem ao longo do ano, em contraste com a disponibilidade mais limitada de episódios de *curtailment*. Em média, os ciclos de arbitragem representam cerca de 80% do total de número de ciclos, os ciclos “mistos” perfazem aproximadamente 8%, enquanto os ciclos exclusivamente com energia *curtailed* se situam nos 12%. Esta tendência verifica-se de forma consistente em todas as configurações de bateria e valores de *spread* analisados.

2. Aumentos no *spread* mínimo afetam principalmente a arbitragem de energia

Com o aumento do *spread* mínimo exigido, verifica-se uma redução no número total de ciclos realizados, como já identificado em análises anteriores. Este efeito é particularmente pronunciado nos ciclos de arbitragem, uma vez que esta estratégia depende duplamente das condições de mercado – tanto na compra como na venda de energia – e, por isso, é mais sensível à redução das oportunidades. Por outro lado, os ciclos com origem em energia *curtailed* registam menor variação, dado que esta energia é utilizada com prioridade sempre que está disponível e apenas depende de uma decisão de mercado – venda de energia. Importa ainda sublinhar a existência de uma interação relevante entre ambas as estratégias: em determinadas situações, a realização de ciclos de arbitragem pode coincidir temporalmente com períodos de disponibilidade de energia *curtailed*. Nessas circunstâncias, a arbitragem pode ocupar janelas de carregamento que, de outro modo, seriam aproveitadas para carregar com energia desperdiçada, limitando assim o número de ciclos exclusivamente com essa origem.

3. O aumento do número máximo de ciclos diários aumenta a atividade operacional, com maior impacto na arbitragem de energia

A passagem de um para dois ciclos máximos diários conduz a um aumento significativo do número total de ciclos realizados. Esse crescimento situa-se entre 9,1% e 39,6% para baterias de menor capacidade e entre 3,3% e 24% para baterias de maior capacidade, refletindo um impacto transversal a todas as estratégias de carregamento, embora com intensidades distintas. A arbitragem é a estratégia que mais beneficia deste aumento de flexibilidade, uma vez que disponibiliza um maior número de oportunidades diárias com *spreads* economicamente aceitáveis, tornando-se o principal vetor de preenchimento da margem adicional de operação. Adicionalmente, observa-se um crescimento tanto dos ciclos mistos como dos ciclos com origem em energia *curtailed*, o que evidencia um maior aproveitamento desta fonte. Com frequência, a energia *curtailed* disponível não é suficiente para completar um ciclo, o que leva à sua complementação com energia adquirida no mercado – fenómeno que explica o aumento verificado nos ciclos mistos.

4. Baterias de maior duração realizam menos ciclos devido à sua menor frequência de resposta

As baterias com duração de 4 horas realizam menos ciclos do que as de 2 horas, sobretudo em contextos com *spreads* mínimos elevados. Em termos quantitativos, observa-se uma redução média de cerca de 18% no número total de ciclos face a baterias com a mesma potência, mas menor capacidade. Esta diferença resulta do maior tempo necessário para completar um ciclo nas baterias de 4 horas, o que reduz a sua capacidade de resposta e limita a frequência de operação. Como consequência, estas baterias perdem mais janelas de oportunidade ao longo do dia, reduzindo o seu grau de exposição a novas ocasiões de carregamento.

A opção por estruturar o estudo de forma faseada – iniciando-se com a análise de estratégias isoladas e avançando posteriormente para a sua combinação – teve como objetivo permitir uma compreensão mais precisa do contributo individual de cada abordagem para o desempenho global. Esta lógica fundamenta a escolha por uma análise sequencial e progressiva.

4.2.1.4 Comparativo entre Estratégias

Neste subcapítulo, procede-se a uma análise comparativa entre os três diferentes valores de MGE abordados até ao momento. A Tabela 19 apresenta um resumo dos principais indicadores selecionados, considerando, no caso dos MGE Arbitragem de Energia e MGE *Load Shifting*, os resultados correspondentes ao modelo que admite a realização de dois ciclos máximos por dia.

Tabela 19 – Comparativo entre modelos (MGE *Curtaiment*, MGE Arbitragem de Energia e MGE *Load Shifting*) para diferentes *spreads* e configurações de baterias

Configuração Bateria		Spread Mínimo	Ciclos			Profit Total			Profit/Ciclo Médio		
			<i>Curtaiment</i>	Arbitragem	<i>Load Shifting</i>	<i>Curtaiment</i>	Arbitragem	<i>Load Shifting</i>	<i>Curtaiment</i>	Arbitragem	<i>Load Shifting</i>
2 horas	10 MWh 5 MW	20 €	71	386	378	61 175 €	175 145 €	208 211 €	862 €	454 €	551 €
		30 €	68	345	343	61 664 €	171 975 €	200 512 €	907 €	498 €	585 €
		40 €	62	260	271	60 163 €	152 352 €	179 879 €	970 €	586 €	665 €
		50 €	59	188	208	59 242 €	127 522 €	154 547 €	1 004 €	678 €	743 €
	20 MWh 10 MW	20 €	64	380	372	112 801 €	344 662 €	410 628 €	1 763 €	907 €	1 105 €
		30 €	61	339	338	113 780 €	338 992 €	395 745 €	1 865 €	1 000 €	1 172 €
		40 €	55	256	265	110 778 €	300 727 €	351 035 €	2 014 €	1 175 €	1 326 €
		50 €	54	185	203	110 504 €	252 056 €	300 911 €	2 046 €	1 362 €	1 482 €
	40 MWh 20 MW	20 €	62	371	363	220 155 €	673 213 €	800 479 €	3 551 €	1 815 €	2 207 €
		30 €	59	332	331	220 603 €	664 837 €	773 186 €	3 739 €	2 003 €	2 338 €
		40 €	54	253	261	219 180 €	593 074 €	686 590 €	4 059 €	2 344 €	2 634 €
		50 €	53	184	199	217 806 €	501 088 €	586 067 €	4 110 €	2 723 €	2 945 €
4 horas	20 MWh 5 MW	20 €	54	353	332	91 421 €	303 712 €	346 517 €	1 693 €	859 €	1 041 €
		30 €	50	290	282	92 388 €	281 093 €	325 373 €	1 848 €	967 €	1 151 €
		40 €	49	221	225	93 755 €	246 384 €	286 209 €	1 913 €	1 112 €	1 268 €
		50 €	45	221	155	90 631 €	246 384 €	226 210 €	2 014 €	1 112 €	1 454 €
	40 MWh 10 MW	20 €	52	348	328	179 270 €	597 730 €	676 604 €	3 447 €	1 714 €	2 058 €
		30 €	48	285	277	179 016 €	552 842 €	632 319 €	3 730 €	1 935 €	2 277 €
		40 €	47	216	221	180 880 €	482 474 €	558 841 €	3 849 €	2 228 €	2 521 €
		50 €	43	138	152	174 630 €	360 033 €	440 754 €	4 061 €	2 600 €	2 889 €
	80 MWh 20 MW	20 €	47	341	320	308 514 €	1 175 076 €	1 317 744 €	6 564 €	3 438 €	4 108 €
		30 €	43	278	271	308 007 €	1 079 602 €	1 233 420 €	7 163 €	3 874 €	4 539 €
		40 €	42	215	218	311 733 €	961 067 €	1 102 909 €	7 422 €	4 458 €	5 044 €
		50 €	39	138	149	305 308 €	720 065 €	865 840 €	7 828 €	5 199 €	5 789 €

A Tabela 19 mostra que:

1. O número de ciclos no MGE *Load Shifting* é significativamente superior ao do MGE *Curtailment* e varia face ao MGE Arbitragem de Energia consoante o *spread* mínimo

O modelo combinado (MGE *Load Shifting*) apresenta, de forma consistente, um número de ciclos bastante superior ao modelo baseado apenas em *curtailment*, com um acréscimo médio na ordem dos 244%. Em comparação com o modelo de arbitragem (MGE Arbitragem de Energia), a variação no número de ciclos é mais dependente do *spread* mínimo considerado:

- Para *spreads* baixos, verifica-se uma ligeira redução no número total de ciclos – até cerca de 6% – devido à ocupação da atividade da bateria por episódios de *curtailment*. Esta redução verifica-se especialmente nos episódios menos intensos, mas prolongados, que tendem a alongar a duração dos ciclos e, conseqüentemente, a diminuir o número de oportunidades disponíveis.
- Para *spreads* elevados, observa-se, em geral, um aumento do número de ciclos, até 10%. A maior seletividade imposta pela arbitragem reduz a ocupação da bateria ao longo do dia, libertando espaço para a inclusão de mais ciclos de *curtailment* e ciclos mistos, que anteriormente eram inviabilizados pela elevada atividade de arbitragem.

Uma exceção relevante verifica-se na configuração 20 MWh / 5 MW com *spread* de 50 €, que apresenta uma quebra acentuada de 30% no número de ciclos face ao MGE Arbitragem. Este desvio sugere uma inadequação específica desta configuração ao modelo combinado, contrária ao padrão geral de aumento de ciclos observado nas restantes configurações.

2. O modelo combinado gera lucros totais superiores às estratégias individuais

A implementação de uma estratégia combinada permite um aumento progressivo dos lucros totais ao longo da transição do MGE *Curtailment* para MGE Arbitragem e do MGE Arbitragem para MGE *Load Shifting*. O modelo baseado exclusivamente em *curtailment* apresenta os lucros mais baixos, consequência direta do número reduzido de ciclos. Por sua vez, a combinação de estratégias revela-se a mais lucrativa, com um ganho mínimo de 150% face ao MGE *Curtailment* e de 12% face ao MGE Arbitragem. A única exceção é novamente a configuração 20 MWh / 5 MW com *spread* de 50 €, que regista uma redução de 8% no lucro total, em linha com a quebra acentuada no número de ciclos já referida.

3. O *profit* por ciclo do MGE *Load Shifting* assume um valor intermédio entre as estratégias analisadas

Do ponto de vista unitário, o modelo de *curtailment* apresenta o maior lucro por ciclo, sendo, em média, 34% superior ao obtido com a estratégia combinada. O modelo combinado ocupa uma posição intermédia, enquanto a arbitragem isolada revela o menor valor de lucro por ciclo, situando-se, em média, 16% abaixo da estratégia combinada. Esta hierarquia tende a atenuar-

se com o aumento do *spread* mínimo, uma vez que a maior seletividade na escolha dos ciclos leva a uma valorização unitária mais equilibrada entre as diferentes estratégias.

Após a análise individual dos diversos parâmetros, torna-se essencial integrá-los numa perspetiva global. Embora cada indicador, isoladamente, forneça informação relevante, é na sua combinação que se obtém uma visão mais abrangente e fundamentada, permitindo conclusões mais robustas e significativas. Um exemplo claro disso é o caso do *profit* total. Avaliado isoladamente, este indicador oferece uma visão centrada no volume absoluto de lucro gerado. No entanto, quando combinado com o número de ciclos realizados, este acrescenta uma dimensão de eficiência à análise. Assim, pode-se perceber que uma estratégia aparentemente vantajosa em termos de lucro total pode, na verdade, apresentar baixa eficiência por ciclo, o que muda significativamente a interpretação dos resultados.

Esta visão integrada constitui, essencialmente, um exercício de equilíbrio entre os diversos KPIs. A análise centrada unicamente no lucro total não garante, por si só, a identificação da configuração de bateria, estratégia de operação ou *spread* mais vantajoso. No entanto, caso fosse necessário destacar um único indicador para suportar a tomada de decisão, o *profit* por ciclo revela-se o mais relevante, por expressar de forma direta a eficiência de cada ciclo.

Em suma, o objetivo não deve ser maximizar apenas um indicador, mas encontrar a combinação ótima entre eficiência e volume, garantindo que cada ciclo seja realizado com propósito.

Desta forma, voltando à Tabela 19 e às respetivas conclusões, começa a tornar-se evidente a importância de encontrar um ponto ótimo entre os diferentes parâmetros analisados.

O MGE *Curtailment* apresenta, de forma consistente, os melhores resultados em termos de eficiência unitária. No entanto, este desempenho é fortemente condicionado por um número reduzido de ciclos, o que limita significativamente o lucro total gerado. Esta limitação está diretamente relacionada com a dependência do excedente renovável disponível, que impõe um teto ao número de operações possíveis. Assim, o *curtailment* pode ser uma boa escolha em contextos onde se procura maximizar o retorno por ciclo e para preservar a durabilidade da bateria, mas não é suficiente, por si só, para garantir a viabilidade económica de um sistema de armazenamento, dada a sua baixa capacidade de gerar receita contínua. No entanto, pode desempenhar um papel estratégico relevante quando integrado numa abordagem híbrida.

Por outro lado, a estratégia de arbitragem e a estratégia combinada posicionam-se num patamar distinto, onde se alcançam valores significativamente mais elevados de lucro total. A arbitragem, em particular, permite aproveitar um grande número de janelas de operação ao longo do ano, aumentando o número de ciclos e, conseqüentemente, o volume de lucro. Contudo, este aumento vem à custa de uma eficiência por ciclo mais baixa. Tal comportamento pode acelerar o desgaste do sistema e comprometer a sua viabilidade, sobretudo se o lucro unitário não for suficientemente elevado para compensar esse desgaste.

É neste contexto que se destaca a estratégia híbrida, que oferece uma solução de equilíbrio eficaz. Esta estratégia consegue conciliar volume e eficiência, obtendo, simultaneamente, os valores mais altos de lucro total entre os três modelos e níveis de lucro por ciclo muito interessantes, traduzindo-se num verdadeiro ponto ótimo. A combinação das vantagens de *curtailment* e arbitragem torna esta estratégia particularmente sólida e versátil, reduzindo a dependência exclusiva de uma única fonte de receita e promovendo um modelo de operação mais sustentável e rentável ao longo do tempo.

Ainda assim, existem ainda decisões adicionais que precisam de ser consideradas, nomeadamente no que diz respeito à seleção da configuração da bateria e à escolha do *spread* mínimo a adotar. No que toca à configuração da bateria, esta requer uma análise mais profunda e detalhada, envolvendo uma avaliação económica completa com múltiplos indicadores financeiros. Só assim será possível compreender o real impacto e o retorno associado à escolha de uma configuração em detrimento de outra. Esta análise será desenvolvida numa fase posterior, no subcapítulo 4.2.3, após a apresentação e avaliação de todas as aplicações previstas para o sistema de armazenamento. Já no caso do *spread* mínimo, embora relevante, este não é um fator estrutural nem definitivo. Ao contrário da configuração física da bateria, o *spread* pode ser ajustado ao longo do tempo, permitindo afinar a estratégia de operação com base nas condições do mercado e no desempenho observado, enquanto a configuração da bateria, uma vez adquirida, torna-se fixa e inalterável.

4.2.2 MGE Serviços de Sistema e MGE Multiestratégico

No mesmo registo adotado ao longo deste trabalho, procede-se agora à análise dos resultados obtidos com a utilização de uma bateria para a prestação de serviços de sistema no mercado aFRR. Esta análise será dividida em duas fases: na primeira, avaliar-se-á a atuação da bateria exclusivamente no serviço aFRR durante o período em estudo, de forma isolada (MGE Serviços de Sistema); na segunda fase, o modelo será analisado no contexto de uma estratégia híbrida mais abrangente, que combina os serviços de sistema com a mitigação de *curtailment* e arbitragem de energia (MGE Multiestratégico), seguindo os princípios abordados no subcapítulo 3.7.2 da metodologia, alinhando-se ao modelo integrado idealizado desde o início do estudo.

Neste contexto, iniciou-se a avaliação dos resultados associados à utilização da bateria exclusivamente para a participação no mercado de aFRR, considerando tanto o cenário de banda simétrica, correspondente à configuração atualmente em vigor, como o cenário de banda assimétrica, em linha com as alterações previstas para o futuro. Importa desde logo salientar que os valores obtidos se revelam bastante atrativos; contudo, é fundamental analisá-los de forma crítica, atentando aos elementos que permitem aferir se, para além dos resultados numéricos, a adoção de uma estratégia centrada exclusivamente na prestação de serviços de sistema constitui, de facto, a opção mais vantajosa. Para esse efeito, apresenta-se a Tabela 20.

Tabela 20 – Indicadores de desempenho na prestação de serviços de sistema utilizando baterias

Tipo de Serviço aFRR	Configuração da Bateria		Potência Oferecida				Ciclos*	Receita Total Anual		
			A Subir		A Descer			Banda Contratada	Banda Ativada	
			Média (kWh)	Soma (GWh)	Média (kWh)	Soma (GWh)			A Subir	A Descer
Simétrico	2 horas	10 MWh/5 MW	2 362	20,75	2 362	20,75	87	479 228 €	41 421 €	15 122 €
		20 MWh/10 MW	4 981	43,76	4 981	43,76	84	976 165 €	66 523 €	33 381 €
		40 MWh/20 MW	9 965	87,53	9 965	87,53	92	1 884 557 €	166 130 €	76 902 €
	4 horas	20 MWh/5 MW	4 040	35,49	4 040	35,49	61	674 390 €	49 723 €	21 679 €
		40 MWh/10 MW	7 489	65,78	7 489	65,78	57	1 237 733 €	94 271 €	49 002 €
		80 MWh/20 MW	14 916	131,02	14 916	131,02	60	2 465 187 €	193 856 €	91 581 €
Assimétrico	2 horas	10 MWh/5 MW	3 695	32,46	3 826	33,61	83	455 762 €	32 839 €	16 796 €
		20 MWh/10 MW	7 142	62,74	7 538	66,21	94	980 052 €	84 819 €	36 729 €
		40 MWh/20 MW	15 907	139,74	14 751	129,57	98	1 899 818 €	155 041 €	83 614 €
	4 horas	20 MWh/5 MW	4 542	39,89	4 015	35,27	59	616 717 €	53 836 €	23 517 €
		40 MWh/10 MW	8 791	77,22	9 145	80,34	64	1 356 112 €	162 711 €	41 387 €
		80 MWh/20 MW	19 236	168,97	15 633	137,31	56	2 530 493 €	208 376 €	98 117 €

* Ciclos completos equivalentes, estimados a partir da acumulação de ciclos parciais resultantes de ativações de potência de curta duração.

Eis as conclusões retiradas da Tabela 20:

1. Baterias com maior potência nominal geram lucros superiores na banda contratada e banda ativada

A potência da bateria influencia diretamente a potência disponibilizada para o serviço, refletindo-se numa receita proporcionalmente superior proveniente da banda contratada e banda ativada. Entre as configurações com menor (5 MW) e maior potência (20 MW), verifica-se um acréscimo de aproximadamente 300% nos lucros totais obtidos, tanto no mercado simétrico como no assimétrico, acompanhado por um aumento semelhante na energia ofertada. Este crescimento linear demonstra a relevância da potência instalada na maximização da receita, independentemente do tipo de mercado considerado.

2. Mercado Simétrico vs. Mercado Assimétrico

No mercado simétrico, existe a obrigatoriedade de disponibilizar a mesma quantidade de potência "a subir" e "a descer", o que implica uma oferta equilibrada em ambas as direções. Em contraste, o mercado assimétrico permite diferenciar a potência oferecida entre os dois sentidos, o que explica as variações observadas nos valores de potência oferecida.

Contudo, não se retiram conclusões consistentes quanto à superioridade de um mercado face ao outro. As diferenças de desempenho entre os dois regimes são, na maioria dos casos, pouco expressivas, com variações nos lucros que oscilam entre -7% e +13% ao transitar do mercado simétrico para o assimétrico. Esta variabilidade resulta da natureza estocástica do modelo adotado, que gera flutuações nos resultados em função das configurações e dos níveis de spread, favorecendo alternadamente um mercado ou outro.

3. O número de ciclos realizados é reduzido, resultando principalmente de ativações parciais

De forma geral, o número total de ciclos é baixo, resultante da agregação de múltiplos ciclos parciais associados a ativações pontuais do serviço. No mercado assimétrico, verifica-se uma ligeira diminuição do número de ciclos, causada por ativações mais intensas em relação à capacidade da bateria, o que reduz a frequência relativa das descargas parciais.

4. Os lucros da banda contratada constituem a principal fonte de receita

A maior parte da receita obtida – cerca de 90% – provém da disponibilidade de potência (banda contratada), não da energia efetivamente ativada. Esta realidade valoriza tecnologias como as baterias, que podem garantir disponibilidade constante sem necessitar de acionamento frequente. No que diz respeito à energia ativada, 73% da receita associada à ativação (representando cerca de 7% da receita total) é gerada a partir de ativações “a subir”, as quais ocorrem com maior frequência do que as ativações “a descer”.

No mercado assimétrico, o estado de carga da bateria influencia apenas uma das direções da oferta – ao contrário do modelo simétrico, onde limita simultaneamente a potência oferecida para subida e descida. Por exemplo, quando a bateria se encontra com baixo estado de carga, é possível oferecer uma potência significativa "a descer", enquanto "a subir" a oferta está limitada à energia armazenada disponível, sendo sempre respeitado o limite da potência nominal da bateria.

É relevante ainda notar que, dada a natureza estocástica do modelo, os resultados obtidos apresentam pequenas variações entre simulações. Ainda assim, os valores mantêm-se sempre dentro dos limites operacionais definidos, assegurando a consistência e a validade do modelo. Em alguns casos, essas variações podem originar resultados ligeiramente incongruentes face às tendências gerais, o que é expectável num modelo probabilístico.

Como já mencionado anteriormente, os valores apresentados na tabela são bastante atrativos sob uma perspectiva puramente económica, o que leva à ideia de que esta estratégia poderia ser implementada de forma isolada. Contudo, existem várias razões que justificam por que esta estratégia, embora interessante teoricamente, se revela apenas uma opção viável no curto prazo.

Primeiramente, espera-se que os serviços de sistema, entre eles o aFRR, apresentem uma diminuição gradual de rentabilidade a médio e longo prazo. Com o aumento do número de participantes no mercado, este será mais competitivo e, conseqüentemente, os preços praticados tenderão a cair. Além disso, o mercado de serviços de sistema, e particularmente o aFRR, é limitado em volume, ou seja, o operador da rede só necessita de uma quantidade específica de potência e energia; assim que esse volume for atingido, o serviço deixa de estar disponível para novos concorrentes. Este fator, aliado ao fato de o mercado de serviços depender de terceiros – algo que não é particularmente vantajoso para um promotor de energia – torna este modelo ainda mais incerto. O risco regulatório elevado e a imprevisibilidade dos serviços de sistema também tornam sensato desenvolver estratégias ou investimentos que não dependam exclusivamente deste mercado.

Deste modo, embora os serviços de sistema representem uma excelente fonte de receita, a sua utilização deve ser encarada como parte de um modelo multiestratégico e não como uma fonte única de rendimento. Mesmo reconhecendo as vantagens associadas, como a elevada receita proveniente da banda contratada, que garante ganhos significativos sem movimentação de energia e com baixo desgaste da bateria, visto que, ao ser ativada, a potência mobilizada e a duração da ativação não resultam em um número excessivo de ciclos parciais. Essa combinação de receita e baixo desgaste é uma vantagem significativa, pois a bateria permanece durante muitas horas em banda secundária, sem ser ativada com frequência.

Portanto, os serviços de sistema devem funcionar como a estratégia de *backup*, ativando-se apenas quando não houver outras fontes de receita, como o *curtailment* ou a arbitragem. O modelo proposto deve ser otimizado para dar prioridade a essas duas outras estratégias, não tornando o sistema totalmente dependente dos serviços de sistema. Em termos económicos, o

modelo resultante ainda terá uma parte significativa da receita proveniente desses serviços, mas será uma abordagem mais equilibrada e resiliente.

Desta forma, o modelo multiestratégico proposto consiste na hibridização das três estratégias sendo que a operação deverá seguir uma hierarquia de prioridades, conforme exposto a seguir:

1. *Curtailment*:

- Corresponde a energia que, de outra forma, seria dissipada sem qualquer aproveitamento produtivo;
- O armazenamento associado apresenta um custo marginal praticamente nulo;
- A energia armazenada traduz-se em lucro garantido, uma vez que não depende de terceiros para a sua valorização;
- Trata-se de um recurso exclusivo do promotor, não estando sujeito a concorrência direta para o seu aproveitamento;
- Representa a única estratégia analisada com retorno assegurado, independentemente das condições externas de mercado.

2. Arbitragem de energia:

- Estratégia caracterizada por elevada previsibilidade e controlo operacional;
- Assente na participação no mercado diário, recorrendo a dados públicos e a spreads que podem ser antecipados e estrategicamente selecionados;
- Inteiramente gerida pela entidade promotora, sem dependência de agentes externos para a sua execução.

3. Serviços de Sistema:

- Dependem de contratação por entidades terceiras, nomeadamente o operador de rede;
- Caracterizam-se por um volume de mercado reduzido, o que limita o potencial de participação;
- Estão associados a um elevado risco regulatório, conferindo um grau significativo de imprevisibilidade aos serviços prestados;
- Verifica-se uma tendência de depreciação dos preços a médio e longo prazo, o que compromete a atratividade económica desta estratégia.

Esta hierarquização permite uma abordagem mais sólida e sustentável a longo prazo, alinhada com as limitações técnicas e regulatórias do mercado, e também com o ciclo de vida da bateria. Ao adotar esta estratégia híbrida, o modelo será mais robusto e menos vulnerável a flutuações do mercado ou a mudanças regulatórias, garantindo a maximização de receita de forma equilibrada e relativamente previsível.

Todavia, é importante ressaltar novamente que esta é a perspectiva adotada para o modelo em desenvolvimento. Existem muitos modelos diferentes possíveis para o mesmo sistema, e dentro de cada modelo, há várias variantes, as quais dependem do foco escolhido e das prioridades definidas. Não há nenhum modelo que seja considerado "correto" ou "errado". O objetivo é otimizar cada modelo da melhor forma possível, sempre levando em consideração as ideias e objetivos que fundamentam cada abordagem.

Neste momento, é importante entender o impacto real da introdução dos serviços de sistema ao modelo que já inclui as duas estratégias previamente analisadas (subcapítulo 4.2.1.3).

A Tabela 21 apresenta os principais indicadores que sustentam uma reflexão aprofundada sobre o modelo que integra todas as estratégias analisadas. Esta tabela está estruturada em três seções distintas: a primeira (*Load Shifting*) contempla os indicadores resultantes da combinação entre as estratégias de *curtailment* e arbitragem; a segunda (*Serviços de Sistema*) apresenta os resultados correspondentes à estratégia de prestação de serviços de sistema; e a terceira (*MGE Multiestratégico*) agrega os resultados das duas seções anteriores, fornecendo assim os indicadores globais do modelo multiestratégico.

Importa salientar que esta tabela não apresenta os indicadores correspondentes aos MGE de cada estratégia isolada, mas sim os valores parciais do MGE multiestratégico, devidamente discriminados por estratégia. Esta abordagem visa facilitar a interpretação dos resultados e permitir a identificação da contribuição específica de cada estratégia para o desempenho global do modelo.

Acrescenta-se que, na coluna *Receita Ativação*, os valores apresentados correspondem à soma das receitas obtidas com ativações em ambas as direções. Já na coluna *Custo Reposição*, são indicados os valores associados ao custo necessário para carregar a bateria até à sua potência nominal durante a primeira hora de participação nos serviços de sistema. Este carregamento inicial visa assegurar que a bateria se encontra parcialmente carregada e apta a competir nesses serviços. A escolha de repor a carga até ao valor da potência nominal justifica-se pelo facto de esta constituir um parâmetro determinante na gestão da potência oferecida, sendo esta a abordagem adotada para maximizar os lucros no contexto da participação em serviços de sistema.

Tabela 21 – KPI's relevantes para a análise do desempenho das baterias recorrendo ao MGE Multiestratégico discriminados por estratégia e na globalidade

Configuração Bateria		Spread Mínimo	Load Shifting			Serviços de Sistema						MGE Multiestratégico				
			Ciclos	Profit (€)	Profit/Ciclo (€)	Receita Banda (€)	Receita Ativação (€)	Ciclos Parc.	Custo Reposição (€)	Profit (€)	Profit/Serviço (€)	Ciclos	Profit Total (€)	Profit / Ciclo (€)	% Curt + Arbt	% SS
2 horas	10 MWh 5 MW	20 €	374	213 498	571	54 832	5 201	17	12 394	47 457	865	396	260 955	660	82%	18%
		30 €	339	226 430	666	115 544	20 796	45	41 964	94 375	743	384	320 805	836	71%	29%
		40 €	263	222 968	848	201 624	46 434	82	73 477	174 580	909	345	397 549	1 153	56%	44%
		50 €	197	182 238	925	278 151	58 027	109	70 848	265 330	1 396	306	447 568	1 461	41%	59%
	20 MWh 10 MW	20 €	368	423 070	1 150	105 090	15 478	22	24 787	95 781	1 623	390	518 850	1 329	82%	18%
		30 €	332	443 351	1 332	226 366	37 175	43	83 928	179 613	1 414	375	622 964	1 661	71%	29%
		40 €	258	425 316	1 647	429 980	160 991	83	146 954	444 016	2 313	341	869 332	2 551	49%	51%
		50 €	192	353 306	1 840	536 637	116 890	106	141 696	511 831	2 694	298	865 136	2 900	41%	59%
	40 MWh 20 MW	20 €	360	824 618	2 292	233 597	23 173	17	49 574	207 195	3 512	377	1 031 813	2 736	80%	20%
		30 €	328	880 306	2 682	454 760	82 556	46	167 856	369 459	2 909	374	1 249 765	3 340	70%	30%
		40 €	253	847 001	3 343	856 784	193 902	90	293 909	756 777	3 942	343	1 603 779	4 679	53%	47%
		50 €	192	709 312	3 694	1 021 168	239 661	107	283 393	977 436	5 144	299	1 686 748	5 644	42%	58%
4 horas	20 MWh 5 MW	20 €	324	354 453	1 091	95 435	12 595	19	19 392	88 639	1 136	343	443 092	1 291	80%	20%
		30 €	275	352 468	1 279	219 967	41 648	43	52 524	209 092	1 367	318	561 559	1 768	63%	37%
		40 €	213	310 295	1 453	332 413	60 433	61	71 750	321 096	1 664	274	631 391	2 302	49%	51%
		50 €	144	234 988	1 626	435 735	80 413	81	58 827	457 320	2 772	225	692 308	3 077	34%	66%
	40 MWh 10 MW	20 €	322	693 586	2 149	200 731	23 955	20	38 784	185 903	2 383	342	879 489	2 571	79%	21%
		30 €	270	681 586	2 518	408 928	72 275	40	105 047	376 156	2 459	310	1 057 742	3 412	64%	36%
		40 €	212	615 387	2 895	648 159	128 729	66	143 499	633 389	3 282	278	1 248 777	4 496	49%	51%
		50 €	139	444 167	3 184	866 569	154 940	75	117 654	903 855	5 478	217	1 348 022	6 025	33%	67%
	80 MWh 20 MW	20 €	314	1 345 089	4 273	427 251	56 882	21	77 567	406 566	5 212	335	1 751 655	5 226	77%	23%
		30 €	262	1 314 008	5 003	868 623	151 766	43	210 094	810 295	5 296	305	2 124 302	6 955	62%	38%
		40 €	207	1 215 144	5 854	1 344 558	266 517	67	286 998	1 324 076	6 860	274	2 539 220	9 275	48%	52%
		50 €	138	887 113	6 405	1 742 014	331 095	84	235 307	1 837 802	11 138	222	2 724 915	12 282	33%	67%

A partir da Tabela 21 retira-se que:

1. Os padrões da parte do *Load Shifting* são consistentes com o que foi previamente analisado

Os comportamentos e tendências observados nessa estratégia do MGE Multiestratégico revelam-se coerentes com as análises desenvolvidas na secção dedicada ao modelo de *load shifting*. As interações entre estratégias e a resposta das baterias perante diferentes *spreads* mantêm a lógica de desempenho, assegurando a consistência do modelo.

2. O aumento dos lucros e dos custos nos serviços de sistema está associado a *spreads* mais elevados e baterias de maior dimensão

Verifica-se uma correlação positiva entre *spreads* mais altos, maior capacidade da bateria e o aumento das receitas provenientes da banda contratada e das ativações. A título de exemplo, o aumento do *spread* de 20 € para 50 € resulta, no mínimo, num crescimento de 308% nos lucros de banda contratada e de 482% nos lucros por ativação.

Embora os serviços de sistema não dependam diretamente do *spread* mínimo, são por ele influenciados de forma indireta, uma vez que o *spread* afeta a ocupação da bateria por *curtailment* e arbitragem:

- Com *spreads* baixos, o modelo privilegia o *load shifting*, reduzindo o espaço disponível para os serviços de sistema e maximizando a receita desta componente.
- Com *spreads* elevados, a diminuição das oportunidades de arbitragem permite uma maior participação em serviços de sistema, aumentando significativamente a sua receita.

Adicionalmente, maiores receitas de ativação implicam maior volume de energia ativada, o que se reflete num aumento dos ciclos parciais realizados. Em contrapartida, os custos de reposição de energia no início de cada oferta de serviço aumentam tanto com o *spread* como com a dimensão da bateria:

- Relativamente ao *spread*, esse aumento decorre da maior participação no mercado.
- No que toca à configuração, potências nominais mais elevadas exigem volumes energéticos superiores para reposição, gerando custos adicionais.

3. As receitas das diferentes estratégias não seguem padrões de evolução iguais

O comportamento das receitas varia consoante o tipo de estratégia e a configuração adotada:

- Baterias de menor dimensão realizam mais ciclos no *load shifting*, mas têm impacto reduzido no número de ciclos dos serviços de sistema, já que estes dependem mais diretamente da disponibilidade criada por *spreads* mais elevados.

- Existe uma relação inversa entre as receitas das duas estratégias: quando o lucro do *load shifting* aumenta, o dos serviços de sistema tende a diminuir e vice-versa.

Contudo, esta relação não é perfeitamente simétrica. À medida que o *spread* mínimo aumenta, o decréscimo nos lucros do *load shifting* é menos acentuado do que o acréscimo nos lucros dos serviços de sistema – como ilustrado na Figura 54.

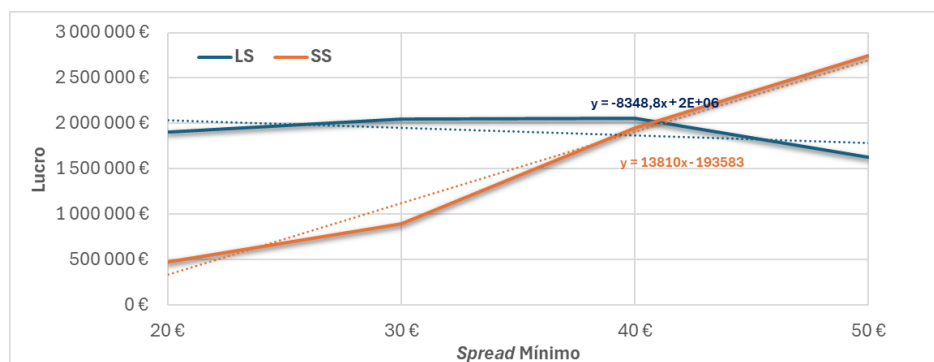


Figura 54 – Tendência de lucro por estratégia

Além disso, os lucros por ciclo e por serviço apresentam disparidades significativas, com os serviços de sistema a registarem lucros unitários mais elevados. Tal confirma o contributo substancial destes serviços para o reforço do lucro total do modelo.

4. O MGE Multiestratégico melhora o desempenho global das baterias

A combinação de estratégias resulta num aumento significativo dos lucros anuais, evidenciando o potencial das baterias enquanto sistemas de armazenamento multifuncionais. Apesar da intensificação da operação, o número de ciclos mantém-se dentro de limites considerados sustentáveis para garantir a longevidade do sistema. O lucro por ciclo aumenta de forma acentuada com a capacidade da bateria, impulsionado principalmente pelos serviços de sistema. No entanto, este crescimento deve ser analisado com cautela, dado que reflete uma crescente dependência do mercado de serviços, cuja estabilidade e previsibilidade podem variar.

Entre os diversos aspetos considerados nesta análise, destaca-se um ponto adicional que convida a uma avaliação mais cuidadosa. A comparação das receitas associadas à estratégia de *Load Shifting*, entre o modelo que não contempla os serviços de sistema (Tabela 19) e o modelo que os incorpora (Tabela 21), revela uma diferença significativa nos resultados obtidos. Para uma análise mais aprofundada desta discrepância, recomenda-se a consulta dos dados apresentados na Tabela 22.

Tabela 22 – Impacto dos serviços de sistema sobre os lucros associados ao *load shifting*

Configuração Bateria		Spread Mínimo	Profit Load Shifting		Diferença		Custo de Reposição	Balço
			Modelo s/ SS (Tabela 19)	Modelo c/ SS (Tabela 21)	Absoluta	%		
2 horas	10 MWh 5 MW	20 €	208 211 €	213 498 €	5 287 €	2,5%	12 394 €	- 7 106 €
		30 €	200 512 €	226 430 €	25 918 €	11,4%	41 964 €	- 16 046 €
		40 €	179 879 €	222 968 €	43 089 €	19,3%	73 477 €	- 30 388 €
		50 €	154 547 €	182 238 €	27 691 €	15,2%	70 848 €	- 43 158 €
	20 MWh 10 MW	20 €	410 628 €	423 070 €	12 442 €	2,9%	24 787 €	- 12 345 €
		30 €	395 745 €	443 351 €	47 606 €	10,7%	83 928 €	- 36 322 €
		40 €	351 035 €	425 316 €	74 281 €	17,5%	146 954 €	- 72 674 €
		50 €	300 911 €	353 306 €	52 394 €	14,8%	141 696 €	- 89 302 €
	40 MWh 20 MW	20 €	800 479 €	824 618 €	24 139 €	2,9%	49 574 €	- 25 435 €
		30 €	773 186 €	880 306 €	107 121 €	12,2%	167 856 €	- 60 736 €
		40 €	686 590 €	847 001 €	160 411 €	18,9%	293 909 €	- 133 497 €
		50 €	586 067 €	709 312 €	123 245 €	17,4%	283 393 €	- 160 148 €
4 horas	20 MWh 5 MW	20 €	346 517 €	354 453 €	7 936 €	2,2%	19 392 €	- 11 455 €
		30 €	325 373 €	352 468 €	27 095 €	7,7%	52 524 €	- 25 429 €
		40 €	286 209 €	310 295 €	24 086 €	7,8%	71 750 €	- 47 664 €
		50 €	226 210 €	234 988 €	8 778 €	3,7%	58 827 €	- 50 049 €
	40 MWh 10 MW	20 €	676 604 €	693 586 €	16 982 €	2,4%	38 784 €	- 21 801 €
		30 €	632 319 €	681 586 €	49 267 €	7,2%	105 047 €	- 55 780 €
		40 €	558 841 €	615 387 €	56 546 €	9,2%	143 499 €	- 86 953 €
		50 €	440 754 €	444 167 €	3 413 €	0,8%	117 654 €	- 114 241 €
	80 MWh 20 MW	20 €	1 317 744 €	1 345 089 €	27 344 €	2,0%	77 567 €	- 50 223 €
		30 €	1 233 420 €	1 314 008 €	80 588 €	6,1%	210 094 €	- 129 506 €
		40 €	1 102 909 €	1 215 144 €	112 234 €	9,2%	286 998 €	- 174 764 €
		50 €	865 840 €	887 113 €	21 273 €	2,4%	235 307 €	- 214 034 €

A introdução do BESS na participação nos serviços de sistema traduziu-se num aumento dos lucros associados à estratégia de *Load Shifting*, com um incremento médio de 9,9%. Este efeito revelou-se particularmente pronunciado em configurações com baterias de 2 horas de duração, que registaram um crescimento médio de 14,4%, enquanto as baterias com 4 horas de duração apresentaram um aumento mais moderado, de 5,4%. Este resultado advém, sobretudo, de uma maior eficiência do modelo, nomeadamente no que respeita ao aproveitamento do estado de carga da bateria imediatamente após a cessação da sua prestação de serviços de sistema.

Quando a bateria transita de um período de prestação de serviços para um período dedicado à estratégia de *Load Shifting*, a energia previamente armazenada – influenciada pelas ativações “a subir” e “a descer” durante a participação no mercado aFRR – é aproveitada, reduzindo a necessidade de aquisição de energia para arbitragem. No entanto, apesar do impacto positivo deste mecanismo nos lucros, esse benefício encontra-se “mascarado” pelos custos associados à reposição da energia, os quais se materializam assim que se inicia um novo ciclo de prestação de serviços à rede.

No balanço final, o acréscimo de lucro associado à fatia correspondente de *Load Shifting* tende a revelar-se negativo, dado que os custos de reposição de energia excedem os benefícios resultantes do aproveitamento da energia previamente armazenada na bateria. À primeira análise, este resultado poderá sugerir que o modelo, na sua configuração atual, não apresenta condições viáveis. Contudo, ao adotar uma perspetiva mais abrangente sobre a operação do sistema, verifica-se que este balanço negativo é compensado pelos ganhos obtidos durante os períodos em que a bateria se encontra disponível para a prestação de serviços de sistema. Neste contexto, observa-se um aumento nos lucros totais da ordem dos 28,6% para *spreads* de 20 €, podendo atingir até 198,6% para *spreads* de 50 €.

Os custos de reposição são relativamente altos, uma vez que não consideram o preço da energia no momento de reposição, mas sim a necessidade de garantir que a bateria tenha energia suficiente para ser ativada no mercado aFRR. Essa reposição de energia até o valor da potência nominal é necessária, pois, em um mercado simétrico, uma bateria que esteja completamente descarregada não pode oferecer potência para subir (já que não há energia suficiente) e, portanto, não pode ser contratada para descer.

Por todas essas razões, o balanço negativo entre os custos de reposição e os ganhos do *load shifting*, embora desfavorável, faz total sentido no contexto geral do modelo, dado que a participação nos serviços de sistema proporciona uma fonte de receita adicional, que pode equilibrar essa relação ao longo do tempo.

Conclui-se, assim, a análise detalhada do funcionamento do modelo multiestratégico proposto, tal como delineado no início deste estudo. Ao longo deste subcapítulo, foi conduzida uma avaliação sequencial, na qual se analisou progressivamente a introdução de cada componente estratégica. Inicialmente, foram consideradas isoladamente as duas vertentes que constituem o *Load Shifting*; em seguida, avaliou-se o seu comportamento conjunto, até se alcançar a etapa

em que se examinou o impacto da incorporação dos serviços de sistema, os quais atuam como solução de suporte nos períodos em que o *Load Shifting* não está ativo.

Com os MGE devidamente consolidados e analisados, importa agora abordar duas últimas questões fundamentais: (i) a evolução dos principais indicadores ao longo dos anos subsequentes, e (ii) a análise da viabilidade económica associada à implementação e seleção de uma bateria – sendo esta última fortemente condicionada pelas variações expectáveis desses mesmos indicadores no futuro.

4.2.3 Projeção de Receitas e Análise de Viabilidade Económica

É nesta fase do estudo que se torna possível analisar as receitas associadas aos diferentes MGEs, com especial destaque para o MGE Multiestratégico, que constitui o modelo principal deste trabalho. A extrapolação dos resultados obtidos proporciona uma perspetiva de longo prazo sobre o desempenho económico das várias configurações, no contexto de uma análise de sensibilidade aplicada aos principais parâmetros do modelo. Embora esta etapa não represente ainda uma análise económica completa, permite desde já extrair ilações preliminares relevantes.

Para além das estimativas de receita, os resultados projetados incluem indicadores complementares, como o número de ciclos realizados, a duração prevista da bateria e o valor acumulado da receita líquida ao final da sua vida útil. Estes elementos possibilitam uma avaliação inicial da viabilidade económica dos projetos, permitindo identificar, por exemplo, o momento em que o investimento começa a gerar retorno. Dado que os valores de CAPEX e OPEX são previamente conhecidos, estas projeções constituem uma base consistente para a análise económica aprofundada que será desenvolvida nas secções seguintes.

Assim, dando seguimento ao que foi exposto no capítulo de modelação relativamente à projeção de dados futuros (subcapítulo 3.8), apresenta-se de seguida a Tabela 23, que reúne os principais indicadores acumulados ao longo da vida útil da bateria. No entanto, para assegurar uma interpretação clara e objetiva da informação contida na tabela, torna-se pertinente clarificar o conteúdo de cada uma das colunas que compõem a mesma.

- **Investimento** – Indica se o investimento é justificável financeiramente e, caso positivo, em quantos anos ocorre a recuperação do capital inicialmente investido.
- **Receita Líquida** – Reflete o resultado líquido acumulado, considerando os custos, até o momento em que a bateria atinge a sua capacidade mínima operacional de 60%.
- **Duração** – Número de anos de operação da bateria até que esta atinja a capacidade mínima operacional definida.
- **Ciclos** – Número acumulado de ciclos realizados pela bateria ao longo de sua vida útil.

Tabela 23 – Indicadores de projeção dos resultados económico-financeiros

Configuração Bateria		Spread Mínimo	Sensibilidade Mínima				Sensibilidade Máxima			
			Investimento	Receita Líquida	Duração	Ciclos	Investimento	Receita Líquida	Duração	Ciclos
2 horas	10 MWh 5 MW	20 €	Recup. em 13 anos	1 425 731 €	20	7225	Recup. em 11 anos	2 804 094,78 €	20	7235
		30 €	Recup. em 10 anos	2 554 630 €	21	7087	Recup. em 9 anos	4 309 840,03 €	21	7102
		40 €	Recup. em 8 anos	4 137 239 €	23	6579	Recup. em 7 anos	6 527 828,83 €	23	6602
		50 €	Recup. em 7 anos	5 077 693 €	25	5894	Recup. em 6 anos	7 896 242,09 €	25	5921
	20 MWh 10 MW	20 €	Recup. em 13 anos	2 759 829 €	20	7106	Recup. em 11 anos	5 469 440,20 €	20	7115
		30 €	Recup. em 10 anos	4 753 141 €	21	6921	Recup. em 9 anos	8 144 920,68 €	21	6935
		40 €	Recup. em 7 anos	9 213 549 €	23	6312	Recup. em 6 anos	14 114 312,11 €	23	6333
		50 €	Recup. em 7 anos	9 952 970 €	26	5901	Recup. em 7 anos	15 764 560,46 €	26	5928
	40 MWh 20 MW	20 €	Recup. em 13 anos	5 970 120 €	21	7128	Recup. em 11 anos	11 828 541,67 €	21	7138
		30 €	Recup. em 10 anos	9 477 115 €	21	6878	Recup. em 9 anos	16 203 011,17 €	21	6891
		40 €	Recup. em 8 anos	16 291 296 €	23	6429	Recup. em 7 anos	25 544 875,47 €	23	6450
		50 €	Recup. em 7 anos	19 164 519 €	26	5932	Recup. em 7 anos	30 551 742,63 €	26	5958
4 horas	20 MWh 5 MW	20 €	Recup. em 14 anos	2 621 845 €	22	6806	Recup. em 12 anos	5 446 051,46 €	22	6818
		30 €	Recup. em 11 anos	5 055 116 €	24	6426	Recup. em 9 anos	8 889 673,36 €	24	6447
		40 €	Recup. em 9 anos	6 519 717 €	26	5635	Recup. em 8 anos	11 120 054,00 €	26	5661
		50 €	Recup. em 9 anos	8 054 723 €	30	4812	Recup. em 8 anos	13 869 846,73 €	30	4843
	40 MWh 10 MW	20 €	Recup. em 14 anos	5 020 829 €	22	6752	Recup. em 12 anos	10 564 498,09 €	22	6764
		30 €	Recup. em 11 anos	8 876 291 €	24	6300	Recup. em 9 anos	16 148 042,02 €	24	6320
		40 €	Recup. em 9 anos	12 719 647 €	26	5701	Recup. em 8 anos	21 773 271,28 €	26	5726
		50 €	Recup. em 9 anos	15 663 919 €	31	4723	Recup. em 8 anos	27 522 099,15 €	31	4755
	80 MWh 20 MW	20 €	Recup. em 14 anos	9 601 445 €	22	6562	Recup. em 12 anos	20 445 317,02 €	22	6575
		30 €	Recup. em 11 anos	17 410 172 €	24	6133	Recup. em 9 anos	31 628 484,69 €	24	6152
		40 €	Recup. em 9 anos	27 113 450 €	26	5738	Recup. em 8 anos	43 882 492,41 €	26	5595
		50 €	Recup. em 9 anos	30 519 337 €	30	4683	Recup. em 8 anos	52 609 849,53 €	30	4710

A Figura 55 apresenta uma representação gráfica dos valores de receita líquida para ambos os cenários de sensibilidade, constituindo uma forma complementar e mais intuitiva de análise dos resultados.

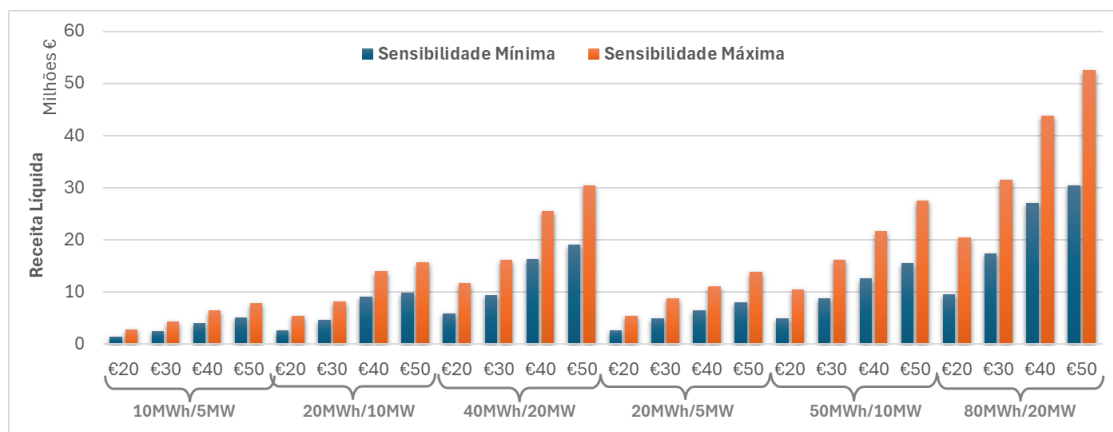


Figura 55 – Perspetiva gráfica do impacto das sensibilidades na receita líquida acumulada

A análise da Tabela 23 permite concluir que:

1. O retorno do investimento verifica-se em todas as hipóteses analisadas

Todas as configurações de bateria testadas apresentam retorno financeiro, assegurando a recuperação do investimento ao longo da vida útil do sistema. Os resultados demonstram que, independentemente da capacidade, da duração ou do *spread* mínimo considerado, o investimento em armazenamento revela-se economicamente justificável do ponto de vista do retorno.

2. O aumento do *spread* mínimo conduz a melhorias significativas na performance económica

Para todas as configurações e em ambas as sensibilidades consideradas, observa-se uma melhoria consistente de todos os indicadores de desempenho à medida que o *spread* mínimo aumenta. Esta evolução positiva traduz-se em lucros acumulados mais elevados, menor tempo de retorno do investimento e maior rentabilidade anual, reforçando o papel central do *spread* na atratividade do investimento.

3. Baterias com a mesma duração apresentam tempos de retorno semelhantes

Comparando baterias com a mesma duração, mas diferentes capacidades, não se registam diferenças relevantes no tempo de retorno do investimento, salvo raras exceções. Este resultado sugere que, mantendo-se constante a relação entre potência e energia, a escala do sistema não altera significativamente o perfil temporal de amortização do CAPEX e OPEX.

4. Baterias de 4 horas demoram mais a justificar o investimento, mas geram lucros superiores a longo prazo

As configurações com maior duração apresentam um tempo de retorno do investimento ligeiramente superior – até dois anos a mais – em comparação com baterias de 2 horas. No entanto, esta diferença inicial é amplamente compensada por uma trajetória de crescimento de receita mais acentuada ao longo do tempo. A explicação reside, em parte, na redução do número de ciclos anuais, que prolonga a vida útil da bateria e permite gerar lucros anuais superiores aos custos operacionais. As receitas líquidas são, em média, 75,5% superiores em baterias de 4 horas.

Do ponto de vista desta análise de carácter mais sintético, torna-se evidente que a configuração mais vantajosa corresponde à bateria de 80 MWh / 20 MW, associada a um *spread* mínimo de 50 €. Esta solução destaca-se por gerar os lucros líquidos mais elevados entre todas as configurações analisadas – podendo superar em até 19,9% a segunda opção mais lucrativa – e por realizar um número reduzido de ciclos, fator que contribui para uma maior durabilidade do sistema. Embora o *payback* não seja o mais baixo registado, mantém-se dentro de um intervalo considerado curto, reforçando a atratividade desta configuração. De forma geral, a estratégia ótima passa por maximizar os lucros líquidos, reduzir o tempo de retorno do investimento e minimizar o número de ciclos realizados, assegurando simultaneamente a eficiência e a longevidade do sistema de armazenamento.

Prosseguindo para uma análise económica mais detalhada do potencial investimento num sistema BESS aplicado ao parque de energia renovável em avaliação –, apresentam-se na Tabela 24 e na Tabela 25 os resultados obtidos para os principais indicadores económicos, correspondentes aos cenários de sensibilidade mínima e máxima, respetivamente. Estas tabelas permitem observar o desempenho do investimento em diferentes contextos, refletindo a sua viabilidade sob distintas condições de mercado.

Estas tabelas, quando analisadas em conjunto, oferecem uma referência comparativa entre os valores associados aos limites inferior e superior das principais variáveis do projeto. Os intervalos identificados para cada um dos indicadores económico-financeiros assumem particular importância, pois permitem avaliar a viabilidade de determinadas configurações e/ou *spreads*, mesmo em cenários adversos.

Considerando que o presente estudo adota uma abordagem conservadora – assumindo um cenário negativo em que as condições se desviam significativamente do previsto – torna-se possível aferir se alguma das opções analisadas mantém, ainda assim, viabilidade económica.

As tabelas agregam o conjunto de indicadores selecionados para esta análise, cuja leitura integrada permite concluir, com base no modelo de gestão de energia multiestratégico desenvolvido neste trabalho, se os investimentos propostos são justificáveis do ponto de vista económico-financeiro.

Tabela 24 – Indicadores económico-financeiros relativos à sensibilidade mínima

Configuração Bateria		Spread Mínimo	Receita Líquida	Payback Time (anos)	NPV				TIR	LCOS (€/MWh)
					6%	8%	10%	12%		
2 horas	10 MWh 5 MW	20 €	1 425 731 €	13	-356 228 €	-697 561 €	-966 373 €	-1 181 121 €	4,3%	58,84 €
		30 €	2 554 630 €	10	249 721 €	-184 050 €	-523 627 €	-793 582 €	7,1%	60,15 €
		40 €	4 137 239 €	8	1 035 070 €	471 735 €	35 918 €	-307 228 €	10,2%	64,79 €
		50 €	5 077 693 €	7	1 466 225 €	829 757 €	341 751 €	-39 900 €	11,8%	71,96 €
	20 MWh 10 MW	20 €	2 759 829 €	13	-760 531 €	-1 435 229 €	-1 966 712 €	-2 391 406 €	4,2%	59,67 €
		30 €	4 753 141 €	10	299 899 €	-538 352 €	-1 194 637 €	-1 716 413 €	6,7%	61,38 €
		40 €	9 213 549 €	7	2 648 901 €	1 451 130 €	522 519 €	-210 144 €	11,4%	67,14 €
		50 €	9 952 970 €	7	2 693 108 €	1 436 927 €	479 390 €	-265 963 €	11,2%	72,24 €
	40 MWh 20 MW	20 €	5 970 120 €	13	-1 450 085 €	-2 842 742 €	-3 931 614 €	-4 796 164 €	4,4%	59,87 €
		30 €	9 477 115 €	10	596 167 €	-1 076 636 €	-2 386 704 €	-3 428 575 €	6,7%	61,71 €
		40 €	16 291 296 €	8	4 069 383 €	1 843 473 €	119 185 €	-1 240 173 €	10,2%	66,09 €
		50 €	19 164 519 €	7	4 978 943 €	2 525 743 €	656 217 €	-798 692 €	10,8%	71,91 €
4 horas	20 MWh 5 MW	20 €	2 621 845 €	14	-782 937 €	-1 407 660 €	6 706 217 €	5 251 308 €	4,1%	56,36 €
		30 €	5 055 116 €	11	418 571 €	-403 828 €	-1 892 151 €	-2 274 150 €	6,9%	59,84 €
		40 €	6 519 717 €	9	1 068 889 €	131 967 €	-1 034 788 €	-1 528 059 €	8,3%	67,76 €
		50 €	8 054 723 €	9	1 594 083 €	547 481 €	-580 148 €	-1 132 932 €	9,3%	79,32 €
	40 MWh 10 MW	20 €	5 020 829 €	14	-1 677 283 €	-2 907 256 €	-5 185 030 €	-5 785 281 €	3,9%	56,75 €
		30 €	8 876 291 €	11	166 169 €	-1 377 997 €	-3 861 482 €	-4 614 114 €	6,2%	60,88 €
		40 €	12 719 647 €	9	1 976 318 €	129 009 €	-2 562 436 €	-3 488 196 €	8,2%	67,06 €
		50 €	15 663 919 €	9	2 817 322 €	767 454 €	-1 275 274 €	-2 365 520 €	8,9%	80,99 €
	80 MWh 20 MW	20 €	9 601 445 €	14	-3 560 396 €	-5 980 486 €	-10 658 905 €	-11 826 302 €	3,8%	58,15 €
		30 €	17 410 172 €	11	218 992 €	-2 835 281 €	-7 859 148 €	-9 341 788 €	6,1%	62,31 €
		40 €	27 113 450 €	9	4 479 649 €	655 257 €	-5 180 286 €	-7 014 851 €	8,4%	66,98 €
		50 €	30 519 337 €	9	5 657 323 €	1 614 153 €	-2 236 389 €	-4 471 999 €	9,0%	81,26 €

Tabela 25 – Indicadores económico-financeiros relativos à sensibilidade máxima

Configuração Bateria		Spread Mínimo	Receita Líquida	Payback Time (anos)	NPV				TIR	LCOS (€/MWh)
					6%	8%	10%	12%		
2 horas	10 MWh 5 MW	20 €	2 804 095 €	11	250 381 €	-222 771 €	-589 693 €	-878 366 €	7,0%	58,77 €
		30 €	4 309 840 €	9	998 401 €	397 264 €	-65 600 €	-427 590 €	9,7%	60,04 €
		40 €	6 527 829 €	7	1 992 528 €	1 203 436 €	604 693 €	142 133 €	12,7%	64,60 €
		50 €	7 896 242 €	6	2 532 574 €	1 633 789 €	959 936 €	444 256 €	14,2%	71,68 €
	20 MWh 10 MW	20 €	5 469 440 €	11	432 813 €	-500 973 €	-1 225 325 €	-1 795 377 €	6,9%	59,61 €
		30 €	8 144 921 €	9	1 747 182 €	585 531 €	-309 002 €	-1 008 652 €	9,3%	61,27 €
		40 €	14 114 312 €	6	4 622 730 €	2 962 454 €	1 699 561 €	721 517 €	13,9%	66,94 €
		50 €	15 764 560 €	7	4 822 785 €	3 030 282 €	1 696 546 €	682 264 €	13,7%	71,95 €
	40 MWh 20 MW	20 €	11 828 542 €	11	1 042 690 €	-908 893 €	-2 409 226 €	-3 580 739 €	7,0%	59,79 €
		30 €	16 203 011 €	9	3 468 521 €	1 154 518 €	-628 024 €	-2 022 720 €	9,2%	61,61 €
		40 €	25 544 875 €	7	7 788 943 €	4 689 514 €	2 334 204 €	511 895 €	12,7%	65,90 €
		50 €	30 551 743 €	7	9 149 869 €	5 645 774 €	3 039 198 €	1 057 465 €	13,3%	71,64 €
4 horas	20 MWh 5 MW	20 €	5 446 051 €	12	375 329 €	-517 898 €	-1 197 756 €	-1 723 955 €	6,8%	56,27 €
		30 €	8 889 673 €	9	1 897 217 €	714 889 €	-172 787 €	-852 207 €	9,6%	59,67 €
		40 €	11 120 054 €	8	2 740 345 €	1 378 848 €	369 603 €	-395 089 €	10,9%	67,48 €
		50 €	13 869 847 €	8	3 476 043 €	1 915 353 €	785 731 €	-54 621 €	11,9%	78,87 €
	40 MWh 10 MW	20 €	10 564 498 €	12	598 094 €	-1 158 867 €	-2 496 616 €	-3 532 385 €	6,6%	56,66 €
		30 €	16 148 042 €	10	2 968 754 €	741 991 €	-929 239 €	-2 207 928 €	8,8%	60,71 €
		40 €	21 773 271 €	8	5 267 661 €	2 584 763 €	595 619 €	-911 804 €	10,7%	66,80 €
		50 €	27 522 099 €	8	6 543 251 €	3 458 034 €	1 238 780 €	-404 336 €	11,5%	80,52 €
	80 MWh 20 MW	20 €	20 445 317 €	12	896 184 €	-2 554 537 €	-5 183 507 €	-7 220 259 €	6,5%	58,06 €
		30 €	31 628 485 €	10	5 711 604 €	1 322 886 €	-1 974 360 €	-4 499 754 €	8,7%	62,14 €
		40 €	43 882 492 €	8	10 802 056 €	5 414 138 €	1 415 792 €	-1 616 972 €	10,9%	68,17 €
		50 €	52 609 850 €	8	12 843 578 €	6 846 280 €	2 497 225 €	-743 980 €	11,5%	80,85 €

As colunas relativas à *Receita Líquida* e ao *Payback Time* já haviam sido apresentadas na Tabela 23. Com a Tabela 24 e a Tabela 25, foram agora introduzidas novas colunas que incluem: *NPV* (para taxas de desconto de 6%, 8%, 10% e 12%), *TIR* e *LCOS*, permitindo uma avaliação mais completa da viabilidade económica dos diferentes cenários analisados. E, mais uma vez, com uma análise superficial da tabela se retira que baterias de 4 horas não são viáveis, por conta do elevado investimento inicial.

1. O NPV é mais elevado para configurações com retorno rápido do investimento, penalizando aquelas que apresentam lucros tardios ou margens reduzidas

O NPV destaca a relevância de *spreads* mais elevados e valoriza configurações com recuperação mais rápida do investimento. Para a sensibilidade mínima – que serve de base prudente para a tomada de decisão em cenários menos favoráveis –, verifica-se que *spreads* baixos, como 20 € e 30 €, não permitem obter NPVs positivos para taxas de desconto superiores a 6%, o que os torna particularmente expostos ao risco económico. A partir de *spreads* de 40 €, no entanto, surgem NPVs positivos já para taxas de 10% (na sensibilidade mínima) e de 12% (na sensibilidade máxima), revelando opções de investimento mais robustas e seguras face à desvalorização dos fluxos de caixa.

As baterias de 2 horas assumem aqui especial relevância: embora apresentem lucros líquidos inferiores ao longo da vida útil, alcançam NPVs mais elevados para taxas de desconto mais elevadas, beneficiando de uma recuperação mais rápida do investimento, o que mitiga o impacto da taxa de desconto. Este resultado contrasta com a análise operacional anterior, onde as baterias de 4 horas se destacavam, evidenciando a importância de uma avaliação económica detalhada que considere o valor temporal do dinheiro.

2. A TIR reforça a viabilidade económica e acompanha positivamente o aumento do *spread*

A TIR confirma a viabilidade dos investimentos analisados, mesmo em cenários conservadores. Todos os valores obtidos para a TIR são positivos em ambas as sensibilidades, o que reforça a atratividade das diferentes configurações. Verifica-se ainda uma relação direta entre o aumento do *spread* e o aumento da TIR, com valores particularmente relevantes a partir de *spreads* mínimos de 40 €. No caso da sensibilidade mínima, as baterias de 2 horas já ultrapassam os 10% de TIR, enquanto as de 4 horas se situam acima dos 9%. Estes valores podem atingir os 14% e quase 12%, respetivamente, no cenário de sensibilidade máxima, consolidando o potencial económico do investimento.

3. O LCOS sofre apenas variações ligeiras entre diferentes durações de bateria, mas é penalizado com o aumento do *spread* mínimo

O LCOS mantém-se relativamente estável entre os dois cenários de sensibilidade considerados, uma vez que depende sobretudo do investimento inicial, dos custos de operação e manutenção, da energia movimentada ao longo da vida útil da bateria e da própria duração do sistema. Como os dois primeiros fatores (CAPEX e OPEX) se mantêm constantes entre sensibilidades, e os

restantes não variam significativamente, o impacto da sensibilidade sobre o LCOS é reduzido. De forma geral, as baterias com duração de 4 horas apresentam LCOS mais elevados, resultado da menor frequência de utilização ao longo do ano, conjugada com um investimento inicial e custos operacionais superiores. Observa-se ainda uma tendência de aumento do LCOS à medida que o *spread* mínimo aumenta, explicada pela redução do número de ciclos realizados, o que diminui a energia útil movimentada e, conseqüentemente, eleva o custo nivelado por MWh. No entanto, mesmo em cenários de expansão significativa da capacidade instalada, não se verifica um aumento proporcional do LCOS em que um aumento da capacidade em 300% resulta, no máximo, num aumento de 4,1% do LCOS. Este desfasamento evidencia a existência de economias de escala e ganhos de eficiência nas soluções de maior dimensão.

Há ainda a destacar, no âmbito da TIR, o papel da Taxa Mínima de Atratividade (TMA), definida como a taxa mínima de retorno exigida para que um investimento seja considerado economicamente viável. Esta taxa, geralmente estabelecida pelo investidor, instituição financeira ou entidade decisora, serve como referência direta para a avaliação da TIR, assumindo-se, por isso, como um critério central na análise da viabilidade económica de projetos.

A TMA está intrinsecamente associada à perceção de risco: projetos com maior risco implicam, tendencialmente, uma TMA mais elevada. A sua determinação pode basear-se em diversos fatores, como o custo médio ponderado do capital (WACC), o risco setorial ou indicadores de mercado, sendo da responsabilidade do investidor ou entidade promotora.

Neste contexto, os valores de TIR apurados – entre 9% e 14% – evidenciam um desempenho económico muito favorável, sobretudo quando confrontados com as TMA habitualmente aplicadas no setor da energia. Segundo Grimaldi *et al.* (2025), a TMA típica para investimentos no setor de energias renováveis situa-se entre 8% e 9%, valor frequentemente superado pelas TIRs observadas neste estudo. Já Bush (2024) refere que TIRs na ordem dos 10% a 12% se inserem na gama de viabilidade para projetos desta natureza. Assim, independentemente do referencial adotado, os resultados obtidos reforçam a solidez económica das configurações analisadas.

Por outro lado, a análise do LCOS carece de dados comparativos específicos para projetos idênticos, o que dificulta uma avaliação direta da competitividade dos valores obtidos. No entanto, é possível comparar o LCOS dos BESS com o LCOE de outras tecnologias do setor renovável, como forma de aferir a sua posição relativa no mercado, segundo um relatório da agência Lazard (Lazard, 2024), eis alguns LCOEs relevantes:

- **Solar fotovoltaico** (*utility-scale*): 27 a 86 €/MWh
- **Eólico onshore**: 25 a 68 €/MWh
- **Eólico offshore**: 69 a 129 €/MWh

A análise dos valores apresentados permite concluir que os BESS se estão a tornar cada vez mais competitivos no setor das energias renováveis, particularmente quando se analisa o LCOE.

A própria Lazard publicou um estudo específico sobre o LCOS para baterias, no qual se estima que sistemas de baterias com uma duração de duas horas apresentam um LCOS entre 87 e 150 €/MWh, enquanto para baterias de quatro horas esse intervalo situa-se entre 150 e 250 €/MWh (Lazard, 2021). Importa ressaltar que estes valores correspondem ao ano de 2021, podendo, desde então, ter sido objeto de reduções, dada a contínua evolução tecnológica e a redução dos custos associados a sistemas de armazenamento.

Complementarmente, segundo a BloombergNEF, para sistemas de baterias com uma duração de quatro horas utilizados em configurações multiuso, estima-se um LCOS entre 120 e 200 €/MWh (Vasdev, 2023). Este intervalo de valores demonstra que, no contexto do presente estudo, os sistemas BESS apresentam um LCOE competitivo, o que reforça a sua viabilidade económica e a atratividade crescente no atual panorama energético.

Ainda assim, para além de toda a análise anteriormente desenvolvida, e com o objetivo de dissipar em definitivo algumas das incertezas levantadas ao longo do estudo, foi realizada uma avaliação adicional considerando duas configurações alternativas de bateria – 100 MWh / 50 MW e 200 MWh / 50 MW. Esta análise suplementar visou testar a robustez dos resultados obtidos, nomeadamente no contexto de sistemas de maior escala.

No cenário de sensibilidade máxima, como seria expectável, a receita líquida aumenta, atingindo aproximadamente 81 milhões de euros para a bateria de 2 horas e 136 milhões de euros para a bateria de 4 horas. Estes valores correspondem, respetivamente, a um NPV de cerca de 3 milhões de euros, com uma taxa de desconto de 12% para a bateria de 2 horas, e de 4 milhões de euros, com uma taxa de desconto de 10% para a bateria de 4 horas. Importa, no entanto, salientar que os restantes indicadores económicos se mantêm praticamente inalterados, sobretudo para *spreads* mínimos superiores a 40 €. O tempo de retorno do investimento mantém-se estável, a TIR varia entre 10% e 14%, e o LCOS permanece no intervalo dos 70 a 80 €/MWh.

Esta avaliação suplementar confirma que o aumento da escala dos sistemas de armazenamento favorece a viabilidade do modelo multiestratégico desenvolvido, com especial relevância para baterias de menor duração 2 horas. Para uma análise mais aprofundada, recomenda-se a consulta do Apêndice B.

Deste modo, conclui-se que, do ponto de vista da bancabilidade, o aumento da capacidade e da potência da bateria resulta em indicadores económicos mais favoráveis, visto que se observa uma melhoria do NPV, a manutenção de valores atrativos do LCOE e uma TIR próxima ou superior à TMA. Contudo, importa salientar que esta evolução positiva nos indicadores económicos está associada a um investimento inicial significativamente mais elevado, o que constitui um dos principais fatores limitativos à adoção de sistemas de maior dimensão.

Por fim, procede-se à análise de um último indicador: o *Cost per Cycle*, que, embora apresentado nesta fase final, assume particular relevância devido à sua utilidade prática e facilidade de interpretação. Para tal, foram calculados os valores de CpC para cada configuração analisada, bem como as respetivas receitas por ciclo, determinadas pela divisão entre a receita líquida acumulada ao longo da vida útil da bateria e o número total de ciclos realizados. Esta avaliação foi realizada para ambos os cenários de sensibilidade, abrangendo tanto os MGE com estratégias isoladas como o MGE Multiestratégico. De notar que, em alguns MGE, os valores de CpC e/ou de receita por ciclo apresentam-se elevados. Esta situação decorre, essencialmente, do reduzido número de ciclos anuais associados ao modelo em análise, aliado à normalização da análise para um horizonte temporal de 20 anos, de modo a facilitar a comparação entre os modelos. Como resultado, os custos e receitas totais concentram-se num número limitado de ciclos, amplificando os valores unitários por ciclo.

A presente análise confirmou aquilo que diversos autores, referenciados no capítulo do estado da arte, já haviam identificado: a estratégia de *curtailment*, quando aplicada isoladamente, revela-se economicamente inviável, tal como sucede com a arbitragem para algumas configurações. No entanto, quando estas estratégias são combinadas com a prestação de serviços de sistema – no âmbito do Modelo Multiestratégico – tornam-se bastante viáveis economicamente.

Relativamente aos valores elevados observados no MGE centrado exclusivamente na prestação de serviços de sistema, importa salientar que, embora os resultados se revelem aparentemente promissores, a elevada incerteza quanto à estabilidade futura deste mercado compromete significativamente a sua atratividade do ponto de vista do investimento.

Esta instabilidade introduz um risco acrescido que afeta negativamente a bancabilidade do projeto, afastando potenciais investidores. Em contraste, as estratégias baseadas na arbitragem e na mitigação do *curtailment* apresentam-se como opções mais estáveis e previsíveis, sendo por isso consideradas mais bancáveis e atrativas para o financiamento.

Com o objetivo de reforçar a compreensão dos resultados obtidos, alguns indicadores económicos relativos ao MGE *Load Shifting* encontram-se detalhados nos Apêndices C e D. No Apêndice C são apresentados os valores do CpC e as respetivas receitas por ciclo para cada configuração, enquanto o Apêndice D reúne os indicadores económicos de *payback* e TIR. Verifica-se, no Apêndice C, uma melhoria do CpC face aos modelos baseados em estratégias isoladas, com exceção do modelo centrado nos serviços de sistema. Ainda assim, o desempenho do MGE *Load Shifting* permanece inferior ao do modelo MGE Multiestratégico, cujas receitas por ciclo são mais elevadas – em grande parte devido à contribuição dos serviços de sistema – e cujo CpC é mais reduzido. No Apêndice D, observam-se receitas mais baixas, prazos de *payback* mais longos e TIRs significativamente inferiores. Destaca-se ainda que o Apêndice D inclui o MGE Arbitragem de Energia, cujos resultados reforçam igualmente a baixa viabilidade económica do modelo.

Tabela 26 – CoC e receita por ciclo para cada configuração para os diferentes MGE

Configuração Bateria		Spread Mínimo	MGE Curtailment			MGE Arbitragem de Energia			MGE Serviços de Sistema			MGE Multiestratégico		
			Sens. Min	Sens. Max	CpC	Sens. Min	Sens. Max	CpC	Sens. Min	Sens. Max	CpC	Sens. Min	Sens. Max	CpC
2 horas	10 MWh 5 MW	20 €	840 €	1 357 €	3 194 €	465 €	599 €	627 €	6 093 €	8 010 €	2 320 €	674 €	863 €	533 €
		30 €	884 €	1 428 €	3 194 €	509 €	665 €	627 €	6 093 €	8 010 €	2 320 €	851 €	1 096 €	533 €
		40 €	946 €	1 529 €	3 194 €	594 €	819 €	627 €	6 093 €	8 010 €	2 320 €	1 167 €	1 525 €	533 €
		50 €	979 €	1 582 €	3 194 €	684 €	994 €	627 €	6 093 €	8 010 €	2 320 €	1 474 €	1 943 €	533 €
	20 MWh 10 MW	20 €	1 718 €	2 776 €	6 389 €	929 €	1 198 €	1 255 €	12 674 €	16 662 €	4 639 €	1 357 €	1 736 €	1 067 €
		30 €	1 818 €	2 938 €	6 389 €	1 021 €	1 335 €	1 255 €	12 674 €	16 662 €	4 639 €	1 691 €	2 177 €	1 067 €
		40 €	1 964 €	3 173 €	6 389 €	1 191 €	1 641 €	1 255 €	12 674 €	16 662 €	4 639 €	2 582 €	3 347 €	1 067 €
		50 €	1 995 €	3 224 €	6 389 €	1 375 €	1 996 €	1 255 €	12 674 €	16 662 €	4 639 €	2 921 €	3 888 €	1 067 €
	40 MWh 20 MW	20 €	3 462 €	5 594 €	12 778 €	1 858 €	2 396 €	2 509 €	22 879 €	30 079 €	9 279 €	2 788 €	3 605 €	2 134 €
		30 €	3 645 €	5 890 €	12 778 €	2 041 €	2 703 €	2 509 €	22 879 €	30 079 €	9 279 €	3 400 €	4 369 €	2 134 €
		40 €	3 957 €	6 394 €	12 778 €	2 377 €	3 274 €	2 509 €	22 879 €	30 079 €	9 279 €	4 738 €	6 157 €	2 134 €
		50 €	4 007 €	6 474 €	12 778 €	2 747 €	3 990 €	2 509 €	22 879 €	30 079 €	9 279 €	5 686 €	7 573 €	2 134 €
4 horas	20 MWh 5 MW	20 €	1 651 €	2 667 €	5 750 €	879 €	1 149 €	1 129 €	12 096 €	15 902 €	4 176 €	1 313 €	1 725 €	960 €
		30 €	1 801 €	2 911 €	5 750 €	986 €	1 323 €	1 129 €	12 096 €	15 902 €	4 176 €	1 788 €	2 377 €	960 €
		40 €	1 865 €	3 014 €	5 750 €	1 127 €	1 595 €	1 129 €	12 096 €	15 902 €	4 176 €	2 320 €	3 122 €	960 €
		50 €	1 964 €	3 173 €	5 750 €	1 127 €	1 595 €	1 129 €	12 096 €	15 902 €	4 176 €	3 085 €	4 266 €	960 €
	40 MWh 10 MW	20 €	3 361 €	5 431 €	11 500 €	1 754 €	2 293 €	2 258 €	23 970 €	31 512 €	8 351 €	2 615 €	3 429 €	1 920 €
		30 €	3 636 €	5 875 €	11 500 €	1 970 €	2 678 €	2 258 €	23 970 €	31 512 €	8 351 €	3 452 €	4 592 €	1 920 €
		40 €	3 752 €	6 062 €	11 500 €	2 259 €	3 195 €	2 258 €	23 970 €	31 512 €	8 351 €	4 530 €	6 091 €	1 920 €
		50 €	3 959 €	6 397 €	11 500 €	2 551 €	3 857 €	2 258 €	23 970 €	31 512 €	8 351 €	6 217 €	8 669 €	1 920 €
	80 MWh 20 MW	20 €	6 400 €	10 340 €	23 000 €	3 520 €	4 600 €	4 517 €	45 355 €	59 626 €	16 702 €	5 313 €	6 952 €	3 841 €
		30 €	6 983 €	11 283 €	23 000 €	3 944 €	5 362 €	4 517 €	45 355 €	59 626 €	16 702 €	7 036 €	9 325 €	3 841 €
		40 €	7 236 €	11 692 €	23 000 €	4 520 €	6 393 €	4 517 €	45 355 €	59 626 €	16 702 €	9 335 €	12 528 €	3 841 €
		50 €	7 632 €	12 332 €	23 000 €	5 102 €	7 713 €	4 517 €	45 355 €	59 626 €	16 702 €	12 318 €	16 936 €	3 841 €

5 Conclusão

5.1 Conclusões do Trabalho

Após uma análise extensiva, que abordou de forma detalhada diversas possibilidades de configurações de baterias, *spreads* e, sobretudo, estratégias de operação, é possível retirar um conjunto de conclusões que evidencia a utilidade e a pertinência deste trabalho. As várias alternativas analisadas, combinadas com uma avaliação económica detalhada, permitiram identificar tendências e padrões relevantes para o desenvolvimento e investimento em sistemas de armazenamento de energia com recurso a baterias.

Apesar de terem sido adotadas algumas simplificações metodológicas, estas foram sempre orientadas para uma abordagem conservadora, não comprometendo a robustez dos resultados obtidos. As conclusões que se seguem integram os aspetos técnicos e económicos analisados, proporcionando uma visão global da viabilidade dos modelos estudados e das suas implicações estratégicas no atual contexto energético.

A partir da análise dos modelos propostos, com particular enfoque na componente económica, verificou-se a inviabilidade dos modelos baseados em estratégias isoladas. O MGE *Curtailment* revelou-se totalmente inviável do ponto de vista económico, uma vez que não gera receitas por ciclo suficientes para cobrir o CpC, tornando desnecessária a análise de outros indicadores económicos. No caso do modelo que envolve apenas arbitragem de energia, embora algumas configurações consigam gerar receitas por ciclo superiores ao CpC, a avaliação económica global deste modelo aponta para TIRs muito reduzidas (conferir Apêndice D), não ultrapassando os 3%. Este desempenho deve-se ao facto de os lucros surgirem de forma tardia, não sendo suficientes para compensar o investimento inicial numa perspetiva de longo prazo. Já o modelo centrado nos serviços de sistema, apesar da sua elevada rentabilidade, não é considerado bancável, uma vez que não garante receitas estáveis e está sujeito a mercados altamente voláteis, ao contrário do mercado diário utilizado para arbitragem.

Neste enquadramento, o modelo MGE Multiestratégico destacou-se como a alternativa com maior consistência, apresentando lucros totais médios 547% superiores ao MGE *Curtailment*, 138% superiores ao MGE *Arbitragem* de Energia e 105% superiores ao MGE *Load Shifting*. Para além disso, é o único modelo a apresentar indicadores económicos verdadeiramente sólidos, com *paybacks* inferiores a 10 anos, NPVs positivos mesmo para taxas de desconto elevadas e TIRs acima de 10%, alinhadas com as TMAs habitualmente adotadas no setor.

Outra conclusão relevante prende-se com a duração ótima da bateria. Ao longo do estudo, baterias de maior duração demonstraram melhor desempenho operacional – em termos de energia movimentada, receitas totais e receitas por ciclo – sugerindo inicialmente serem a opção mais vantajosa. No entanto, a análise económica revelou que as baterias com duração de 2 horas se apresentam como a escolha mais eficiente. Esta conclusão deve-se ao menor

CAPEX e OPEX associados, que, apesar de conduzirem a lucros absolutos mais baixos, permitem uma recuperação mais rápida do investimento (até dois anos mais cedo), o que se traduz em indicadores mais atrativos para investidores. Em resumo, embora as baterias de 4 horas apresentem melhor desempenho técnico, os investimentos mais elevados necessários diluem essa vantagem.

No que diz respeito aos *spreads*, apesar de não constituírem um fator de decisão crítica – uma vez que dependem da estratégia adotada e não representam uma escolha fixa ou definitiva –, verificou-se que, tanto do ponto de vista operacional como económico, *spreads* elevados (nomeadamente 50 €) tendem a proporcionar melhores resultados.

Quanto à configuração da bateria, tendo em conta que as baterias com *C-rate* de 0,5 se revelaram as mais indicadas do ponto de vista do investimento, a configuração de 40 MWh / 20 MW destacou-se pelo seu desempenho económico. De acordo com a análise de sensibilidade realizada, esta bateria é capaz de gerar receitas líquidas entre 19 e 31 milhões de euros, recuperando o investimento em apenas sete anos, atingindo NPVs superiores a um milhão de euros mesmo com taxas de desconto acima dos 8%, obtendo TIRs entre 10,8% e 13,2%, e apresentando um LCOS na ordem dos 70 €/MWh – um valor competitivo no contexto das energias renováveis. Mesmo nos cenários mais desfavoráveis, com variações negativas nos pressupostos económicos, esta configuração mantém resultados suficientemente sólidos para garantir a viabilidade do investimento e confirmar a sua resiliência face ao risco.

A vantagem económica das baterias com duas horas de duração é ainda reforçada por um aspeto adicional de relevância. Estas configurações proporcionam uma maior flexibilidade para expansões futuras, permitindo, caso o investimento venha a justificar-se, o aumento da capacidade de armazenamento. Nessa perspetiva, a configuração inicialmente instalada mantém-se plenamente funcional e compatível com uma eventual ampliação, garantindo o aproveitamento dos recursos previamente implementados e facilitando a adaptação a novas exigências técnicas ou alterações nas condições de mercado.

Adicionalmente, no caso de investidores com capacidade para suportar um investimento significativamente mais elevado, baterias de 2 horas com potências superiores – 100 MWh / 50 MW – mostraram-se ainda mais interessantes. Esta configuração pode atingir receitas líquidas da ordem dos 80 milhões de euros (conferir Apêndice B). Embora não reduza o tempo de *payback*, alcança um NPV de aproximadamente 3 milhões de euros para uma taxa de desconto de 12%, uma TIR próxima de 14% e um LCOS apenas 5 €/MWh acima do registado para uma bateria com 40% da sua capacidade energética e potência nominal.

Importa ainda referir que existem margens de melhoria no desempenho económico dos projetos, e que diversos fatores poderão contribuir para a otimização dos indicadores financeiros. Um dos principais fatores passa pela redução dos custos de CAPEX, conforme abordado ao longo do trabalho e ilustrado na Figura 56, onde se evidencia uma tendência clara de decréscimo nos custos de investimento e, por consequência, nos custos operacionais. Esta

redução tem o potencial de aumentar significativamente a atratividade dos projetos, ao diminuir o investimento inicial necessário e melhorar indicadores como o *payback*, NPV e a TIR.

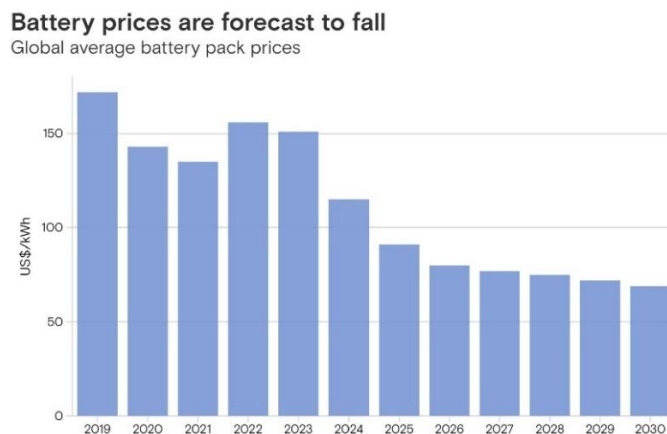


Figura 56 – Tendência futura do CAPEX de baterias (Fonte: Wood Mackenzie, SNE Research, Goldman Sachs Research)

Por exemplo, uma redução do CAPEX de 550 000 € para 400 000 €/MWh (que acompanha a tendência de queda de aproximadamente 30% do CAPEX até 2030), nas condições assumidas neste estudo, eleva as TIRs médias de uma faixa entre 7,6% e 10,2% para um intervalo entre 12,7% e 15,3%, podendo, em algumas configurações, atingir os 20%. Simultaneamente, esta redução de CAPEX resulta num aumento mínimo de 52,3% do NPV para uma taxa de desconto de 10%, demonstrando de forma clara o impacto significativo dos custos de investimento na viabilidade económica dos projetos analisados.

Outra ferramenta relevante para melhorar os indicadores económicos de projetos de armazenamento é o recurso a apoios e fundos europeus ou nacionais. O impacto destes instrumentos é direto: funcionam como uma redução do investimento inicial, atuando, na prática, como uma forma de amortização parcial dos custos de capital. Ao beneficiar deste tipo de apoio, o investidor suporta um CAPEX efetivamente mais baixo, o que contribui para o aumento da rentabilidade do projeto e para a redução do prazo de recuperação do investimento.

Além disso, a melhoria dos indicadores económicos pode estar igualmente relacionada com o modelo de operação adotado. Embora o modelo desenvolvido neste estudo tenha sido concebido em conformidade com as expectativas iniciais e se revele funcional, é razoável admitir a possibilidade de aperfeiçoamentos ou abordagens alternativas que não foram contempladas ao longo do trabalho e que possam potenciar uma maior viabilidade económica. A participação em mercados complementares constitui uma dessas possibilidades, ao permitir a diversificação das fontes de receita e a otimização da utilização do sistema de armazenamento.

Em suma, apesar dos resultados alcançados demonstrarem a viabilidade do investimento em BESS, subsistem múltiplos fatores que devem ser considerados para maximizar a atratividade e

segurança do projeto – um objetivo central para qualquer investidor, seja no setor do armazenamento de energia ou em outros domínios.

5.2 Trabalhos Futuros

Para finalizar este trabalho, indicam-se possibilidades de desenvolvimento futuro que podem complementar ou aprofundar os resultados aqui apresentados. O presente estudo poderá servir de base para investigações em diversas vertentes, quer no aperfeiçoamento técnico e económico do modelo proposto, quer na sua adaptação a contextos tecnológicos e operacionais distintos. À medida que novas tecnologias de armazenamento evoluem em termos de maturidade e viabilidade comercial, esta metodologia poderá ser utilizada como ponto de comparação, permitindo avaliar o desempenho de soluções alternativas face aos sistemas BESS aqui analisados.

Uma das possibilidades de extensão do trabalho passa pelo aperfeiçoamento dos MGEs, nomeadamente através da introdução de diferentes estratégias de gestão, com destaque para a exploração de mercados adicionais além dos já considerados, como os mercados de capacidade ou de flexibilidade local (comunidades de energia). A integração de uma modelação financeira mais detalhada, contemplando diferentes regimes de incentivos, apoios públicos e até estratégias de financiamento como o *leasing*, permitiria obter uma análise económica mais realista e sensível às condições de mercado.

A localização geográfica do sistema de armazenamento é outro fator que poderá ser incorporado em análises futuras, dado o seu impacto direto nos preços de mercado, nos custos de ligação à rede e na disponibilidade de serviços de sistema. A exploração de outras configurações de baterias, variando tanto a potência como a capacidade, poderá permitir a identificação de soluções ainda mais otimizadas em função de diferentes perfis de utilização.

Adicionalmente, poderá ser relevante considerar períodos de indisponibilidade do sistema, nomeadamente devido a operações de manutenção programada ou não programada, o que teria impacto direto na receita anual e, conseqüentemente, nos indicadores de viabilidade económica. A análise da escalabilidade dos sistemas BESS também se apresenta como uma linha de investigação pertinente, permitindo avaliar a replicabilidade do modelo em diferentes dimensões e contextos, desde aplicações residenciais até projetos de escala industrial.

Outro eixo importante de aprofundamento prende-se com a análise do impacto da redução dos custos de investimento e operação, acompanhando a tendência decrescente dos valores de CAPEX e OPEX observada no setor. Finalmente, uma vertente ainda não explorada, mas de grande relevância, consiste na avaliação ambiental do projeto, incluindo um estudo do ciclo de vida (LCA), de forma a quantificar os impactos ambientais associados à produção, utilização e fim de vida das baterias.

Bibliografia

Agência Portuguesa do Ambiente (2024) *Energia e Clima – Energias Renováveis* [Online]. Disponível em: <https://rea.apambiente.pt/content/energias-renov%C3%A1veis> [Acedido a 20 fevereiro 2025].

AIR4NRG (s.d.) *About the Project* [Online]. Disponível em: <https://air4nrg.eu/about-the-project/> [Acedido a 20 abril 2025].

Amiryar, M.E. & Pullen, K.R. (2017) 'A review of flywheel energy storage system technologies and their applications', *Applied Sciences*, 7(3), artigo 286. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/app7030286>

Aneke, M. & Wang, M. (2016) 'Energy storage technologies and real life applications – a state of the art review', *Applied Energy*, 179(C), pp. 350–377. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.06.097>

BloombergNEF (2024) *Lithium-Ion Battery Pack Prices See Largest Drop Since 2017, Falling to \$115 per Kilowatt-Hour* [Online]. Disponível em: <https://about.bnef.com/blog/lithium-ion-battery-pack-prices-see-largest-drop-since-2017-falling-to-115-per-kilowatt-hour-bloombergnef/> [Acedido a 20 abril 2025].

Bush, J. (2024) *GB BESS Outlook Q3 2024: Battery business case and investment outlook* [Online]. Disponível em: <https://modoenergy.com/research/gb-bess-outlook-aug-24-battery-energy-storage-business-case-and-investment-capex-irr-returns> [Acedido a 14 junho 2025].

DGEG – Direção Geral de Energia e Geologia (s.d.) *MIBEL* [Online]. Disponível em: <https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-transversais/mercados-e-mecanismos-de-capacidade/mibel/> [Acedido a 17 março 2025].

Dongxu, H., Xingjian, D., Wen, L., Yangli, Z., Xuehui, Z., Haisheng, C. & Zhilai, Z. (2023) 'A review of flywheel energy storage rotor materials and structures', *Journal of Energy Storage*, 74, artigo 109076. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.est.2023.109076>

EDP (2024) *ERSE – Consulta de Interessados*. s.l.: s.n. Disponível em: https://www.erse.pt/media/fkldyzv/contributos-ci-7_24.pdf [Acedido a 13 maio 2025].

Energy Technology System Analysis Programme & International Renewable Energy Agency – IRENA (2013) *Thermal Energy Storage*. s.l.: s.n. Disponível em: https://iea-etsap.org/E-TechDS/PDF/E17IR%20ThEnergy%20Stor_AH_Jan2013_final_GSOK.pdf [Acedido a 20 abril 2025].

European Association for Storage of Energy & European Energy Research Alliance (2017) *European Energy Storage Technology Development Roadmap*. s.l.: s.n. Disponível em: <https://www.eera-set.eu/component/attachments/?task=download&id=312> [Acedido a 5 junho 2025].

European Association for Storage of Energy (s.d.) *Adiabatic Compressed Air Energy*. s.l.: s.n. Disponível em: https://ease-storage.eu/wp-content/uploads/2016/03/EASE_TD_ACAES.pdf [Acedido a 5 junho 2025].

European Association for Storage of Energy (s.d.) *Diabatic Compressed Air Energy*. s.l.: s.n. Disponível em: https://ease-storage.eu/wp-content/uploads/2016/07/EASE_TD_Mechanical_DCAES.pdf [Acedido a 5 junho 2025].

European Energy Research Alliance – EERA (2016) *Pumped Hydro Energy Storage* [Online]. Disponível em: https://www.eera-energystorage.eu/component/attachments/?task=download&id=683:EERA_Factsheet_Pumped-Hydro-Energy-Storage [Acedido a 20 abril 2025].

Finerge S.A. (s.d.) *Tudo Sobre a Finerge* [Online]. Disponível em: <https://www.fingerge.pt/pt/tudo-sobre-a-fingerge/#!historia> [Acedido a 4 junho 2025].

Giorgi, M. (2025) *Spain will face an increase in renewable curtailment until 2028: what impact will it have on the electricity market? Strategic Energy Europe*. Disponível em: <https://strategicenergy.eu/spain-renewable-curtailment/> [Acedido a 19 maio 2025].

Grimaldi, A., Minuto, F.D., Brouwer, J. & Lanzini, A. (2024) ‘Profitability of energy arbitrage net profit for grid-scale battery energy storage considering dynamic efficiency and degradation using a linear, mixed-integer linear, and mixed-integer non-linear optimization approach’, *Journal of Energy Storage*, 95, artigo 112380. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.est.2024.112380>

Grimaldi, A., Minuto, F.D., Brouwer, J. & Lanzini, A. (2025) ‘Techno-economic optimization of utility-scale battery storage integration with a wind farm for wholesale energy arbitrage considering wind curtailment and battery degradation’, *Journal of Energy Storage*, 112, artigo 115500. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.est.2025.115500>

Hannan, M., Wali, S., Rahman, M.A. & Mansor, M. (2021) ‘Battery energy-storage system: A review of technologies, optimization objectives, constraints, approaches, and outstanding issues’, *Journal of Energy Storage*, 42, artigo 103023. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.est.2021.103023>

Huawei (2024) *The Ultimate Guide to Battery Energy Storage Systems (BESS)* [Online]. Disponível em: <https://solar.huawei.com/en/blog/2024/battery-energy-storage-system> [Acedido a 20 abril 2025].

Hunt, J.D., Zakeri, B., Nascimento, A. & Gazoli, J.R. (2023) 'Compressed air seesaw energy storage: A solution for long-term electricity storage', *Journal of Energy Storage*, 60, artigo 106638. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.est.2023.106638>

INEGI (2021) *Hibridização de parques eólicos: uma oportunidade para o setor* [Online]. Disponível em: <https://www.inegi.pt/pt/noticias/hibridizacao-de-parques-eolicos-uma-oportunidade-para-o-setor-2/> [Acedido a 18 março 2025].

International Energy Agency (IEA) (2024) *Renewables* [Online]. Disponível em: <https://www.iea.org/energy-system/renewables> [Acedido a 20 fevereiro 2025].

International Energy Agency (2024) *Technology: Compressed Air Energy Storage*. s.l.: julho. Disponível em: https://iea-es.org/wp-content/uploads/public/FactSheet_mechanical_CAES.pdf [Acedido a 20 abril 2025].

International Renewable Energies Agency (s.d.) *Low-temperature thermal energy storage* [Online]. Disponível em: <https://www.irena.org/Innovation-landscape-for-smart-electrification/Power-to-heat-and-cooling/6-Low-temperature-thermal-energy-storage> [Acedido a 20 abril 2025].

International Renewable Energy Agency – IRENA (2022) *Energy Storage Costs*. Disponível em: <https://www.irena.org/Energy-Transition/Technology/Energy-storage-costs> [Acedido a 20 abril 2025].

Khalilisenobari, R. & Wu, M. (2022) 'Optimal participation of price-maker battery energy storage systems in electricity markets', *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 138, artigo 107924. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.107924>

Koohi-Fayegh, S. & Rosen, M. (2020) 'A review of energy storage types, applications and recent developments', *Energy Storage*, 27, artigo 101047. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.est.2019.101047>

Lagoa, G. (2025) 'Black start: como funciona o processo que voltou a "ligar" Portugal', *Sapo* 24, 30 abril. Disponível em: <https://24.sapo.pt/tecnologia/artigos/black-start-como-funciona-o-processo-que-voltou-a-ligar-portugal> [Acedido a 7 junho 2025].

Lazard (2021) *Lazard's Levelized Cost of Storage Analysis - Version 7.0*. s.l.: s.n. Disponível em: <https://www.lazard.com/media/42dnsswd/lazards-levelized-cost-of-storage-version-70-vf.pdf> [Acedido a 14 junho 2025].

Li, J., Wang, C. & Wang, H. (2023) 'Deep reinforcement learning for wind and energy storage coordination in wholesale energy and ancillary service markets', *Energy and AI*, 14, artigo 100280. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.egyai.2023.100280>

Amiryar, M.E., Pullen, K.R. & Zhu, J. (2018) 'Control of battery storage systems for the simultaneous provision of multiple services', *IEEE Transactions on Smart Grid*, 10(3), pp. 2799–2808. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/TSG.2018.2810781>

Niaz, H., Zarei, M., Shams, M.H., Won, W. & Liu, J.J. (2024) 'Curtailment to cashflow: Exploring BESS and hydrogen for renewable energy profitability', *Journal of Energy Storage*, 77, artigo 109990. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.est.2023.109990>

Peñaranda, A.F., Romero-Quete, D. & Cortés, C.A. (2021) 'Grid-Scale Battery Energy Storage for Arbitrage Purposes: A Colombian Case', *Batteries*, 7(3), artigo 59. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/batteries7030059>

ProSistemas, Consultadores de Engenharia, S.A. (2004) *Estudo do Impacte Ambiental – Parque Eólico do Mendoiro/Bustavade*. s.l.: s.n. Disponível em: <https://siaia.apambiente.pt/AIADOC/AIA1345/t23852-relatorio-r12019325145758.pdf> [Acedido a 18 março 2025].

Puech, A., Dimitrov, G. & D'Ambrosio, C. (2023) 'Optimal battery charge scheduling for revenue stacking under operational constraints via energy arbitrage', *2023 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe)*, artigo 10408725. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/10408725>

Quaranta, E., Georgakaki, A., Letout, S., Mountraki, A., Ince, E. & Gea Bermudez, J.F. (2024) *Hydropower and Pumped-Storage Hydropower in the European Union: 2023 status report on technology development, trends, value chains and markets*. Luxembourg: Publications Office of the European Commission. Disponível em: <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC139225>

Rayit, N.S., Chowdhury, J.I. & Balta-Ozkan, N. (2021) 'Techno-economic optimisation of battery storage for grid-level energy services using curtailed energy from wind', *Journal of Energy Storage*, 39, artigo 102641. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.est.2021.102641>

REN (s.d.) *Serviços de Sistema* [Online]. Disponível em: <https://mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfSistema> [Acedido a 7 junho 2025].

Saboori, H. & Jadid, S. (2022) 'Capturing curtailed renewable energy in electric power distribution networks via mobile battery storage fleet', *Journal of Energy Storage*, 46, artigo 103883. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.est.2021.103883>

SolarPACES (2024) *Over 90% efficient energy storage improved by flowing heat round two pebble layers* [Online]. Disponível em: <https://www.solarpaces.org/90-efficient-thermal-energy-storage-heat-round-pebble-layers-kth/> [Acedido a 20 abril 2025].

U.S. Department of Energy (s.d.) *Hydrogen Storage* [Online]. Disponível em: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-storage> [Acedido a 20 abril 2025].

U.S. Department of Energy (s.d.) *Pumped Storage Hydropower* [Online]. Disponível em: <https://www.energy.gov/eere/water/pumped-storage-hydropower> [Acedido a 20 abril 2025].

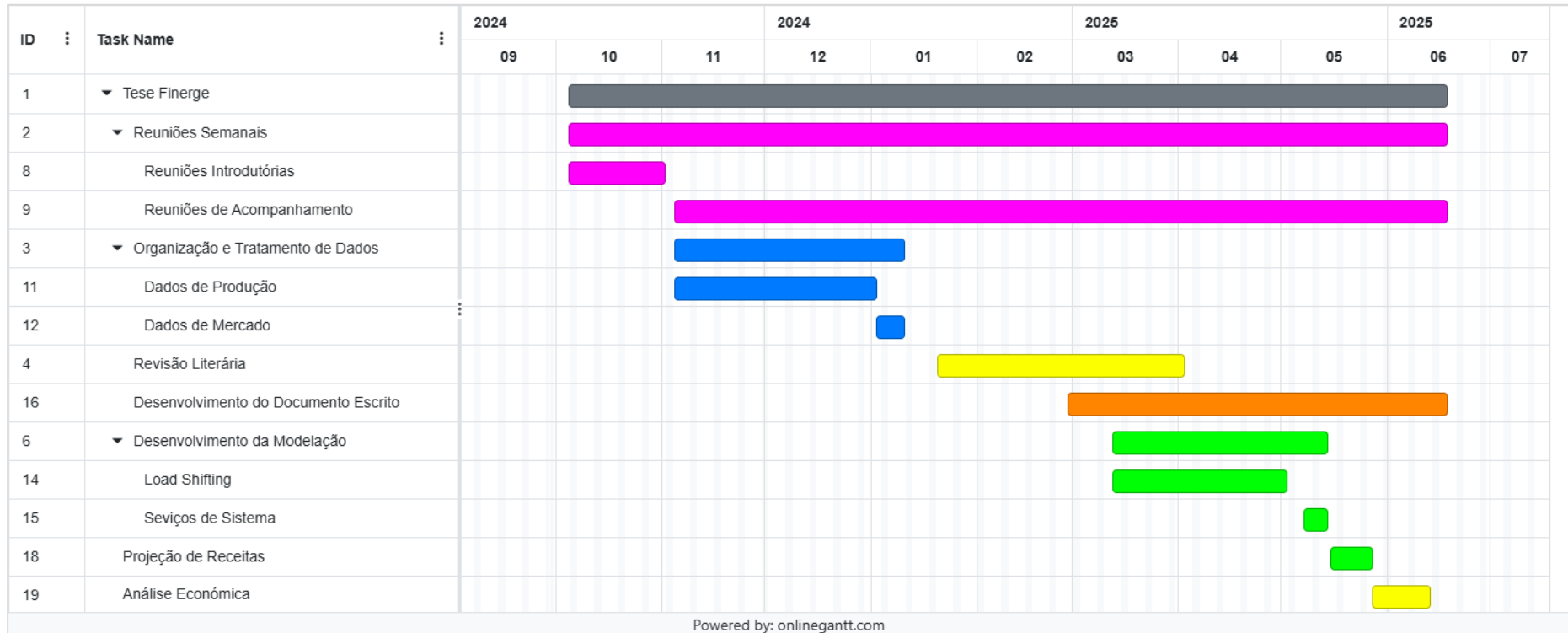
Vasdev, A. (2023) *2H 2023 LCOE Update: An Uneven Recovery* [Online]. Disponível em: <https://about.bnef.com/insights/commodities/2h-2023-lcoe-update-an-uneven-recovery/> [Acedido a 14 junho 2025].

Voldsund, M. et al. (2023) 'Low carbon power generation for offshore oil and gas production', *Energy Conversion and Management: X*, 17, artigo 100347. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2023.100347>

Zakeri, B. & Syri, S. (2015) 'Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 42(C), pp. 569–596. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.10.011>

Apêndice A – Diagrama de Gantt do Estudo

Este apêndice apresenta o diagrama de Gantt do estudo que foi desenvolvido.



Powered by: onlinegantt.com

Apêndice B – Análise Económica de um Sistema BESS com configuração de 100 MWh/50 MW e 200 MWh/50 MW

Este apêndice apresenta duas tabelas, uma para cada sensibilidade, que revelam os indicadores económicos para baterias de 2 e 4 horas com 50 MW de potência, seguindo o MGE Multiestratégico.

Sensibilidade Mínima										
Configuração Bateria		Spread Mínimo	Receita Líquida	Payback Time (anos)	Taxa de Desconto				TIR	LCOS
					6%	8%	10%	12%		
2 horas	100 MWh 50 MW	20 €	11 195 341 €	13	-5 727 500 €	-8 903 327 €	-11 386 285 €	-13 357 635 €	3,4%	62,11 €
		30 €	21 988 574 €	10	-23 831 €	-4 083 392 €	-7 239 044 €	-9 732 833 €	6,0%	62,69 €
		40 €	42 575 508 €	7	10 530 028 €	4 806 541 €	401 764 €	-3 052 147 €	10,2%	66,49 €
		50 €	51 211 451 €	7	13 772 776 €	7 392 745 €	2 550 970 €	-1 205 471 €	11,3%	75,34 €
4 horas	200 MWh 50 MW	20 €	20 285 049 €	14	-11 704 142 €	-17 463 769 €	-25 064 825 €	-28 210 179 €	3,1%	59,13 €
		30 €	39 416 617 €	11	-2 504 728 €	-9 806 798 €	-21 902 345 €	-25 383 846 €	5,4%	64,11 €
		40 €	62 045 586 €	9	7 336 901 €	-1 740 091 €	-15 376 583 €	-19 710 719 €	7,6%	70,16 €
		50 €	76 400 283 €	9	12 274 856 €	2 388 614 €	-8 564 916 €	-13 818 289 €	8,6%	85,50 €

Sensibilidade Máxima										
Configuração Bateria		Spread Mínimo	Receita Líquida	Payback Time (anos)	Taxa de Desconto				TIR	LCOS
					6%	8%	10%	12%		
2 horas	100 MWh 50 MW	20 €	24 802 906 €	11	59 956 €	-4 414 214 €	-7 852 852 €	-10 537 080 €	6,0%	62,03 €
		30 €	39 371 069 €	9	7 143 213 €	1 432 440 €	-2 926 329 €	-6 309 409 €	8,6%	62,57 €
		40 €	67 549 785 €	6	20 238 163 €	12 171 986 €	6 092 744 €	1 421 983 €	12,7%	66,28 €
		50 €	81 665 907 €	7	24 615 635 €	15 451 430 €	8 674 363 €	3 545 230 €	13,8%	75,03 €
4 horas	200 MWh 50 MW	20 €	47 820 437 €	12	-776 967 €	-9 139 906 €	-15 452 772 €	-20 304 593 €	5,8%	59,03 €
		30 €	75 475 098 €	10	10 959 016 €	298 754 €	-7 641 968 €	-13 679 850 €	8,1%	63,92 €
		40 €	110 712 303 €	8	23 933 892 €	10 455 610 €	610 372 €	-6 760 635 €	10,1%	69,86 €
		50 €	136 149 311 €	8	30 068 254 €	15 259 680 €	4 586 986 €	-3 329 498 €	11,1%	85,02 €

Apêndice C – Custo por Ciclo do MGE

Load Shifting

Este apêndice apresenta uma tabela com os resultados das receitas por ciclo e CpC do MGE *Load Shifting*, são incluídos os resultados correspondentes ao modelo MGE Multiestratégico para fins comparativos.

Configuração Bateria		Spread Mínimo	MGE Load Shifting			MGE Multiestratégico		
			Sens. Min	Sens. Max	CpC	Sens. Min	Sens. Max	CpC
2 horas	10 MWh 5 MW	20 €	564 €	731 €	633 €	674 €	863 €	533 €
		30 €	597 €	785 €	633 €	851 €	1 096 €	533 €
		40 €	674 €	926 €	633 €	1 167 €	1 525 €	533 €
		50 €	752 €	1 079 €	633 €	1 474 €	1 943 €	533 €
	20 MWh 10 MW	20 €	1 130 €	1 462 €	1 266 €	1 357 €	1 736 €	1 067 €
		30 €	1 196 €	1 570 €	1 266 €	1 691 €	2 177 €	1 067 €
		40 €	1 346 €	1 842 €	1 266 €	2 582 €	3 347 €	1 067 €
		50 €	1 497 €	2 171 €	1 266 €	2 921 €	3 888 €	1 067 €
	40 MWh 20 MW	20 €	2 258 €	2 918 €	2 533 €	2 788 €	3 605 €	2 134 €
		30 €	2 386 €	3 127 €	2 533 €	3 400 €	4 369 €	2 134 €
		40 €	2 668 €	3 696 €	2 533 €	4 738 €	6 157 €	2 134 €
		50 €	2 975 €	4 305 €	2 533 €	5 686 €	7 573 €	2 134 €
4 horas	20 MWh 5 MW	20 €	1 066 €	1 402 €	1 140 €	1 313 €	1 725 €	960 €
		30 €	1 174 €	1 588 €	1 140 €	1 788 €	2 377 €	960 €
		40 €	1 288 €	1 821 €	1 140 €	2 320 €	3 122 €	960 €
		50 €	1 469 €	2 240 €	1 140 €	3 085 €	4 266 €	960 €
	40 MWh 10 MW	20 €	2 103 €	2 800 €	2 280 €	2 615 €	3 429 €	1 920 €
		30 €	2 319 €	3 175 €	2 280 €	3 452 €	4 592 €	1 920 €
		40 €	2 558 €	3 660 €	2 280 €	4 530 €	6 091 €	1 920 €
		50 €	2 920 €	4 443 €	2 280 €	6 217 €	8 669 €	1 920 €
	80 MWh 20 MW	20 €	4 198 €	5 583 €	4 559 €	5 313 €	6 952 €	3 841 €
		30 €	4 623 €	6 318 €	4 559 €	7 036 €	9 325 €	3 841 €
		40 €	5 117 €	7 303 €	4 559 €	9 335 €	12 528 €	3 841 €
		50 €	5 845 €	8 968 €	4 559 €	12 318 €	16 936 €	3 841 €

Apêndice D – Indicadores Económicos para o MGE Arbitragem de Energia e MGE *Load Shifting*

Este apêndice apresenta uma tabela com os resultados da receita líquida, *payback time* e TIR do MGE Arbitragem de Energia e MGE *Load Shifting*. Para efeitos comparativos, são incluídos os resultados correspondentes ao modelo MGE Multiestratégico.

Configuração Bateria		Spread Mínimo	MGE Arbitragem de Energia			MGE Load Shifting			MGE Multiestratégico		
			Receita Líquida	Payback (anos)	TIR	Receita Líquida	Payback (anos)	TIR	Receita Líquida	Payback (anos)	TIR
2 horas	10 MWh 5 MW	20 €	964 296 €	16	2,7%	1 868 149 €	13	4,8%	2 804 095 €	11	7,0%
		30 €	1 105 679 €	16	2,9%	1 954 620 €	14	4,8%	4 309 840 €	9	9,7%
		40 €	1 397 380 €	18	3,0%	2 204 383 €	15	4,6%	6 527 829 €	7	12,7%
		50 €	1 307 196 €	22	2,4%	2 142 787 €	18	3,9%	7 896 242 €	6	14,2%
	20 MWh 10 MW	20 €	1 786 992 €	16	2,5%	3 536 848 €	13	4,6%	5 469 440 €	11	6,9%
		30 €	2 079 250 €	16	2,7%	3 715 259 €	14	4,6%	8 144 921 €	9	9,3%
		40 €	2 664 111 €	19	2,9%	4 044 549 €	16	4,3%	14 114 312 €	6	13,9%
		50 €	2 496 093 €	22	2,3%	4 341 208 €	18	3,8%	15 764 560 €	7	13,7%
	40 MWh 20 MW	20 €	3 168 562 €	17	2,2%	6 487 139 €	14	4,3%	11 828 542 €	11	7,0%
		30 €	4 678 394 €	17	2,9%	6 854 832 €	14	4,3%	16 203 011 €	9	9,2%
		40 €	5 052 923 €	19	2,7%	8 495 542 €	16	4,3%	25 544 875 €	7	12,7%
		50 €	4 872 500 €	22	2,2%	7 943 549 €	19	3,5%	30 551 743 €	7	13,3%
4 horas	20 MWh 5 MW	20 €	1 834 542 €	17	2,7%	3 129 886 €	14	4,3%	5 446 051 €	12	6,8%
		30 €	1 969 019 €	18	2,6%	3 501 595 €	15	4,3%	8 889 673 €	9	9,6%
		40 €	2 293 565 €	20	2,5%	3 670 395 €	17	3,9%	11 120 054 €	8	10,9%
		50 €	2 293 565 €	20	2,5%	3 492 368 €	22	3,1%	13 869 847 €	8	11,9%
	40 MWh 10 MW	20 €	3 410 829 €	17	2,5%	6 706 258 €	15	4,4%	10 564 498 €	12	6,6%
		30 €	4 408 818 €	18	2,8%	7 295 918 €	16	4,3%	16 148 042 €	10	8,8%
		40 €	4 215 006 €	21	2,3%	7 633 435 €	18	3,9%	21 773 271 €	8	10,7%
		50 €	2 375 226 €	28	0,9%	6 364 998 €	22	2,8%	27 522 099 €	8	11,5%
	80 MWh 20 MW	20 €	6 278 589 €	17	2,3%	12 289 679 €	15	4,0%	20 445 317 €	12	6,5%
		30 €	8 002 477 €	19	2,5%	13 387 845 €	16	4,0%	31 628 485 €	10	8,7%
		40 €	8 289 712 €	21	2,3%	14 432 956 €	18	3,7%	43 882 492 €	8	10,9%
		50 €	4 750 452 €	28	0,9%	12 861 243 €	23	2,6%	52 609 850 €	8	11,5%