

FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO

Comportamento dos Preços de Mercado em 2030 Considerando a Eliminação Progressiva dos Regimes de Remuneração Garantida

Jéfferson Pimenta Melo



Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Prof. João Paulo Tomé Saraiva

22 de julho de 2026

Resumo

A transição energética na Europa tem sido significativamente marcada pela integração de fontes de energia renovável nos mercados de eletricidade liberalizados, como é o caso do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL). Historicamente, esta integração foi impulsionada por mecanismos de apoio, nomeadamente as tarifas *feed-in* (*feed-in tariffs*, FIT), que garantiram a viabilidade financeira de tecnologias como a solar e a eólica. Contudo, o rápido declínio do custo nivelado de eletricidade (*Levelized Cost of Electricity*, LCOE) destas tecnologias, a sua elevada penetração e as preocupações com a sustentabilidade orçamental dos encargos decorrentes destes mecanismos de apoio levaram à reavaliação e progressiva eliminação destas remunerações garantidas até 2030, tal como previsto no Plano Nacional de Energia e Clima (PNEC 2030).

O presente trabalho foca-se no estudo dos impactos da eliminação dos mecanismos de remuneração garantida (como por exemplo, as tarifas *feed-in* de que goza a produção classificada como PRE até 2022) no comportamento dos preços e na dinâmica da concorrência no MIBEL, onde a produção passa a ser totalmente regida pelas regras do mercado *spot*. O objetivo é analisar como a remoção destes incentivos diretos afeta a formação de preços horários e a eficiência do mercado num contexto de intensa intermitência e elevada penetração renovável.

Para tal, foi desenvolvida uma ferramenta computacional capaz de processar dados massivos de ofertas comunicadas ao Operador do Mercado Ibérico de Eletricidade (OMIE). Esta ferramenta permite simular o comportamento do mercado diário e intradiário, integrando análises estatísticas e estocásticas em diversos cenários. O modelo simula a transformação das ofertas PRE em ofertas PRO utilizando diversas abordagens, permitindo estimar os efeitos da concorrência entre as tecnologias de geração e identificar potenciais desafios à estabilidade e previsibilidade dos investimentos.

As conclusões dos estudos e simulações realizadas mostram a discrepância entre o crescimento do parque produtor e as projeções do crescimento do consumo de energia elétrica. O aumento mínimo do preço, para as condições estabelecidas, foi de 24,5%, o que levanta preocupações acerca da evolução do sistema elétrico Ibérico.

Este aumento também traz um alerta para as oportunidades que se abrem, como o armazenamento de energia. O potencial de ganho financeiro dos investidores aliado com o aumento da resiliência da rede elétrica e a possível diminuição do preço da energia elétrica ao se utilizar técnicas de armazenamento foram pontos de destaque nas conclusões resultantes deste estudo.

Abstract

The energy transition in Europe has been significantly marked by the integration of renewable energy sources into liberalized electricity markets, such as the Iberian Electricity Market (MIBEL). Historically, this integration was driven by support mechanisms, namely feed-in tariffs (FIT), which ensured the financial viability of technologies such as solar and wind. However, the rapid decline in the Levelized Cost of Electricity (LCOE) of these technologies, their high penetration, and concerns regarding the budgetary sustainability of the burdens arising from these support mechanisms have led to the reassessment and progressive elimination of these guaranteed remunerations by 2030, as foreseen in the National Energy and Climate Plan (PNEC 2030).

The present work focuses on studying the impacts of eliminating guaranteed remuneration mechanisms (such as the feed-in tariffs enjoyed by production classified as PRE until 2022) on price behavior and competition dynamics in MIBEL, where production becomes fully governed by spot market rules. The objective is to analyze how the removal of these direct incentives affects hourly price formation and market efficiency in a context of intense intermittency and high renewable penetration.

To this end, a computational tool was developed capable of processing massive amounts of bid data submitted to the Iberian Energy Market Operator (OMIE). This tool allows simulating the behavior of the day-ahead and intraday markets, integrating statistical and stochastic analyses across various scenarios. The model simulates the transformation of PRE bids into PRO bids using different approaches, enabling the estimation of competition effects among generation technologies and the identification of potential challenges to investment stability and predictability.

The conclusions of the studies and simulations performed show a discrepancy between the growth of the generating fleet and the projections for electricity consumption growth. The minimum price increase under the established conditions was 24,5%, which raises concerns about the evolution of the Iberian electrical system.

This increase also serves as an alert to the opportunities that arise, such as energy storage. The potential financial gain for investors, combined with increased grid resilience and the possible reduction in electricity prices through the use of storage techniques, were highlighted as key points in the conclusions resulting from this study.

Objetivos de Desenvolvimento Sustentável

Os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) das Nações Unidas proporcionam uma estrutura global para alcançar um futuro melhor e mais sustentável para todos. Incluem 17 metas para enfrentar os desafios mais urgentes do mundo, incluindo a pobreza, a desigualdade, as alterações climáticas, a degradação ambiental, a paz e a justiça.

Os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável específicos mencionados têm as seguintes designações:

ODS 7 Garantir o acesso a fontes de energia fiáveis, sustentáveis e modernas para todos.

ODS 8 Promover o crescimento económico inclusivo e sustentável, o emprego pleno e produtivo e o trabalho digno para todos.

ODS 9 Construir infraestruturas resilientes, promover a industrialização inclusiva e sustentável e fomentar a inovação

ODS 10 Reduzir as desigualdades no interior dos países e entre países.

ODS 11 Tornar as cidades e comunidades inclusivas, seguras, resilientes e sustentáveis.

ODS 12 Garantir padrões de consumo e de produção sustentáveis.

ODS 13 Adotar medidas urgentes para combater as alterações climáticas e os seus impactos.

ODS 17 Reforçar os meios de implementação e revitalizar a parceria global para o desenvolvimento sustentável.

ODS	Objetivo	Contribuição	Indicador de performance e métricas
7	7.1	Impacto financeiro das políticas energéticas no preço final de energia.	Custo estimado da redução/aumento da tarifa para o consumidor final e população atingida pela política.
	7.2	Custo suportado pelo Estado das políticas energéticas e incentivos a fontes renováveis.	Custo orçamental dos subsídios; Percentagem de energia renovável na matriz nacional.
8	8.1	Impacto das políticas energéticas no crescimento da participação das fontes renováveis de energia	Evolução do montante da energia produzida por essas tecnologias.
9	9.1	Estudo do investimento privado em infraestrutura energética renovável.	Verificação da viabilidade do investimento dos empreendimentos que utilizam recursos renováveis no cenário de remoção dos incentivos.
10	10.1	Análise da acessibilidade económica à energia no cenário de remoção dos benefícios.	Tarifa média de energia elétrica.
12	12.1	Incentivo a padrões de consumo energético mais sustentáveis com base em preços não subsidiados.	Elasticidade-preço da demanda energética.
13	13.1	Avaliação do alinhamento entre o modelo de mercado e as metas de descarbonização.	Toneladas de CO ₂ emitidas; quota de fontes renováveis no mercado após fim dos subsídios.

“Até que o sol não brilhe, acendamos uma vela na escuridão”

Confúcio

Índice

1	Introdução	1
1.1	Problema tratado	2
1.2	Objetivos	3
1.3	Estrutura da dissertação	4
2	PNEC 2030	5
2.1	A conferência do clima de Paris	5
2.2	Mecanismos de apoio a renováveis	6
2.2.1	Instrumentos financeiros e incentivos públicos	6
2.2.2	Medidas regulatórias e ajustamentos legais	7
2.2.3	Desafios e questões a resolver	8
2.3	Metas para 2030	9
3	MIBEL	11
3.1	Organização e estrutura institucional do MIBEL	11
3.2	Mercado diário e intradiário	12
3.3	<i>Market Splitting</i>	14
3.4	Mercado a prazo e derivados energéticos	14
4	Metodologia e Ferramentas	17
4.1	Dados disponibilizados	17
4.1.1	Base de dados	18
4.2	Linguagem de programação e ferramentas acessórias	19
4.3	Algoritmo de <i>clearing</i> do mercado diário	19
4.3.1	Funcionamento do algoritmo de <i>clearing</i> diário	20
4.3.2	Limitação da metodologia adotada	22
4.4	Funcionalidades da plataforma	23
4.4.1	Consulta SQL	23
4.4.2	Distribuição de frequência	23
4.4.3	Função de <i>clearing price</i>	23
4.4.4	Maximização do lucro das unidades produtoras	26
4.4.5	Ajuste nos preços de oferta das centrais de ciclo combinado	33
4.5	Seleção do ano base	34
4.5.1	Consumo Português projetado	35
4.5.2	Consumo Espanhol projetado	35
4.5.3	Parque produtor Português	35
4.5.4	Parque produtor Espanhol	35
4.6	Classificação das entidades feita pelo OMIE	36

4.6.1	Distribuição Geográfica dos participantes	36
4.6.2	Cruzamento Tipo $\times$ Zona	37
4.6.3	Tecnologias de geração	37
4.7	Metodologia de classificação das unidades para fins de simulação	38
4.7.1	Distribuição por Tecnologia	39
4.7.2	Produção em Regime Especial (PRE)	40
4.7.3	Unidades CUR e Regime Especial Tarifário	40
4.7.4	Produção Convencional (PRO)	41
4.7.5	Unidades de Consumo	41
4.7.6	Comercializadores	41
4.7.7	Unidades Genéricas e Portefólios	42
4.8	Metodologia de simulação	42
4.8.1	Metodologia do processamento	42
4.8.2	Lógica de escalonamento do volume das ofertas	43
4.8.3	Lógica de substituição de preço	44
4.8.4	Deslocamento do preço base de alguma tecnologia	44
4.9	Análise dos padrões nas ofertas	44
5	Resultados Obtidos	51
5.1	Cenários simulados	51
5.2	Cenário 1 - Caso base, projeção 2030	52
5.2.1	Evolução anual do preço de mercado	52
5.2.2	Análise global do delta de preço	54
5.2.3	Perfis horários médios por zona de mercado	54
5.2.4	Evolução do volume de energia comercializada	56
5.2.5	Preços horários mês a mês	57
5.2.6	Delta de preço por zona de mercado	58
5.2.7	Relação entre preço de referência e o preço do Cenário 1	60
5.3	Cenário 2 - Caso base com crescimento da carga em horas de sol	61
5.3.1	Evolução anual do preço de mercado	62
5.3.2	Análise global do delta de preço	63
5.3.3	Perfis horários médios por zona de mercado	64
5.3.4	Evolução do volume de energia comercializada	66
5.3.5	Preços horários mês a mês	67
5.3.6	Delta de preço por zona de mercado	68
5.3.7	Relação entre preço de referência e o preço do Cenário 2	70
5.4	Cenário 3 - Redução do preço da geração a gás natural	70
5.4.1	Evolução anual do preço de mercado	71
5.4.2	Análise global do delta de preço	72
5.4.3	Perfis horários médios por zona de mercado	73
5.4.4	Evolução do volume de energia comercializada	75
5.4.5	Preços horários mês a mês	76
5.4.6	Delta de preço por zona de mercado	77
5.4.7	Relação entre preço de referência e preço do Cenário 3	79
5.5	Cenário 4 - Aumento do preço da geração a gás natural	79
5.5.1	Evolução anual do preço de mercado	80
5.5.2	Análise global do delta de preço	81
5.5.3	Perfis horários médios por zona de mercado	82
5.5.4	Evolução do volume de energia comercializada	84

5.5.5	Preços horários mês a mês	85
5.5.6	Delta de preço por zona de mercado	86
5.5.7	Relação entre preço de referência e preço do Cenário 4	88
5.6	Cenário 5 - Cenário de cartel	88
5.6.1	Evolução anual do preço de mercado	89
5.6.2	Análise global do delta de preço	90
5.6.3	Perfis horários médios por zona de mercado	91
5.6.4	Evolução do volume de energia comercializada	92
5.6.5	Preços horários mês a mês	93
5.6.6	Delta de preço por zona de mercado	94
5.6.7	Relação entre preço de base (2030) e preço do Cenário 5	95
5.7	Cenário 6 - Cenário de estiagem	96
5.7.1	Evolução anual do preço de mercado	97
5.7.2	Análise global do delta de preço	98
5.7.3	Perfis horários médios por zona de mercado	99
5.7.4	Evolução do volume de energia comercializada	101
5.7.5	Preços horários mês a mês	102
5.7.6	Delta de preço por zona de mercado	103
5.7.7	Relação entre preço de referência e o preço do Cenário 6	105
5.8	Resumo dos resultados obtidos	106
5.8.1	Evolução anual do preço de mercado	106
5.8.2	Análise global do delta de preço	107
5.8.3	Perfis horários médios por zona de mercado	108
5.8.4	Evolução do volume de energia comercializada	108
5.8.5	Preços horários mês a mês	108
5.8.6	Delta de preço por zona de mercado	109
5.8.7	Relação entre preço de referência e do cenário	109
6	Implicações económicas e políticas	111
6.1	Cenário 1 - Caso base - Projeção 2030	111
6.2	Cenário 2 - Caso base com crescimento da carga em horas de sol	112
6.3	Cenário 3 - Redução do preço da geração a gás natural	112
6.4	Cenário 4 - Aumento do preço da geração a gás natural	112
6.5	Cenário 5 - Cartel	113
6.6	Cenário 6 - Cenário de estiagem	113
6.7	Verificação do retorno médio do investimento dos empreendimentos que utilizam recursos renováveis	114
6.8	Volatilidade do mercado	114
6.8.1	Oportunidade no armazenamento	114
6.8.2	Dependência do mercado de combustíveis fósseis e regulação ambiental	115
6.8.3	Dependência do mercado de geração fotovoltaica	115
6.9	Projeções de crescimento do consumo e da geração	115
7	Conclusões	117
	Referências	119

Lista de Figuras

3.1	Função do benefício social	13
4.1	Divergência entre dados disponibilizados e calculados (referentes ao dia 06/03/2024).	22
4.2	Distribuição fixa de ofertas por preço.	24
4.3	Distribuição uniforme de ofertas por preço.	25
4.4	Distribuição normal de ofertas por preço.	25
4.5	Distribuição lognormal de ofertas por preço.	26
4.6	Curvas de ofertas e demandas originais (Preço fictício de 5 €/MWh, volume negociado de 100 MWh e lucro PRE de 275 €)	31
4.7	Curvas de ofertas e demandas com a primeira remoção (Preço fictício de 10 €/MWh, volume negociado de 90 MWh e lucro PRE de 400 €)	31
4.8	Curvas de ofertas e demandas com a segunda remoção (Preço fictício de 15 €/MWh, volume negociado de 80 MWh e lucro PRE de 375 €)	32
4.9	Curvas de ofertas e demandas com a terceira remoção (Preço fictício de 20 €/MWh, volume negociado de 75 MWh e lucro PRE de 200 €)	32
4.10	Pesos da primeira e segunda componente na aplicação da SVD nas ofertas MI de venda.	47
4.11	Pesos da primeira e segunda componente na aplicação da SVD nas ofertas MI de compra.	47
4.12	Pesos da primeira e segunda componente na aplicação da SVD nas ofertas PT de venda.	48
4.13	Pesos da primeira e segunda componente na aplicação da SVD nas ofertas PT de compra.	48
4.14	Pesos da primeira e segunda componente na aplicação da SVD nas ofertas ES de venda.	49
4.15	Pesos da primeira e segunda componente na aplicação da SVD nas ofertas ES de compra.	49
5.1	Média anual do preço de mercado referência e do Cenário 1 (€/MWh).	53
5.2	Média mensal do preço de mercado referência e do Cenário 1 (€/MWh) e variação de preço.	53
5.3	Distribuição do delta de preço de mercado (€/MWh) para o Cenário 1, considerando todos os registos horários e zonas de mercado.	54
5.4	Perfil horário médio do preço de mercado referência e do Cenário 1 no Mercado Ibérico unificado (MI).	55
5.5	Perfil horário médio do preço de mercado referência e do Cenário 1 em Espanha (ES) — horas de <i>market splitting</i>	55

5.6	Perfil horário médio do preço de mercado referência e do Cenário 1 em Portugal (PT) — horas de <i>market splitting</i>	55
5.7	Evolução mensal do volume médio despachado por hora (MWh/h) — Referência e do Cenário 1.	56
5.8	Evolução da participação por tecnologia — Referência e Cenário 1.	57
5.9	Mapa de calor do preço de mercado do Cenário 1 médio por hora e mês no Mercado Ibérico unificado (MI), em €/MWh.	58
5.10	Distribuição mensal do delta de preço de mercado (€/MWh) no Mercado Ibérico unificado (MI) - Cenário 1.	59
5.11	Distribuição mensal do delta de preço de mercado (€/MWh) em Espanha (ES) durante as horas de <i>market splitting</i> - Cenário 1.	59
5.12	Distribuição mensal do delta de preço de mercado (€/MWh) em Portugal (PT) durante as horas de <i>market splitting</i> - Cenário 1.	60
5.13	Diagrama de dispersão entre o preço de referência e o preço do Cenário 1 (€/MWh), para uma amostra aleatória de 5.000 registos.	61
5.14	Média anual do preço de mercado referência e do Cenário 2 (€/MWh).	62
5.15	Média mensal do preço de mercado referência e do Cenário 2 (€/MWh) e variação de preço.	63
5.16	Distribuição do delta de preço de mercado (€/MWh) para o Cenário 2, considerando todos os registos horários e zonas de mercado.	63
5.17	Perfil horário médio do preço de mercado referência e do Cenário 2 no Mercado Ibérico unificado (MI).	64
5.18	Perfil horário médio do preço de mercado referência e do Cenário 2 em Espanha (ES) — horas de <i>market splitting</i>	65
5.19	Perfil horário médio do preço de mercado referência e do Cenário 2 em Portugal (PT) — horas de <i>market splitting</i>	65
5.20	Evolução mensal do volume médio despachado por hora (MWh/h) — Referência e do Cenário 2.	66
5.21	Evolução da participação por tecnologia — Referência e Cenário 2.	67
5.22	Mapa de calor do preço de mercado do Cenário 2 médio por hora e mês no Mercado Ibérico unificado (MI), em €/MWh.	68
5.23	Distribuição mensal do delta de preço de mercado (€/MWh) no Mercado Ibérico unificado (MI) - Cenário 2.	68
5.24	Distribuição mensal do delta de preço de mercado (€/MWh) em Espanha (ES) durante as horas de <i>market splitting</i> - Cenário 2.	69
5.25	Distribuição mensal do delta de preço de mercado (€/MWh) em Portugal (PT) durante as horas de <i>market splitting</i> - Cenário 2.	69
5.26	Diagrama de dispersão entre o preço de referência e o preço do Cenário 2 (€/MWh), para uma amostra aleatória de 5.000 registos.	70
5.27	Média anual do preço de mercado referência e do Cenário 3 (€/MWh).	71
5.28	Média mensal do preço de mercado referência e do Cenário 3 (€/MWh) e variação de preço.	72
5.29	Distribuição do delta de preço de mercado (€/MWh) para o Cenário 3, considerando todos os registos horários e zonas de mercado.	72
5.30	Perfil horário médio do preço de mercado referência e do Cenário 3 no Mercado Ibérico unificado (MI).	73
5.31	Perfil horário médio do preço de mercado referência e do Cenário 3 em Espanha (ES) — horas de <i>market splitting</i>	74

5.32	Perfil horário médio do preço de mercado referência e do Cenário 3 em Portugal (PT) — horas de <i>market splitting</i>	74
5.33	Evolução mensal do volume médio despachado por hora (MWh/h) — Referência e do Cenário 3.	75
5.34	Evolução da participação por tecnologia — Referência e Cenário 3.	76
5.35	Mapa de calor do preço de mercado do Cenário 3 médio por hora e mês no Mercado Ibérico unificado (MI), em €/MWh.	77
5.36	Distribuição mensal do delta de preço de mercado (€/MWh) no Mercado Ibérico unificado (MI) - Cenário 3.	77
5.37	Distribuição mensal do delta de preço de mercado (€/MWh) em Espanha (ES) durante as horas de <i>market splitting</i> - Cenário 3.	78
5.38	Distribuição mensal do delta de preço de mercado (€/MWh) em Portugal (PT) durante as horas de <i>market splitting</i> - Cenário 3.	78
5.39	Diagrama de dispersão entre o preço de referência e o preço do Cenário 3 (€/MWh), para uma amostra aleatória de 5.000 registos.	79
5.40	Média anual do preço de mercado referência e do Cenário 4 (€/MWh).	80
5.41	Média mensal do preço de mercado referência e do Cenário 4 (€/MWh) e variação de preço.	81
5.42	Distribuição do delta de preço de mercado (€/MWh) para o Cenário 4, considerando todos os registos horários e zonas de mercado.	81
5.43	Perfil horário médio do preço de mercado referência e do Cenário 4 no Mercado Ibérico unificado (MI).	82
5.44	Perfil horário médio do preço de mercado referência e do Cenário 4 em Espanha (ES) — horas de <i>market splitting</i>	83
5.45	Perfil horário médio do preço de mercado referência e do Cenário 4 em Portugal (PT) — horas de <i>market splitting</i>	83
5.46	Evolução mensal do volume médio despachado por hora (MWh/h) — Referência e do Cenário 4.	84
5.47	Evolução da participação por tecnologia — Referência e Cenário 4.	85
5.48	Mapa de calor do preço de mercado do Cenário 4 médio por hora e mês no Mercado Ibérico unificado (MI), em €/MWh.	86
5.49	Distribuição mensal do delta de preço de mercado (€/MWh) no Mercado Ibérico unificado (MI) - Cenário 4.	86
5.50	Distribuição mensal do delta de preço de mercado (€/MWh) em Espanha (ES) durante as horas de <i>market splitting</i> - Cenário 4.	87
5.51	Distribuição mensal do delta de preço de mercado (€/MWh) em Portugal (PT) durante as horas de <i>market splitting</i> - Cenário 4.	87
5.52	Diagrama de dispersão entre o preço de referência e o preço do Cenário 4 (€/MWh), para uma amostra aleatória de 5.000 registos.	88
5.53	Média anual do preço de mercado referência e do Cenário 5 (€/MWh).	89
5.54	Média mensal do preço de mercado referência e do Cenário 5 (€/MWh) e variação de preço.	90
5.55	Distribuição do delta de preço de mercado (€/MWh) para o Cenário 5, considerando todos os registos horários e zonas de mercado.	90
5.56	Perfil horário médio do preço de mercado referência e do Cenário 5 no Mercado Ibérico unificado (MI).	91
5.57	Perfil horário médio do preço de mercado referência e do Cenário 5 em Espanha (ES) — horas de <i>market splitting</i>	91

5.58	Perfil horário médio do preço de mercado referência e do Cenário 5 em Portugal (PT) — horas de <i>market splitting</i>	92
5.59	Evolução mensal do volume médio despachado por hora (MWh/h) — Referência, base e do Cenário 5.	92
5.60	Evolução da participação por tecnologia — Referência e Cenário 5.	93
5.61	Mapa de calor do preço de mercado do Cenário 5 médio por hora e mês no Mercado Ibérico unificado (MI), em €/MWh.	94
5.62	Distribuição mensal do delta de preço de mercado (€/MWh) no Mercado Ibérico unificado (MI) - Cenário 5.	94
5.63	Distribuição mensal do delta de preço de mercado (€/MWh) em Espanha (ES) durante as horas de <i>market splitting</i> - Cenário 5.	95
5.64	Distribuição mensal do delta de preço de mercado (€/MWh) em Portugal (PT) durante as horas de <i>market splitting</i> - Cenário 5.	95
5.65	Diagrama de dispersão entre o preço de referência e o preço do Cenário 5 (€/MWh), para uma amostra aleatória de 5.000 registos.	96
5.66	Média anual do preço de mercado referência e do Cenário 6 (€/MWh).	97
5.67	Média mensal do preço de mercado referência e do Cenário 6 (€/MWh) e variação de preço.	98
5.68	Distribuição do delta de preço de mercado (€/MWh) para o Cenário 6, considerando todos os registos horários e zonas de mercado.	99
5.69	Perfil horário médio do preço de mercado referência e do Cenário 6 no Mercado Ibérico unificado (MI).	100
5.70	Perfil horário médio do preço de mercado referência e do Cenário 6 em Espanha (ES) — horas de <i>market splitting</i>	100
5.71	Perfil horário médio do preço de mercado referência e do Cenário 6 em Portugal (PT) — horas de <i>market splitting</i>	100
5.72	Evolução mensal do volume médio despachado por hora (MWh/h) — Referência e do Cenário 6.	101
5.73	Evolução da participação por tecnologia — Referência e Cenário 6.	102
5.74	Mapa de calor do preço de mercado do Cenário 6 médio por hora e mês no Mercado Ibérico unificado (MI), em €/MWh.	103
5.75	Distribuição mensal do delta de preço de mercado (€/MWh) no Mercado Ibérico unificado (MI) - Cenário 6.	104
5.76	Distribuição mensal do delta de preço de mercado (€/MWh) em Espanha (ES) durante as horas de <i>market splitting</i> - Cenário 6.	104
5.77	Distribuição mensal do delta de preço de mercado (€/MWh) em Portugal (PT) durante as horas de <i>market splitting</i> - Cenário 6.	105
5.78	Diagrama de dispersão entre o preço de referência e o preço do Cenário 6 (€/MWh), para uma amostra aleatória de 5.000 registos.	106
6.1	Curvas agregadas de oferta e demanda com a segunda curva de demanda aumentada em 35% em relação à primeira - efeito do crescimento do preço de mercado.	116

Lista de Tabelas

2.1	Perspetivas de evolução da capacidade instalada para a produção de eletricidade por tecnologia em Portugal no horizonte 2030, com base nas políticas e medidas planeadas	9
4.1	Parque eletroprodutor em Portugal (2024 e 2030) em MW e rácio de crescimento.	35
4.2	Parque eletroprodutor em Espanha (2024 e 2030) em MW e rácio de crescimento.	36
4.3	Distribuição das unidades ofertantes por tipo. Contagem por registo de unidade ofertante: centrais com propriedade partilhada contam uma vez por proprietário. Inclui-se em Consumidor Direto um registo (CD06R01) sem tipo atribuído na fonte. Percentagens arredondadas a uma casa decimal, pelo que a soma das parcelas difere de 100 %.	36
4.4	Distribuição das unidades por zona geográfica.	37
4.5	Cruzamento entre tipo de unidade e zona geográfica. ES = Espanha, PT = Portugal, FR = França, MA = Marrocos, AN = Andorra; CUR = Comercializador de Último Recurso.	37
4.6	Tecnologias registadas nas unidades de geração.	38
4.7	Síntese do <i>mix</i> tecnológico por grandes categorias. Contagem por registo de unidade ofertante; centrais com propriedade partilhada (nucleares) aparecem uma vez por proprietário.	39
4.8	Parâmetros de simulação para unidades classificadas como PRE.	40
4.9	Fatores de escala para unidades de produção convencional (PRO).	41
4.10	Fatores de escala para unidades de consumo.	41
4.11	Fatores de escala para unidades de comercialização.	42
4.12	Fatores de escala para unidades genéricas e portefólios.	42
5.1	Sumário dos cenários considerados.	52
5.2	Resumo do delta de preço anual médio por cenário.	107
6.1	Resultados da simulação por cenário	111

Lista de Acrónimos

CfD	Contract for Difference
CIEG	Custos de Interesse Económico Geral
CNMC	Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia
CUR	Comercializador de Último Recurso
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity (Rede Europeia de Operadores de Sistemas de Transmissão de Eletricidade)
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
EUPHEMIA	Pan-European Hybrid Electricity Market Integration Algorithm (Algoritmo de integração do mercado híbrido de eletricidade pan-europeu)
FIT	Feed-in tariff
GEE	Gases com efeito de estufa
LCOE	Levelized Cost of Electricity (Custo nivelado de energia)
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
NEMO	Nominated Electricity Market Operator
ODS	Objetivos de Desenvolvimento Sustentável
OMIE	Operador do Mercado Ibérico
OMIP	Operador do Mercado Ibérico (Derivados)
PCR	Price Coupling of Regions
PNEC	Plano nacional de energia e clima
PNEC2030	Plano Nacional de Energia e Clima 2030
PNIEC	Plano Nacional Integrado de Energia e Clima
PPA	Power Purchase Agreement (Acordo de Compra de Energia)
PRE	Produção de regime especial
PRO	Produção de regime ordinário
PRR	Plano de Recuperação e Resiliência
REE	Rede Elétrica de Espanha
REN	Redes Energéticas Nacionais
SDAC	Single Day-Ahead Coupling
SVD	Singular Value Decomposition (Decomposição em valores singulares)
SEN	Sistema Elétrico Nacional
SGBD	Sistema de Gestão de Bases de Dados

Capítulo 1

Introdução

A integração de fontes alternativas no mercado de eletricidade tem sido moldada por incentivos e quadros regulamentares concebidos para promover essas fontes. A liberalização dos mercados de eletricidade em toda a Europa, incluindo o MIBEL, visa aumentar a eficiência na gestão dos recursos e nas operações, permitindo a concorrência na produção e no fornecimento de eletricidade [1].

A eliminação progressiva das tarifas *feed-in* (FITs) até 2030 marca uma mudança significativa no panorama das fontes utilizando recursos renováveis e endógenos, com profundas implicações no comportamento dos preços de mercado e na dinâmica dos investimentos. As FIT têm historicamente facilitado a adoção de fontes de energia renováveis e endógenas, como a solar e a eólica, oferecendo preços garantidos para a eletricidade gerada a partir destas fontes.

No entanto, a queda dos custos de investimento das tecnologias renováveis e o aumento das despesas administrativas levaram a uma reavaliação destas tarifas [2], [3]. O rápido declínio do custo nivelado da eletricidade (LCOE) da energia solar, de cerca de US\$0,417 por kWh em 2010 para aproximadamente US\$0,043 por kWh em 2024 mudou o cenário em que os incentivos se baseavam e eram justificados [4], [5].

Além disso, a capacidade solar fotovoltaica global instalada cumulativamente atingiu aproximadamente 2,2 TW em 2024, tendo sido adicionados cerca de 597 GW nesse mesmo ano, um crescimento significativo impulsionado pelos avanços tecnológicos e pela crescente sensibilização ambiental além do incentivo financeiro [6].

Os incentivos à Produção de Regime Especial (PRE), previstos na legislação em vigor até 2022, maioritariamente associados às antigas tarifas de *feed-in* para centrais utilizando energias renováveis e de cogeração, representam um dos principais sobrecustos do Sistema Elétrico Nacional (SEN) Português. Estes encargos são, na sua maioria, liquidados fora do orçamento do Estado e financiados através da componente de Uso Global do Sistema da Tarifa de Acesso às Redes paga pelos consumidores finais. Para o ano de 2024, o custo com as compensações à PRE totaliza um encargo de 3.921,994 milhões de euros, um valor que constitui a maior fatia dos Custos de Política Energética (CPE) do SEN e que demonstra a magnitude do compromisso tarifário assumido em regimes de apoio passados [7].

A manutenção destes encargos sublinha a natureza de longo prazo dos contratos de apoio à PRE e a necessidade de uma gestão contínua dos desvios tarifários resultantes das flutuações do preço de mercado da eletricidade. O montante significativo, determinado anualmente pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), influencia diretamente a formulação das tarifas, sendo um fator determinante no preço final da eletricidade cobrado aos consumidores e um foco central nas discussões sobre a sustentabilidade e concorrência do mercado energético nacional [7].

A dinâmica de mercado no MIBEL evoluiu à medida que o setor se adapta ao aumento da capacidade instalada solar e eólica. Esta transição inclui medidas de gestão da procura e de armazenamento de energia, que são elementos chave para o equilíbrio entre a oferta e a procura de eletricidade, especialmente tendo em conta que a geração fotovoltaica nem sempre se encontra alinhada com os horários de pico da procura de eletricidade [8].

Assim, a implementação de incentivos e medidas regulamentares tem sido essencial para otimizar a integração da energia solar no quadro de mercado competitivo do MIBEL, influenciando os preços da energia e o panorama energético em geral.

Este trabalho tem a intenção de estudar os impactos do enquadramento da Produção de Regime Especial (PRE) no mercado através do desenvolvimento de uma ferramenta capaz de realizar diversas análises nos dados disponibilizados pelo Operador do Mercado Ibérico de Eletricidade (OMIE), focando no impacto esperado no preço de *clearing* do Mercado Ibérico de Eletricidade em 2030 em diversos cenários. O estudo inclui o aumento de consumo em horas de maior incidência solar, o aumento e o decréscimo do preço do gás natural e admitindo que os geradores atualmente em regime PRE passem a ofertar estrategicamente para maximizar o lucro.

1.1 Problema tratado

A promoção de fontes renováveis na Europa ganhou ritmo a partir da década de 1990, impulsionada por preocupações ambientais, pela liberalização dos mercados energéticos e por compromissos internacionais de redução de emissões de gases com efeito de estufa. Um marco importante foi a introdução de tarifas *feed-in* (*Feed-in Tariffs*, FITs) como mecanismo de incentivo, que garantiam aos produtores de energia utilizando fontes renováveis um preço fixo por unidade de eletricidade gerada, por um período longo, bem como prioridade no despacho e acesso à rede.

Na Alemanha, por exemplo, o *Electricity Feed-in Act* (*Stromeinspeisungsgesetz*, StrEG), de 1991, instituiu um dos primeiros esquemas do género, exigindo às redes a obrigação de compra da energia utilizando fontes renováveis produzida com tarifas garantidas [9]. Este modelo demonstrou ser eficaz para promover o rápido crescimento de tecnologias como a eólica, a solar e a biomassa, atraindo investimento, inovação tecnológica e economias de escala [10].

Simultaneamente, outros países da UE adotaram políticas semelhantes ao longo dos anos 2000. Espanha, Itália, Portugal e vários outros Estados-membros estabeleceram regimes de tarifas *feed-in*, para favorecer instalações solares fotovoltaicas, eólicas e outras renováveis e unidades de co-geração.

Estes incentivos foram importantes para o rápido aumento da capacidade instalada e para que estas tecnologias se tornassem competitivas em muitos mercados.

Entretanto, muitos países começaram a rever ou reduzir os incentivos referidos com a expansão maciça de renováveis, a queda contínua nos custos de investimento de tecnologias como a solar fotovoltaica e a eólica, preocupações com o custo dos subsídios suportados pelos consumidores e finanças públicas [11].

Hoje, o panorama Europeu é de transição: muitos países mantêm mecanismos de incentivo, mas já não com tarifas fixas uniformes para todos os projetos. Os regimes modernos tendem a combinar incentivos com exigências de competitividade de mercado, autorizações condicionadas, integração de custos de rede, flexibilidade, e avaliação frequente do impacto económico e orçamental. A discussão atual centra-se em como manter o estímulo à penetração das renováveis enquanto se garantem sinais de preço eficientes, transparência, e justiça na repartição dos encargos entre consumidores.

Também há atenção crescente à remoção progressiva dos incentivos, seja porque as tecnologias já se tornaram suficientemente competitivas e maduras, seja para evitar subsídios excessivos ou distorções de mercado, ou situações de sobrecarga orçamental.

1.2 Objetivos

Este trabalho tem como objetivo principal analisar os efeitos da eliminação das tarifas *feed-in* no comportamento do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL). Para tal, foi desenvolvida uma ferramenta computacional que permite:

- Simular o comportamento do mercado em 2030 com base em dados reais do OMIE;
- Analisar a formação de preços horários sem a presença de incentivos diretos;
- Simular a eliminação dos regimes de remuneração garantida do tipo PRE em situação de maximização de lucro dos geradores;
- Estimar os efeitos da concorrência total entre tecnologias renováveis e convencionais;
- Explorar potenciais desafios à eficiência do mercado;
- Avaliar as implicações políticas com base nos cenários simulados;
- Avaliar as implicações económicas nos cenários simulados;
- Identificar fontes de ineficiências e oportunidades de investimento no novo paradigma do MIBEL.

1.3 Estrutura da dissertação

Este trabalho foi estruturado de forma a analisar o histórico regulatório que levou à adoção de políticas de incentivo à implementação de fontes alternativas de geração de energia até ao desenvolvimento de uma ferramenta capaz de realizar diversas análises na reação do mercado em diversos cenários com o horizonte de 2030.

Após este capítulo inicial, o segundo capítulo discorre sobre o PNEC 2030 e todas as diretrizes que deverão ser adotadas, bem como os subtópicos que podem ser aglutinados no seu âmbito. O terceiro capítulo descreve a forma como o MIBEL funciona, bem como o seu quadro regulatório. O quarto capítulo aborda detalhes sobre as ferramentas desenvolvidas e técnicas aplicadas para desenvolver o estudo de como o mercado se comportaria com a remoção do incentivo das tarifas *feed-in*.

O quinto capítulo exhibe os resultados obtidos das diversas simulações realizadas. O sexto capítulo analisa as implicações económicas e políticas dos resultados obtidos combinados com as políticas energéticas e finalmente o sétimo capítulo resume os principais resultados obtidos no estudo.

Capítulo 2

PNEC 2030

O Plano Nacional de Energia e Clima 2021-2030 (PNEC 2030) é o principal instrumento de política energética de Portugal para a década 2021-2030. É o instrumento estratégico de política energética com objetivos de descarbonização, aumento da utilização de fontes renováveis, eficiência energética e segurança do abastecimento [12]. Os seus objetivos principais são os seguintes.

- Reduzir significativamente as emissões de gases com efeito de estufa (GEE);
- Aumentar a quota de energias renováveis no consumo final bruto, em todos os setores (eletricidade, aquecimento e arrefecimento, transportes);
- Melhorar a eficiência energética e reduzir o consumo energético primário e final através de medidas de eficiência, de renovação de edifícios, de tecnologias mais limpas e da eletrificação de consumos;
- Garantir a segurança do abastecimento energético, diversificar as fontes energéticas, promover a interligação elétrica, bem como reforçar as infraestruturas associadas;
- Fomentar a inovação, competitividade e modernização do mercado energético, para que o setor responda às exigências da transição energética e climática.

Além disso, a versão revista do PNEC 2030 aprovada em 2024 atualiza metas e medidas para assegurar que Portugal continua a cumprir a nova legislação climática, bem como os critérios e objetivos mais recentes da União Europeia em matéria de clima e energia [12].

2.1 A conferência do clima de Paris

A conferência do clima de Paris, ocorrida em 2015, resultou num tratado internacional entre 196 países que estabeleceu o objetivo de limitar o aquecimento global. O acordo é um marco histórico por ser o primeiro plano de ação universal para combater as mudanças climáticas.

2.2 Mecanismos de apoio a renováveis

O PNEC cita o potencial que Portugal tem para geração de energia limpa, principalmente solar e eólica *offshore* e *onshore*. O principal entrave para concretização de projetos que exploram este potencial é a limitada capacidade de transmissão da rede.

Nesta lógica, o PNEC sugere a realização de leilões periódicos de atribuição de capacidade de injeção na rede elétrica, com vantagens associadas como limitação do risco dos investidores, eficiência económica e concretização dos objetivos da política energética.

Além disso o documento ainda cita o apoio a projetos piloto de energias renováveis em fase de demonstração e pouco disseminadas, como a produção de eletricidade por via solar termoeleétrica, com armazenamento, solar flutuante e projetos de energias das ondas.

O Decreto-Lei n.º 15/2022, que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional, criou três zonas livres tecnológicas dedicadas a projetos-piloto com recurso a fontes de energia renovável. Incluindo o descomissionamento da central termoeleétrica implantada no município de Abrantes, com acondicionamento desta unidade para produção, armazenamento e autoconsumo de eletricidade, projeto de energias renováveis *offshore*, em Viana do Castelo e projeto de Rega do Mira, com projetos de compatibilização do uso do solo por atividades agrícolas e produção de eletricidade [12], [13].

2.2.1 Instrumentos financeiros e incentivos públicos

Diversos instrumentos servem de mecanismo para implementar as políticas previstas no PNEC 2030, abrangendo tanto incentivos de carácter micro como macroeconómico.

Destacam-se os investimentos realizados através do Plano de Recuperação e Resiliência (PRR), que contempla medidas específicas de apoio às energias renováveis e aos gases renováveis, como o hidrogénio e o biometano. O objetivo do PRR é estimular a instalação de novas tecnologias e, em paralelo, impulsionar o desenvolvimento industrial associado [14].

Outro instrumento relevante é o Fundo Ambiental, responsável por programas de financiamento a infraestruturas, autoconsumo, armazenamento de energia e reforço da flexibilidade da rede elétrica. Neste âmbito, sobressai o investimento “C21-i08 – Flexibilidade de Rede e Armazenamento”, que apoia até 20% dos custos elegíveis para projetos de armazenamento e pretende garantir a instalação de pelo menos 500 MW de capacidade até 2025.

A nível regional, existem programas adaptados às especificidades locais. Nos Açores, por exemplo, foi implementado o programa SOLENERGE, destinado à aquisição de sistemas fotovoltaicos, com a dupla finalidade de aumentar a produção renovável endógena e fomentar tanto o autoconsumo como a produção descentralizada.

Também foram criados incentivos fiscais e regimes especiais para consumidores industriais com elevado consumo elétrico. Um exemplo é a Portaria n.º 203-A/2025, que prevê apoio através da redução de encargos tarifários (CIEG) e da garantia de risco em contratos de fornecimento de eletricidade renovável de longo prazo (PPAs), condicionados ao cumprimento de requisitos técnicos e ambientais [15].

Por fim, destaca-se ainda a Portaria n.º 306-A/2024, que estabelece um sistema de incentivos para projetos em setores considerados estratégicos para a transição energética, nomeadamente a produção de painéis solares, turbinas, bombas de calor e eletrolisadores, consolidando assim o apoio ao desenvolvimento de tecnologias fundamentais para o cumprimento das metas climáticas nacionais [16].

2.2.2 Medidas regulatórias e ajustamentos legais

O regime especial de produção de eletricidade foi estabelecido como um instrumento para promover a integração de fontes de energia renovável e de recursos endógenos. A caracterização legal remonta ao Decreto-Lei n.º 189/88, que criou o regime especial para a produção de eletricidade a partir de recursos endógenos e renováveis, estabelecendo as bases legais para a distinção entre Produção em Regime Especial (PRE) e Produção em Regime Ordinário (PRO) [17]. A sua regulamentação foi feita pelo Decreto-Lei n.º 172/2006, o qual estabelece o regime jurídico aplicável às atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade [18].

Foi previsto um enquadramento específico para a PRE, distinguindo-se da PRO pela sua forma de remuneração e prioridade de despacho e acesso à rede. Este regime atribuiu condições vantajosas aos produtores de energia a partir de fontes renováveis e de recursos endógenos, como a eólica, a solar fotovoltaica, a biomassa e a hídrica de pequena escala, incluindo mecanismos de remuneração garantida, designados por tarifas *feed-in*.

Este enquadramento assegurava aos produtores um preço fixo por unidade de energia entregue à rede, durante um período contratualmente definido, com o objetivo de mitigar os riscos de mercado e incentivar o investimento em tecnologias que, à época, ainda apresentavam custos elevados.

O aperfeiçoamento do regime foi consolidado em diversos diplomas, incluindo a Portaria n.º 30/2000, que definiu a fórmula inicial de remuneração baseada em parcelas fixas e variáveis, ajustadas por coeficientes tecnológicos e horários, um modelo conceptual que se mantém na metodologia atualmente em vigor. O Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, estabeleceu princípios para a alocação dos custos associados à remuneração da PRE, definindo mecanismos de inclusão desses encargos nas tarifas de eletricidade [19], [20].

O Decreto-Lei n.º 15/2022, introduziu uma revisão ampla do regime de produção de energia elétrica, eliminando formalmente a distinção PRO/PRE, mas mantendo mecanismos específicos de remuneração para instalações historicamente enquadradas no PRE, refletindo os critérios de sustentabilidade, eficiência e incentivo à produção a partir de fontes renováveis.

Atualmente, a metodologia da DGEG consolida esta evolução legal, detalhando a fórmula de remuneração para centrais com potência instalada superior a 1 MVA, incorporando parcelas fixas, variáveis e ambientais, coeficientes tecnológicos e horários, indexação pela inflação e ajuste por perdas de rede, refletindo a maturidade do regime e a sua adaptação aos objetivos energéticos nacionais [21].

As medidas regulatórias e os ajustamentos legais constituem os mecanismos para a concretização dos objetivos do PNEC 2030, na medida em que procuram criar condições mais favoráveis para o desenvolvimento das fontes de energia renováveis em Portugal [12].

O governo tem implementado reformas que visam a simplificação e a desburocratização, com destaque para a criação de “*one-stop shops*” ou balcões únicos, destinados a reduzir a fragmentação administrativa e a acelerar a tramitação dos processos.

Outro mecanismo regulatório relevante é o fomento dos contratos de compra de eletricidade de origem renovável a longo prazo, os chamados *Power Purchase Agreements* (PPAs). Estes contratos funcionam como um instrumento de segurança para investidores privados, ao assegurar estabilidade no fornecimento, ao mesmo tempo que mitigam riscos regulatórios e de mercado. Este modelo é bastante pertinente, sobretudo no contexto dos consumidores elétricos intensivos.

Considerando o crescimento da geração de origem renovável, têm também sido adotadas medidas de apoio à rede elétrica, tanto do ponto de vista regulatório como financeiro. Estas iniciativas visam reforçar a capacidade de armazenamento, melhorar a gestão da rede e investir no aumento das infraestruturas de transmissão e distribuição, criando maior flexibilidade no sistema energético nacional.

Destaca-se a definição de metas específicas para gases renováveis e a implementação de uma estratégia nacional para o hidrogénio verde. Este enquadramento inclui planos para estimular a produção de biometano e hidrogénio, bem como a criação de instrumentos legais que assegurem a sua utilização, transporte e certificação, consolidando assim a aposta de Portugal na diversificação das fontes energéticas sustentáveis.

A integração das fontes de energia renováveis intermitentes na rede exige investimentos em armazenamento e implementação de mecanismos de ajustamento entre oferta e procura. Torna-se igualmente fundamental assegurar que os apoios públicos e fiscais são distribuídos de forma justa e equilibrada, contemplando comunidades locais e regiões ou atividades mais vulneráveis ou fortemente dependentes de fontes fósseis, de modo a garantir uma transição energética inclusiva e socialmente justa.

2.2.3 Desafios e questões a resolver

Embora haja um quadro bastante abrangente, subsistem desafios que podem atrasar ou comprometer o pleno aproveitamento dos mecanismos:

- Complexidade e morosidade do licenciamento, apesar dos esforços de simplificação;
- Necessidade de previsibilidade regulatória para atrair investimento privado de longo prazo;
- Limitações nos recursos financeiros ou capacidade institucional para monitorizar e fiscalizar projetos;
- Integração das fontes renováveis intermitentes na rede, exigindo investimento em armazenamento e ajustamento da oferta-demanda;

- Garantir que os apoios públicos e fiscais são distribuídos de forma justa, considerando comunidades locais, regiões menos desenvolvidas ou mais dependentes da energia fóssil.

2.3 Metas para 2030

A revisão do PNEC 2030, aprovada em 2024, apresenta um conjunto de metas e projeções para a evolução da capacidade instalada de produção elétrica por tecnologia até 2030, bem como uma estimativa da produção de origem renovável e do consumo nacional de eletricidade.

A capacidade instalada total deverá aumentar dos cerca de 23,8 GW registados em 2025 para aproximadamente 48 GW estimados em 2030, impulsionada sobretudo pela expansão das tecnologias renováveis. A energia solar fotovoltaica assume o maior crescimento absoluto, passando de 4,8 GW registados em 2025 para 20,8 GW estimados em 2030. A energia eólica deverá evoluir de 5,4 GW para 12,4 GW, incluindo cerca de 2 GW de eólica offshore em fase inicial de desenvolvimento. A capacidade hídrica superou a meta de 2030 ainda em 2025, com 8,4 GW. Tecnologias como biomassa e resíduos têm uma capacidade projetada próxima de 1,3 GW, e o gás natural deverá reduzir de 4,4 GW para 3,5 GW, refletindo a diminuição prevista de produção fóssil. A energia das ondas deverá atingir 0,2 GW até 2030 [12], [22].

A Tabela 2.1, publicada no PNEC [12], sintetiza a perspetiva de evolução da potência instalada para 2025 e para 2030.

Tabela 2.1: Perspetivas de evolução da capacidade instalada para a produção de eletricidade por tecnologia em Portugal no horizonte 2030, com base nas políticas e medidas planeadas

Tecnologia (GW)	2025 (REN)	2030 (PNEC)
Hídrica	8,4	8,1
da qual em bombagem	3,6	3,9
Eólica ¹	5,4	12,4
Eólica onshore	-	10,4
Eólica offshore	-	2,0
Solar Fotovoltaico ¹	4,8	20,8
do qual centralizado	-	15,1
do qual descentralizado	-	5,7
Solar Térmico Concentrado ²	-	0
Biomassa/Biogás e resíduos	0,7	1,3
Geotermia	-	0,1
Ondas	-	0,2
Gás Natural	4,4	3,5
Produtos Petrolíferos	-	0,5
Armazenamento (Baterias)	0,02	2,0
TOTAL	23,8	48

¹ Inclui capacidade instalada para a produção de hidrogénio na coluna referente aos dados do PNEC.

² Tecnologia identificada para 2040, com previsão de 600 MW de capacidade instalada.

Com esta expansão, estima-se que cerca de 90 % da eletricidade produzida em Portugal em 2030 seja de origem renovável, com predominância da geração solar e eólica, que deverão representar aproximadamente 39 % e 36 % da produção total, respetivamente. No mesmo horizonte temporal, prevê-se que o consumo nacional de eletricidade atinja cerca de 87 TWh, refletindo o aumento da eletrificação dos transportes, da indústria e dos usos domésticos.

Estas metas quantitativas reforçam o objetivo global do PNEC de assegurar que, até 2030, pelo menos 51 % do consumo final bruto de energia nacional seja proveniente de fontes renováveis.

Capítulo 3

MIBEL

O Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL) foi a estrutura escolhida pelo Operador do Mercado Ibérico de Eletricidade (OMIE) para operação do mercado diário tendo em vista definir o preço da energia elétrica e opera desde 1 de julho de 2007.

É fruto de um acordo entre Portugal e Espanha, com o propósito de consolidar um mercado regional de energia elétrica, promovendo a integração entre os sistemas elétricos ibéricos e alinhando-se ao mercado único europeu de eletricidade. O MIBEL compreende mercados organizados (diário, intradiário, derivados) e contratação bilateral sob um arcabouço regulatório comum [23].

O objetivo desta integração é promover a concorrência entre agentes na Península Ibérica, aumentar a transparência dos preços, garantir a segurança de abastecimento e contribuir para a convergência do mercado europeu de energia.

3.1 Organização e estrutura institucional do MIBEL

A estrutura institucional do MIBEL é composta por três níveis: regulação e supervisão, operadores do sistema e operadores de mercado.

A regulação e supervisão em Portugal fica a cargo da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), que supervisiona o setor elétrico, define tarifas de acesso, autoriza comercializadores e prima pela proteção dos consumidores.

Em Espanha esta tarefa é realizada pela *Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia* (CNMC), com funções similares às descritas anteriormente para a ERSE. Ambas as entidades coordenam as suas atividades por meio do comité de reguladores do MIBEL.

A operação do sistema em Portugal é assegurada pela empresa Redes Energéticas Nacionais (REN), responsável por garantir o equilíbrio físico do sistema, como equilíbrio entre oferta e procura de energia, consequentemente o equilíbrio de frequência e limite físico da capacidade de transmissão das linhas. Em Espanha esta tarefa é desempenhada pela *Red Eléctrica de España* (REE).

Ambas coordenam as suas operações diretamente e estão integradas na Rede Europeia de Operadores de Sistemas de Transporte (ENTSO-E).

Os operadores de mercado são responsáveis por organizar os leilões de energia elétrica.

Em Portugal esta tarefa é desempenhada pelo Operador do Mercado Ibérico de Energia Polo Português (OMIP) e na Espanha pelo *Operador del Mercado Ibérico de Energía* Polo Espanhol (OMIE).

Na operação do mercado há uma divisão das atividades entre as duas entidades. O OMIE é responsável por gerir o mercado diário e intradiário de energia e o OMIP gere o mercado de futuros e derivados. Embora haja dois polos para a operação do mercado o seu funcionamento é realizado de forma integrada para preencher o objetivo da criação do MIBEL.

Ademais, há interligação desde 2014 com o mercado europeu de eletricidade. Isto significa que sempre que houver capacidade de transmissão, os preços entre Portugal e Espanha convergem com os preços dos mercados da França, Itália e Alemanha.

3.2 Mercado diário e intradiário

Estes mercados funcionam com base em um sistema de leilão do tipo marginal. Os produtores e consumidores enviam propostas de compra e de venda para o Operador de Mercado. Estas propostas são organizadas de forma crescente (venda) e decrescente (compra) de forma que o preço de mercado e o volume comercializado são o encontro das duas curvas.

As propostas são enviadas pelos participantes (produtores, comercializadores e grandes consumidores) até às 12 CET do dia anterior e o Operador do Mercado utiliza um algoritmo chamado *EUPHEMIA* para processar as ordens de compra e venda e definir o volume de energia comercializado e o preço de mercado.

O mercado intradiário funciona de forma similar ao mercado diário e seu objetivo é corrigir pequenos desvios na previsão feita no dia anterior. Isto é necessário para integrar previsões mais atualizadas e precisas de renováveis e responder a alterações na procura de energia. As sessões são feitas em horários fixos após o mercado diário e até poucas horas antes da entrega. Para além deste mercado intradiário por sessões, existe ainda um mercado intradiário contínuo a nível Europeu em que as propostas de compra e venda podem ser casadas até uma hora antes do momento de entrega.

O problema de maximização do benefício líquido no mercado associado a um período de negociação e as propostas independentes entre períodos consecutivos pode ser modelado matematicamente da seguinte forma:

$$\max Z = \sum_{i=1}^{N_d} C_{d_i}^{\text{of}} \cdot P_{d_i} - \sum_{j=1}^{N_g} C_{g_j}^{\text{of}} \cdot P_{g_j} \quad (3.1)$$

Sujeito às seguintes restrições:

$$\sum_{i=1}^{N_d} P_{d_i} = \sum_{j=1}^{N_g} P_{g_j} \quad (3.2)$$

$$0 \leq P_{d_i} \leq P_{d_i}^{\text{of}}, \quad \forall i = 1, \dots, N_d \quad (3.3)$$

$$0 \leq P_{g_j} \leq P_{g_j}^{\text{of}}, \quad \forall j = 1, \dots, N_g \quad (3.4)$$

Nesta formulação:

N_d Número de propostas de compra (blocos de demanda);

N_g Número de propostas de venda (blocos de geração);

$C_{d_i}^{\text{of}}$ Preço que a carga i está disposta a pagar por unidade de energia consumida [€/MWh];

$C_{g_j}^{\text{of}}$ Preço que a unidade de geração j pretende receber por unidade de energia fornecida [€/MWh];

P_{d_i} Potência despachada relativa à carga i [MW];

P_{g_j} Potência despachada relativa à unidade de geração j [MW];

$P_{d_i}^{\text{of}}$ Potência máxima da proposta de compra da carga i [MW];

$P_{g_j}^{\text{of}}$ Potência máxima da proposta de venda da unidade de geração j [MW].

A solução deste problema resulta nos valores de P_{d_i} e P_{g_j} , sendo que o *clearing price* corresponde ao preço do último gerador despachado e está associado à variável dual da restrição de igualdade 3.2.

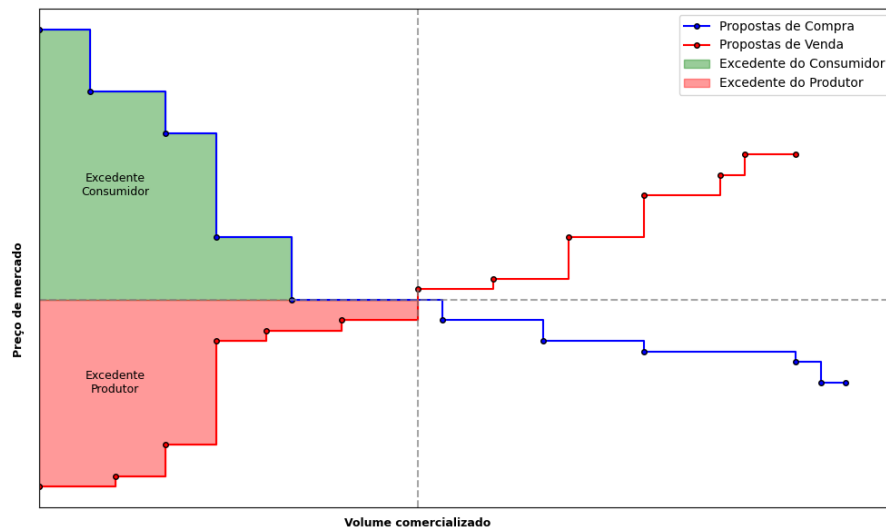


Figura 3.1: Função do benefício social

A Figura 3.1 mostra o conceito de bem-estar social, definido como a soma do excedente dos produtores e o excedente dos consumidores representados a verde e a vermelho na figura.

O volume comercializado e o preço de mercado também estão indicados na imagem e representam o preço final que todos os participantes irão pagar ou receber e o volume de energia comercializado. Todo o volume de ofertas à esquerda da linha de volume comercializado será executado e o volume à direita não entrará no mercado.

3.3 *Market Splitting*

Um dos principais objetivos do MIBEL é a criação de uma área de mercado única, com preços uniformes para a eletricidade em todo o seu território de atuação. No entanto, essa uniformização de preços nem sempre é possível, devido a limitações físicas nas infraestruturas de transmissão, especialmente nas interligações entre os dois sistemas elétricos nacionais.

Em situações em que a capacidade de interligação entre zonas é insuficiente para garantir o livre fluxo de eletricidade, ou seja, quando a oferta mais barata não consegue alcançar toda a procura devido a restrições técnicas, ocorre um fenómeno conhecido como congestionamento da rede. Nestes casos, aplica-se o mecanismo de *market splitting*.

O *Market Splitting* é um método de formação zonal de preços que consiste em dividir o mercado em múltiplas zonas de preço sempre que a capacidade de transporte entre elas se esgota. Cada zona passa então a ter seu próprio *clearing price*, determinado pelo equilíbrio local entre a oferta e a procura considerando ainda as trocas com outras zonas de preço até ao volume permitido pela capacidade das interligações. Como consequência direta, verifica-se uma divergência nos preços da eletricidade entre as zonas afetadas, refletindo a escassez relativa de energia em cada uma delas.

Além das diferenças de preços, o mecanismo também afeta o montante de energia contratado em cada zona, uma vez que o volume de energia transferível entre regiões está limitado. Zonas com excesso de geração tendem a apresentar preços mais baixos, enquanto zonas com elevada procura e oferta limitada enfrentam preços mais elevados.

Este mecanismo, embora possa parecer uma fragmentação do mercado, corresponde na verdade a uma forma eficiente de internalizar as restrições físicas da rede elétrica no processo de formação de preços, sinalizando adequadamente onde há necessidade de investimento em capacidade de interligação e incentivando uma melhor localização de novas unidades de produção e consumo. A sua aplicação é coordenada a nível Europeu, através do algoritmo *EUPHEMIA*, utilizado no acoplamento dos mercados diários de eletricidade [24].

3.4 Mercado a prazo e derivados energéticos

O mercado a prazo permite que agentes contratem energia antecipadamente, mitigando risco de preço. No MIBEL, a bolsa de derivados portuguesa oferece contratos de futuros de energia para Portugal e Espanha, com liquidação física ou financeira.

Os contratos padrão oferecidos pelo OMIP incluem contratos futuros de base, contratos futuros de ponta, opções de energia elétrica, contratos mensais, trimestrais, semestrais e anuais.

Estas transações podem ser vistas como compra/venda de energia antecipada, seja ela em horários de base, de pico, contrato de direito, mas não de obrigação (opções).

O risco do não cumprimento dos contratos celebrados é mitigado pela atuação da Câmara de Compensação (OMIClear), que assegura que todas as obrigações financeiras e físicas sejam cumpridas mesmo que uma das partes falhe.

A OMIclear avalia o risco de crédito e mercado dos participantes, da recolha das margens iniciais e de variação, liquidação dos lucros e perdas e garantia física dos contratos com liquidação física.

Embora o mercado a prazo não determine diretamente o despacho de energia ele influencia o comportamento dos agentes do mercado diário, pois estimula a previsibilidade dos fluxos financeiros, levando os agentes a ajustar sua posição de energia conforme sua exposição e gerando preços de referência para o setor.

Capítulo 4

Metodologia e Ferramentas

Conforme a proposta inicial, foi desenvolvido um conjunto de ferramentas computacionais capazes de recolher e tratar os dados do MIBEL, permitindo a realização de análises quantitativas e qualitativas de forma sistemática e eficiente.

A plataforma assegura um processamento de dados rápido (baixa latência) e fiável, garantindo que o processo é replicável, escalável e compatível com diferentes níveis de complexidade analítica.

4.1 Dados disponibilizados

O Operador do Mercado Ibérico de Eletricidade (OMIE) disponibiliza publicamente, através do seu *website*, um vasto conjunto de dados referentes às ofertas de compra e venda de energia elétrica no contexto do Mercado Ibérico. Estes dados incluem tanto formatos consolidados como registos brutos, cobrindo períodos horários, diários e intradiários.

Durante a análise preliminar, verificou-se um dos principais desafios associados a este trabalho: o volume total de dados disponíveis desde 2018 regista quase 250 milhões de linhas. Este fator impõe uma complexidade adicional, tanto em termos de armazenamento quanto de tratamento e consulta eficiente.

Os dados são disponibilizados em formato semi-estruturado (*Comma-Separated Values*, CSV), acessíveis livremente, sem necessidade de autenticação ou credenciais específicas, o que favorece a automação dos processos de recolha e atualização [25].

O documento disponibilizado pelo Operador do Mercado Ibérico de Eletricidade, intitulado *Lista de Unidades.xls* [26], constitui um registo oficial e detalhado de todos os ativos e entidades participantes no mercado grossista de eletricidade na Península Ibérica. Este ficheiro é útil para a identificar formalmente as unidades de produção, comercialização e grandes consumidores que intervêm nas sessões do mercado diário e intradiário, assegurando a rastreabilidade de cada agente económico no sistema.

O ficheiro apresenta uma estrutura que associa cada unidade ao seu respetivo código identificador, ao agente de mercado responsável e à tecnologia de geração correspondente, tais como eólica, fotovoltaica, hidroelétrica, térmica, etc.

4.1.1 Base de dados

Conforme identificado na análise dos dados disponibilizados, a base de dados escolhida deve ser capaz de gerir e aceder aos dados de forma rápida e fiável.

Inicialmente, foram consideradas plataformas de folhas de cálculo, como *Excel* e *LibreOffice Calc*. Contudo, essas ferramentas apresentam severas limitações de desempenho e capacidade de armazenamento, tornando inviável o manuseamento de bases de dados com centenas de milhões de linhas.

Por conseguinte, a solução adotada deverá recorrer a sistemas de gestão de bases de dados relacionais (SGBD), otimizados para grandes volumes e consultas complexas, permitindo o uso de instruções SQL para extração e análise eficiente das informações [27].

4.1.1.1 MySQL

O MySQL representa uma solução amplamente utilizada devido à sua estabilidade, documentação e compatibilidade com diversas linguagens de programação. No entanto, em contextos de alto volume de dados, como o presente estudo, o desempenho das consultas torna-se limitado, especialmente em operações de agregação e filtragem extensiva. Mesmo com indexação otimizada, a latência observada é significativamente superior à desejável para análises interativas [28].

4.1.1.2 PostgreSQL

O PostgreSQL oferece recursos avançados de indexação, paralelização e otimização de consultas, além de suporte a tipos de dados complexos e integração nativa com Python e outras ferramentas de análise. Apesar do seu desempenho superior em relação ao MySQL, a execução de consultas sobre grandes volumes (acima de 200 milhões de registos) ainda apresenta tempos de resposta elevados, especialmente para consultas agregadas em múltiplas dimensões temporais [29].

4.1.1.3 ClickHouse

O ClickHouse foi a solução selecionada para este projeto devido à sua arquitetura orientada a colunas e ao elevado desempenho em consultas analíticas de grandes volumes de dados. Desenvolvido pela Yandex e amplamente utilizado em contextos de análise em tempo real, o ClickHouse é capaz de executar consultas complexas em milhares de milhões de registos com latências significativamente reduzidas [30] [28].

Além disso, oferece compressão eficiente, suporte a paralelização massiva e integração nativa com Python e SQL, o que o torna ideal para o trabalho a realizar. Assim, garante-se uma manipulação de dados escalável e eficiente, essencial para a implementação da ferramenta de análise proposta.

4.2 Linguagem de programação e ferramentas acessórias

A plataforma foi desenvolvida com base em uma arquitetura híbrida composta por múltiplas linguagens de programação e ferramentas complementares, integradas por meio de contentores *Docker* para garantir portabilidade e reprodutibilidade. Estas linguagens/ferramentas são enumeradas a seguir.

- **PHP e HTML:** utilizados na camada de interface com o utilizador e processamento, permitindo a criação de um ambiente web interativo e acessível, com painéis de controlo e formulários de consulta dinâmicos;
- **Python:** responsável pelo processamento das ofertas e lançamento dos dados na base de dados;
- **SQL:** utilizado na camada de persistência para manipulação e consulta dos dados armazenados no ClickHouse;
- **Docker:** adotado para a criação de ambientes isolados e portáteis, garantindo a replicabilidade do sistema em diferentes plataformas e servidores;

Foi avaliada a possibilidade de se utilizar linguagem Python para desenvolver o *backend* e *frontend*, pois trata-se de uma linguagem mais moderna que a linguagem PHP e com potenciais ganhos de funcionalidade. Entretanto, o arranque e manutenção da plataforma seria mais demorado, tendo em vista que o foco da linguagem não é o desenvolvimento de sistemas WEB.

Em contrapartida, o arranque e acesso a um sistema desenvolvido com linguagem PHP é bem mais rápido e a sua manutenção e operação é mais ágil, tendo em vista a dispensa de compilação do código alterado.

4.3 Algoritmo de *clearing* do mercado diário

O algoritmo de *clearing* do mercado diário é utilizado no âmbito do projeto PCR (*Price Coupling of Regions*) e do mecanismo *Single Day-Ahead Coupling (SDAC)* para resolver simultaneamente o casamento das ofertas de compra e venda de eletricidade e a alocação implícita da capacidade de interligação entre zonas de preço (*bidding zones*) na Europa [24].

Desenvolvido em colaboração entre vários Operadores de Mercado (*NEMOs*) e operado tecnicamente por empresas especializadas, o algoritmo de *clearing* diário foi concebido para maximizar o bem-estar social, ou seja, a soma dos excedentes de consumidores, produtores e receitas

de congestão, sujeito às restrições físicas da rede elétrica (capacidade de interligação, restrições dos geradores e do uso da rede, perdas, modelos *ATC/flow-based*) e às regras de mercado (ordens simples, ordens bloco, limites de preço) nas zonas acopladas [24].

4.3.1 Funcionamento do algoritmo de *clearing* diário

O funcionamento do sistema acompanha a lógica do mercado, descrita em 3.2. Em seguida é apresentado o pseudocódigo simplificado deste procedimento.

O processo inicia-se com o recolhimento de todas as ofertas de compra e de venda enviadas pelos participantes do mercado. As ofertas de compra de energia elétrica são organizadas em ordem decrescente de preço e as ofertas de venda de energia elétrica são organizadas em ordem crescente de preço.

O algoritmo percorre as duas listas e identifica o ponto de intersecção entre as curvas de compra e venda previamente organizadas, cujo preço do ponto identificado representa o preço de mercado de energia para aquele momento e o ponto do volume identificado representa o volume de energia elétrica comercializada para o mesmo período.

Algoritmo 1: Pseudocódigo explicativo do algoritmo de *clearing* diário

Entrada: Ofertas de compra e venda de energia submetidas aos operadores de mercado

Saída : Preços de equilíbrio (*clearing prices*) e quantidades de energia casadas em cada zona

- 1 **Início do processo diário;**
 - 2 **Coleta das ofertas;**
 - 3 Os operadores de mercado recolhem todas as ofertas enviadas pelos participantes:
 - As ofertas de venda indicam o preço mínimo a que os produtores estão dispostos a vender energia;
 - 4 - As ofertas de compra indicam o preço máximo que os consumidores ou comercializadores estão dispostos a pagar;
 - 5 **Organização das ofertas (bids);**
 - 6 - As ofertas de venda são ordenadas do preço mais baixo para o mais alto, representando quem vende mais barato primeiro;
 - 7 - As ofertas de compra são ordenadas do preço mais alto para o mais baixo, representando quem está disposto a pagar mais primeiro;
 - 8 - Esse ordenamento permite visualizar onde ocorre o equilíbrio entre oferta e procura;
 - 9 **Casamento das ofertas;**
 - 10 O algoritmo percorre simultaneamente as listas de compra e de venda: - As ofertas são “casadas” quando o preço de compra é igual ou superior ao preço de venda;
 - 11 - O volume de energia negociado em cada correspondência é o mínimo entre as quantidades oferecidas e demandadas;
 - 12 - Este processo continua até que não haja mais sobreposição entre preços de compra e venda;
 - 13 **Determinação do preço de equilíbrio;**
 - 14 - O ponto onde as curvas de oferta e de procura se cruzam define o preço de equilíbrio (*clearing price*);
 - 15 - Esse preço é aplicado a todas as transações casadas naquele período e zona;
 - 16 **Resultados finais;**
 - 17 - Para cada zona e hora, o algoritmo determina: - O preço final de mercado (*clearing price*);
 - 18 - As quantidades de energia compradas e vendidas;
 - 19 - Esses resultados são então comunicados aos operadores de mercado e participantes.;
 - 20 **Fim do algoritmo;**
-

A formulação matemática do problema pode ser consultada na Secção 3.2.

4.3.2 Limitação da metodologia adotada

O algoritmo utilizado neste estudo é o de *clearing* puro, sem considerar as restrições da rede ou outros dispositivos que possam modificar a dinâmica do despacho.

Os próprios dados de ofertas disponibilizados pelo OMIE apresentam somente dados em blocos, sem considerar as restrições de crescimento/decrescimento de determinadas tecnologias.

Ademais, a implementação da metodologia aplicada no mercado implicaria a simulação do trânsito de potência na rede e consequente necessidade de se conhecer a rede Ibérica, seus parâmetros e suas conexões com outras redes.

Ao analisar este problema, observou-se que as maiores distorções ocorrem quando há a separação do mercado por restrição na capacidade das linhas de transmissão. Uma imagem comparativa dos resultados fornecidos pelo OMIE e os calculados pelo algoritmo de *clearing* é dada na Figura 4.1.

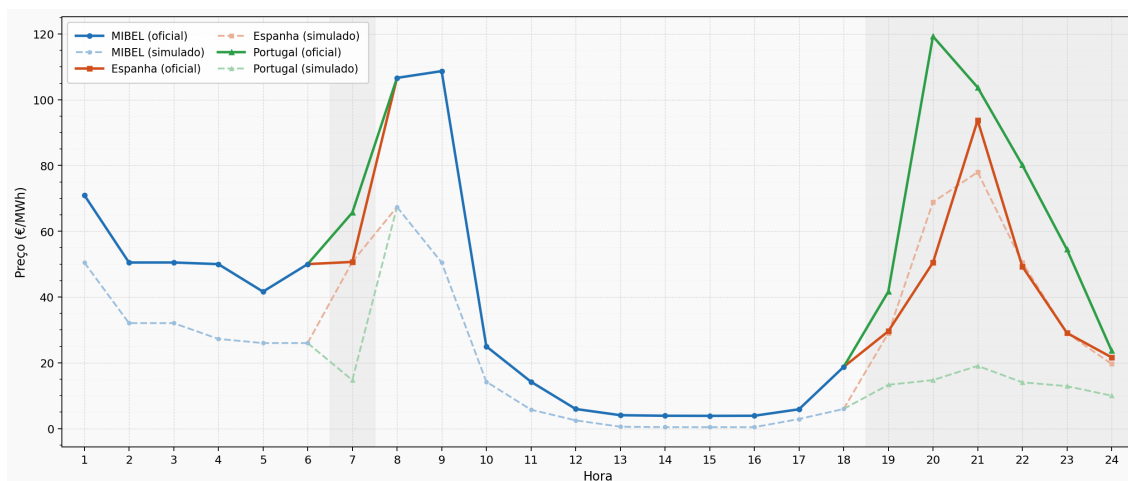


Figura 4.1: Divergência entre dados disponibilizados e calculados (referentes ao dia 06/03/2024).

A linha azul contínua mostra o resultado do preço de mercado publicado pelo OMIE. Esta linha é separada em uma linha vermelha (Espanha) e verde (Portugal) nos intervalos em que há separação de mercado por ativação do mecanismo de *Market Splitting*. As linhas tracejadas mostram o preço de mercado calculadas pelo algoritmo utilizado no estudo.

O operador pode priorizar geradores situados em pontos da rede estratégicos, capazes de diminuir a sobrecarga na rede, mesmo que sejam geradores que ofertem energia mais cara. Esta é basicamente a fonte de erro que ocorre entre os dados de preço de mercado real e simulado [31].

Para contornar este problema, todas as comparações foram feitas utilizando o algoritmo de *clearing* puro e a separação de mercado foi considerada em momentos anteriormente identificados pelo OMIE nos dados base.

4.4 Funcionalidades da plataforma

A ferramenta proposta inclui um conjunto de funcionalidades para análise, visualização e exportação dos resultados, que são referidas nos pontos seguintes.

4.4.1 Consulta SQL

A plataforma permite a execução de consultas SQL diretas à base de dados, com um conjunto de *queries* pré-definidas para simplificar a análise dos dados. É possível filtrar por período, tipo de mercado (diário, intradiário, futuros), tecnologia de produção e zona de preço, além de exportar os resultados em formato CSV.

Esta função é importante para integrar com outras ferramentas e análises pontuais do utilizador, como *scripts* em Python mais simples, sem a necessidade de conexão direta com a base de dados ou uso dos dados em softwares como *Excel* ou *LibreOffice Calc*.

4.4.2 Distribuição de frequência

O módulo de distribuição de frequência permite gerar histogramas com base nas ofertas de compra e venda, de acordo com filtros definidos pelo utilizador (data, hora, tipo de agente). Esta funcionalidade visa facilitar a visualização da densidade de ofertas e a identificação de padrões de comportamento de mercado, com exportação em CSV para análises adicionais.

Esta função é útil para classificar estatisticamente o perfil das ofertas do mercado, analisar tendências e executar o algoritmo do *clearing price* utilizando a abordagem do mercado financeiro.

4.4.3 Função de *clearing price*

A funcionalidade de cálculo do preço de equilíbrio (*clearing price* ou preço de mercado) utiliza as curvas de oferta e procura obtidas a partir dos dados filtrados. O sistema representará graficamente o ponto de intersecção e calculará o preço e volume de energia correspondentes, permitindo a exportação dos resultados para CSV e integração com relatórios automáticos em Python, *Excel* ou *LibreOffice Calc*.

Esta é a função principal do *software*, pela qual será possível destacar as ofertas de venda identificadas como produção em regime especial (PRE), substituí-las por outro valor e avaliar o novo preço de mercado.

4.4.3.1 Substituição do preço das ofertas

De forma a avaliar o comportamento das unidades produtoras, criou-se uma lógica capaz de alterar o preço das ofertas de determinada categoria baseado no seu volume.

A metodologia funciona com base na substituição dos preços das ofertas de forma que a distribuição de frequência resulte em qualquer curva que se queira representar. Esta abordagem permite que qualquer distribuição de frequência seja aplicada na análise, replicando qualquer comportamento típico, exemplificado abaixo.

Preço de mercado com distribuição fixa - No caso da distribuição fixa, o sistema substitui o valor original da geração PRE por um valor único, fixo e rígido, definido pelo utilizador ou associado a um cenário específico.

Todas as demais ofertas permanecem inalteradas, e o cálculo do preço de mercado é realizado com base nessas condições estáticas. Assim, o resultado representa um cenário determinístico, sem qualquer variação aleatória, ideal para análises de referência e comparação com outros modelos.

Esta abordagem permite avaliar diretamente o impacto de uma alteração específica no preço de venda da geração PRE, mantendo o restante do mercado inalterado.

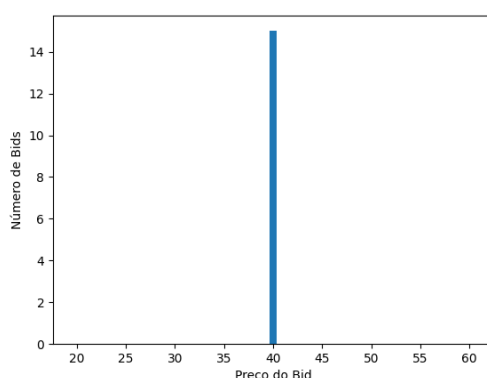


Figura 4.2: Distribuição fixa de ofertas por preço.

Preço de mercado com distribuição uniforme - Na distribuição uniforme, os valores de PRE são distribuídos de forma igual entre dois limites definidos pelo utilizador — por exemplo, entre 40 e 60 €/MWh.

Cada valor dentro desse intervalo tem a mesma probabilidade de ocorrer, o que gera uma distribuição de frequência visualmente semelhante a um retângulo, onde todas as ocorrências possuem a mesma altura no gráfico.

O sistema gera múltiplas simulações dentro desse intervalo e calcula o preço de mercado correspondente a cada execução. No final, é apresentado o preço médio obtido e a variação associada.

Este modelo é adequado para testar a sensibilidade do preço de equilíbrio quando não há tendência predominante de aumento ou redução — todos os valores possíveis têm igual peso.

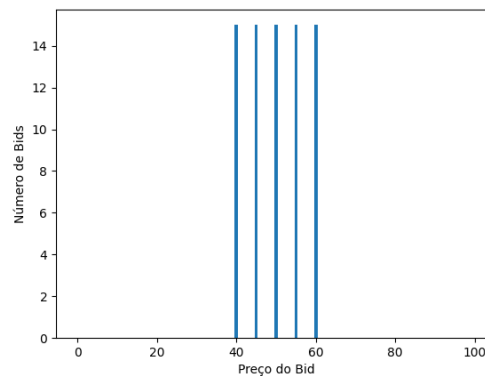


Figura 4.3: Distribuição uniforme de ofertas por preço.

Preço de mercado com distribuição normal - Na distribuição normal, os preços da geração PRE são modelados de acordo com uma distribuição estatística centrada num valor médio, com uma dispersão (ou desvio padrão) controlada pelo utilizador.

Assim, pequenas variações em torno do preço médio da PRE são mais prováveis do que grandes desvios. O algoritmo executa a simulação com base nessa distribuição, recalculando o *clearing price* em cada iteração, para os valores de média e dispersão fornecidos pelo utilizador.

Esta abordagem permite observar como o preço de equilíbrio se comporta quando ocorre uma variabilidade natural e simétrica nas ofertas de PRE, refletindo melhor o comportamento típico de mercados com flutuações moderadas e previsíveis.

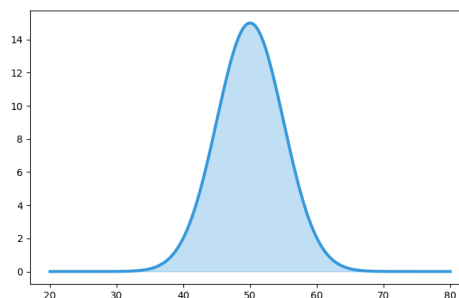


Figura 4.4: Distribuição normal de ofertas por preço.

Preço de mercado com distribuição lognormal - Na distribuição lognormal, as ofertas de PRE seguem um padrão assimétrico, em que pequenas reduções de preço são mais prováveis do que aumentos grandes. Este tipo de distribuição é comum em mercados energéticos, onde os preços tendem a subir rapidamente sob condições de escassez, mas raramente diminuem de forma abrupta.

O sistema gera valores aleatórios multiplicando o preço médio da PRE por fatores extraídos de uma distribuição lognormal. Cada simulação gera um novo conjunto de propostas, e o algoritmo recalcula o preço de mercado para o conjunto resultante.

Esta abordagem é particularmente útil para estudar cenários de risco e volatilidade, em que a incerteza no comportamento da geração PRE tem impacto significativo no equilíbrio do mercado.

Em todos os casos, o módulo de cálculo de preço de mercado oferece uma interface interativa para visualização das curvas de oferta e procura e exportação direta dos resultados. Dessa forma, o utilizador pode comparar cenários, analisar sensibilidades e integrar os dados gerados em relatórios automáticos.

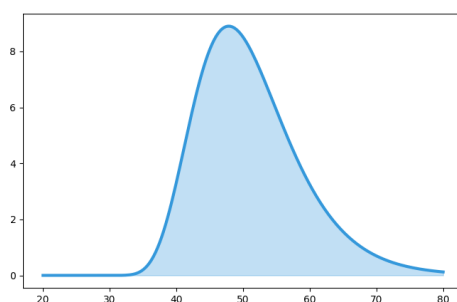


Figura 4.5: Distribuição lognormal de ofertas por preço.

4.4.4 Maximização do lucro das unidades produtoras

Quando as unidades geradoras passam a ofertar energia no mercado, surge naturalmente o incentivo de otimizar o lucro obtido da produção. O cenário de maximização do lucro representa a maior transferência de capital do consumidor para os produtores e ocorre quando as unidades geradoras conseguem prever com sucesso a carga demandada em determinado período, bem como conhecer o preço marginal e a base de potência disponível dos seus concorrentes.

O preço de liquidação do mercado depende, entre outros fatores, do custo marginal de cada tecnologia e do volume de energia disponível por tecnologia. Portanto, existe a possibilidade de competidores removerem blocos de ofertas de venda de forma a deslocar o ponto de equilíbrio para um preço marginal superior. Embora o bloco removido não seja remunerado, o lucro final das unidades despachadas pode ser maior, compensando a receita da unidade retirada do despacho.

4.4.4.1 Formulação matricial do problema de *market clearing*

O problema de maximização do benefício líquido social apresentado na Secção 3.2 pelo problema (3.1) a (3.4) pode ser reescrito em forma matricial compacta, o que facilita a implementação computacional e permite obter o preço de equilíbrio de maneira sistemática.

Para isso, todas as quantidades de energia a serem determinadas pelo processo de *clearing* são agrupadas em um único vetor de variáveis de decisão $\mathbf{x}$. Esse vetor contém, em sequência, as quantidades despachadas de cada gerador seguidas das quantidades atendidas de cada consumidor:

$$\mathbf{x} = \begin{bmatrix} P_{g_1} \\ P_{g_2} \\ \dots \\ P_{g_{N_g}} \\ P_{d_1} \\ P_{d_2} \\ \dots \\ P_{d_{N_d}} \end{bmatrix} \quad (4.1)$$

Nesta representação cada P_{g_j} representa a potência efetivamente despachada para o gerador j , com $j = 1, 2, \dots, N_g$, e cada P_{d_i} representa a potência efetivamente atendida para o consumidor i , com $i = 1, 2, \dots, N_d$. O vetor $\mathbf{x}$ possui $N_g + N_d$ entradas no total, uma para cada oferta de geração e de demanda.

De forma análoga, os preços ofertados por geradores e consumidores são agrupados em um vetor de parâmetros de custo $\mathbf{c}$ ilustrado em 4.2.

$$\mathbf{c} = \begin{bmatrix} \lambda_{g_1}^{\text{of}} \\ \lambda_{g_2}^{\text{of}} \\ \dots \\ \lambda_{g_{N_g}}^{\text{of}} \\ -\lambda_{d_1}^{\text{of}} \\ -\lambda_{d_2}^{\text{of}} \\ \dots \\ -\lambda_{d_{N_d}}^{\text{of}} \end{bmatrix} \quad (4.2)$$

Nesta representação $\lambda_{g_j}^{\text{of}}$ é o preço mínimo pelo qual o gerador j está disposto a vender energia e $\lambda_{d_i}^{\text{of}}$ é o preço máximo que o consumidor i está disposto a pagar. O sinal negativo nas entradas referentes à demanda decorre da definição matemática da área excedente consumidor e área excedente produtor: ao minimizar o produto $\mathbf{c}^\top \mathbf{x}$, as parcelas de demanda contribuem negativamente, de modo que o problema de minimização equivale à maximização do benefício líquido social.

4.4.4.2 Programa Linear Primal

Com os vetores $\mathbf{x}$ e $\mathbf{c}$ definidos acima, o problema de obtenção do resultado do mercado é escrito como o Programa Linear Primal (PLP) 4.3 a 4.6

$$\min_{\mathbf{x}} \quad \mathbf{c}^\top \mathbf{x} \quad (4.3)$$

sujeito a:

$$\mathbf{b}^\top \mathbf{x} = 0, \quad (4.4)$$

$$\mathbf{A} \mathbf{x} \leq \mathbf{u}, \quad (4.5)$$

$$\mathbf{x} \geq \mathbf{0}. \quad (4.6)$$

A expressão $\mathbf{c}^\top \mathbf{x}$ representa o produto interno entre os dois vetores, ou seja, a soma de cada preço ofertado multiplicado pela respectiva quantidade despachada. A minimização dessa expressão, com os sinais definidos em (4.2), é matematicamente equivalente à maximização do benefício líquido social expresso em (3.1), pois minimizar $(-Z)$ equivale a maximizar Z .

A restrição (4.4) impõe o equilíbrio entre geração e consumo. Para isso, define-se o vetor de balanço $\mathbf{b}$, que possui N_g entradas iguais a $+1$ (referentes aos geradores) seguidas de N_d entradas iguais a -1 (referentes aos consumidores) tal como se indica em 4.7

$$\mathbf{b}^\top = \left[\underbrace{1, 1, \dots, 1}_{N_g \text{ entradas}}, \underbrace{-1, -1, \dots, -1}_{N_d \text{ entradas}} \right] \quad (4.7)$$

O produto $\mathbf{b}^\top \mathbf{x} = 0$ resulta na igualdade entre a soma das potências geradas e a soma das potências consumidas, reproduzindo a restrição de balanço (3.2) da Secção 3.2.

A restrição (4.5) limita cada quantidade despachada ao valor máximo que foi ofertado. Nessa restrição, $\mathbf{A}$ é a matriz identidade de ordem $N_g + N_d$, ou seja, uma matriz quadrada com valor 1 nos elementos da diagonal principal e 0 em todas as demais posições. Multiplicar $\mathbf{x}$ por essa matriz simplesmente reproduz o próprio vetor $\mathbf{x}$, de modo que a restrição exige que cada elemento de $\mathbf{x}$ não supere o elemento correspondente do vetor de limites superiores $\mathbf{u}$ indicado em 4.8

$$\mathbf{u} = \begin{bmatrix} P_{g_1}^{\text{of}} \\ P_{g_2}^{\text{of}} \\ \dots \\ P_{g_{N_g}}^{\text{of}} \\ P_{d_1}^{\text{of}} \\ P_{d_2}^{\text{of}} \\ \dots \\ P_{d_{N_d}}^{\text{of}} \end{bmatrix} \quad (4.8)$$

Nesta representação $P_{g_j}^{\text{of}}$ é a quantidade máxima de energia ofertada pelo gerador j e $P_{d_i}^{\text{of}}$ é a quantidade máxima de energia solicitada pelo consumidor i . As restrições (4.5) e (4.6) em conjunto reproduzem as restrições (3.3) e (3.4), da Secção 3.2, de forma compacta.

4.4.4.3 Obtenção do *clearing price* via dualidade

A solução do problema formulado na secção anterior fornece o escalonamento ótimo de geração e demanda, mas não fornece diretamente o preço de equilíbrio. Em programação linear, a cada restrição do problema original (chamado de primal) corresponde uma variável no chamado problema dual. O problema dual é uma reformulação matemática equivalente ao primal que, ao ser resolvido, fornece informações sobre o valor marginal associado a cada restrição.

A restrição de equilíbrio (4.4) possui uma única variável dual associada, denominada λ_s . Essa variável representa o quanto o benefício líquido social ótimo variaria se a restrição de balanço fosse ligeiramente alterada, ou seja, se houvesse um pequeno incremento na demanda total. Em termos económicos, λ_s corresponde ao custo marginal de atender uma unidade adicional de demanda no mercado, o que corresponde exatamente ao preço de liquidação do mercado, tal como se indica em 4.9

$$\lambda_s = \frac{\partial Z^*}{\partial D} \quad (4.9)$$

Nesta expressão Z^* é o valor ótimo do benefício líquido social e D é a demanda total atendida. Fisicamente, λ_s corresponde ao preço ofertado pelo último gerador a ser despachado, denominado gerador marginal, que é aquele situado exatamente no cruzamento das curvas de oferta e demanda ordenadas.

Para as restrições de capacidade (4.5), existem $N_g + N_d$ variáveis duais, uma para cada oferta, agrupadas no vetor μ . Cada entrada desse vetor representa o benefício unitário obtido por um agente em relação ao preço que ele ofertou. Para o gerador j , esse excedente é:

$$\mu_{g_j} = \lambda_s - \lambda_{g_j}^{\text{of}} \geq 0 \quad (4.10)$$

Ou seja, a diferença entre o preço de mercado recebido e o preço mínimo que o gerador estava disposto a aceitar. Para o consumidor i , o excedente é:

$$\mu_{d_i} = \lambda_{d_i}^{\text{of}} - \lambda_s \geq 0 \quad (4.11)$$

Ou seja, a diferença entre o preço máximo que o consumidor estava disposto a pagar e o preço de mercado efetivamente praticado. As equações (4.10) e (4.11) traduzem, respectivamente, o excedente do produtor e o excedente do consumidor por unidade de energia despachada.

O Programa Linear Dual (PLD) associado ao PLP pode ser escrito como:

$$\max_{\lambda_s, \mu} -\mathbf{u}^\top \mu \quad (4.12)$$

sujeito a:

$$\lambda_s \mathbf{b} + \mathbf{A}^\top \mu \leq \mathbf{c}, \quad \mu \geq \mathbf{0} \quad (4.13)$$

Nesta formulação $\mathbf{u}$ é o vetor dos coeficientes do lado direito das restrições 4.5 definido em (4.8), $\mathbf{b}$ é o vetor de balanço definido em (4.7), $\mathbf{A}$ é a matriz identidade e $\mathbf{c}$ é o vetor de custos definido em (4.2).

4.4.4.4 Formulação da maximização do lucro por remoção de blocos

Para fins da abordagem de maximização de lucro, a forma matricial poderia ser resolvida inserindo uma segunda restrição de maximização nos geradores classificados como PRE. Entretanto, dada a quantidade de ofertas de compra e venda presente em mercados reais, os vetores $\mathbf{x}$ e $\mathbf{c}$ tornam-se computacionalmente pesados para a iteração necessária.

Uma abordagem mais eficiente consiste em explorar diretamente a estrutura do preço de mercado. O lucro bruto de um gerador j despachado é calculado como o produto entre o preço de liquidação do mercado e o volume de energia que esse gerador fornece:

$$\Pi_j = \lambda_s \cdot P_{g_j} \quad (4.14)$$

Nesta expressão Π_j é o lucro bruto do gerador j , λ_s é o preço de mercado e P_{g_j} é a potência despachada para esse gerador.

O preço de mercado λ_s é determinado pelo ponto de equilíbrio entre a curva de oferta acumulada $S(\lambda)$ e a curva de demanda acumulada $D(\lambda)$, ambas expressas em função do preço λ :

$$\lambda_s \text{ tal que } S(\lambda_s) = D(\lambda_s) \quad (4.15)$$

Onde $S(\lambda)$ representa o volume total de energia ofertada por todos os geradores dispostos a vender a um preço igual ou inferior a λ , e $D(\lambda)$ representa o volume total de energia demandada por todos os consumidores dispostos a pagar um preço igual ou superior a λ .

A remoção de um bloco de oferta k , caracterizado pela quantidade ΔP_{g_k} e pelo preço $\lambda_{g_k}^{\text{of}}$, equivale a retirar esse bloco da curva de oferta, deslocando essa curva para a esquerda. A nova curva de oferta $S'(\lambda)$ passa a ser dada por 4.16.

$$S'(\lambda) = S(\lambda) - \Delta P_{g_k}, \quad \text{para todo } \lambda \geq \lambda_{g_k}^{\text{of}}, \quad (4.16)$$

onde ΔP_{g_k} é a quantidade de energia retirada da curva de oferta ao remover o bloco k . Esse deslocamento eleva o ponto de cruzamento com a curva de demanda, resultando em um novo preço de equilíbrio $\lambda'_s \geq \lambda_s$.

O incremento de lucro obtido pelo conjunto de geradores despachados ao novo preço é agora dado por 4.17.

$$\Delta \Pi = \lambda'_s \cdot P'_{\text{disp}} - \lambda_s \cdot P_{\text{disp}} \quad (4.17)$$

Nesta expressão P_{disp} é o volume total despachado antes da remoção do bloco e P'_{disp} é o volume total despachado após a remoção. Embora $P'_{\text{disp}} \leq P_{\text{disp}}$, o aumento em λ'_s pode mais do que compensar a redução no volume, resultando em $\Delta \Pi > 0$.

Em seguida, é apresentado um exemplo de como a remoção de uma proposta de venda ou a sua reclassificação com um preço muito acima do mercado pode alterar o lucro total auferido pelas unidades, inclusive valor do volume negociado e o preço de mercado.

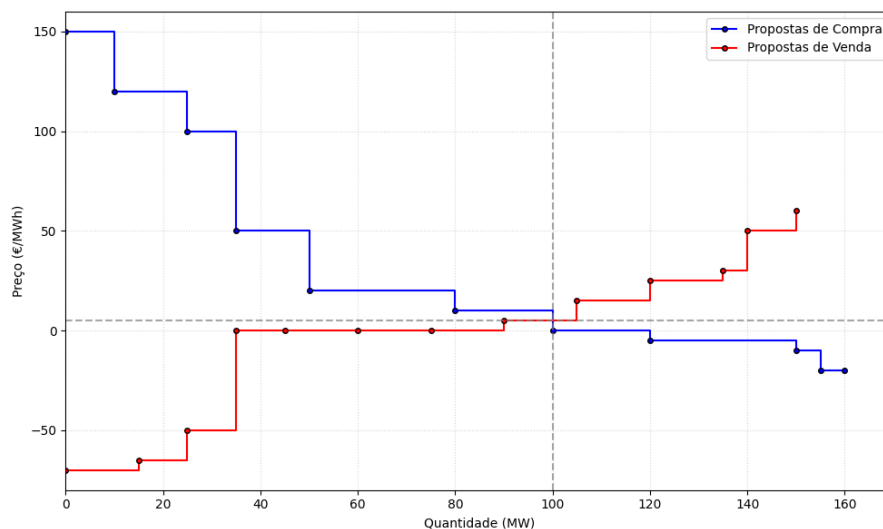


Figura 4.6: Curvas de ofertas e demandas originais (Preço fictício de 5 €/MWh, volume negociado de 100 MWh e lucro PRE de 275 €)

A Figura 4.6 apresenta as curvas de ofertas iniciais, sendo o preço de mercado de 5 €/MWh e o lucro da PRE de 275 €. As ofertas PRE são identificadas pelas ofertas na curva com preço de 0 €/MWh.

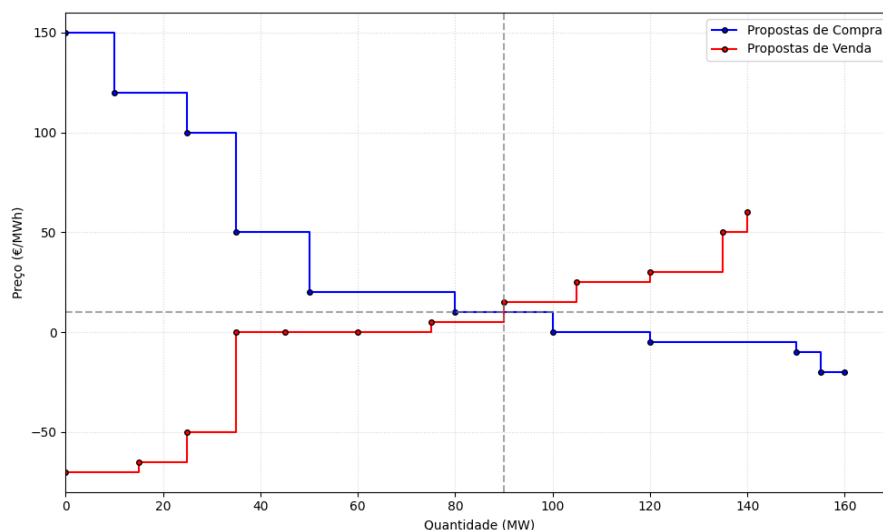


Figura 4.7: Curvas de ofertas e demandas com a primeira remoção (Preço fictício de 10 €/MWh, volume negociado de 90 MWh e lucro PRE de 400 €)

Após a remoção de uma das ofertas PRE, o novo preço de mercado passa a ser de 10 €/MWh, com o volume negociado a cair de 100 MWh (figura 4.6) para 90 MWh (figura 4.7). O lucro

auferido pelas unidades PRE aumenta de 275 € para 400 €.

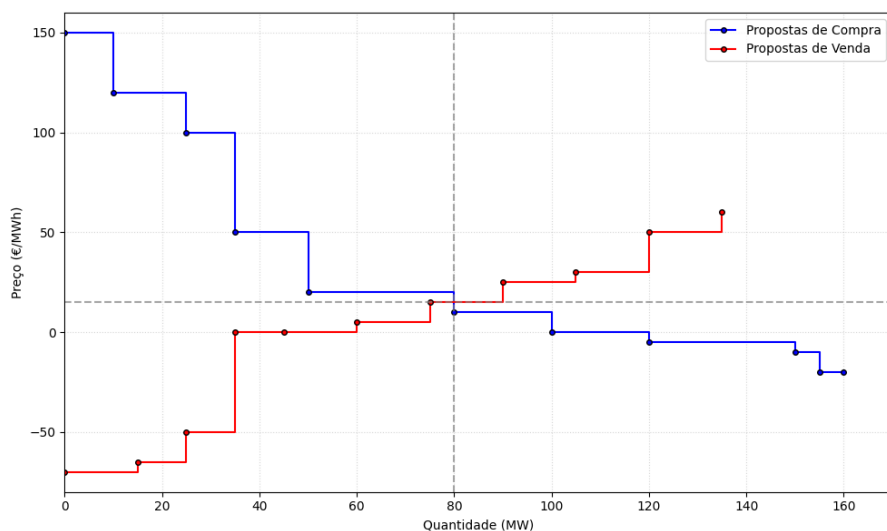


Figura 4.8: Curvas de ofertas e demandas com a segunda remoção (Preço fictício de 15 €/MWh, volume negociado de 80 MWh e lucro PRE de 375 €)

A Figura 4.8 mostra a continuação da estratégia de retirada de ofertas na intenção de aumentar o preço de mercado e consequentemente aumentar o lucro das unidades classificadas como PRE. Embora o preço de mercado tenha crescido, o volume comercializado destas unidades foi diminuído, dada a remoção das ofertas. Como o lucro depende do volume de energia despachada por estas unidades e do preço de mercado o lucro começa a cair, embora ainda seja maior que o primeiro arranjo mostrado na figura 4.6. O lucro inicial passa de 275 € para 375 € mesmo com a remoção de dois blocos de ofertas.

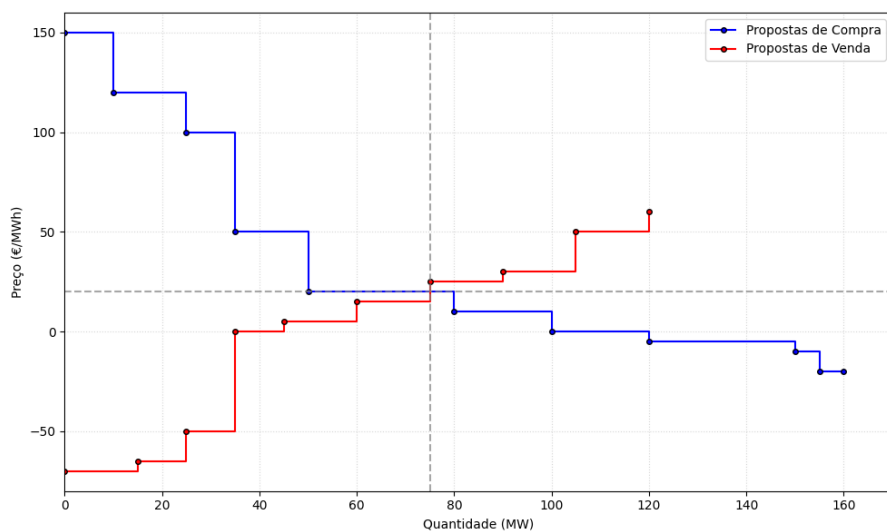


Figura 4.9: Curvas de ofertas e demandas com a terceira remoção (Preço fictício de 20 €/MWh, volume negociado de 75 MWh e lucro PRE de 200 €)

Neste último caso a remoção de mais uma oferta PRE faz o lucro cair em comparação com o caso inicial, mesmo com o preço de mercado a ser significativamente maior. Isto demonstra o comportamento do mercado face a manipulação das ofertas.

O problema de identificar o bloco cuja remoção maximiza o lucro total pode ser formulado como:

$$k^* = \arg \max_{k \in K_{\text{PRE}}} \lambda_s^{(k)} \cdot P_{\text{disp}}^{(k)} \quad (4.18)$$

Onde k^* é o índice do bloco cuja remoção produz o maior lucro total, K_{PRE} é o conjunto de todos os blocos das unidades PRE candidatos à remoção, $\lambda_s^{(k)}$ é o preço de mercado resultante da remoção do bloco k e $P_{\text{disp}}^{(k)}$ é o volume total de energia despachado após essa remoção.

Como o cálculo de $\lambda_s^{(k)}$ requer apenas a reordenação dos blocos remanescentes, o custo computacional de cada iteração é reduzido, tornando viável a avaliação exaustiva de todos os blocos pertencentes ao conjunto K_{PRE} .

4.4.5 Ajuste nos preços de oferta das centrais de ciclo combinado

O preço de oferta de uma central de ciclo combinado a gás natural reflete, de forma aproximada, a formulação linear típica [32]. Esse custo pode ser decomposto em três parcelas indicadas em 4.19.

$$\lambda_{\text{bid}} = \underbrace{\frac{p_{\text{gas}}}{\eta}}_{\text{custo do gás}} + \underbrace{p_{\text{CO}_2} \cdot \varepsilon}_{\text{custo das licenças}} + \underbrace{c_{\text{O\&M}}}_{\text{O\&M e lucro}} \left[\frac{\text{€}}{\text{MWh}_e} \right] \quad (4.19)$$

Nesta expressão:

- p_{gas} é o preço do gás natural [€/MWh_{th}];
- η é o rendimento da central, assumido igual a 0,50 para as centrais de ciclo combinado;
- p_{CO_2} é o preço das licenças de emissão de CO₂ no mercado Europeu [€/tCO₂];
- $\varepsilon = 0,4 \text{ tCO}_2/\text{MWh}_e$ é o fator de emissão do gás natural;
- $c_{\text{O\&M}}$ engloba os custos fixos, custos variáveis de operação e manutenção, bem como o lucro da central.

O custo das licenças na oferta de venda, por unidade de energia elétrica produzida é obtido diretamente por:

$$p_{\text{CO}_2e} = p_{\text{CO}_2} \cdot \varepsilon = p_{\text{CO}_2} \left[\frac{\text{€}}{\text{tonCO}_2} \right] \cdot 0,4 \left[\frac{\text{tonCO}_2}{\text{MWh}_e} \right] = p_{\text{CO}_2} \cdot 0,4 \left[\frac{\text{€}}{\text{MWh}_e} \right] \quad (4.20)$$

Considere-se um cenário de referência ($p_{\text{gas}}^0, p_{\text{CO}_2}^0$) com preço de oferta associado λ_{bid}^0 . Considere-se um cenário derivado, com alterações nos preços do gás e das licenças de CO₂ indicado em 4.21.

$$\Delta p_{\text{gas}} = p_{\text{gas}} - p_{\text{gas}}^0, \quad \Delta p_{\text{CO}_2} = p_{\text{CO}_2} - p_{\text{CO}_2}^0 \quad (4.21)$$

O desvio no preço de oferta é, pela linearidade da expressão (4.19), considerando a constância da parcela de O&M e lucro, dado pela equação 4.22.

$$\Delta \lambda_{\text{bid}} = \frac{1}{\eta} \Delta p_{\text{gas}} + \varepsilon \Delta p_{\text{CO}_2} \quad (4.22)$$

O preço de oferta atualizado no cenário alternativo é então dado por 4.23.

$$\lambda_{\text{bid}} = \lambda_{\text{bid}}^0 + \Delta \lambda_{\text{bid}} \quad (4.23)$$

4.4.5.1 Preços de referência (média anual 2024)

Para efeitos de calibração do modelo, utilizaram-se os valores médios anuais observados em 2024 para as duas variáveis:

- Preço do gás natural: $\bar{p}_{\text{gas}}^{2024} = 30,0 \text{ €/MWh}_{\text{th}}$;
- Preço das licenças de CO₂: $\bar{p}_{\text{CO}_2}^{2024} = 65,0 \text{ €/tonCO}_2$.

O preço de referência das ofertas de venda das centrais de ciclo combinado foi determinado a partir dos dados históricos de ofertas de venda disponíveis para o Mercado Ibérico. Excluindo os valores extremos de carácter estratégico (superiores a 500 €/MWh e inferiores a 0 €/MWh), a média por unidade é dada, aproximadamente, por 4.24.

$$\bar{\lambda}_{\text{bid}}^{2024} \approx 120 \frac{\text{€}}{\text{MWh}_e} \quad (4.24)$$

4.4.5.2 Avaliação do impacto do preço do gás e licenças de CO₂

Considere-se o modelo dado pela expressão 4.19, o seu comportamento com a flutuação dos preços do gás, as flutuações com as licenças de CO₂ (4.22). É possível calcular o $\Delta \lambda_{\text{bid}}$ de forma a aplicá-lo como uma modificação no preço e avaliar cenários com diferentes valores do preço do gás natural e das licenças de CO₂.

De forma geral cada Euro de alteração no preço do gás natural impacta 2 Euros no preço do MWh_e e cada Euro no preço das licenças de CO₂ impacta 40 cêntimos no preço do MWh_e.

4.5 Seleção do ano base

O estudo proposto neste trabalho utiliza a projeção de um ano base típico, 2024, para 2030 de tal forma que os dados de consumo e geração possam ser ajustados para refletir o comportamento do real mercado.

Os dados do PNEC 2030 [12] incluem estimativas para o ano escolhido (2024) e para o ano alvo (2030) de forma que a análise do impacto fica suportada por estatísticas robustas.

4.5.1 Consumo Português projetado

O consumo Português estimado para o ano base foi extraído do relatório técnico da REN, totalizando 51,4 TWh. O consumo estimado para o ano alvo foi extraído do PNEC, estimado em 87 TWh [33].

Logo, regista um crescimento percentual esperado de 69,26%.

4.5.2 Consumo Espanhol projetado

O consumo Espanhol estimado para o ano base também foi extraído do relatório técnico da REE, totalizando 248 TWh. O consumo estimado para o ano alvo foi extraído do PNIEC, estimado em 344 TWh [34].

Logo, regista um crescimento percentual esperado de 38,71%.

4.5.3 Parque produtor Português

A capacidade instalada disponível em 2024 e projetada para 2030 foi obtida dos arquivos da REN [33]. A Tabela 4.1 apresenta esses valores.

Tabela 4.1: Parque eletroprodutor em Portugal (2024 e 2030) em MW e rácio de crescimento.

Tecnologia	2024	2030	Rácio (2030/2024)
Hídrica	8376	8100	1,00
Eólica	5408	12400	2,29
Solar Fotovoltaico	3872	20800	5,37
Gás Natural	4419	3500	0,79
Biomassa	707	1300	1,84
Carvão	0	0	-
Nuclear	0	0	-
Solar Térmica	0	0	-

O rácio considerado para a tecnologia hídrica foi unitário tendo em vista que a tecnologia atingiu a meta para o ano de 2030 ainda no ano de 2024.

4.5.4 Parque produtor Espanhol

A capacidade instalada disponível em 2024 e projetada para 2030 foi consultada dos arquivos da *Red Eléctrica de España (REE)* [35]. A Tabela 4.2 apresenta esses valores.

Tabela 4.2: Parque eletroprodutor em Espanha (2024 e 2030) em MW e rácio de crescimento.

Tecnologia	2024	2030	Rácio (2030/2024)
Hídrica	17096	14511	1,00
Eólica	32117	62054	1,93
Solar Fotovoltaico	39378	76277	1,94
Gás Natural	26250	26612	1,01
Biomassa	1115	1409	1,26
Carvão	2061	0	0,00
Nuclear	7117	3181	0,45
Solar Térmica	2303	4804	2,09

4.6 Classificação das entidades feita pelo OMIE

O Operador do Mercado Ibérico disponibiliza um ficheiro com todas as unidades participantes do mercado e respetiva classificação. Este ficheiro contém um código alfanumérico único para cada agente, uma descrição sucinta, o agente proprietário, o tipo de unidade, a zona de fronteira e a tecnologia aplicada.

Existem 10 tipos de unidades ofertantes registados no ficheiro. A Tabela 4.3 detalha a sua frequência absoluta e relativa dentro do ficheiro de classificação.

Tabela 4.3: Distribuição das unidades ofertantes por tipo. Contagem por registo de unidade ofertante: centrais com propriedade partilhada contam uma vez por proprietário. Inclui-se em Consumidor Direto um registo (CD06R01) sem tipo atribuído na fonte. Percentagens arredondadas a uma casa decimal, pelo que a soma das parcelas difere de 100 %.

Tipo de Unidade	N.º de Unidades	% do Total
Geração	2 792	71,7 %
Comercializador	705	18,1 %
Consumidor Direto	156	4,0 %
Genérica	136	3,5 %
Portefólio	42	1,1 %
Bombagem	22	0,6 %
Contrato Internacional	20	0,5 %
Armazenamento	11	0,3 %
Comercializador de Último Recurso	7	0,2 %
Distribuidor	4	0,1 %
Total	3 895	100,0 %

4.6.1 Distribuição Geográfica dos participantes

Os participantes do Mercado Ibérico estão localizados em duas zonas principais (Espanha e Portugal) e três fronteiras internacionais.

A Tabela 4.4 inclui estatísticas gerais sobre essas zonas e fronteiras.

Tabela 4.4: Distribuição das unidades por zona geográfica.

Zona / Fronteira	N.º de Unidades	% do Total
Zona Espanhola	3 666	94,1 %
Zona Portuguesa	159	4,1 %
Fronteira França	66	1,7 %
Fronteira Marrocos	3	0,1 %
Fronteira Andorra	1	0,0 %
Total	3 895	100,0 %

4.6.2 Cruzamento Tipo $\times$ Zona

A Tabela 4.5 faz o cruzamento dos tipos de agentes e em quais regiões estão registados. A última linha mostra a frequência acumulada por zona e a última coluna mostra a frequência acumulada por tipo de agente.

Tabela 4.5: Cruzamento entre tipo de unidade e zona geográfica. ES = Espanha, PT = Portugal, FR = França, MA = Marrocos, AN = Andorra; CUR = Comercializador de Último Recurso.

Tipo	ES	PT	FR	MA	AN	Total
Geração	2 724	68	0	0	0	2 792
Comercializador	583	58	60	3	1	705
Consumidor Direto	153	0	2	0	0	155
Genérica	114	22	0	0	0	136
Portefólio	40	2	0	0	0	42
Bombagem	15	7	0	0	0	22
Contrato Internacional	16	0	4	0	0	20
Armazenamento	10	1	0	0	0	11
CUR	6	1	0	0	0	7
Distribuidor	4	0	0	0	0	4
Total	3 666	159	66	3	1	3 895

4.6.3 Tecnologias de geração

A Tabela 4.6 apresenta todos os registos das tecnologias presentes no ficheiro analisado. A solar fotovoltaica é a tecnologia mais representada com quase metade de todas as unidades de geração (45,9 %). Este facto reflete a forte presença do setor fotovoltaico na Península Ibérica. As unidades eólicas ocupam o segundo lugar (15,5 %), seguidas da térmica não renovável (15,4%), da hidráulica (7,7%) e térmica renovável (3,7%), que inclui centrais de biomassa, resíduos e outras instalações de regime especial renováveis.

As unidades que funcionam a gás natural representam 2,0 % das unidades (ciclo combinado e gás) e as unidades nucleares representam 0,6 % do total.

Tabela 4.6: Tecnologias registadas nas unidades de geração.

Tecnologia	N.º de Unidades	% da Geração
RE Mercado Solar Fotovoltaica	1 282	45,9 %
RE Mercado Eólica	432	15,5 %
RE Mercado Térmica não Renov.	430	15,4 %
RE Mercado Hidráulica	216	7,7 %
RE Mercado Térmica Renovável	103	3,7 %
Hidráulica Geração	87	3,1 %
Ciclo Combinado	57	2,0 %
RE Tarifa CUR	52	1,9 %
RE Mercado Solar Térmica	52	1,9 %
Nuclear	16	0,6 %
Híbrida Renovável	10	0,4 %
Hidráulica de Bombagem Pura	8	0,3 %
Armazenamento Venda	5	0,2 %
RE Mercado Geotérmica	5	0,2 %
Híbrida Renov.-Armazenamento	4	0,1 %
RE Tar. CUR Eólica	4	0,1 %
RE Tar. CUR Solar Fotovoltaica	4	0,1 %
RE Tar. CUR Hidráulica	4	0,1 %
RE Tar. CUR Térmica Renovável	4	0,1 %
RE Tar. CUR Solar Térmica	4	0,1 %
RE Tar. CUR Térmica não Renov.	4	0,1 %
Hulla/Antracite	2	0,1 %
Híbrida Renov.-Térmica	2	0,1 %
Agente vendedor Reg. Especial	2	0,1 %
Gás	1	0,0 %
Carvão de Importação	1	0,0 %
RE Mercado Eólica Marina	1	0,0 %
Total Geração	2 792	100,0 %

Somando todas as categorias referentes a fontes renováveis — solar fotovoltaica, eólica, hídrica, solar térmica, térmica renovável, geotérmica, híbridas renováveis e eólica *offshore* — obtém-se um total de 2 119 unidades, correspondentes a 75,9 % de todas as unidades de geração.

4.7 Metodologia de classificação das unidades para fins de simulação

Cada unidade ofertante registada no OMIE é classificada segundo um esquema hierárquico com dois níveis: tipo e tecnologia. O tipo agrupa as unidades por papel no mercado (produção em regime especial, produção convencional, consumo, comercialização, etc.), enquanto a tecnologia descreve o recurso energético ou a função específica da unidade (solar, eólica, hidráulica, etc.).

A cada classe tecnológica são associados dois parâmetros de simulação:

- Escalão (PT / ES): preço ou estrutura de preços adotada na simulação, expresso em €/MWh. Pode ser um escalão único (ex. 100% @ 40 €/MWh) ou uma estrutura por blocos (ex. 30% @ 0 €/MWh, 30% @ 20 €/MWh e 40% @ 35 €/MWh), em que cada parcela indica a percentagem do volume de energia colocada a esse preço. Este parâmetro pode seguir também a lógica descrita no capítulo 4.4.3 e representa como o preço da oferta é tratado pelo algoritmo.
- Escala (PT / ES): fator multiplicativo aplicado ao volume da oferta para obter o volume de oferta simulado. Estes valores recebem a projeção de crescimento da respetiva tecnologia para o ano alvo, 2030.

4.7.1 Distribuição por Tecnologia

De forma a classificar todos os registos da Tabela 4.6 no formato em que os dados de projeção de consumo e geração foram levantados, foi criada uma sequência de regras que enquadravam os elementos em uma segunda Tabela (4.7), de forma a permitir a comparação entre os dados disponíveis nas ofertas e os dados de projeção de consumo e geração. A Tabela 4.7 combina todas as tecnologias e classifica-as em renováveis e não renováveis.

Categoria	N.º de Unidades	% das Unidades
Renováveis	2 178	78,0 %
Solar Fotovoltaica	1 282	45,9 %
Eólica	433	15,5 %
Hidráulica	303	10,9 %
Térmica Renovável (biomassa)	103	3,7 %
Solar Térmica	52	1,9 %
Geotérmica	5	0,2 %
Não Renováveis	515	18,4 %
Térmica não Renov. (cogeração)	430	15,4 %
Ciclo Combinado	57	2,0 %
Nuclear	16	0,6 %
Carvão / Gás	4	0,1 %
Hídrica de Bombagem Pura	8	0,3 %
Armazenamento / Híbridas	21	0,8 %
Tarifa CUR e outros	78	2,8 %
Total Geração	2 792	100,0 %

Tabela 4.7: Síntese do *mix* tecnológico por grandes categorias. Contagem por registo de unidade ofertante; centrais com propriedade partilhada (nucleares) aparecem uma vez por proprietário.

Deve notar-se que a percentagem apresentada não representa o total da energia produzida pela tecnologia, apenas a quantidade de elementos classificados com aquele tipo.

As centrais nucleares foram classificadas como não renováveis para facilitar o tratamento das ofertas no processamento dos cenários.

4.7.2 Produção em Regime Especial (PRE)

As unidades PRE correspondem a tecnologias renováveis ou utilizando recursos endógenos que vendem energia no mercado diário. A Tabela 4.8 detalha os escalões e fatores de escala adotados por tecnologia e estratificados nas zonas de Portugal e Espanha.

Tabela 4.8: Parâmetros de simulação para unidades classificadas como PRE.

Tecnologia	Escalão ES	Escalão PT	Escala ES	Escala PT
Solar FV	30% @ 0 €/MWh, 30% @ 20 €/MWh, 40% @ 35 €/MWh	30% @ 0 €/MWh, 30% @ 20 €/MWh, 40% @ 35 €/MWh	1,9321	5,3719
Solar térmica	100% @ 40 €/MWh	100% @ 40 €/MWh	2,0869	1,0000
Eólica <i>onshore</i>	50% @ 50 €/MWh, 50% @ 70 €/MWh	50% @ 50 €/MWh, 50% @ 70 €/MWh	1,8857	2,2929
Eólica <i>offshore</i>	50% @ 50 €/MWh, 50% @ 70 €/MWh	—	1,0000	—
Hidráulica RE	100% @ 15 €/MWh	100% @ 15 €/MWh	1,0000	1,0000
Térmica renov.	100% @ 10 €/MWh	100% @ 10 €/MWh	1,4000	1,8387
Térmica n. renov.	100% @ 60 €/MWh	100% @ 60 €/MWh	—	—
Geotérmica	100% @ 30 €/MWh	100% @ 30 €/MWh	—	—
Híbrida renov.	100% @ 45 €/MWh	100% @ 45 €/MWh	—	—

A solar fotovoltaica apresenta a estrutura de escalões mais complexa, com ofertas distribuídas por três blocos de preço (0 €/MWh, 20 €/MWh e 35 €/MWh). Isto deve-se à estimativa do comportamento dos preços para o ano alvo: ainda haverá uma pequena parte dos geradores a desfrutar do regime PRE para o ano alvo e unidades com preço de oferta entre 20 €/MWh e 35 €/MWh.

Os fatores de escala refletem o crescimento de cada tecnologia do ano base, 2024, para o ano alvo, 2030. Os maiores crescimentos esperados são para as unidades classificadas como solar fotovoltaica, seguido da eólica *onshore*, solar térmica e térmica renovável.

Apesar da promessa que a eólica *offshore* representa, a quantidade de ofertas presentes no ano base é pequena de forma que o seu impacto é reduzido quando comparado com as outras tecnologias.

4.7.3 Unidades CUR e Regime Especial Tarifário

As unidades classificadas como CUR (Comercializador de Último Recurso) vendem energia a tarifa regulada, não participando no mercado pelo preço. Na simulação, estas unidades entram com escalão zero (100% @ 0 €/MWh) e escala unitária em ambas as zonas, sendo tratadas como oferta não modificada.

4.7.4 Produção Convencional (PRO)

As unidades PRO correspondem à geração convencional sujeita a despacho económico. A Tabela 4.9 apresenta os fatores de escala aplicados. Estas unidades não possuem escalões definidos no modelo, sendo as suas curvas de oferta construídas a partir de dados históricos de despacho.

Tabela 4.9: Fatores de escala para unidades de produção convencional (PRO).

Tecnologia	Descrição	Escala ES	Escala PT
Ciclo Combinado	Central a gás de ciclo combinado	1,0000	0,7920
Nuclear	Central nuclear	0,4470	—
Hidráulica PRO	Grande hídrica (albufeira / fio de água)	1,0000	1,0000
Bombagem Pura PRO	Reversível só em modo turbinagem	1,0000	—
Carvão	Central a carvão (hulla/antracite)	1,0000	—
Gás	Central a gás de ciclo aberto	1,0000	—

Destaca-se o fator de escala da nuclear (0,447) e ciclo combinado (0,792), que traduz a progressiva desclassificação de unidades deste tipo ao longo do período de análise.

De forma global, a categoria tem tendência de crescimento com a incorporação gradual das unidades PRE à medida que as tarifas *feed-in* atuais deixam de ser aplicadas.

4.7.5 Unidades de Consumo

As unidades de consumo englobam bombagem, armazenamento em carga, consumidores diretos e consumos auxiliares. A Tabela 4.10 resume os fatores de escala aplicados.

Tabela 4.10: Fatores de escala para unidades de consumo.

Tecnologia	Descrição	Escala ES	Escala PT
Armazenamento Compra	Baterias em carregamento	1,0000	1,0000
Bombagem Consumo	Centrais reversíveis	1,3871	1,6926
Consumidor Direto	Grandes industriais	1,3871	1,6926
Consumidor Direto Ext.	Consumidores via fronteira	1,3871	—
Consumo de Produtor	Serviços auxiliares de produtores	1,0000	—
Consumos Auxiliares	Serviços auxiliares de instalações	—	—

O armazenamento em carga mantém escala unitária, dado o cunho conservador do estudo. O restante das unidades assumem a projeção de crescimento observada para o ano alvo.

A classe de Consumo Produtor representa a compra de energia para abastecer serviços auxiliares de centrais geradoras, sendo considerada imutável.

4.7.6 Comercializadores

Os comercializadores são os agentes que adquirem energia no mercado grossista para revenda a clientes finais. A Tabela 4.11 apresenta os fatores de escala por subtipo.

Estes fatores foram fixados segundo a projeção de consumo, em Portugal e Espanha, levantados anteriormente. Não foram aplicados fatores de escala nos comercializadores que negociam energia para fora da região do MIBEL.

Tabela 4.11: Fatores de escala para unidades de comercialização.

Subtipo	Descrição	Escala ES	Escala PT
Comercializador ES	Comercializadores em zona Espanhola	1,3871	—
Comercializador PT	Comercializadores em zona Portuguesa	—	1,6926
Comercializador Externo	Agentes não residentes (fronteira França)	1,0000	—
Comerc. não residente ext.	Não residentes com acesso fronteiriço	1,0000	—
CUR ES	Último recurso em Espanha	1,0000	—
CUR PT	Último recurso em Portugal	—	1,0000

4.7.7 Unidades Genéricas e Portefólios

As unidades genéricas são utilizadas por agentes internacionais e *traders* para representação administrativa e acesso ao mercado. Distinguem-se duas variantes (compra e venda) com os seguintes fatores de escala:

Tabela 4.12: Fatores de escala para unidades genéricas e portefólios.

Subtipo	Descrição	Escala ES	Escala PT
Genérica (compra) ES	Unidade genérica de compra em Espanha	1,3871	—
Genérica (compra) PT	Unidade genérica de compra em Portugal	—	1,6926
Genérica Venda ES	Unidade genérica de venda em Espanha	1,3871	—
Genérica Venda PT	Unidade genérica de venda em Portugal	—	1,6926
Portefólio Prod. ES	Portefólio de produção em Espanha	1,0000	—
Portefólio Prod. PT	Portefólio de produção em Portugal	—	1,0000
Portefólio Comerc. ES	Portefólio de comercialização	1,0000	—

As escalas para estas unidades foram aplicadas levando em conta as projeções de consumo e produção em Espanha e Portugal. As unidades classificadas como portefólio não tiveram suas ofertas modificadas.

4.8 Metodologia de simulação

As simulações conduzidas neste estudo foram realizadas a partir de modificações aplicadas nas ofertas do ano base (2024). As modificações foram realizadas nos preços e no volume das ofertas, nenhuma alteração foi feita no número de ofertas ou na sua disposição temporal.

4.8.1 Metodologia do processamento

O algoritmo funciona com base em *workers* assíncronos, que são invocados em diversas camadas na intenção de acelerar o cálculo utilizando diversos núcleos de processamento em paralelo.

A primeira camada é responsável por fazer a leitura do pacote de um mês de dados. Este *worker* invoca então vários outros *workers* que irão tratar cada dia do mês.

A segunda camada é composta pelos *workers* que resgatam os registos de cada dia do mês. Eles computam o volume total naquele dia, por tecnologia, junto com os registos hora a hora e repassam cada conjunto horário para a terceira camada de *workers*.

A terceira camada utiliza os dados recebidos da primeira camada, como o volume total diário por tecnologia e o registo de todas as ofertas de um determinado horário.

O preço de mercado é então calculado para cada período de transação, sem nenhuma modificação nas ofertas e o resultado é armazenado. O algoritmo então aplica as modificações nas ofertas e corre novamente de forma a obter o preço de mercado e volume de mercado.

A informação é finalmente passada às camadas superiores, que aglutinam as informações de cada hora em cada dia e armazenam os resultados.

4.8.2 Lógica de escalonamento do volume das ofertas

A base das simulações consiste em alterar o volume das ofertas para todas as tecnologias, com base no rácio de crescimento entre 2024 e 2030.

Entretanto, com a funcionalidade de escalonar os volumes das ofertas de forma não uniforme ao longo do dia é necessário que seja conhecido o volume total diário, de forma que o crescimento total seja respeitado, mesmo com assimetria entre os horários.

Assim, seja V_i o volume registado na hora i e w_h o coeficiente de perfil atribuído a essa hora. O coeficiente de perfil é o peso que cada hora do dia tem no escalonamento dos volumes de forma que seja possível projetar os volumes de forma não simétrica ao longo do dia.

Para garantir que o volume total diário final corresponda ao volume original escalado, calcula-se um coeficiente horário C_h , cujo denominador é a soma ponderada dos volumes originais pelos pesos do perfil:

$$C_h = \left(\frac{\sum_{i=1}^{24} V_i}{\sum_{i=1}^{24} (V_i \times w_i)} \right) \times w_h \times E \quad (4.25)$$

Nesta expressão E é o fator de escalonamento da tecnologia (ex: 1,0 para manter o volume total, 1,1 para crescer 10%).

O novo volume para cada hora (V'_h) é obtido multiplicando o volume original pelo coeficiente calculado:

$$V'_h = V_h \times C_h \quad (4.26)$$

Esta abordagem permite aumentar ou diminuir os volumes conforme estipulado pelo parâmetro de escala, de forma que a curva de carga seja moldada sem perder a consistência com o volume total diário esperado.

A identificação de qual parâmetro será aplicado no escalonamento da tecnologia é feito seguindo uma lógica de cruzamento de informações da classificação adotada pelo utilizador (Tabela 4.7) com a oferta de energia utilizando uma tabela que contém todos os códigos dos participantes do MIBEL associados à sua classificação (ex. EDPC2 -EDP COMERCIAL COMERCIALIZACAO DE ENERGIA SA- classificado como comercializador de Portugal).

4.8.3 Lógica de substituição de preço

O preço das ofertas foi alterado conforme a lógica descrita na Secção 4.7.2, representando apenas o comportamento das unidades PRE em um cenário de entrada no mercado com unidades PRO.

Esta diretriz traduz o parque produtor e consumidor projetado para o ano alvo (2030) e com unidades sem o mecanismo de despacho prioritário atualmente associado à PRE.

O algoritmo, utilizando uma tabela que contém todos os códigos dos participantes do MIBEL associados à sua classificação (ex. EDPC2 -EDP COMERCIAL COMERCIALIZACAO DE ENERGIA SA- classificado como comercializador de Portugal), associa cada oferta de energia a uma determinada classificação.

Essa associação é feita para identificar qual preço aplicar à oferta e posteriormente incluir esta oferta em um conjunto de dados para permitir que as ofertas tenham seu preço alterado baseado no volume, conforme definido nas Tabelas 4.8, 4.9, 4.10, 4.11 e 4.12.

4.8.4 Deslocamento do preço base de alguma tecnologia

Em alguns cenários foi necessário dar um *offset* no preço da oferta de forma a representar o comportamento de subida ou descida do preço de algum elemento que integra os custos da tecnologia em questão.

Isto foi feito somando um valor fixo ao preço da oferta presente no dado histórico utilizado para a simulação.

O resultado prático desta abordagem é o deslocamento vertical da curva das vendas, aumentando o preço por um valor fixo, independente do volume ou volume total diário da oferta.

4.9 Análise dos padrões nas ofertas

A Decomposição em Valores Singulares (*Singular Value Decomposition*, SVD) é uma ferramenta da álgebra linear para análise de dados. Seu funcionamento consiste em decompor uma matriz em várias submatrizes identificando padrões dentro dos dados estudados.

Considere uma matriz real $\mathbf{A} \in R^{m \times n}$, existe uma fatorização da forma da expressão 4.27.

$$\mathbf{A} = \mathbf{U}\mathbf{\Sigma}\mathbf{V}^T \quad (4.27)$$

Em que $\mathbf{U} \in R^{m \times m}$ e $\mathbf{V} \in R^{n \times n}$ são matrizes ortogonais e $\mathbf{\Sigma} \in R^{m \times n}$ é uma matriz diagonal com valores singulares ordenados de forma decrescente, conforme a expressão 4.28.

$$\sigma_1 \geq \sigma_2 \geq \dots \geq \sigma_r > 0, \quad r = \text{rank}(\mathbf{A}) \quad (4.28)$$

As colunas de $\mathbf{U} = [\mathbf{u}_1, \dots, \mathbf{u}_m]$ são os vetores singulares à esquerda e as colunas de $\mathbf{V} = [\mathbf{v}_1, \dots, \mathbf{v}_n]$ são os vetores singulares à direita. Equivalentemente, a SVD admite a representação

em forma de soma de matrizes de posto unitário:

$$\mathbf{A} = \sum_{i=1}^r \sigma_i \mathbf{u}_i \mathbf{v}_i^\top \quad (4.29)$$

A fração da soma total dos quadrados explicada pelo i -ésimo modo é dada pela expressão 4.30.

$$\rho_i = \frac{\sigma_i^2}{\sum_{j=1}^r \sigma_j^2} \quad (4.30)$$

Em que ρ_i representa o peso relativo de cada componente na reconstrução da matriz original.

A SVD desempenha três papéis interligados:

1. **Redução de dimensionalidade:** substitui-se $\mathbf{A}$ por $\mathbf{A}_k$ com $k \ll \min(m, n)$, preservando a maior parte da estrutura de variância da matriz original.
2. **Extração de padrões latentes:** os vetores singulares $\mathbf{u}_i$ e $\mathbf{v}_i$ codificam, respetivamente, os modos dominantes ao longo das linhas e das colunas da matriz, revelando estruturas não evidentes na observação direta dos dados.
3. **Filtragem de ruído:** descartar componentes associados a valores singulares pequenos elimina variações que tipicamente correspondem a ruído de medida, retém-se apenas a estrutura coerente.

No contexto do mercado diário do MIBEL, cada sessão gera um conjunto de ofertas de compra e venda submetidas pelas unidades de produção/consumo para cada uma das 24 horas do dia. Para esta análise retiveram-se apenas as ofertas que entraram no despacho.

A partir do conjunto obtido, construiu-se, para cada mercado e sentido de oferta p (compra ou venda em MI, PT ou ES), uma matriz $\mathbf{A}^{(p)} \in \mathbb{R}^{m \times 24}$ em que cada linha corresponde a uma unidade ofertante e cada coluna a uma hora do dia. O elemento $A_{i,h}^{(p)}$ representa o volume médio despachado pela unidade i na hora h ao longo do período em análise; as posições sem oferta são preenchidas com zero.

Aplicou-se a SVD truncada com $k = 2$ componentes, recorrendo à implementação *TruncatedSVD* da biblioteca *scikit-learn* [36], uma vez que as duas primeiras componentes concentram a maior parte da variância e admitem uma leitura física direta como o perfil médio e principal contraste intra-dia. A expressão 4.31 exemplifica a decomposição realizada.

$$\mathbf{A}^{(p)} \approx \sigma_1 \mathbf{u}_1 \mathbf{v}_1^\top + \sigma_2 \mathbf{u}_2 \mathbf{v}_2^\top \quad (4.31)$$

A fração da variância dos dados explicada pela i -ésima componente é obtida a partir da variância da projeção sobre $\mathbf{v}_i$, normalizada pela variância total das colunas da matriz:

$$\rho_i = \frac{\text{Var}(\mathbf{A}^{(p)} \mathbf{v}_i)}{\sum_{h=1}^{24} \text{Var}(\mathbf{a}_h)} \quad (4.32)$$

Na expressão 4.32, $\mathbf{a}_h$ é a h -ésima coluna de $\mathbf{A}^{(p)}$. São estes os valores percentuais indicados nas figuras seguintes.

Como a decomposição é aplicada à matriz em bruto (sem centragem), a primeira componente tende a captar o perfil médio das ofertas, enquanto a segunda capta o principal contraste ao longo do dia.

A interpretação de cada matriz é a seguinte:

- Cada vetor $\mathbf{v}_i \in R^{24}$ representa um perfil horário, um padrão de variação ao longo das 24 horas que é partilhado pelas unidades. O sinal e a magnitude de cada componente $v_{i,h}$ indicam se a hora h contribui positiva ou negativamente para o modo i .
- Cada vetor $\mathbf{u}_i \in R^m$ codifica o peso de cada unidade nesse padrão horário, permitindo agrupar unidades com comportamentos semelhantes.
- O valor singular σ_i quantifica a importância relativa do modo i ; a proporção ρ_i , dada pela Equação 4.32, representa a fração da variância da matriz de ofertas explicada por esse padrão.

Tipicamente, espera-se que o primeiro componente $\mathbf{v}_1$ capture o perfil de procura/oferta médio (com pesos uniformemente positivos, mais elevados nas horas de ponta), enquanto o segundo componente $\mathbf{v}_2$ tende a representar contrastes intra-dia, por exemplo, oposição entre horas de vazio e horas de ponta, refletindo arbitragem temporal por parte dos agentes.

4.9.0.1 Ofertas de venda do Mercado Ibérico

A primeira componente na Figura 4.10 revela o padrão horário do volume das ofertas que foram aceites. O formato da curva da segunda componente mostra o comportamento básico das unidades cuja fonte é a energia fotovoltaica. Isto revela a forte presença da energia fotovoltaica na matriz do Mercado Ibérico.

O perfil da primeira componente mostra um leve aumento das ofertas na madrugada seguido de uma leve diminuição ao longo do dia, representando a curva real com cerca de 92,7% de precisão.

A combinação de pesos positivos e negativos na segunda componente revela que as unidades que ofertam nos horários entre as 9 e 21 horas (peso positivo) tendem a não ofertar nos demais horários (peso negativo), reforçando a análise de que se trata de unidades fotovoltaicas.

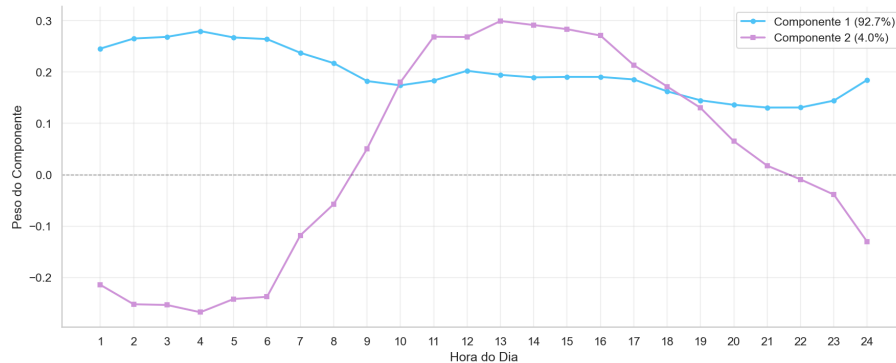


Figura 4.10: Pesos da primeira e segunda componente na aplicação da SVD nas ofertas MI de venda.

4.9.0.2 Ofertas de compra do Mercado Ibérico

A análise das ofertas de compra mostra o perfil da primeira componente, na Figura 4.11, praticamente constante durante o dia, com uma pequena depressão no período da madrugada e um aumento em horas de pico de consumo, no início da manhã e final da tarde. Esta curva representa com precisão de 99% o padrão das ofertas de compra.

A segunda componente mostra uma curva com um pico acentuado no começo da manhã com um vale à noite. Este comportamento pode representar o perfil de consumo de indústrias eletrointensivas, cujo preço da energia as força a trabalhar em momentos em que o preço da energia é menor. Os índices das componentes positivas e negativas mostram que estas unidades possuem ofertas durante a madrugada e tendem a não possuir ofertas a partir das 10 horas. Ressalta-se que o peso desta componente é de apenas 0,6% na formação final da curva e que ela possui baixo impacto na recomposição do padrão.

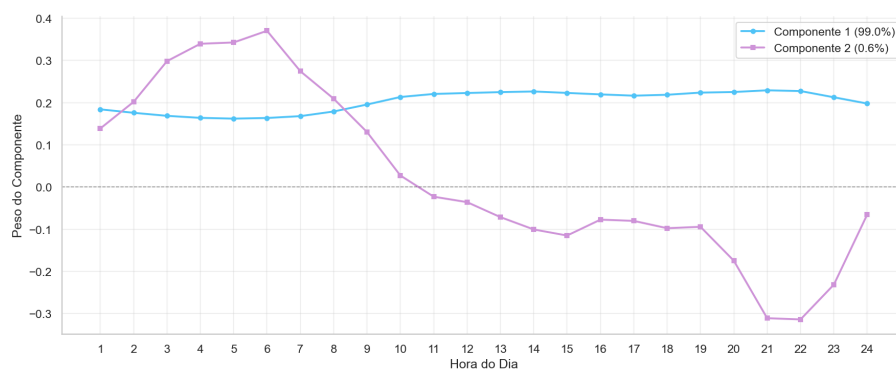


Figura 4.11: Pesos da primeira e segunda componente na aplicação da SVD nas ofertas MI de compra.

4.9.0.3 Ofertas de venda de Portugal

A análise foi feita para as ofertas em momentos de *market splitting*, revelando um padrão de consumo básico com depressões em horários de pico (primeira componente) e uma segunda

componente com forte peso em horários de pico.

Observa-se que há inversão nos pesos nos dois horários de pico e nos horários de maior disponibilidade de recurso solar. Isto revela o comportamento das centrais térmicas, que oferecem energia em momentos de alto consumo e evitam em momentos de forte disponibilidade de recurso solar.

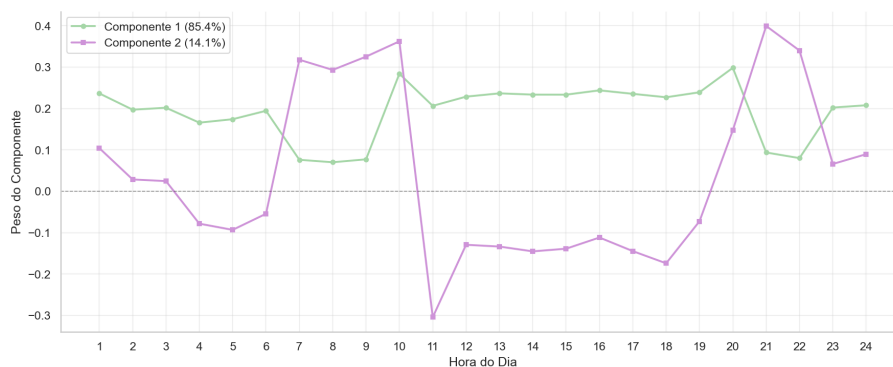


Figura 4.12: Pesos da primeira e segunda componente na aplicação da SVD nas ofertas PT de venda.

4.9.0.4 Ofertas de compra de Portugal

Na análise das ofertas de compra em momentos de *market splitting* há um padrão da primeira componente com uma leve depressão em momentos de alta disponibilidade de recurso solar e outra depressão no início do dia, às 5 horas da manhã.

A segunda componente acompanha o padrão inverso da primeira, apresentando picos em momento de alta disponibilidade de recurso solar e um pico no início da manhã. Isto pode traduzir um comportamento consumidor baseado no incentivo económico gerado nos horários de maior produção de origem solar, gerando uma componente da curva que acompanha esta disponibilidade.

O efeito de inversão do peso das componentes revela o comportamento antagónico: essas unidades que fazem ofertas de compra em períodos de grande produção solar têm menos tendência em oferecer ofertas em períodos de baixa produção solar.

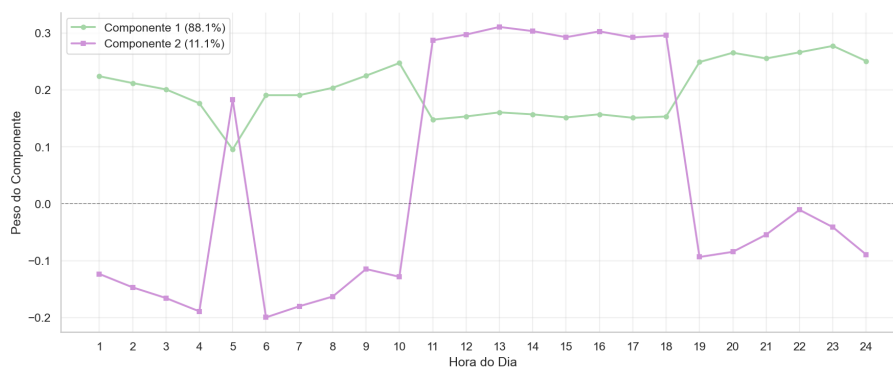


Figura 4.13: Pesos da primeira e segunda componente na aplicação da SVD nas ofertas PT de compra.

4.9.0.5 Ofertas de venda de Espanha

Em Espanha o comportamento da curva de vendas acompanha o mesmo padrão da curva de compras de Portugal. Provavelmente isto se deve à importação de Portugal e exportação de Espanha da energia em momentos de *market splitting*.

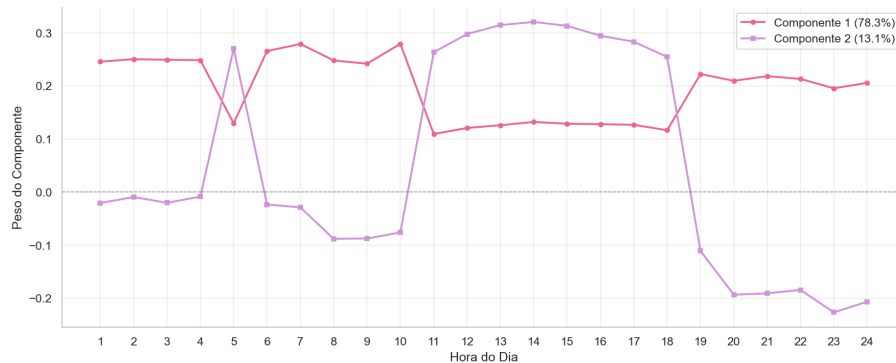


Figura 4.14: Pesos da primeira e segunda componente na aplicação da SVD nas ofertas ES de venda.

4.9.0.6 Ofertas de compra de Espanha

Na curva de compras, em horários de *market splitting*, há uma semelhança com a curva de vendas de Portugal, mas com menos semelhança do que ocorreu com a curva de vendas de Espanha e a curva de compra de Portugal.

O padrão observado revela o padrão de consumo da primeira componente e uma segunda componente com picos em momentos de pico de consumo. A segunda componente tem ainda peso de componentes positivos e negativos, o que reforça a ideia da participação de unidades térmicas, cuja flexibilidade permite ofertarem energia em momentos de pico de consumo e manterem-se fora em momentos de grande oferta de outros tipos de geração.

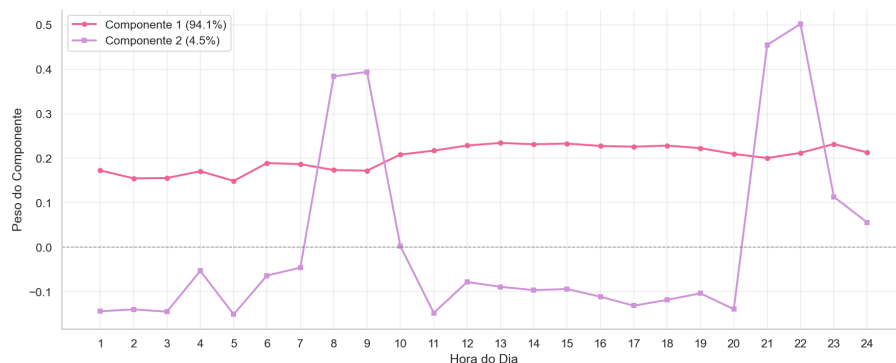


Figura 4.15: Pesos da primeira e segunda componente na aplicação da SVD nas ofertas ES de compra.

Capítulo 5

Resultados Obtidos

A ferramenta que foi desenvolvida foi capaz de conduzir as simulações e processar o histórico de *clearing* do Mercado Ibérico de Eletricidade, comparando os preços e volumes de despacho originais com os resultantes da substituição de ofertas conforme o cenário projetado.

Para o ano base escolhido (2024) foi processado um total de 366 dias, com 9.378 registos datados de 01/01/2024 a 31/12/2024. A contagem atingiu 35.800.308 ofertas de compra e venda no período analisado. Ocorreu *market splitting* em 6,76 % das horas, referentes a 164 dias (44,8 % do ano), correspondendo a situações em que o Mercado Ibérico se fragmentou nas zonas de Portugal e Espanha devido a congestionamentos na interligação. Para este ano o preço médio anual obtido foi de 50,06 €/MWh, que corresponde ao preço de mercado calculado sem aplicar qualquer modificação nas ofertas.

5.1 Cenários simulados

A construção dos cenários a avaliar foi feita de forma a avaliar o impacto de diversas variáveis no preço da energia elétrica e estabelecer correlação entre as variáveis de entrada e suas implicações no mercado.

A Tabela 5.1 apresenta um guia de como os cenários foram nomeados e quais as principais características da simulação do cenário.

Tabela 5.1: Sumário dos cenários considerados.

Cenário simulado	Descrição
Cenário 1 - Caso base, projeção 2030	Caso base de projeção do preço da energia elétrica para 2030.
Cenário 2 - Crescimento da carga em horas de sol	Crescimento assimétrico do consumo entre horas de maior e menor incidência solar para simular a preferência do consumidor por períodos de menor preço.
Cenário 3 - Redução do preço da geração a gás natural	Queda no preço do gás natural e das licenças de CO ₂ para simular um cenário global de descida destas <i>commodities</i> . Impacto simulado de -36 €/MWh no custo marginal dessas unidades.
Cenário 4 - Aumento do preço da geração a gás natural	Elevação no preço do gás natural e das licenças de CO ₂ para simular um cenário global de disparo destas <i>commodities</i> . Impacto simulado de +32 €/MWh no custo marginal dessas unidades.
Cenário 5 - Cenário de cartel	As unidades outrora classificadas como PRE combinam as ofertas para subir o preço de comercialização de energia e maximizar o lucro.
Cenário 6 - Cenário de estiagem	As unidades hidroelétricas têm suas ofertas de energia diminuídas para 5% do valor original, simulando um cenário de estiagem.

Seis cenários foram selecionados de forma a cobrir diversas condições do mercado, sendo o cenário base (Cenário 1) tido como referência de preços para todos os outros.

Este cenário levou em consideração os preços dos PRE presentes na Tabela 4.8 e unidades classificadas conforme a tabela 4.7.

5.2 Cenário 1 - Caso base, projeção 2030

O Cenário base pressupõe a plena concretização das metas definidas no Plano Nacional de Energia e Clima 2030 (PNEC 2030), no *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2030* (PNIEC 2030) e dos relatórios técnicos da REN, aplicando simultaneamente 100% das projeções de carga e de geração renovável para ambos os países. As subsecções seguintes apresentam e discutem os principais resultados obtidos e os gráficos produzidos para este cenário.

5.2.1 Evolução anual do preço de mercado

A Figura 5.1 compara a média anual do preço de mercado referência (sem modificação das ofertas) com a do preço do Cenário 1 para o ano de 2030.

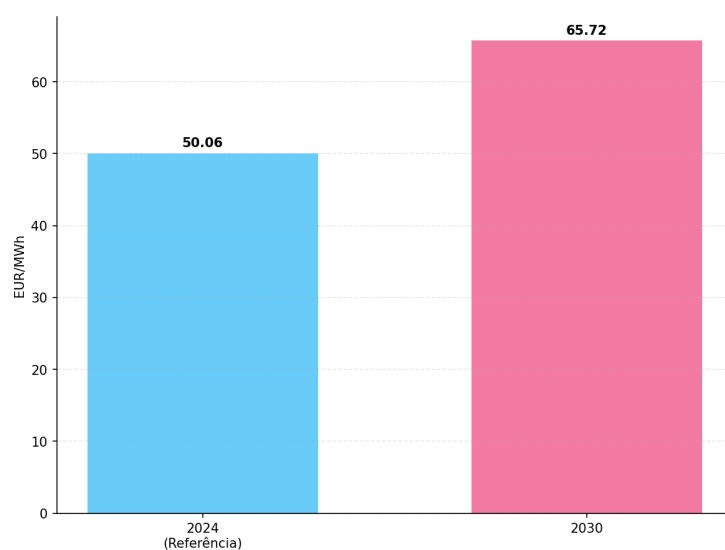


Figura 5.1: Média anual do preço de mercado referência e do Cenário 1 (€/MWh).

O preço de referência médio anual situou-se em 50,06 €/MWh, enquanto o preço obtido para o Cenário 1 atingiu 65,72 €/MWh, representando um aumento médio de 15,69 €/MWh (+31%).

Este aumento reflete a combinação do crescimento da projeção de consumo a um ritmo maior do que a projeção do crescimento da potência instalada de produção em combinação com a alteração dos valores das ofertas para os valores assumidos em 4.7.2.

A evolução do preço mensal é dada na Figura 5.2.

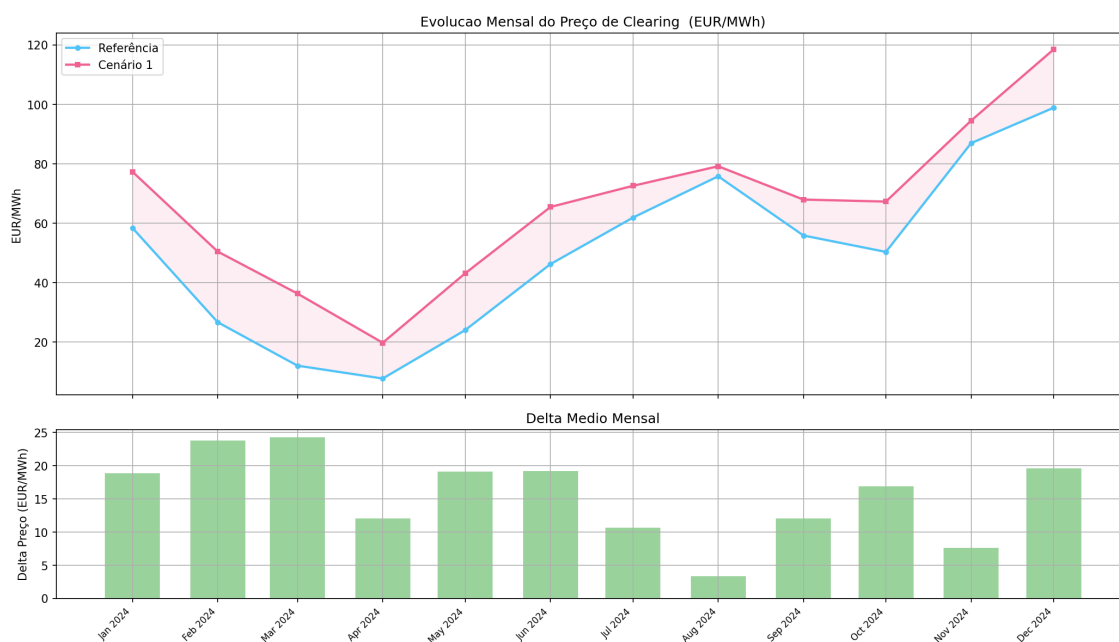


Figura 5.2: Média mensal do preço de mercado referência e do Cenário 1 (€/MWh) e variação de preço.

5.2.2 Análise global do delta de preço

A Figura 5.3 apresenta a distribuição de frequência da grandeza $\Delta p = p_{\text{Cenário 1}} - p_{\text{preferência}}$, denominado delta de preço e definido como a diferença entre o preço de mercado do Cenário 1 e o preço de referência para cada hora e cada zona de mercado.

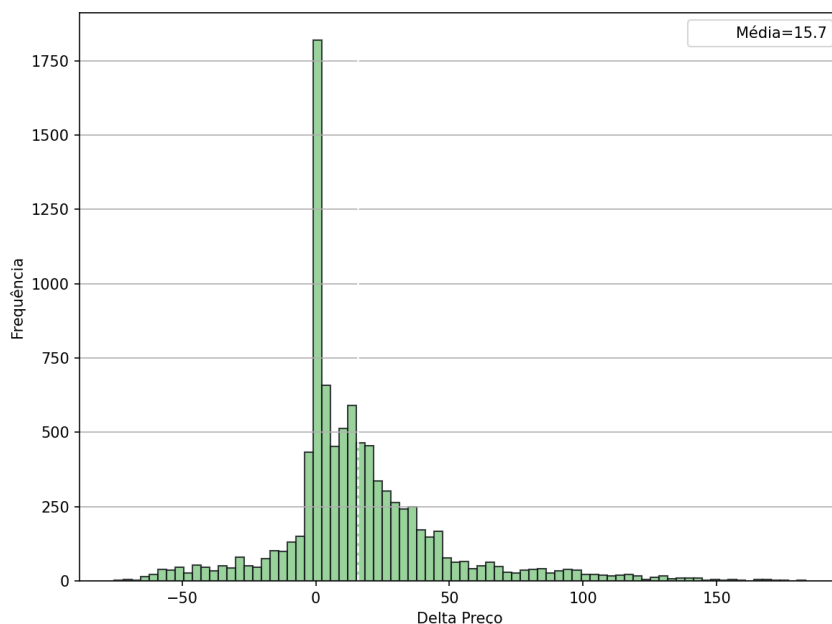


Figura 5.3: Distribuição do delta de preço de mercado (€/MWh) para o Cenário 1, considerando todos os registos horários e zonas de mercado.

Esta distribuição apresenta assimetria positiva acentuada: a maioria das horas regista um delta positivo, indicando que a substituição de ofertas tende a elevar o preço de mercado.

Esta informação ajuda a compreender como o deslocamento do preço ocorre no período analisado. Apesar da média deste delta de preço ser de 15,69 €/MWh através da distribuição de frequência é possível observar que em boa parte dos casos não ocorre aumento no preço de mercado, e há horários em que a modificação pode causar até queda nos preços.

5.2.3 Perfis horários médios por zona de mercado

Os perfis horários permitem identificar em que horas do dia a substituição de ofertas exerce maior pressão sobre os preços. As Figuras 5.4, 5.5 e 5.6 apresentam os perfis horários dos preços para o Mercado Ibérico unificado (MI), para Espanha (ES) e para Portugal (PT), respetivamente.

Considerou-se que houve *market splitting* nos mesmos horários do caso base, pois os dados disponibilizados nestes momentos foram separados para Portugal e Espanha e a avaliação dos reais momentos de separação do mercado depende da implementação do algoritmo *EUPHEMIA* em conjunto com a avaliação dos limites das linhas de interligação, feita pelo operador do sistema (REN e REE).

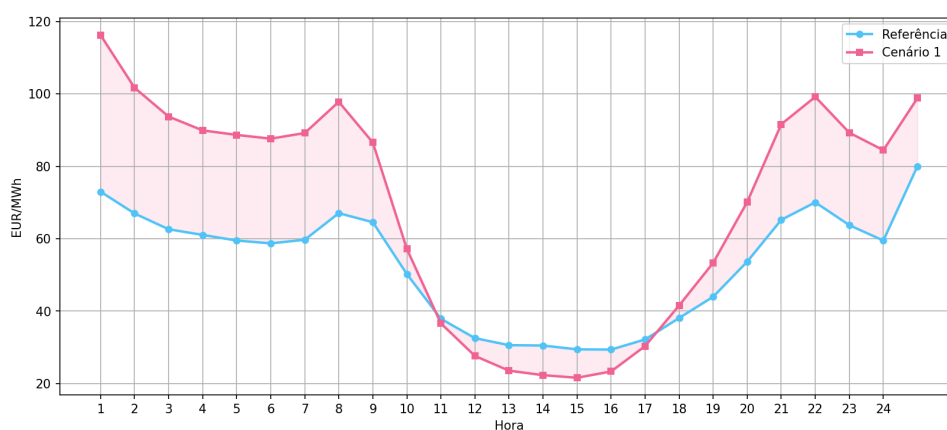


Figura 5.4: Perfil horário médio do preço de mercado referência e do Cenário 1 no Mercado Ibérico unificado (MI).

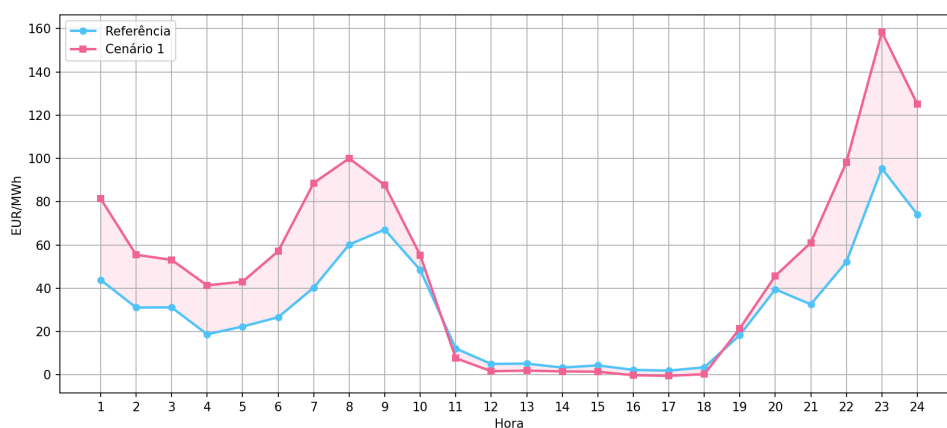


Figura 5.5: Perfil horário médio do preço de mercado referência e do Cenário 1 em Espanha (ES) — horas de market splitting.

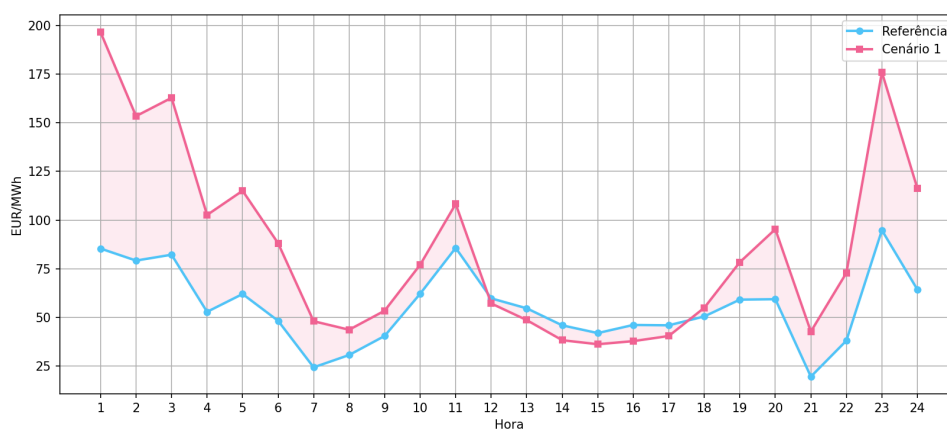


Figura 5.6: Perfil horário médio do preço de mercado referência e do Cenário 1 em Portugal (PT) — horas de market splitting.

No mercado unificado observa-se que em horas de forte produção solar o preço da energia cai abaixo do valor de referência, evidenciando o efeito do crescimento da tecnologia em combinação com horários de alta incidência solar.

Este comportamento repete-se nas horas de separação do mercado, principalmente em Espanha. Em Portugal, observa-se um acréscimo de preço súbito nas horas entre o pico de produção solar e o pico de consumo, isto é, entre as horas 19 e 20.

Assinala-se ainda que Portugal regista preços de mercado substancialmente superiores aos registados em Espanha nas horas em que ocorre separação de mercado, sugerindo que nestes períodos Portugal está a importar energia elétrica de Espanha.

5.2.4 Evolução do volume de energia comercializada

A Figura 5.7 ilustra a evolução mensal do volume médio comercializado (MWh/hora) antes e depois da substituição de ofertas.

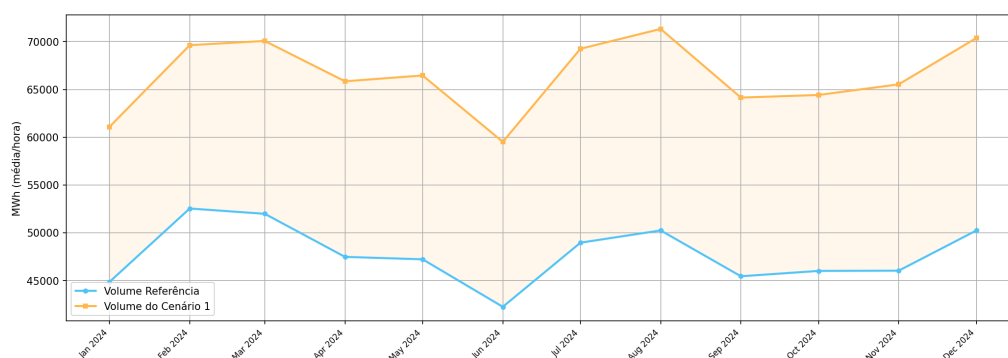


Figura 5.7: Evolução mensal do volume médio despachado por hora (MWh/h) — Referência e do Cenário 1.

O volume simulado do Cenário 1 supera sistematicamente o volume de referência ao longo de todos os meses do ano, com uma diferença média de aproximadamente 18.709 MWh/hora (+39,2%). Este incremento decorre da projeção de consumo e de geração adicional prevista nas metas consideradas para o ano alvo de 2030.

A parcela de mercado, por cada tecnologia, é apresentada na Figura 5.8.

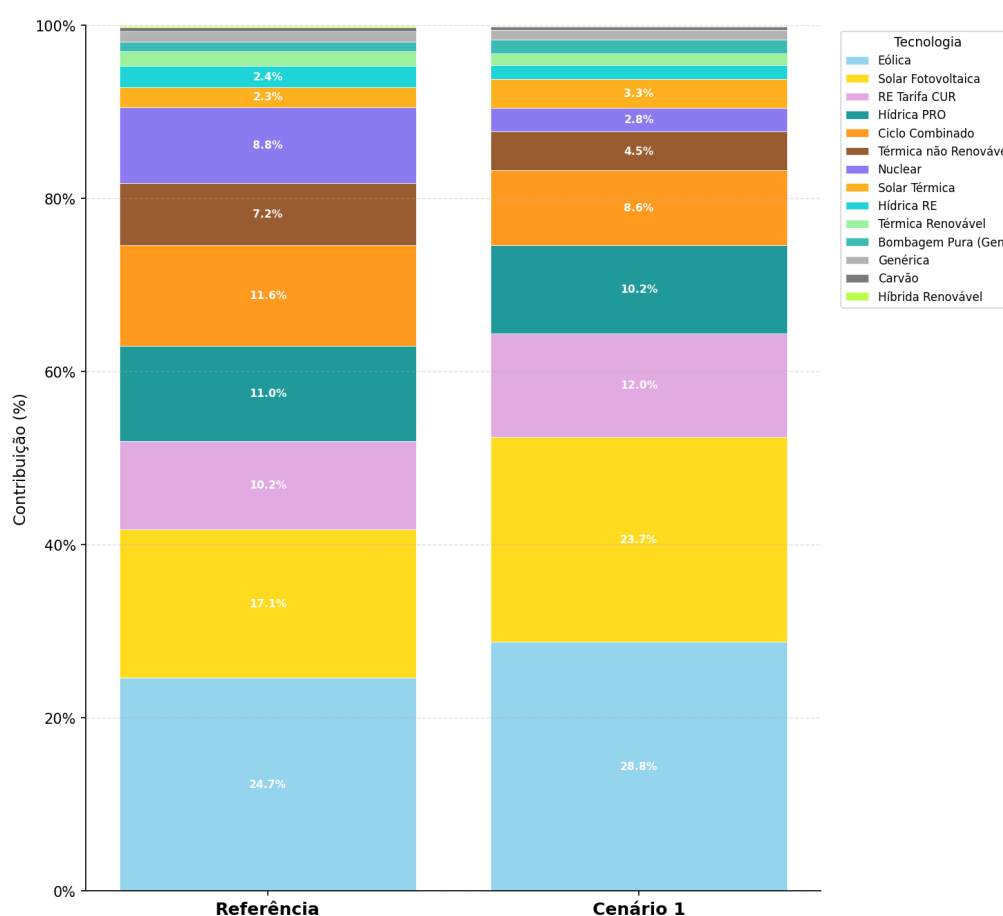


Figura 5.8: Evolução da participação por tecnologia — Referência e Cenário 1.

Observa-se um crescimento na participação da energia produzida por unidades eólicas e solares, bem como uma leve diminuição da hídrica, ciclo combinado e térmica não renovável.

O comercializador de último recurso (CUR) também teve um leve aumento da sua participação devido ao seu custo nulo na curva de ofertas e que acaba por ser despachado antes de outras tecnologias. A produção a partir de centrais nucleares experimentou uma redução de 8,8% para 2,8% reflexo da iniciativa de extinção desta tecnologia.

Por outro lado, observou-se que houve um aumento da quota da produção solar térmica (cerca de 43% face ao valor de referência), facto que exprime as políticas de expansão desta tecnologia.

5.2.5 Preços horários mês a mês

A Figura 5.9 apresenta um mapa de calor bidimensional que cruza a hora do dia com o mês do ano, representando o preço médio no Mercado Ibérico unificado (MI). Através da escala apresentada no lado direito em combinação com os eixos das abcissas e ordenadas é possível identificar rapidamente o preço de mercado e compará-lo com outros momentos do ano.

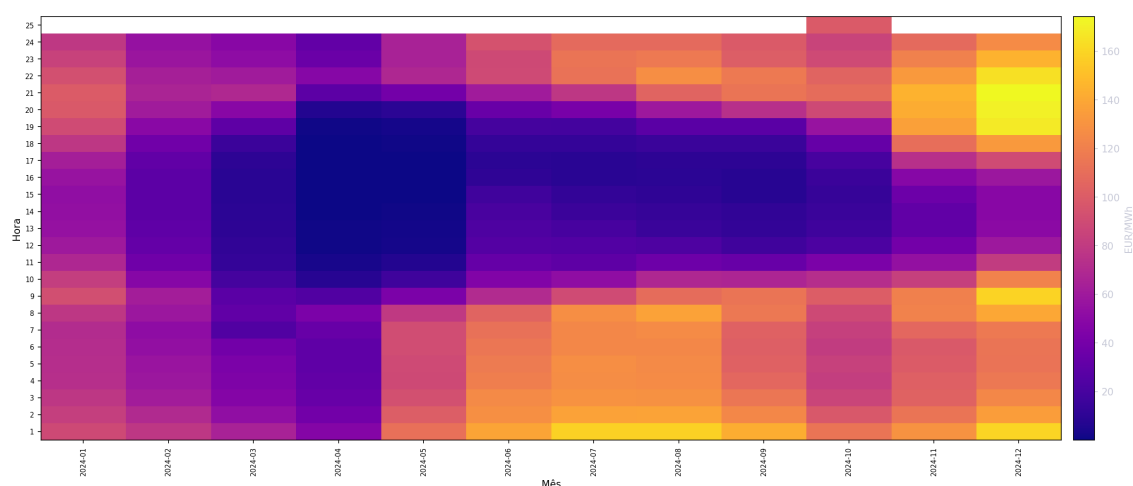


Figura 5.9: Mapa de calor do preço de mercado do Cenário 1 médio por hora e mês no Mercado Ibérico unificado (MI), em €/MWh.

Este mapa permite identificar padrões: os preços mais elevados concentram-se nas horas de ponta (horas 19 a 22) nos meses de inverno (novembro a fevereiro), devido ao facto de que há uma forte projeção de crescimento do consumo em combinação com horas de pouca incidência solar.

Os valores mínimos ocorrem nas horas de grande disponibilidade de recurso solar (horas 12 a 15) nos meses de maior geração fotovoltaica (abril a setembro), evidenciando a projeção da tecnologia fotovoltaica em combinação com horas de muita incidência solar.

O registo da vigésima quinta hora no mês de outubro refere-se à transição do horário de verão.

5.2.6 Delta de preço por zona de mercado

As Figuras 5.10, 5.11 e 5.12 mostram, através de diagramas de caixa, a distribuição mensal do delta de preço para cada zona de mercado.

Um diagrama de caixa representa graficamente a dispersão de uma variável contínua sem assumir qualquer forma para a sua distribuição. Cada caixa abrange o intervalo de quartis, delimitado pelo primeiro quartil Q_1 (percentil 25, linha inferior da caixa) e pelo terceiro quartil Q_3 (percentil 75, linha superior da caixa); a linha interior indica a mediana Q_2 (percentil 50). As linhas horizontais associadas a cada caixa estendem-se até ao valor mais extremo que não exceda 1,5 vezes o quartil em questão. Os valores situados além desse limite são desconsiderados e omitidos.

A linha tracejada horizontal, posicionada em $\Delta p = 0$, serve de referência: caixas inteiramente acima desta linha indicam que, para o mês em causa, a substituição de ofertas elevou o preço em pelo menos metade das horas; caixas que a cruzam denotam meses com comportamento misto.

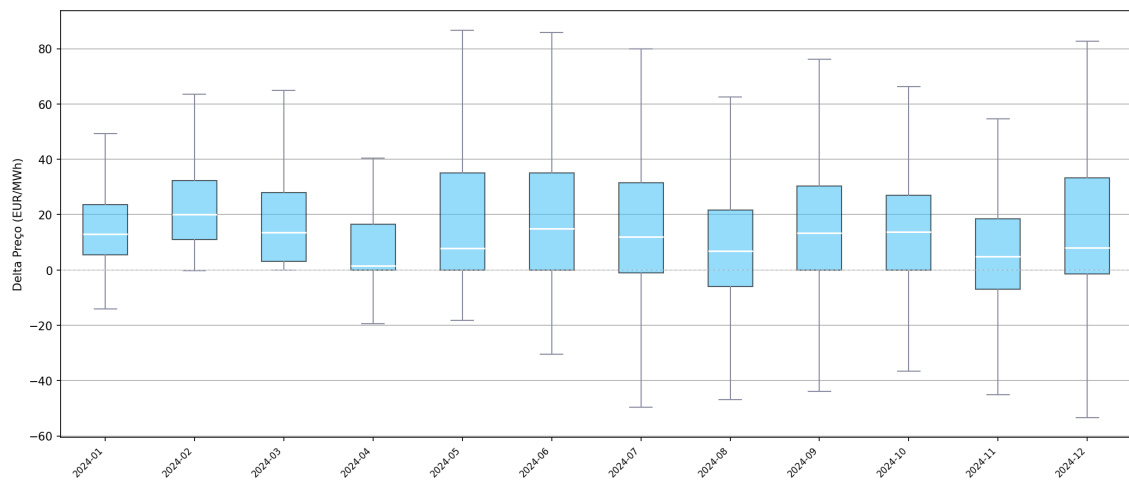


Figura 5.10: Distribuição mensal do delta de preço de mercado (€/MWh) no Mercado Ibérico unificado (MI) - Cenário 1.

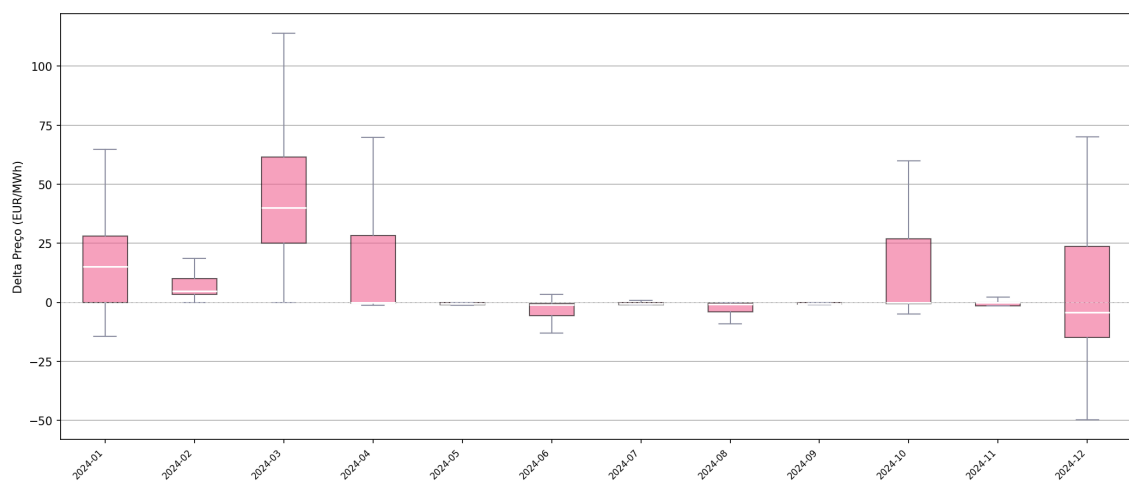


Figura 5.11: Distribuição mensal do delta de preço de mercado (€/MWh) em Espanha (ES) durante as horas de *market splitting* - Cenário 1.

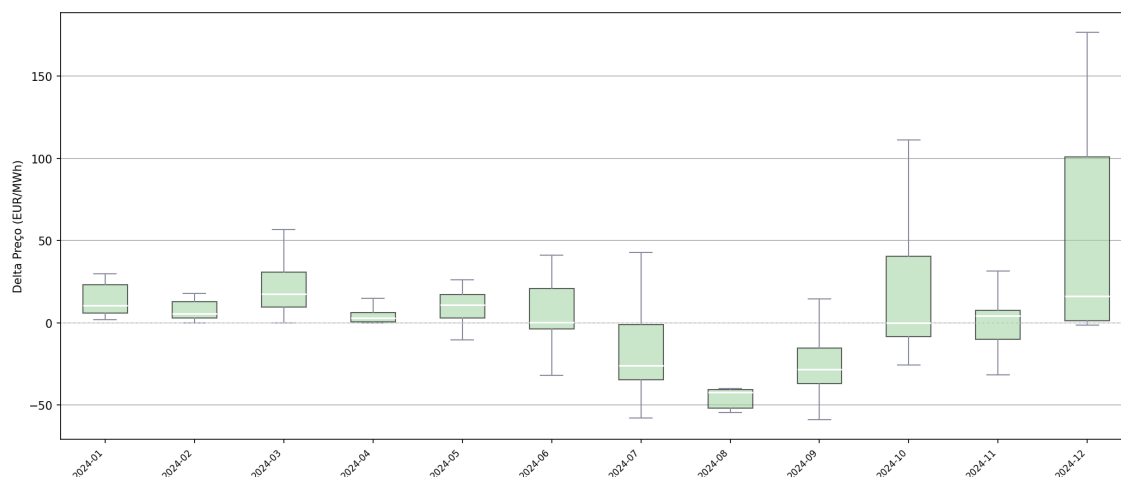


Figura 5.12: Distribuição mensal do delta de preço de mercado (€/MWh) em Portugal (PT) durante as horas de *market splitting* - Cenário 1.

A análise da Figura 5.10 revela o padrão de crescimento do preço de mercado em todos os meses do ano, porém com mais volatilidade nos meses de maio a dezembro. Os meses de janeiro a abril apresentam um crescimento menor e com menor volatilidade no preço da energia.

Em Espanha, através da Figura 5.11, observa-se que de maio a setembro o preço de mercado, nas horas de separação de mercado, praticamente não aumentou. O maior crescimento e volatilidade registada foi em março, com o terceiro quartil acima dos 55 €/MWh.

Em Portugal, através da Figura 5.12, com um parque produtor a crescer menos que o consumo, houve aumento do preço em praticamente o ano todo, com volatilidade maior registada nos meses de junho, julho, outubro e dezembro.

5.2.7 Relação entre preço de referência e o preço do Cenário 1

A Figura 5.13 apresenta um diagrama de dispersão do preço do Cenário 1 em função do preço de referência, para uma amostra de 5.000 registos seleccionados aleatoriamente, com a cor de cada ponto a codificar o respetivo delta de preço.

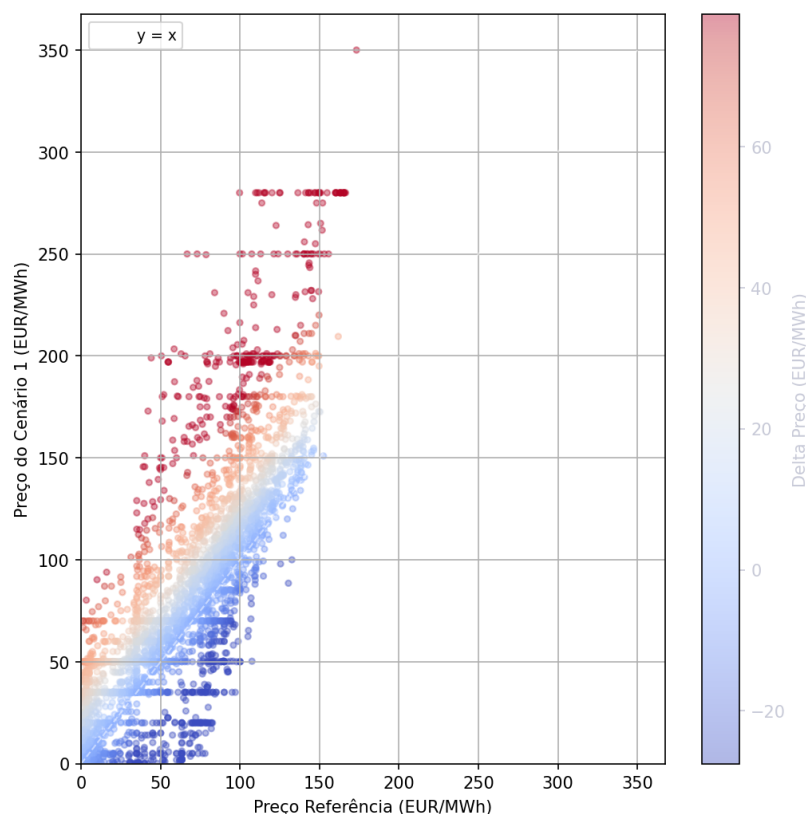


Figura 5.13: Diagrama de dispersão entre o preço de referência e o preço do Cenário 1 (€/MWh), para uma amostra aleatória de 5.000 registos.

A maioria dos pontos situa-se acima da diagonal, confirmando que a substituição de ofertas eleva o preço na maior parte das horas. Os pontos abaixo da diagonal, com coloração azulada, correspondem às horas em que o preço do Cenário 1 é inferior ao de referência.

A curva de tendência apresenta um comportamento exponencial, traduzindo a resposta do crescimento maior do preço de mercado conforme unidades mais caras começam a ser despachadas.

5.3 Cenário 2 - Caso base com crescimento da carga em horas de sol

O Cenário 2 pressupõe a plena concretização das metas definidas no Plano Nacional de Energia e Clima 2030 (PNEC 2030), no *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2030* (PNIEC 2030) e dos relatórios técnicos da REN e REE, considerando que o crescimento da carga ocorrerá de forma assimétrica entre períodos de maior incidência solar (+10%) e períodos de menor incidência solar (-10%), mantendo-se o valor total do consumo.

As subsecções seguintes apresentam e discutem os principais resultados obtidos e os gráficos produzidos para este cenário.

5.3.1 Evolução anual do preço de mercado

A Figura 5.14 compara a média anual do preço de mercado referência (sem modificação das ofertas) com a do preço do Cenário 2 para o ano de 2030.

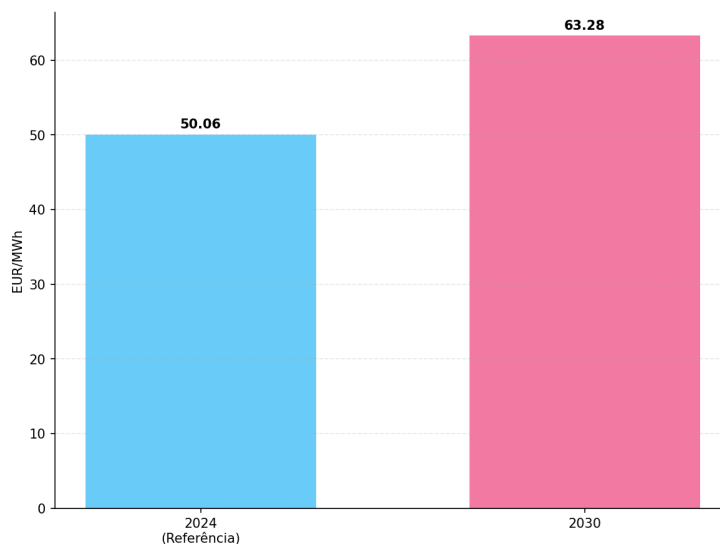


Figura 5.14: Média anual do preço de mercado referência e do Cenário 2 (€/MWh).

O preço de referência médio anual situou-se em 50,06 €/MWh, enquanto o preço do Cenário 2 atingiu 63,28 €/MWh, representando um aumento médio de 13,22 €/MWh (26,4%).

Este crescimento reflete a combinação do crescimento do consumo a um ritmo maior do que o crescimento da produção em combinação com a alteração dos valores das ofertas para os valores assumidos em 4.7.2.

A evolução mensal de preço de mercado é apresentada na Figura 5.15.

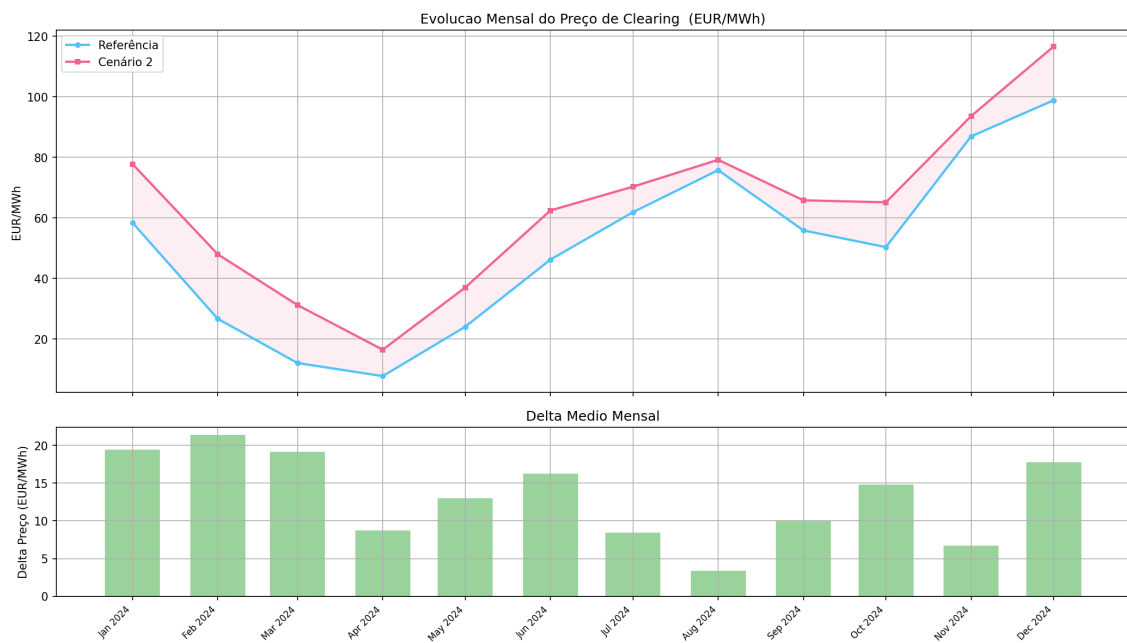


Figura 5.15: Média mensal do preço de mercado referência e do Cenário 2 (€/MWh) e variação de preço.

5.3.2 Análise global do delta de preço

A Figura 5.16 apresenta a distribuição de frequência do delta de preço, $\Delta p = p_{\text{Cenário 2}} - p_{\text{referência}}$, definido como a diferença entre o preço de mercado do Cenário 2 e o preço de referência para cada hora e cada zona de mercado.

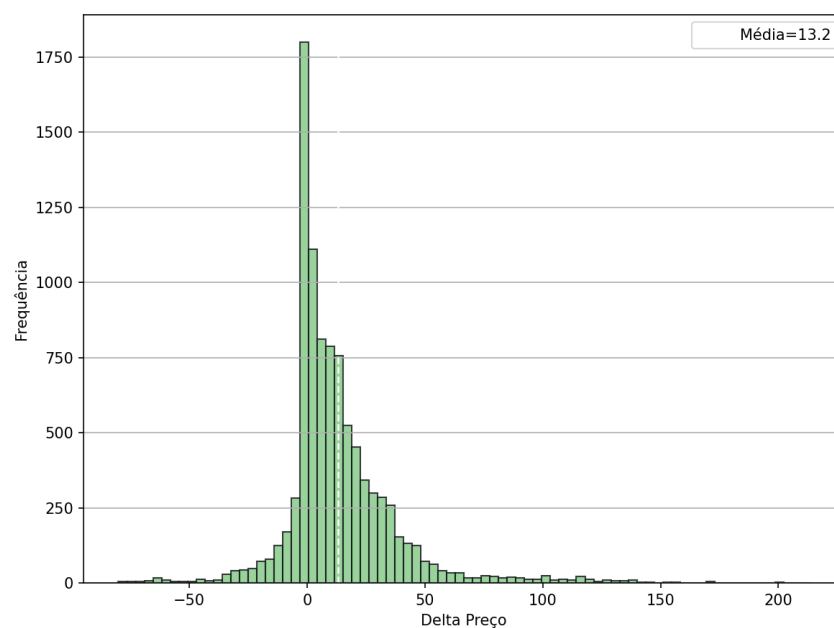


Figura 5.16: Distribuição do delta de preço de mercado (€/MWh) para o Cenário 2, considerando todos os registos horários e zonas de mercado.

A distribuição apresenta assimetria positiva acentuada: a maioria das horas regista um delta positivo, indicando que a substituição de ofertas tende a elevar o preço de mercado.

Esta informação ajuda a compreender como o deslocamento do preço ocorre no período analisado. Apesar da média ser de 13,22 €/MWh através da distribuição de frequência é possível observar que em diversos casos não há aumento no preço da energia, e há horários em que a modificação pode causar até redução nos preços.

5.3.3 Perfis horários médios por zona de mercado

Os perfis horários permitem identificar em que horas do dia a substituição de ofertas exerce maior pressão sobre os preços. As Figuras 5.17, 5.18 e 5.19 apresentam os perfis para o Mercado Ibérico unificado (MI), para Espanha (ES) e para Portugal (PT), respetivamente.

Tal como o Cenário 1, considerou-se que houve *market splitting* nos mesmos horários do caso base, pois os dados disponibilizados nestes momentos foram separados para Portugal e Espanha e a avaliação dos reais momentos de separação do mercado depende da implementação do algoritmo *EUPHEMIA* em conjunto com a avaliação das restrições da rede, feita pelos Operadores do Sistema (REN e REE).

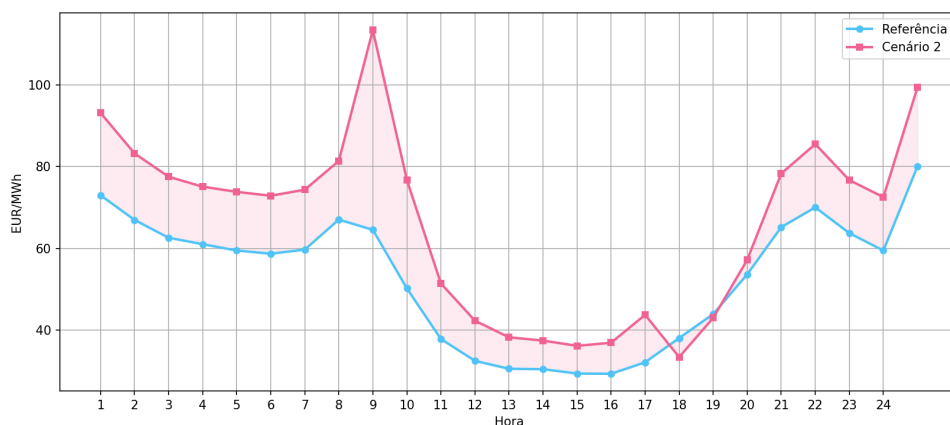


Figura 5.17: Perfil horário médio do preço de mercado referência e do Cenário 2 no Mercado Ibérico unificado (MI).

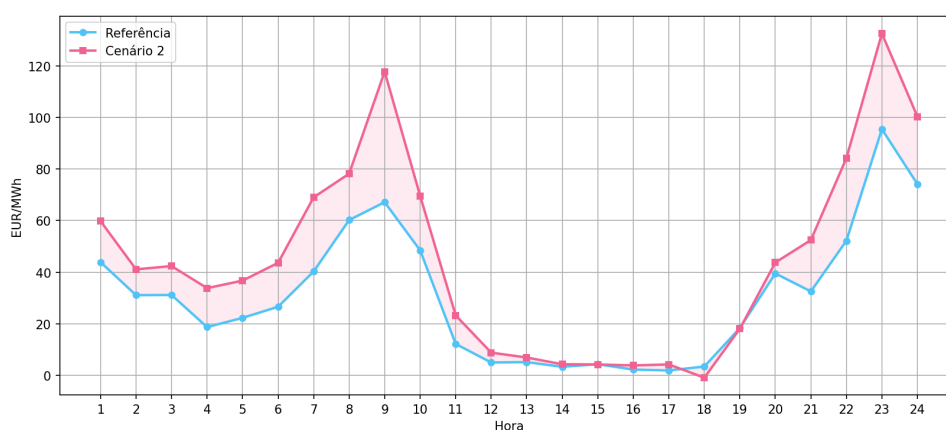


Figura 5.18: Perfil horário médio do preço de mercado referência e do Cenário 2 em Espanha (ES) — horas de *market splitting*.

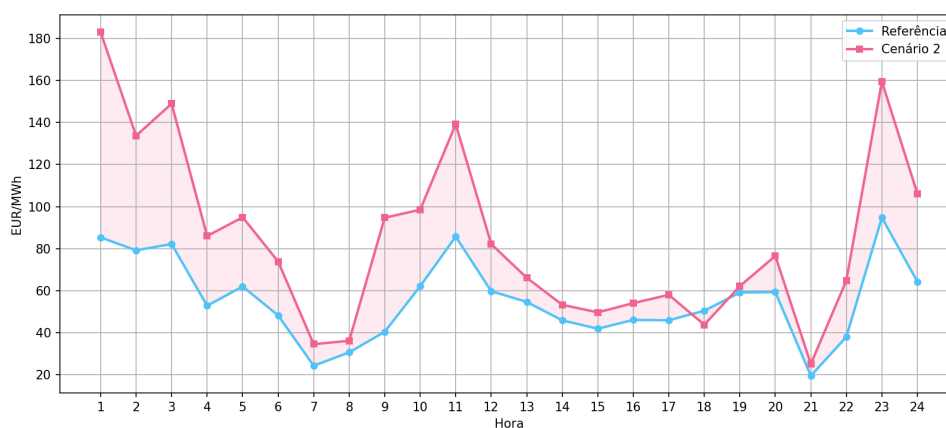


Figura 5.19: Perfil horário médio do preço de mercado referência e do Cenário 2 em Portugal (PT) — horas de *market splitting*.

No mercado unificado observa-se que em horas de forte produção de fonte solar a diferença do preço da energia simulado e do caso de referência cai substancialmente, mas ainda fica acima do valor de referência, evidenciando o efeito do crescimento mais elevado do consumo nos horários de alta incidência solar.

Este comportamento repete-se nas horas de separação do mercado, principalmente em Espanha, com registo de preço médio abaixo do valor de referência. Em Portugal, observa-se um acréscimo súbito de preço nos horários de maior incidência solar, evidenciando o desacoplamento entre o crescimento da produção e do consumo acentuado pela escala desproporcional aplicada.

Finalmente, Portugal regista preços de energia substancialmente superiores aos registados em Espanha nas horas de separação de mercado, sugerindo que nestes períodos Portugal está a importar energia elétrica de Espanha.

5.3.4 Evolução do volume de energia comercializada

A Figura 5.20 ilustra a evolução mensal do volume médio comercializado (MWh/hora) de referência e no Cenário 2.

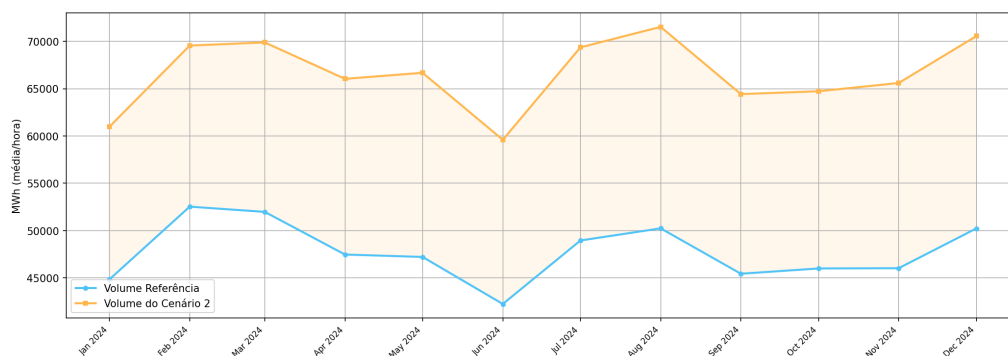


Figura 5.20: Evolução mensal do volume médio despachado por hora (MWh/h) — Referência e do Cenário 2.

O volume do Cenário 2 supera sistematicamente o volume de referência ao longo de todos os meses do ano, com uma diferença média de aproximadamente 24.845 MWh/hora (+54,4%). Este incremento decorre da projeção de carga e de geração adicional prevista nas metas previstas para o ano de 2030.

A parcela de mercado, por cada tecnologia, é apresentada na Figura 5.21.

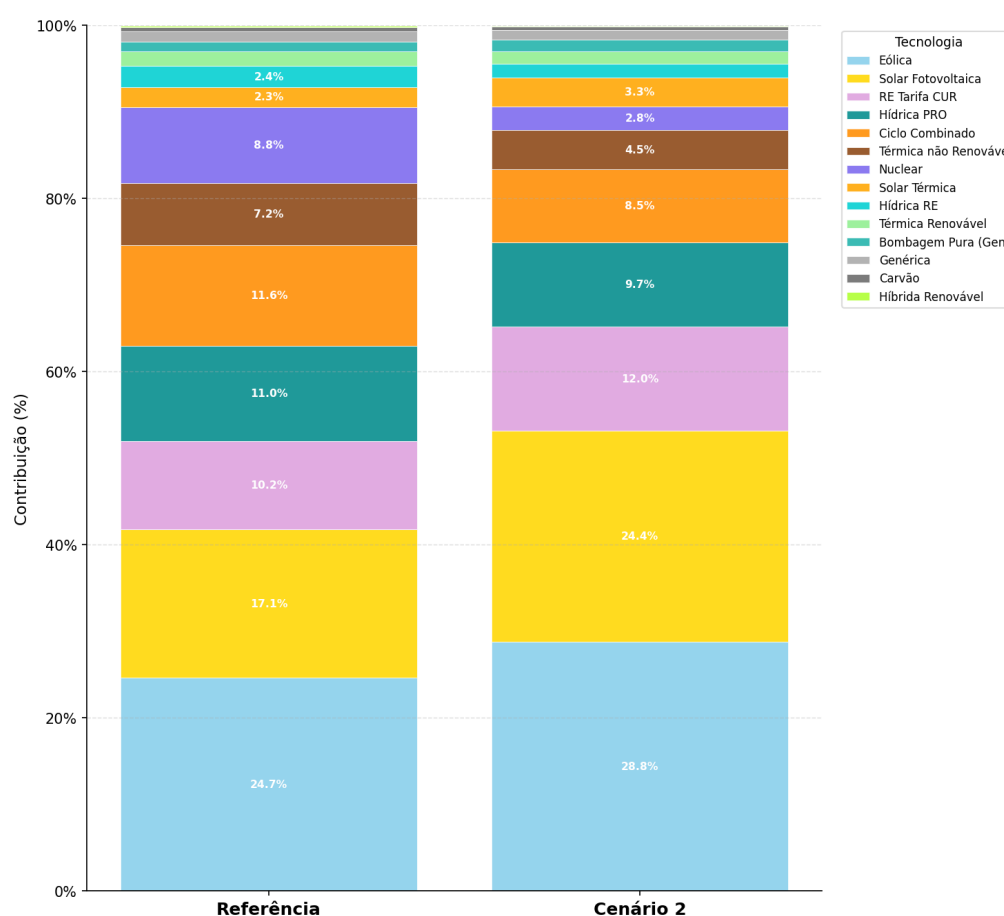


Figura 5.21: Evolução da participação por tecnologia — Referência e Cenário 2.

Observa-se que, conforme o Cenário 1, houve um aumento na produção utilizando fontes eólicas, solar fotovoltaica e solar térmica.

O maior crescimento, já esperado, ocorreu na solar fotovoltaica, devido ao aumento de consumo nos horários de maior incidência solar.

O despacho hídrico e o comercializador de último recurso mantiveram-se praticamente inalterados em termos de percentuais. A térmica não renovável caiu 37,5% em termos percentuais.

5.3.5 Preços horários mês a mês

A Figura 5.22 apresenta um mapa de calor bidimensional que cruza a hora do dia com o mês do ano, representando o preço médio de mercado no Mercado Ibérico unificado (MI). Através da escala apresentada no lado direito em combinação com os eixos das abcissas e ordenadas é possível identificar rapidamente o preço de mercado e compará-lo com outros momentos do ano.

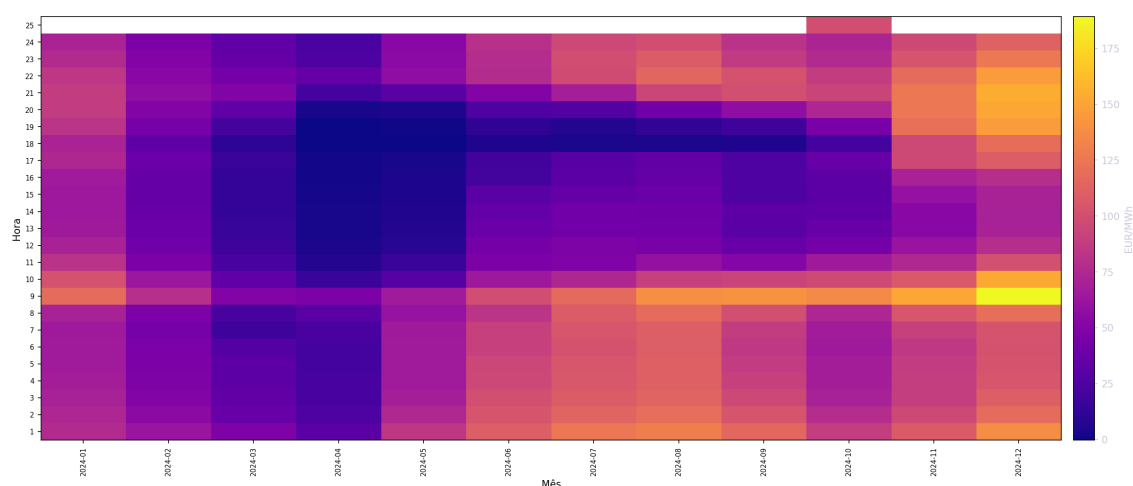


Figura 5.22: Mapa de calor do preço de mercado do Cenário 2 médio por hora e mês no Mercado Ibérico unificado (MI), em €/MWh.

Este mapa permite identificar padrões: os preços mais elevados concentram-se nas horas de ponta (horas 19 a 22) nos meses de inverno (novembro a fevereiro), devido ao facto de que há uma forte projeção de crescimento do consumo em combinação com horas de pouca incidência solar.

Os valores mínimos ocorrem nas horas solares centrais (horas 12 a 15) nos meses de maior geração fotovoltaica (abril a setembro), também evidencia a projeção da tecnologia fotovoltaica em combinação com horas de muita incidência solar.

O registo da vigésima quinta hora no mês de outubro refere-se à transição do horário de verão.

5.3.6 Delta de preço por zona de mercado

As Figuras 5.23, 5.24 e 5.25 mostram, através de diagramas de caixa, a distribuição mensal do delta de preço para cada zona de mercado.

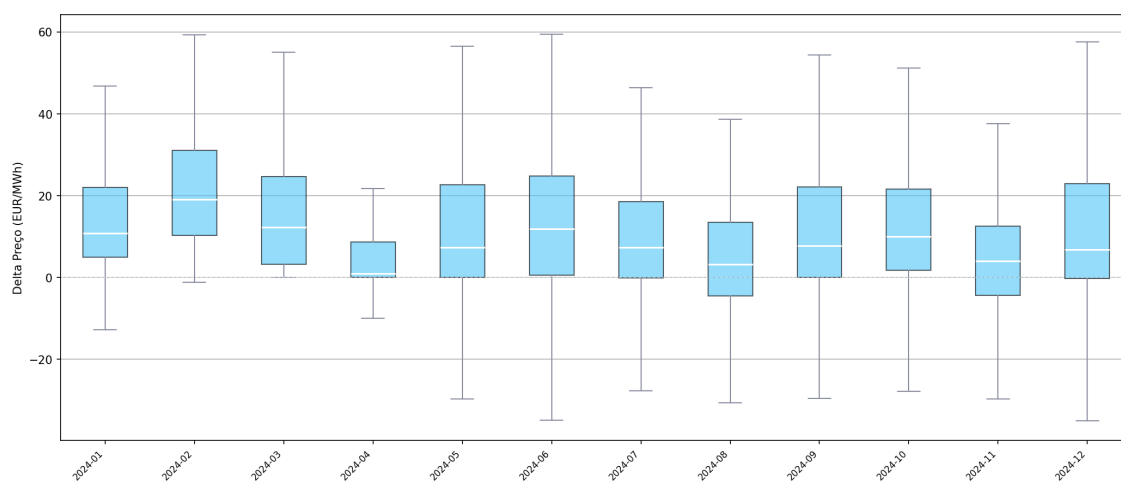


Figura 5.23: Distribuição mensal do delta de preço de mercado (€/MWh) no Mercado Ibérico unificado (MI) - Cenário 2.

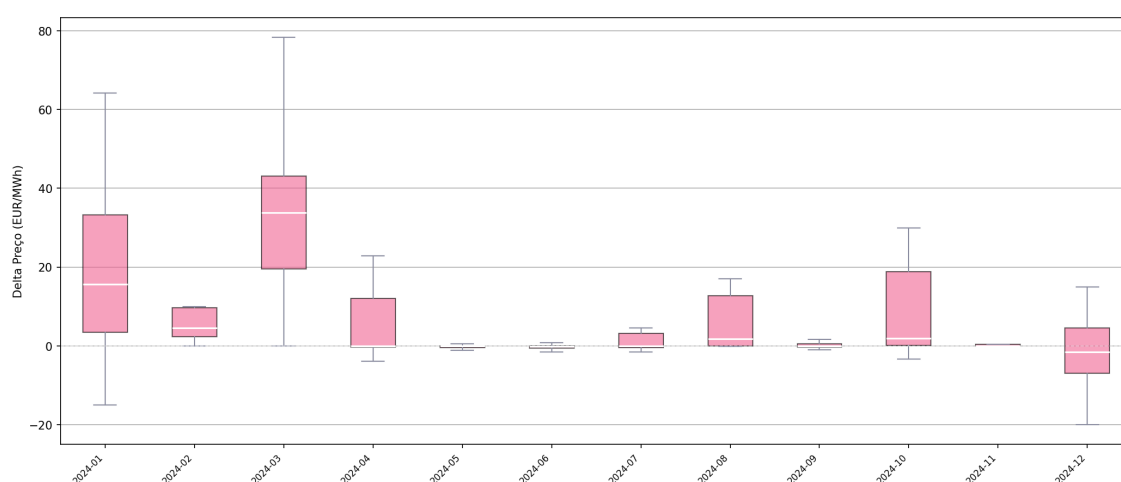


Figura 5.24: Distribuição mensal do delta de preço de mercado (€/MWh) em Espanha (ES) durante as horas de *market splitting* - Cenário 2.

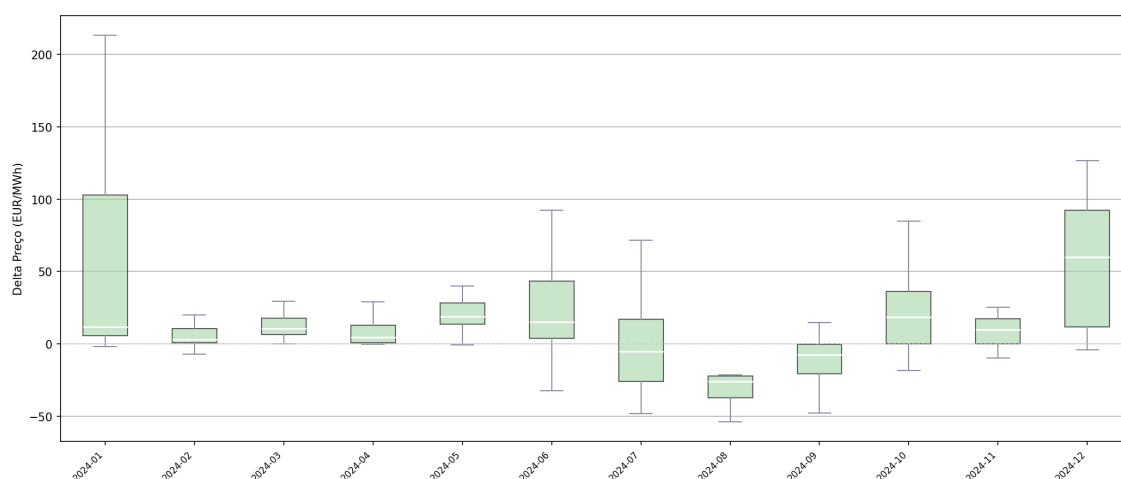


Figura 5.25: Distribuição mensal do delta de preço de mercado (€/MWh) em Portugal (PT) durante as horas de *market splitting* - Cenário 2.

A análise da Figura 5.23 revela o padrão de crescimento do preço de mercado em todos os meses do ano, porém com mais volatilidade nos meses de maio a dezembro. Os meses de janeiro a abril apresentam um crescimento menor e com menor volatilidade no preço da energia.

Em Espanha, através da Figura 5.24, observa-se que de maio a setembro o preço da energia, nas horas de separação de mercado, praticamente não aumentou. O maior crescimento e volatilidade registada foi em março, com o terceiro quartil acima dos 40 €/MWh.

Em Portugal, através da Figura 5.25, com um parque produtor a crescer menos que o consumo, houve aumento do preço de mercado em praticamente o ano todo, com volatilidade maior registada nos meses de junho, julho, outubro e dezembro.

5.3.7 Relação entre preço de referência e o preço do Cenário 2

A Figura 5.26 apresenta um diagrama de dispersão do preço do Cenário 2 em função do preço de referência, para uma amostra de 5.000 registros selecionados aleatoriamente, com a cor de cada ponto a codificar o respetivo delta de preço.

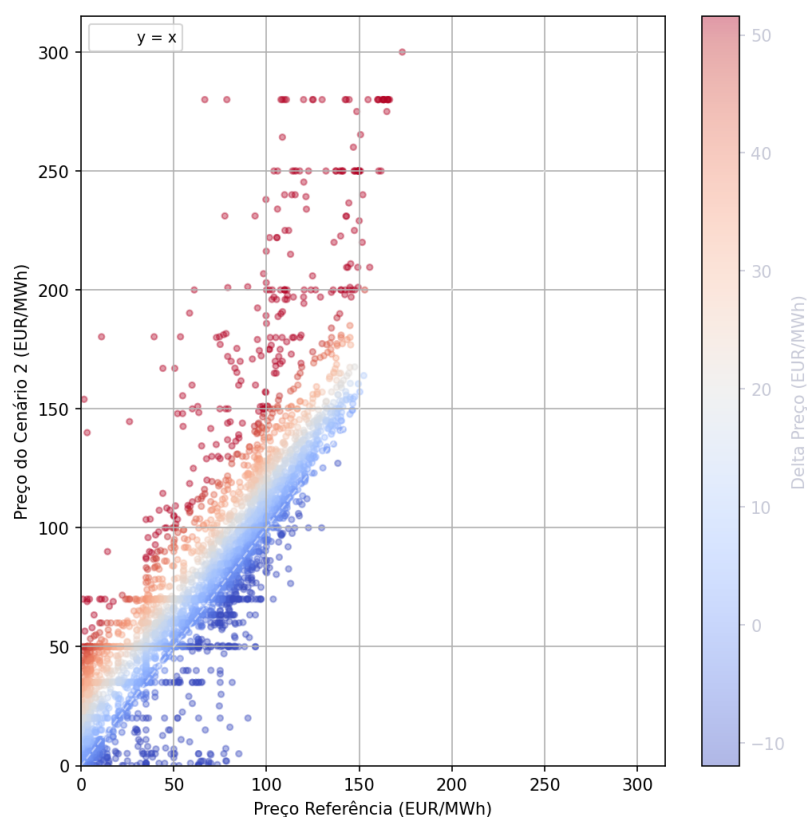


Figura 5.26: Diagrama de dispersão entre o preço de referência e o preço do Cenário 2 (€/MWh), para uma amostra aleatória de 5.000 registros.

A maioria dos pontos situa-se acima da diagonal, confirmando que no Cenário 2 ocorre uma elevação do preço na maior parte das horas. Os pontos abaixo da diagonal, com coloração azulada, correspondem às horas em que o preço do Cenário 2 é inferior ao de referência.

A curva de tendência apresenta um comportamento exponencial, traduzindo a resposta do crescimento maior do preço da energia no mercado conforme unidades mais caras começam a ser despachadas.

5.4 Cenário 3 - Redução do preço da geração a gás natural

O Cenário 3 pressupõe a plena concretização das metas definidas no Plano Nacional de Energia e Clima 2030 (PNEC 2030), no *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2030* (PNIEC 2030) e dos relatórios técnicos da REN e REE, considerando o seguinte comportamento das unidades de ciclo combinado:

- Preço das licenças de CO₂ a 50 €/ton
- Preço do gás natural de 15 €/MWh_{térmico}

As subsecções seguintes apresentam e discutem os principais resultados obtidos e os gráficos produzidos para este cenário.

5.4.1 Evolução anual do preço de mercado

A Figura 5.27 compara a média anual do preço referência (sem modificação das ofertas) com a do preço do Cenário 3 para o ano de 2030.

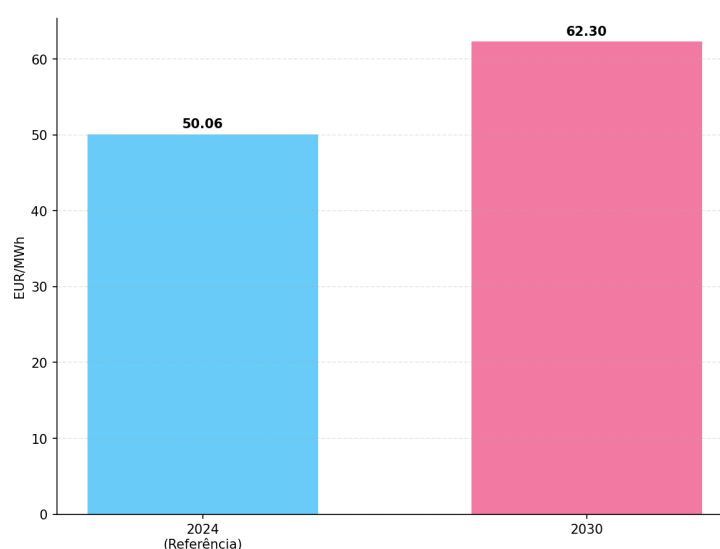


Figura 5.27: Média anual do preço de mercado referência e do Cenário 3 (€/MWh).

O preço de referência médio anual situou-se em 50,06 €/MWh, enquanto o preço do Cenário 3 atingiu 62,30 €/MWh, representando um aumento médio de 12,24 €/MWh (24,5%).

Este crescimento reflete a combinação do crescimento do consumo a um ritmo maior do que o crescimento da produção em combinação com a alteração dos valores das ofertas para os valores assumidos em 4.7.2.

A evolução do preço mensal é apresentada na Figura 5.28.

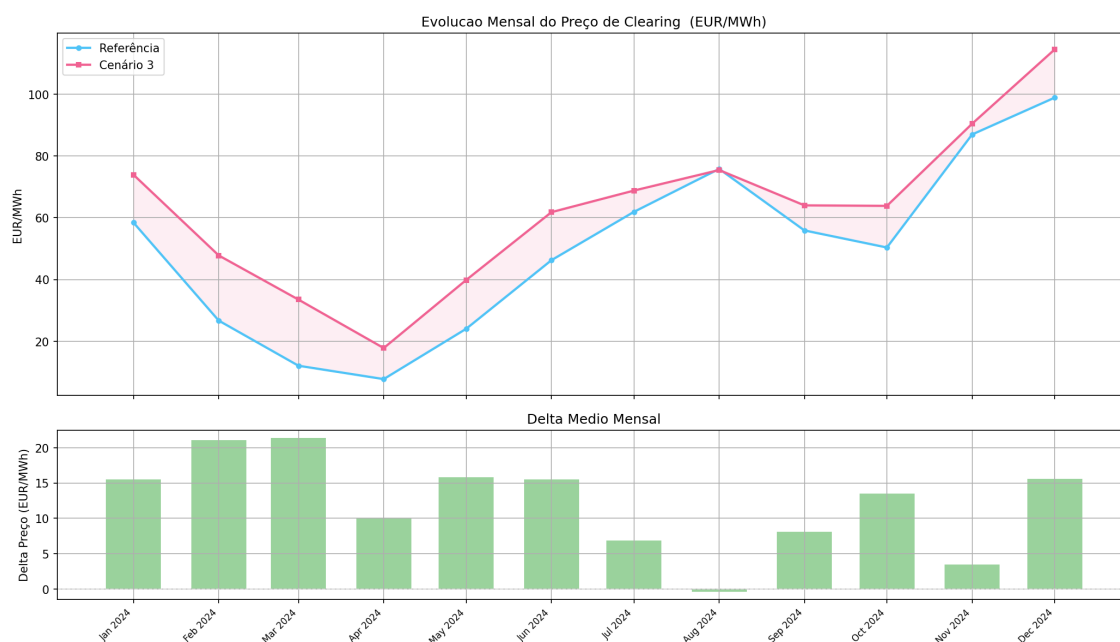


Figura 5.28: Média mensal do preço de mercado referência e do Cenário 3 (€/MWh) e variação de preço.

5.4.2 Análise global do delta de preço

A Figura 5.29 apresenta a distribuição de frequência do delta de preço, $\Delta p = p_{\text{Cenário 3}} - p_{\text{referência}}$, definido como a diferença entre o preço de mercado do cenário e o preço de referência para cada hora e cada zona de mercado.

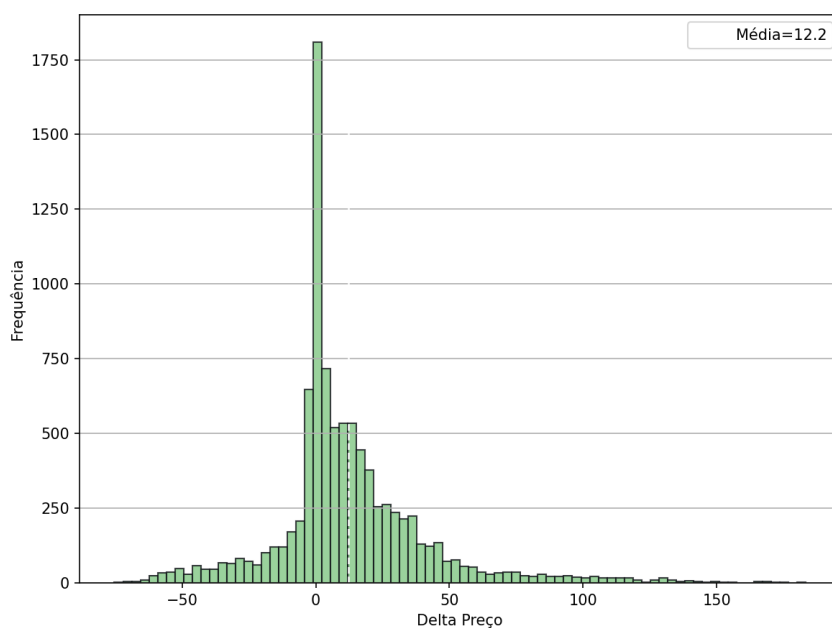


Figura 5.29: Distribuição do delta de preço de mercado (€/MWh) para o Cenário 3, considerando todos os registos horários e zonas de mercado.

A distribuição apresenta assimetria positiva acentuada: a maioria das horas regista um delta positivo, indicando que a substituição de ofertas tende a elevar o preço de mercado.

A informação ajuda a compreender como o deslocamento do preço ocorre no período analisado. Apesar da média ser de 12,24 €/MWh através da distribuição de frequência é possível observar que em boa parte dos casos não há aumento no preço da energia, e há horários em que a modificação pode causar até uma redução dos preços.

5.4.3 Perfis horários médios por zona de mercado

Os perfis horários permitem identificar em que horas do dia a substituição de ofertas exerce maior pressão sobre os preços. As Figuras 5.30, 5.31 e 5.32 apresentam os perfis para o Mercado Ibérico unificado (MI), para Espanha (ES) e para Portugal (PT), respetivamente.

Tal como nos cenários anteriores, considerou-se que houve *market splitting* nos mesmos horários do caso base, pois os dados disponibilizados nestes momentos foram separados para Portugal e Espanha e a avaliação dos reais momentos de separação do mercado depende da implementação do algoritmo *EUPHEMIA* em conjunto com a avaliação das restrições da rede, feita pelos Operadores do Sistema (REN e REE).

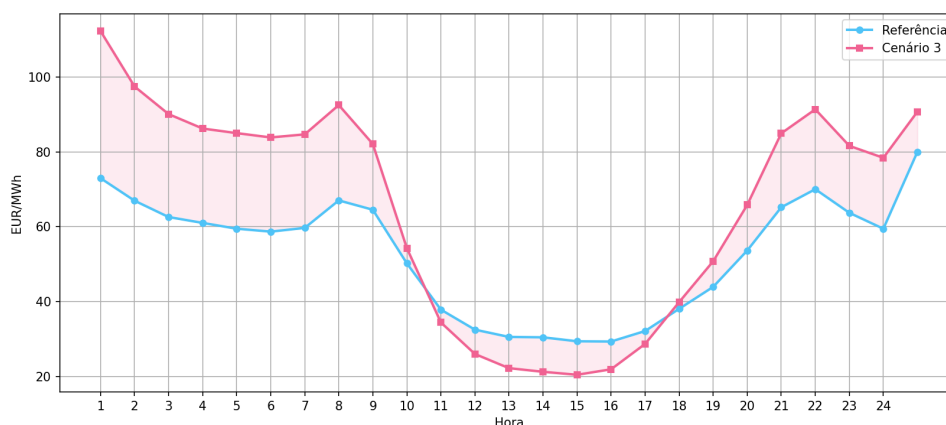


Figura 5.30: Perfil horário médio do preço de mercado referência e do Cenário 3 no Mercado Ibérico unificado (MI).

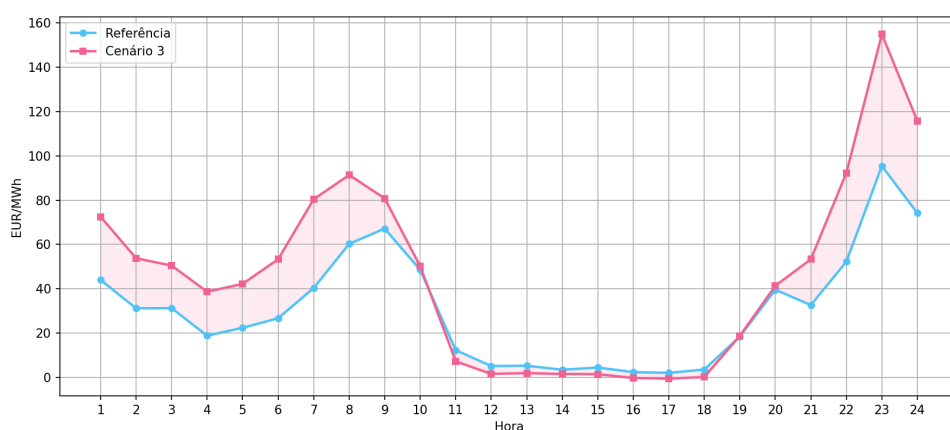


Figura 5.31: Perfil horário médio do preço de mercado referência e do Cenário 3 em Espanha (ES) — horas de *market splitting*.

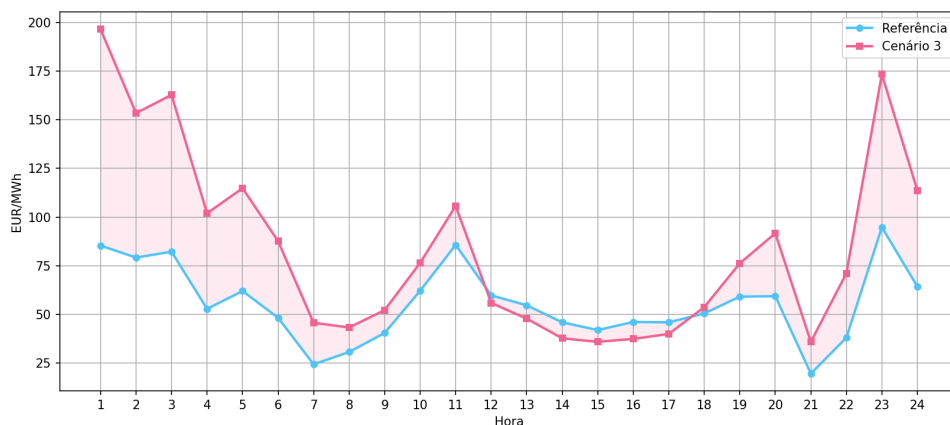


Figura 5.32: Perfil horário médio do preço de mercado referência e do Cenário 3 em Portugal (PT) — horas de *market splitting*.

No mercado unificado observa-se que em horas de forte produção solar a diferença do preço da energia do Cenário 3 e do caso de referência cai substancialmente, evidenciando o efeito do crescimento desta tecnologia nos horários de alta incidência solar.

Este comportamento repete-se nas horas de separação do mercado, principalmente em Espanha, com registo de preço médio abaixo do valor de referência. Em Portugal, observa-se um acréscimo súbito de preço nos horários de maior incidência solar, evidenciando o desacoplamento entre o crescimento da produção e do consumo acentuado pela escala desproporcional aplicada.

Ainda, Portugal regista preços de energia substancialmente superiores aos registados em Espanha nas horas de separação de mercado, sugerindo que nestes períodos Portugal está a importar energia elétrica de Espanha.

5.4.4 Evolução do volume de energia comercializada

A Figura 5.33 ilustra a evolução mensal do volume médio comercializado (MWh/hora) no cenário de referência e no Cenário 3.

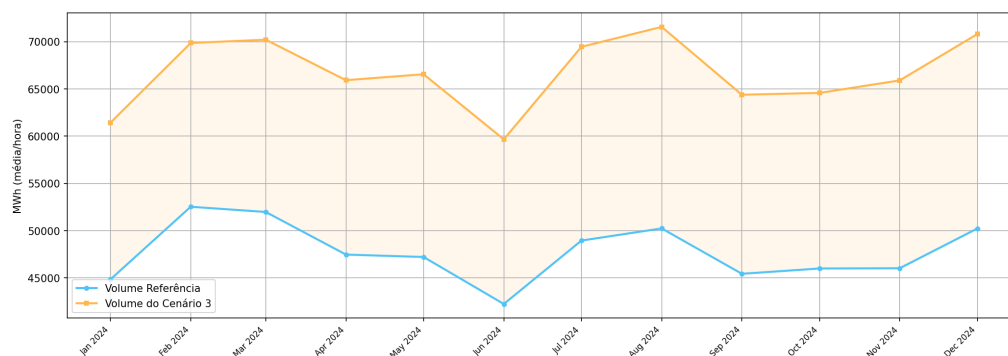


Figura 5.33: Evolução mensal do volume médio despachado por hora (MWh/h) — Referência e do Cenário 3.

O volume do Cenário 3 supera sistematicamente o volume de referência ao longo de todos os meses do ano, com uma diferença média de aproximadamente 18.930 MWh/hora (+39,68%). Este incremento decorre da projeção de carga e de geração adicional prevista nas metas definidas para o ano de 2030.

A parcela de mercado, por cada tecnologia, é apresentada na Figura 5.34.

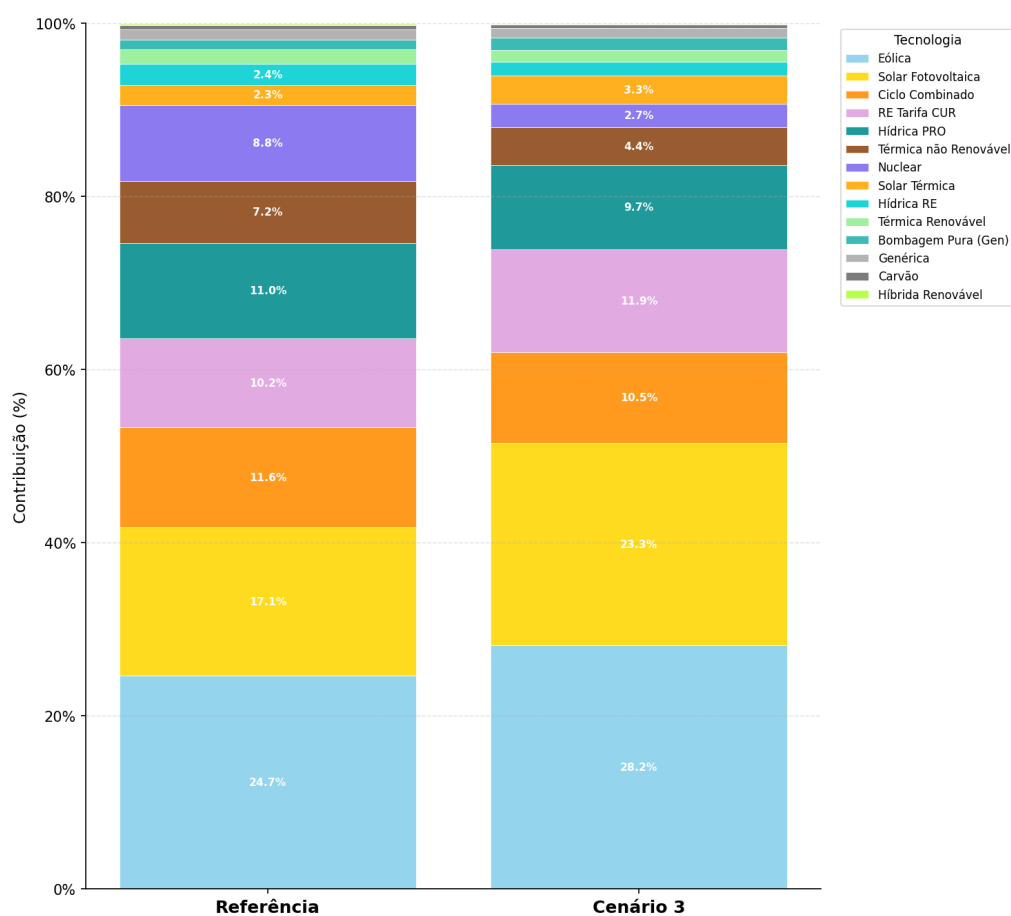


Figura 5.34: Evolução da participação por tecnologia — Referência e Cenário 3.

Com o preço do gás natural e das licenças de CO₂ mais reduzidas, observou-se um crescimento de aproximadamente 14% na fonte eólica e de aproximadamente 36% na fonte solar fotovoltaica.

5.4.5 Preços horários mês a mês

A Figura 5.35 apresenta um mapa de calor bidimensional que cruza a hora do dia com o mês do ano, representando o preço de mercado médio no Mercado Ibérico unificado (MI) do Cenário 3. Através da escala apresentada no lado direito em combinação com os eixos das abcissas e ordenadas é possível identificar rapidamente o preço de mercado e compará-lo com outros momentos do ano.

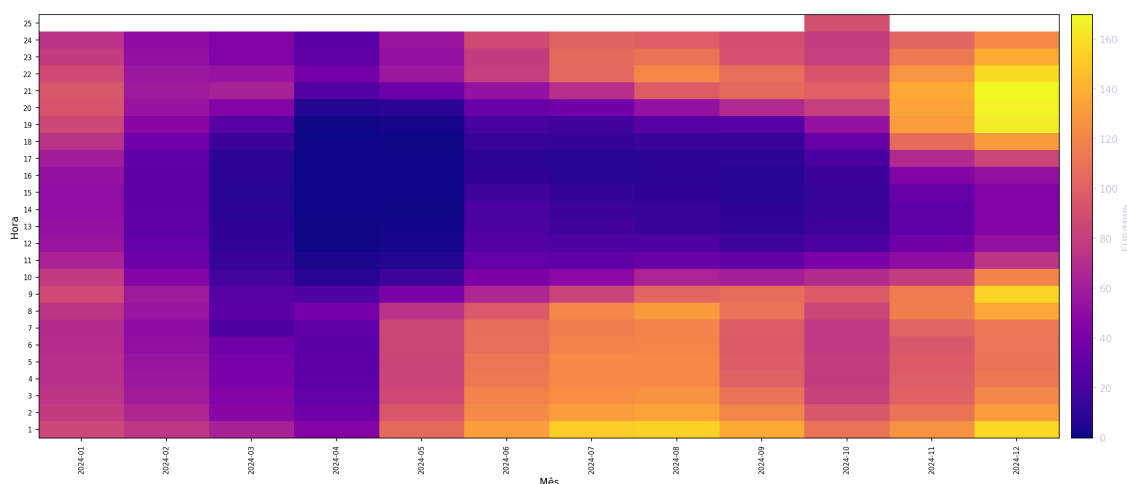


Figura 5.35: Mapa de calor do preço de mercado do Cenário 3 médio por hora e mês no Mercado Ibérico unificado (MI), em €/MWh.

O mapa permite identificar padrões: os preços mais elevados concentram-se nas horas de ponta (horas 19 a 22) nos meses de inverno (novembro a fevereiro), devido ao facto de que há uma forte projeção de crescimento do consumo em combinação com horas de pouca incidência solar.

Os valores mínimos ocorrem nas horas solares centrais (horas 12 a 15) nos meses de maior geração fotovoltaica (abril a setembro), também evidencia a projeção da tecnologia fotovoltaica em combinação com horas de muita incidência solar.

O registo da vigésima quinta hora no mês de outubro refere-se à transição do horário de verão.

5.4.6 Delta de preço por zona de mercado

As Figuras 5.36, 5.37 e 5.38 apresentam, através de diagramas de caixa, a distribuição mensal do delta de preço para cada zona de mercado.

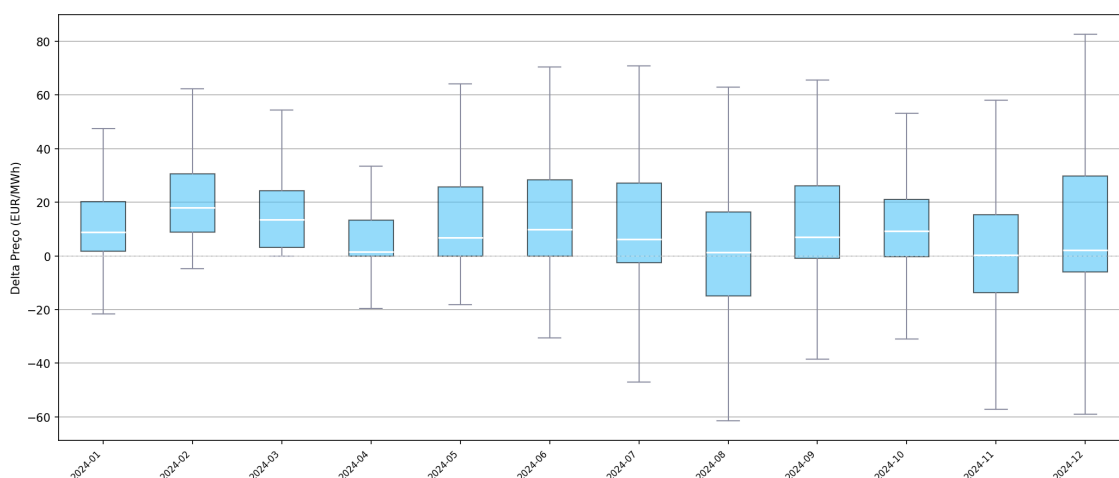


Figura 5.36: Distribuição mensal do delta de preço de mercado (€/MWh) no Mercado Ibérico unificado (MI) - Cenário 3.

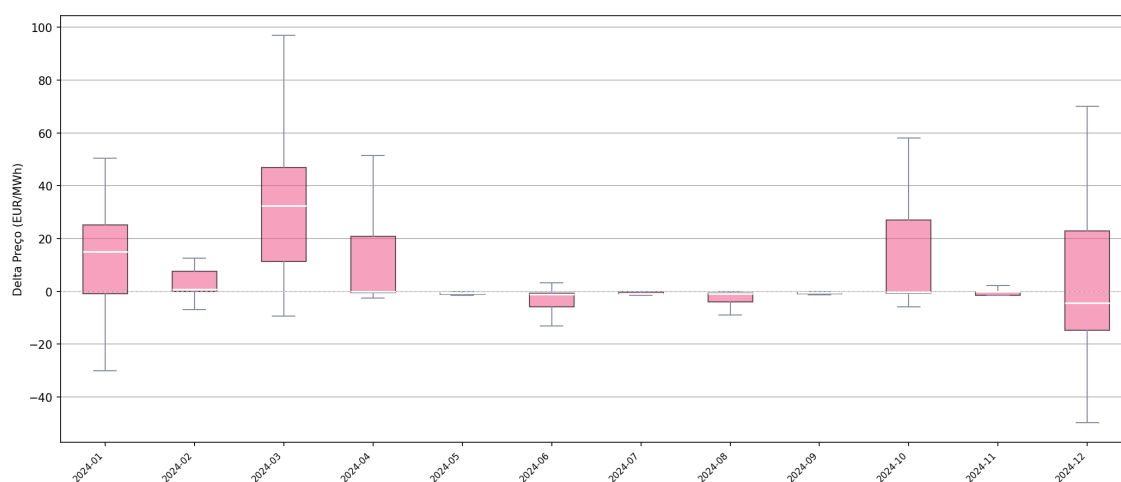


Figura 5.37: Distribuição mensal do delta de preço de mercado (€/MWh) em Espanha (ES) durante as horas de *market splitting* - Cenário 3.

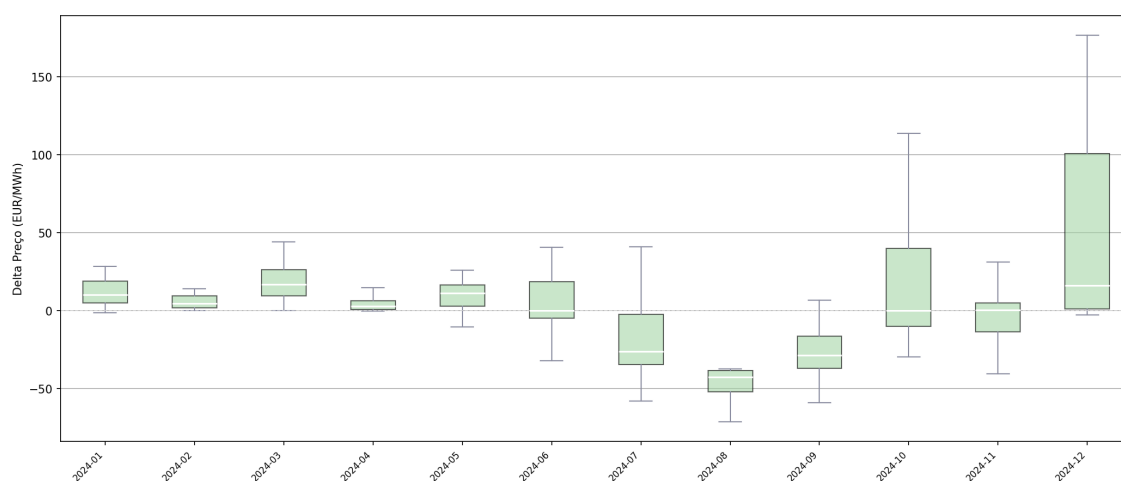


Figura 5.38: Distribuição mensal do delta de preço de mercado (€/MWh) em Portugal (PT) durante as horas de *market splitting* - Cenário 3.

A análise da Figura 5.36 revela o padrão de crescimento do preço de mercado em todos os meses do ano, porém com mais volatilidade nos meses de maio a dezembro. Os meses de janeiro a abril apresentam um crescimento menor e com menor volatilidade no preço da energia.

Em Espanha, através da Figura 5.37, observa-se que de maio a setembro o preço da energia, nas horas de separação de mercado, praticamente não aumentou. O maior crescimento e volatilidade registada foi em março, com o terceiro quartil acima dos 40 €/MWh.

Em Portugal, através da Figura 5.38, com um parque produtor a crescer menos que o consumo, houve aumento do preço de mercado em praticamente o ano todo, com volatilidade maior registada nos meses de junho, julho, outubro e dezembro.

5.4.7 Relação entre preço de referência e preço do Cenário 3

A Figura 5.39 apresenta um diagrama de dispersão do preço do Cenário 3 em função do preço de referência, para uma amostra de 5.000 registos seleccionados aleatoriamente, com a cor de cada ponto a codificar o respetivo delta de preço.

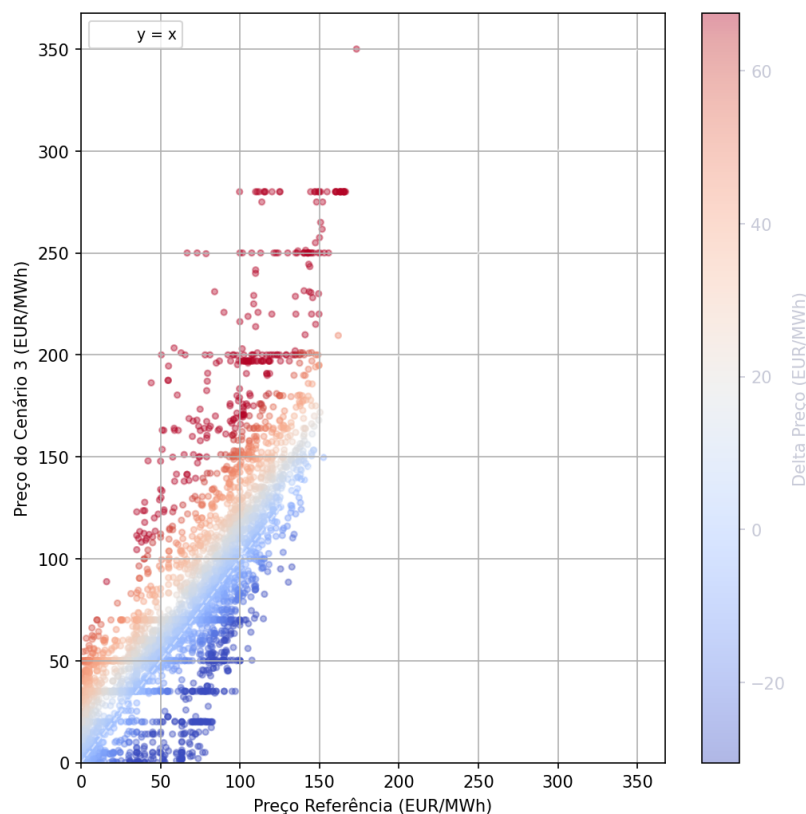


Figura 5.39: Diagrama de dispersão entre o preço de referência e o preço do Cenário 3 (€/MWh), para uma amostra aleatória de 5.000 registos.

A maioria dos pontos situa-se acima da diagonal, confirmando que no Cenário 3 o preço de mercado se elevou na maior parte das horas. Os pontos abaixo da diagonal, com coloração azulada, correspondem às horas em que o preço do Cenário 3 é inferior ao de referência.

A curva de tendência apresenta um comportamento exponencial, traduzindo a resposta do crescimento maior do preço da energia no mercado conforme unidades mais caras começam a entrar no despacho.

5.5 Cenário 4 - Aumento do preço da geração a gás natural

O Cenário 4 pressupõe a plena concretização das metas definidas no Plano Nacional de Energia e Clima 2030 (PNEC 2030), no *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2030* (PNIEC 2030) e dos relatórios técnicos da REN e REE, considerando o seguinte comportamento das unidades de ciclo combinado:

- Preço das licenças de CO₂ a 70 €/ton
- Preço do gás natural de 45 €/MWh_{térmico}

As subsecções seguintes apresentam e discutem os principais resultados obtidos e os gráficos produzidos para este cenário.

5.5.1 Evolução anual do preço de mercado

A Figura 5.40 compara a média anual do preço de mercado referência (sem modificação das ofertas) com a do preço do Cenário 4 para o ano de 2030.

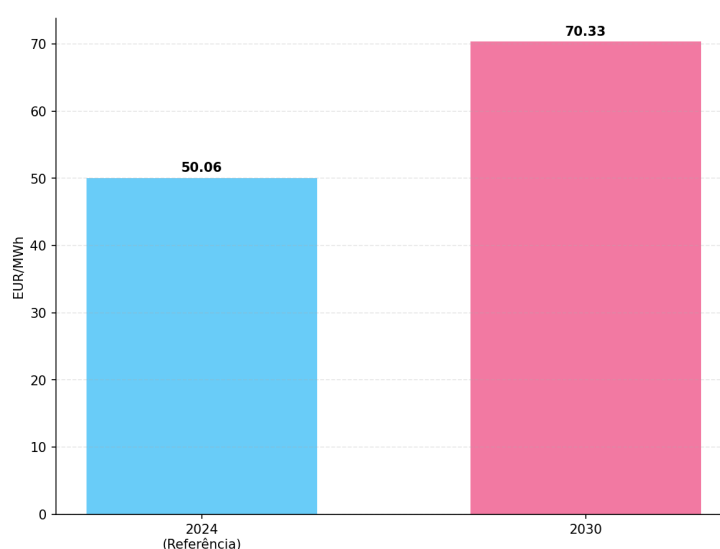


Figura 5.40: Média anual do preço de mercado referência e do Cenário 4 (€/MWh).

O preço de referência médio anual situou-se em 50,06 €/MWh, enquanto o preço do Cenário 4 atingiu 70,33 €/MWh, representando um aumento médio de 20,27 €/MWh (40,5%).

Este crescimento reflete a combinação do crescimento do consumo a um ritmo maior do que o crescimento da produção em combinação com a alteração dos valores das ofertas para os valores assumidos em 4.7.2.

A evolução mensal do preço de mercado é apresentada na Figura 5.41.

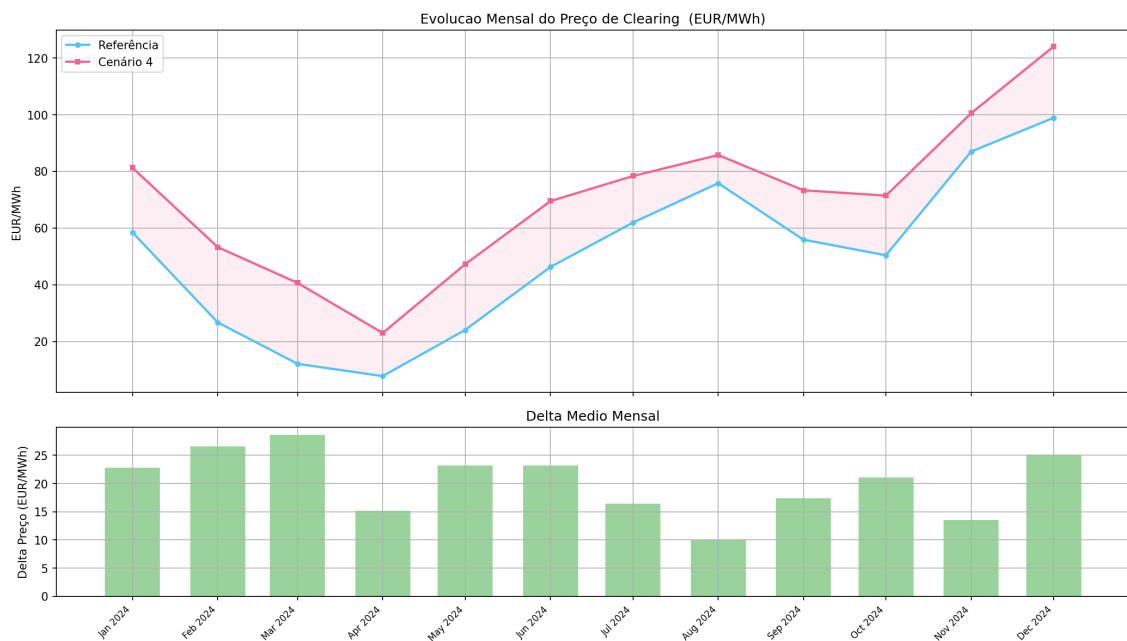


Figura 5.41: Média mensal do preço de mercado referência e do Cenário 4 (€/MWh) e variação de preço.

5.5.2 Análise global do delta de preço

A Figura 5.42 apresenta a distribuição de frequência do delta de preço, $\Delta p = p_{\text{Cenário 4}} - p_{\text{referência}}$, definido como a diferença entre o preço de mercado do Cenário 4 e o preço de referência para cada hora e cada zona de mercado.

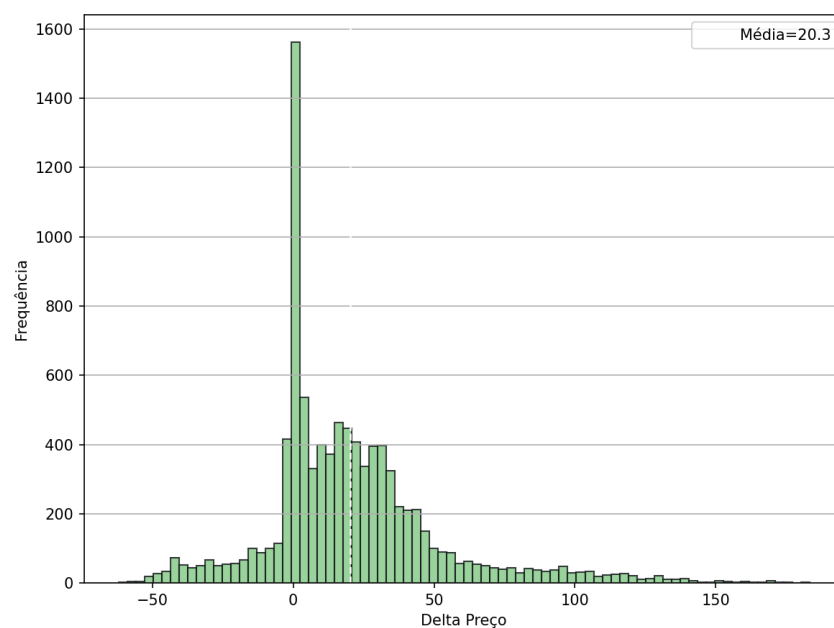


Figura 5.42: Distribuição do delta de preço de mercado (€/MWh) para o Cenário 4, considerando todos os registos horários e zonas de mercado.

A distribuição apresenta assimetria positiva acentuada: a maioria das horas regista um delta positivo, indicando que a substituição de ofertas tende a elevar o preço de mercado.

Esta informação ajuda a compreender como o deslocamento do preço ocorre no período analisado. Apesar da média ser de 20,27 €/MWh através da distribuição de frequência é possível observar que em boa parte dos casos não há aumento no preço da energia, e há horários em que a modificação pode causar até uma redução dos preços.

Entretanto, o efeito majoritário é de aumento de preços com um pico de frequência no delta nulo, indicando que o aumento do custo marginal da geração a gás natural não afeta o preço de mercado.

5.5.3 Perfis horários médios por zona de mercado

Os perfis horários permitem identificar em que horas do dia a substituição de ofertas exerce maior pressão sobre os preços. As Figuras 5.43, 5.44 e 5.45 apresentam os perfis para o Mercado Ibérico unificado (MI), para Espanha (ES) e para Portugal (PT), respetivamente.

Considerou-se que houve *market splitting* nos mesmos horários do caso base, pois os dados disponibilizados nestes momentos foram separados para Portugal e Espanha e a avaliação dos reais momentos de separação do mercado depende da implementação do algoritmo *EUPHEMIA* em conjunto com a avaliação das restrições da rede, feita pelos Operadores do Sistema (REN e REE).

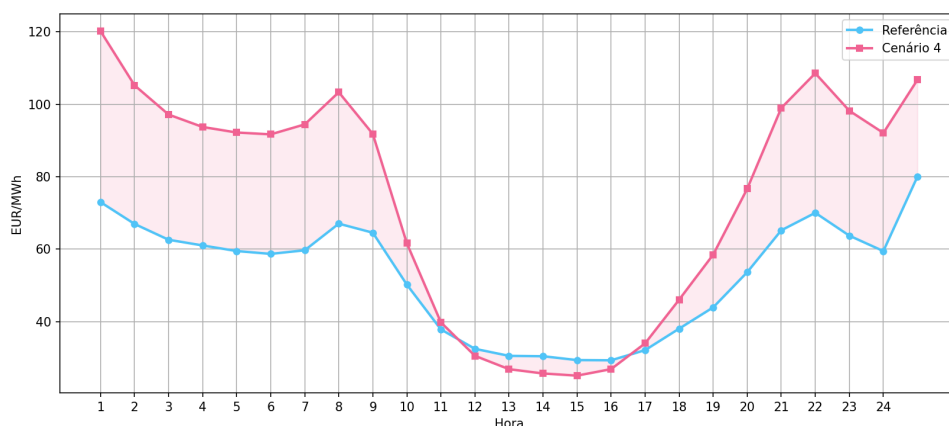


Figura 5.43: Perfil horário médio do preço de mercado referência e do Cenário 4 no Mercado Ibérico unificado (MI).

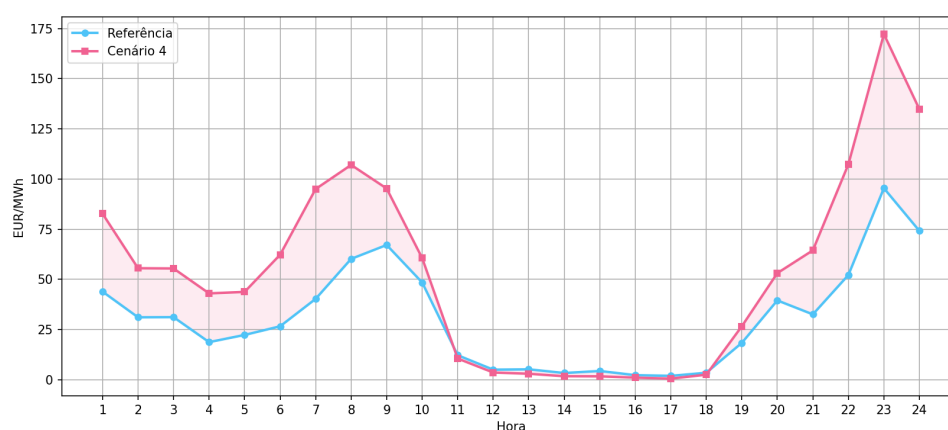


Figura 5.44: Perfil horário médio do preço de mercado referência e do Cenário 4 em Espanha (ES) — horas de *market splitting*.

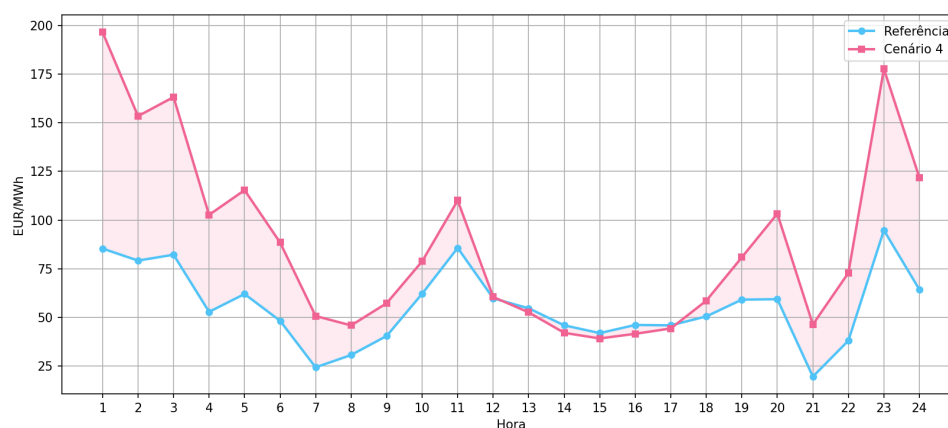


Figura 5.45: Perfil horário médio do preço de mercado referência e do Cenário 4 em Portugal (PT) — horas de *market splitting*.

No mercado unificado observa-se que em horas de forte produção solar a diferença do preço do Cenário 4 e do cenário de referência cai substancialmente, evidenciando o efeito do crescimento da tecnologia solar nos horários de alta incidência solar.

Este comportamento repete-se nas horas de separação do mercado, principalmente em Espanha, com registo de preço médio abaixo do valor de referência. Em Portugal, observa-se um acréscimo súbito de preço nos horários de maior incidência solar, evidenciando o desacoplamento entre o crescimento da produção e do consumo acentuado pela escala desproporcional aplicada.

Portugal regista preços de energia substancialmente superiores aos registados em Espanha nas horas de separação de mercado, sugerindo que nestes períodos Portugal está a importar energia elétrica de Espanha.

5.5.4 Evolução do volume de energia comercializada

A Figura 5.46 ilustra a evolução mensal do volume médio comercializado (MWh/hora) no cenário de referência e no Cenário 4.

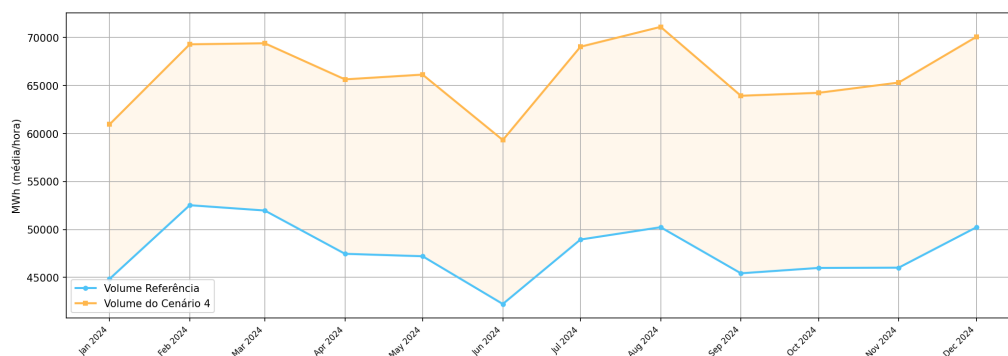


Figura 5.46: Evolução mensal do volume médio despachado por hora (MWh/h) — Referência e do Cenário 4.

O volume do Cenário 4 supera sistematicamente o volume de referência ao longo de todos os meses do ano, com uma diferença média de aproximadamente 18.440 MWh/hora (+38,7%). Este incremento decorre da projeção de carga e de geração adicional prevista nas metas aplicadas para o ano alvo (2030).

A parcela de mercado, por cada tecnologia, é apresentada na Figura 5.47.

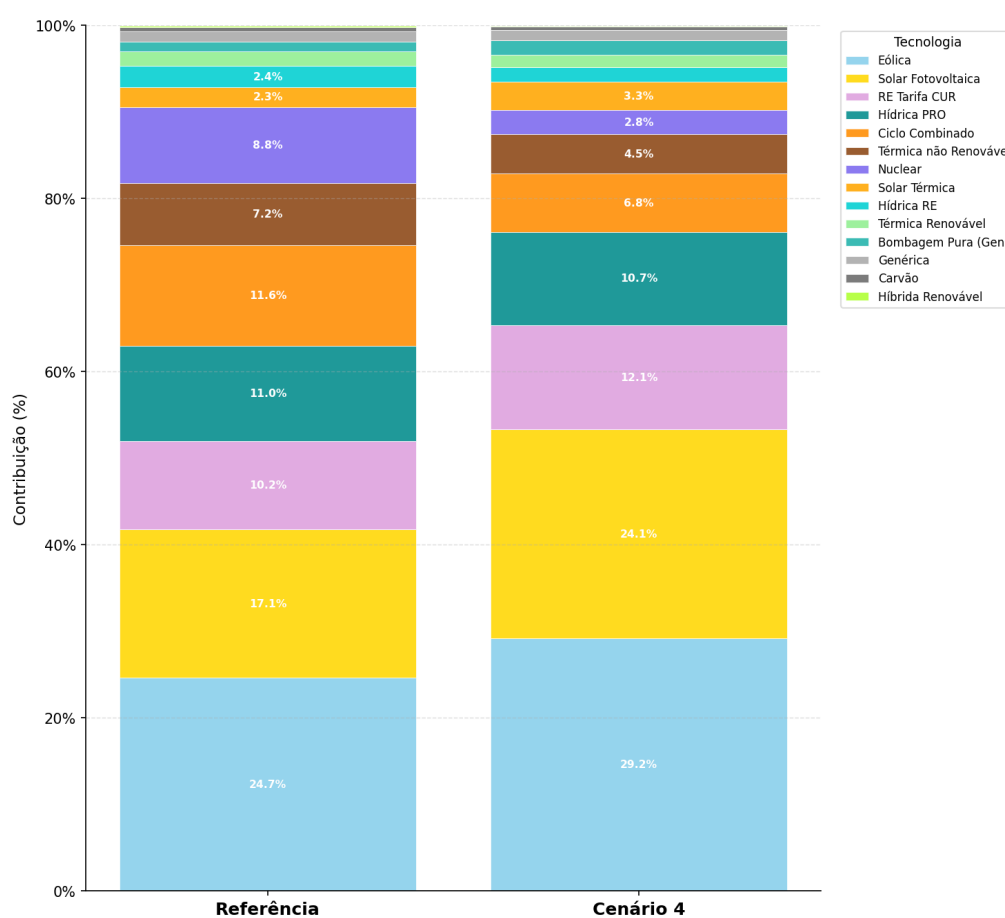


Figura 5.47: Evolução da participação por tecnologia — Referência e Cenário 4.

No cenário considerando o preço do gás natural e das licenças de CO₂ a preços aumentados observa-se que o crescimento nas fontes eólica e solar foi mais tímido e houve uma relativa estabilidade da fonte hídrica na matriz energética.

5.5.5 Preços horários mês a mês

A Figura 5.48 apresenta um mapa de calor bidimensional que cruza a hora do dia com o mês do ano, representando o preço do Cenário 4 médio no Mercado Ibérico unificado (MI). Através da escala apresentada no lado direito em combinação com os eixos das abcissas e ordenadas é possível identificar rapidamente o preço de mercado e compará-lo com outros momentos do ano.

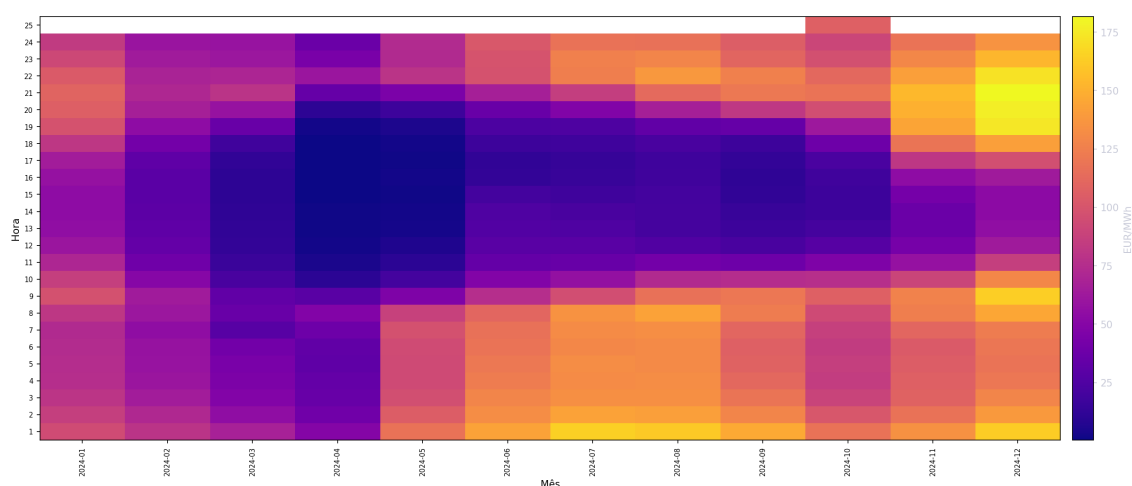


Figura 5.48: Mapa de calor do preço de mercado do Cenário 4 médio por hora e mês no Mercado Ibérico unificado (MI), em €/MWh.

Este mapa permite identificar padrões: os preços mais elevados concentram-se nas horas de ponta (horas 19 a 22) nos meses de inverno (novembro a fevereiro), devido ao facto de que há uma forte projeção de crescimento do consumo em combinação com horas de pouca incidência solar.

Os valores mínimos ocorrem nas horas solares centrais (horas 12 a 15) nos meses de maior geração fotovoltaica (abril a setembro), também evidencia a projeção da tecnologia fotovoltaica em combinação com horas de muita incidência solar.

O registo da vigésima quinta hora no mês de outubro refere-se à transição do horário de verão.

5.5.6 Delta de preço por zona de mercado

As Figuras 5.49, 5.50 e 5.51 mostram, através de diagramas de caixa, a distribuição mensal do delta de preço para cada zona de mercado.

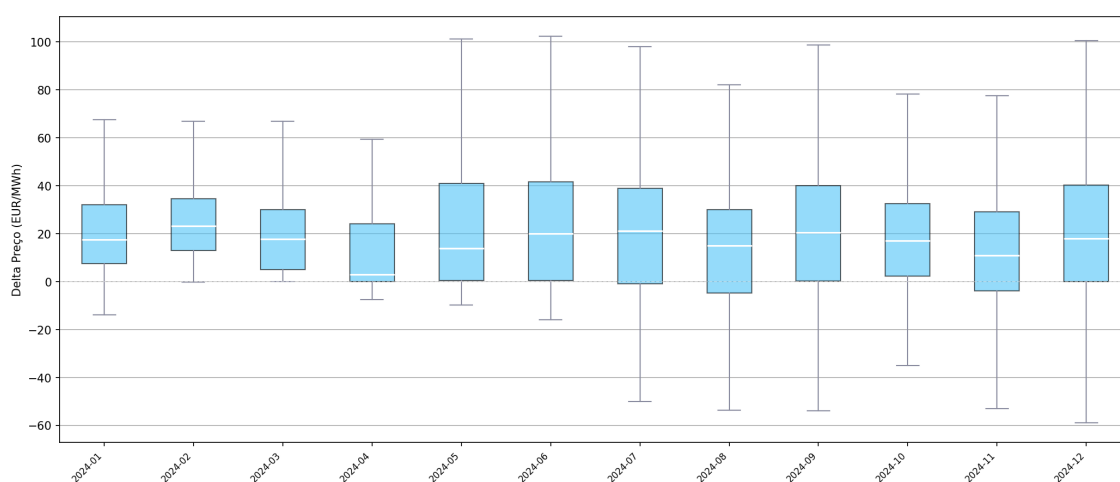


Figura 5.49: Distribuição mensal do delta de preço de mercado (€/MWh) no Mercado Ibérico unificado (MI) - Cenário 4.

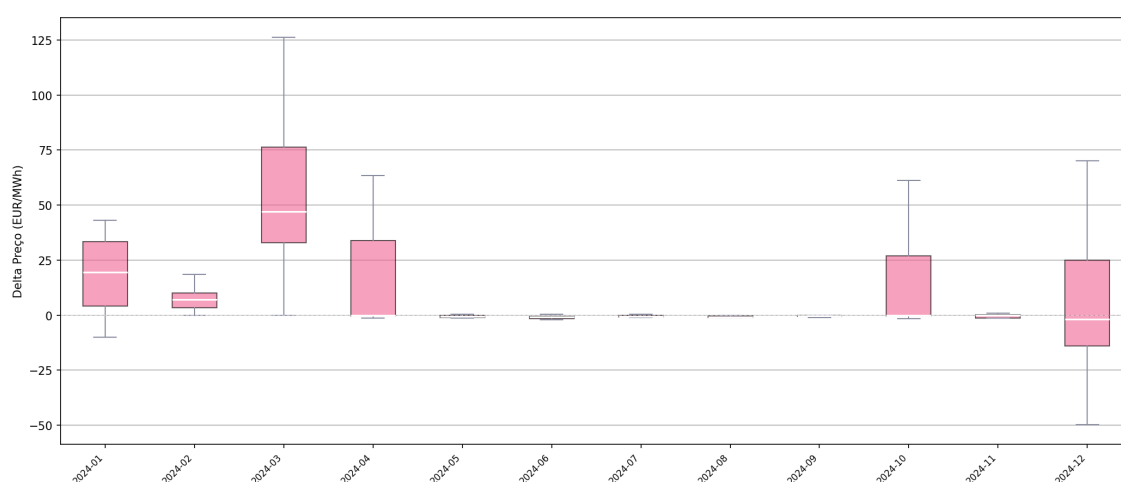


Figura 5.50: Distribuição mensal do delta de preço de mercado (€/MWh) em Espanha (ES) durante as horas de *market splitting* - Cenário 4.

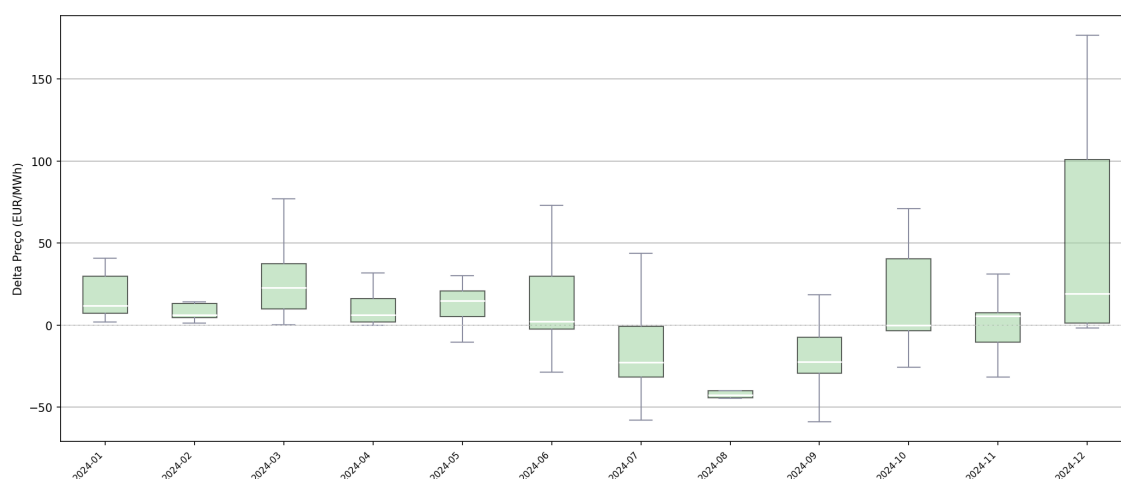


Figura 5.51: Distribuição mensal do delta de preço de mercado (€/MWh) em Portugal (PT) durante as horas de *market splitting* - Cenário 4.

A análise da Figura 5.49 revela o padrão de crescimento do preço de mercado em todos os meses do ano, porém com mais volatilidade nos meses de maio a dezembro. Os meses de janeiro a abril apresentam um crescimento menor e com menor volatilidade no preço da energia.

Em Espanha, através da Figura 5.50, observa-se que de maio a setembro o preço de mercado, nas horas de separação de mercado, praticamente não aumentou. O maior crescimento e volatilidade registada foi em março, com o terceiro quartil acima dos 75 €/MWh.

Em Portugal, através da Figura 5.51, com um parque produtor a crescer menos que o consumo, houve aumento do preço de mercado em praticamente o ano todo, com volatilidade maior registada nos meses de junho, julho, outubro e dezembro.

5.5.7 Relação entre preço de referência e preço do Cenário 4

A Figura 5.52 apresenta um diagrama de dispersão do preço de mercado do Cenário 4 em função do preço de referência, para uma amostra de 5.000 registros selecionados aleatoriamente, com a cor de cada ponto a codificar o respetivo delta de preço.

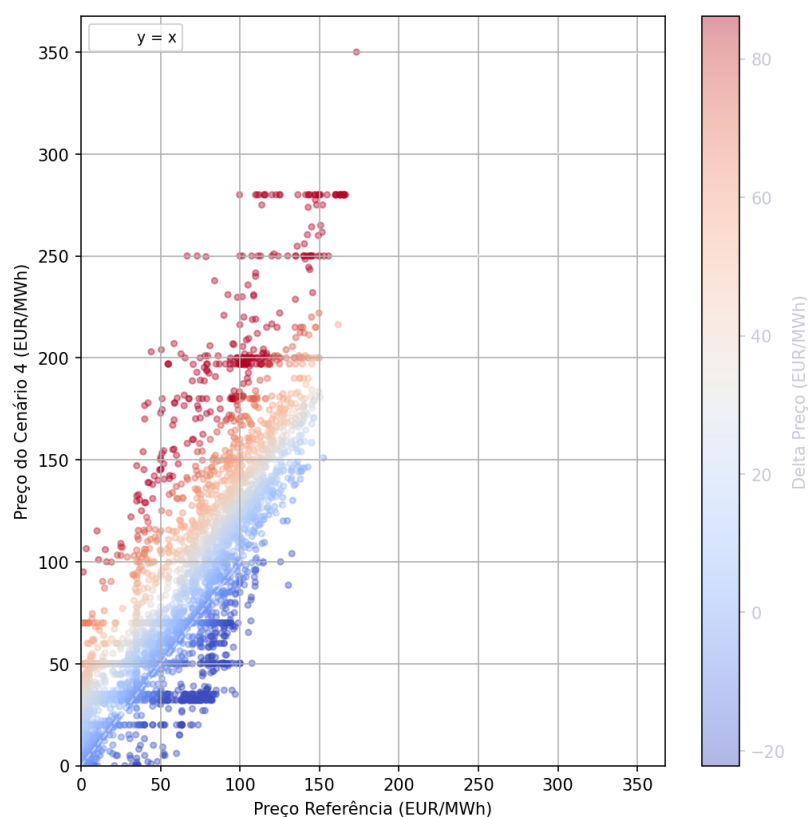


Figura 5.52: Diagrama de dispersão entre o preço de referência e o preço do Cenário 4 (€/MWh), para uma amostra aleatória de 5.000 registros.

A maioria dos pontos situa-se acima da diagonal, confirmando que no Cenário 4 o preço se eleva na maior parte das horas. Os pontos abaixo da diagonal, com coloração azulada, correspondem às horas em que o preço do Cenário 4 é inferior ao de referência.

A curva de tendência apresenta um comportamento exponencial, traduzindo a resposta do crescimento maior do preço da energia no mercado conforme unidades mais caras começam a entrar no despacho.

5.6 Cenário 5 - Cenário de cartel

O Cenário 5 pressupõe a plena concretização das metas definidas no Plano Nacional de Energia e Clima 2030 (PNEC 2030), no *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2030* (PNIEC 2030) e dos relatórios técnicos da REN e REE, considerando que as unidades PRE têm conhecimento

sobre as ofertas dos outros participantes e combinam os seus preços de forma a maximizar o seu lucro.

Este cenário representa um dos maiores crescimentos do preço de mercado, visto que há maximização de transferência de riqueza das unidades consumidoras para as unidades geradoras.

As subsecções seguintes apresentam e discutem os principais resultados obtidos e gráficos produzidos para este cenário.

5.6.1 Evolução anual do preço de mercado

A Figura 5.53 compara a média anual do preço de mercado de referência (sem modificação das ofertas) com o preço do cenário de projeção de crescimento de consumo e produção (sem modificar o preço das ofertas, apenas o volume) e com o preço do Cenário 5 (modificando o preço e o volume das ofertas).

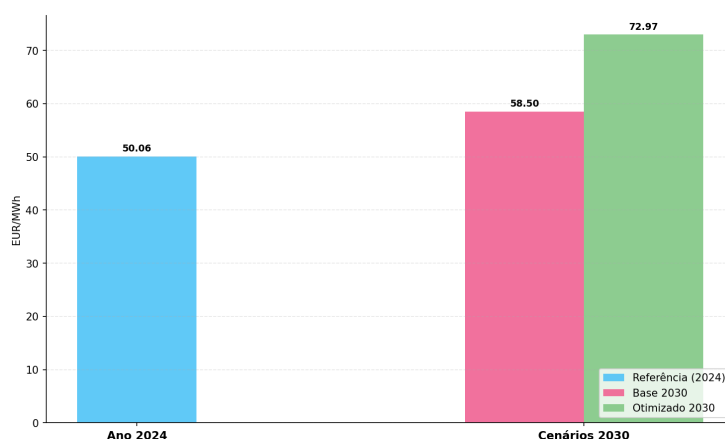


Figura 5.53: Média anual do preço de mercado referência e do Cenário 5 (€/MWh).

O preço de referência médio anual situou-se em 50,06 €/MWh (sem modificação nas ofertas), enquanto o preço projetado para 2030 atingiu 58,50 €/MWh (apenas os volumes modificados, nomeado como Base 2030 na Figura 5.53), e o Cenário de cartel registou preço médio de 72,97 €/MWh (preço e volume das ofertas modificados, nomeado como Otimizado 2030 no gráfico 5.53) representando um aumento médio de 22,91 €/MWh (45,8%) em relação ao preço de referência e 14,47 €/MWh (24,7%) em relação ao cenário somente com a projeção dos crescimentos (Base 2030).

Este comportamento reflete a combinação do crescimento do consumo a um ritmo maior do que o crescimento da produção em conjunto com a alteração dos valores das ofertas para os valores que otimizam os lucros dos geradores.

A evolução mensal do preço é apresentada na Figura 5.54.

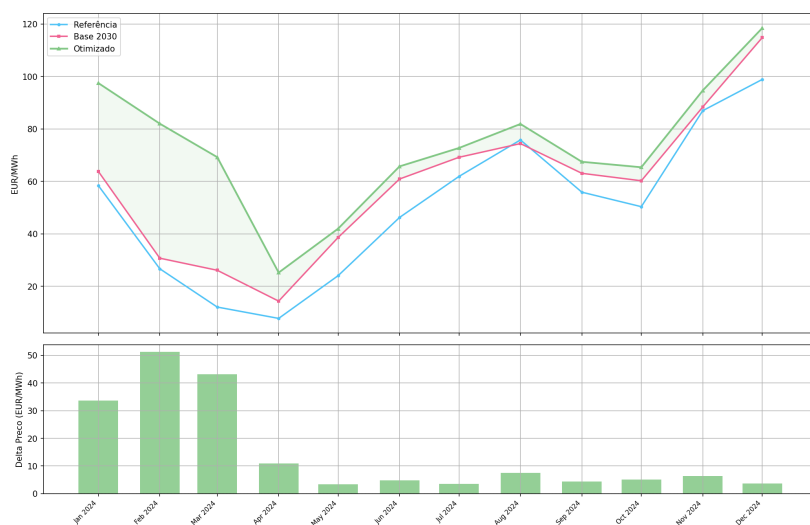


Figura 5.54: Média mensal do preço de mercado referência e do Cenário 5 (€/MWh) e variação de preço.

5.6.2 Análise global do delta de preço

A Figura 5.55 apresenta a distribuição de frequência do delta de preço, $\Delta p = p_{\text{Cenário 5}} - p_{\text{referência}}$, definido como a diferença entre o preço de mercado do Cenário 5 e o preço de referência para cada hora e cada zona de mercado.

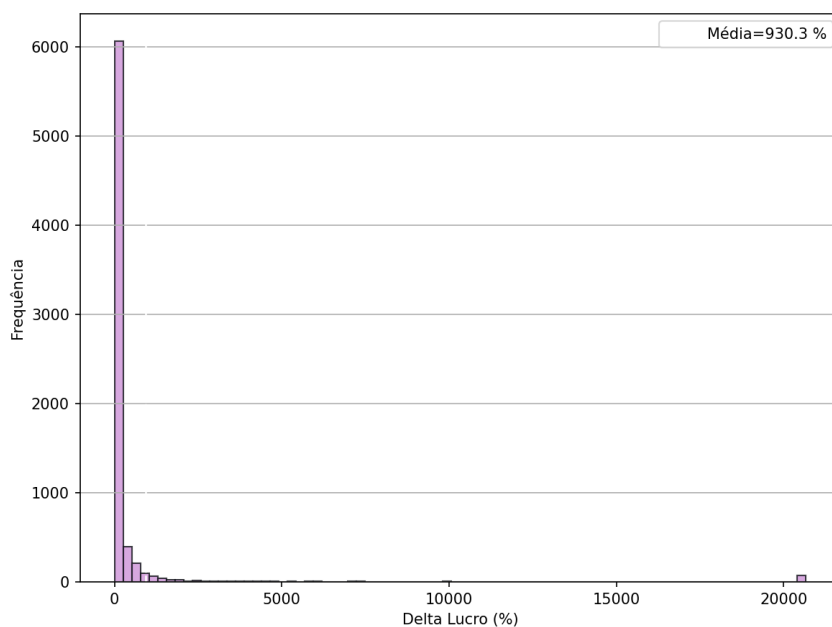


Figura 5.55: Distribuição do delta de preço de mercado (€/MWh) para o Cenário 5, considerando todos os registos horários e zonas de mercado.

A distribuição apresenta assimetria positiva acentuada: todas as horas registam um delta positivo, indicando que no Cenário 5 o preço de mercado eleva-se sempre.

A média de crescimento do lucro das unidades, definido como o produto entre o volume total despachado e o valor do preço de mercado, atinge 930,3%, um crescimento brutal em relação aos valores simulados para o ano de 2030, do mesmo cenário.

5.6.3 Perfis horários médios por zona de mercado

Os perfis horários permitem identificar em que horas do dia a substituição de ofertas exerce maior pressão sobre os preços. As Figuras 5.56, 5.57 e 5.58 apresentam os perfis para o Mercado Ibérico unificado (MI), para Espanha (ES) e para Portugal (PT), respetivamente.

Considerou-se que houve *market splitting* nos mesmos horários do caso base, pois os dados disponibilizados nestes momentos foram separados para Portugal e Espanha e a avaliação dos reais momentos de separação do mercado depende da implementação do algoritmo *EUPHEMIA* em conjunto com a avaliação das restrições da rede, feita pelos Operadores do Sistema (REN e REE).

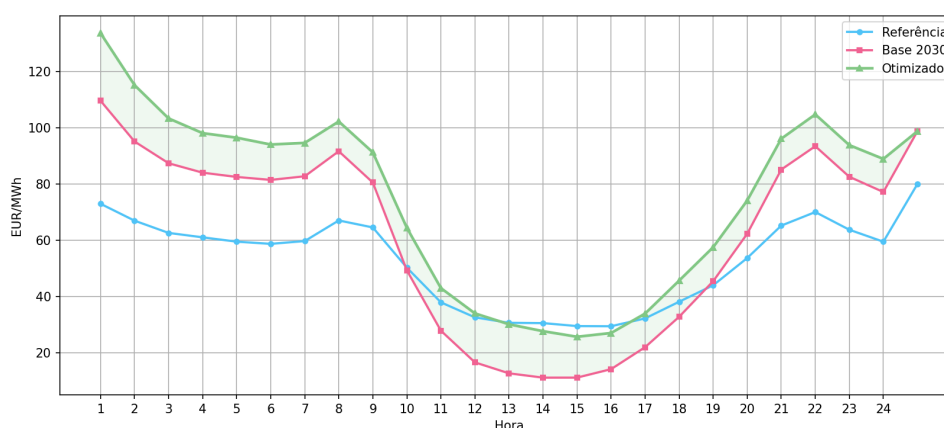


Figura 5.56: Perfil horário médio do preço de mercado referência e do Cenário 5 no Mercado Ibérico unificado (MI).

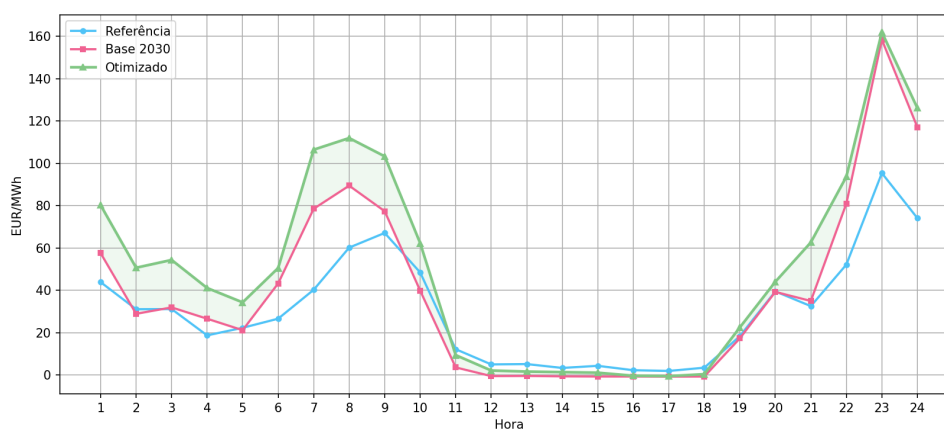


Figura 5.57: Perfil horário médio do preço de mercado referência e do Cenário 5 em Espanha (ES) — horas de *market splitting*.

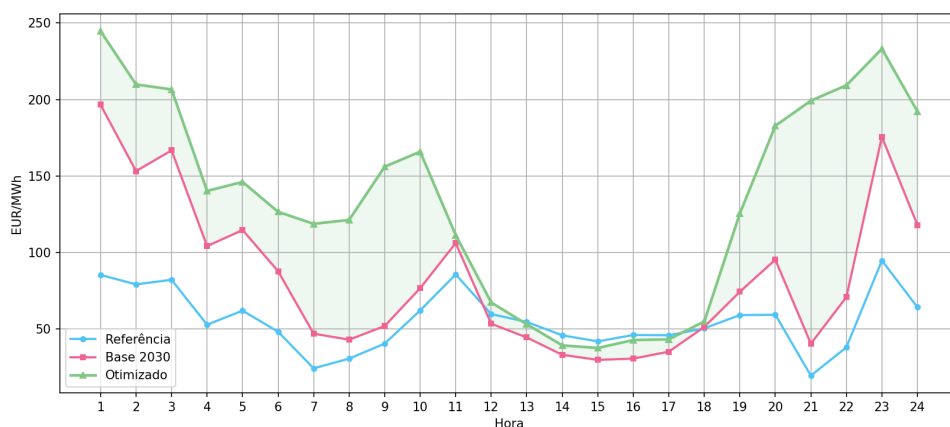


Figura 5.58: Perfil horário médio do preço de mercado referência e do Cenário 5 em Portugal (PT) — horas de *market splitting*.

No mercado unificado observa-se que em horas de forte produção solar embora haja pressão devido à elevada disponibilidade de recurso solar para diminuir o preço da energia, há diminuição do preço somente em três horas do dia (horas 14, 15 e 16), mostrando a capacidade da fonte de influenciar os preços.

Este comportamento repete-se nas horas de separação do mercado, mas de forma menos acentuada e sem descida de preços em relação ao cenário base. Em Portugal, observa-se um acréscimo súbito de preço nos horários de menor incidência solar, evidenciando o desacoplamento entre o crescimento da produção e do consumo acentuado pela escala desproporcional aplicada.

Portugal regista preços de energia substancialmente superiores aos registados em Espanha nas horas de separação de mercado, sugerindo que nestes períodos Portugal está a importar energia elétrica de Espanha.

5.6.4 Evolução do volume de energia comercializada

A Figura 5.59 ilustra a evolução mensal do volume médio comercializado (MWh/hora) no cenário de referência e no Cenário 5.

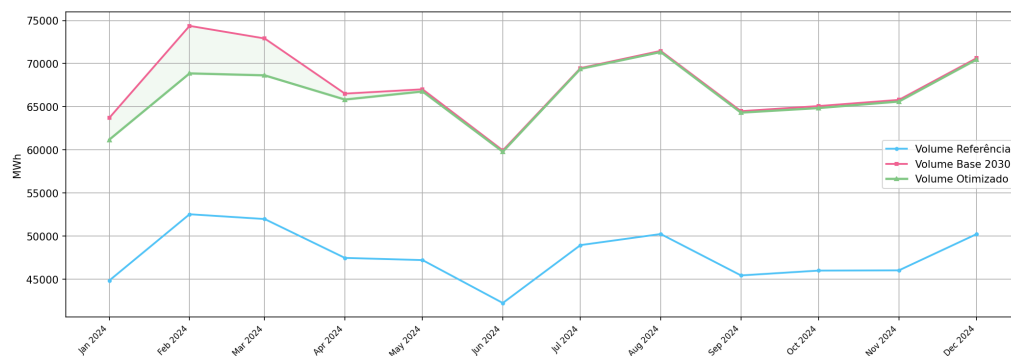


Figura 5.59: Evolução mensal do volume médio despachado por hora (MWh/h) — Referência, base e do Cenário 5.

O volume associado ao Cenário 5 supera sistematicamente o volume de referência em apenas quatro meses do ano, reforçando a pressão que estas unidades podem fornecer ao mercado.

A parcela de mercado, por cada tecnologia, é apresentada na Figura 5.60.

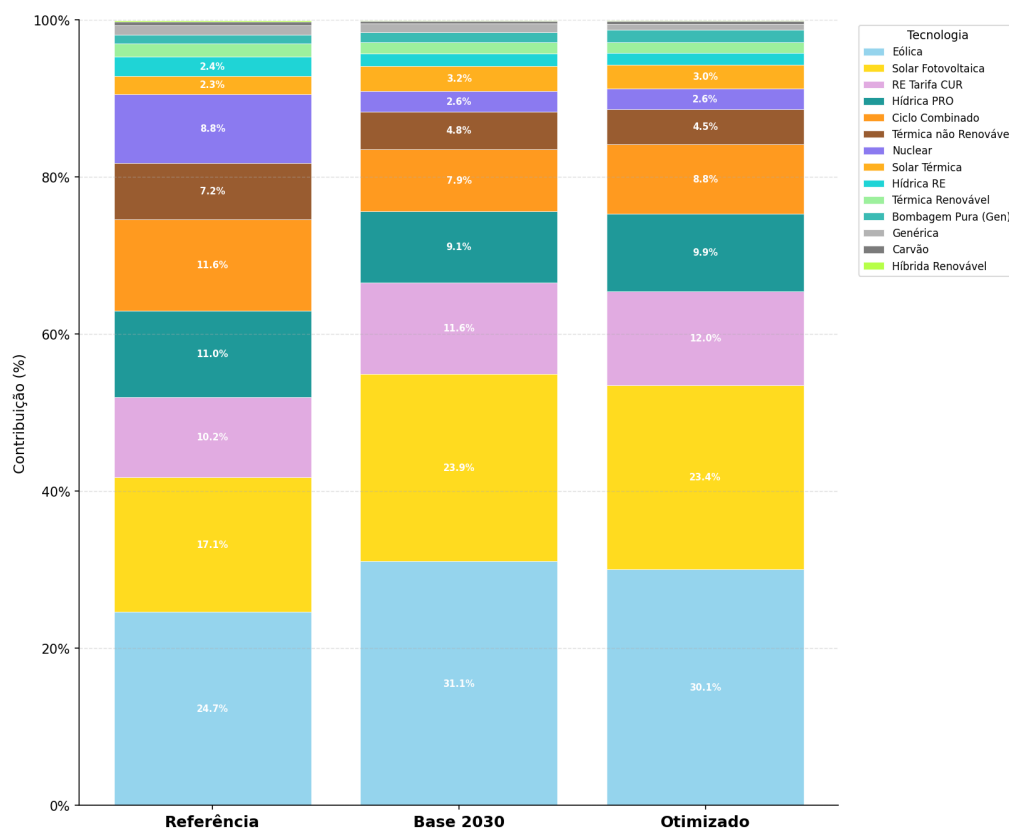


Figura 5.60: Evolução da participação por tecnologia — Referência e Cenário 5.

Observa-se que houve uma redução no volume comercializado produzido por fontes solar fotovoltaica e eólica da base 2030 para o Cenário 5. Isto ocorre pela diminuição das ofertas de energia para que os preços aumentem para o próximo patamar de preço e assim elevem o preço de mercado para todas as unidades geradoras despachadas.

5.6.5 Preços horários mês a mês

A Figura 5.61 apresenta um mapa de calor bidimensional que cruza a hora do dia com o mês do ano, representando o preço do Cenário 5 médio no Mercado Ibérico unificado (MI). Através da escala apresentada no lado direito em combinação com os eixos das abcissas e ordenadas é possível identificar rapidamente o preço de mercado e compará-lo com outros momentos do ano.

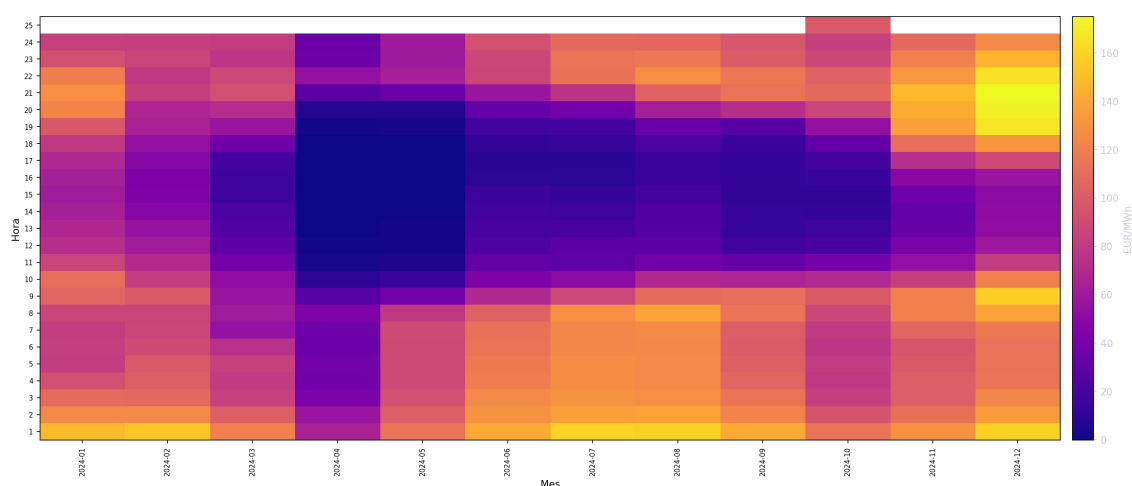


Figura 5.61: Mapa de calor do preço de mercado do Cenário 5 médio por hora e mês no Mercado Ibérico unificado (MI), em €/MWh.

O mapa permite identificar padrões: os preços mais elevados concentram-se nas horas de ponta (horas 19 a 22) nos meses de inverno (novembro a fevereiro), devido ao facto de que há uma forte projeção de crescimento do consumo em combinação com horas de pouca incidência solar.

Os valores mínimos ocorrem nas horas solares centrais (horas 12, 13, 14 e 15) nos meses de maior geração fotovoltaica (abril a setembro), evidenciando igualmente o avanço da capacidade instalada da tecnologia fotovoltaica em combinação com horas de muita incidência solar.

O registo da vigésima quinta hora no mês de outubro refere-se à transição do horário de verão.

5.6.6 Delta de preço por zona de mercado

As Figuras 5.62, 5.63 e 5.64 mostram, através de diagramas de caixa, a distribuição mensal do delta de preço para cada zona de mercado.

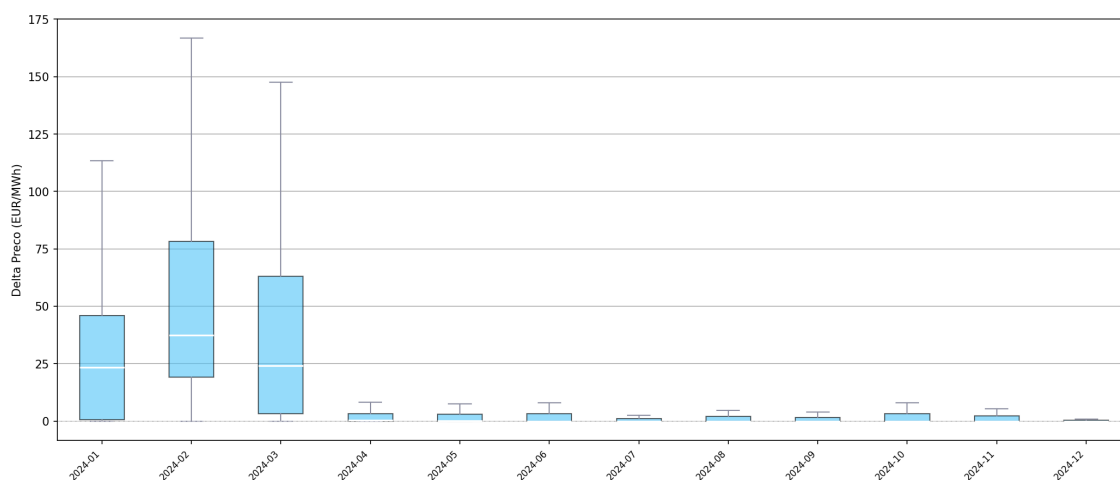


Figura 5.62: Distribuição mensal do delta de preço de mercado (€/MWh) no Mercado Ibérico unificado (MI) - Cenário 5.

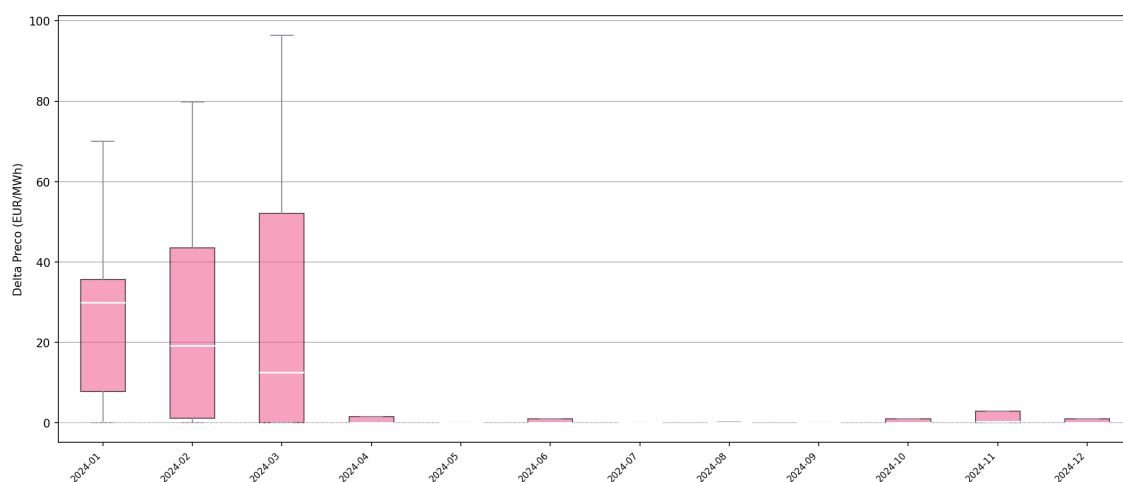


Figura 5.63: Distribuição mensal do delta de preço de mercado (€/MWh) em Espanha (ES) durante as horas de *market splitting* - Cenário 5.

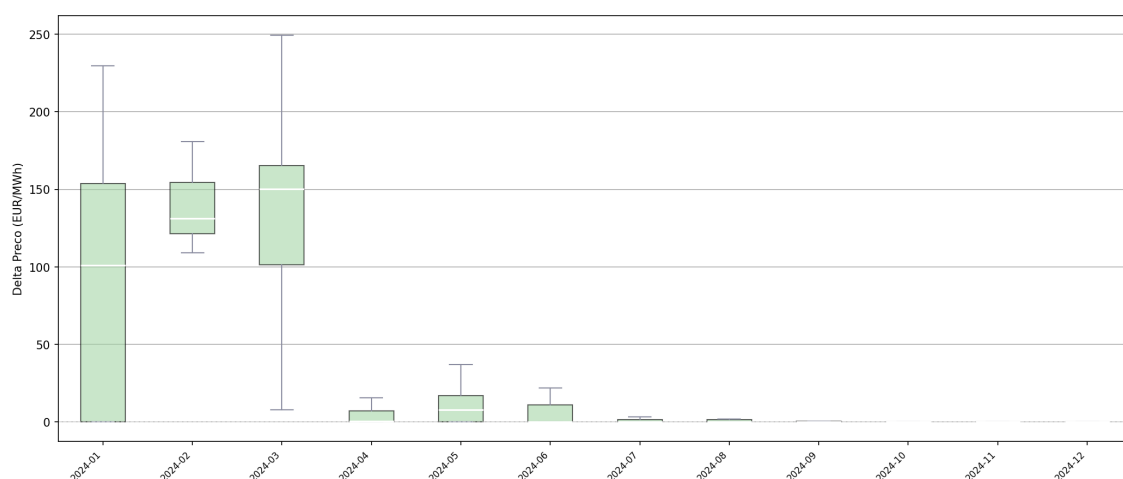


Figura 5.64: Distribuição mensal do delta de preço de mercado (€/MWh) em Portugal (PT) durante as horas de *market splitting* - Cenário 5.

A análise destas figuras mostra que a pressão das unidades é maior nos meses de baixa incidência solar, evidenciando a escassez de energia e maior necessidade de entrada de fontes de geração com combustíveis mais caros.

5.6.7 Relação entre preço de base (2030) e preço do Cenário 5

A Figura 5.65 apresenta um diagrama de dispersão do preço do Cenário 5 em função do preço de base calculado para 2030, para uma amostra de 5.000 registos selecionados aleatoriamente, com a cor de cada ponto a codificar o respetivo delta de preço.

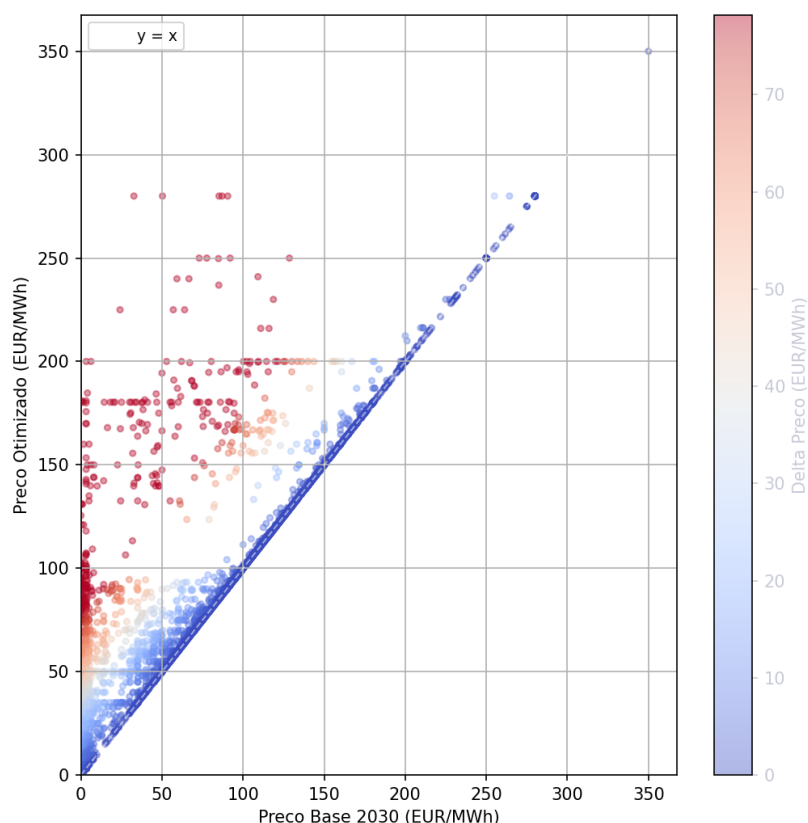


Figura 5.65: Diagrama de dispersão entre o preço de referência e o preço do Cenário 5 (€/MWh), para uma amostra aleatória de 5.000 registros.

Todos os pontos se situam na diagonal ou acima dela, confirmando que no Cenário 5 o preço eleva-se na maior parte das horas. Os pontos em cima da diagonal, com coloração azulada, correspondem às horas em que o preço do Cenário 5 é igual ao preço base de 2030, calculado sem modificar os preços e apenas com os crescimentos projetados.

5.7 Cenário 6 - Cenário de estiagem

O Cenário 6 pressupõe a plena concretização das metas definidas no Plano Nacional de Energia e Clima 2030 (PNEC 2030), no *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2030* (PNIEC 2030) e dos relatórios técnicos da REN, aplicando simultaneamente 100% das projeções de carga e de geração renovável para ambos os países.

Adicionalmente, foi considerado que houve restrição hídrica, em que as unidades hidroelétricas tiveram seu volume de ofertas reduzido a 5% do volume original. Isto simula o cenário de estiagem hídrica e limitação da oferta de energia de origem hidroelétrica.

As subsecções seguintes apresentam e discutem os principais resultados obtidos e os gráficos produzidos para este cenário.

5.7.1 Evolução anual do preço de mercado

A Figura 5.66 compara a média anual do preço de mercado referência (sem modificação das ofertas) com a do preço do Cenário 6 para o ano de 2030.

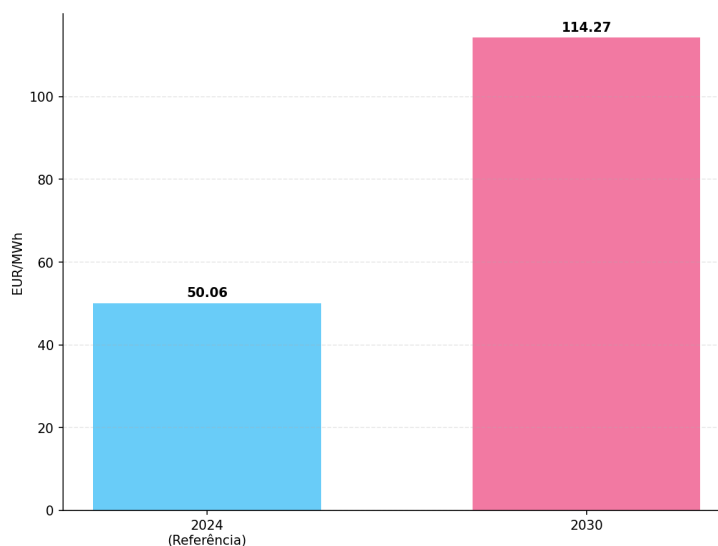


Figura 5.66: Média anual do preço de mercado referência e do Cenário 6 (€/MWh).

O preço de referência médio anual situou-se em 50,06 €/MWh, enquanto o preço obtido para o Cenário 6 atingiu 114,27 €/MWh, representando um aumento médio de 64,21 €/MWh (+128,26%).

Este aumento reflete a combinação do crescimento da projeção de consumo a um ritmo maior do que a projeção do crescimento da potência instalada de produção em combinação com a diminuição da oferta de energia de origem hídrica provocada por estiagem.

A evolução do preço mensal é dada na Figura 5.67.

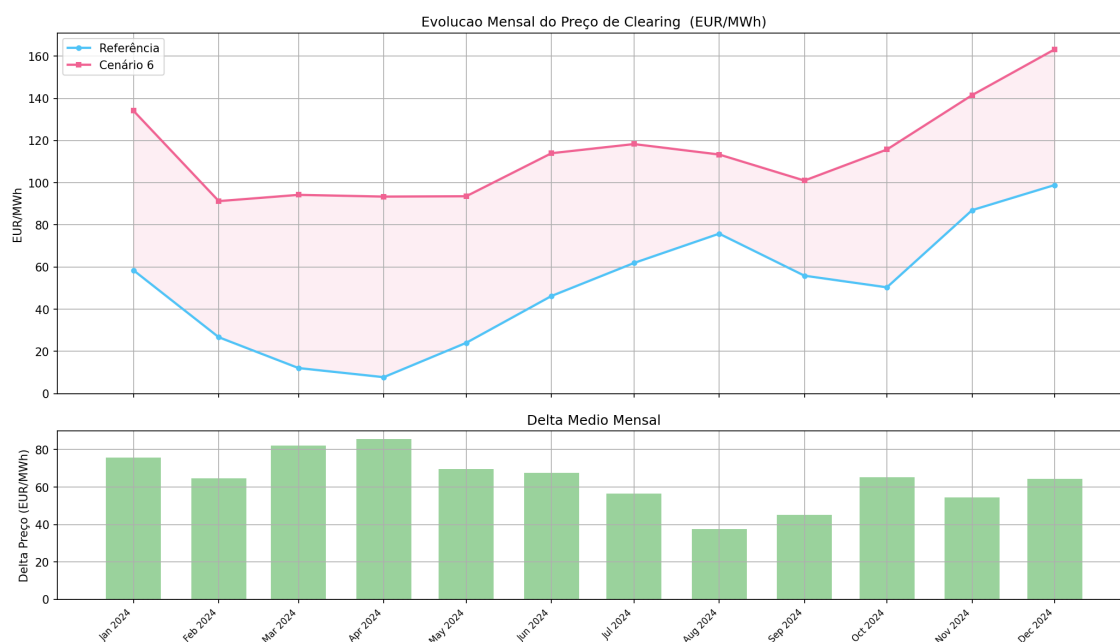


Figura 5.67: Média mensal do preço de mercado referência e do Cenário 6 (€/MWh) e variação de preço.

Observa-se através da análise da Figura 5.67 que o maior aumento do preço de mercado ocorre no período de maior incidência chuvosa, de janeiro a maio, período em que supostamente deveria haver maior disponibilidade deste recurso.

Entretanto, o crescimento do preço de mercado ocorre durante todo o ano, evidenciando a forte presença deste recurso na matriz elétrica.

5.7.2 Análise global do delta de preço

A Figura 5.68 apresenta a distribuição de frequência da grandeza $\Delta p = p_{\text{Cenário 6}} - p_{\text{Referência}}$, denominado delta de preço e definido como a diferença entre o preço de mercado do Cenário 6 e o preço de referência para cada hora e cada zona de mercado.

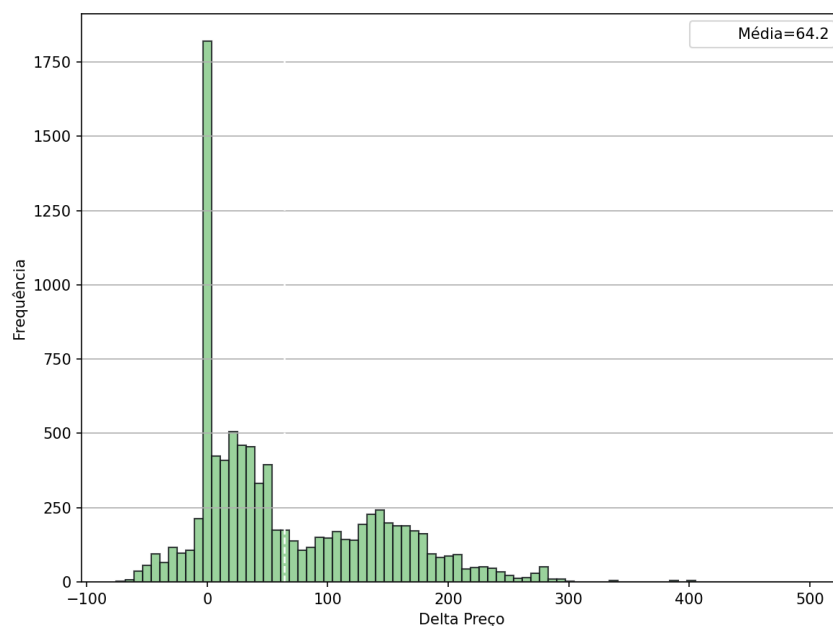


Figura 5.68: Distribuição do delta de preço de mercado (€/MWh) para o Cenário 6, considerando todos os registos horários e zonas de mercado.

Esta distribuição apresenta assimetria positiva acentuada: a maioria das horas regista um delta positivo, indicando que a substituição de ofertas tende a elevar o preço de mercado.

5.7.3 Perfis horários médios por zona de mercado

Os perfis horários permitem identificar em que horas do dia a estiagem exerce maior pressão sobre os preços. As Figuras 5.69, 5.70 e 5.71 apresentam os perfis horários dos preços para o Mercado Ibérico unificado (MI), para Espanha (ES) e para Portugal (PT), respetivamente.

Considerou-se que houve *market splitting* nos mesmos horários do caso base, pois os dados disponibilizados nestes momentos foram separados para Portugal e Espanha e a avaliação dos reais momentos de separação do mercado depende da implementação do algoritmo *EUPHEMIA* em conjunto com a avaliação dos limites das linhas de interligação, feita pelo operador do sistema (REN e REE).

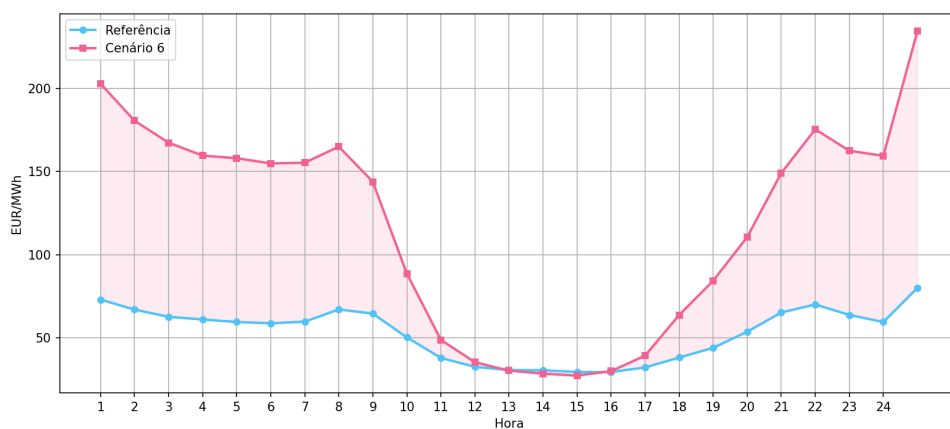


Figura 5.69: Perfil horário médio do preço de mercado referência e do Cenário 6 no Mercado Ibérico unificado (MI).

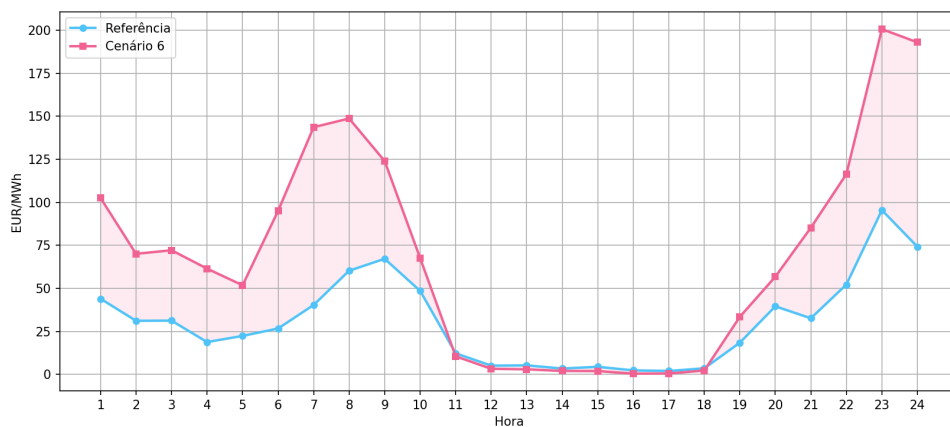


Figura 5.70: Perfil horário médio do preço de mercado referência e do Cenário 6 em Espanha (ES) — horas de *market splitting*.

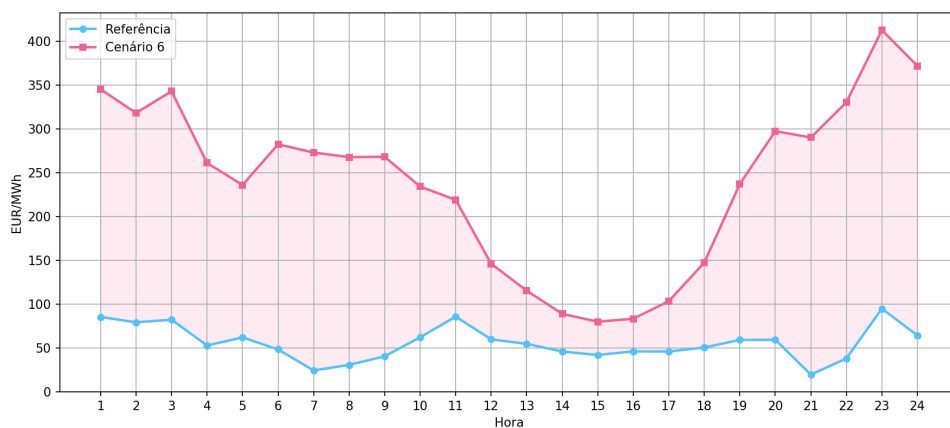


Figura 5.71: Perfil horário médio do preço de mercado referência e do Cenário 6 em Portugal (PT) — horas de *market splitting*.

No mercado unificado observa-se que em horas de forte produção solar o aumento do preço da energia elétrica fica próximo do valor de referência, evidenciando o poder que as unidades que utilizam recurso fotovoltaico exercem no preço de mercado.

Este comportamento repete-se nas horas de separação do mercado, principalmente em Espanha.

Assinala-se ainda que Portugal regista preços de mercado substancialmente superiores aos registados em Espanha nas horas em que ocorre separação de mercado, sugerindo a dependência do país de unidades hidroelétricas.

5.7.4 Evolução do volume de energia comercializada

A Figura 5.72 ilustra a evolução mensal do volume médio comercializado (MWh/hora) antes e depois da substituição de ofertas.

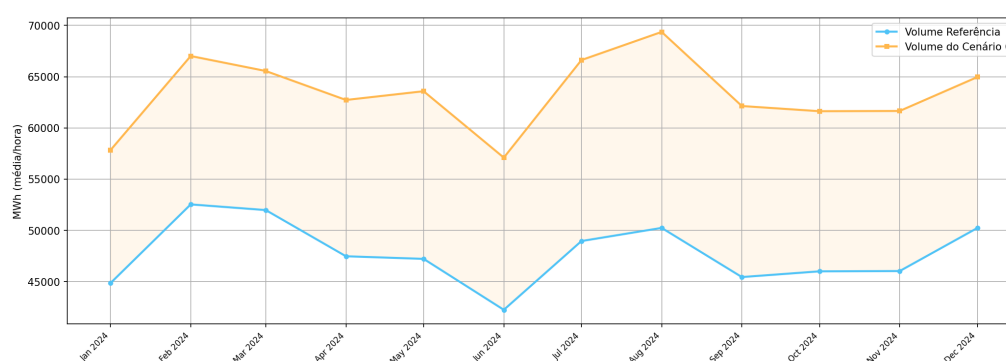


Figura 5.72: Evolução mensal do volume médio despachado por hora (MWh/h) — Referência e do Cenário 6.

O volume simulado do Cenário 6 supera sistematicamente o volume de referência ao longo de todos os meses do ano, com uma diferença média de aproximadamente 15.591 MWh/hora (+32,7%). Este incremento decorre da projeção de consumo e de geração adicional prevista nas metas consideradas para o ano alvo de 2030 diminuída pela restrição da oferta de energia de origem hidroelétrica quando comparada com o Cenário 1.

A parcela de mercado, por cada tecnologia, é apresentada na Figura 5.73.

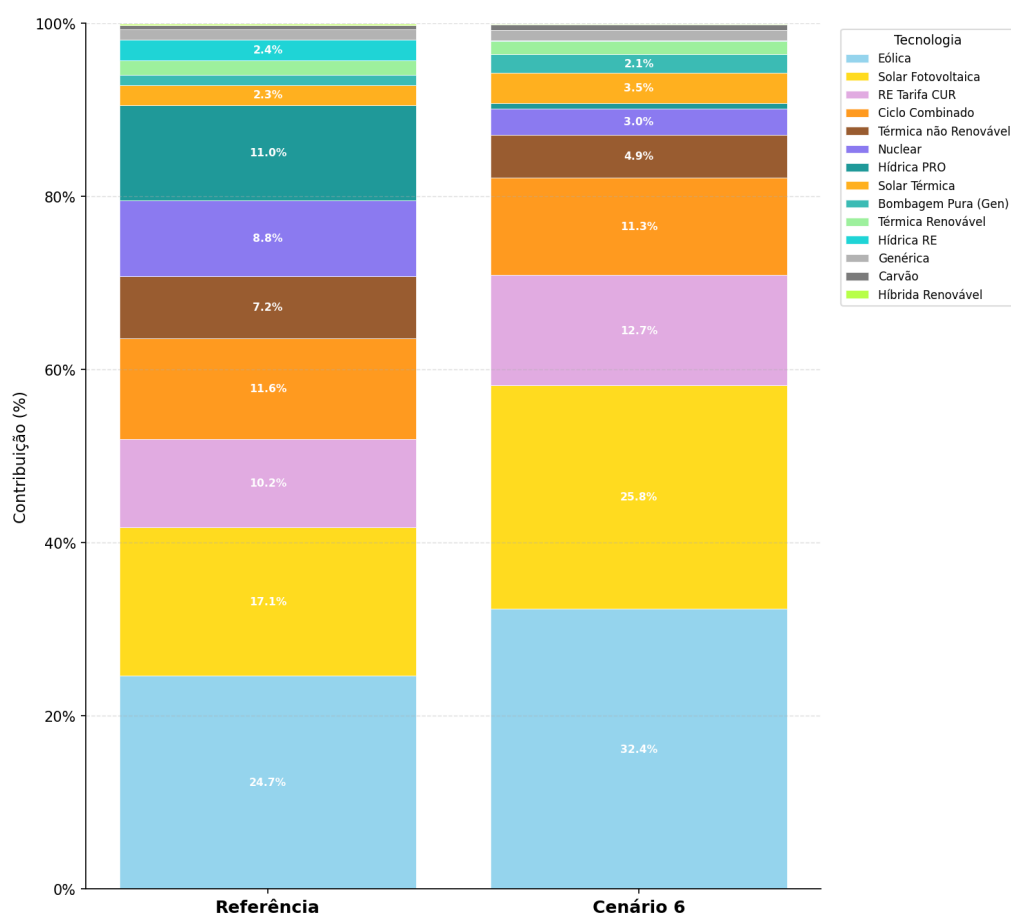


Figura 5.73: Evolução da participação por tecnologia — Referência e Cenário 6.

Observa-se um crescimento na participação da energia produzida por unidades eólicas e solares e comercializadores de último recurso, bem como o desaparecimento da parcela hídrica.

5.7.5 Preços horários mês a mês

A Figura 5.74 apresenta um mapa de calor bidimensional que cruza a hora do dia com o mês do ano, representando o preço médio no Mercado Ibérico unificado (MI). Através da escala apresentada no lado direito em combinação com os eixos das abcissas e ordenadas é possível identificar rapidamente o preço de mercado e compará-lo com outros momentos do ano.

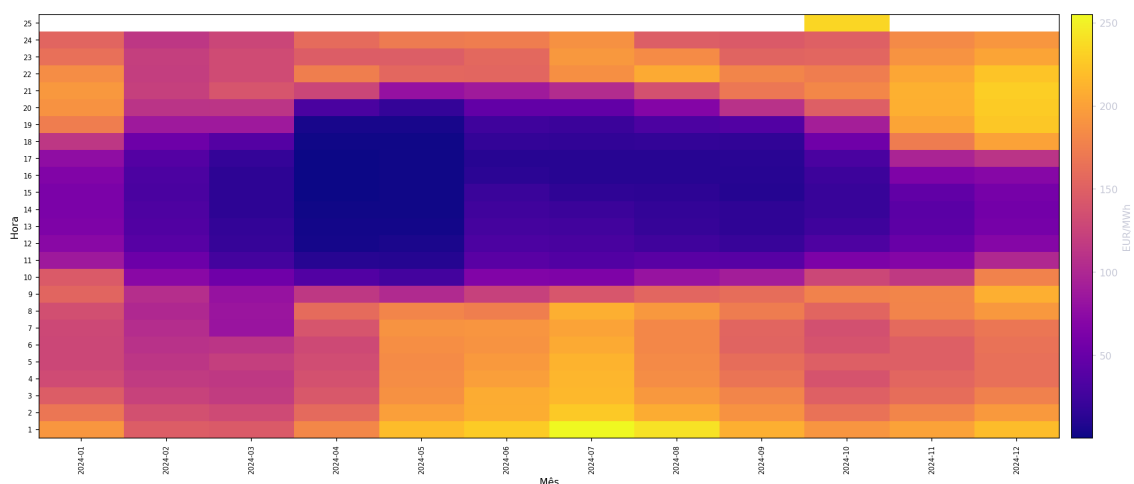


Figura 5.74: Mapa de calor do preço de mercado do Cenário 6 médio por hora e mês no Mercado Ibérico unificado (MI), em €/MWh.

Este mapa permite identificar padrões: os preços mais elevados concentram-se nas horas de ponta (horas 19 a 22) nos meses de inverno (novembro a fevereiro), devido ao facto de que há uma forte projeção de crescimento do consumo em combinação com horas de pouca incidência solar.

Os valores mínimos ocorrem nas horas solares centrais (horas 12 a 15) nos meses de maior geração fotovoltaica (abril a setembro), evidenciando a projeção da tecnologia fotovoltaica em combinação com horas de muita incidência solar.

Os maiores preços de mercado ocorrem no período fora da disponibilidade do recurso solar, quando o sistema elétrico depende fortemente da geração hídrica.

O registo da vigésima quinta hora no mês de outubro refere-se à transição do horário de verão.

5.7.6 Delta de preço por zona de mercado

As Figuras 5.75, 5.76 e 5.77 mostram, através de diagramas de caixa, a distribuição mensal do delta de preço para cada zona de mercado.

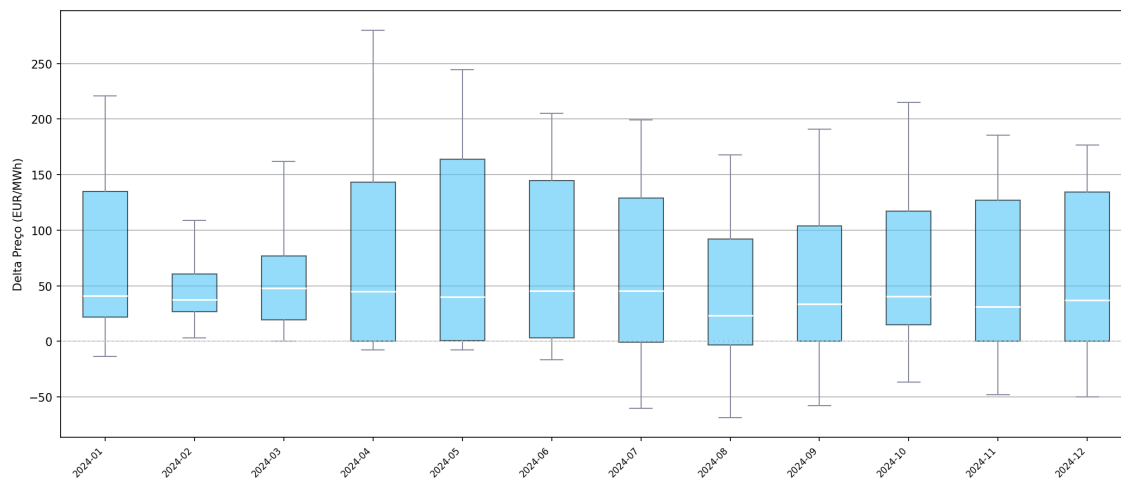


Figura 5.75: Distribuição mensal do delta de preço de mercado (€/MWh) no Mercado Ibérico unificado (MI) - Cenário 6.

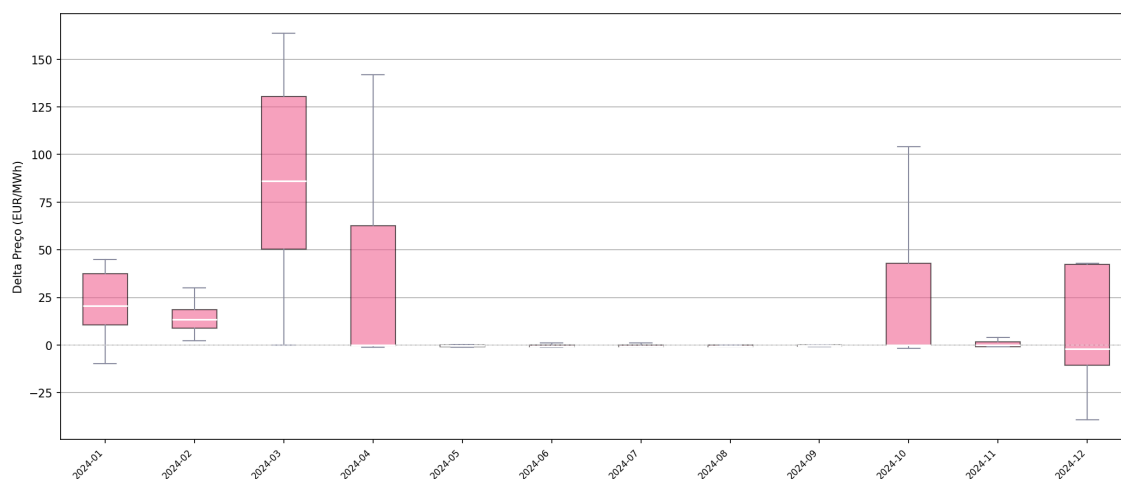


Figura 5.76: Distribuição mensal do delta de preço de mercado (€/MWh) em Espanha (ES) durante as horas de *market splitting* - Cenário 6.

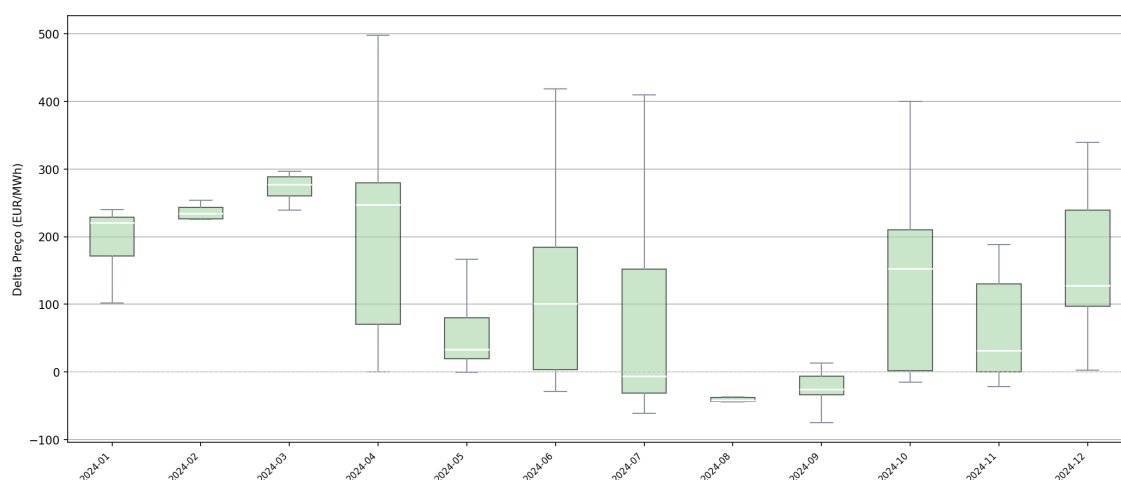


Figura 5.77: Distribuição mensal do delta de preço de mercado (€/MWh) em Portugal (PT) durante as horas de *market splitting* - Cenário 6.

A análise da Figura 5.75 revela o padrão de crescimento do preço de mercado em todos os meses do ano, porém com mais volatilidade nos meses de maio a dezembro. Os meses de janeiro a abril apresentam um crescimento menor e com menor volatilidade no preço da energia.

Em Espanha, através da Figura 5.76, observa-se que de maio a setembro o preço de mercado, nas horas de separação de mercado, praticamente não aumentou. O maior crescimento e volatilidade registada foi em março, com o terceiro quartil acima dos 125 €/MWh.

Em Portugal, através da Figura 5.77, com um parque produtor a crescer menos que o consumo, houve aumento do preço em praticamente o ano todo, com volatilidade maior registada nos meses de abril, junho, julho, outubro e dezembro.

5.7.7 Relação entre preço de referência e o preço do Cenário 6

A Figura 5.78 apresenta um diagrama de dispersão do preço do Cenário 6 em função do preço de referência, para uma amostra de 5.000 registos seleccionados aleatoriamente, com a cor de cada ponto a codificar o respetivo delta de preço.

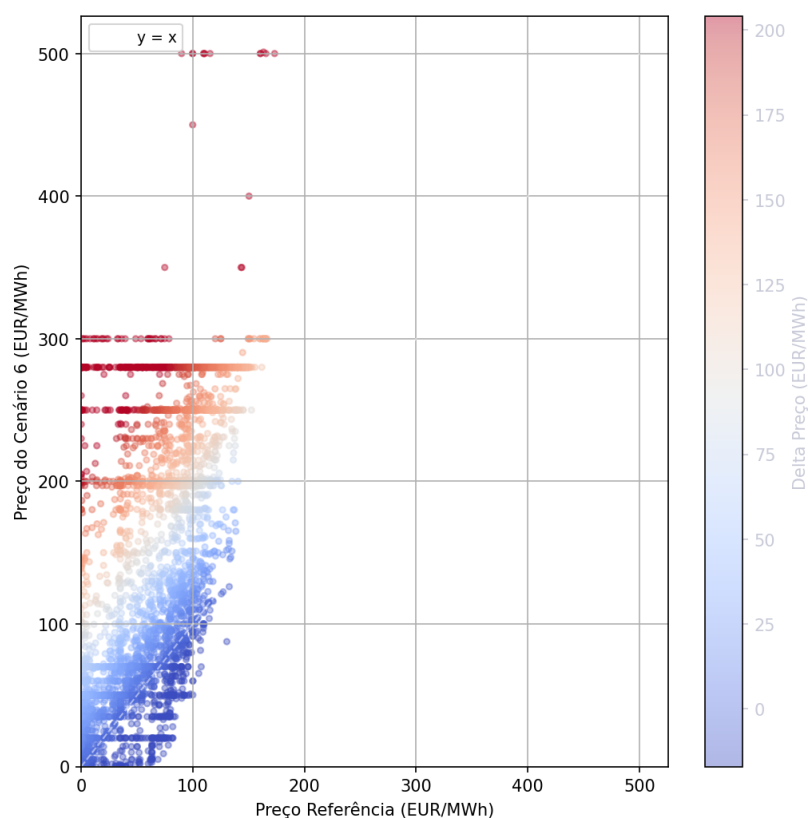


Figura 5.78: Diagrama de dispersão entre o preço de referência e o preço do Cenário 6 (€/MWh), para uma amostra aleatória de 5.000 registos.

A maioria dos pontos situa-se acima da diagonal, confirmando que a substituição de ofertas eleva o preço na maior parte das horas. Os pontos abaixo da diagonal, com coloração azulada, correspondem às horas em que o preço do Cenário 6 é inferior ao de referência.

A curva de tendência apresenta um comportamento exponencial, traduzindo a resposta do crescimento maior do preço de mercado conforme unidades mais caras começam a ser despachadas.

Ainda observa-se ocorrências de preço de mercado situados na faixa dos 250 €/MWh, 280 €/MWh e 300 €/MWh, o que sugere que a restrição na disponibilidade de energia de fonte hidroelétrica força a entrada em serviço de unidades térmicas, com custo marginal mais caro e que faz crescer o preço de mercado.

5.8 Resumo dos resultados obtidos

5.8.1 Evolução anual do preço de mercado

O preço de referência médio anual obtido para 2024 foi de 50,06 €/MWh em todos os cenários, pois a metodologia adotada foi a mesma: preço de mercado com as ofertas originais disponíveis. A Tabela 5.2 resume os desvios absolutos e relativos que foram obtidos para os Cenários 1 a 6.

Tabela 5.2: Resumo do delta de preço anual médio por cenário.

Cenário	Preço cenário (€/MWh)	Δp (€/MWh)	Δp (%)
1 – Caso base, projeção 2030	65,72	+15,69	+31,0
2 – Crescimento da carga em horas de sol	63,28	+13,22	+26,4
3 – Redução do preço da geração a gás natural	62,30	+12,24	+24,5
4 – Aumento do preço da geração a gás natural	70,33	+20,27	+40,5
5 – Cenário de cartel	72,97	+22,91	+45,8
6 – Cenário de estiagem	114,27	+64,21	+128,26

Nos Cenários 1 a 4, o padrão sazonal é semelhante: delta mais elevado nos meses de baixa incidência solar (dezembro a março) e redução relativa nos demais meses do ano, reflexo da elevada geração fotovoltaica.

O Cenário 4 (geração a gás natural cara), o Cenário 5 (cartel) e o Cenário 6 (estiagem) registam os maiores aumentos de preço, enquanto o Cenário 3 (geração a gás natural barata) apresenta o menor incremento entre os cenários de projeção 2030.

O Cenário 5 representa o limite superior de extração de renda para os produtores com a manipulação das ofertas: além do efeito do crescimento projetado de carga maior que a geração (registrando 58,5 €/MWh), as unidades PRE otimizam as ofertas elevando o preço em mais 14,47 €/MWh (24,7%) face ao valor Base 2030 (Figura 5.53). O efeito do cartel é mais pronunciado nos meses de menor incidência solar, quando a escassez de energia fotovoltaica permite um maior poder de mercado dessas unidades.

O Cenário 6 representa o efeito de uma crise hídrica generalizada no contexto do Mercado Ibérico, registrando preço de mercado de 114,27 €/MWh e aumento de 128,26% face ao valor de referência.

5.8.2 Análise global do delta de preço

Em todos os cenários a distribuição apresenta assimetria positiva, indicando que nos cenários simulados o preço de mercado se eleva. Apesar das médias positivas, a distribuição de frequência revela que em boa parte dos registos não há aumento no preço, e há horários em que a modificação pode mesmo causar queda. A exceção é o Cenário 5, em que o efeito de cartel garante que todas as horas registam delta positivo.

O Cenário 5 acrescenta ao padrão dos demais um pico pronunciado junto a $\Delta p = 0$, correspondente às horas em que o preço do cartel coincide exatamente com o preço base de 2030 — situações em que a demanda é suficientemente baixa para não justificar elevação adicional de preço.

5.8.3 Perfis horários médios por zona de mercado

5.8.3.1 Mercado Ibérico Unificado.

Nos Cenários 1 a 4, nas horas de forte produção solar (horas 11 a 16) o preço de mercado cai relativamente ao de referência, evidenciando o efeito do crescimento da capacidade instalada fotovoltaica.

No Cenário 2, este efeito é reforçado pelo crescimento mais elevado do consumo nos horários de maior incidência solar, que compensa parcialmente a queda do preço de mercado. No Cenário 3 (geração a gás natural barata) e no Cenário 4 (geração a gás natural cara), a depressão da curva de preços nos horários de elevada produção solar fotovoltaica mantém a mesma forma, mas a amplitude global do perfil é menor (geração a gás natural barata) e maior (geração a gás natural cara), respetivamente, refletindo o custo marginal do ciclo combinado.

No Cenário 5 (cartel), a depressão referida é menos acentuada: apenas as horas 14 a 16 registam preço inferior à referência, evidenciando que as unidades PRE restringem a oferta para influenciar o preço para cima mesmo durante as horas de elevada geração renovável.

5.8.3.2 Espanha — horas de *market splitting*.

Nos Cenários 1 a 4, as horas centrais do dia registam preço médio abaixo do valor de referência, reflexo da abundância de geração solar espanhola nessas horas. No Cenário 5 esse fenómeno é substancialmente amortecido.

5.8.3.3 Portugal — horas de *market splitting*.

Em Portugal, com um parque renovável a crescer menos do que o consumo projetado, observa-se um acréscimo súbito de preço nos horários pós-solar (horas 17 a 21) em todos os cenários. Portugal regista sistematicamente preços superiores aos de Espanha durante as horas de separação de mercado, refletindo o défice de interligação em momentos de elevada disponibilidade de produção de origem fotovoltaica do lado Espanhol.

5.8.4 Evolução do volume de energia comercializada

Nos Cenários 1 a 4 e 6 o volume simulado supera sistematicamente o volume de referência ao longo de todos os meses, com incremento de 15.591 a 24.845 MWh/hora, decorrente das metas de carga e de geração adicional previstas para o ano de 2030. O perfil de consumo sazonal mantém-se essencialmente inalterado.

No Cenário 5, o volume supera o de referência apenas em quatro meses do ano, reforçando a pressão que as unidades podem exercer no mercado ao restringir artificialmente a oferta.

5.8.5 Preços horários mês a mês

Em todos os cenários identificam-se os mesmos padrões estruturais:

- **Preços máximos** nas horas de ponta (horas 19 a 22) dos meses de inverno (novembro a fevereiro), em que o crescimento projetado do consumo coincide com baixa incidência solar.
- **Preços mínimos** nas horas solares centrais (horas 12 a 15) dos meses de maior geração fotovoltaica (abril a setembro), evidenciando o impacto do aumento da capacidade instalada em unidades solares fotovoltaicas.

A amplitude aumenta progressivamente do Cenário 3 para o Cenário 6, coerente com os deltas anuais médios crescentes. No Cenário 5 (cartel) o contraste entre horas solares e horas de ponta é menos pronunciado que nos Cenários 1 a 4, pois as unidades PRE comprimem a depressão de preços que já foi referida ao restringir a oferta nessas horas.

5.8.6 Delta de preço por zona de mercado

5.8.6.1 Mercado Ibérico Unificado (linha MI).

Em todos os cenários, o delta mensal é positivo ao longo do ano, com volatilidade mais elevada de maio a dezembro. Os meses de janeiro a abril apresentam crescimento menor e menor dispersão. A amplitude das caixas cresce na sequência $C3 < C2 < C1 < C4 < C5 < C6$, coerente com os deltas anuais médios da Tabela 5.2. No Cenário 5 a pressão é especialmente intensa nos meses de inverno, onde a escassez de renováveis amplifica o poder de mercado das unidades despacháveis.

5.8.6.2 Espanha — horas de *market splitting*.

Nos Cenários 1 a 4, de maio a setembro o preço da energia nas horas de separação de mercado praticamente não aumentou face à referência; o maior crescimento e volatilidade registam-se em março. O terceiro quartil de março atinge 55 €/MWh no Cenário 1, 40 €/MWh nos Cenários 2 e 3, 75 €/MWh no Cenário 4 e 125 €/MWh no Cenário 6, refletindo diretamente o custo marginal do ciclo combinado em cada hipótese. No Cenário 5 não se observa a compressão sazonal estival, pois a estratégia de cartel mantém delta positivo durante todo o ano.

5.8.6.3 Portugal — horas de *market splitting*.

Com um parque produtor a crescer menos do que o consumo, Portugal regista aumento do preço de mercado em praticamente todo o ano em todos os cenários, com maior volatilidade nos meses de junho, julho, outubro e dezembro. A separação de mercado isola Portugal de parte da geração renovável espanhola, o que eleva o preço e a dispersão local face aos períodos em que não ocorre o *market splitting*.

5.8.7 Relação entre preço de referência e do cenário

Nos Cenários 1 a 4, a maioria dos pontos situa-se acima da diagonal, confirmando que a substituição de ofertas eleva o preço na maior parte das horas; os pontos abaixo da diagonal, com coloração azulada, correspondem às horas em que o preço do cenário é inferior ao de referência,

sobretudo em horas de elevada geração solar. A curva de tendência apresenta comportamento superlinear (próximo de exponencial), traduzindo que o delta de preço cresce mais rapidamente à medida que unidades marginais mais caras entram no despacho.

No Cenário 5, todos os pontos se situam na diagonal ou acima dela, confirmando que o efeito de cartel nunca desce o preço abaixo do nível base de 2030; os pontos sobre a diagonal correspondem às horas em que o mercado não comporta novo aumento de preço sem perda de despacho.

Capítulo 6

Implicações económicas e políticas

Considerando os resultados das simulações apresentadas no Capítulo 5 é possível identificar algumas implicações económicas e políticas caso os cenários se concretizem. Para facilitar esta análise a Tabela 6.1 apresenta um resumo dos resultados obtidos.

Tabela 6.1: Resultados da simulação por cenário

Cenário simulado	Δ Preço (€/MWh)	Δ Preço (%)	Δ Volume comercializado (MWh/h)
Cenário 1 - Caso base, projeção 2030	15,69	31,0	+18.709
Cenário 2 - Crescimento da carga em horas de sol	13,22	26,4	+24.845
Cenário 3 - Redução do preço da geração a gás natural	12,24	24,5	+18.930
Cenário 4 - Aumento do preço da geração a gás natural	20,27	40,5	+18.440
Cenário 5 - Cenário de cartel	22,91	45,8	-1.165
Cenário 6 - Cenário de estiagem	64,21	128,26	+15.591

6.1 Cenário 1 - Caso base - Projeção 2030

Esta simulação considera os dados base em que todo este estudo se baseia. Trata-se da projeção de consumo, produção e estimativa de como as unidades PRE se irão comportar quando operarem como unidades PRO.

A conclusão mais significativa desta simulação é o aumento do preço médio de mercado dado o crescimento acentuado do consumo. Observa-se também uma queda dos preços nos meses de maior incidência solar pelo aumento de oferta de energia de origem fotovoltaica.

Este comportamento reforça o impacto da forte eletrificação da economia projetada para 2030 em conjunto com o crescimento insuficiente da capacidade instalada. Isto produz um aumento no preço médio de mercado de forma a reequilibrar o consumo e produção.

Além disso, este caso serve de base para comparar as variações nas condições adotadas nas outras simulações.

6.2 Cenário 2 - Caso base com crescimento da carga em horas de sol

Neste cenário é avaliado o comportamento do preço médio de mercado quando há um melhor acoplamento entre o pico de geração da fonte com maior crescimento (solar fotovoltaico) e o consumo, aliviando o mercado nos períodos de maior escassez de energia.

Este mecanismo funciona baseado na elasticidade da relação preço/procura, incentivando-se o consumo de energia elétrica em momentos de grande oferta e se desencoraja em momentos de escassez, ambos comportamentos modelados através de um sinal económico transmitido pelo preço da energia elétrica.

O crescimento de preço em relação ao preço de referência do Cenário 1 foi cerca de -2,44 €/MWh ou 3,7% menor, mostrando como políticas de ajuste de demanda podem ser úteis como ferramenta de conter e estabilizar os preços de energia elétrica. Este resultado também levanta a hipótese do uso de armazenamento de energia como forma de conter a subida dos preços.

6.3 Cenário 3 - Redução do preço da geração a gás natural

Este cenário avalia o comportamento do preço médio de mercado quando o mercado de gás e de licenças de CO₂ está sob alívio, apresentando valores menores que os do ano de referência.

O impacto gerado pela diminuição de 15 €/MWh_{térmico} e 15 €/ton no preço das licenças de CO₂ foi de 3,42 €/MWh ou 5,20% no preço final da energia em relação ao Cenário 1. Isto mostra a forte correlação entre o preço da energia elétrica e o preço do gás natural e das licenças de CO₂.

Outro efeito que foi observado foi o aumento no volume médio de energia comercializada em 221 MWh/h em relação ao Cenário 1 (calculado como a diferença dos volumes da Tabela 6.1), evidenciando o poder do mecanismo no combate à pobreza energética, meta prevista no PNEC.

Esta correlação pode ser usada como inspiração para elaboração de política de uso consciente de energia, principalmente em momentos em que a geração renovável regista mínimas potências instantâneas.

6.4 Cenário 4 - Aumento do preço da geração a gás natural

Este cenário avalia o comportamento do preço médio de mercado quando o mercado de gás e de licenças de CO₂ está sob pressão, apresentando valores maiores que os do ano de referência (2024).

O impacto gerado pelo aumento de 15 €/MWh_{térmico} e 5 €/ton no preço das licenças de CO₂ foi de 4,61 €/MWh ou 7,0% no preço final da energia em relação ao cenário base. Isto mostra a forte correlação entre o preço da energia elétrica e o preço do gás natural.

O aumento do preço também impactou no volume médio de energia comercializada, que diminuiu 269 MWh/h. Apesar do aumento do preço das licenças de CO₂ ter sido menor que a diminuição avaliada no Cenário 3, o impacto no consumo foi mais significativo.

Esta correlação pode ser usada como inspiração para elaboração de política de uso consciente de energia, principalmente em momentos em que a geração renovável regista mínimas potências instantâneas.

6.5 Cenário 5 - Cartel

Este cenário avalia uma situação hipotética de formação de cartel entre as unidades PRE de forma que a pressão sobre os preços é exercida para maximizar o lucro dos geradores. Consiste no cenário mais desfavorável, embora possa dar indícios sobre o comportamento do mercado e as necessidades políticas acerca do tema.

Neste cenário o crescimento do preço médio de mercado sofreu as maiores elevações, principalmente nos meses de janeiro a março, quando há baixa incidência solar e as unidades a gás, com maior preço, começam a entrar no *mix* de produção.

O volume de energia comercializada também diminui, devido à dinâmica explicada na Secção 4.4.4.4 e evidencia como esse tipo de comportamento pode diminuir a oferta de energia no mercado e pressionar os preços.

6.6 Cenário 6 - Cenário de estiagem

Esta simulação considera que as unidades hidroelétricas encontram-se em situação de estiagem, ou seja, com restrição na capacidade de ofertar energia no mercado. O volume final das ofertas foi limitado a 5% do valor inicial.

A conclusão mais significativa desta simulação é o aumento descontrolado do preço médio de mercado, evidenciando a influência que a geração hidroelétrica tem na oferta de energia e controlo dos preços de mercado.

Uma segunda simulação deste cenário foi realizada considerando o volume final das ofertas limitado a 10% do valor inicial com o preço médio calculado em 111,22 €/MWh face aos 114,27 €/MWh da simulação do Cenário 6.

Este resultado demonstra o efeito de remoção da capacidade hidroelétrica na matriz, o que faz com que as térmicas entrem no despacho e elevem o preço de mercado. A mudança na restrição da capacidade pouco influencia no preço, tendo em vista que a partir de um certo ponto o patamar de preço das térmicas é atingido. O efeito de aumento do preço de mercado acarretado pela diminuição de capacidade pode ser explicado pelo mesmo princípio da Secção 4.4.4.4, quando as ofertas são removidas e o novo ponto de equilíbrio entre demanda e oferta ocorre em um preço superior.

Este comportamento reforça o efeito e impacto da forte eletrificação da economia projetada para 2030 em conjunto com o crescimento insuficiente da capacidade instalada e possibilidade de

instabilidade na disponibilidade do recurso hídrico. Isto produz um aumento no preço médio de mercado de forma a reequilibrar o consumo e produção.

6.7 Verificação do retorno médio do investimento dos empreendimentos que utilizam recursos renováveis

A viabilidade de investimento em novos empreendimentos deve ser mantida de forma a incentivar o crescimento de fontes renováveis e de recursos endógenos.

A verificação da viabilidade foi feita com a comparação do custo nivelado da eletricidade com o preço médio da energia verificado em cada cenário. A comparação básica avalia se o *Levelized Cost of Electricity* (LCOE) é menor que o preço médio da energia, caso o custo nivelado seja menor, então há forte indicativo de que o projeto irá operar com valor presente líquido positivo (VPL).

Para o ano de 2024, o LCOE estimado de novas centrais solares é de US\$0,043 por kWh [5] e para o ano de 2030 será considerado o mesmo valor por considerar que a queda no custo será compensada pela inflação e outros custos associados, tendo em vista que a tecnologia já atingiu a maturidade tecnológica.

Nesta situação, considera-se que unidades solares manterão a sua competitividade no MIBEL.

Para unidades eólicas *onshore* o LCOE é de US\$0,034 por kWh, assim, permanecem com uma boa margem para que os investidores possam assumir os riscos de construir novos empreendimentos. No caso da eólica *offshore*, o LCOE é de US\$0,079 por kWh, ainda com uma margem apertada considerando o risco para uma tecnologia ainda relativamente incipiente [5].

6.8 Volatilidade do mercado

Um forte sinal mostrado pelas simulações foi a volatilidade do mercado em relação a algumas variáveis. Esta volatilidade pode representar uma oportunidade para as empresas que desejam investir no Mercado Ibérico para simultaneamente auferir lucro, diminuir o crescimento do preço da energia elétrica e contribuir para a resiliência da rede e fornecimento fiável de energia elétrica.

6.8.1 Oportunidade no armazenamento

A elasticidade do preço nos meses de maio a dezembro mostrada na simulação base mostra que há oportunidade no setor de armazenamento de energia.

Os casos mais extremos mostram, no mês de julho, que o preço varia de -50 €/MWh a +80 €/MWh (Figura 5.10). A situação repete-se de maio a dezembro, evidenciando a oportunidade que há para investir em tecnologias de armazenamento de energia elétrica para absorver a oferta extra em momentos em que o preço está baixo e devolver quando houver preço competitivo.

Novas tecnologias de armazenamento estão a surgir com o destaque para conversão de centrais hidroelétricas em centrais reversíveis, que otimizam o ponto de conexão da unidade instalada junto

com a infraestrutura já construída. Por exemplo, a central hidroelétrica do Alto Lindoso [37] está a ser convertida em um grupo reversível, mostrando que o mercado já aponta para oportunidades neste âmbito.

6.8.2 Dependência do mercado de combustíveis fósseis e regulação ambiental

Os Cenários 3 e 4 considerando o preço do gás e das licenças de CO₂ em conjunto com a modelização matemática do preço das centrais que funcionam com este tipo de combustível (Secção 4.4.5) mostram o quão dependente o preço da energia é do gás natural.

Basicamente cada 1 €/MWh_{térmico} de crescimento do preço do gás natural, considerando uma eficiência média de 50% dessas centrais, representa um crescimento no custo marginal de 2 €/MWh_{elétrico} no preço da energia produzida por aquela central.

O crescimento de apenas 15 €/MWh, no preço do gás e 5 €/ton no preço das licenças de CO₂, em relação à média produz um aumento no preço final de energia de 7,01%, considerando os preços simulados no Cenário 1 e os preços do Cenário 4 (Secção 5.5.1).

6.8.3 Dependência do mercado de geração fotovoltaica

Devido à projeção forte do crescimento da tecnologia fotovoltaica haverá uma forte dependência do preço da energia em relação à incidência solar.

Isso aumenta o poder das empresas que participam nesses empreendimentos, permitindo-lhes exercer maior pressão no ambiente político e na definição das políticas energéticas.

Dada esta hipótese, o legislador deve preocupar-se com a regulação do mercado em pontos críticos de forma a mitigar o descontrolo de preços em determinados momentos.

Isto é reforçado pela simulação realizada no Cenário de cartel, onde principalmente nos meses de janeiro a março, marcados pela baixa incidência solar, as unidades conseguem manipular as ofertas de forma a fazer crescer o preço da energia em até 50 €/MWh (Secção 5.6.1).

6.9 Projeções de crescimento do consumo e da geração

Os dados de projeção para consumo e produção de energia elétrica trazem uma discrepância entre o crescimento do parque produtor e as estimativas do crescimento da eletrificação da economia e o consequente crescimento do consumo de energia elétrica.

Quando há um desequilíbrio entre essas duas grandezas há um sinal económico enviado ao mercado no sentido do crescimento do preço da energia comercializada.

A Figura 6.1 ilustra esse efeito.

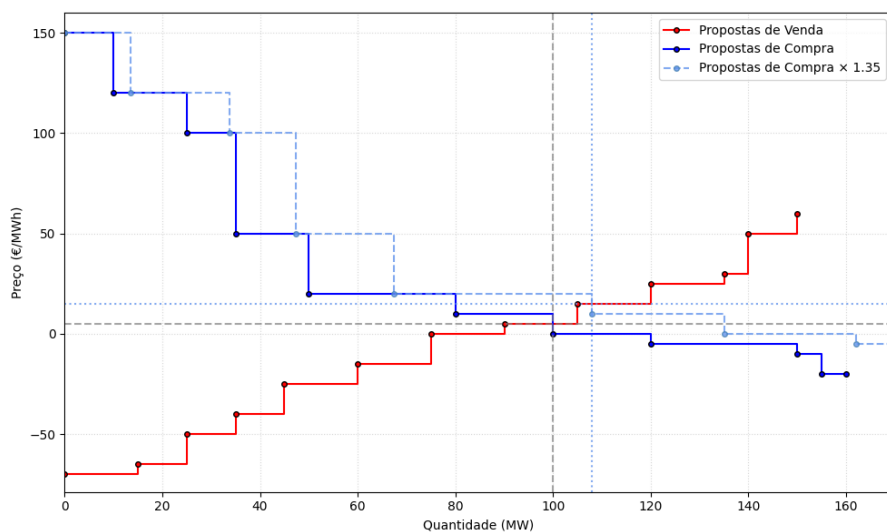


Figura 6.1: Curvas agregadas de oferta e demanda com a segunda curva de demanda aumentada em 35% em relação à primeira - efeito do crescimento do preço de mercado.

No exemplo original o preço de mercado registou 5 €/MWh, com o crescimento das ofertas de compra o novo preço de mercado sobe para 15 €/MWh. Quando o volume de energia demandada aumenta sem que o volume de geração acompanhe, há um novo ponto de equilíbrio marcado pelo aumento do preço para todos os participantes do mercado.

Logo, percebe-se que haverá deslocamento de consumo de horários com menor oferta para horários com maior oferta, modelados pelo sinal económico transmitido pelo preço da energia eléctrica. Assim o crescimento acentuado do consumo em relação à potência instalada irá trazer impactos na quantidade, preço e quando a energia é consumida.

Capítulo 7

Conclusões

Este estudo concentrou-se num contexto de crescente liberalização dos mercados de eletricidade, de intensificação dos objetivos climáticos e da necessidade de garantir a integração eficiente das fontes renováveis no sistema elétrico, com base em regras de mercado competitivo.

É possível observar que o regime especial de produção desempenhou um papel importante na transição energética na última década, permitindo a disseminação das tecnologias solar, eólica e utilizando recursos endógenos. No entanto, os desafios associados à sobrecompensação de algumas tecnologias, à sustentabilidade orçamental e ao amadurecimento tecnológico levaram a uma reavaliação do modelo, em favor de mecanismos baseados em mercado.

No âmbito do PNEC 2030, as metas nacionais para a eletricidade de origem renovável, associadas a instrumentos financeiros e ajustes legislativos, reforçam o compromisso de Portugal com a descarbonização e a autonomia energética. Ainda assim, a eliminação dos mecanismos de remuneração garantida traz novos desafios ao mercado e aos gestores, sobretudo na definição de preços, na previsibilidade dos investimentos e na gestão da intermitência das fontes renováveis.

Neste sentido, desenvolveu-se uma ferramenta computacional destinada a suportar a análise do comportamento do mercado de eletricidade em cenários em que a Produção em Regime Especial seja gradualmente reduzida ou mantenha apenas uma presença residual.

A ferramenta foi capaz de aceder e recolher automaticamente os dados brutos de ofertas de compra e venda disponibilizados pelo Operador do Mercado Ibérico de Eletricidade, armazenando-os numa base de dados estruturada que permite o seu tratamento de forma eficiente, rápida e sistemática.

Houve integração do algoritmo de *clearing price*, aplicando-o aos dados previamente recolhidos, após identificar as propostas associadas ao regime PRE, e substituí-las por custos definidos segundo parâmetros ajustáveis. Essa abordagem permitiu simular o comportamento do mercado em diferentes cenários, refletindo a transição para um contexto totalmente liberalizado.

A ferramenta ainda incorporou funcionalidades complementares, como rotinas de verificação e consulta externa, capacidade para gerar representações gráficas como histogramas e estatísticas descritivas e a exportação estruturada dos resultados em formato tabular, possibilitando a análise detalhada dos dados em software de apoio, como o *Excel*, *LibreOffice Calc*, *MATLAB* ou *Python*.

A limitação observada neste trabalho reside no facto de que o mercado foi analisado como perfeito e sem considerar o efeito e restrições impostas pelas limitações das redes de transmissão. Esta limitação pode ser objeto de trabalho futuro para aperfeiçoar os resultados reportados neste documento.

No Cenário 1 (caso base 2030), o preço médio sobe de 50,06 para 65,72 €/MWh (+31%), principalmente devido ao crescimento do consumo acima do crescimento da capacidade produtiva. O Cenário 2, ao modular a carga para acompanhar a disponibilidade solar, reduz esta subida em 2,44 €/MWh.

Os Cenários 3 e 4 mostram que uma variação de ± 15 €/MWh_{térmico} no preço do gás altera o preço da energia em -3,42 / +4,61 €/MWh em relação ao Cenário 1. O Cenário 5 (cartel) evidencia o risco extremo: preço médio 72,97 €/MWh (+45,8% face à referência) e lucro das unidades PRE a subir 930,3% em comparação com o cenário de projeção de carga e geração para 2030 (nomeado como Base 2030 na Figura 5.53).

O Cenário 6 mostra a participação da fonte hidroelétrica na matriz elétrica e o risco de aumento descontrolado dos preços de mercado caso haja estiagem. A partir de determinado nível de restrição as térmicas começam a entrar no despacho e o preço de mercado atinge o patamar do custo marginal das térmicas. Para 5% e 10% do volume total este patamar foi atingido e o novo preço de mercado situou-se acima dos 100 €/MWh, aumento de mais de 50% face ao valor simulado do Cenário 1.

De acordo com os estudos realizados, observou-se como o mercado de energia elétrica se comporta quando há mudanças em variáveis como preço do gás, o perfil de consumo de energia e condições climáticas, refletindo a relação de elasticidade entre produção e consumo. Este comportamento elástico oferece opções ao Operador do Mercado, à administração pública e aos Operadores do Sistema para a tomada de decisões face a metas, planos e diretrizes e como ferramenta de incentivo/inibição de consumo de energia e controlo de preço de mercado de energia.

A eliminação das *feed-in tariffs* é tecnicamente viável, mas exige acompanhamento regulatório principalmente nos meses de baixa incidência solar. A ferramenta desenvolvida é um passo importante no sentido de verificar o comportamento do mercado e as suas consequências e de, assim, contribuir para facilitar a implementação desta transição para um regime inteiramente de mercado.

Referências

- [1] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE). «Mercado — Eletricidade: Funcionamento,» acedido em 20 de set. de 2025. URL: <https://www.erse.pt/eletricidade/funcionamento/mercado/>.
- [2] Clean Coalition. «Feed-in Tariffs.» Consultado em linha, acedido em 21 de set. de 2025. URL: <https://clean-coalition.org/feed-in-tariffs/>.
- [3] HELAPCO e NREL. «FiT vs FiP Policies.» Documento PDF sobre diferenças entre Feed-in Tariff e Feed-in Premium, acedido em 21 de set. de 2025. URL: https://helapco.gr/pdf/FiT_vs_FiP_NREL.pdf.
- [4] Tribunal de Contas Europeu, «Wind and Solar Power for Electricity Generation: Performance Audit,» Tribunal de Contas Europeu, Special Report No 08/2019, 2019. acedido em 20 de set. de 2025. URL: <https://op.europa.eu/webpub/eca/special-reports/wind-solar-power-generation-8-2019/en/>.
- [5] International Renewable Energy Agency, «Renewable Power Generation Costs in 2024,» IRENA, Abu Dhabi, rel. téc., 2025, Accessed: 2026-03-31. URL: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2025/Jul/IRENA_TEC_RPGC_in_2024_2025.pdf.
- [6] SolarPower Europe. «Global solar capacity reached 2 TW milestone in 2024, with 597 GW added.» Dados reportados por SolarPower Europe, via Enerdata, acedido em 20 de set. de 2025. URL: <https://www.enerdata.net/publications/daily-energy-news/global-solar-capacity-reached-2-tw-milestone-2024-33.html>.
- [7] ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. «Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2025: Documento de Suporte à Decisão Final,» acedido em 20 de set. de 2025. URL: <https://www.erse.pt/media/xczdo4as/tep-se-2025.pdf>.
- [8] Center for Sustainable Systems, University of Michigan. «Solar PV Energy Factsheet.» Pub. No. CSS07-08, acedido em 20 de set. de 2025. URL: <https://css.umich.edu/publications/factsheets/energy/solar-pv-energy-factsheet>.
- [9] Federal Republic of Germany, Federal Ministry for Economic Affairs and Climate Action (BMWK), *Renewable Energy Sources Act (EEG 2017)*, Texto oficial consolidado do EEG, versão de 2017, 2017. acedido em 21 de set. de 2025. URL: <https://www.bmwk.de/Redaktion/EN/Downloads/renewable-energy-sources-act-eeg-2017.pdf>.
- [10] CRS – Congressional Research Service, *Europe's Feed-in Tariffs and Renewable Energy Policies*, Report on international renewable energy subsidy schemes, 2013. acedido em 21 de set. de 2025. URL: <https://www.congress.gov/crs-product/R43176>.

- [11] A. Held, M. Ragwitz e M. Gephart, «Design Features of Support Schemes for Renewable Electricity,» *Renewable Energy Focus*, vol. 19, pp. 36–44, 2017. DOI: [10.1016/j.ref.2017.05.006](https://doi.org/10.1016/j.ref.2017.05.006). acedido em 21 de set. de 2025. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2214629618305152>.
- [12] Portugal – Governo / Ministério do Ambiente e da Transição Energética, «Plano Nacional de Energia e Clima 2021-2030: revisão aprovada em 2024,» Agência Portuguesa do Ambiente (APA) / DGEG, 2024, Versão revista aprovada em dezembro de 2024. acedido em 21 de set. de 2025. URL: <https://www.dgeg.gov.pt/pt/destaques/pnec-2030/>.
- [13] Portugal, *Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro*, Diário da República n.º 10/2022, Série I, Estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional, 2022. URL: <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/15-2022-177634016>.
- [14] República Portuguesa, *PRR - Plano de Recuperação e Resiliência: Recuperar Portugal, Construir o Futuro*, Atualização de abril de 2024, Estrutura de Missão Recuperar Portugal, Lisboa, 2024. acedido em 15 de abr. de 2026. URL: <https://recuperarportugal.gov.pt/wp-content/uploads/2024/04/PRR.pdf>.
- [15] Portugal - Ministério da Economia e do Mar, *Portaria n.º 203-A/2025, de 16 de janeiro*, Diário da República n.º 11/2025, 1.º Suplemento, Série I, Aprova as tarifas e preços de energia elétrica e outros parâmetros para o ano de 2025, 2025. acedido em 15 de abr. de 2026. URL: <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/portaria/203-a-2025-916205897>.
- [16] Portugal - Ministério do Ambiente e da Ação Climática, *Portaria n.º 306-A/2024, de 26 de dezembro*, Diário da República n.º 249/2024, 1.º Suplemento, Série I, Aprova as tarifas e preços de energia elétrica e outros parâmetros para o ano de 2024, 2024. acedido em 15 de abr. de 2026. URL: <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/portaria/306-a-2024-898053219>.
- [17] Portugal, *Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de maio*, Diário da República n.º 123/1988, Série I, Estabelece as normas relativas à atividade de produção de energia elétrica por particulares ou pessoas coletivas de direito público ou privado, 1988. URL: <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/189-1988-219503>.
- [18] Portugal, *Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto*, Diário da República n.º 162/2006, Série I, Desenvolve os princípios do regime jurídico aplicável às atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade, 2006. acedido em 15 de abr. de 2026. URL: <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/172-2006-540627>.
- [19] Portugal - Ministério da Economia, *Portaria n.º 30/2000, de 28 de janeiro*, Diário da República n.º 23/2000, Série I-B, Estabelece as normas e procedimentos aplicáveis ao exercício da atividade de comercialização de energia elétrica, 2000. acedido em 15 de abr. de 2026. URL: <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/portaria/30-2000-247547>.
- [20] Portugal, *Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio*, Diário da República n.º 100/2006, Série I-A, Estabelece os princípios gerais de organização e funcionamento do Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL), 2006. acedido em 15 de abr. de 2026. URL: <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/90-2006-285510>.

- [21] DGEG - Direção-Geral de Energia e Geologia. «Remuneração das Energias Renováveis.» Informação técnica sobre regimes de remuneração garantida e de mercado, Ministério do Ambiente e Energia, acedido em 15 de abr. de 2026. URL: <https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-setoriais/energia/energia-eletrica/producao-de-energia-eletrica/producao-potencia-instalada-superior-a-1-mva/remuneracao-das-energias-renovaveis/>.
- [22] REN - Redes Energéticas Nacionais, «Dados Técnicos 2025,» REN, Lisboa, Portugal, Relatório Técnico, 2025, Acedido em: 16 de maio de 2026. URL: <https://www.ren.pt/media/2cbfm5p4/ren-dados-te-cnicos-2025.pdf>.
- [23] Portugal - Assembleia da República, *Resolução da Assembleia da República n.º 23/2006, de 23 de março*, Diário da República n.º 59/2006, Série I-A, Aprova o Acordo entre a República Portuguesa e o Reino de Espanha para a Constituição de um Mercado Ibérico de Energia Elétrica, assinado em Santiago de Compostela em 20 de janeiro de 2004, 2006. acedido em 15 de abr. de 2026. URL: https://www.mibel.com/wp-content/uploads/2024/11/documentos_SITE_MIBEL_RESOLUCAO_ASS._REPUBLICA_23_2006_667536.pdf.
- [24] Price Coupling of Regions (PCR) – NEMOs, *EUPHEMIA Public Description – Single Price Coupling Algorithm*, Documento oficial público de descrição do algoritmo EUPHEMIA, 2020. acedido em 9 de nov. de 2025. URL: <https://www.nemo-committee.eu/assets/files/euphemia-public-description-2020.pdf>.
- [25] OMIE, *Mercado Ibérico de Electricidade - Dados Públicos*, Acedido em 21 de outubro de 2025, 2024. URL: <https://www.omie.es/pt/file-access-list>.
- [26] OMIE, *Lista de Agentes*, <https://www.omie.es/pt/lista-de-agentes>, Acedido em: 25 de abril de 2024, 2024.
- [27] M. Stonebraker e J. Hellerstein, *Readings in Database Systems*, 5th. MIT Press, 2020.
- [28] Datazip, *Is your MYSQL Analytics Slow? Here's Why and How to Fix It*, <https://datazip.io/blog/mysql-analytics>, Acessado em 22 de julho de 2026, 2025.
- [29] PostgreSQL Global Development Group, *Performance and Scalability Improvements in PostgreSQL 15*, Acedido em 21 de outubro de 2025, 2023. URL: <https://www.postgresql.org/docs/current/performance-tips.html>.
- [30] ClickHouse Inc., *ClickHouse Technical Overview*, Acedido em 21 de outubro de 2025, 2024. URL: <https://clickhouse.com/docs/en/>.
- [31] Nord Pool Group, «Euphemia Public Description: PCR Market Coupling Algorithm,» Nord Pool Group, Relatório Técnico, 2020, Acedido em: 15 de abril de 2026. URL: <https://www.nordpoolgroup.com/globalassets/download-center/single-day-ahead-coupling/euphemia-public-description.pdf>.
- [32] D. S. Kirschen e G. Strbac, *Fundamentals of Power System Economics*, 2ª ed. Chichester, Reino Unido: John Wiley & Sons, 2019, ISBN: 978-1-119-21325-3.
- [33] REN - Redes Energéticas Nacionais, «Dados Técnicos 2024,» REN, Lisboa, Portugal, Relatório Técnico, 2024, Acedido em: 17 de março de 2026. URL: <https://www.ren.pt/media/al3nlimk/ren-dados-tecnicos-2024.pdf>.
- [34] Rede Elétrica de Espanha (REE), «Informe del Sistema Eléctrico 2024,» Rede Elétrica, Madrid, Espanha, rel. téc., mar. de 2025, Acedido em: 17 de março de 2026. URL: https://www.sistemaelectrico-ree.es/sites/default/files/2025-03/ISE_2024.pdf.

- [35] Rede Elétrica de Espanha (REE), *Potencia instalada por tecnología y sistema*, Acedido em: 17 de março de 2026, 2026. URL: <https://www.ree.es/es/datos/generacion/potencia-instalada>.
- [36] F. Pedregosa et al., «Scikit-learn: Machine Learning in Python,» *Journal of Machine Learning Research*, vol. 12, pp. 2825–2830, 2011.
- [37] Agência Portuguesa do Ambiente, «Reforço de potência da AH do Alto Lindoso: Relatório de Síntese,» APA - Agência Portuguesa do Ambiente, Amadora, Portugal, Relatório de Avaliação de Impacte Ambiental, 2024, Acedido em: 22 de maio de 2024. URL: https://siaia.apambiente.pt/AIADOC/AIA3683/vol1-relsintese-ah_altolindoso_vf202464125016.pdf.