

FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO



Estimativa do Impacto da PRE no Custo de Produção de Energia Elétrica em 2021

Gonçalo José Pita Macedo

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: João Paulo Tomé Saraiva

23 de julho de 2023

Resumo

Com a crescente preocupação a nível ambiental, a produção de energia através de fontes renováveis tem vindo a ganhar cada vez mais destaque. Em Portugal, parte da produção renovável é inserida no regime de Produção em Regime Especial (PRE). Para além de tecnologias que utilizam recursos renováveis, a PRE inclui também tecnologias de produção combinada de calor e eletricidade, biomassa e resíduos sólidos urbanos. A integração da PRE nos mercados de eletricidade afeta o preço de mercado (PM) e influencia também os custos de produção (CP).

Ao contrário da Produção em Regime Ordinário (PRO), que é remunerada ao PM, a PRE é remunerada por tarifas do tipo *feed-in*. Estas tarifas, tendem a ser superiores ao PM, mas com o aumento gradual dos PM em 2021, este paradigma inverteu-se.

Tendo em conta o modelo de mercado em *pool* simétrico, usado no MIBEL, pretende-se estimar o impacto da PRE no CP no ano de 2021. Para tal, serão usados dados das curvas de mercado, preços de mercado reais e quantidades produzidas de PRE simulando a sua extração e obtendo o novo PM. Com os novos PM, quantidades produzidas de PRE, PRO e valores das tarifas *feed-in*, serão estimados os CP. Foram realizados estes cálculos aquando da remoção da PRE total e por tecnologia para todas as horas do ano de 2021. Analisando os resultados obtidos e comparando-os com valores para o cenário "real", com PRE, é possível entender de forma minuciosa como varia o impacto da PRE nos CP.

Estudos anteriores sobre o mesmo tema, revelaram que a presença na PRE no mercado tende a encarecer os CP devido aos valores de PM serem muito inferiores às tarifas *feed-in*. No entanto para horas em que o PM se eleva, ficando próximo ou mesmo ultrapassando estas tarifas, a presença da PRE contribui para a redução dos CP. As horas em que isto aconteceu em anos anteriores a 2021 são residuais, de modo que o impacto global mostra que a presença da PRE tende a aumentar os CP. No entanto, com o aumento dos preços de mercado em 2021, esta situação passa a ser maioritária.

Com esta mudança de paradigma, os resultados gerais obtidos para o ano de 2021, mostram que com a remoção total da PRE, o CP anual iria aumentar em 12,44%. A tecnologia que causaria a maior variação quando removida individualmente seria a PRE Eólica, com um aumento de 9,4% no CP, isto devendo-se ao facto de ser a tecnologia de com maior potência instalada em Portugal e que consequentemente mais produz, levando a maiores variações aquando da sua remoção. A esta segue-se a PRE térmica com aumento de 4,02%.

Aquando da remoção das tecnologias com produção mais residual, PRE hídrica e fotovoltaica, a sua remoção leva respetivamente a aumento de 0,61% e redução de -1,62%. A PRE fotovoltaica apresenta-se assim como única tecnologia cuja remoção leva a diminuição do CP, isto devendo-se aos valores de tarifa *feed-in* muito elevados que a remuneraram.

Abstract

With the growing concern about the environment, the production of energy through renewable sources has been gaining more and more prominence. In Portugal, part of the renewable production is included in the Special Regime Production (PRE) regime. In addition to technologies that use renewable resources, the PRE also includes combined heat and electricity production technologies, biomass and waste units. The integration of PRE in the electricity markets affects the market price (PM) and also influences the cost of production (PC).

Unlike Ordinary Regime Production (PRO), which is remunerated by the PM, PRE is remunerated by *feed-in* tariffs. These tariffs tend to be higher than the market price, but with the gradual increase in market prices in 2021, this paradigm was inverted.

Taking into account the market model in symmetric *pool*, used in MIBEL, it is intended to estimate the impact of PRE on CP in the year 2021. For this purpose, we used data from market curves, real market prices and produced quantities of PRE, we simulated its extraction and obtained the new PM. With the new PM, produced amounts of PRE, PRO and *feed-in* tariff values, the CP was estimated. These calculations were performed when removing the total PRE and by technology for all hours of the year 2021. Analyzing the results obtained and comparing them with values for the "real" scenario, with PRE, it is possible to understand in detail how the impact of PRE on CP varies.

Previous studies on the same topic revealed that the presence of PRE in the market tends to make CP more expensive due to PM values being much lower than *feed-in* tariffs. However, for hours when the PM rises, getting close to or even exceeding these rates, the presence of PRE contributes to the reduction of CP. The hours in which this happens in years prior to 2021 are residual, so the global impact shows that the presence of PRE tends to increase CP. However, with the increase in market prices in 2021, this situation becomes the majority.

With this shifted paradigm, the general results obtained for the year 2021 show that with the total removal of PRE, the annual CP would increase by 12.44%. The technology that caused the greatest variation when removed individually was wind units, with an increase of 9.4% in CP, due to the fact that it is the technology with the highest installed power in Portugal and that consequently produces the most, leading to greater variations upon removal. This is followed by the thermal PRE with an increase of 4.02%.

When removing technologies with more residual production, hydro PRE and photovoltaic, their removal leads to an increase of 0.61% and a reduction of -1.62% of the CP, respectively. Photovoltaic PRE is thus the only technology whose removal leads to a decrease in CP, due to the very high *feed-in* tariff values that remunerate it.

Agradecimentos

Não foi fácil deixar a Madeira e vir para o Porto, viver pela primeira vez sozinho, num lugar novo, com pessoas novas, tudo diferente. Apesar das várias dificuldades, bons e maus momentos, foram 5 anos bem vividos e que valeram a pena. Assim, encerra-se uma fase da minha vida e parto para uma nova.

Gostaria de realçar que nada disto seria possível sem o apoio incondicional da minha família e amigos, destacando o meu colega David, que me acompanhou durante todo este percurso. A todos, um enorme obrigado, pois sem o vosso apoio, nada disto teria sido possível.

Por fim, resta-me agradecer ao professor João Paulo Tomé Saraiva pelo apoio prestado durante a realização desta dissertação.

Gonçalo Macedo

Conteúdo

1	Introdução	1
1.1	Estrutura do Documento	2
2	Mercados de Eletricidade	3
2.1	Evolução do setor elétrico	3
2.2	Modelos de Mercado	5
2.2.1	Mercado em <i>Pool</i>	6
2.2.2	Contratos Bilaterais	8
2.2.3	Modelo Misto	8
2.3	MIBEL — Mercado Ibérico de Eletricidade	9
2.3.1	OMI	10
2.3.2	Mercado Diário e Intradiaário	12
2.3.3	<i>Market Splitting</i>	14
2.4	Panorama Português em 2021	15
2.4.1	Preço de mercado	15
2.4.2	Potência Instalada	16
3	Produção em Regime Especial	19
3.1	Tecnologias de PRE	20
3.2	Impacto da PRE no Mercado	21
3.3	Tarifas <i>feed-in</i>	21
3.4	Estudos anteriores sobre o mesmo tema	22
3.4.1	Metodologia	22
3.4.2	Resultados	23
4	Metodologia Desenvolvida	25
4.1	Introdução	25
4.2	Tratamento inicial dos dados	25
4.2.1	Dados relativos ao mercado diário	25
4.2.2	Tarifas <i>feed-in</i> por tecnologia	26
4.2.3	Ficheiro com PRO e PRE por tecnologia no MIBEL	27
4.3	Metodologia implementada para simular a remoção de PRE	28
4.3.1	Curvas de compra e venda	28
4.3.2	Particularidades do código implementado	30
4.3.3	Determinação do ponto de interseção	32
4.3.4	Cálculo dos Custos de Produção	33
4.3.5	Cálculo do preço de mercado limite	34
4.3.6	Exemplo Demonstrativo (Hora 1 do dia 11 de dezembro de 2021)	35

5	Análise de Resultados	39
5.1	Considerações gerais sobre os resultados obtidos	40
5.1.1	Preço de mercado	40
5.1.2	Custo de Produção	40
5.2	Resultados Diários	41
5.2.1	22 de março	42
5.2.2	21 de junho	44
5.2.3	20 de setembro	46
5.2.4	20 de dezembro	49
5.3	Resultados Mensais	51
5.3.1	Janeiro	51
5.3.2	Fevereiro	53
5.3.3	Março	55
5.3.4	Abril	57
5.3.5	Maio	59
5.3.6	Junho	60
5.3.7	Julho	62
5.3.8	Agosto	64
5.3.9	Setembro	66
5.3.10	Outubro	68
5.3.11	Novembro	70
5.3.12	Dezembro	71
5.4	Resultado Anual	73
6	Conclusões	79
6.1	Trabalho futuro	80
A	Anexos	81
A.1	Resultados diários	81
A.1.1	22 de março	81
A.1.2	21 de junho	85
A.1.3	20 de setembro	88
A.1.4	20 de dezembro	91
A.2	Resultados Mensais	94
A.2.1	Janeiro	94
A.2.2	Fevereiro	97
A.2.3	Março	100
A.2.4	Abril	103
A.2.5	Maio	106
A.2.6	Junho	109
A.2.7	Julho	112
A.2.8	Agosto	115
A.2.9	Setembro	118
A.2.10	Outubro	121
A.2.11	Novembro	124
A.2.12	Dezembro	127

Lista de Figuras

2.1	Ilustração da estrutura verticalmente integrada do setor elétrico [1]	3
2.2	Modelo desagregado do setor elétrico [2]	4
2.3	Modelo de exploração do setor elétrico em <i>pool</i> [1]	7
2.4	Exemplo de funcionamento de um mercado em <i>Pool</i> simétrico [1]	7
2.5	Modelo misto de exploração do sistema elétrico [1]	8
2.6	Estrutura do grupo OMI [3]	10
2.7	Estrutura organizacional do Operador do mercado Ibérico [4]	12
2.8	Sequência cronológica de ações para planejar a operação para o próximo dia [4] .	13
2.9	Fluxograma do processo de formação de preços no MIBEL [1]	14
2.10	Acoplamento de mercados na fronteira Espanha/Portugal em 2021 [5]	15
2.11	Preço médio aritmético diário do MIBEL no ano 2021, comparado com o ano 2020 [5]	16
2.12	Evolução da potência instalada em Portugal [6]	17
2.13	Cobertura da procura por tecnologia em Portugal no ano de 2021 [7]	18
3.1	Satisfação do consumo referido a emissão em Portugal no ano de 2021 [8]	19
3.2	Impacto da PRE na formulação do preço de mercado [1]	21
3.3	Representação das aproximações lineares das curvas agregadas, considerando extração de determinada quantidade de PRE (Adaptado) [9]	23
4.1	Curvas de Mercado para a hora 1 do dia 14 de janeiro de 2021	29
4.2	Curvas de compra e venda consideradas pela metodologia implementada	30
4.3	Representação gráfica das curvas agregadas consideradas ao retirar PRE	30
4.4	Exemplo de como são guardados dos resultados obtidos para os Preços de Mercados	31
4.5	Exemplo de como são guardados dos resultados obtidos para o Custos de Produção	31
4.6	Esquema da lógica usada para determinar a interseção dos 2 segmentos de reta . .	33
5.1	Evolução do preço médio de mercado e tarifas <i>feed-in</i> ao longo de 2021	40
5.2	Variações percentuais do preço de mercado, perante a extração total ou parcial da PRE, dia 22 de março de 2021	42
5.3	Variações percentuais do custo de produção, perante a extração total ou parcial da PRE, dia 22 de março de 2021	43
5.4	Variações percentuais do preço de mercado em relação ao preço de mercado limite, dia 22 de março de 2021.png	44
5.5	Variações percentuais do preço de mercado, perante a extração total ou parcial da PRE, dia 21 de junho de 2021	45
5.6	Variações percentuais do custo de produção, perante a extração total ou parcial da PRE, dia 21 de junho de 2021	45

5.7	Variações percentuais do preço de mercado em relação ao preço de mercado limite, dia 21 de junho de 2021.png	46
5.8	Variações percentuais do preço de mercado, perante a extração total ou parcial da PRE, dia 20 de setembro de 2021	47
5.9	Variações percentuais do custo de produção, perante a extração total ou parcial da PRE, dia 20 de setembro de 2021	48
5.10	Variações percentuais do preço de mercado em relação ao preço de mercado limite, dia 20 de setembro de 2021.png	48
5.11	Variações percentuais do preço de mercado, perante a extração total ou parcial da PRE, dia 20 de dezembro de 2021	49
5.12	Variações percentuais do custo de produção, perante a extração total ou parcial da PRE, dia 20 de dezembro de 2021	50
5.13	Variações percentuais do preço de mercado em relação ao preço de mercado limite, dia 20 de dezembro de 2021.png	50
5.14	Variações percentuais do preço de mercado, perante a extração total ou parcial da PRE, janeiro de 2021	52
5.15	Variações percentuais do custo de produção, perante a extração total ou parcial da PRE, janeiro de 2021	53
5.16	Variações percentuais do preço de mercado, perante a extração total ou parcial da PRE, fevereiro de 2021	54
5.17	Variações percentuais do custo de produção, perante a extração total ou parcial da PRE, fevereiro de 2021	55
5.18	Variações percentuais do preço de mercado, perante a extração total ou parcial da PRE, março de 2021	56
5.19	Variações percentuais do custo de produção, perante a extração total ou parcial da PRE, março de 2021	56
5.20	Variações percentuais do preço de mercado, perante a extração total ou parcial da PRE, abril de 2021	58
5.21	Variações percentuais do custo de produção, perante a extração total ou parcial da PRE, abril de 2021	58
5.22	Variações percentuais do preço de mercado, perante a extração total ou parcial da PRE, maio de 2021	60
5.23	Variações percentuais do custo de produção, perante a extração total ou parcial da PRE, maio de 2021	60
5.24	Variações percentuais do preço de mercado, perante a extração total ou parcial da PRE, junho de 2021	61
5.25	Variações percentuais do custo de produção, perante a extração total ou parcial da PRE, junho de 2021	62
5.26	Variações percentuais do preço de mercado, perante a extração total ou parcial da PRE, julho de 2021	63
5.27	Variações percentuais do custo de produção, perante a extração total ou parcial da PRE, julho de 2021	64
5.28	Variações percentuais do preço de mercado, perante a extração total ou parcial da PRE, agosto de 2021	65
5.29	Variações percentuais do custo de produção, perante a extração total ou parcial da PRE, agosto de 2021	65
5.30	Variações percentuais do preço de mercado, perante a extração total ou parcial da PRE, setembro de 2021	67

5.31	Variações percentuais do custo de produção, perante a extração total ou parcial da PRE, setembro de 2021	67
5.32	Variações percentuais do preço de mercado, perante a extração total ou parcial da PRE, outubro de 2021	69
5.33	Variações percentuais do custo de produção, perante a extração total ou parcial da PRE, outubro de 2021	69
5.34	Variações percentuais do preço de mercado, perante a extração total ou parcial da PRE, novembro de 2021	70
5.35	Variações percentuais do custo de produção, perante a extração total ou parcial da PRE, novembro de 2021	71
5.36	Variações percentuais do preço de mercado, perante a extração total ou parcial da PRE, dezembro de 2021	72
5.37	Variações percentuais do custo de produção, perante a extração total ou parcial da PRE, dezembro de 2021	73
5.38	Porcentagem de horas mensais em que o preço de mercado aumenta com a remoção da PRE, no ano de 2021	74
5.39	Variação percentual do Custo de Produção mensal relativamente ao cenário com PRE	76
5.40	Porcentagem de horas mensais em que o custo de produção diminui com a remoção da PRE, no ano de 2021	77

Lista de Tabelas

3.1	Potência instalada por tecnologia de PRE para cada mês de 2021 [10]	20
3.2	Preço médio pago por Tecnologia de PRE (€/MWh) no ano de 2021[10]	22
4.1	Cálculo do novo valor das Tarifas <i>feed-in</i> no grupo Eólica para o mês de junho de 2021	27
4.2	Valores médios mensais e anual médio das Tarifas <i>feed-in</i> (€/MWh) por grupo de Tecnologia	27
4.3	Segmentos de reta e pontos que definem os seus extremos, usados no cálculo do novo preço de mercado para o cenário onde é removida a PRE Eólica	36
4.4	Valores de produção e tarifas <i>feed in</i> , hora 1 do dia 11 de dezembro de 2021	36
4.5	Resultados dos preços de mercado, custos de produção e respetivas variações percentuais relativamente ao cenário com PRE	37
5.1	Preço médio de mercado, custo de produção e respetivas variações percentuais relativamente ao cenário com PRE em janeiro 2021	51
5.2	Preço médio de mercado, custo de produção e respetivas variações percentuais relativamente ao cenário com PRE em fevereiro 2021	54
5.3	Preço médio de mercado, custo de produção e respetivas variações percentuais relativamente ao cenário com PRE em março 2021	55
5.4	Preço médio de mercado, custo de produção e respetivas variações percentuais relativamente ao cenário com PRE em abril 2021	57
5.5	Preço médio de mercado, custo de produção e respetivas variações percentuais relativamente ao cenário com PRE em maio 2021	59
5.6	Preço médio de mercado, custo de produção e respetivas variações percentuais relativamente ao cenário com PRE em junho 2021	61
5.7	Preço médio de mercado, custo de produção e respetivas variações percentuais relativamente ao cenário com PRE em julho 2021	63
5.8	Preço médio de mercado, custo de produção e respetivas variações percentuais relativamente ao cenário com PRE em agosto 2021	64
5.9	Preço médio de mercado, custo de produção e respetivas variações percentuais relativamente ao cenário com PRE em setembro 2021	66
5.10	Preço médio de mercado, custo de produção e respetivas variações percentuais relativamente ao cenário com PRE em outubro 2021	68
5.11	Preço médio de mercado, custo de produção e respetivas variações percentuais relativamente ao cenário com PRE em novembro 2021	70
5.12	Preço médio de mercado, custo de produção e respetivas variações percentuais relativamente ao cenário com PRE em dezembro 2021	72

5.13	Preços de mercado médios mensais (€), com PRE e sem PRE total ou por tecnologia, em 2021	74
5.14	Custos totais de produção mensal (M€), com PRE e sem PRE total ou por tecnologia, em 2021	75
5.15	Valores médios para os preços de mercado e preço de mercado limite, e custo de produção total anuais para cada cenário	78
A.1	Preço de mercado limite (€/MWh) por hora, para cada tecnologia de PRE removida, dia 22 de março de 2021	82
A.2	Preço de mercado (€/MWh) e variação percentual do mesmo em relação ao preço no cenário com PRE no dia 22 de março de 2021	83
A.3	Custo de produção (€) e variação percentual do mesmo em relação ao preço no cenário com PRE no dia 22 de março de 2021	84
A.4	Preço de mercado limite (€/MWh) por hora, para cada tecnologia de PRE removida, dia 21 de junho de 2021	85
A.5	Preço de mercado (€/MWh) e variação percentual do mesmo em relação ao preço no cenário com PRE no dia 21 de junho de 2021	86
A.6	Custo de produção (€) e variação percentual do mesmo em relação ao preço no cenário com PRE no dia 21 de junho de 2021	87
A.7	Preço de mercado limite (€/MWh) por hora, para cada tecnologia de PRE removida, dia 20 de setembro de 2021	88
A.8	Preço de mercado (€/MWh) e variação percentual do mesmo em relação ao preço no cenário com PRE no dia 20 de setembro de 2021	89
A.9	Custo de produção (€) e variação percentual do mesmo em relação ao preço no cenário com PRE no dia 20 de setembro de 2021	90
A.10	Preço de mercado limite (€/MWh) por hora, para cada tecnologia de PRE removida, dia 20 de dezembro de 2021	91
A.11	Preço de mercado (€/MWh) e variação percentual do mesmo em relação ao preço no cenário com PRE no dia 20 de dezembro de 2021	92
A.12	Custo de produção (€) e variação percentual do mesmo em relação ao preço no cenário com PRE no dia 20 de dezembro de 2021	93
A.13	Preço de mercado limite médio diário (€/MWh), para todos os cenários de remoção de PRE, janeiro de 2021	94
A.14	Preço de mercado médio diário (€/MWh) para todos os cenários de remoção de PRE e respectivas variações percentuais relativamente ao cenário com PRE, janeiro de 2021	95
A.15	Custo de produção total diário (€/MWh) para todos os cenários de remoção de PRE e respectivas variações percentuais relativamente ao cenário com PRE, janeiro de 2021	96
A.16	Preço de mercado limite médio diário (€/MWh), para todos os cenários de remoção de PRE, fevereiro de 2021	97
A.17	Preço de mercado médio diário (€/MWh) para todos os cenários de remoção de PRE e respectivas variações percentuais relativamente ao cenário com PRE, fevereiro de 2021	98
A.18	Custo de produção total diário (€/MWh) para todos os cenários de remoção de PRE e respectivas variações percentuais relativamente ao cenário com PRE, fevereiro de 2021	99
A.19	Preço de mercado limite médio diário (€/MWh), para todos os cenários de remoção de PRE, março de 2021	100

A.20 Preço de mercado médio diário (€/MWh) para todos os cenários de remoção de PRE e respetivas variações percentuais relativamente ao cenário com PRE, março de 2021	101
A.21 Custo de produção total diário (€/MWh) para todos os cenários de remoção de PRE e respetivas variações percentuais relativamente ao cenário com PRE, março de 2021	102
A.22 Preço de mercado limite médio diário (€/MWh), para todos os cenários de remoção de PRE, abril de 2021	103
A.23 Preço de mercado médio diário (€/MWh) para todos os cenários de remoção de PRE e respetivas variações percentuais relativamente ao cenário com PRE, abril de 2021	104
A.24 Custo de produção total diário (€/MWh) para todos os cenários de remoção de PRE e respetivas variações percentuais relativamente ao cenário com PRE, abril de 2021	105
A.25 Preço de mercado limite médio diário (€/MWh), para todos os cenários de remoção de PRE, maio de 2021	106
A.26 Preço de mercado médio diário (€/MWh) para todos os cenários de remoção de PRE e respetivas variações percentuais relativamente ao cenário com PRE, maio de 2021	107
A.27 Custo de produção total diário (€/MWh) para todos os cenários de remoção de PRE e respetivas variações percentuais relativamente ao cenário com PRE, maio de 2021	108
A.28 Preço de mercado limite médio diário (€/MWh), para todos os cenários de remoção de PRE, junho de 2021	109
A.29 Preço de mercado médio diário (€/MWh) para todos os cenários de remoção de PRE e respetivas variações percentuais relativamente ao cenário com PRE, junho de 2021	110
A.30 Custo de produção total diário (€/MWh) para todos os cenários de remoção de PRE e respetivas variações percentuais relativamente ao cenário com PRE, junho de 2021	111
A.31 Preço de mercado limite médio diário (€/MWh), para todos os cenários de remoção de PRE, julho de 2021	112
A.32 Preço de mercado médio diário (€/MWh) para todos os cenários de remoção de PRE e respetivas variações percentuais relativamente ao cenário com PRE, julho de 2021	113
A.33 Custo de produção total diário (€/MWh) para todos os cenários de remoção de PRE e respetivas variações percentuais relativamente ao cenário com PRE, julho de 2021	114
A.34 Preço de mercado limite médio diário (€/MWh), para todos os cenários de remoção de PRE, agosto de 2021	115
A.35 Preço de mercado médio diário (€/MWh) para todos os cenários de remoção de PRE e respetivas variações percentuais relativamente ao cenário com PRE, agosto de 2021	116
A.36 Custo de produção total diário (€/MWh) para todos os cenários de remoção de PRE e respetivas variações percentuais relativamente ao cenário com PRE, agosto de 2021	117
A.37 Preço de mercado limite médio diário (€/MWh), para todos os cenários de remoção de PRE, setembro de 2021	118

A.38 Preço de mercado médio diário (€/MWh) para todos os cenários de remoção de PRE e respectivas variações percentuais relativamente ao cenário com PRE, setembro de 2021	119
A.39 Custo de produção total diário (€/MWh) para todos os cenários de remoção de PRE e respectivas variações percentuais relativamente ao cenário com PRE, setembro de 2021	120
A.40 Preço de mercado limite médio diário (€/MWh), para todos os cenários de remoção de PRE, outubro de 2021	121
A.41 Preço de mercado médio diário (€/MWh) para todos os cenários de remoção de PRE e respectivas variações percentuais relativamente ao cenário com PRE, outubro de 2021	122
A.42 Custo de produção total diário (€/MWh) para todos os cenários de remoção de PRE e respectivas variações percentuais relativamente ao cenário com PRE, outubro de 2021	123
A.43 Preço de mercado limite médio diário (€/MWh), para todos os cenários de remoção de PRE, novembro de 2021	124
A.44 Preço de mercado médio diário (€/MWh) para todos os cenários de remoção de PRE e respectivas variações percentuais relativamente ao cenário com PRE, novembro de 2021	125
A.45 Custo de produção total diário (€/MWh) para todos os cenários de remoção de PRE e respectivas variações percentuais relativamente ao cenário com PRE, novembro de 2021	126
A.46 Preço de mercado limite médio diário (€/MWh), para todos os cenários de remoção de PRE, dezembro de 2021	127
A.47 Preço de mercado médio diário (€/MWh) para todos os cenários de remoção de PRE e respectivas variações percentuais relativamente ao cenário com PRE, dezembro de 2021	128
A.48 Custo de produção total diário (€/MWh) para todos os cenários de remoção de PRE e respectivas variações percentuais relativamente ao cenário com PRE, dezembro de 2021	129

Abreviaturas e Símbolos

CP	Custos de Produção
EDP	Eletricidade de Portugal
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
FTR	Contratos de Transferência de Riscos
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
MIBGAS	Operador do Mercado Grossista de Gás Natural da Península Ibérica
OM	Operador de Mercado
OMEL	Operador do Mercado Elétrico — Polo Espanhol
OMI	Operador do Mercado Ibérico
OMIClear	Sociedade de Compensação de Mercados de Energia
OMIE	Operador do Mercado Ibérico de Energia — Polo Espanhol
OMIP	Operador do Mercado Ibérico de Energia — Polo Português
OS	Operador de Sistema
PM	Preços de Mercado
PM_{limite}	Preços de Mercado limite
PRE	Produção em Regime Especial
PRO	Produção em regime Ordinário
REE	Rede Elétrica de Espanha
SEI	Sistema Elétrico Independente
SEN	Sistema elétrico nacional
SENV	Sistema Elétrico Não Vinculado
SEP	Sistema Elétrico de Serviço Público

Capítulo 1

Introdução

Em Portugal, parte da produção de energia elétrica proveniente de fontes renováveis está enquadrada por legislação específica, sendo classificada como Produção em Regime Especial (PRE). A PRE tem ocupado cada vez mais espaço no *mix* energético nacional, devido às tarifas atrativas que possui e à crescente preocupação ambiental, que impulsionou avanços tecnológicos na exploração destas fontes, permitindo a sua exploração de forma mais barata e eficiente. Para além de tecnologias que utilizam recursos renováveis, a PRE inclui outros tipos de produção como por biomassa e cogeração.

O mercado de eletricidade em Portugal é partilhado com Espanha, constituindo o Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL). No modelo de mercado em *pool* praticado no MIBEL, a PRE é considerada a preço zero, garantindo o seu despacho. A restante produção, classificada como Produção em Regime Ordinário (PRO), será paga ao preço de mercado, enquanto a PRE é paga pelas tarifas *feed-in*.

Esta dissertação visa analisar o impacto da PRE no custo de produção da energia elétrica em Portugal para o ano de 2021. Para tal serão utilizados dados dos preços reais de mercado, propostas de compra e venda de energia e as quantidades produzidas por tecnologia de modo a estimar os preços de mercado na inexistência da PRE ou eliminação da PRE por tecnologia. Com os novos valores de preço de mercado, valores da PRO, da PRE e os valores das tarifas *feed-in* por tecnologia, será por fim estimado o custo de produção da energia elétrica.

Assim, pode ser analisado o impacto quer total, quer por tecnologia da PRE no custo de produção, comparando-o com o custo real, quando a mesma é considerada, e retirar conclusões acerca da sua relevância. Esta análise será realizada para vários períodos temporais, começando por resultados diários, mensais e finalmente anuais, de modo a obter uma análise mais pormenorizada.

Considerando estudos realizados para anos anteriores, foi possível verificar que a presença da PRE tende a encarecer o custo da produção de energia elétrica, apesar de reduzir o preço do mercado. Em 2021, ocorreu um aumento gradual do preço de mercado, tendo este ultrapassado o preço associado às tarifas *feed-in*. Assim, assistimos a uma alteração do paradigma em relação a anos anteriores que pode originar alterações relevantes e significativas, tornando ainda mais relevante fazer a estimativa do impacto da PRE no custo de produção em 2021.

1.1 Estrutura do Documento

Para além da introdução presente neste capítulo, este documento contém mais 5 capítulos. No capítulo 2, é apresentado o contexto histórico da formação dos mercados de eletricidade em Portugal, tal como a sua estrutura e funcionamento. No capítulo 3, é descrita com mais detalhe a PRE. No capítulo 4 é descrita a metodologia a utilizar. No capítulo 5 são analisados os resultados obtidos. Finalmente, no capítulo 6 são expostas as conclusões e considerações finais sobre o trabalho realizado, bem como recomendações para trabalhos futuros.

Capítulo 2

Mercados de Eletricidade

2.1 Evolução do setor elétrico

O setor elétrico tem evoluído ao longo dos anos devido às alterações nas necessidades de carga e às evoluções tecnológicas. Inicialmente, as redes elétricas eram de pequena escala, mas com o aumento da demanda e a difusão das tecnologias para o público em geral, as necessidades de carga aumentaram e determinaram a evolução da rede elétrica. Os grandes centros produtores, como os hidroelétricos, estavam distantes dos locais de consumo, o que levou ao desenvolvimento de redes de transporte de energia elétrica. As longas distâncias dessas redes determinaram a utilização de níveis de tensão cada vez mais altos, de modo a reduzir as perdas [1]. O desenvolvimento das redes de transporte também possibilitou o surgimento de ligações entre redes elétricas de diferentes países, o que proporcionou melhores condições de segurança e fiabilidade. Posteriormente, essas ligações também permitiram o surgimento de mercados interligados, como o MIBEL.

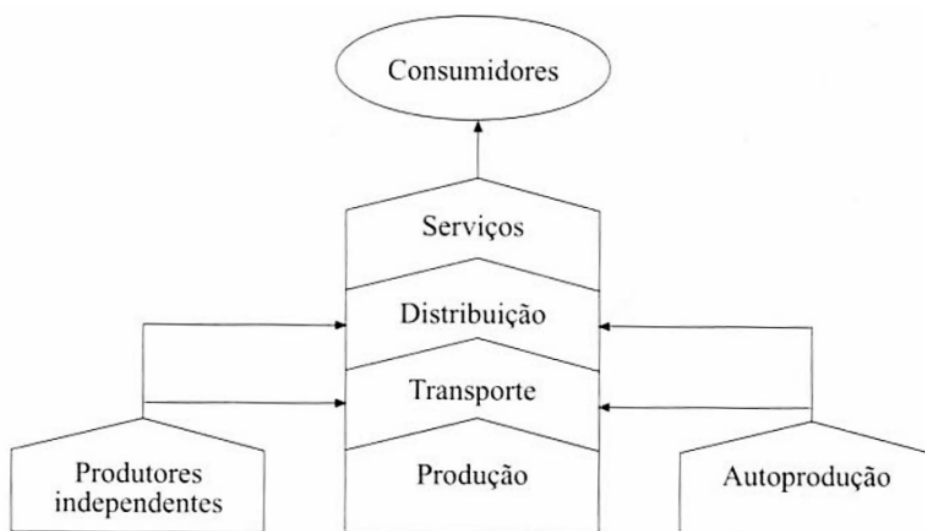


Figura 2.1: Ilustração da estrutura verticalmente integrada do setor elétrico [1]

Até 1975, o setor da eletricidade em Portugal era controlado por catorze empresas privadas, que detinham os direitos de exploração da produção, transporte e distribuição de energia no país através de concessões realizadas pelo governo. Esta situação levantava problemas de sobreposição de redes e diversidade de tarifas, o que levou à nacionalização dessas empresas e verticalização do setor em 1975 com a criação da EDP (Eletricidade de Portugal) como o único operador no setor e tendo como principal objetivo estabelecer e explorar o serviço público de produção, transporte e distribuição de energia elétrica em Portugal. A estrutura verticalmente integrada, representada na Figura 2.1, impedia a competição [4] e levantava problemas de gestão, devido à inexistência de uma entidade reguladora [1].

A reestruturação do sistema elétrico em Portugal, representada na Figura 2.2, foi influenciada por vários fatores, incluindo o desenvolvimento tecnológico, novas políticas regulatórias e a crescente preocupação ambiental. Como resultado, as atividades de produção, transporte e distribuição de energia elétrica passaram a ser geridas por entidades separadas, criando um sistema elétrico de serviço público e um sistema independente operando segundo lógicas de mercado. Esta mudança levou a que o anterior regime de monopólio fosse substituído, introduzindo-se vários agentes no mercado, dando aos consumidores um maior poder de decisão.

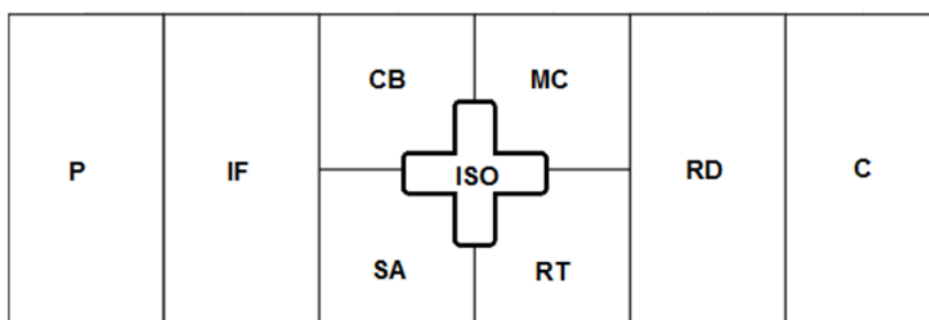


Figura 2.2: Modelo desagregado do setor elétrico [2]

As atividades de produção (P), comercialização (C) e intermediação financeira (IF) são altamente competitivas devido ao grande número de agentes envolvidos. As atividades de rede de transporte (RT) e de rede distribuição (RD), por outro lado, são exercidas em regime de monopólio natural regulado e são exclusivas a empresas, por concessões governamentais. Embora exista apenas uma empresa responsável por cada rede, estas são reguladas em termos de tarifas e qualidade de serviço. A zona central apresentada na Figura 2.2 inclui atividades que eram anteriormente incluídas no setor de transporte, sendo estas [2]:

- **Contratos Bilaterais (CB):** contratos de natureza física ou financeira, estabelecidos diretamente entre produtores e comercializadores ou clientes elegíveis. Nestes contratos, são estabelecidos acordos quanto ao preço, quantidade de energia a ser produzida ou consumida e duração do contrato;

- **Mercados Centralizados (MC):** correspondem a entidades que recebem ofertas de compra e venda de energia elétrica, tipicamente para períodos do dia seguinte, com as propostas incluindo valores de potência e preços mínimos ou máximos, de modo a construir as curvas agregadas correspondentes às ofertas de venda e de compra e a partir da interseção das mesmas, obter o preço de mercado para o período em questão;
- **Rede de Transporte (RT):** entidade responsável pela construção, manutenção e exploração da rede de transporte de energia elétrica e que opera em regime de monopólio natural. Esta é remunerada por Tarifas de Uso das Redes;
- **Independent System Operator (ISO):** entidade responsável por garantir a viabilidade da exploração da rede de transporte, tendo em conta o despacho resultante do mercado e informações dos contratos bilaterais estabelecidos. Também é responsável por avaliar a viabilidade técnica do conjunto de contratos bilaterais e despacho para cada período do dia seguinte e procurando resolver eventuais situações de congestionamento;
- **Serviços Auxiliares (SA):** são entidades que fornecem serviços adicionais necessários para o bom funcionamento de uma rede de energia, garantindo a estabilidade e a confiabilidade da rede. Estes incluem reservas de energia, produção de potência reativa e controlo de tensão. Os serviços podem ser contratados por mercados específicos ou podem ser regulamentados, sendo estabelecidos níveis mínimos obrigatórios para participar no mercado.

Em 1988, o sector começou a ser liberalizado, permitindo a produção independente de fontes renováveis ou por cogeração. Posteriormente, em 1995, com a publicação dos Dec. Lei 182 a 188 de 27 de julho, o sistema elétrico passou a ser constituído pelo Sistema Elétrico de Serviço Público (SEP) e o Sistema Elétrico Independente (SEI). O SEP manteve a obrigação de fornecimento de energia e o princípio da uniformidade tarifária em todo o território, enquanto o SEI incluía o Sistema Elétrico Não Vinculado (SENV) e a Produção em Regime Especial (PRE) [11]. A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) também foi consagrada em 1995 [11].

Em 2000 ocorreu uma privatização parcial da EDP, com o Estado perdendo a maioria do seu capital, sendo criada a REN (Redes Energéticas Nacionais) como um operador independente de transporte de energia elétrica [11].

Por fim, em 2007, foi instituído o Mercado Ibérico de Eletricidade, permitindo a comercialização de energia elétrica entre Portugal e Espanha [11].

2.2 Modelos de Mercado

Os mercados de eletricidade são plataformas onde é possível comprar e vender energia elétrica. Eles funcionam com base na lei da oferta e da procura, ou seja, o preço da energia é determinado pelo equilíbrio entre a quantidade de energia disponível para ser vendida e a quantidade de energia que os compradores estão dispostos a adquirir.

A desverticalização do setor elétrico, ou seja, o processo de separação das atividades de produção, transmissão, distribuição e comercialização da energia, levou ao surgimento de novos modelos de mercado baseados na relação entre os consumidores e os produtores ou comercializadores de energia. Estes novos modelos permitem que os consumidores escolham de quem comprar a energia e permitem aos produtores ou comercializadores competirem entre si para oferecer os preços mais atrativos [12].

2.2.1 Mercado em *Pool*

O mercado em *pool* funciona por meio de licitações diárias antecipadas, também conhecido como *day-ahead market*. Neste tipo de mercado, os geradores apresentam propostas de venda de energia, incluindo o preço mínimo, que estão dispostos a aceitar e a quantidade de energia que têm disponível para vender. No que lhe concerne, as empresas distribuidoras, comercializadores e outros clientes elegíveis apresentam propostas de compra, indicando o preço máximo, que estão dispostos a pagar e a quantidade de energia desejada. O mercado em *pool* combina essas propostas para determinar os valores de energia despachada e o preço de mercado para o dia seguinte. Este modelo de mercado considera as previsões de carga e produção de energia e permite obter um equilíbrio entre a oferta e a procura de energia [12].

Neste tipo de mercado, os preços são determinados pela oferta e procura de energia, podendo assim ser voláteis e imprevisíveis, pois dependem dos custos marginais a curto prazo, que podem variar conforme as condições de carga, geradores disponíveis e outros fatores. Isso pode expor tanto os produtores quanto os comercializadores a situações desfavoráveis.

O Operador de Mercado (OM) e o Operador de Sistema (OS) são as entidades principais que coordenam a exploração deste modelo de mercado. O OM recebe as propostas de compra e venda e encarrega-se de as organizar, de forma decrescente e crescente do seu preço, respetivamente, de modo a obter as curvas agregadas das compras e das vendas e obter o despacho ótimo para cada período temporal. O OS analisa a viabilidade técnica dos despachos obtidos para cada intervalo do dia seguinte, avaliando a possibilidade de ocorrência de congestionamentos e procede à contratação de serviços auxiliares (por exemplo, relativos às reservas e controlo de frequência), caso necessários. Aquando da ocorrência de congestionamento, é necessária a ação conjunta do OM e do OS para resolver a situação e garantir a operação do sistema [13]. Estas relações são apresentadas na Figura 2.3.

O mercado em *pool* pode ser simétrico ou assimétrico. No *pool* assimétrico a carga é considerada inelástica, tendo a obrigatoriedade de ser alimentada na totalidade, sendo apenas consideradas as propostas de venda dos geradores. Para obter o preço de mercado, basta ordenar as propostas dos geradores por ordem crescente do seu preço e obter o preço correspondente pela interseção dessa curva com a linha vertical associada à carga prevista a ser alimentada no período horário. As propostas de venda que se encontrarem à esquerda do ponto correspondente ao preço de mercado são aceites e são todas pagas ao preço de mercado, enquanto as que se encontrarem à direita deste ponto são rejeitadas.

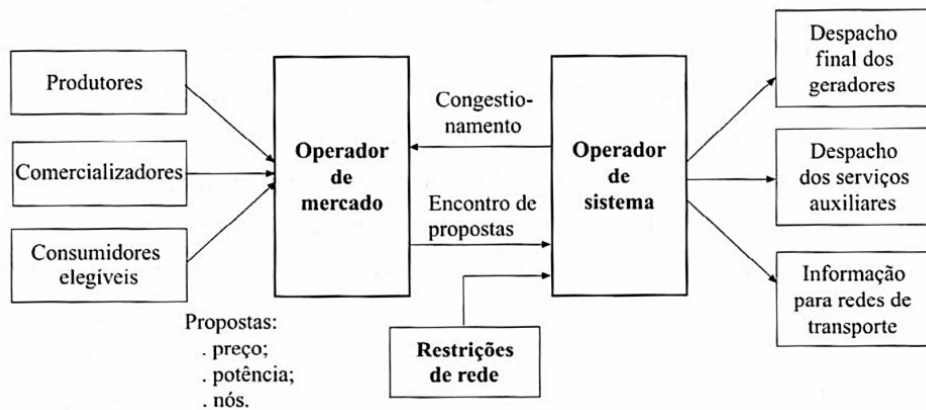


Figura 2.3: Modelo de exploração do setor elétrico em *pool* [1]

No mercado em *pool* simétrico, representado na Figura 2.4, são consideradas propostas de venda e propostas de compra. As propostas de compra são ordenadas de forma decrescente do seu preço e as de venda por ordem crescente do seu preço e o ponto de intercessão entre as duas curvas agregadas permite obter o preço de mercado e a quantidade de energia negociada. Este preço será pago a todos os geradores cujas propostas de venda se encontram à esquerda do ponto de fecho de mercado. O modelo de mercado em *pool* simétrico tem a particularidade de considerar a carga elástica, isto significando que não é obrigatório alimentar a totalidade da carga que apresenta propostas de compra num determinado período.

É ainda importante referir que as propostas de venda podem ser simples ou complexas. As propostas simples indicam apenas o dia e hora, preço e quantidade de energia. Já as propostas complexas englobam estas e outras informações adicionais como condições técnicas e económicas associadas, por exemplo, à operação de geradores térmicos [13].

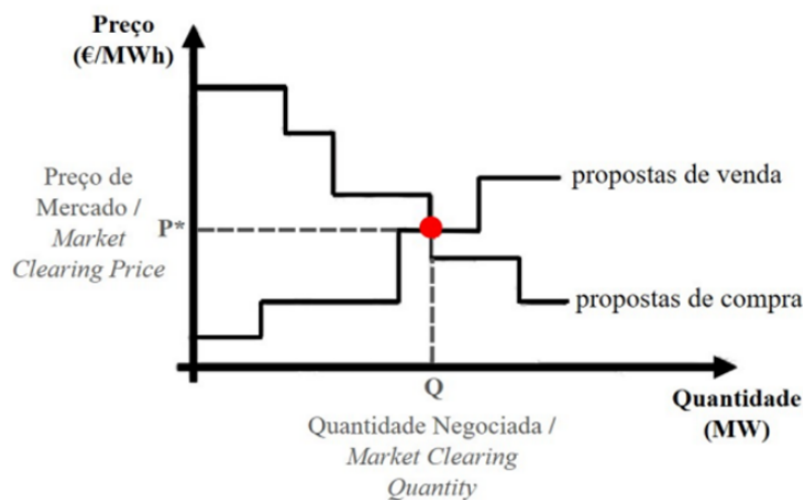


Figura 2.4: Exemplo de funcionamento de um mercado em *Pool* simétrico [1]

2.2.2 Contratos Bilaterais

As empresas produtoras de energia têm a liberdade de estabelecer contratos de compra e venda de energia elétrica com empresas distribuidoras, clientes e consumidores elegíveis [1]. Esses contratos podem ser de natureza física ou financeira.

Os contratos de natureza física especificam a duração, quantidade, preço e qualidade da energia elétrica negociada e eliminam o fator de risco presente no mercado em *pool*. Isso significa que as empresas produtoras e os compradores de energia acordam os termos do contrato com antecedência, garantindo assim um preço e uma quantidade de energia estabelecidos [2].

Por outro lado, os contratos financeiros não envolvem a entrega física de energia, mas sim o pagamento de um valor pelo direito ao uso de uma determinada quantidade de energia num período específico. Eles são usados para proteger os intervenientes contra flutuações de preço no mercado em *pool*, permitindo que as empresas protejam os seus lucros e estabilizem os seus custos [2].

Desta forma, pode-se afirmar que os contratos bilaterais ajudam a estabilizar os preços da eletricidade, diminuem a possibilidade de exercício do poder de mercado e reduzem os riscos associados às flutuações de preço e demanda [14].

2.2.3 Modelo Misto

O modelo misto combina os dois mecanismos descritos anteriormente para aproveitar as vantagens de ambas as soluções, criando um modelo de mercado mais completo e flexível, fornecendo também mais opções de escolha para os agentes [4]. Este modelo permite que sejam utilizados elementos do modelo em *pool* e dos contratos bilateral, permitindo mais opções de escolha, maior flexibilidade e adaptabilidade às necessidades dos participantes do mercado.

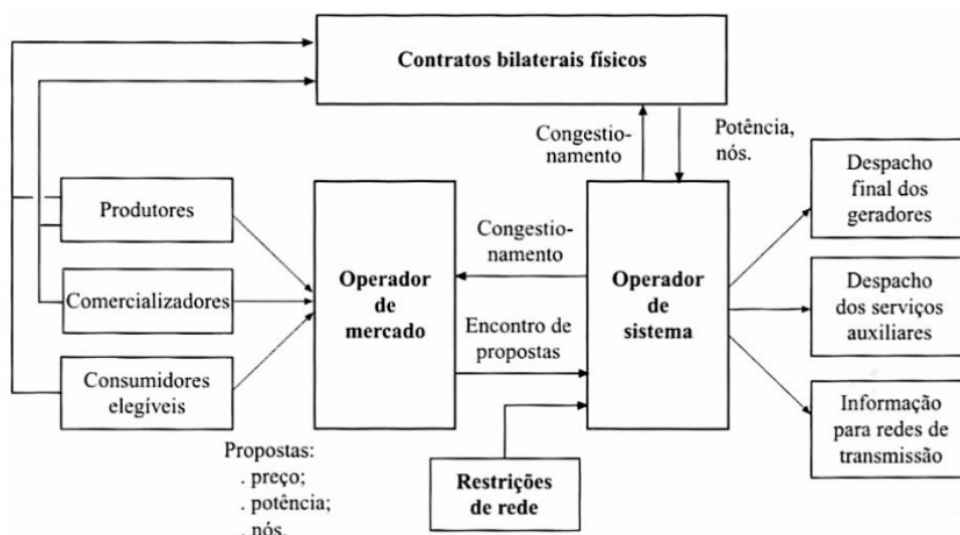


Figura 2.5: Modelo misto de exploração do sistema elétrico [1]

Este modelo, representado na figura 2.5, é mais utilizado atualmente por vários países, incluindo Portugal e Espanha no seu mercado integrado (MIBEL) [1].

Apesar da negociação de contratos bilaterais ser estabelecida diretamente entre os compradores e vendedores, o OS tem acesso a informações técnicas, como os nós da rede envolvidos, sem interferir nas demais condições contratuais. É responsabilidade do OS gerir os despachos, avaliando possíveis congestionamentos ou violações de outros requisitos, de modo a garantir o bom funcionamento do sistema. Além disso, é possível incluir a opção de contratos bilaterais financeiros, o que torna o modelo ainda mais completo e competitivo [4].

2.3 MIBEL — Mercado Ibérico de Eletricidade

As negociações para formação do MIBEL iniciaram-se no fim da década de 1990, sendo o acordo inicial assinado pelos governos de Portugal e Espanha em novembro de 2001 e com previsão para início em 2003. Entretanto, esta previsão foi adiada e em 2004 iniciou-se o mercado a prazo e o mercado comum diário a 1 de julho de 2007 [11]. Em maio de 2014, o MIBEL foi integrado nos restantes mercados europeus de eletricidade [13]. A par do início do mercado comum diário, a capacidade de interligação das redes elétricas entre Portugal e Espanha foi sendo gradualmente aumentada, de modo que as situações de congestionamento nas interligações, e consequente *market splitting*, têm vindo a diminuir [11].

De modo a suportar do ponto de vista legal a ação dos agentes nacionais no MIBEL, a legislação publicada em 1995 foi revogada, sendo publicado o Dec Lei 29/2006 de 15 de fevereiro, transpondo a Diretiva EU/2003/54 de 26 de julho. Este decreto estabeleceu o Sistema Elétrico Nacional (SEN) como composto por quatro atividades fundamentais: produção (PRE e PRO), comercialização, transporte e distribuição. Além disso, este decreto estabeleceu o regime jurídico aplicável a cada uma dessas atividades e as condições de acesso e exercício dessas atividades. Também foi criado um órgão regulador independente, a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), encarregado de assegurar o cumprimento das normas do mercado elétrico e de proteger os direitos dos consumidores[11].

O MIBEL é o responsável por supervisionar os mercados de energia na Espanha e em Portugal. Neste existe um mercado do tipo *spot*, que inclui *day-ahead market*, bem como mercado intradiário por sessões e um outro com caráter contínuo a nível Europeu [15].

Os principais objetivos do MIBEL são [16]:

- Beneficiar os consumidores de eletricidade dos dois países, através do processo de integração dos respetivos sistemas elétricos;
- Estruturar o funcionamento do mercado com base nos princípios da transparência, livre concorrência, objetividade, liquidez, autofinanciamento e auto-organização;
- Favorecer o desenvolvimento do mercado de eletricidade de ambos os países, com a existência de uma metodologia única e integrada, para toda a península ibérica, de definição dos preços de referência;

- Permitir a todos os participantes o livre acesso ao mercado, em condições de igualdade de direitos e obrigações, transparência e objetividade;
- Favorecer a eficiência económica das empresas do sector elétrico, promovendo a livre concorrência entre as mesmas.

No MIBEL existem diversas entidades responsáveis pela regulação do sistema elétrico a nível técnico e económico. Em Portugal, a Rede Elétrica Nacional (REN) exerce a função de Operador de Sistema, enquanto na Espanha essa função é desempenhada pela Rede Elétrica de Espanha (REE).

2.3.1 OMI

O Operador do Mercado Ibérico (OMI) foi criado como entidade responsável por coordenar e supervisionar o funcionamento do mercado de energia elétrica na Península Ibérica. Ele é composto por duas sociedades acionistas, a OMEL (Operador do Mercado Ibérico de Energia - Polo espanhol) e a OMIP SGPS (Operador do Mercado Ibérico de Energia - Polo português). Cada uma destas empresas possui 50% das sociedades gestoras do mercado de energia elétrica da Península Ibérica [3].

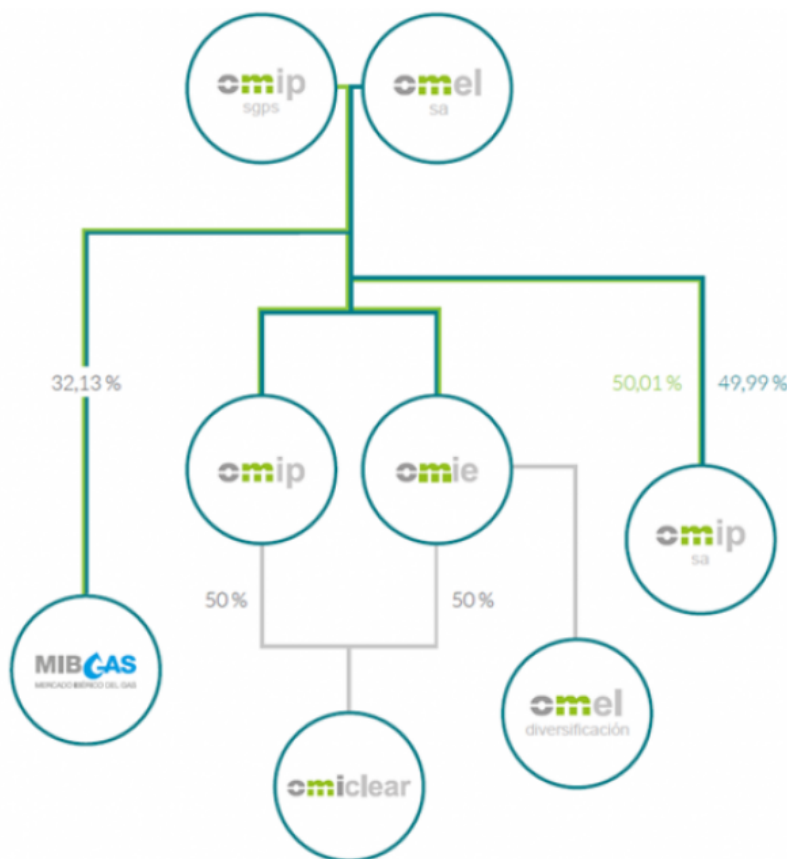


Figura 2.6: Estrutura do grupo OMI [3]

A União Europeia estabeleceu um enquadramento regulatório para o setor elétrico até 2030, baseado em mercados transfronteiriços de energia marginalistas. Neste contexto, o OMIE (OMI - Polo Espanhol) é responsável pela gestão do mercado grossista de energia elétrica diário e intradiário, incluindo a realização de leilões intradiários envolvendo Portugal e Espanha e a participação no mercado intradiário contínuo existente a nível europeu desde junho de 2018 [17]. Já a OMI Polo Português (OMIP SGMR) é responsável pela gestão do mercado a prazo [18]. Além disso, estas sociedades gestoras detêm 50% das ações da OMIClear (Sociedade de Compensação de Mercados de Energia). A estrutura do grupo OMI está representada na Figura 2.6.

O OMIP é um operador de mercado regulamentado que, em conjunto com a Câmara de Compensação OMIClear, fornece uma plataforma de negociação para produtos energéticos no mercado. Como instituição, a atividade do OMIP está sujeita a supervisão conforme a legislação e regulamentação aplicáveis ao setor financeiro, tanto a nível nacional como europeu [19].

No âmbito do Mercado de Derivados, são oferecidos produtos com subjacente de energia elétrica e gás natural que podem ser negociados e entregues em Portugal, Espanha, França e Alemanha. Estes produtos incluem futuros, *forwards*, *swaps*, opções e FTR (Contratos de Transferência de Riscos). Eles são negociados diariamente por agentes sediados em Portugal, Espanha, noutros países Europeus e fora da Europa [19].

Além de participar no Mercado de Derivados, o OMIP oferece serviços de desenvolvimento, implantação, gestão e operação de soluções de mercado em várias áreas, incluindo energia e telecomunicações. No mercado retalhista de energia, o OMIP fornece serviços no âmbito do processo de mudança de comercializador de energia elétrica [19].

A OMIClear é responsável por aceitar contratos de compensação e liquidação de derivados de operações de compra e venda de energia elétrica negociadas nos leilões e no mercado contínuo do OMIP, bem como contratos bilaterais registados na própria OMIClear. Além disso, ela é responsável pela compensação de contratos futuros, *swaps*, *forwards* e opções com vencimentos diferentes, incluindo contratos com perfis-base, pico ou solar e com liquidação financeira ou entrega física [18].

O OMIP faz parte do Grupo OMI, que também inclui a OMIClear e o OMIE. As empresas *holding* OMEL e OMIP SGPS também participam na MIBGAS, operador do mercado grossista de gás natural da Península Ibérica [3].

A OMEL possui 50% das ações das duas empresas de gestão do mercado de energia elétrica na Península Ibérica: OMIE e OMIP. A principal atividade da OMEL é administrar os interesses sociais que possui, direta ou indiretamente, nas empresas de gestão de mercado OMIE, OMIP, OMIClear, OMEL Diversificación e MIBGAS. A OMEL *Diversificación* é uma subsidiária integral da OMIE e é responsável por organizar leilões de produtos energéticos [18].

Todas estas entidades trabalham juntas para garantir o funcionamento eficiente do mercado elétrico ibérico e promover a competitividade e a transparência no mercado de energia. Estas relações estão representadas na Figura 2.7.

O preço da eletricidade é determinado pelo equilíbrio entre oferta e procura e estabelecido de maneira igual tanto em Portugal quanto na Espanha, exceto quando há congestão nas interconexões

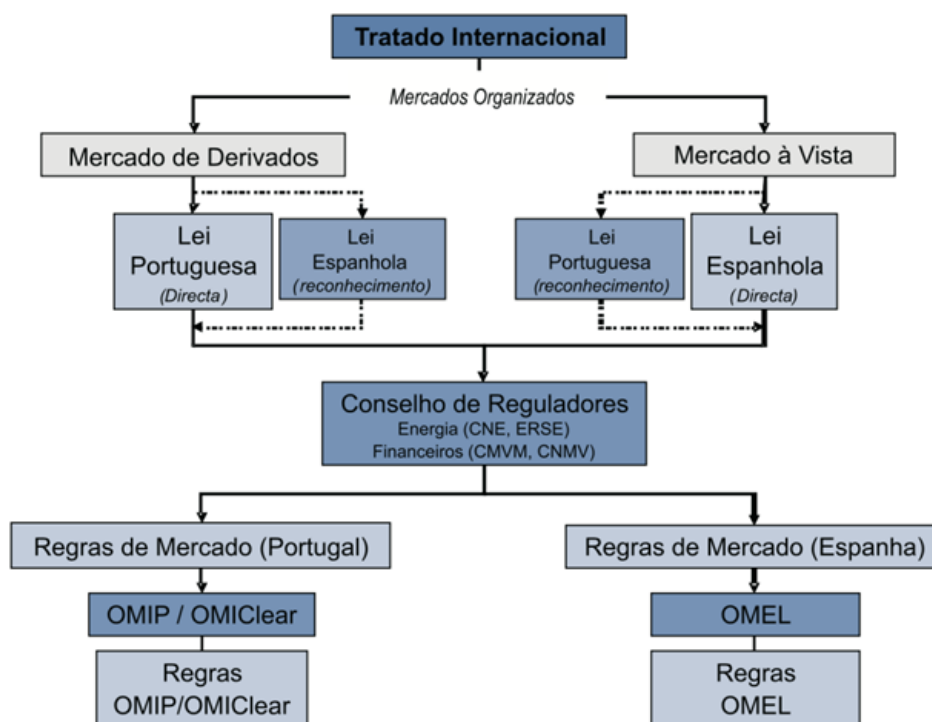


Figura 2.7: Estrutura organizacional do Operador do mercado Ibérico [4]

entre os dois países. Esta situação é ultrapassada pela ativação do mecanismo de *market splitting* [20].

A integração dos mercados de eletricidade visa aumentar a convergência dos preços de eletricidade. Tal poderia ser alcançado essencialmente por uma grande capacidade de interligação das redes elétricas dos países. A integração dos mercados permite o equilíbrio entre a oferta e a procura através de uma ampla rede de interconexões, o que pode ajudar a garantir a estabilidade do sistema elétrico e a reduzir os preços para os consumidores. Além disso, pode aumentar a eficiência económica do setor elétrico, uma vez que permite que as empresas de eletricidade aproveitem oportunidades de negócio em diferentes mercados e que os consumidores tenham acesso a uma maior variedade de fornecedores de eletricidade [20].

2.3.2 Mercado Diário e Intradiário

Como já referido anteriormente, uma das formas de negociação de energia elétrica são os mercados de tipo *spot*, que incluem o mercado diário e intradiário. Tendo por base a hora espanhola, o mercado diário é realizado no dia anterior à entrega da eletricidade, para cada hora do dia seguinte, consistindo assim em 24 períodos horários, para os quais serão obtidos preços de mercado diferentes. Assim, os preços de mercado são determinados pela interseção das curvas agregadas da oferta e procura de eletricidade, para cada hora do dia seguinte.

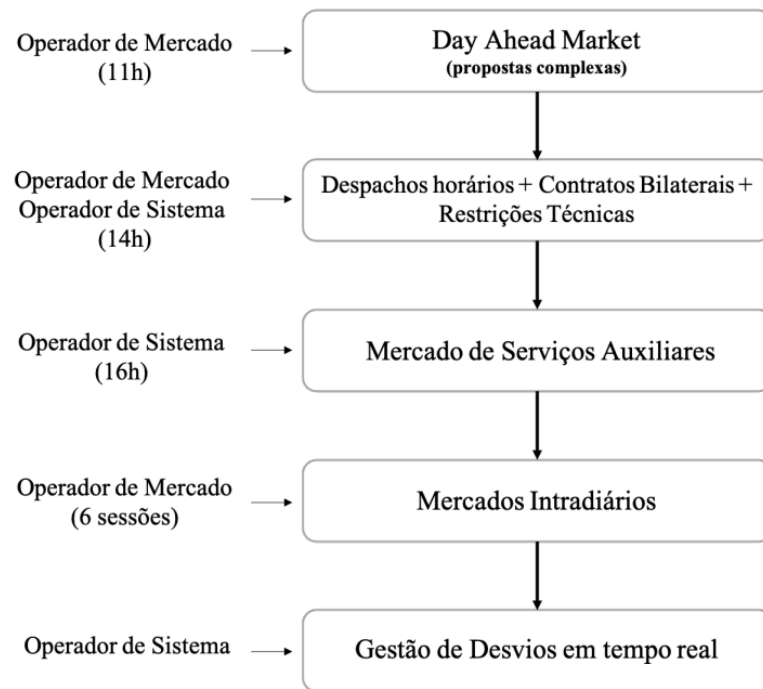


Figura 2.8: Sequência cronológica de ações para planejar a operação para o próximo dia [4]

Por sua vez, o mercado intradiário por sessões inclui seis leilões onde participam agentes envolvidos nos correspondentes períodos do mercado diário, agentes que tenham estabelecido contratos bilaterais ou ainda agentes indisponíveis aquando da formulação do mercado diário [21][22]. Para além deste tipo de mercado intradiário, desde junho de 2018 está igualmente disponível um mercado intradiário contínuo a nível Europeu. Este mercado, é realizado em tempo real e permite ajustes nos contratos de compra e venda de eletricidade durante o dia, conforme as variações nas necessidades de consumo e na disponibilidade de geração de eletricidade. As transações são realizadas através de um sistema eletrónico de negociação, que permite aos participantes oferecer e aceitar preços de compra e venda de eletricidade. Neste mercado contínuo a *gate closure* é de 1 hora, isto é, podem ser realizadas transações até 1 hora antes do momento de entrega física [22].

Caso os produtores não possuam acordos através de contratos bilaterais, estes têm a obrigação de participar no mercado diário, apresentando propostas [21]. Os sujeitos de mercado podem ser produtores (em regime especial ou ordinário), distribuidores, comercializadores e consumidores diretos [23].

O esquema presente na Figura 2.8, representa a sequência de eventos associada à realização do mercado tipo spot para um dia específico. Como já referido, as atividades relativas ao mercado diário serão realizadas com um dia de antecedência, enquanto para o mercado intradiário realizam-se no próprio dia.

2.3.3 Market Splitting

Teoricamente, tendo em conta o mercado conjunto e o modelo de mercado em *pool* adotado pelo MIBEL, espera-se que o preço de mercado seja igual em Portugal e Espanha. No entanto, durante o processo de despacho económico, as restrições de capacidade das interligações não são consideradas. Só depois do despacho económico ser realizado pelo Operador de Mercado a capacidade das interligações é analisada para identificar eventuais situações de congestionamento.

Os congestionamentos podem ser: *intra-área*, afetando apenas uma área; *inter-área* afetando as duas áreas do MIBEL (Portugal e Espanha); e *outer-area*, afetando áreas externas ao MIBEL (interligações com França ou Marrocos) [1].

Quando ocorrem congestionamentos, é necessário realizar um redespacho, que por vezes leva ao *market splitting* devido à limitação da capacidade de interligação entre Portugal e Espanha. Nesta situação, o mercado português fica separado do mercado espanhol, levando a preços de mercado distintos. A Figura 2.9 demonstra esta situação através de um fluxograma.

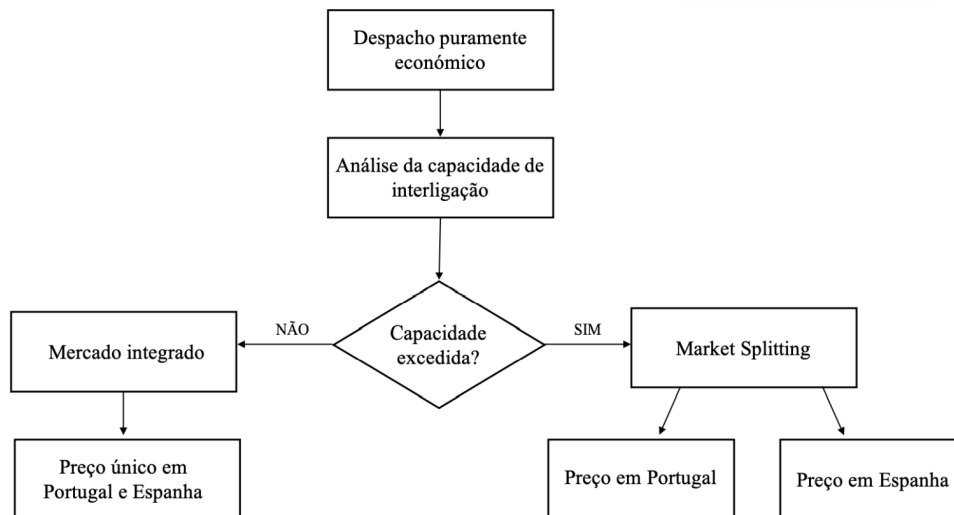


Figura 2.9: Fluxograma do processo de formação de preços no MIBEL [1]

Nos anos iniciais do MIBEL, o preço de mercado no MIBEL foi frequentemente mais elevado do que o preço de mercado de Espanha e inferior ao preço de mercado português. Em 2007, em média 80% das horas de um mês correspondiam a períodos de *market splitting*, o que elevava o preço de mercado em Portugal cerca de 15% e reduzia o preço de mercado em Espanha em 5% [24].

Ao longo dos anos, devido aos vários investimentos no reforço das interligações, técnicas de previsão e ao aumento da geração distribuída, as solicitações às redes de transporte têm diminuído, contribuindo para a menor ocorrência de *market splitting* no MIBEL [1].

Na Figura 2.10, o gráfico circular representa a percentagem de horas de acoplamento de mercados, isto é, em que os preços foram iguais em Portugal e em Espanha. O gráfico de barras desagrega esses mesmos dados por hora e no caso de não haver acoplamento, representa o fluxo

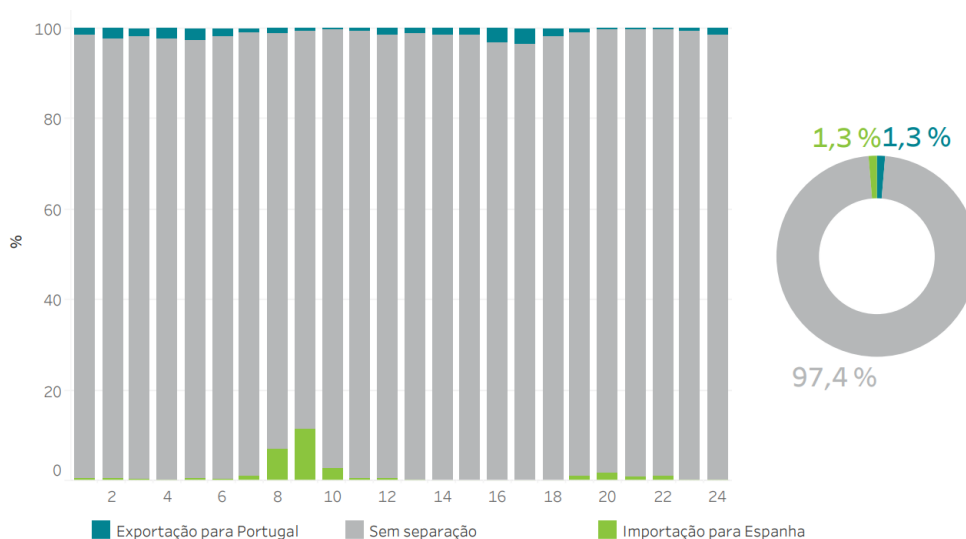


Figura 2.10: Acoplamento de mercados na fronteira Espanha/Portugal em 2021 [5]

da interligação em relação ao número total de horas. Com os dados presentes na figura, vemos que em 2021, diariamente e em média, apenas durante 2,6% das horas ocorre *market splitting*.

2.4 Panorama Português em 2021

No ano de 2021, o consumo de eletricidade atingiu um total de 49,5 TWh, refletindo um aumento de 1,7% em relação ao ano anterior, apesar dos impactos significativos da pandemia. Vale ressaltar que este valor dista cerca de 5% do máximo histórico alcançado em 2010. Além disso, foi observado um pico na potência máxima solicitada, que atingiu o valor recorde de 9888 MW no dia 12 de janeiro. Esta marca representa um acréscimo de aproximadamente 500 MW relativamente ao pico histórico anterior, ocorrido em 2010 [5].

No que se refere à produção, o pico máximo ocorreu a 19 de janeiro, totalizando 11820 MW, ficando cerca de 170 MW abaixo do recorde histórico estabelecido em 2018 [5].

2.4.1 Preço de mercado

O preço médio do mercado no MIBEL aumentou significativamente ao longo de 2021. A Figura 2.11 mostra a comparação entre os preços de mercado médios aritméticos diários em 2020 e em 2021. Os dados do OMIE indicam que o preço médio de mercado aumentou de 33,99 €/MWh em 2020 para 112,01 €/MWh em 2021 [7], representando um aumento significativo de 229,5%.

Como resposta ao contínuo aumento dos preços de mercado, as autoridades reguladoras de Espanha e Portugal reconheceram a necessidade de ajustar as Regras de Funcionamento do mercado diário. Assim, em 6 de maio de 2021, foi aprovada a nova versão das Regras de Funcionamento

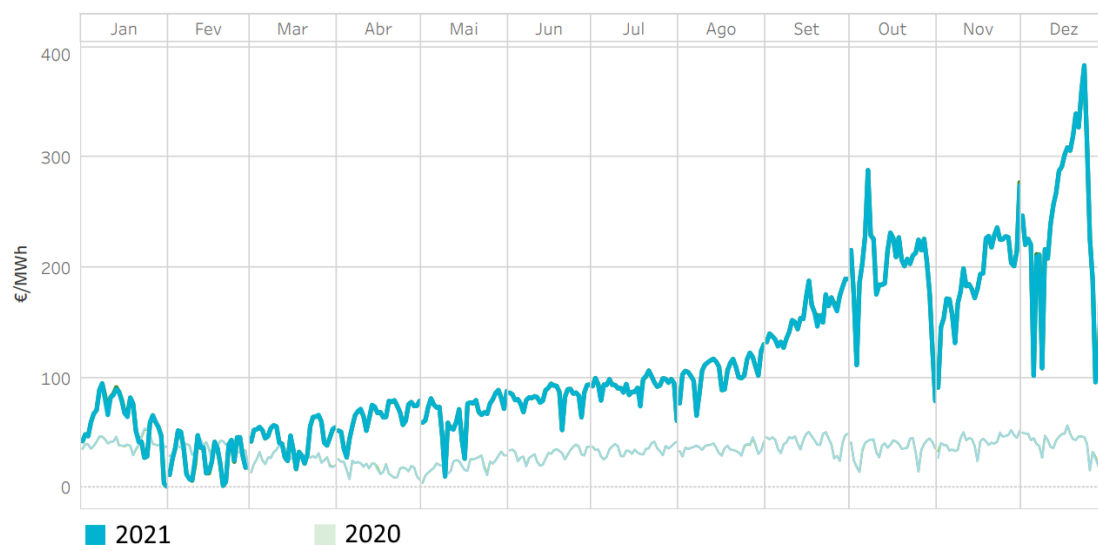


Figura 2.11: Preço médio aritmético diário do MIBEL no ano 2021, comparado com o ano 2020 [5]

dos mercados diário e intradiário. Com esta, foram estabelecidos novos limites para os preços das ofertas, harmonizando-os com os limites das ordens europeias para o mercado diário e intradiário.

No âmbito das alterações implementadas, os novos limites estabelecidos para o mercado diário foram definidos em -500 €/MWh e 3000 €/MWh, enquanto que, para o mercado intradiário, os limites foram estabelecidos em -9999€/MWh e 9999€/MWh [5].

É importante salientar que esta mudança nas regras de funcionamento teve um impacto adicional no aumento dos preços de mercado. Anteriormente, o mercado diário possuía um limite máximo de 180,3 €/MWh. Com a introdução dos novos limites, houve uma ampliação considerável na faixa de preços permitidos, o que contribuiu para a elevação dos preços de mercado observada. Estas alterações visam adequar as regras às condições atuais do setor e proporcionar maior flexibilidade aos participantes do mercado, porém, o seu impacto no aumento dos preços deve ser considerado.

2.4.2 Potência Instalada

Durante o ano de 2021, verificou-se uma significativa redução na potência ligada ao sistema nacional, totalizando 19231 MW no final do ano. Esta redução, equivalente a 1182 MW, e deve-se sobretudo ao encerramento de duas centrais a carvão, cuja capacidade somava 1756 MW. Por outro lado, foram realizadas novas instalações, de onde se destaca a instalação de 701 MW de capacidade fotovoltaica, do qual, 230 MW correspondem a produção descentralizada. Também houve um aumento de 125 MW em centrais eólicas e 24 MW em centrais de biomassa [6].

A Figura 2.12 mostra a evolução da potência instalada em Portugal nos últimos anos. A partir da análise da mesma, é evidente a crescente potência instalada de tecnologias renováveis

e redução das não renováveis. Estes investimentos refletem o contínuo esforço para expandir a matriz energética nacional, priorizando fontes renováveis e sustentáveis.

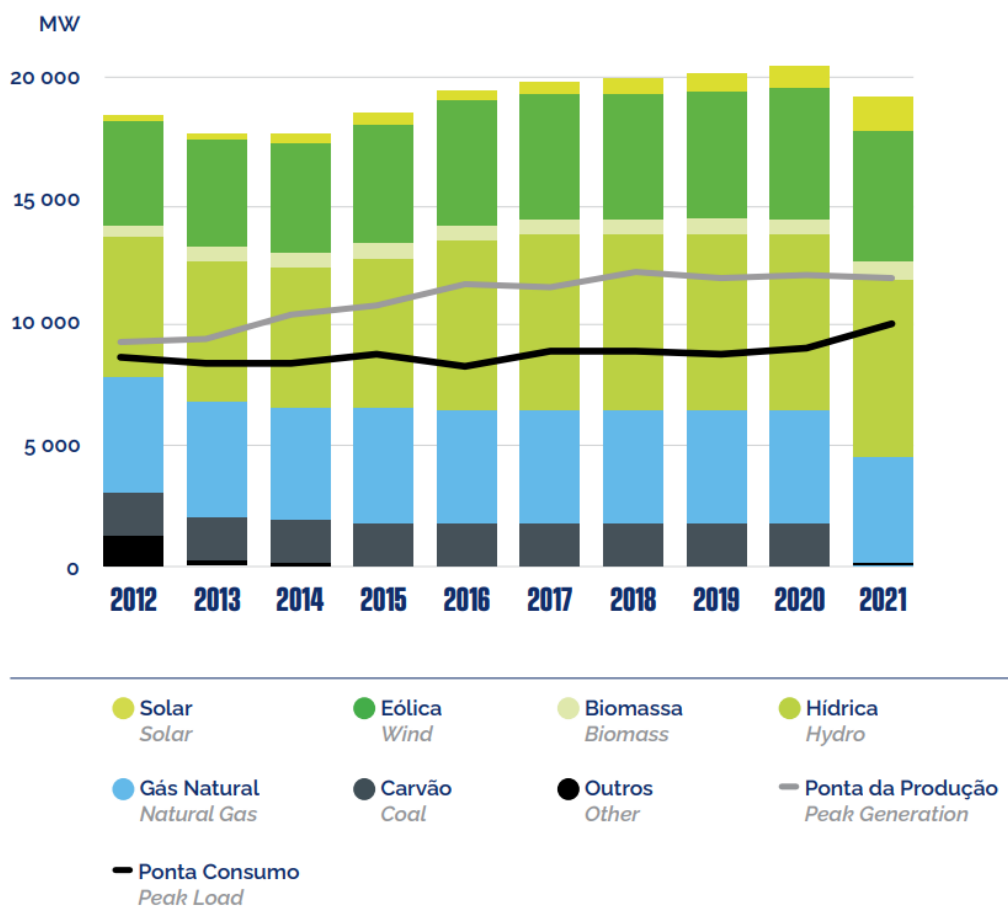


Figura 2.12: Evolução da potência instalada em Portugal [6]

Em 2021 a produção renovável nacional abasteceu 59% do consumo [6]. Como pode ser observado na Figura 2.13, a principal fonte renovável foi a eólica que abasteceu 22,6%, enquanto a hidroelétrica, abasteceu 23,2% e a produção fotovoltaica 3,5% do consumo. Nas não renováveis o ciclo combinado abasteceu 29% do consumo e o carvão, já residual, abasteceu 1,2%. O saldo de trocas com o estrangeiro foi importador pelo terceiro ano consecutivo, equivalendo a 10% do consumo nacional, tratando-se do saldo importador mais elevado desde 2012 [6].

Nem toda a renovável é PRE, mas, considerando a soma da PRE com produção Hídrica, Solar Fotovoltaica, Eólica, cogeração/Resíduos/Mini-hídricas vemos que o total corresponde a 64,3%. Parte desta produção pode não ser PRE, no entanto, este valor é bastante significativo, relevando a importância e impacto da PRE.

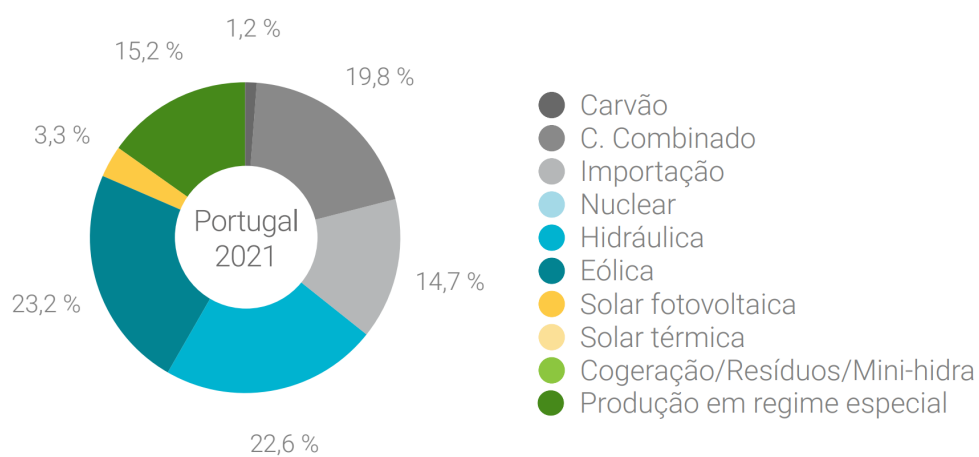


Figura 2.13: Cobertura da procura por tecnologia em Portugal no ano de 2021 [7]

Capítulo 3

Produção em Regime Especial

Em Portugal, a produção de energia elétrica através de fontes renováveis encontra-se ao abrigo de legislação específica, sendo classificada como Produção em Regime Especial. A PRE pode ser definida como a “atividade licenciada ao abrigo de regimes jurídicos especiais, no âmbito da adoção de políticas destinadas a incentivar a produção de eletricidade, nomeadamente através da utilização de recursos endógenos renováveis ou de tecnologias de produção combinada de calor e eletricidade” [25].

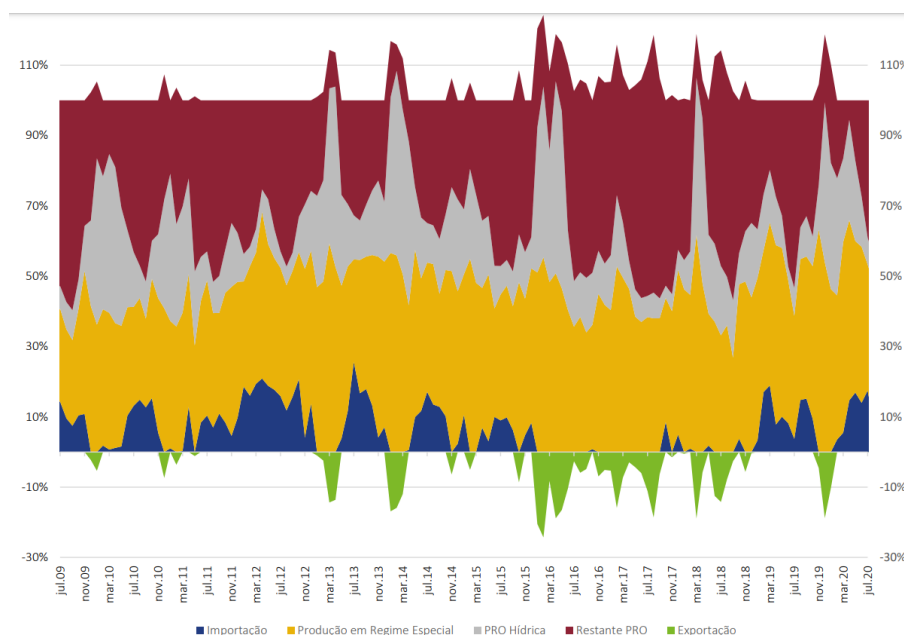


Figura 3.1: Satisfação do consumo referido a emissão em Portugal no ano de 2021 [8]

Assim vemos que nem toda a PRE é proveniente de fontes renováveis, englobando também produção de eletricidade através de resíduos industriais ou urbanos, cogeração, micro produtores, mini produtores, unidades de pequena produção e unidades de produção para autoconsumo. Por outro lado, a PRO é sobretudo proveniente de recursos não renováveis, apesar de incluir também

produção hídrica em centrais de maior capacidade instalada. A principal diferença entre a PRE e PRO reside então na forma de remuneração.

Ao analisar especificamente o contexto português, pode-se observar, conforme ilustrado na Figura 3.1, que o papel desempenhado pela PRE na satisfação do consumo de energia elétrica tem aumentado de maneira consistente ao longo do tempo. Por outro lado, a participação das grandes centrais hidrelétricas tem sido altamente volátil, refletindo as variações nas condições hidrológicas.

3.1 Tecnologias de PRE

Como já referido, a PRE engloba várias tecnologias, sendo na sua maioria renováveis. As tecnologias abrangidas pelo regime de PRE são as seguintes:

- Mini-Hídrica (limitada a 10 MW de potência instalada);
- Eólica;
- Cogeração;
- Biogás;
- Biomassa;
- Resíduos Sólidos Urbanos (RSU);
- Fotovoltaica;
- Marés;
- Ondas.

A Tabela 3.1 mostra as potências instaladas de tecnologias de PRE em Portugal no ano de 2021.

Tabela 3.1: Potência instalada por tecnologia de PRE para cada mês de 2021 [10]

Potência instalada (MVA)										
Mês	Biogás	Biomassa	Cogeração	Cogeração Renovável	Eólica	Eólica off-shore	Fotovoltaica	Hídrica	Resíduos sólidos urbanos	TOTAL
Janeiro	69,35	270,42	948,59	504,39	5717,95	25,00	295,98	363,49	94,76	8289,91
Fevereiro	69,35	270,42	948,59	504,39	5721,95	25,00	296,19	363,49	94,76	8294,13
Março	69,34	270,42	948,59	504,39	5721,95	25,00	294,07	363,49	94,76	8292,01
Abril	69,34	270,42	948,59	504,39	5733,95	25,00	294,58	355,57	94,76	8296,60
Maio	69,34	270,42	948,59	504,39	5760,95	25,00	296,00	355,57	94,76	8325,02
Junho	69,34	270,42	948,59	504,39	5735,58	25,00	296,26	355,80	94,76	8300,14
Julho	69,34	270,42	948,59	504,39	5735,58	25,00	299,46	354,02	94,76	8301,56
Agosto	69,34	270,42	951,79	504,39	5735,58	25,00	299,59	354,02	94,76	8304,90
Setembro	85,46	270,42	839,24	504,39	5734,77	25,00	306,03	335,85	94,76	8195,92
Outubro	85,46	270,42	839,24	504,39	5734,77	25,00	306,03	335,85	94,76	8195,92
Novembro	84,95	270,42	736,53	504,39	5880,71	25,00	309,81	326,85	94,76	8233,41
Dezembro	84,95	270,42	653,36	227,67	5880,71	25,00	312,87	326,85	94,76	7876,58

Destacam-se as grandes reduções nas potências instaladas de Cogeração e Cogeração renovável. Por outro lado, aumentaram as potências instaladas de Biogás, Eólica e Fotovoltaica, não se registando alterações nas restantes tecnologias.

3.2 Impacto da PRE no Mercado

A PRE é introduzida a preço zero no mercado, levando a que a curva de ofertas de venda se desloque para a direita. Deste modo, o ponto de interseção com a curva de compra é alterado, ocorrendo para valores mais baixos de preço de mercado. Assim, mantendo-se a procura, quanto maior for a quantidade de energia de PRE, menor será preço de mercado. Este fenómeno está ilustrado na Figura 3.2.

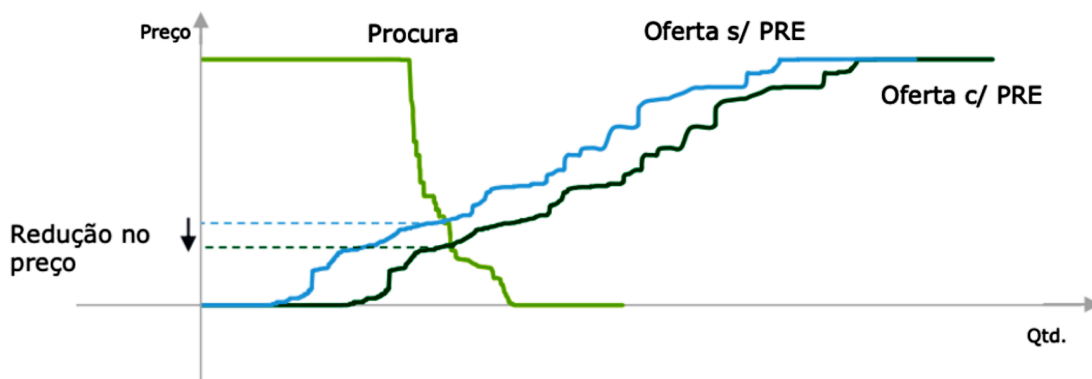


Figura 3.2: Impacto da PRE na formulação do preço de mercado [1]

O impacto da PRE no preço de mercado é relevante, uma vez que o seu preço final não é determinado no mercado grossista, mas sim por meio de tarifas garantidas. O crescimento da PRE resulta numa redução na demanda residual de energia elétrica no mercado, ou seja, a demanda líquida após a dedução das ofertas a preço zero devido aos custos marginais tendencialmente nulos. No entanto, o peso da PRE também é influenciado por fatores climáticos. Em anos mais secos ou com níveis hidrológicos normais, o peso das centrais convencionais na matriz de produção é reforçado [8].

3.3 Tarifas *feed-in*

A PRE é paga por tarifas *feed-in* que correspondem a preços específicos a pagar aos produtores pela eletricidade, durante um determinado período, tendo em conta a tecnologia considerada. Já a PRO é paga ao preço de mercado. As tarifas *feed-in* são normalmente superiores ao preço de mercado de modo a servir como incentivo aos produtores e garantir o retorno financeiro do investimento realizado, devido à estabilidade e longa duração dos contratos e considerando que a PRE tem prioridade no despacho [1].

Adicionalmente, a prioridade da PRE nos despachos contribuiu para um aumento ainda maior do incentivo para investimentos. Essa prioridade reflete o compromisso com a transição energética e a redução das emissões de gases de efeito estufa.

Até ao início de 2021 o preço médio do mercado era inferior ao destas tarifas, mas com a elevação dos preços de mercado ao longo do ano, esta relação inverteu-se, passando o valor médio

das tarifas a ser inferior ao preço de mercado. Estas situações já aconteciam mas com pouca frequência. Com o grande aumento dos preços de mercado, esta situação torna-se regular e, nestas condições, a presença da PRE passa a contribuir para a redução do custo total de produção de energia elétrica.

Tabela 3.2: Preço médio pago por Tecnologia de PRE (€/MWh) no ano de 2021[10]

Tipo de produção	2021
Biogás	115,55
Biomassa	120,42
Cogeração	82,88
Cogeração Renovável	93,13
Eólica	87,74
Eólica offshore	146,46
Fotovoltaica	289,52
Hídrica	92,95
Resíduos sólidos urbanos	90,53
Preço Médio	95,12

A Tabela 3.2 revela que o preço médio pago pela PRE em 2021 foi de 95,12€/MWh, valor este que é inferior ao preço médio de mercado de 112,01 €/MWh. Estes valores sugerem que, em 2021, o preço de mercado foi, em média, mais elevado do que o preço das tarifas *feed-in*, alterando o paradigma observado nos anos anteriores.

3.4 Estudos anteriores sobre o mesmo tema

3.4.1 Metodologia

A metodologia implementada em trabalhos anteriores sobre o mesmo tema baseia-se no modelo de *pool* simétrico, sendo realizada a simulação da eliminação total da PRE e da eliminação da PRE por tecnologia, obtendo o novo valor do preço de mercado.

De modo a simular a remoção da PRE, foram realizadas aproximações lineares das curvas de mercado, obtendo as retas AC e BC, como representado na Figura 3.3.

Ao simular a remoção de PRE, o ponto B desloca-se para a esquerda, dando origem ao novo ponto D. A diferença de abcissas entre os pontos B e D corresponde à quantidade de PRE removida.

A Figura 3.3 ilustra as aproximações lineares das curvas agregadas de compra (reta AC) e de venda (reta BC). Quando a produção de energia de uma determinada tecnologia de PRE é retirada, a reta AC não se altera. Com o declive da reta BC, considerando que este não se altera, e com o ponto D é possível obter a equação da nova reta DE que aproxima a curva de vendas. A interseção desta reta com a reta que aproxima a curva das compras é representada pelo ponto E e corresponde ao novo preço de mercado.

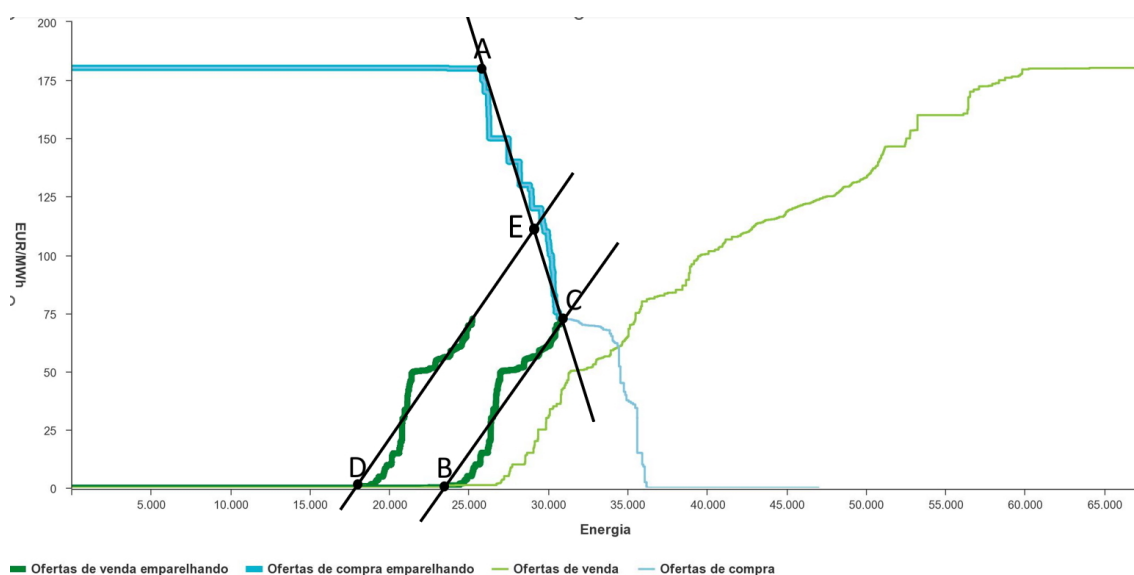


Figura 3.3: Representação das aproximações lineares das curvas agregadas, considerando extração de determinada quantidade de PRE (Adaptado) [9]

Este novo preço de mercado é usado para estimar o custo de produção após a remoção da energia produzida por uma tecnologia de PRE, podendo este ser comparado com o custo de produção original para avaliar o impacto da remoção da PRE do mercado.

Tendo em conta o elevado volume de dados a serem processados, esta abordagem apresenta-se como simples e tem produzidos resultados satisfatórios, mas acaba por ser pouco precisa, devido à complexidade para seleccionar os pontos para fazer boas aproximações lineares das curvas de mercado.

Com a definição da nova versão das regras de Funcionamento dos mercados diários e intra-diário a 6 de maio de 2021 que estabeleceu novos limites para os preços das ofertas submetidas a mercado, esta acompanhada do grande aumento dos preços de mercado registado em 2021, a escolha de pontos para realização da linearização das curvas de mercado torna-se ainda mais complicada, de modo que esta abordagem não se adequa para fazer uma análise do impacto da PRE no custo da produção em 2021.

3.4.2 Resultados

Estudos realizados nos últimos anos revelam que, aquando da remoção da PRE, se assiste a um aumento dos preços de mercado, mas em contrapartida, tendem-se a reduzir os custos de produção. Em 2019 a remoção da PRE Total podia levar a uma redução de 17% do custo de produção [1] e em 2020 esta redução seria ainda mais acentuada, chegando aos 32,3% [4].

Estes estudos também revelam que a tecnologia de PRE que mais impacto teve nesta redução foi a PRE eólica, com 7,41% em 2019[1] e 14,2% em 2020[4]. Este impacto é expectável que se

mantenha ou aumente devido a constantes investimentos que levam à crescente potência instalada desta tecnologia.

Relativamente aos preços de mercado, estes estudos comprovam que quando os preços de mercado se elevam, estando próximos ou acima dos valores das tarifas *feed-in*, o paradigma inverte-se e a remoção da PRE passa a contribuir para aumento do custo de produção. Com o aumento dos preços de mercado registado em 2021, espera-se que esta situação seja mais recorrente.

Capítulo 4

Metodologia Desenvolvida

4.1 Introdução

Neste capítulo, será apresentada a metodologia implementada nesta dissertação para obter os resultados que serão posteriormente analisados na secção 5.

A metodologia implementada tem por base a necessidade de dados, sendo estes:

- Curvas de compra e venda de energia do mercado, retirados do site da OMIE;
- Valores das tarifas *feed-in* pagos às tecnologias de PRE em 2021. Valores médios mensais retirados do site da ERSE;
- Quantidade de energia produzida e consumida por tecnologia de PRE e PRO para cada período horário de 2021, dados fornecidos pela EDP Produção.

Com base nestes dados, os novos preços de mercado são estimados quando a PRE é removida na sua totalidade e por tecnologia. Utilizando esses preços, os valores das tarifas *feed-in* e dados sobre as quantidade de PRO e PRE, serão calculados os custos de produção para todos os períodos horários de 2021.

4.2 Tratamento inicial dos dados

4.2.1 Dados relativos ao mercado diário

Em primeiro lugar, foram retirados do site da OMIE os dados relativos ao mercado diário. Estes dados estão organizados em 365 arquivos, um para cada dia do ano. Cada arquivo contém informações sobre as propostas de compra e venda de energia elétrica para as 24 horas do dia.

Foi desenvolvido um *script* em Python para converter todos os arquivos para formato Excel, facilitando assim o tratamento dos dados e a implementação da metodologia. Assim, foram gerados arquivos Excel, onde cada arquivo possui as seguintes colunas:

- Hora (no horário espanhol);
- Data (no formato dd/mm/aaaa);
- Identificação do Mercado, sendo MIB em casos normais onde funciona normalmente o mercado integrado (MIBEL), e PT ou ES em casos de *Market Splitting*, referindo-se respetivamente, aos mercados Português e Espanhol.
- Tipo de Oferta (Compra "C" ou Venda "V"). As propostas de compra são realizadas pelos comercializadores ou consumidores que participam diretamente no mercado, e as propostas vendas são oferecidas pelos produtores;
- Energia (valor negociado em MWh);
- Preço (em €/MWh);
- Estado da oferta (Ofertada "O" ou Casada "C"). As propostas ofertadas correspondem a todas as ofertas de compra e venda propostas, enquanto as propostas casadas correspondem apenas às propostas aceites em mercado.

4.2.2 Tarifas *feed-in* por tecnologia

Como o arquivo com as quantidades produzidas por tecnologia fornecido pela EDP Produção apresenta os dados da produção de PRE agrupados em grupos de tecnologias, como Eólica, Fotovoltaica, Hídrica e Térmica, enquanto o arquivo com o valor das tarifas *feed-in* especifica as tecnologias com mais detalhe, foi necessário ajustar os valores das tarifas. As tecnologias foram agrupadas da seguinte forma:

- **Eólica:** Eólica e Eólica *off-shore*;
- **Fotovoltaica:** Fotovoltaica;
- **Hídrica:** Hídrica;
- **Térmica:** Biogás, Biomassa, Cogeração, Cogeração Renovável, Resíduos sólidos urbanos.

Com base no arquivo obtido do site da ERSE, que continha informações sobre as quantidades de energia produzidas em MWh, foi realizado o cálculo da contribuição de cada tecnologia para a produção total do grupo ao qual pertence. Dessa forma, foi obtido um fator que pode ser multiplicado pelo preço correspondente a cada tecnologia. Ao somar os valores resultantes para todas as tecnologias do mesmo grupo, obtemos um novo valor para a tarifa *feed-in* que considera a contribuição das várias tecnologias incluídas nesse grupo.

4.2.2.1 Exemplo Numérico do cálculo da tarifa *feed-in* para um grupo de tecnologias

Esta subsecção tem por objetivo apresentar um exemplo numérico de como foi calculado o novo valor da tarifa *feed-in* para cada grupo de tecnologias.

Considerando o grupo Eólica no mês de junho, podemos ver um exemplo na Tabela 4.1, onde temos a coluna Energia que apresenta as quantidades produzidas no mês de junho por cada tecnologia do grupo, a coluna com o Preço médio (PMed), o Fator de contribuição no grupo $f = \left(\frac{Energia_i}{\sum_{k=1}^N Energia_k} \right)$ e por fim a coluna com o cálculo do novo preço/valor da tarifa *feed-in* do grupo $(\sum_{k=1}^N PMed_k \times f_k)$.

Fazendo estes cálculos para todos os grupos de tecnologias foi possível obter os valores presentes na Tabela 4.2

Tabela 4.1: Cálculo do novo valor das Tarifas *feed-in* no grupo Eólica para o mês de junho de 2021

Tecnologia	Energia (MWh)	Preço médio (PMed)(€/MWh)	Fator de Contribuição no grupo (f)	PM*f
Eólica	766708,723	88,56	0,9888	87,57
Eólica off-shore	8662,899	140,04	0,0112	1,56
Total	775371,622		1	89,13

Tabela 4.2: Valores médios mensais e anual médio das Tarifas *feed-in* (€/MWh) por grupo de Tecnologia

	Eólica	Fotovoltaica	Hídrica	Térmica
Janeiro	91,26	288,50	96,41	87,82
Fevereiro	90,91	290,13	96,46	88,68
Março	89,32	285,99	95,56	90,60
Abril	88,79	289,64	93,87	92,12
Maio	90,23	293,30	87,41	93,60
Junho	89,14	294,01	83,01	92,43
Julho	90,81	295,43	85,06	95,38
Agosto	86,23	294,90	67,38	94,81
Setembro	84,18	300,72	59,72	97,49
Outubro	86,13	272,14	102,76	99,99
Novembro	88,37	273,82	96,57	100,07
Dezembro	81,52	282,06	91,35	100,87
2021	88,07	288,39	87,96	94,49

4.2.3 Ficheiro com PRO e PRE por tecnologia no MIBEL

O arquivo fornecido pela EDP Produção contém informações sobre a PRO e PRE por tecnologia no MIBEL para a maioria dos períodos horários de 2021, com exceção de alguns dias. Os dias para os quais não há informação são: 22 e 23 de abril, 17 de junho, 4 de novembro e 31 de dezembro. Para estes dias, a informação em falta foi estimada, fazendo a média da produção no mesmo dia da semana anterior e da semana seguinte.

Como só foi possível obter os dados das tarifas *feed-in* para Portugal, os dados de produção para Espanha não foram considerados. Assim sendo, é de realçar que a metodologia descrita no resto do documento só considera os dados para Portugal.

Assim, os dados relevantes foram agrupados num novo ficheiro Excel com as seguintes colunas:

- **Data:** formato dd/mm/aaaa;
- **Hora;**
- **PRO:** Total de PRO no dia "x" a hora "y";
- **PRE:** Total de PRE no dia "x" a hora "y";
- **Eólica:** PRE Eólica no dia "x" a hora "y";
- **Fotovoltaica:** PRE Fotovoltaica no dia "x" a hora "y";
- **Hídrica:** PRE Hídrica no dia "x" a hora "y";
- **Térmica:** PRE Térmica no dia "x" a hora "y";

4.3 Metodologia implementada para simular a remoção de PRE

A metodologia implementada baseia-se no modelo de *pool* simétrico mencionado anteriormente. Para todas as horas do ano, será realizada a simulação da remoção total e por tecnologia da PRE, obtendo o novo valor do preço de mercado que será usado para calcular o custo de produção. Comparando esses valores com os valores "reais", é possível avaliar o impacto geral e por tecnologia da PRE.

Para simular a retirada da PRE, serão consideradas as curvas formadas pelas ofertas de compra e venda de energia, que se encontram ilustradas na Figura 4.1. Será realizado um deslocamento para a esquerda na curva de vendas, sendo que a magnitude desse deslocamento corresponde à quantidade de PRE que se pretende remover.

4.3.1 Curvas de compra e venda

As propostas de compra e venda submetidas para o mercado são categorizadas em propostas ofertadas e casadas (ou ofertas emparelhando). As propostas ofertadas correspondem a todas as ofertas de compra e venda propostas, enquanto as propostas casadas correspondem apenas às propostas aceites em mercado.

Ao simular a retirada da PRE, trasladando a curva de vendas para a esquerda, se considerarmos apenas as propostas de venda casadas, a interseção com a curva de compras não ocorrerá, impossibilitando a determinação do preço de mercado.

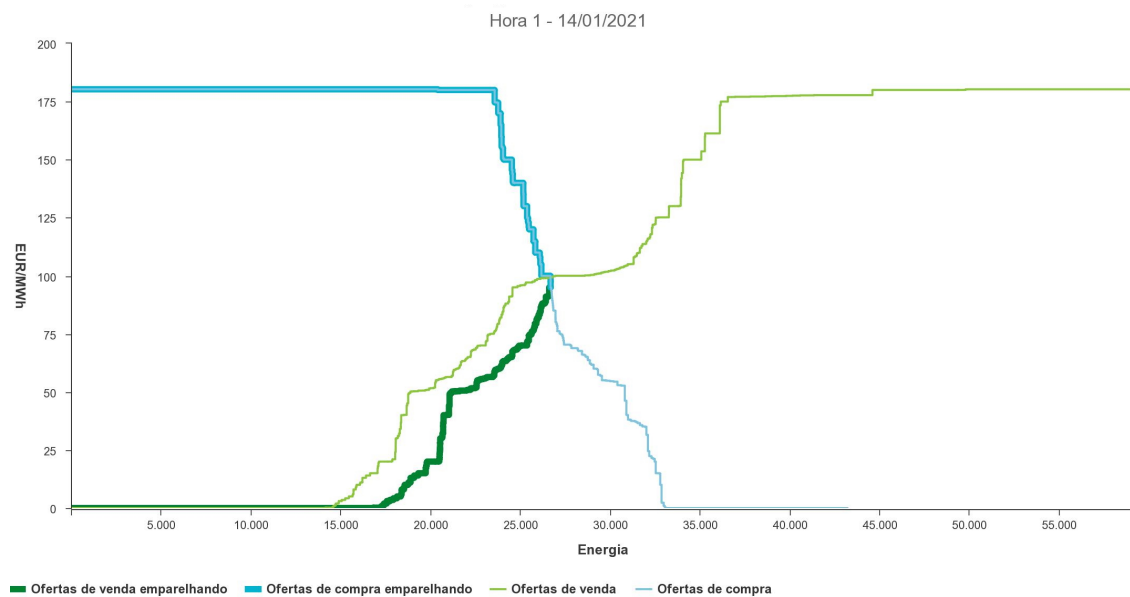


Figura 4.1: Curvas de Mercado para a hora 1 do dia 14 de janeiro de 2021

As propostas casadas, aceites em mercado, diferem das ofertadas, constituindo apenas parte das mesmas. Algumas das propostas apresentadas são recusadas devido a diversos fatores, sendo os principais, as limitações físicas nas linhas de transmissão e distribuição de energia elétrica, condições associadas às propostas complexas ou simplesmente porque foram aceites propostas suficientes de preço inferior. Diante dessa situação e considerando a ausência de informações adicionais, foram incluídas as propostas de venda ofertadas para completar a curva, de modo a permitir a ocorrência da interseção. Para isso, foram consideradas as ofertas de venda com preços superiores ao preço de mercado real para aquela hora, ou seja, propostas de venda com valores acima do valor mais elevado da curva de propostas de venda casadas.

Assim, na metodologia implementada, para a curva agregada de compra são apenas consideradas as propostas casadas, e para a curva de vendas são consideradas as propostas casadas e as ofertadas de preço superior ao preço de mercado. A Figura 4.2 apresenta as curvas de mercado consideradas na metodologia implementada.

Desta forma, para cada período a analisar, ao retirar a PRE, a curva de oferta de compra não se altera, enquanto a curva de vendas é transladada para a esquerda, como representado na Figura 4.3. Esta translação é representada na figura pelos pontos A e B. O ponto A desloca-se para a esquerda, dando origem a um novo ponto denominado Ponto B, sendo que a diferença de abcissas entre os estes pontos corresponde à energia associada à PRE que se remove.

Ainda na Figura 4.3 o ponto C representa o ponto de fecho de mercado no cenário "real", com PRE, e o ponto D representa o novo ponto de fecho de mercado obtido ao remover a PRE. O novo ponto de fecho de mercado dá-nos a quantidade de energia negociada através do valor da sua abcissa e o novo preço de mercado pela sua ordenada. A quantidade de energia negociada é

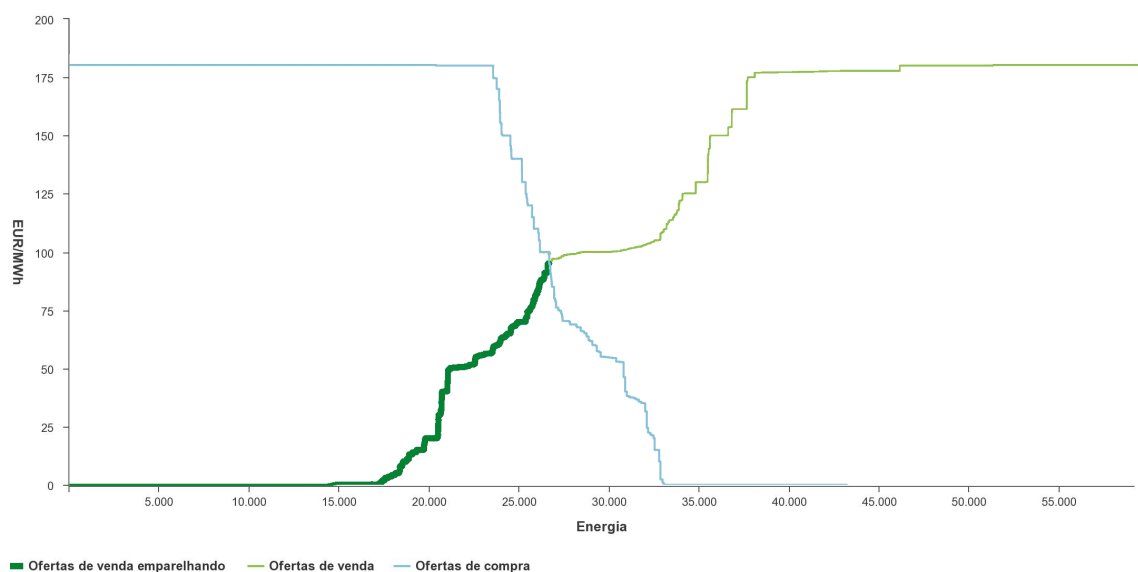


Figura 4.2: Curvas de compra e venda consideradas pela metodologia implementada

irrelevante para este estudo, mas o novo preço de mercado será utilizado para estimar o custo de produção após a remoção de uma quantidade de PRE, podendo este ser comparado com o custo de produção no cenário com PRE para avaliar o impacto da remoção da mesma.

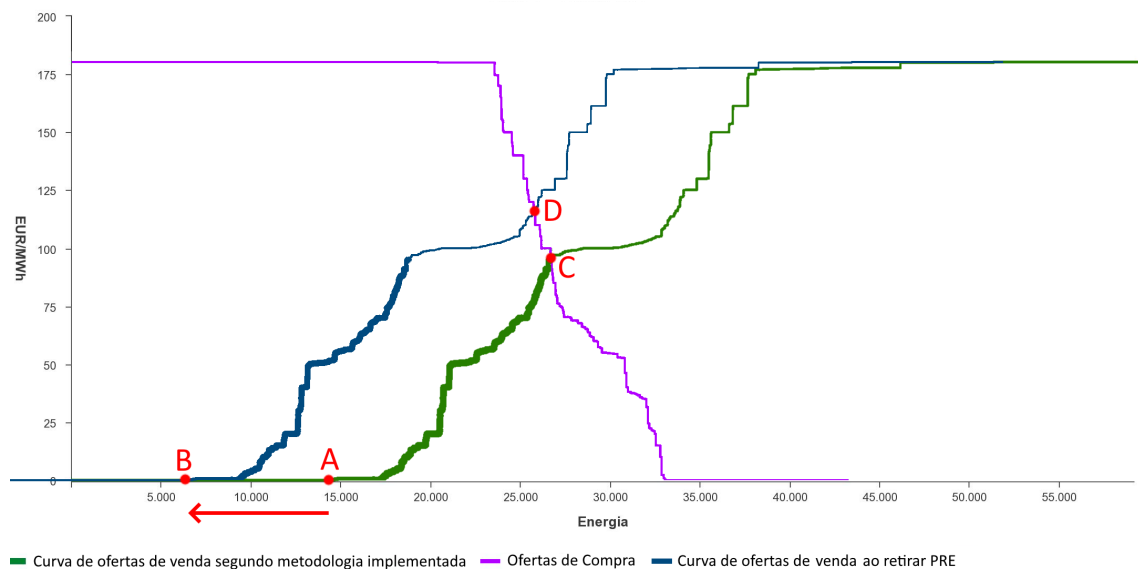


Figura 4.3: Representação gráfica das curvas agregadas consideradas ao retirar PRE

4.3.2 Particularidades do código implementado

Para realizar esses cálculos e obter os resultados desejados, foi implementado um script em Python. Primeiramente, o script percorre todos os arquivos, um para cada dia do ano, realizando os

cálculos necessários e registrando os resultados em arquivos Excel. Os resultados obtidos serão os preços de mercado (PM), quando retirada PRE, custos de produção (CP) e preço de mercado limite (PM_{limite}). O conceito de PM_{limite} será explicado e exemplificado mais adiante neste capítulo. As Figuras 4.4 e 4.5 mostram como estes dados foram guardados.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
1		Data									
2	Hora	01/01/2021	02/01/2021	03/01/2021	04/01/2021	05/01/2021	06/01/2021	07/01/2021	08/01/2021	09/01/2021	...
3	1	50,67	45,51	45,66	50,2	64,55	69,01	77	95,01	69,65	...
4	2	48	41,11	42,15	47	56,16	67,51	65,01	76,43	61,1	...
5	3	44	40,01	38,36	42,6	51,6	60,1	63,55	69,35	61,1	...
6	4	38,29	39,01	37,05	41,53	50,87	55,68	59,01	64,5	61,1	...
7	5	36,55	37,5	35,64	41,5	50,56	55,07	57,63	59,57	59	...
8	6	35	37,5	35,5	44,37	51,25	53,29	60,19	61,07	59	...
9	7	36,55	39,05	36,05	55,75	58,45	55,18	64,8	69,35	56,1	...
10	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...

Figura 4.4: Exemplo de como são guardados dos resultados obtidos para os Preços de Mercados

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
1		Data									
2	Hora	01/01/2021	02/01/2021	03/01/2021	04/01/2021	05/01/2021	06/01/2021	07/01/2021	08/01/2021	09/01/2021	...
3	1	817473,73	637337,53	678194,83	678499,67	941592,94	1168649,71	1241696,22	1498930,06	1241275,93	...
4	2	746267,75	583911,61	600733,82	578029,28	754719,92	968345,03	975095,28	1117924,53	1013129,12	...
5	3	658711,04	543200,35	537594,67	495045,38	647081,45	811902,15	952929,39	1050150,83	964502,65	...
6	4	579868,86	527197,02	499514,52	466031,79	609973,70	738767,48	877560,68	971691,28	920008,45	...
7	5	541515,68	500198,70	463819,69	452512,28	596355,87	723166,75	849510,55	924632,17	887239,11	...
8	6	510891,57	483382,86	458917,36	468390,63	600759,24	697288,26	837882,00	939678,04	873780,19	...
9	7	501348,67	487934,70	459952,01	569652,11	685947,49	745113,79	864144,95	1024461,62	877674,89	...
10	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...

Figura 4.5: Exemplo de como são guardados dos resultados obtidos para o Custos de Produção

Serão criados três ficheiros Excel, um para PM, outro para CP e por fim um para PM_{limite} , cada um contendo 6 folhas, sendo estas para o cenário com PRE, cenário com remoção PRE eólica, remoção PRE fotovoltaica, remoção PRE hídrica, remoção PRE térmica e por fim remoção total da PRE.

Entrando agora em mais detalhe, no loop que percorre todos os ficheiros, ou seja, todos os dias do ano, é realizada para cada hora a seguinte sequência de operações:

- Retirar do ficheiro excel os pontos que formam as curvas agregadas de compra e venda e o preço de mercado "real";
- Consultar o ficheiro com as Produções, PRO e PRE por tecnologia e guardar os valores em variáveis.
- Simula a remoção da PRE, total e por tecnologia, obtendo os novos preços de mercado;
- Usando os valores de PRO e PRE, os novos preços de mercado, e consultando o ficheiro com os valores das tarifas *feed-in*, são calculados os custos de produção para todos os casos;

- Usando os valores de PRO e PRE, o CP para o cenário com PRE, e consultando o ficheiro com os valores das tarifas *feed-in*, é calculado o PM_{limite} para todos os casos;
- Todos os resultados são registados nos ficheiros excel.

4.3.3 Determinação do ponto de interseção

A particularidade do código desenvolvido reside no ponto em que é simulada a remoção da PRE, mais precisamente no cálculo da interseção entre as curvas de compra e venda. Esta interseção é verificada percorrendo todos os segmentos de reta da curva de vendas. A cada iteração é confirmado se o segmento de reta em análise intersecciona algum dos segmentos de reta da curva de compra.

Devido à natureza das propostas de compra e venda, isto é, cada proposta possui um preço e uma quantidade de energia associada, estas podem ser representadas com segmentos de reta que serão sempre horizontais. Assim, as curvas de compra e venda resumem-se a sequências alternadas de segmentos de reta verticais e horizontais. Estes factos são importantes, pois a lógica usada aquando do cálculo do ponto de interseção é simplificada devido aos mesmos.

Consideremos dois segmentos de reta, S1 e S2, onde S1 é definido pelos pontos $p1=(x1,y1)$ e $p2=(x2,y2)$, e S2 pelos pontos $p3=(x3,y3)$ e $p4=(x4,y4)$.

O fluxograma da Figura 4.6 demonstra a lógica usada no cálculo desta interseção. Se ambos os segmentos forem verticais ou horizontais, assume-se que não ocorre interseção, apesar de esta poder ocorrer. Isto não é problemático, pois nestes casos específicos o ponto de interseção estará contido na interseção de 2 segmentos de reta consecutivos, um vertical e um horizontal, da mesma curva (curva de compra ou venda).

Ainda neste contexto, dependendo da ordem em que são percorridos os segmentos de reta das curvas de compra e venda, o ponto de interseção pode diferir. O código foi elaborado de modo que quando ocorreria sobreposição vertical, o ponto retornado será o de menor ordenada, isto é, menor preço de mercado, pois este seria o primeiro ponto a ser interseccionado segundo o modelo de mercado em uso. Quando ocorreria sobreposição horizontal, o ponto retornado será o de maior abcissa, isto é, o ponto associado a um valor de energia mais elevado. Isto seria tecnicamente incorreto, mas torna-se irrelevante, pois o importante para este estudo é o valor da ordenada (preço de mercado), não importando o valor da abcissa (quantidade de energia transacionada em mercado).

Tendo em consideração estes detalhes, o cálculo da interseção é garantidamente realizado entre um segmento de reta vertical e outro horizontal. A curva de compra é percorrida da direita para a esquerda, enquanto a curva de vendas da esquerda para a direita.

Para obter o ponto de interseção define-se a abcissa do mesmo como sendo igual à abcissa de um dos pontos que forma o segmento de reta vertical e a ordenada igual à ordenada de um dos pontos que forma o segmento de reta horizontal.

Assim, quando S1 é vertical e S2 horizontal, $x = x_1 = x_2$ e $y = y_3 = y_4$. Quando S2 é vertical e S1 horizontal, $x = x_3 = x_4$ e $y = y_1 = y_2$.

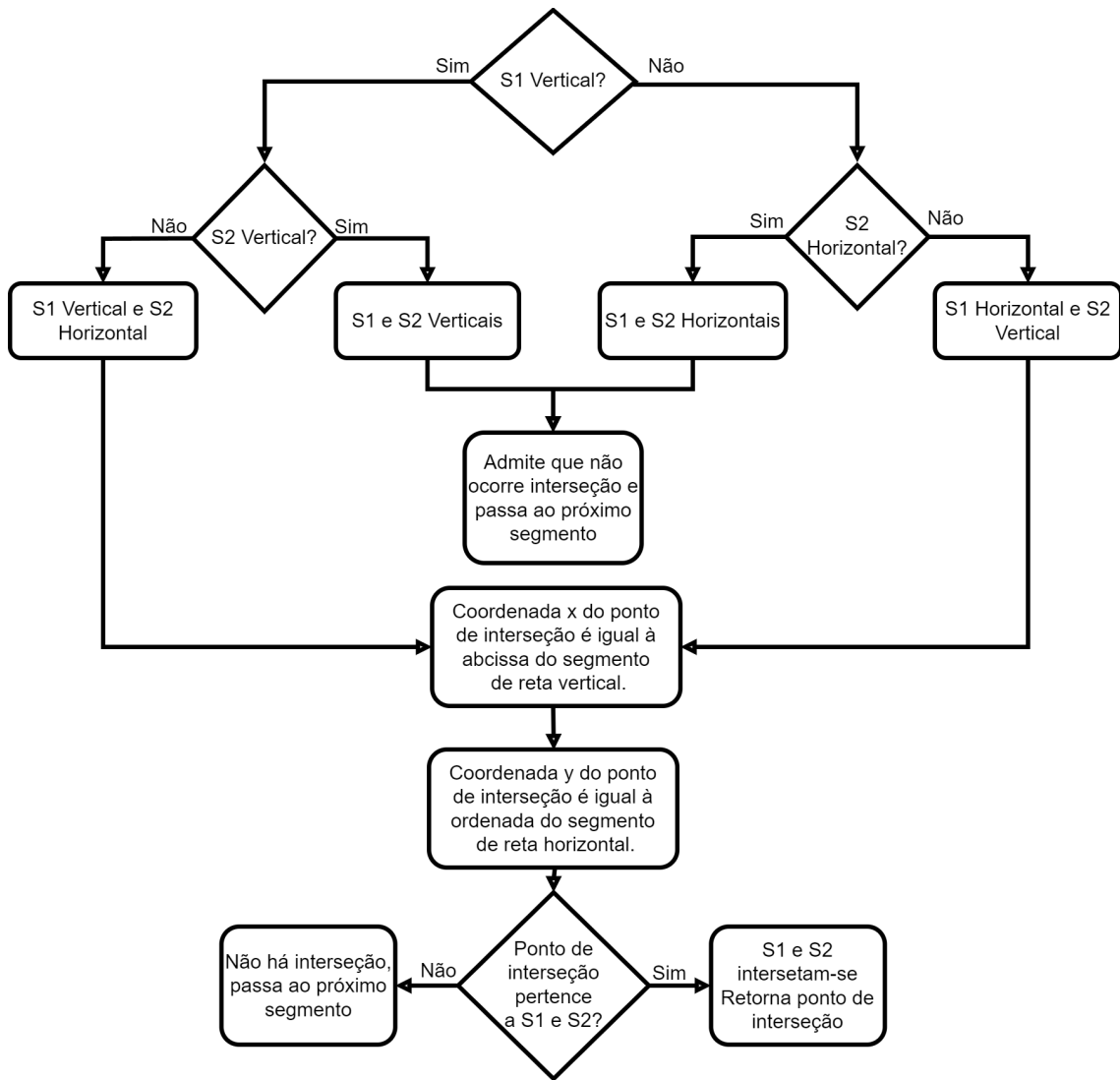


Figura 4.6: Esquema da lógica usada para determinar a interseção dos 2 segmentos de reta

Por fim, as condições apresentadas na equação 4.1 verificam se o ponto de interseção (x, y) pertence aos segmentos de reta definidos pelos pares de pontos p_1 e p_2 , e p_3 e p_4 . Estas condições garantem que o ponto em questão está dentro dos limites horizontais e verticais definidos pelos pontos extremos dos segmentos de reta. Se todas as condições forem satisfeitas, pode-se afirmar que o ponto pertence aos segmentos de reta e que estes se interseam nesse mesmo ponto.

$$\begin{aligned}
 & (x_1 \leq x \leq x_2 \text{ ou } x_2 \leq x \leq x_1) \text{ e } (x_3 \leq x \leq x_4 \text{ ou } x_4 \leq x \leq x_3) \text{ e} \\
 & (y_1 \leq y \leq y_2 \text{ ou } y_2 \leq y \leq y_1) \text{ e } (y_3 \leq y \leq y_4 \text{ ou } y_4 \leq y \leq y_3)
 \end{aligned} \quad (4.1)$$

4.3.4 Cálculo dos Custos de Produção

O custo de produção é calculado usando a informação sobre a quantidade de energia negociada

em mercado, o preço de mercado e as tarifas *feed-in*. A PRO (PRO) é sempre paga ao preço de mercado estabelecido (PM), enquanto a PRE (PRE_k) tem as tarifas individuais por tecnologia ($T_{PRE.k}$).

O custo de produção ($Custo_A$) é calculado pelo produto das quantidades de energia pelos respectivos preços pagos:

$$Custo_A = PRO \cdot PM + \sum_{k=1}^N (PRE_k \cdot T_{PRE.k}) \quad (4.2)$$

- PRO: quantidade de energia produzida em regime ordinário (MWh);
- PM: preço de mercado (€/MWh);
- PRE_k : quantidade de energia produzida em regime especial pela tecnologia k (MWh);
- $T_{PRE.k}$: tarifa *feed-in* paga à tecnologia k (€/MWh).

Quando se simula a remoção de uma quantidade de PRE, é obtido um novo PM e assume-se que a carga se manteve constante, isto é, a quantidade de energia associada a essa tecnologia removida (PRE_k) é compensada por PRO que será agora paga ao novo PM ($PRO_x = PRO + PRE_k$). Esta situação será exemplificada mais adiante neste capítulo.

Contudo, deve-se realçar que este é um cenário irrealista, pois no mercado em *pool* simétrico, a remoção de PRE não altera só o PM mas também a quantidade de energia transacionada em mercado. No entanto, no caso de estudo desta dissertação é conveniente manter o valor da energia transacionada de modo a poder comprar diretamente o novo custo de produção com o custo de produção no cenário com PRE.

No caso de remoção total da PRE, a quantidade de energia total transacionada mantém-se, sendo na sua totalidade considerada PRO ($PRO_B = PRO + \sum_{k=1}^N (PRE_k)$) e paga ao novo PM (PM_B) estimado quando da remoção total da PRE. Assim a equação anterior fica simplificada, apresentando-se da seguinte forma:

$$Custo_B = PRO_B \cdot PM_B \quad (4.3)$$

4.3.5 Cálculo do preço de mercado limite

O impacto da PRE sobre o custo de produção varia consideravelmente, sendo que em determinados casos, a remoção da mesma resulta num aumento no custo de produção, enquanto noutros, esse custo é reduzido. A análise e justificação destes resultados torna-se complicada, pois estes estão dependentes das tarifas *feed-in*, quantidades de PRO e PRE por tecnologia e do próprio PM. Deste modo, foi introduzido o conceito de PM_{limite} para poder ser estabelecida uma comparação direta com o PM, chegando logo a uma conclusão sobre a variação do CP.

Considerando o custo de produção no cenário com PRE, e assumindo que aquando da remoção da PRE este se mantém constante, pode-se manipular a equação 4.2 de modo a obter o valor do preço de mercado que define o limiar entre aumento ou redução do custo de produção (PM_{limite}).

A equação 4.4 exemplifica como pode ser efetuado este cálculo para o caso da remoção da PRE Eólica, sendo que para as restantes tecnologias o processo seria análogo.

A equação 4.5 apresenta a fórmula generalizada para o cálculo do PM_{limite} . De realçar que do somatório dos custos associados às várias tecnologias de PRE se exclui a componente referente à tecnologia de PRE que se remove.

$$\begin{aligned}
 Custo_{ComPRE} &= ((PRO + PRE_{Eolica}) \cdot PM_{limite}) + (PRE_{Fotovoltaica} \cdot T_{Fotovoltaica}) + \\
 &+ (PRE_{Hidrica} \cdot T_{Hidrica}) + (PRE_{Termica} \cdot T_{Termica}) \Leftrightarrow \\
 \Leftrightarrow Custo_{ComPRE} - ((PRE_{Fotovoltaica} \cdot T_{Fotovoltaica}) + (PRE_{Hidrica} \cdot T_{Hidrica}) + \\
 &+ (PRE_{Termica} \cdot T_{Termica})) = (PRO + PRE_{Eolica}) \cdot PM_{limite} \Leftrightarrow \\
 \Leftrightarrow PM_{limite} &= \frac{Custo_{ComPRE} - ((PRE_{Fotovoltaica} \cdot T_{Fotovoltaica}) + (PRE_{Hidrica} \cdot T_{Hidrica}) + (PRE_{Termica} \cdot T_{Termica}))}{(PRO + PRE_{Eolica})} \quad (4.4)
 \end{aligned}$$

$$PM_{limite} = \frac{Custo_{ComPRE} - (\sum_{k=2}^N (PRE_k \cdot T_{PRE.k}))}{(PRO + PRE_{Removida})} \quad (4.5)$$

Assim, se o preço de mercado ao remover a PRE for superior ao PM_{limite} , o custo de produção aumenta. Por outro lado, se o novo preço de mercado for inferior ao PM_{limite} , a remoção da PRE leva à redução do custo de produção. É importante ressaltar que o PM_{limite} difere para cada tecnologia de PRE que é removida.

Por outro lado, se o PM for superior aos valores das tarifas *feed-in*, qualquer quantidade de PRE removida passará a ser remunerada a um preço superior. Nestas situações, o PM_{limite} será inferior ao próprio PM no cenário com PRE, pois qualquer quantidade de PRE removida passará a ser remunerada a um preço superior, resultando num aumento do CP.

4.3.6 Exemplo Demonstrativo (Hora 1 do dia 11 de dezembro de 2021)

Nesta secção será apresentado um exemplo numérico, de modo a clarificar a metodologia implementada. Para tal, foi escolhida a hora 1 do dia 11 de dezembro de 2021, onde se registou o funcionamento normal de mercado, sem ocorrência de *Market Splitting*. Para esta hora serão usados os dados do cenário com PRE, calculando o novo preço de mercado ao retirar a PRE Eólica e os respetivos custos de produção.

Começando pelo cenário com PRE, o preço de mercado para esta hora é de 219,04 €/MWh. Para o cenário onde é removida a PRE Eólica, o novo preço de mercado é dado pela ordenada do ponto de interseção entre dois segmentos de reta S1 e S2, definidos por 4 pontos, $p1=(x1,y1)$, $p2=(x2,y2)$, $p3=(x3,y3)$ e $p4=(x4,y4)$. A Tabela 4.3 apresenta estes pontos.

Neste caso, S2 é vertical e S1 é horizontal, logo, a abcissa do ponto de interseção será $x = 23752,3$ e a ordenada $y = 270$. Por fim, basta verificar se o ponto de interseção pertence aos 2 segmentos de reta, verificando as condições de (4.1).

Tabela 4.3: Segmentos de reta e pontos que definem os seus extremos, usados no cálculo do novo preço de mercado para o cenário onde é removida a PRE Eólica

Segmentos de Reta	Pontos que definem os extremos do segmento de reta	x	y
S1	P1	23704,5	270
	P2	23786,5	270
S2	P3	23752,3	265
	P4	23752,3	270

$$\begin{aligned}
 & (23704.5 \leq 23752.3 \leq 23786.5 \quad \text{ou} \quad 23786.5 \leq 23752.3 \leq 23704.5) \quad e \\
 & (23752,3 \leq 23752,3 \leq 23752,3 \quad \text{ou} \quad 23752,3 \leq 23752,3 \leq 23752,3) \quad e \\
 & (270 \leq 270 \leq 270 \quad \text{ou} \quad 270 \leq 270 \leq 270) \quad e \\
 & (265 \leq 270 \leq 270 \quad \text{ou} \quad 270 \leq 270 \leq 265)
 \end{aligned} \tag{4.6}$$

Como este é um exemplo ilustrativo, já foram selecionados os segmentos de reta corretos, logo, o ponto de interseção pertence aos dois segmentos e a sua abcissa dá-nos o novo preço de mercado, com remoção da PRE Eólica, de 270 €/MWh.

Considerando agora os valores de produção e tarifas *feed-in* para a hora em análise, indicados na Tabela 4.4 será calculado o custo de produção para o cenário com PRE e para o cenário com Remoção da PRE Eólica.

Tabela 4.4: Valores de produção e tarifas *feed in*, hora 1 do dia 11 de dezembro de 2021

PRO	PRE		
9058,825	Tecnologia	Quantidade de energia Produzida (MWh)	Tarifas pagas à PRE em Dezembro de 2021 (€/MWh)
	Eolica	2854,2	81,52
	Fotovoltaica	0,1	282,06
	Hidrica	135,075	91,35
	Termica	729,1	100,87

Para ambos os cenários será aplicada a expressão (4.2), com a particularidade de que no cenário normal serão usados diretamente os valores da Tabela 4.4 enquanto no cenário com remoção da PRE, como indica a metodologia, a PRE Eólica passa a ser considerada PRO e é paga ao preço de mercado.

Com o resultado para o CP no cenário com PRE, pode ser calculado, usando a equação (4.5), o PM_{limite} para a tecnologia de PRE Eólica.

$$\begin{aligned}
 CustO_{ComPRE} = & (9058,825 \cdot 219,04) + (2854,2 \cdot 81,52) + (0,1 \cdot 282,06) + (135,075 \cdot 91,35) + \\
 & + (729,1 \cdot 100,87) = 2302837,795\text{€}
 \end{aligned} \tag{4.7}$$

$$PM_{limite.Eolica} = \frac{2302837,795 - ((0,1 \cdot 282,06) + (135,075 \cdot 91,35) + (729,1 \cdot 100,87))}{(9058,825 + 2854,2)} \Leftrightarrow$$

$$\Leftrightarrow PM_{limite.Eolica} = 186,09\text{€/MWh} \quad (4.8)$$

$$Custo_{SemPREEolica} = ((9058,825 + 2854,2) \cdot 270) + (0,1 \cdot 282,06) + (135,075 \cdot 91,35) +$$

$$+ (729,1 \cdot 100,87) = 3302430,398\text{€} \quad (4.9)$$

Tabela 4.5: Resultados dos preços de mercado, custos de produção e respetivas variações percentuais relativamente ao cenário com PRE

	Preço de mercado (€/MWh)	Variação do Preço de mercado (%)	Custo Produção (€)	Variação do Custo de Produção (%)
Cenário com PRE	219,04	-	2 302 837,80 €	-
Cenário sem PRE Eólica	270	23,27%	3 302 430,40 €	43,41%

Por fim, a Tabela 4.5 apresenta os resultados dos preços de mercado, custos de produção e as suas respetivas variações percentuais relativamente ao cenário com PRE. Conclui-se que, para a hora considerada, a remoção da PRE Eólica leva a um aumento de 23,27% do preço de mercado e um aumento de 43,41% do custo de produção.

A remoção de qualquer quantidade de PRE implica sempre a manutenção ou o aumento do preço de mercado. Como as tarifas pagas à PRE Eólica são inferiores ao preço de mercado, a remoção de qualquer quantidade de PRE Eólica, passando esta a ser paga a um novo preço de mercado, resultará num pagamento a um preço substancialmente maior, contribuindo para o aumento significativo observado no custo de produção.

Este resultado é esperado quando comparamos o PM, para o cenário sem PRE eólica, com o PM_{limite} para o mesmo cenário. Como o preço de mercado ultrapassa o PM_{limite} , é possível afirmar com certeza que a remoção da PRE eólica resultará num aumento do CP.

Capítulo 5

Análise de Resultados

Neste capítulo serão apresentados os resultados obtidos aplicando a metodologia descrita no Capítulo 4. A metodologia adotada permitiu obter resultados para todas as horas do ano de 2021, no entanto, uma análise de todas as horas seria muito exaustiva. Portanto, foram considerados determinados períodos, visando obter uma análise detalhada, mas sem comprometer a análise global.

Assim, os resultados referentes ao ano de 2021 foram agrupados em intervalos de tempo específicos, facilitando a sua análise. Primeiramente, serão apresentadas considerações gerais sobre os resultados obtidos, em seguida, análise de resultados diários, seguidos por resultados mensais e por fim, anuais.

Para garantir uma compreensão quantitativa dos dados, estes serão apresentados em tabelas, complementados com gráficos. Em cada subseção, a análise tem como objetivo compreender o impacto total e das diferentes tecnologias de PRE nos preços de mercado e nos custos de produção, além de identificar os principais fatores que contribuíram para eventuais alterações significativas.

É importante realçar que, devido ao aumento significativo do preço médio de mercado, mencionado no Capítulo 3, os resultados obtidos apresentam essencialmente análises distintas para dois períodos diferentes.

Conforme ilustrado na Figura 5.1, durante a primeira metade do ano de 2021, aproximadamente até o mês de julho, o preço médio de mercado era inferior aos valores das tarifas *feed-in* pagas às tecnologias de PRE. Durante a análise dos resultados, esse período será denominado como o primeiro período do ano.

A partir de julho, o preço médio de mercado passou a ser superior aos valores das tarifas *feed-in*. Esse período será referido como o segundo período do ano.

Para a PRE fotovoltaica, o valor médio da tarifa é sempre superior ao preço médio de mercado. No entanto, em determinadas ocasiões, quando são considerados os valores máximos de preço de mercado, a PRE fotovoltaica também pode ser incluída na análise mencionada.

Esta distinção entre estes períodos reflete uma mudança significativa no paradigma em análise ao longo do ano de 2021. A compreensão desta mudança e da sua influência sobre os resultados

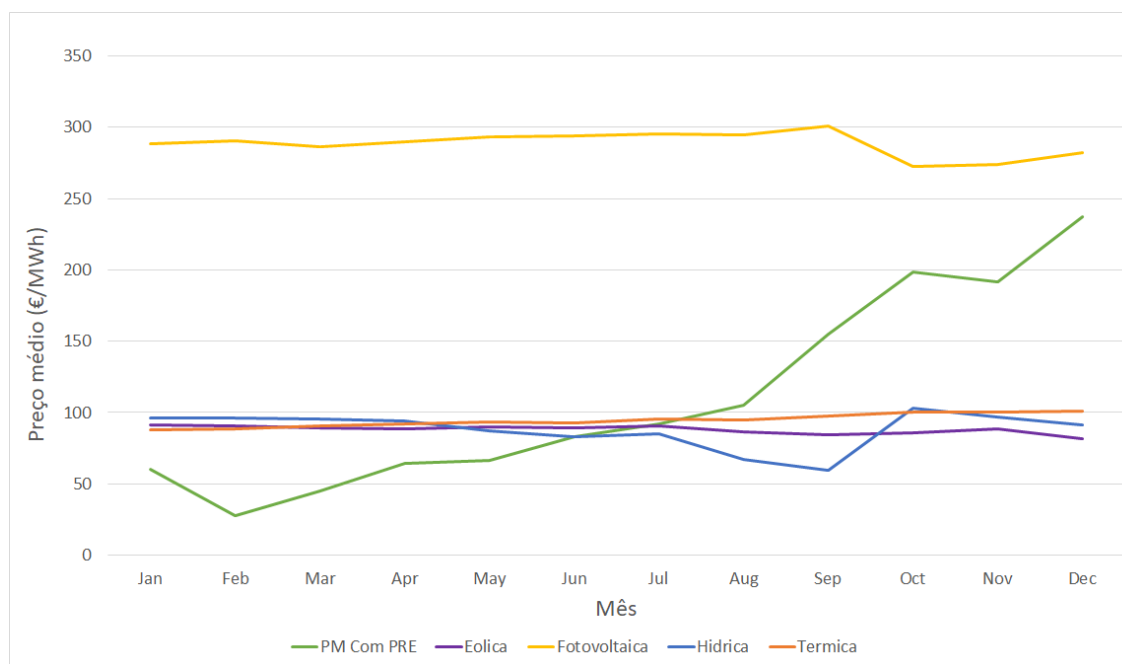


Figura 5.1: Evolução do preço médio de mercado e tarifas *feed-in* ao longo de 2021

é fundamental, de modo a identificar e perceber os fatores que contribuíram para as variações registadas nos custos de produção da energia elétrica ao longo do ano de 2021.

5.1 Considerações gerais sobre os resultados obtidos

5.1.1 Preço de mercado

A inclusão da PRE no mercado, como já explicado no Capítulo 3, leva a que o preço de mercado seja menor. Em contrapartida, e dependendo da quantidade removida, a sua remoção provoca sempre aumento ou manutenção do preço de mercado. Este facto verifica-se para todas as horas de 2021, e aquando da remoção da totalidade da PRE o preço de mercado aumentou para todas as horas.

Ao remover a PRE em horas com preços de mercado baixos, geralmente devido à abundância de PRE, que é uma situação comum sobretudo durante as horas de *market splitting*, as variações percentuais do preço de mercado tendem a ser mais elevadas. Estas variações são ainda mais pronunciadas quando o preço de mercado está mais próximo de zero. Em oposição, para preços de mercado mais elevados, a variação percentual tende a ser menor.

5.1.2 Custo de Produção

O impacto da PRE no custo de produção varia consideravelmente. Em determinados casos, a remoção da PRE resulta num aumento no custo de produção, enquanto noutros casos, esse custo é reduzido.

A redução do custo de produção ocorre quando as tarifas *feed-in* pagas à PRE são superiores ao PM. Conforme a metodologia adotada, que considera que a carga permanece constante, a PRE removida passa a ser considerada PRO e é remunerada ao preço de mercado, que é inferior. Dessa forma, a remoção da PRE resulta numa redução do custo de produção.

Por outro lado, o aumento do custo de produção ao remover a PRE pode ocorrer quando o PM é inferior ao valor das tarifas *feed-in* e é uma certeza quando o PM é superior às mesmas tarifas.

Por vezes, ao remover a PRE, o aumento observado no PM, mesmo que este ainda seja inferior às tarifas *feed-in*, pode originar um aumento do CP, pois toda a PRO e a PRE removida passam a ser pagas a esse novo PM. Por outras palavras, a redução de custo na remuneração da tecnologia de PRE removida é descompensada pelo aumento no custo da PRO, resultando num maior CP.

Quando a PRE é removida e o PM é superior às tarifas, a quantidade de produção removida passa a ser remunerada a esse preço, que é mais elevado, contribuindo para o aumento do CP.

A introdução do conceito de PM_{limite} teve por objetivo simplificar esta análise, evitando a necessidade de analisar todas as condicionantes. O PM_{limite} permite, por comparação direta, obter conclusões rápidas, proporcionando uma abordagem mais simplificada e eficiente para avaliar o impacto da remoção da PRE no CP.

5.2 Resultados Diários

Para os resultados diários, foi realizada a análise dos custos de produção e preços de mercado da energia elétrica para alguns dias ao longo do ano de 2021, visando abranger as diferentes estações do ano, de modo a avaliar e compreender como as variações sazonais, a nível climático e demanda de energia, podem influenciar os resultados.

Para isso, foram selecionados quatro dias ao longo do ano de 2021, todos eles no mesmo dia da semana, segunda-feira, mas em estações distintas (primavera, verão, outono e inverno) e ainda com o cuidado de evitar dias com horas de *market splitting*.

Deste modo, os dias selecionados foram:

- **22 de março de 2021 (primavera):** Durante a primavera, ocorrem mudanças significativas nas condições climáticas, o que pode ter impacto nos resultados.
- **21 de junho de 2021 (verão):** No verão, o consumo de energia elétrica tende a aumentar devido ao uso intensivo de sistemas de refrigeração e ar condicionado.
- **20 de setembro de 2021 (outono):** Com a chegada do outono, ocorre uma transição do período de maior demanda de energia do verão para um consumo mais moderado.
- **20 de dezembro de 2021 (inverno):** Durante o inverno, as temperaturas tendem a ser mais baixas, levando ao aumento do consumo de energia elétrica para aquecimento.

Serão apresentados os resultados do preço médio de mercado, preço de mercado limite e custo de produção por hora e diário para os cenários com PRE, e remoção de PRE por tecnologia e total.

O preço médio de mercado será obtido realizando a média aritmética do preço em todas as horas do dia. Já o custo diário de produção resulta da soma dos custos de produção para cada hora do dia.

5.2.1 22 de março

O primeiro dia analisar é o dia 22 de março, dia típico de primavera, inserido no primeiro período do ano. Neste dia, com a remoção total da PRE, registou-se um preço médio de mercado de 59,78 €/MWh (aumento médio de 7,81%) e preço médio de mercado limite de 65,76 €/MWh. Assim, para este dia, a remoção da totalidade da PRE leva a uma redução de -8,37% no CP.

As Tabelas A.2 e A.3 apresentam respetivamente os resultados obtidos para o PM e o CP, para todas as horas deste dia, perante a extração total e por tecnologia de PRE. Estas incluem ainda as variações percentuais destes mesmos resultados relativamente ao cenário "real", com PRE. As Figuras 5.2 e 5.3 apresentam estas variações de forma gráfica para facilitar a análise.

Os valores obtidos para o PM_{limite} , médio diário e por hora, estão presentes na Tabela A.1. A Figura 5.4 apresenta a variação do PM, relativamente ao PM_{limite} .

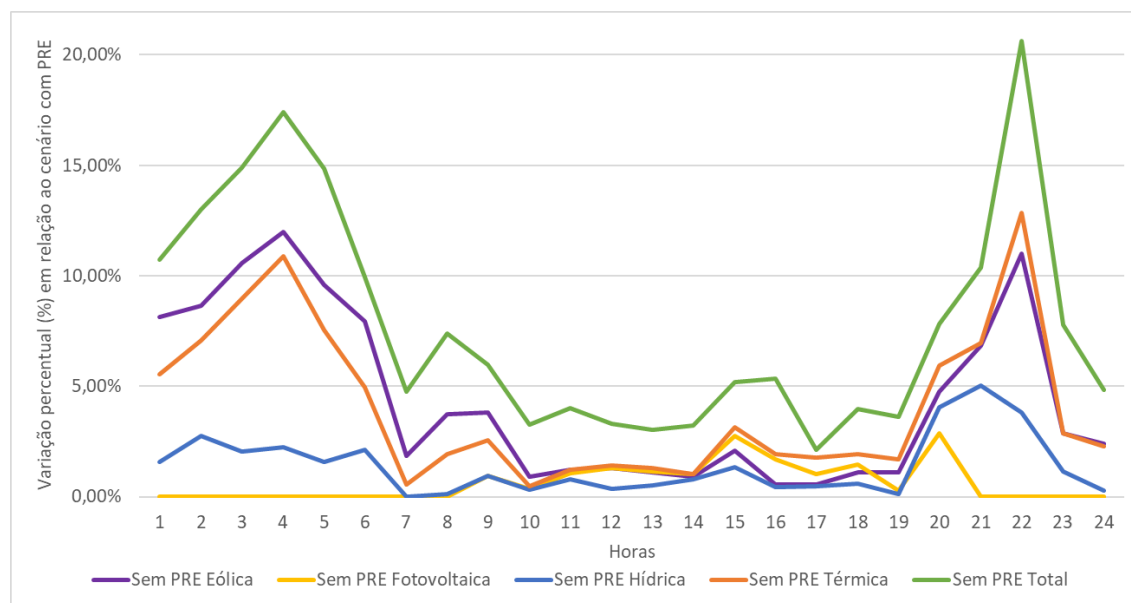


Figura 5.2: Variações percentuais do preço de mercado, perante a extração total ou parcial da PRE, dia 22 de março de 2021

A remoção das tecnologias de PRE que apresentam maior produção, nomeadamente a PRE Eólica e Térmica, tem uma influência significativa sobre o PM, resultando numa maior variação do mesmo. Neste dia, esta variação foi mais evidente durante as horas compreendidas entre 0h e 8h, e entre 20h e 24h, devido à maior disponibilidade de recursos eólicos nesses períodos, resultando em maior produção e consequente maior variação do PM aquando da remoção desta tecnologia. Por outro lado, e comparando com as restantes tecnologias, as quantidades de PRE fotovoltaica

e a PRE hídrica produzidas tendem a ser baixas, pelo que, o impacto da remoção das mesmas no PM é menos perceptível.

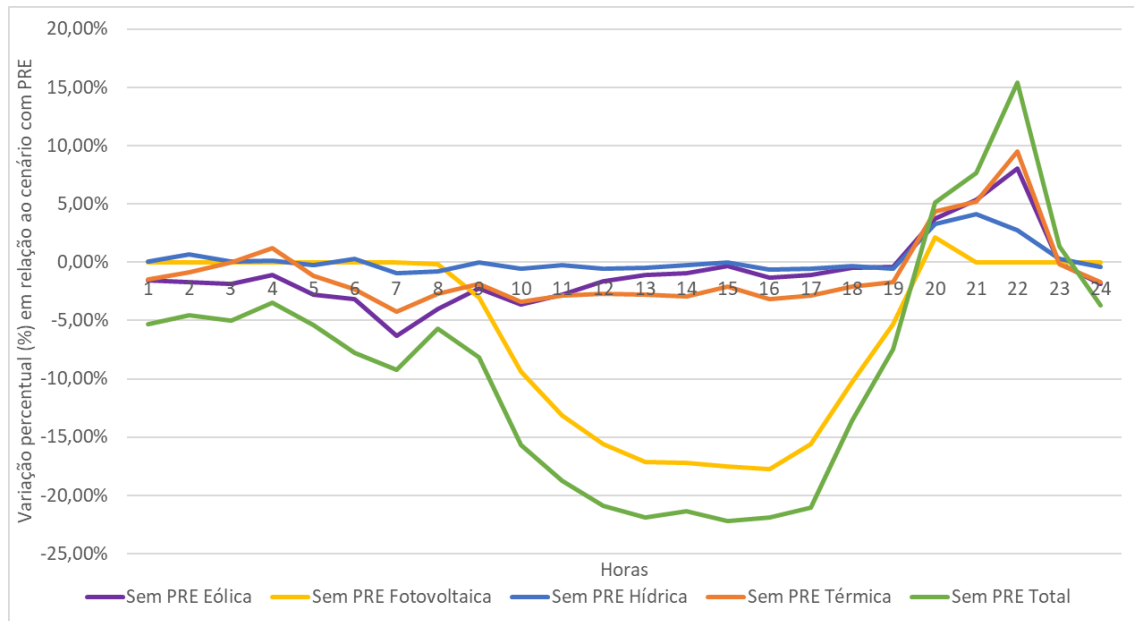


Figura 5.3: Variações percentuais do custo de produção, perante a extração total ou parcial da PRE, dia 22 de março de 2021

Os resultados revelam que as horas de maior variação no CP, ao remover totalmente a PRE, coincidem com as horas de maior produção fotovoltaica. Isto ocorre devido às tarifas mais elevadas pagas à PRE fotovoltaica, que são muito superiores não apenas às tarifas das outras tecnologias, mas também ao preço de mercado. Como resultado, quando a produção fotovoltaica é removida, o impacto no custo de produção é maior, mesmo que a quantidade de energia produzida seja significativamente menor do que nas outras tecnologias.

Analisando os resultados das tabelas e gráficos, é possível concluir que, embora haja uma redução geral no CP ao remover a PRE, esse efeito não é observado para todas as horas do dia.

A Figura 5.4 é quase idêntica à Figura 5.3, o que indica que a variação do PM em relação ao PM_{limite} será sempre correspondente à variação do CP. Embora esta relação seja direta, a variação não é proporcional, como evidenciado pela proximidade, mas não igualdade, dos valores em magnitude.

Durante o intervalo das 20 às 23 horas, a remoção da PRE e a subsequente variação do PM resultam na ultrapassagem do PM_{limite} , levando a um aumento no CP. No entanto, esta tendência não se aplica à PRE fotovoltaica, uma vez que a sua produção era nula durante estas horas, o que resultou na manutenção do custo de produção.

Além disso, foi observado um aumento do CP às 4 horas, mas apenas quando a PRE Térmica foi removida. Da mesma forma, à hora 1, esse aumento ocorreu especificamente para a remoção da PRE hídrica. Para as restantes horas, a variação do preço de mercado foi insuficiente para o ultrapassar o PM_{limite} , logo à redução nos CP.

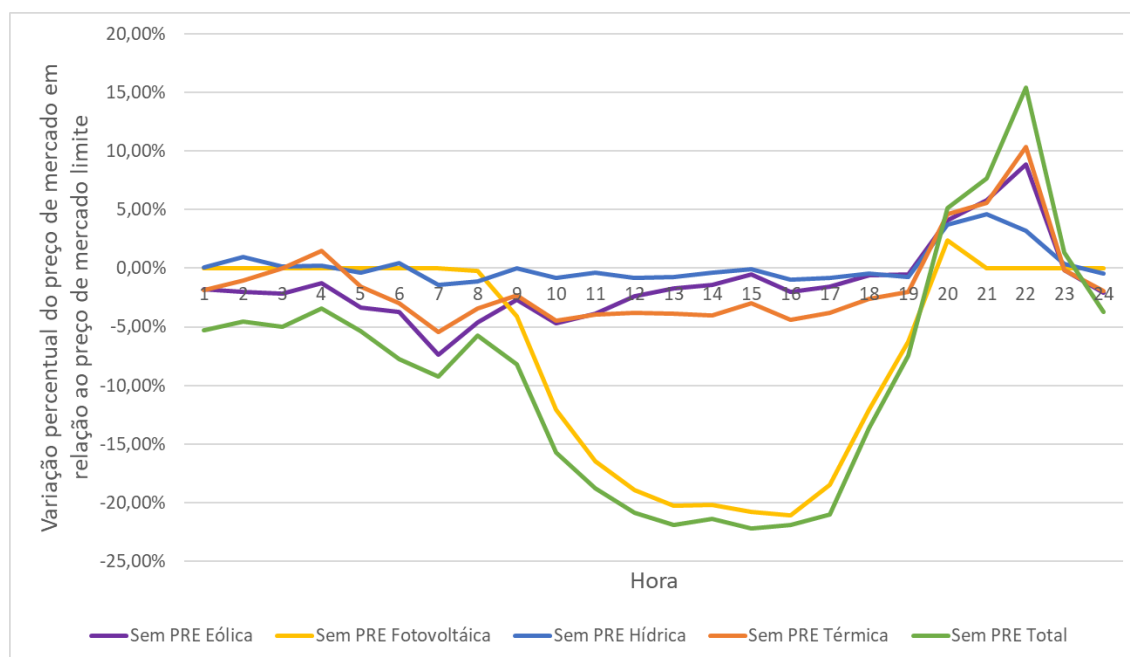


Figura 5.4: Variações percentuais do preço de mercado em relação ao preço de mercado limite, dia 22 de março de 2021.png

5.2.2 21 de junho

Para o dia 21 de junho, dia típico de verão, a produção fotovoltaica é mais elevada. Neste dia, com a remoção total da PRE, registou-se um preço médio de mercado de 90,36 €/MWh (aumento médio de 11,86%) e preço médio de mercado limite de 87,11 €/MWh. Assim, para este dia, a remoção da totalidade da PRE leva a um aumento de 3,07% do CP.

As Tabelas A.5 e A.6 apresentam respetivamente os resultados obtidos para o PM e o CP, para todas as horas deste dia, perante a extração total e por tecnologia de PRE. Estas incluem ainda as variações percentuais destes mesmos resultados relativamente ao cenário "real", com PRE. As Figuras 5.5 e 5.6 apresentam estas variações de forma gráfica para facilitar a análise.

Os valores obtidos para o PM_{limite} , médio diário e por hora, estão presentes na Tabela A.4. A Figura 5.7 apresenta a variação do PM, relativamente ao PM_{limite} .

Os resultados para variação de PM estão conforme o esperado, sendo que as maiores variações ocorrem quando são removidas as tecnologias com maior produção, destacando-se assim a PRE eólica.

Os PM ligeiramente mais baixos para as primeiras horas deste dia, 1 a 7 horas, no cenário com PRE, podem justificar-se pela abundância de PRE, sobretudo Eólica. Em contrapartida, leva a que com a remoção da PRE, as variações percentuais registadas no PM sejam mais acentuadas, levando a que seja ultrapassado o PM_{limite} , e consequentemente aumente o CP.

O PM_{limite} foi ultrapassado para quase todas as horas do dia, em quase todos os cenários, pois os preços de mercado já eram relativamente altos e com a remoção da PRE elevaram-se ainda

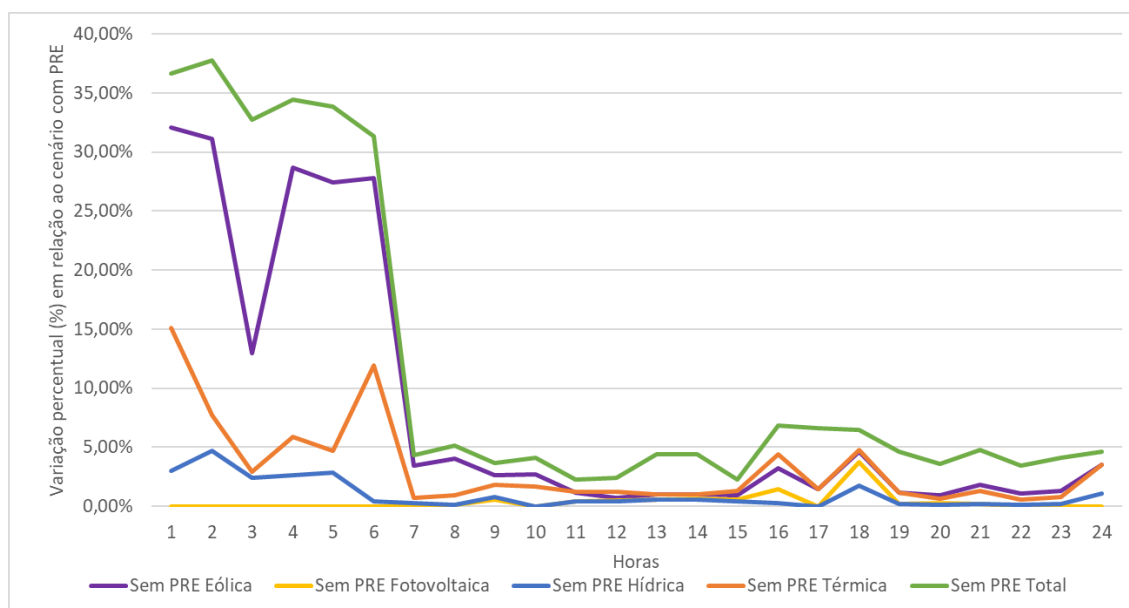


Figura 5.5: Variações percentuais do preço de mercado, perante a extração total ou parcial da PRE, dia 21 de junho de 2021

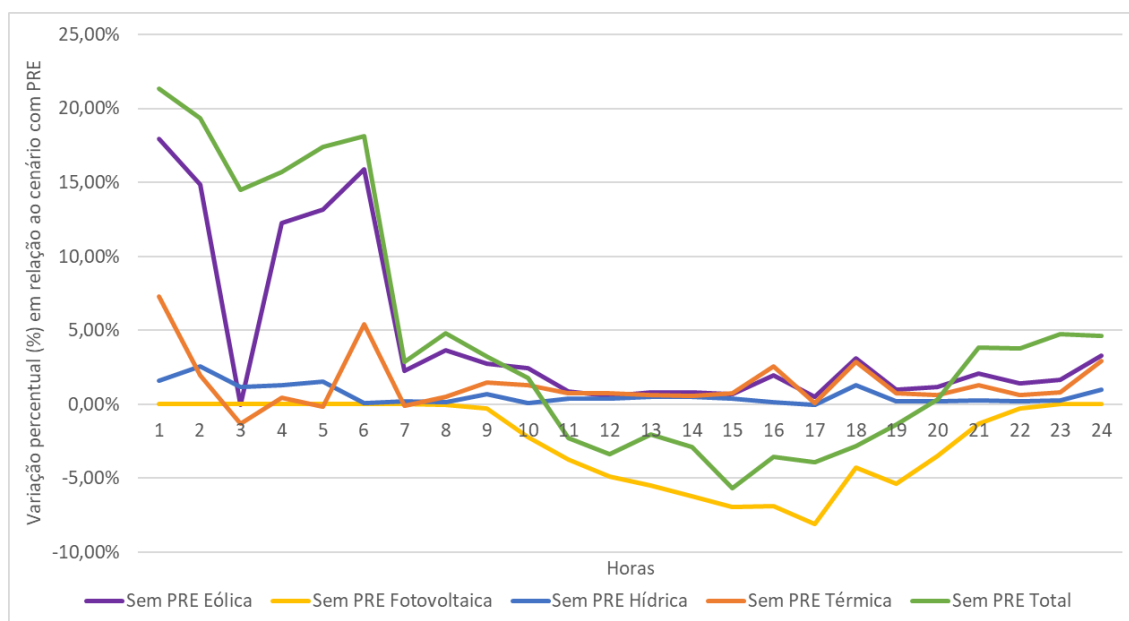


Figura 5.6: Variações percentuais do custo de produção, perante a extração total ou parcial da PRE, dia 21 de junho de 2021

mais, estando próximos ou até mesmo ultrapassando os valores das tarifas *feed-in*.

Assim, apenas para a PRE fotovoltaica, cujas tarifas são muito superiores às restantes tecnologias de PRE, a remoção da mesma leva a redução do CP. Por consequência, nas horas de maior produção da mesma, a remoção da PRE Total também leva a redução no custo de produção

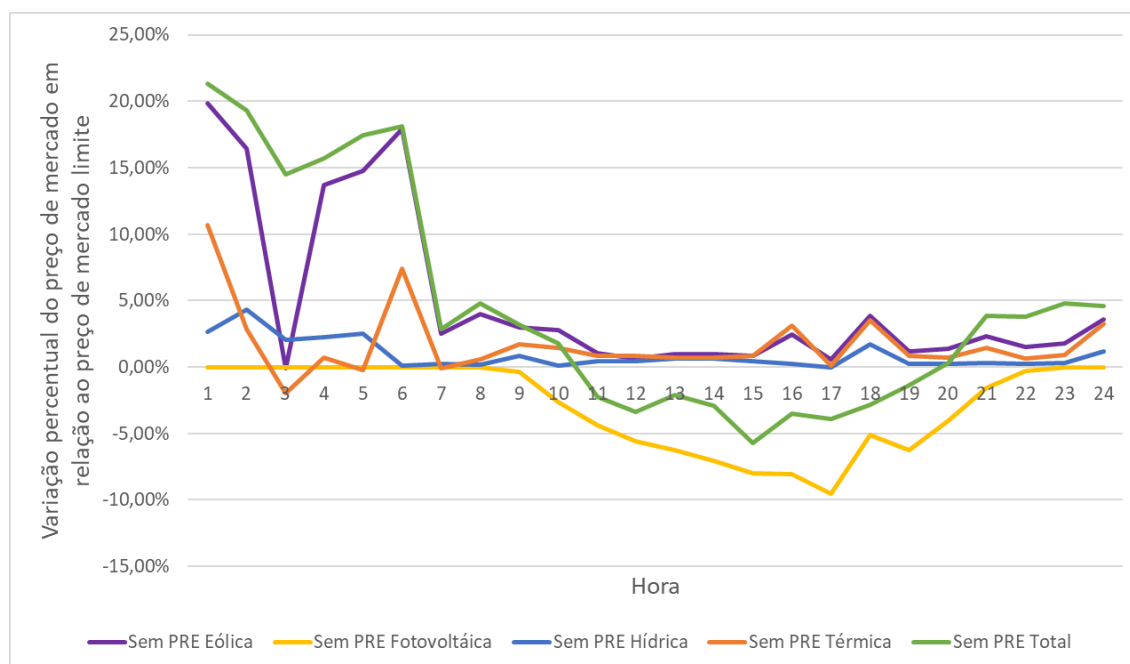


Figura 5.7: Variações percentuais do preço de mercado em relação ao preço de mercado limite, dia 21 de junho de 2021.png

enquanto para o resto do dia o CP eleva-se praticamente sempre que é removida PRE.

Existe apenas a exceção da PRE térmica na hora 3, pois a variação do PM foi insuficiente para este não ultrapassar o PM_{limite} .

O facto da produção fotovoltaica ser mais elevada, reflete-se nos resultados, sendo visível na Figura 5.6 em que a variação do CP ao remover a PRE fotovoltaica, nas horas de maior produção da mesma, isto é, entre 10 e 20 horas, acaba por ser maior que a variação ao remover a totalidade de PRE. Como, nestas horas, a remoção de algumas tecnologias contribui para o aumento do custo de produção, enquanto outras para a sua redução, existe uma compensação que faz a variação de custo na remoção da PRE total ser menor, mas ainda negativa, reforçando a influência da PRE fotovoltaica neste período.

As Figuras 5.7 e 5.6 são praticamente idênticas, confirmando novamente a relação entre a variação do PM em relação ao PM_{limite} com a variação do CP em relação ao cenário “real”.

5.2.3 20 de setembro

Para o dia 20 de setembro, dia típico de outono, é expetável existir menos produção fotovoltaica e aumentar a produção Eólica. Neste dia, com a remoção total da PRE, registou-se um preço médio de mercado de 176,74 €/MWh (aumento médio de 14,23%) e preço médio de mercado limite de 143,25 €/MWh. Assim, para este dia, a remoção da totalidade da PRE leva a um aumento de 22,86% do CP.

As Tabelas A.8 e A.9 apresentam respetivamente os resultados obtidos para o PM e o CP, para todas as horas deste dia, perante a extração total e por tecnologia de PRE. Estas incluem ainda as variações percentuais destes mesmos resultados relativamente ao cenário "real", com PRE. As Figuras 5.8 e 5.9 apresentam estas variações de forma gráfica para facilitar a análise.

Os valores obtidos para o PM_{limite} , médio diário e por hora, estão presentes na Tabela A.7. A Figura 5.10 apresenta a variação do PM, relativamente ao PM_{limite} .

Os resultados da análise da variação dos PM indicam que, embora fosse esperada uma redução do impacto da PRE fotovoltaica, esta não se verificou. Assim, e devido à baixa produção da PRE Eólica e Térmica, resultou em variações de preço, muito próximas durante as horas de pico da produção solar.

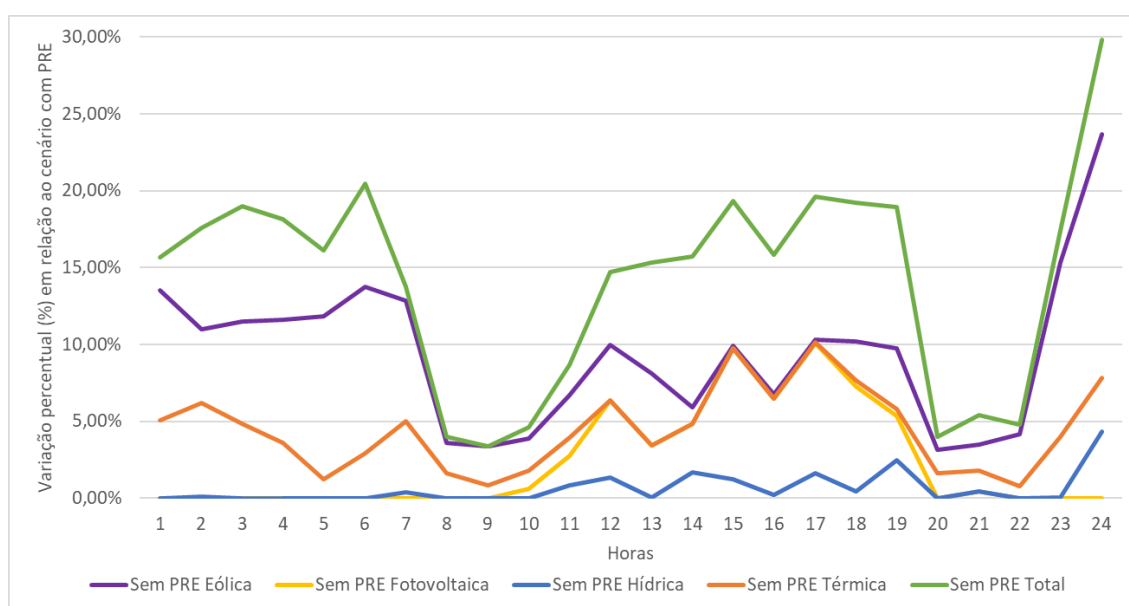


Figura 5.8: Variações percentuais do preço de mercado, perante a extração total ou parcial da PRE, dia 20 de setembro de 2021

Este dia já se enquadra no segundo período do ano, em que o preço de mercado elevou-se acima das tarifas *feed-in*.

Nestas situações, os novos PM ao remover a PRE encontram-se sempre acima do PM_{limite} , como evidenciado pelos resultados presentes nas Tabelas A.7 e A.8. Deste modo, qualquer quantidade de PRE removida passa a contribuir para o aumento do custo de produção. Apenas para algumas horas, devido à tarifa associada à mesma ser ainda superior aos PM, a remoção da PRE fotovoltaica contribui para a redução do CP.

Devido à baixa produção fotovoltaica, a sua influência, aquando da remoção total da PRE, é quase inexistente. Assim, o CP aumenta significativamente, uma vez que toda a PRE restante, que representa a maioria da produção, passa a ser remunerada a um preço superior, contribuindo para o aumento do CP.

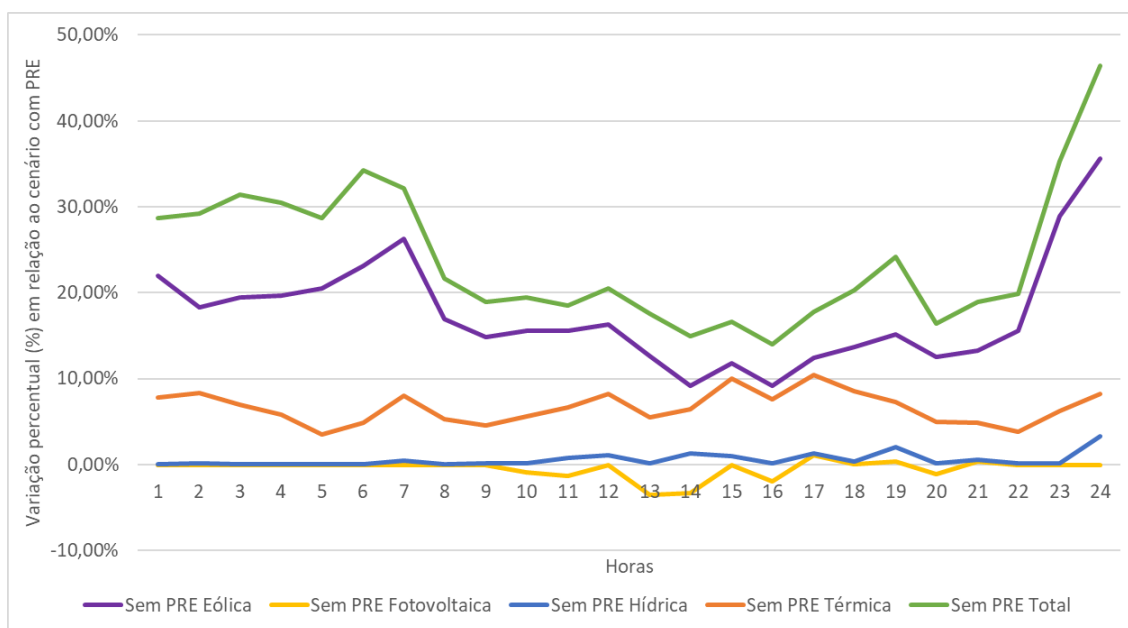


Figura 5.9: Variações percentuais do custo de produção, perante a extração total ou parcial da PRE, dia 20 de setembro de 2021

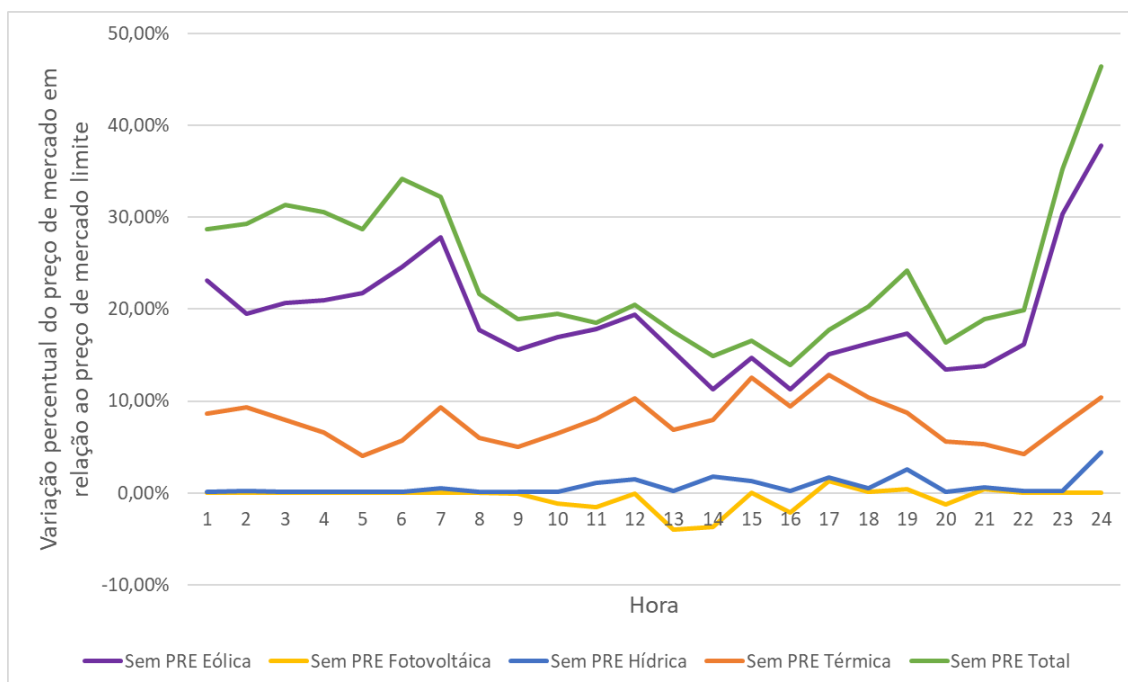


Figura 5.10: Variações percentuais do preço de mercado em relação ao preço de mercado limite, dia 20 de setembro de 2021.png

As Figuras 5.10 e 5.9 são, novamente, praticamente idênticas, confirmando novamente a relação entre a variação do PM em relação ao PM_{limite} com a variação do CP relativamente ao cenário

com PRE.

5.2.4 20 de dezembro

Por fim, para o dia 20 de dezembro, dia típico de inverno, é expetável aumentar a produção Eólica, por existir mais vento, e também existência de maior recurso hídrico e consequente produção. Neste dia, com a remoção total da PRE, registou-se um preço médio de mercado de 371,97 €/MWh (aumento médio de 10,62%) e preço médio de mercado limite de 275,74 €/MWh. Assim, para este dia, a remoção da totalidade da PRE leva a um aumento de 32,74% do CP.

As Tabelas A.11 e A.12 apresentam respetivamente os resultados obtidos para PM e CP, para todas as horas deste dia, perante a extração total e por tecnologia de PRE. Estas incluem ainda as variações percentuais destes mesmos resultados relativamente ao cenário "real", com PRE. As Figuras 5.11 e 5.12 apresentam estas variações de forma gráfica para facilitar a análise.

Os valores obtidos para o PM_{limite} , médio diário e por hora, estão presentes na Tabela A.10. A Figura 5.13 apresenta a variação do PM, relativamente ao PM_{limite} .

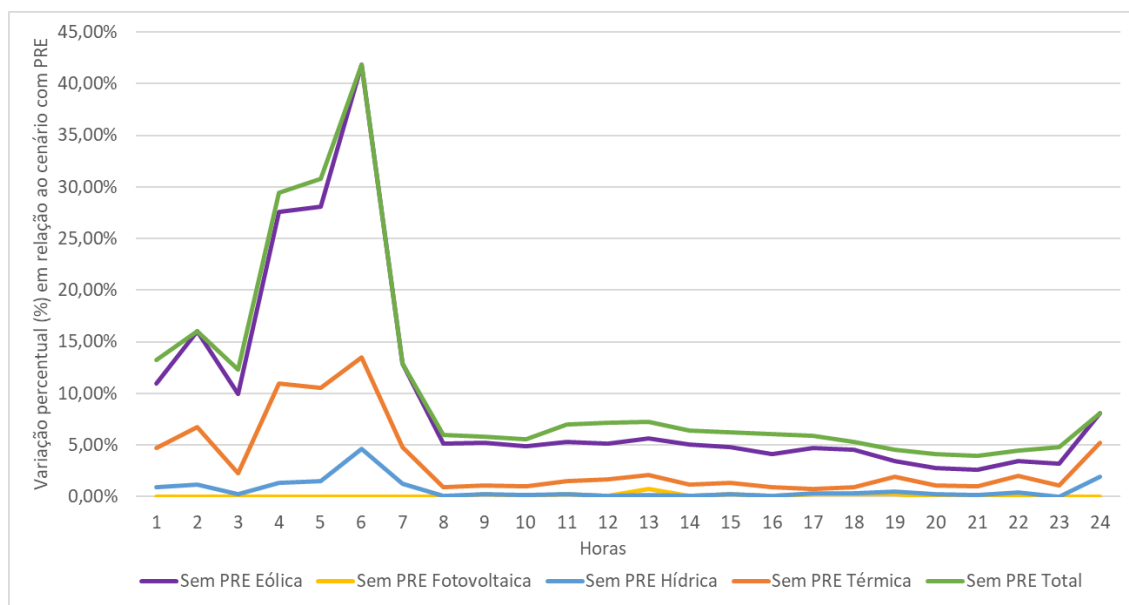


Figura 5.11: Variações percentuais do preço de mercado, perante a extração total ou parcial da PRE, dia 20 de dezembro de 2021

Analisando a variação dos PM, é evidente que o impacto da PRE Eólica se destaca, como era de se esperar, devido à sua maior abundância de recurso eólico num mês de inverno. A predominância da PRE eólica é clara, uma vez que a sua contribuição para a variação dos PM é superior a todas as outras tecnologias em todas as horas. Para algumas horas, a variação causada pela ausência de PRE Eólica chega a igualar a variação causada pela ausência total de PRE, relevando ainda mais a predominância da mesma neste dia.

Este dia enquadra-se no segundo período do ano, em que os preços de mercado elevaram-se ainda mais, estando agora acima das tarifas *feed-in* para todas as tecnologias.

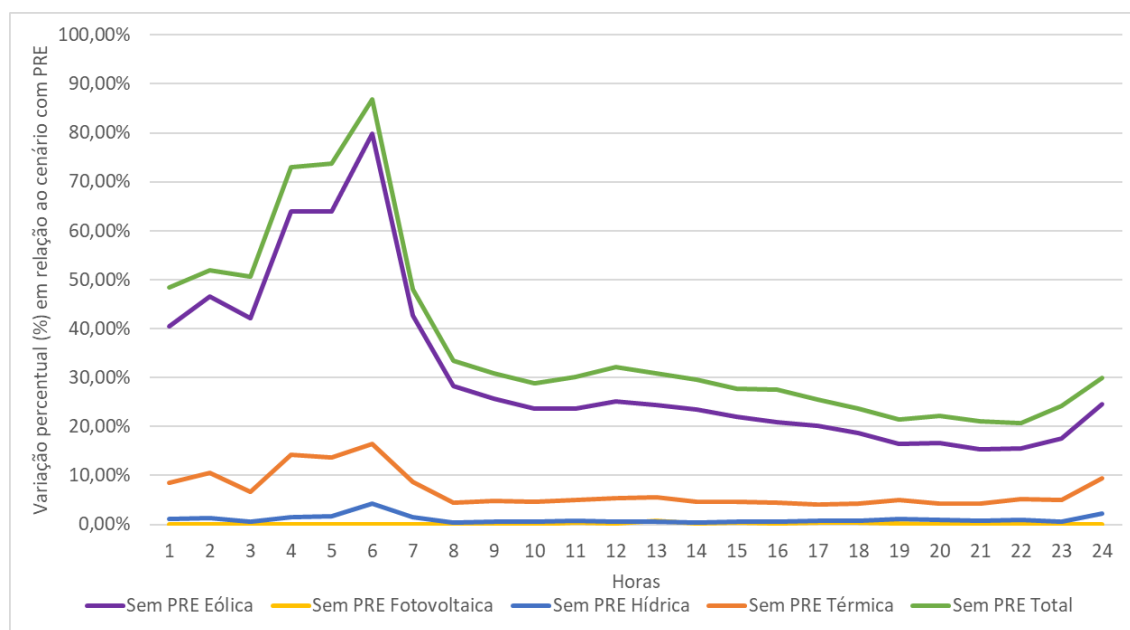


Figura 5.12: Variações percentuais do custo de produção, perante a extração total ou parcial da PRE, dia 20 de dezembro de 2021

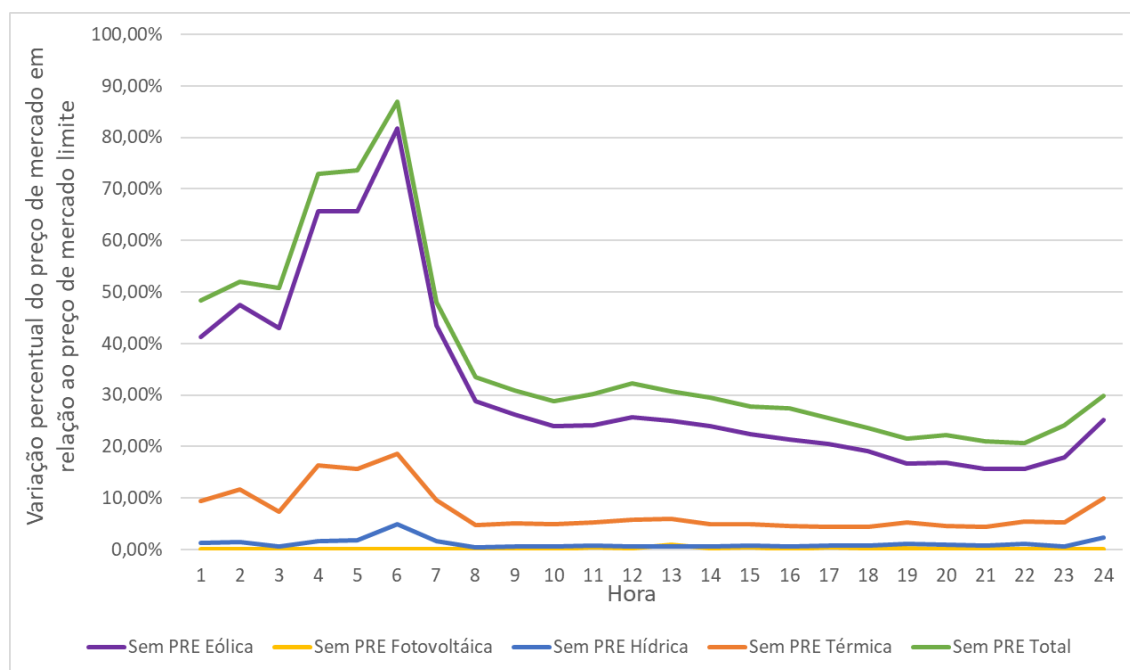


Figura 5.13: Variações percentuais do preço de mercado em relação ao preço de mercado limite, dia 20 de dezembro de 2021.png

Como já referido anteriormente, nestes casos, o PM_{limite} é sempre ultrapassado com a remoção da PRE, como se pode verificar pelos resultados apresentados na Figura 5.13.

Assim, a remoção de PRE leva a que o CP aumente para todos os casos, de forma que até as curvas apresentadas nas Figuras 5.11 e 5.12 são semelhantes.

As Figuras 5.13 e 5.12 são novamente semelhantes, confirmando a relação entre a direção da variação do PM em relação ao PM_{limite} com a direção da variação do CP relativamente ao cenário com PRE.

5.3 Resultados Mensais

Esta secção pretende analisar o impacto da PRE ao longo do ano de 2021. Assim, será realizada uma análise da evolução dos resultados para cada mês do ano.

Serão apresentados resultados gerais mensais, incluindo o custo total de produção, preço médio de mercado e preço de mercado limite médio, para cada dia do mês. Além disso, serão apresentados gráficos mostrando a variação dos preços de mercado médios e do custo de produção total relativamente ao cenário com PRE.

Não serão apresentados gráficos com a variação dos preços de mercado relativamente ao preço de mercado limite (PM_{limite}), uma vez que, como já observado na análise diária, estes apresentam andamento idêntico aos gráficos de variação do custo de produção.

Os preços médios de mercado serão obtidos realizando a média aritmética dos preços de mercado. Já o custo diário de produção resulta da soma dos custos de produção para cada hora do dia.

Os resultados apresentados nos gráficos e nas tabelas, permitirão uma análise detalhada, possibilitando avaliar de forma precisa o impacto de cada tecnologia.

5.3.1 Janeiro

Os resultados para janeiro estão presentes na Tabela 5.1. A partir da análise dos mesmos, é de realçar que a remoção da PRE Total leva a aumento médio de 19,14% do PM, sendo que a tecnologia que mais contribui para este aumento é a PRE Eólica, cuja remoção causa um aumento de 12,56%. A esta segue-se a PRE Térmica com aumento de 6,33%.

Tabela 5.1: Preço médio de mercado, custo de produção e respetivas variações percentuais relativamente ao cenário com PRE em janeiro 2021

Janeiro	Preço de mercado Limite	Preço médio de Mercado		Custo total de produção	
	€/MWh	€/MWh	%	M€	%
Cenário com PRE	-	60,09	-	817,735	-
Sem PRE Eólica	66,41	67,64	12,56%	834,803	2,09%
Sem PRE Fotovoltaica	61,86	60,53	0,72%	805,476	-1,50%
Sem PRE Hídrica	61,11	61,40	2,17%	821,130	0,42%
Sem PRE Térmica	62,52	63,90	6,33%	835,086	2,12%
Sem PRE Total	69,89	71,60	19,14%	844,394	3,26%

Quanto aos CP, o balanço geral mostra um aumento de 3,26% do mesmo perante a remoção total da PRE. A remoção da PRE fotovoltaica é a única que leva a redução no CP (-1,5%) pois o novo PM não ultrapassou o PM_{limite} .

Os resultados diários para os PM_{limite} , PM e CP estão respetivamente presentes nas Tabelas A.13, A.14 e A.15 que se encontram nos anexos.

Estes resultados contradizem a expectativa inicial de que quando os PM são relativamente inferiores às tarifas *feed-in*, a remoção da PRE geralmente leva a redução de CP. Apesar disto, os PM_{limite} também eram baixos e com a remoção da PRE foram ultrapassados para todas a tecnologias menos a PRE fotovoltaica, levando aos resultados obtidos de CP.

As figuras 5.14 e 5.15 apresentam, respetivamente, as variações percentuais médias do preço de mercado e do custo de produção total diários relativamente ao cenário com PRE.

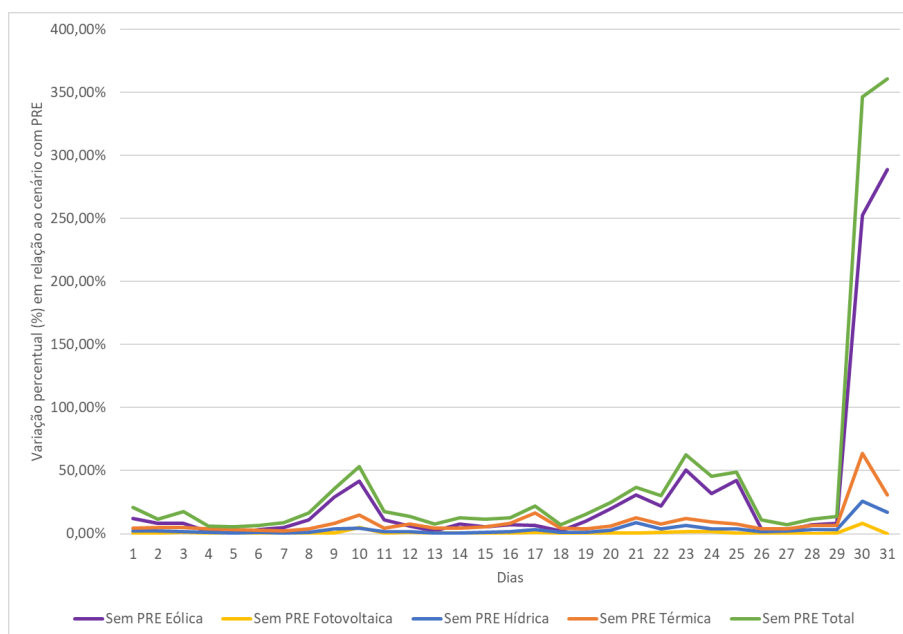


Figura 5.14: Variações percentuais do preço de mercado, perante a extração total ou parcial da PRE, janeiro de 2021

Destacam-se os resultados dos dias 9, 10, 21 a 25, 30 e 31. Os dias 9 e 10 foram caracterizados por períodos com predominância de *market splitting*. Nestes casos, a retirada da PRE tende a resultar numa maior variação percentual do PM, e foi exatamente isso que foi constatado.

O mesmo acontece para os dias com PM baixos, sendo o caso dos dias 21 a 25 e dias 30 e 31. Como nos dias 30 e 31 os preços de mercado eram muito baixos, próximos de zero, a remoção da PRE levou a variações percentuais ainda maiores, chegando aos 360% com a remoção da PRE total no dia 31.

Quando ao CP, para os dias 9 e 10, como os PM para estes dias eram elevados e com o consequente aumento dos mesmos ao remover PRE, o PM_{limite} é ultrapassado, levando a aumento

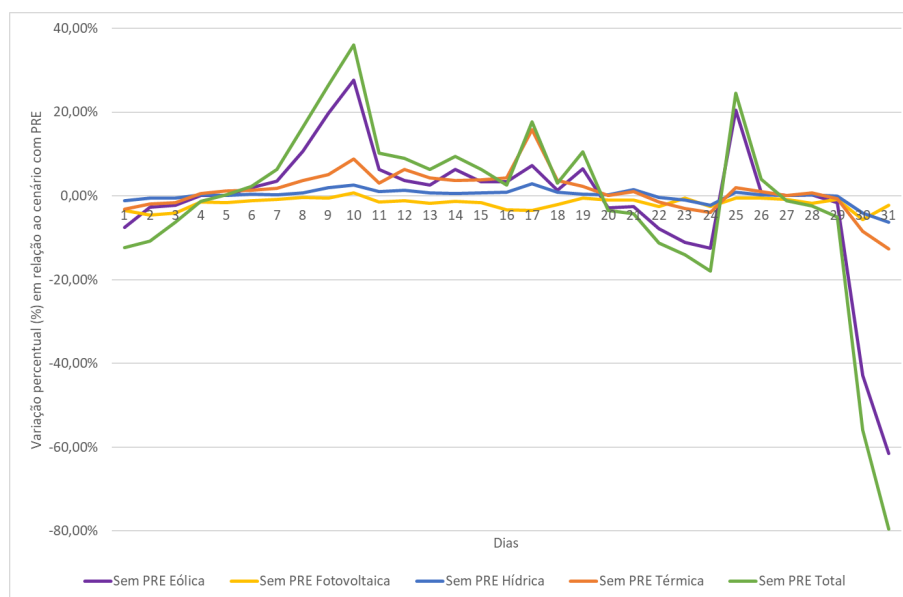


Figura 5.15: Variações percentuais do custo de produção, perante a extração total ou parcial da PRE, janeiro de 2021

dos CP. Esta análise é semelhante, podendo ser alargada para os dias 6 a 19. Os dias com maiores variações de PM levam consequentemente a maiores variações do CP.

Para os dias 21 a 25, o dia 25 já apresentava um PM mais elevado que os restantes, o que levou a que para uma variação percentual de PM semelhante, o PM_{limite} fosse ultrapassado. Assim, a remoção da PRE levou ao aumento do CP no dia 25 e redução do mesmo nos dias 21 a 24, pois o PM_{limite} não foi ultrapassado.

Por fim, para os dias 30 e 31, como os PM eram muito baixos, a grande variação dos PM leva a preços ainda baixos, que assim ficam muito abaixo do PM_{limite} , levando a grandes reduções no CP.

5.3.2 Fevereiro

Os resultados para fevereiro estão presentes na Tabela 5.2. A partir da análise dos mesmos, verifica-se que a remoção da totalidade da PRE leva a aumento médio de 55,56% do preço de mercado, sendo que a tecnologia que mais contribui para este aumento é a PRE eólica que sozinha causa um aumento de 33,63% do PM.

Quanto ao CP, o PM_{limite} médio mensal não é ultrapassado em nenhum cenário, de modo que, o balanço geral mostra uma redução do mesmo aquando da remoção de qualquer tecnologia de PRE, sendo a redução de -1,23% aquando remoção da PRE total. A remoção da PRE fotovoltaica leva à maior variação (-3,12%), esta devendo-se às tarifas *feed-in* para esta tecnologia serem muito elevadas.

Os resultados diários para os PM_{limite} médio mensal, PM e CP estão respetivamente presentes nas Tabelas A.16, A.17 e A.18 que se encontram nos anexos.

Tabela 5.2: Preço médio de mercado, custo de produção e respetivas variações percentuais relativamente ao cenário com PRE em fevereiro 2021

Fevereiro	Preço de mercado Limite	Preço médio de Mercado		Custo total de produção	
	€/MWh	€/MWh	%	M€	%
Cenário com PRE	-	27,72	-	470,108	-
Sem PRE Eólica	38,18	37,05	33,63%	462,771	-1,56%
Sem PRE Fotovoltaica	29,97	28,19	1,69%	455,443	-3,12%
Sem PRE Hídrica	29,79	29,27	5,60%	466,709	-0,72%
Sem PRE Térmica	32,15	31,22	12,62%	464,120	-1,27%
Sem PRE Total	44,30	43,12	55,56%	464,322	-1,23%

As Figuras 5.16 e 5.17 apresentam, respetivamente, as variações percentuais médias do preço de mercado e do custo de produção total diários relativamente ao cenário com PRE.

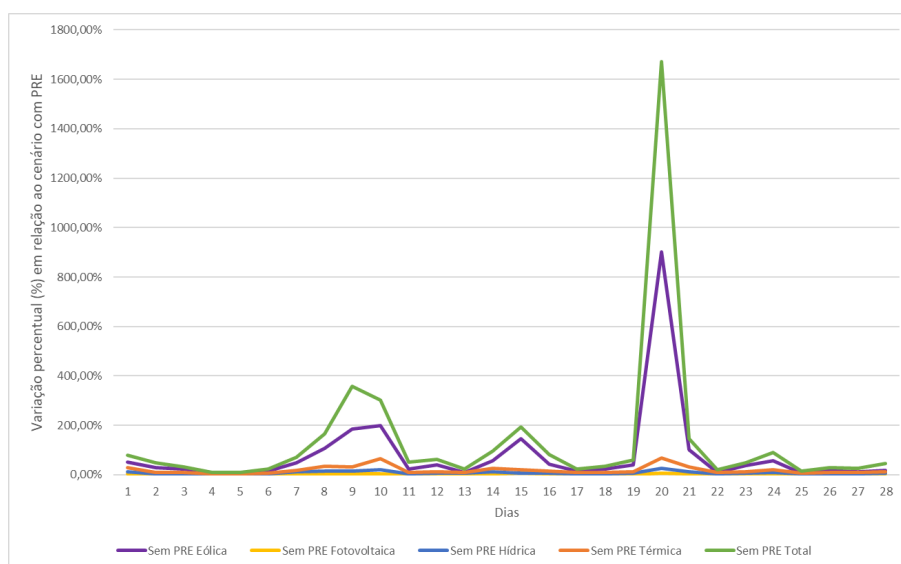


Figura 5.16: Variações percentuais do preço de mercado, perante a extração total ou parcial da PRE, fevereiro de 2021

Neste mês, quanto ao PM destacam-se as grandes variações dos dias 8 a 10, 15 e 20. Para estes dias, o PM é bastante baixo e ainda existem horas de *market splitting*, levando a que, com a remoção da PRE, se registem variações percentuais muito elevadas.

A maior variação é registada no dia 20 que possui o menor PM médio diário para este mês (quase zero). Neste dia remoção de PRE leva a uma variação percentual de 1670,33%. Este valor pode justificar-se pela abundância de PRE, aliado às horas de *market splitting*.

Relativamente ao CP, a maior variação ocorre no dia 10. Neste dia o preço de mercado era um pouco mais elevado (20,3 €/MWh) do que nos restantes dias onde ocorreram grandes variações percentuais de PM. Esta variação levou a que o PM_{limite} fosse ultrapassado e consequentemente o CP aumente. Esta análise também se aplica ao dia 20 e alguns outros dias como 11, 12, 15, 23 em que apesar das menores variações percentuais de PM, como o PM era ligeiramente mais elevado, estas variações são suficientes para que o PM_{limite} seja ultrapassado.

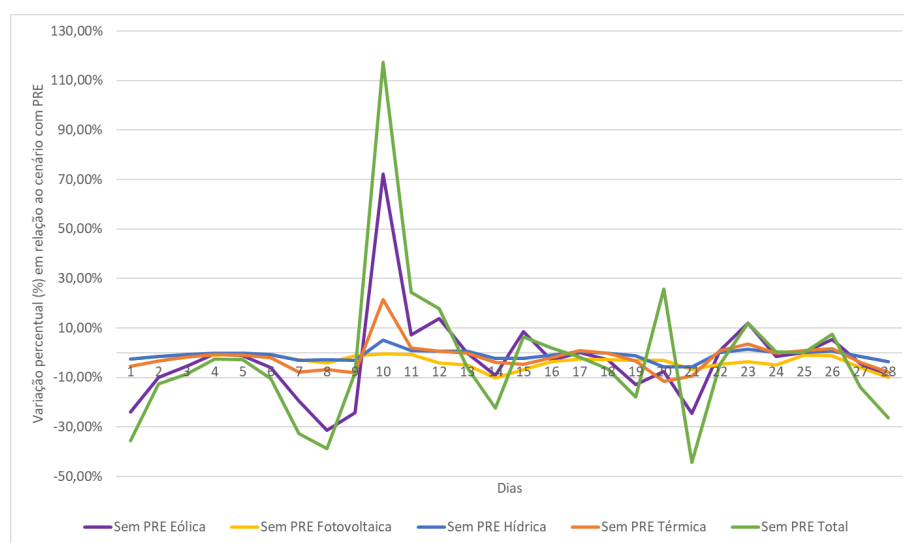


Figura 5.17: Variações percentuais do custo de produção, perante a extração total ou parcial da PRE, fevereiro de 2021

5.3.3 Março

Os resultados gerais para março estão presentes na Tabela 5.3. Verifica-se que a remoção da PRE Total leva ao aumento de 20,88% do preço de mercado. A tecnologia com maior impacto é a PRE Eólica, cuja remoção causa um aumento de 12,32% do PM.

À semelhança do que foi visto para fevereiro, o PM_{limite} médio mensal não é ultrapassado em nenhum cenário, e assim assiste-se a redução do CP aquando da remoção de qualquer tecnologia de PRE. A PRE fotovoltaica é a tecnologia que leva à maior variação (-5,32%), devido aos elevados valores das tarifas pagas a esta tecnologia e a remoção da totalidade da PRE leva a uma redução de -6,01% do CP.

Tabela 5.3: Preço médio de mercado, custo de produção e respetivas variações percentuais relativamente ao cenário com PRE em março 2021

Março	Preço de mercado Limite	Preço médio de Mercado		Custo total de produção	
	€/MWh	€/MWh	%	M€	%
Cenário com PRE	-	44,87	-	565,711	-
Sem PRE Eólica	51,47	50,40	12,32%	561,313	-0,78%
Sem PRE Fotovoltaica	49,44	45,47	1,35%	535,629	-5,32%
Sem PRE Hídrica	45,95	45,89	2,29%	565,596	-0,02%
Sem PRE Térmica	48,84	48,10	7,20%	563,123	-0,46%
Sem PRE Total	58,60	54,24	20,88%	531,732	-6,01%

Os resultados diários para os PM_{limite} , PM e CP estão respetivamente presentes nas Tabelas A.19, A.20 e A.21 que se encontram nos anexos.

As Figuras 5.18 e 5.19 apresentam, respetivamente, as variações percentuais médias do preço de mercado e do custo de produção total diários relativamente ao cenário com PRE.

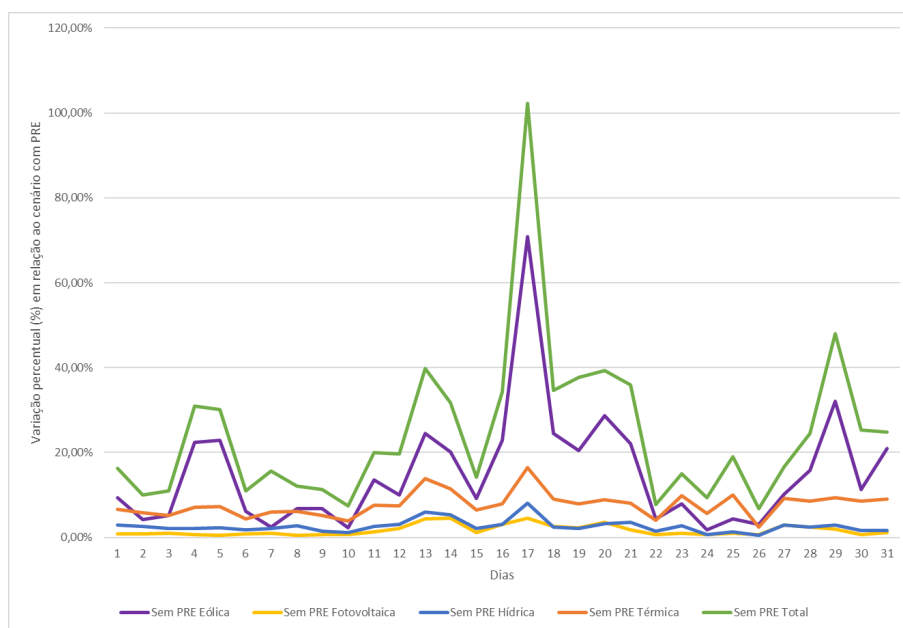


Figura 5.18: Variações percentuais do preço de mercado, perante a extração total ou parcial da PRE, março de 2021

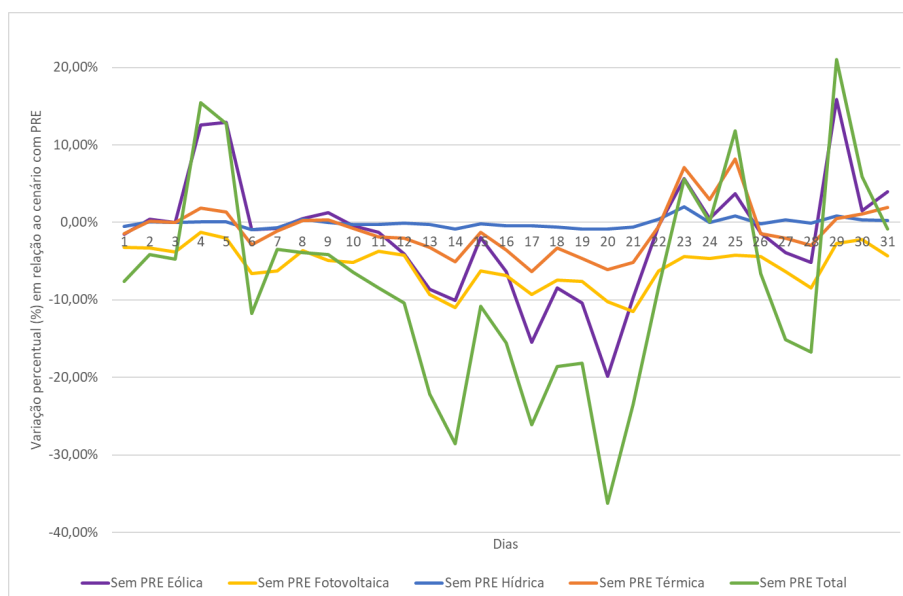


Figura 5.19: Variações percentuais do custo de produção, perante a extração total ou parcial da PRE, março de 2021

As variações registadas no PM médio diário estão como esperado, a PRE Eólica devido à maior produção tem o maior impacto. Destaca-se apenas a variação percentual do dia 17 que excedeu os 100% pois neste dia os preços de mercado eram muito baixos devido à abundância de PRE e existência de horas em que ocorreu *market splitting*. Assim, a remoção da PRE nestes caso

leva a maiores variações percentuais de PM.

Quanto ao CP, os PM_{limite} não foram ultrapassados, por isso a maioria dos dias apresenta redução do mesmo. Os dias que apresentam maior redução percentual são os dias 13 a 21. Apesar do aumento do PM com a remoção da PRE, os novos PM ainda ficam relativamente abaixo do PM_{limite} , levando assim a maiores reduções do CP.

Apenas para os dias 4, 5, 23, 25, 29 e 30 o CP aumenta com a remoção total de PRE. Nestes dias, o PM era mais elevado, o que, com variação do PM, levou o PM_{limite} , de modo a ser ultrapassado, levando a aumento nos CP.

5.3.4 Abril

Os resultados gerais para abril estão presentes na Tabela 5.4. Verifica-se que a remoção da PRE Total leva a aumento de 10,17% do preço de mercado. As tecnologias com maior impacto individual são a PRE eólica com variação de 4,81%, seguindo-se a PRE Térmica com 4,7%.

O balanço geral mostra uma redução dos CP aquando da remoção total de PRE (-1,22%), sendo que a remoção da PRE fotovoltaica leva à maior redução (-3,73%). A remoção das restantes tecnologia de PRE, neste mês, levou ao aumento do CP. Assim, vemos que para este mês, o impacto da PRE Fotovoltaica foi superior ao impacto conjunto das restantes tecnologias. Isto justifica-se pelas tarifas associadas à PRE fotovoltaica serem muito elevadas, o que, apesar da quantidade reduzida de PRE fotovoltaica, provoca uma grande redução do CP aquando da sua remoção.

Tabela 5.4: Preço médio de mercado, custo de produção e respetivas variações percentuais relativamente ao cenário com PRE em abril 2021

Abril	Preço de mercado Limite	Preço médio de Mercado		Custo total de produção	
	€/MWh	€/MWh	%	M€	%
Cenário com PRE	-	64,47	-	625,352	-
Sem PRE Eólica	67,00	67,58	4,81%	632,721	1,18%
Sem PRE Fotovoltaica	69,29	65,17	1,09%	602,019	-3,73%
Sem PRE Hídrica	64,91	65,21	1,15%	627,981	0,42%
Sem PRE Térmica	67,32	67,50	4,70%	630,283	0,79%
Sem PRE Total	73,06	71,03	10,17%	617,720	-1,22%

Os resultados diários para os PM_{limite} , PM e CP estão respetivamente presentes nas Tabelas A.22, A.23 e A.24 que se encontram nos anexos.

As Figuras 5.20 e 5.21 apresentam, respetivamente, as variações percentuais médias do preço de mercado e do custo de produção total diários relativamente ao cenário com PRE.

A menor abundância de recurso Eólico leva a que o impacto da PRE Eólica não se destaque tanto como nos outros meses, de modo que a PRE Térmica acompanha-a, tendo valores muito próximos nas variações de CP e PM. Devido à maior produção, estas tecnologias têm maior influência na variação do PM, quando é realizada a remoção total da PRE, enquanto as restantes apresentam menor influência devido à menor produção.

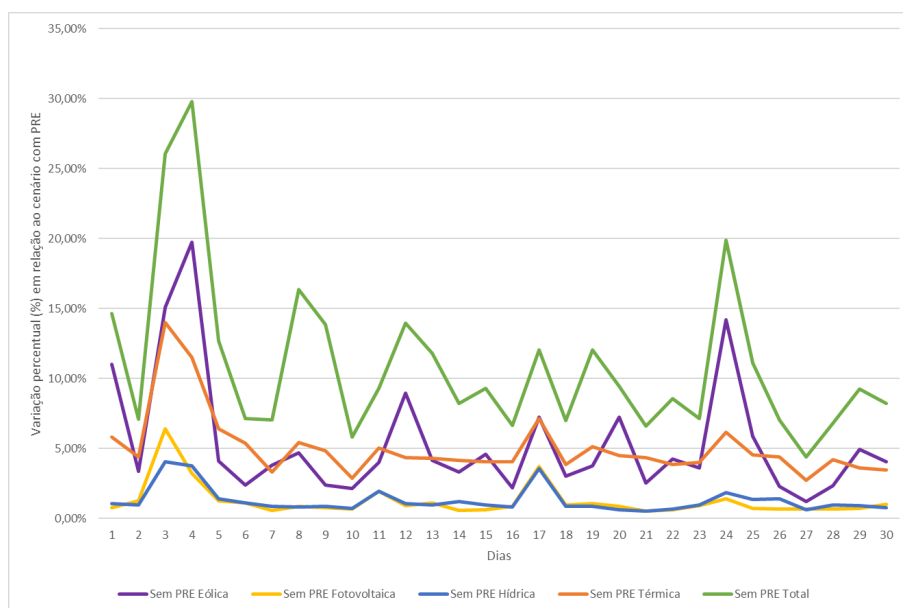


Figura 5.20: Variações percentuais do preço de mercado, perante a extração total ou parcial da PRE, abril de 2021

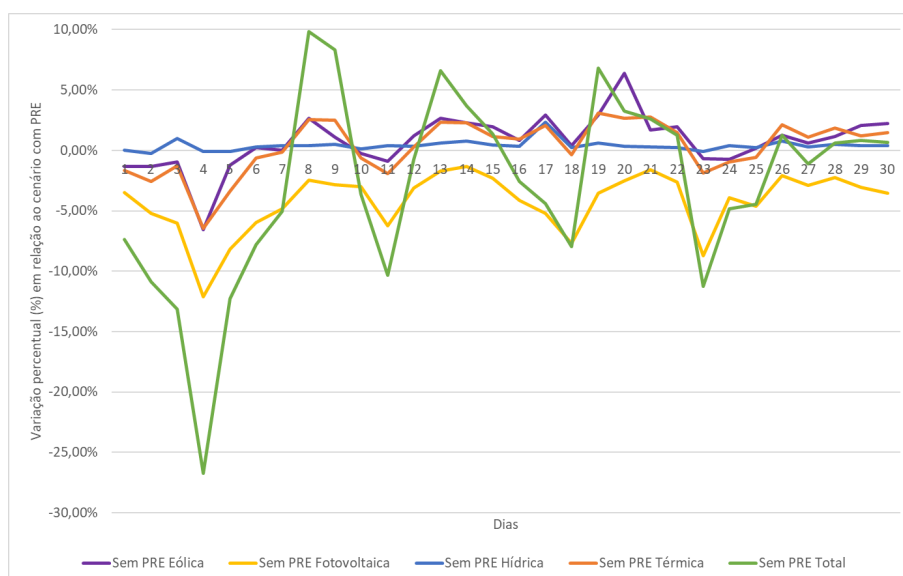


Figura 5.21: Variações percentuais do custo de produção, perante a extração total ou parcial da PRE, abril de 2021

Quanto aos CP, e como já referido anteriormente, devido às tarifas de valor muito elevado, a remoção de PRE Fotovoltaica contribui, todos os dias, para a redução do CP.

Para as restantes tecnologias, a variação do CP irá depender se o PM se mantém abaixo do PM_{limite} , levando a redução do CP, ou acima do PM_{limite} , contribuindo para o aumento do CP.

Destaca-se o dia 4, pois, embora apresente as maiores variações nos PM neste mês, o valor

absoluto do PM é relativamente baixo (cerca de 27 €/MWh). No entanto, estas variações não são suficientes para ultrapassar os PM_{limite} , resultando em redução do CP, que chega a superar os 25% quando a PRE é totalmente removida.

Por outro lado, nos dias 8, 9, 13, 14 e 19 a 22, observa-se um aumento no CP porque, com a remoção da PRE, os PM_{limite} foram ultrapassados.

5.3.5 Maio

Os resultados gerais para maio estão presentes na Tabela 5.5. Verifica-se que a remoção da PRE Total leva ao aumento de 13,02% do PM. As tecnologias com maior impacto individual são a PRE eólica com variação de 7,8%, seguindo-se a PRE Térmica com 4,43%.

Tabela 5.5: Preço médio de mercado, custo de produção e respetivas variações percentuais relativamente ao cenário com PRE em maio 2021

Maio	Preço de mercado Limite	Preço médio de Mercado		Custo total de produção	
	€/MWh	€/MWh	%	M€	%
Cenário com PRE	-	66,64	-	664,340	-
Sem PRE Eólica	70,96	71,83	7,80%	671,416	1,07%
Sem PRE Fotovoltaica	72,18	67,52	1,32%	630,661	-5,07%
Sem PRE Hídrica	66,95	67,38	1,11%	667,089	0,41%
Sem PRE Térmica	69,11	69,59	4,43%	668,152	0,57%
Sem PRE Total	77,19	75,31	13,02%	647,891	-2,48%

Tal como em abril, o balanço geral mostra uma redução dos CP aquando da remoção total de PRE (-2,48%), sendo que a remoção da PRE fotovoltaica leva à maior redução (-5,07%). A remoção das restantes tecnologia de PRE, neste mês, levou ao aumento do CP. Assim, nota-se que o impacto da PRE Fotovoltaica foi superior ao impacto conjunto das restantes tecnologias, justificando-se pelo valor elevado das tarifas associadas a esta tecnologia.

Os resultados diários para os PM_{limite} , PM e CP estão respetivamente presentes nas Tabelas A.25, A.26 e A.27 que se encontram nos anexos.

As Figuras 5.22 e 5.23 apresentam, respetivamente, as variações percentuais médias do preço de mercado e do custo de produção total diários relativamente ao cenário com PRE.

Relativamente às variações percentuais dos PM, destacam-se os dias 9, 12, 15 e 16, que aquando da remoção da PRE total tiveram variações de respetivamente 129%, 36%, 41% e 70%. Estes resultados justificam-se pelos baixos preços de mercado nos dias 9, 15 e 16, e pela existência de horas com *market splitting*, no dia 12.

Quanto aos CP, a remoção de PRE Fotovoltaica contribui, todos os dias, para a redução do mesmo. Na restante maioria dos casos o PM_{limite} também não é ultrapassado, e assim, a remoção da PRE leva a redução do CP. Destaca-se a enorme redução do CP no dia 9, esta devendo-se aos baixos PM, mesmo após a remoção da PRE que sendo muito inferiores às tarifas *feed-in* e aos PM_{limite} levam a estas reduções no CP.

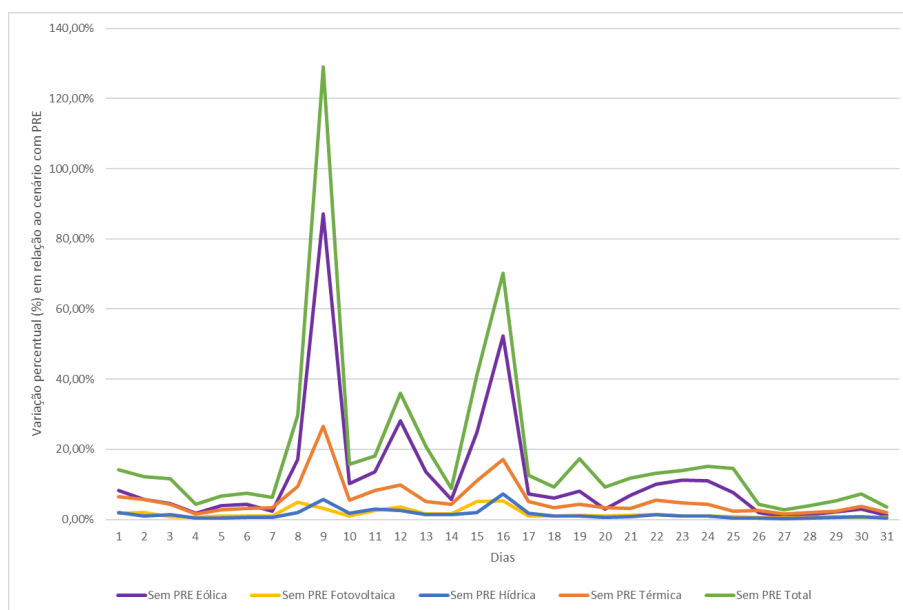


Figura 5.22: Variações percentuais do preço de mercado, perante a extração total ou parcial da PRE, maio de 2021



Figura 5.23: Variações percentuais do custo de produção, perante a extração total ou parcial da PRE, maio de 2021

5.3.6 Junho

Os resultados gerais para junho estão presentes na Tabela 5.6. Verifica-se que a remoção da PRE Total leva a um aumento de 7,59% do PM. As tecnologias com maior impacto individual são a PRE eólica com variação de 4,26%, seguindo-se a PRE Térmica com 3,08%.

Com a chegada do verão, é esperada uma redução na PRE eólica, aproximando-a da PRE térmica. Isto pode justificar o menor impacto da PRE eólica na variação do PM, uma vez que este depende das quantidades produzidas, e assim, tornar-se semelhante ao da PRE térmica. É expectável que esta tendência se mantenha nos próximos meses.

O balanço geral mostra um ligeiro aumento, quase nulo, do CP, aquando da remoção total de PRE (0,04%), sendo que a PRE fotovoltaica é a única tecnologia que origina a redução do CP (-4,34%).

Tabela 5.6: Preço médio de mercado, custo de produção e respetivas variações percentuais relativamente ao cenário com PRE em junho 2021

Junho	Preço de mercado Limite	Preço médio de Mercado		Custo total de produção	
	€/MWh	€/MWh	%	M€	%
Cenário com PRE	-	82,96	-	759,800	-
Sem PRE Eólica	84,05	86,49	4,26%	777,872	2,38%
Sem PRE Fotovoltaica	88,19	83,77	0,98%	726,840	-4,34%
Sem PRE Hídrica	82,96	83,39	0,53%	762,640	0,37%
Sem PRE Térmica	83,83	85,51	3,08%	772,215	1,63%
Sem PRE Total	89,08	89,26	7,59%	760,089	0,04%

Os resultados diários para os PM_{limite} , PM e CP estão respetivamente presentes nas Tabelas A.28, A.29 e A.30 que se encontram nos anexos.

As Figuras 5.24 e 5.25 apresentam, respetivamente, as variações percentuais médias do preço de mercado e do custo de produção total diários relativamente ao cenário com PRE.

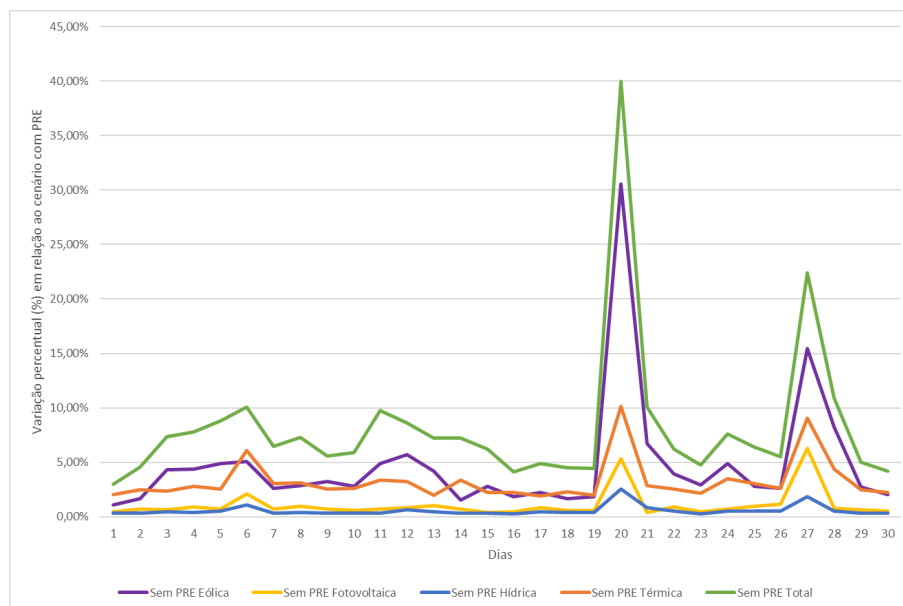


Figura 5.24: Variações percentuais do preço de mercado, perante a extração total ou parcial da PRE, junho de 2021

Analisando as variações percentuais do PM, destacam-se os dias 21 e 28. Estes resultados justificam-se pelos PM médios consideravelmente mais baixos registados nestes dias e que,

aquando da remoção da PRE, levam a maiores variações percentuais.

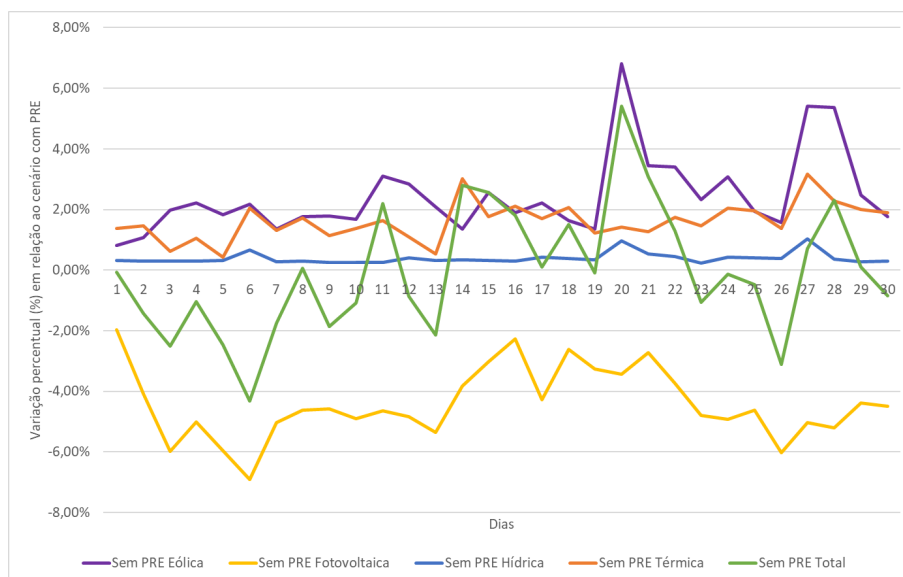


Figura 5.25: Variações percentuais do custo de produção, perante a extração total ou parcial da PRE, junho de 2021

Quanto aos CP, devido aos PM elevados, que já se encontram próximos ou até mesmo acima das tarifas *feed-in* para quase todas as tecnologias, a remoção da PRE Eólica, Térmica e Hídrica leva ao aumento dos CP em todas as horas do dia. Em oposição, a remoção da PRE fotovoltaica continua a contribuir para a redução do CP, devido às elevadas tarifas pagas à mesma.

O impacto da PRE fotovoltaica na variação de CP, quando é removida a totalidade da PRE, é bastante sentido. Apesar da remoção das restantes tecnologias contribuir para o aumento do CP, grande parte dos dias do mês apresenta variação negativa, ou seja, redução do CP, devido à influência da PRE fotovoltaica. Isto leva a que no balanço geral do mês, a variação total do custo de produção se apresente com valor praticamente nulo (0,04%) face ao cenário com PRE.

5.3.7 Julho

Os resultados gerais para julho estão presentes na Tabela 5.7. Verifica-se que a remoção Total da PRE leva a um aumento de 8,10% do PM. As tecnologias com maior impacto individual são a PRE eólica com 4,83%, seguindo-se a PRE Térmica com 3,16%.

Uma vez mais, observamos que o impacto da PRE eólica no PM se aproxima ao impacto da PRE térmica, devido à redução da produção eólica.

Quanto ao CP, aquando da remoção total de PRE deu-se um aumento de 2,17% do mesmo. A PRE fotovoltaica é a única tecnologia com variação de CP negativa (-4,09%).

Os resultados diários para os PM_{limite} , PM e CP estão respetivamente presentes nas Tabelas A.31, A.32 e A.33 que se encontram nos anexos.

Tabela 5.7: Preço médio de mercado, custo de produção e respectivas variações percentuais relativamente ao cenário com PRE em julho 2021

Julho	Preço de mercado Limite	Preço médio de Mercado		Custo total de produção	
	€/MWh	€/MWh	%	M€	%
Cenário com PRE	-	92,16	-	862,587	-
Sem PRE Eólica	92,40	96,62	4,83%	895,617	3,83%
Sem PRE Fotovoltaica	97,76	93,23	1,16%	827,288	-4,09%
Sem PRE Hídrica	92,14	92,56	0,43%	865,479	0,34%
Sem PRE Térmica	92,49	95,07	3,16%	882,253	2,28%
Sem PRE Total	97,26	99,63	8,10%	881,328	2,17%

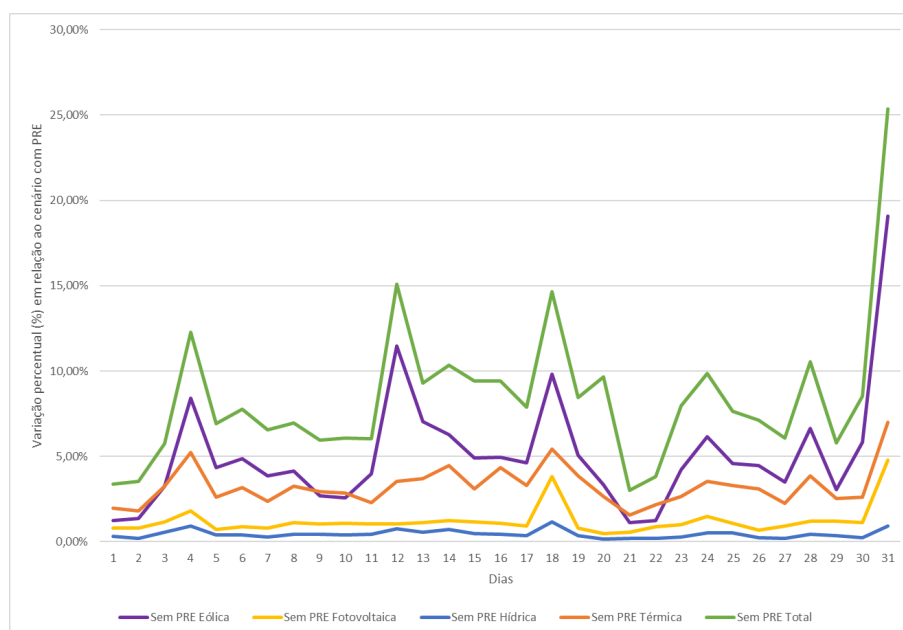


Figura 5.26: Variações percentuais do preço de mercado, perante a extração total ou parcial da PRE, julho de 2021

As Figuras 5.26 e 5.27 apresentam, respetivamente, as variações percentuais médias do preço de mercado e do custo de produção total diários relativamente ao cenário com PRE.

Este mês já se enquadra no segundo período no ano, mencionado no início deste capítulo. Os preços de mercado já são bastante elevados, estando próximos ou acima dos valores das tarifas *feed-in* que pagam as tecnologias de PRE, excetuando para a PRE fotovoltaica. Assim, como já referido anteriormente, para este tipo de situação a remoção da PRE levará ao aumento do PM que irá ultrapassar PM_{limite} e, consequentemente, aumentar o CP.

O único dia com variação significativamente superior de PM, foi o dia 31 com uma variação de 25,35% aquando da remoção da PRE Total. Para este dia, o PM médio no cenário com a presença da PRE era muito baixo, cerca de 60,10 €/MWh, em comparação com a média mensal de 92,16 €/MWh, portanto, ao remover a PRE, a variação percentual registada no PM é maior.

Quanto ao CP, a situação é semelhante ao que aconteceu para o mês de junho, apenas a remoção da PRE fotovoltaica produz uma variação negativa do CP e a sua grande influência neste

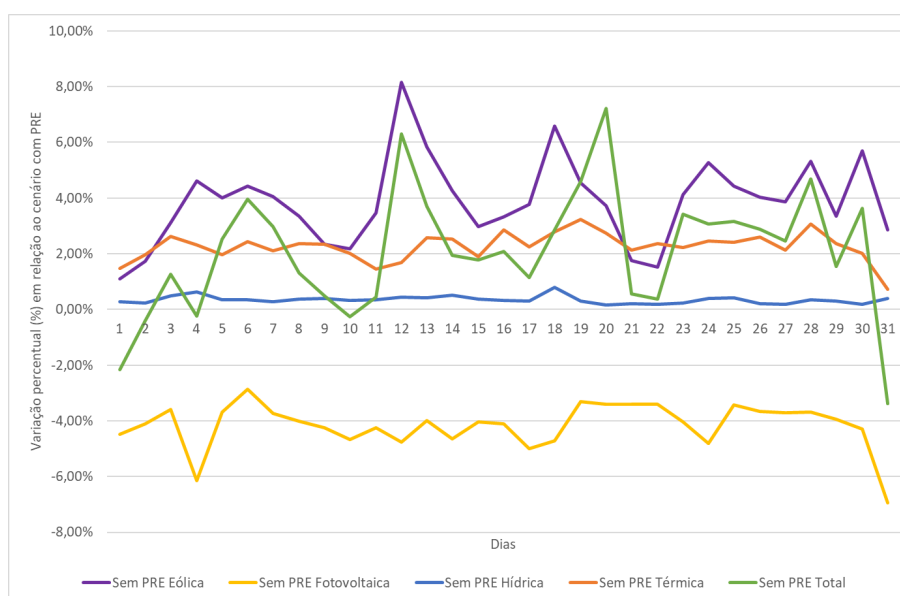


Figura 5.27: Variações percentuais do custo de produção, perante a extração total ou parcial da PRE, julho de 2021

caso já não foi tão notória, pois apenas 3 dias possuem uma variação negativa quando é removida a totalidade da PRE.

5.3.8 Agosto

Os resultados gerais para agosto estão presentes na Tabela 5.8. Neste mês, a remoção Total da PRE leva a um aumento de 6,88% do PM. As tecnologias que mais impactam neste aumento são a PRE eólica com 3,56%, seguindo-se a PRE Térmica com 2,97%.

A redução da produção eólica, uma vez mais, aproxima o impacto da PRE eólica ao da PRE térmica.

Quanto ao CP, aquando da remoção total de PRE deu-se um aumento de 3,86% do mesmo. A PRE fotovoltaica é a única tecnologia com variação de CP negativa (-3,58%).

Tabela 5.8: Preço médio de mercado, custo de produção e respetivas variações percentuais relativamente ao cenário com PRE em agosto 2021

Agosto	Preço de mercado Limite	Preço médio de Mercado		Custo total de produção	
	€/MWh	€/MWh	%	M€	%
Cenário com PRE	-	105,50	-	903,386	-
Sem PRE Eólica	104,22	109,26	3,56%	940,520	4,11%
Sem PRE Fotovoltaica	111,10	106,76	1,19%	871,005	-3,58%
Sem PRE Hídrica	105,42	105,87	0,34%	906,313	0,32%
Sem PRE Térmica	104,67	108,64	2,97%	932,666	3,24%
Sem PRE Total	108,28	112,76	6,88%	938,258	3,86%

Os resultados diários para os PM_{limite} , PM e CP estão respetivamente presentes nas Tabelas A.34, A.35 e A.36 que se encontram nos anexos.

As Figuras 5.28 e 5.29 apresentam, respetivamente, as variações percentuais médias do preço de mercado e do custo de produção total diários relativamente ao cenário com PRE.

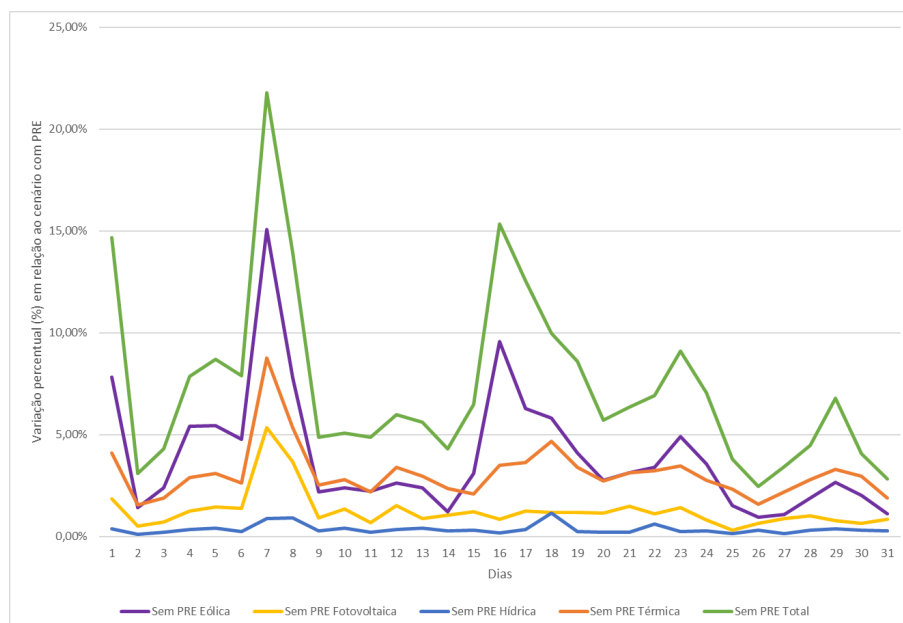


Figura 5.28: Variações percentuais do preço de mercado, perante a extração total ou parcial da PRE, agosto de 2021

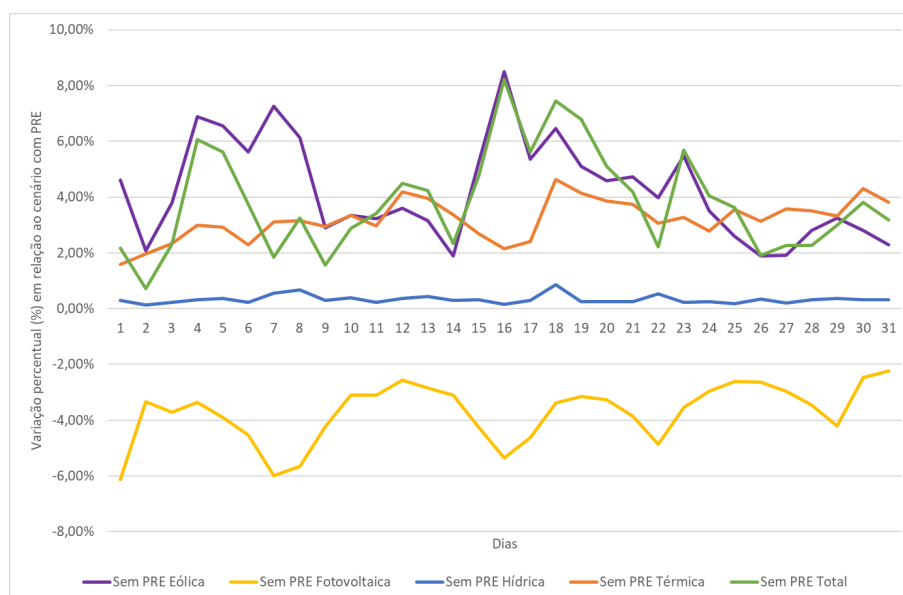


Figura 5.29: Variações percentuais do custo de produção, perante a extração total ou parcial da PRE, agosto de 2021

Este mês enquadra-se no segundo período no ano. Como já referido anteriormente, os PM são bastante elevados, estando próximos ou acima dos valores das tarifas *feed-in* que pagam as

tecnologias de PRE, excetuando para a PRE fotovoltaica. Assim, com a remoção da PRE, o PM ultrapassa o PM_{limite} e, conseqüentemente, aumenta o CP.

As maiores variações percentuais de PM aconteceram para os dias 1, 7 e 16. Nestes dias o preço de mercado é significativamente mais baixo do que nos restantes dias do mês, o que leva a maiores variações percentuais quando a PRE é removida.

No que diz respeito ao CP, é importante destacar que apenas a remoção da PRE fotovoltaica resulta numa variação negativa. A influência significativa que essa tecnologia exercia nos meses anteriores continua presente, porém é contraposta pela influência das demais tecnologias, que se intensifica devido ao aumento dos preços de mercado. Portanto, ao remover completamente a PRE em todos os dias, observa-se um aumento no CP.

5.3.9 Setembro

Os resultados gerais para setembro estão presentes na Tabela 5.9. Neste mês, a remoção Total da PRE leva a um aumento de 8,13% do PM. As tecnologias que mais impactam neste aumento são a PRE eólica com 4,84%, seguindo-se a PRE Térmica com 3,44%.

No que diz respeito ao CP, ao remover completamente a PRE, observou-se um aumento de 13,39% no CP. A PRE fotovoltaica continua a ser a única tecnologia com uma variação de CP negativa (-0,81%). No entanto, devido ao significativo aumento nos PM, essa variação negativa diminuiu consideravelmente em comparação com os meses anteriores.

Tabela 5.9: Preço médio de mercado, custo de produção e respetivas variações percentuais relativamente ao cenário com PRE em setembro 2021

Setembro	Preço de mercado Limite	Preço médio de Mercado		Custo total de produção	
	€/MWh	€/MWh	%	M€	%
Cenário com PRE	-	155,19	-	1 267,372	-
Sem PRE Eólica	147,99	162,70	4,84%	1 379,702	8,86%
Sem PRE Fotovoltaica	158,68	157,42	1,43%	1 257,133	-0,81%
Sem PRE Hídrica	154,99	155,80	0,39%	1 272,666	0,42%
Sem PRE Térmica	150,68	160,53	3,44%	1 338,904	5,64%
Sem PRE Total	147,39	167,80	8,13%	1 437,106	13,39%

Os resultados diários para os PM_{limite} , PM e CP estão respetivamente presentes nas Tabelas A.37, A.38 e A.39 que se encontram nos anexos.

As Figuras 5.30 e 5.31 apresentam, respetivamente, as variações percentuais médias do preço de mercado e do custo de produção total diários relativamente ao cenário com PRE.

Relativamente à variação percentual do PM, é importante destacar o dia 19 como o de maior variação mensal, chegando a 25,97% quando a PRE foi totalmente removida. Essa maior variação ocorreu devido à ocorrência de *market splitting* durante 8 horas consecutivas, o que resultou em maiores flutuações do PM, elevando assim a média diária.

O dia 21 apresentou a segunda maior variação percentual do PM. No entanto, ao contrário do dia 19, não ocorreu *market splitting*. Essa variação pode ser atribuída ao PM ligeiramente mais baixo e devido à abundância de PRE nesse dia.

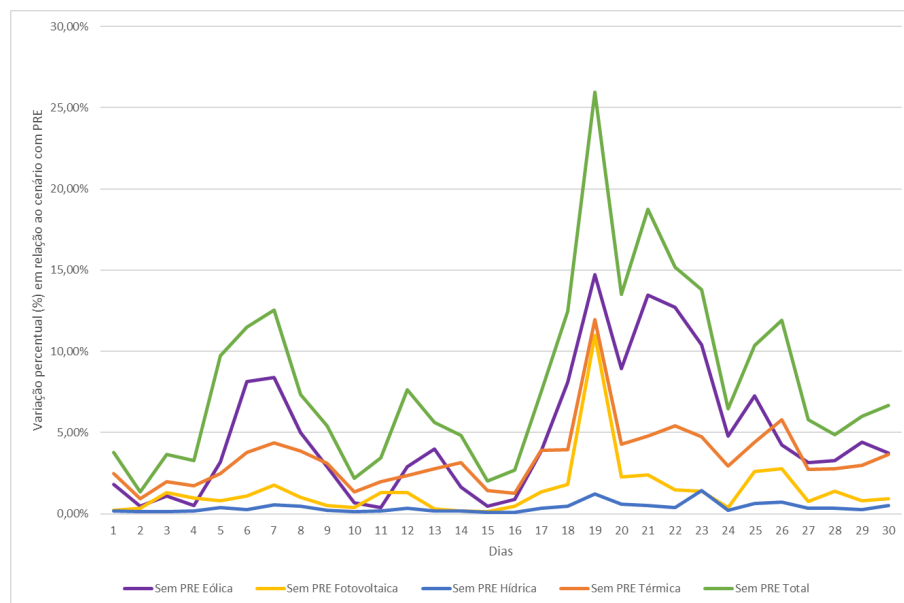


Figura 5.30: Variações percentuais do preço de mercado, perante a extração total ou parcial da PRE, setembro de 2021

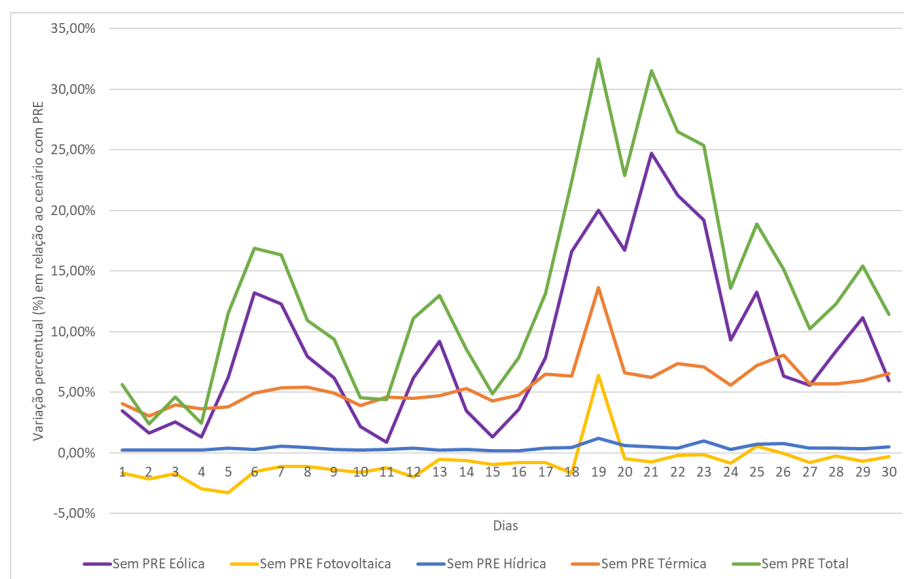


Figura 5.31: Variações percentuais do custo de produção, perante a extração total ou parcial da PRE, setembro de 2021

Relativamente às variações do CP, destaca-se novamente o dia 19, no qual, devido aos elevados PM e, conseqüentemente, aumento após a remoção da PRE, o PM_{limite} é ultrapassado para a remoção de qualquer tecnologia de PRE, incluindo a fotovoltaica. Portanto, nesse dia, a remoção de qualquer tecnologia contribui para o aumento do CP. Nos demais dias, apenas a remoção da PRE fotovoltaica resulta em redução do CP.

Os PM no cenário com PRE aumentaram significativamente, resultando em valores de PM_{limite} para a remoção total da PRE inferiores aos próprios PM no cenário com PRE, para a maioria dos dias do mês. Portanto, a remoção da PRE origina o aumento do PM e, consequente, aumenta o valor do CP para todos os dias do mês.

5.3.10 Outubro

Os resultados gerais para outubro estão presentes na Tabela 5.10. Neste mês, a remoção Total da PRE leva a um aumento de 10,76% do PM. As tecnologias que mais impactam neste aumento são a PRE eólica com 6,67%, seguindo-se a PRE Térmica com 4,02%. Com o início do outono, espera-se um aumento na produção PRE eólica, levando a um maior impacto, resultando numa maior variação, quando comparado com a PRE térmica.

No que diz respeito ao CP, ao remover completamente a PRE, observou-se um aumento de 18,40% no CP. Os PM subiram consideravelmente, a ponto de até mesmo a remoção da PRE fotovoltaica resultar num aumento do custo de produção. Embora esse aumento seja relativamente baixo, chega a equiparar-se ao aumento do CP da PRE hídrica, ambos com um aumento de 0,68%.

Tabela 5.10: Preço médio de mercado, custo de produção e respetivas variações percentuais relativamente ao cenário com PRE em outubro 2021

Outubro	Preço de mercado Limite	Preço médio de Mercado		Custo total de produção	
	€/MWh	€/MWh	%	M€	%
Cenário com PRE	-	198,36	-	1 624,267	-
Sem PRE Eólica	188,78	211,59	6,67%	1 804,871	11,12%
Sem PRE Fotovoltaica	200,13	201,47	1,57%	1 635,343	0,68%
Sem PRE Hídrica	198,10	199,75	0,70%	1 635,384	0,68%
Sem PRE Térmica	192,05	206,34	4,02%	1 732,876	6,69%
Sem PRE Total	185,01	219,70	10,76%	1 923,052	18,40%

Os resultados diários para os PM_{limite} , PM e CP estão respetivamente presentes nas Tabelas A.40, A.41 e A.42 que se encontram nos anexos.

As Figuras 5.32 e 5.33 apresentam, respetivamente, as variações percentuais médias do preço de mercado e do custo de produção total diários relativamente ao cenário com PRE.

As maiores variações percentuais de PM ocorreram nos dias 3 e 31, quando é removida a totalidade da PRE, sendo respetivamente de 51,47% e 59,57%. Esses resultados devem-se ao facto de que nos dias mencionados, os PM serem significativamente inferiores (108,02 €/MWh e 73,13 €/MWh, respetivamente) à média mensal de 198,36 €/MWh. Essa redução nos preços deve-se à abundância de energia eólica. Portanto, ao remover a PRE eólica, ocorrem variações acentuadas nos preços de mercado.

Devido às maiores variações nos PM, os dias 3 e 31 também apresentam as maiores variações percentuais no CP.

Com o contínuo aumento dos PM no cenário com PRE, os valores de PM_{limite} para a remoção total da PRE são novamente inferiores aos próprios PM no cenário com PRE para a maioria dos dias do mês. Portanto, assiste-se a aumento do CP para todos os dias do mês.

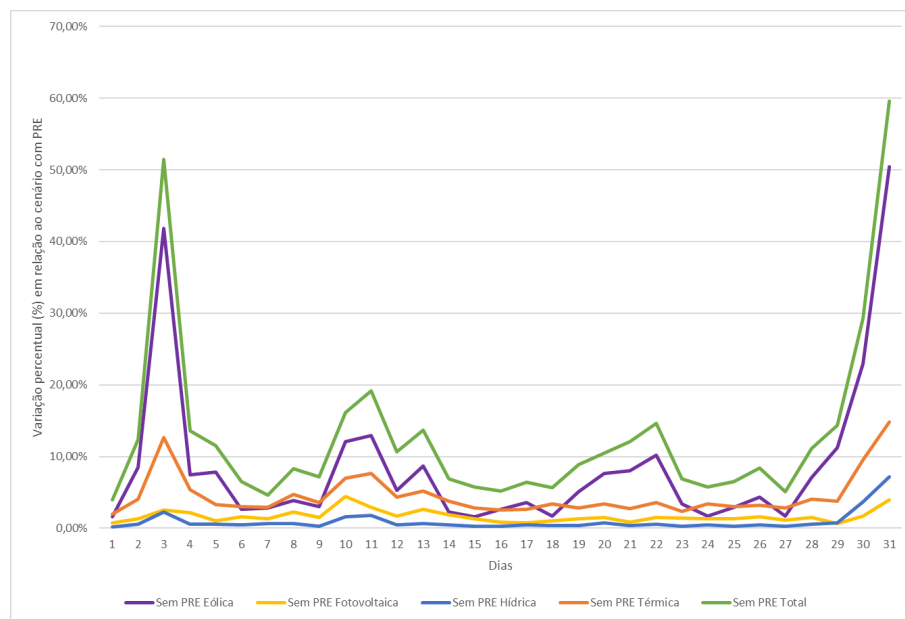


Figura 5.32: Variações percentuais do preço de mercado, perante a extração total ou parcial da PRE, outubro de 2021

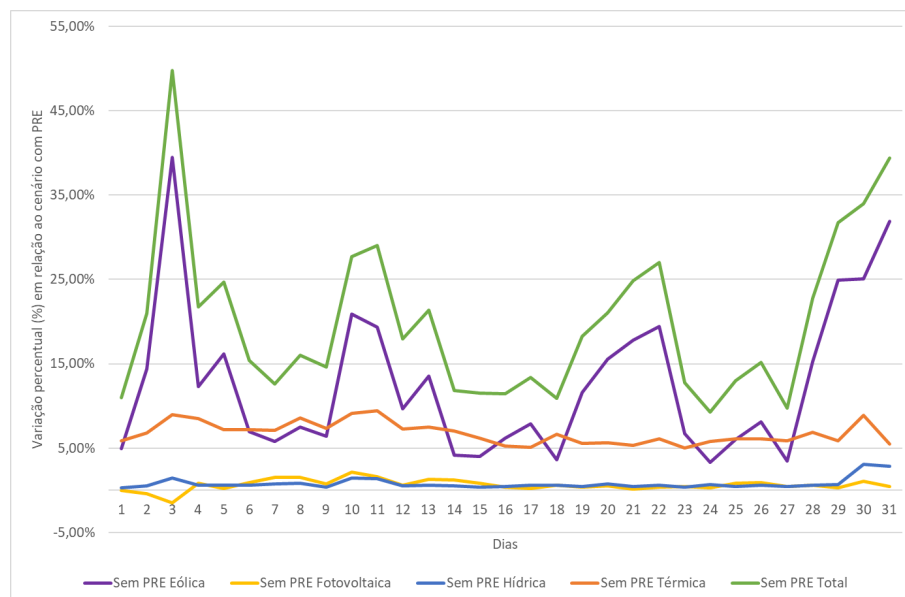


Figura 5.33: Variações percentuais do custo de produção, perante a extração total ou parcial da PRE, outubro de 2021

O CP apresenta uma redução apenas quando a PRE fotovoltaica é removida nos dias 2 e 3. Isto ocorre porque, nesses dias, os PM estavam bastante baixos devido à abundância de PRE eólica. Ao remover a PRE fotovoltaica, o novo PM permanece abaixo do PM_{limite} , o que resulta numa redução do CP.

5.3.11 Novembro

Os resultados gerais para novembro estão presentes na Tabela 5.11. Neste mês, a remoção Total da PRE leva a um aumento de 11,83% do PM. As tecnologias que mais impactam neste aumento são a PRE eólica com 8,19%, seguindo-se a PRE Térmica com 3,75%. A maior disponibilidade de recurso eólico leva a aumento na produção e consequente maior impacto com remoção da PRE eólica, resultando numa maior variação de PM quando comparando à PRE térmica.

No que diz respeito ao CP, ao remover completamente a PRE, observou-se um aumento de 22,24% no CP. Devido à manutenção dos elevados preços de mercado, a remoção da PRE fotovoltaica continua a aumentar do custo de produção, embora esse aumento seja quase nulo (0,23%).

Tabela 5.11: Preço médio de mercado, custo de produção e respetivas variações percentuais relativamente ao cenário com PRE em novembro 2021

Novembro	Preço de mercado Limite	Preço médio de Mercado		Custo total de produção	
	€/MWh	€/MWh	%	M€	%
Cenário com PRE	-	191,69	-	1 690,952	-
Sem PRE Eólica	177,89	207,38	8,19%	1 951,975	15,44%
Sem PRE Fotovoltaica	193,27	193,76	1,08%	1 694,884	0,23%
Sem PRE Hídrica	191,15	193,18	0,78%	1 705,439	0,86%
Sem PRE Térmica	186,12	198,88	3,75%	1 791,354	5,94%
Sem PRE Total	174,94	214,37	11,83%	2 067,015	22,24%

Os resultados diários para os PM_{limite} , PM e CP estão respetivamente presentes nas Tabelas A.43, A.44 e A.45 que se encontram nos anexos.

As Figuras 5.34 e 5.35 apresentam, respetivamente, as variações percentuais médias do preço de mercado e do custo de produção total diários relativamente ao cenário com PRE.

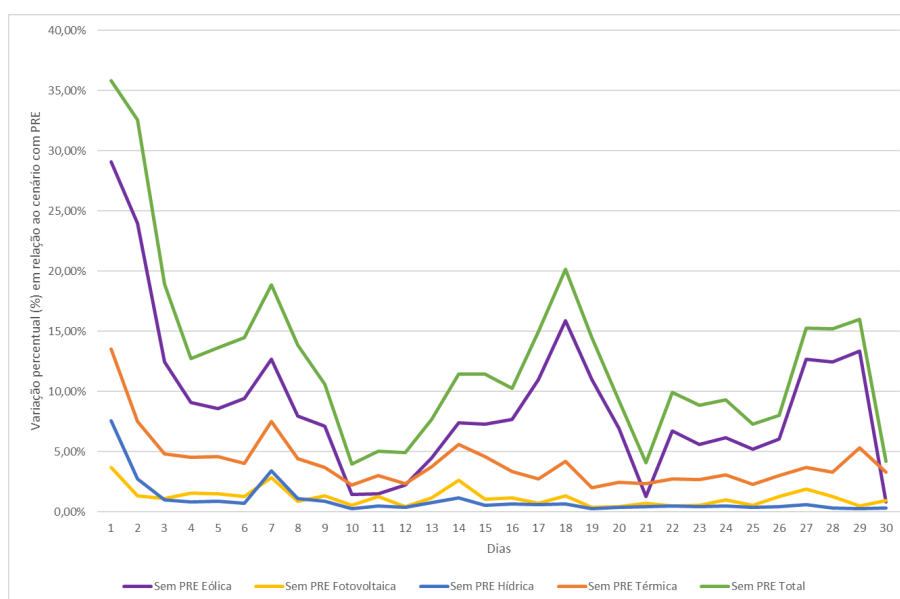


Figura 5.34: Variações percentuais do preço de mercado, perante a extração total ou parcial da PRE, novembro de 2021

As maiores variações percentuais nos PM foram registadas nos dias 1 e 2, seguindo a tendência dos últimos dias do mês anterior, nos quais os preços de mercado estavam mais baixos devido à abundância de energia eólica. No dia 7, também foram observadas maiores variações devido à abundância de PRE, PM baixos e a ocorrência de algumas horas de *market splitting*. O pico ocorrido no dia 18 também se deve à ocorrência de horas de *market splitting*.

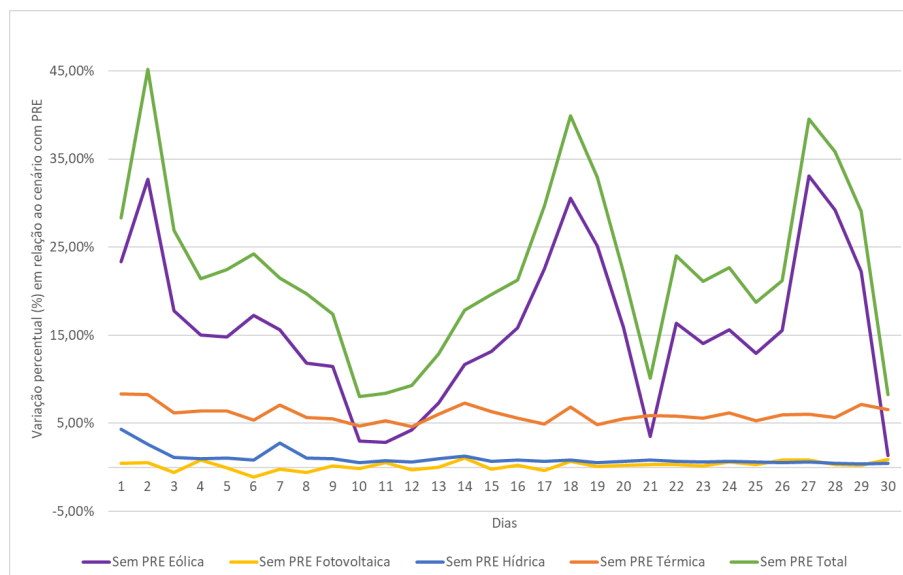


Figura 5.35: Variações percentuais do custo de produção, perante a extração total ou parcial da PRE, novembro de 2021

No decorrer deste mês, os preços de mercado foram ligeiramente inferiores em comparação com o mês de outubro. Como resultado, em mais casos, a remoção da PRE fotovoltaica resultou numa redução do CP. A remoção das restantes tecnologias de PRE continuou a contribuir para o aumento do CP em todos os dias. As variações percentuais do CP serão maiores quanto maior for a variação nos PM.

5.3.12 Dezembro

Os resultados gerais para dezembro estão presentes na Tabela 5.12. Neste mês, a remoção Total da PRE leva a um aumento de 14,50% do PM. As tecnologias que mais impactam neste aumento são a PRE eólica com 11,46%, seguindo-se a PRE Térmica com 3,86%. O aumento na produção eólica é mais uma vez evidente, levando a um maior impacto da remoção da PRE eólica, resultando numa maior diferença relativamente à PRE térmica.

No que diz respeito ao CP, ao remover completamente a PRE, observou-se um aumento de 31,94% no CP. Devido ao contínuo aumento dos preços de mercado, a remoção da PRE fotovoltaica continua a aumentar do custo de produção, embora esse aumento continue quase nulo (0,47%).

Tabela 5.12: Preço médio de mercado, custo de produção e respectivas variações percentuais relativamente ao cenário com PRE em dezembro 2021

Dezembro	Preço de mercado Limite	Preço médio de Mercado		Custo total de produção	
	€/MWh	€/MWh	%	M€	%
Cenário com PRE	-	237,17	-	2 124,318	-
Sem PRE Eólica	209,61	264,34	11,46%	2 637,056	24,14%
Sem PRE Fotovoltaica	237,83	239,06	0,80%	2 134,217	0,47%
Sem PRE Hídrica	235,74	239,90	1,15%	2 154,548	1,42%
Sem PRE Térmica	228,90	246,32	3,86%	2 262,548	6,51%
Sem PRE Total	204,02	271,56	14,50%	2 802,782	31,94%

Os resultados diários para os PM_{limite} , PM e CP estão respetivamente presentes nas Tabelas A.46, A.47 e A.48 que se encontram nos anexos.

As Figuras 5.36 e 5.37 apresentam, respetivamente, as variações percentuais médias do preço de mercado e do custo de produção total diários relativamente ao cenário com PRE.

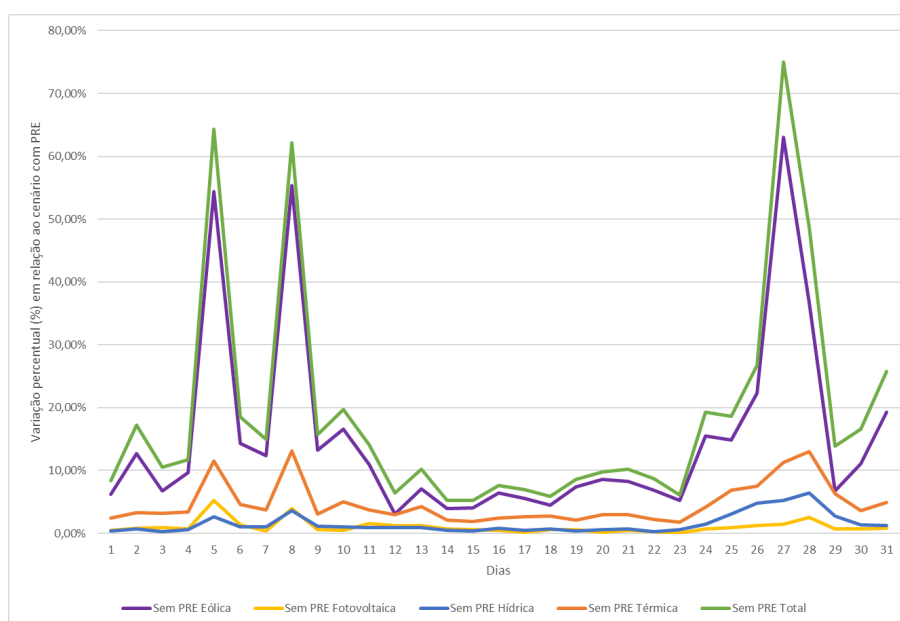


Figura 5.36: Variações percentuais do preço de mercado, perante a extração total ou parcial da PRE, dezembro de 2021

Destacam-se os dias 5, 8 e 27 com variações percentuais do PM, aquando da remoção total da PRE, sendo estas de 64,29%, 62,18% e 74,99%, respetivamente. Nestes dias, o PM estava próximo de 100 €/MWh, muito abaixo da média mensal de 237,17 €/MWh. Essa diminuição nos preços de mercado deve-se à elevada PRE eólica nesses dias. Consequentemente, a remoção da mesma resulta em grandes variações percentuais no PM. Devido às maiores variações de PM, as maiores variações de CP ocorrem também para estes dias.

Com o aumento contínuo dos PM, os PM_{limite} quando é removida PRE, são inferiores aos próprios PM no cenário com PRE, para quase todos os dias e todas as tecnologias. Assim, para

todos os dias e todos os cenários de remoção de PRE, observa-se um aumento no CP. Assim, para a remoção da PRE total em todo o mês e dezembro, assiste-se a um aumento de 31,94% de CP.

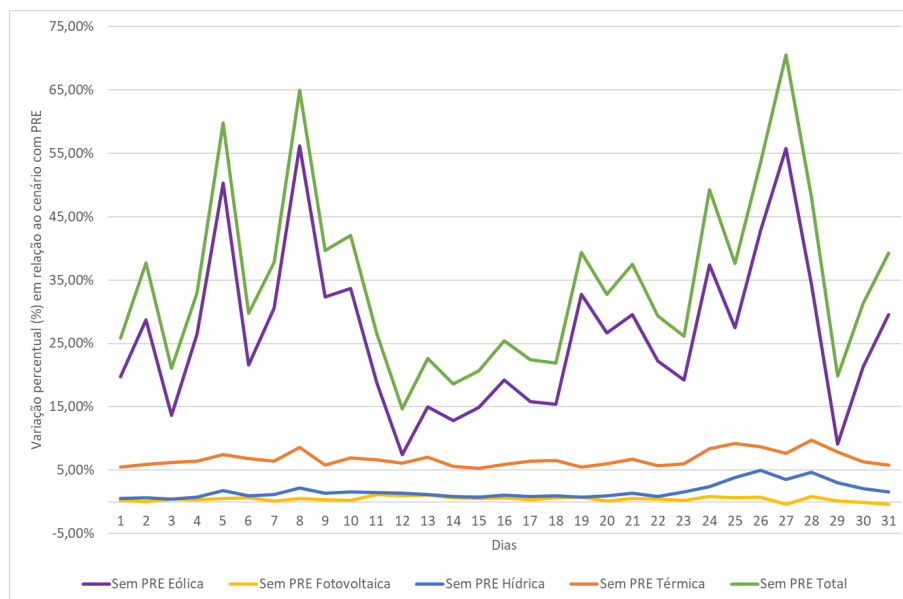


Figura 5.37: Variações percentuais do custo de produção, perante a extração total ou parcial da PRE, dezembro de 2021

5.4 Resultado Anual

Por fim, nesta secção serão apresentados os resultados gerais para o ano de 2021. Serão novamente apresentados valores de CP, PM e PM_{limite} , de modo a compreender o impacto mais geral da PRE.

A Tabela 5.13 apresenta as médias mensais dos PM no cenário com PRE e nos cenários sem PRE total e por tecnologia. A análise desses resultados revela um aumento constante nos PM ao longo do ano de 2021. Além disso, observa-se que os aumentos entre os cenários com PRE e a remoção do volume de produção de cada tecnologia de PRE são mais significativos para as tecnologias com maior produção, reforçando a relação entre a PRE e o PM. Portanto, pode-se concluir que quanto maior for a quantidade de PRE removida, maior será o impacto nos preços de mercado.

A Figura 5.38 ilustra que, nos casos em que a PRE Total, Eólica e Térmica são removidas, o PM aumentou em praticamente 100% das horas em todos os meses. Por outro lado, ao remover as tecnologias de PRE que possuem menor produção, como a fotovoltaica e a hídrica, há uma maior probabilidade de o PM se manter. A maior produção de PRE hídrica nos meses de inverno resultou em mais horas com aumento do PM, aproximando-se de 100% nestes meses. No caso da PRE fotovoltaica, devido principalmente às horas noturnas em que a produção é zero e não há variação no PM, a percentagem de horas com variação de preço é consideravelmente menor,

Tabela 5.13: Preços de mercado médios mensais (€), com PRE e sem PRE total ou por tecnologia, em 2021

Mês	Cenário Com PRE	Sem PRE Eólica	Sem PRE Fotovoltáica	Sem PRE Hídrica	Sem PRE Térmica	Sem PRE Total
Janeiro	60,09	67,64	60,53	61,40	63,90	71,60
Fevereiro	27,72	37,05	28,19	29,27	31,22	43,12
Março	44,87	50,40	45,47	45,89	48,10	54,24
Abril	64,47	67,58	65,17	65,21	67,50	71,03
Maio	66,64	71,83	67,52	67,38	69,59	75,31
Junho	82,96	86,49	83,77	83,39	85,51	89,26
Julho	92,16	96,62	93,23	92,56	95,07	99,63
Agosto	105,50	109,26	106,76	105,87	108,64	112,76
Setembro	155,19	162,70	157,42	155,80	160,53	167,80
Outubro	198,36	211,59	201,47	199,75	206,34	219,70
Novembro	191,69	207,38	193,76	193,18	198,88	214,37
Dezembro	237,17	264,34	239,06	239,90	246,32	271,56

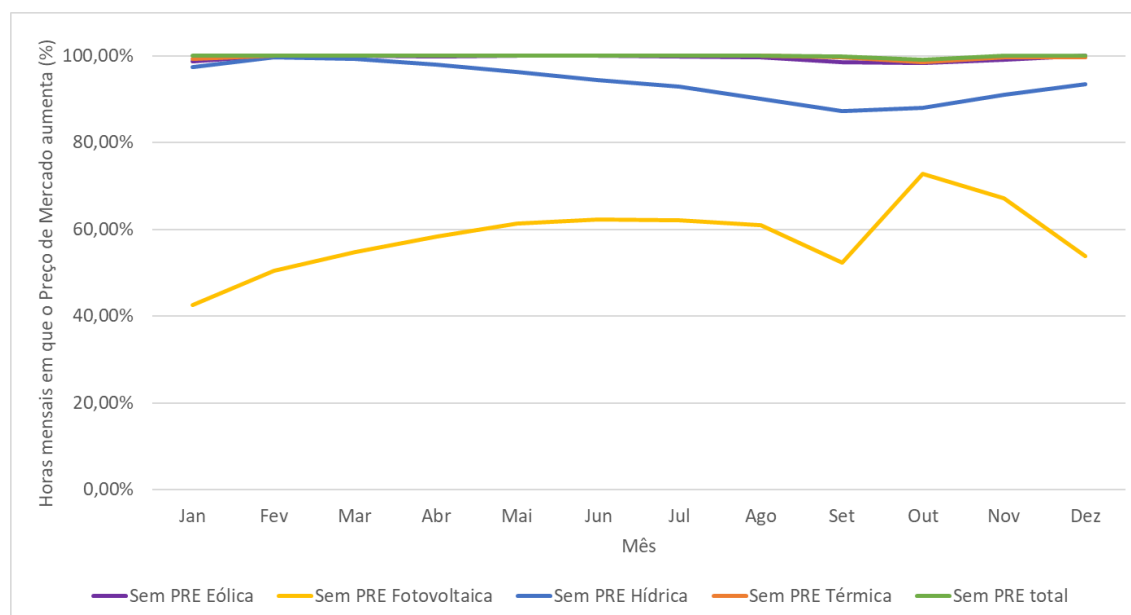


Figura 5.38: Percentagem de horas mensais em que o preço de mercado aumenta com a remoção da PRE, no ano de 2021

situando-se entre 50% e 60% na maioria do ano, com um pico próximo a 75% das horas mensais em outubro.

Passando aos CP, os valores mensais, os valores médios e totais anuais são apresentados na Tabela 5.14 e as respetivas variações percentuais relativamente ao cenário com PRE estão representadas na Figura 5.39.

Tabela 5.14: Custos totais de produção mensal (M€), com PRE e sem PRE total ou por tecnologia, em 2021

Mês	Cenário Com PRE	Sem PRE Eólica	Sem PRE Fotovoltáica	Sem PRE Hídrica	Sem PRE Térmica	Sem PRE Total
Janeiro	817,74	834,80	805,48	821,13	835,09	844,39
Fevereiro	470,11	462,77	455,44	466,71	464,12	464,32
Março	565,71	561,31	535,63	565,60	563,12	531,73
Abril	625,35	632,72	602,02	627,98	630,28	617,72
Maio	664,34	671,42	630,66	667,09	668,15	647,89
Junho	759,80	777,87	726,84	762,64	772,22	760,09
Julho	862,59	895,62	827,29	865,48	882,25	881,33
Agosto	903,39	940,52	871,01	906,31	932,67	938,26
Setembro	1 267,37	1 379,70	1 257,13	1 272,67	1 338,90	1 437,11
Outubro	1 624,27	1 804,87	1 635,34	1 635,38	1 732,88	1 923,05
Novembro	1 690,95	1 951,97	1 694,88	1 705,44	1 791,35	2 067,01
Dezembro	2 124,32	2 637,06	2 134,22	2 154,55	2 262,55	2 802,78
Média anual	1 031,33	1 129,22	1 014,66	1 037,58	1 072,80	1 159,64
Total	12 375,93	13 550,64	12 175,94	12 450,97	12 873,58	13 915,69

É evidente que o aumento dos preços de mercado ao longo do ano refletiu-se num aumento correspondente nos CP, resultando em valores médios mensais mais elevados. No primeiro período do ano, no cenário com PRE, esses custos são significativamente menores do que o CP médio mensal e tendem a diminuir quando a PRE é removida. Por outro lado, no segundo período do ano, os custos são mais próximos ou até mesmo superiores ao CP médio.

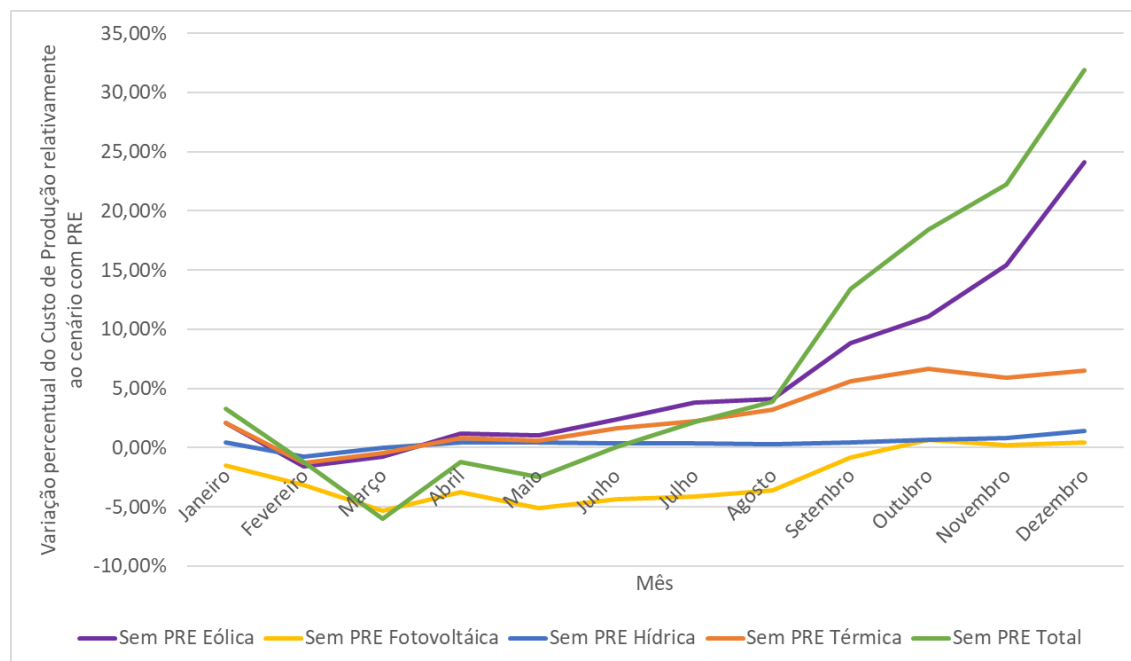


Figura 5.39: Variação percentual do Custo de Produção mensal relativamente ao cenário com PRE

Ao analisar as variações percentuais, observa-se que, geralmente, a remoção da PRE fotovoltaica resulta em redução dos CP. Isto ocorre devido à tarifa mais elevada paga a essa tecnologia em comparação com as demais. No entanto, com o aumento dos PM, que se aproximaram e por vezes até ultrapassaram o valor dessa tarifa, a partir de novembro a remoção da PRE fotovoltaica passa a contribuir para a redução dos CP.

Para as restantes tecnologias, como a PRE Eólica, Térmica e Hídrica, a sua remoção resultou numa redução dos CP apenas nos meses de fevereiro e março, devido aos preços de mercado bastante baixos nesses períodos. Nos demais meses, a remoção dessas tecnologias leva ao aumento dos CP. Com PM mais elevados, próximos ou até mesmo acima das tarifas *feed-in*, aquando da remoção dessas tecnologias de PRE, o PM_{limite} é facilmente ultrapassado, resultando num aumento dos CP.

Mais uma vez, é importante destacar o impacto significativo da PRE fotovoltaica. Embora a remoção das restantes tecnologias geralmente resultar num aumento dos CP, devido à grande influência da PRE fotovoltaica, o balanço mensal da remoção total da PRE mostra uma redução nos CP entre fevereiro e junho.

A tecnologia que leva a maior variação nos CP quando removida individualmente é a PRE Eólica. Isto deve-se à quantidade de energia produzida por esta tecnologia ser muito mais elevada

quando comparada com as restantes, isto resultando em grandes variações nos PM aquando da sua remoção. A remoção de uma quantidade substancial de PRE Eólica, combinada com os preços de mercado mais elevados nesse cenário, contribui ainda mais para as grandes variações nos CP. Para algumas situações, estas variações chegam a ser próximas das observadas quando toda a PRE é removida.

A Figura 5.40 apresenta a percentagem de horas mensais em que a remoção da PRE total ou por tecnologia levou a uma redução do CP.

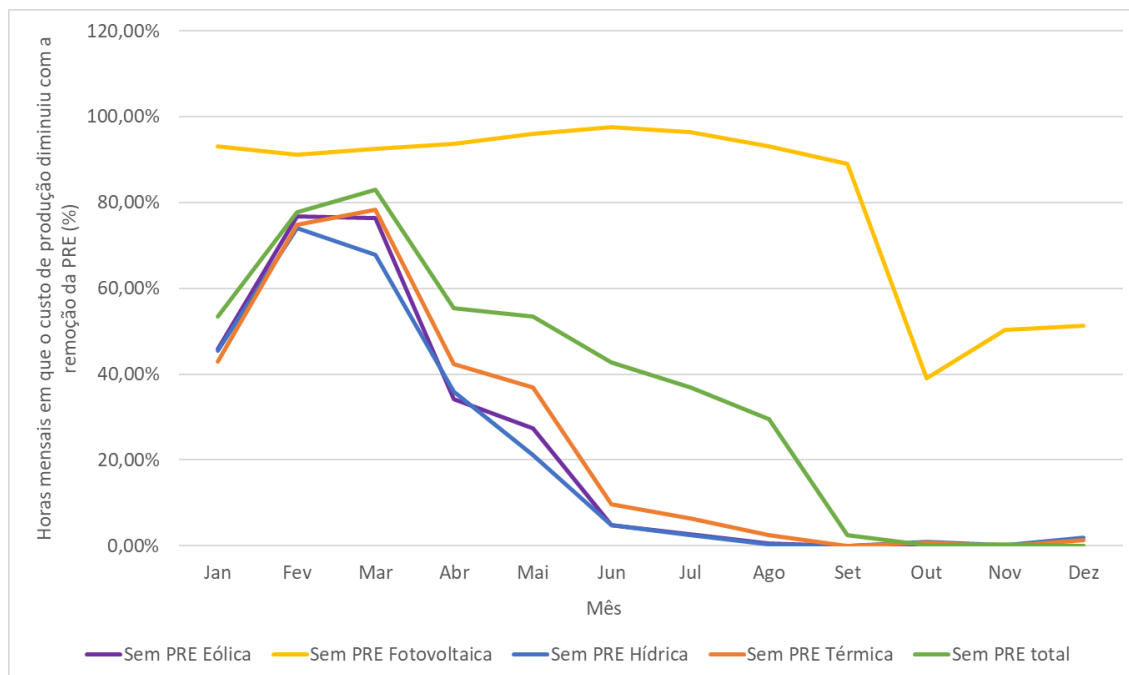


Figura 5.40: Percentagem de horas mensais em que o custo de produção diminuiu com a remoção da PRE, no ano de 2021

Conforme mencionado anteriormente, à medida que os PM aumentam ao longo do ano, o número de horas em que a remoção da PRE resulta em redução dos custos de produção também diminui. A partir de agosto, para todas as tecnologias, exceto a PRE fotovoltaica, estas horas são nulas ou quase nulas.

No caso da PRE fotovoltaica, a partir de setembro, observa-se uma redução acentuada nestas horas, que chegam a cerca de 50% do total. Isto leva a que o balanço geral mensal passe a apresentar um ligeiro aumento nos CP com a remoção da PRE fotovoltaica.

Por fim, a Tabela 5.15 apresenta os resultados médios anuais para os PM e PM_{limite} , considerando todos os cenários de remoção da PRE, bem como o cenário real. Além disso, são também apresentados os CP e as variações percentuais relativamente ao cenário com PRE.

Ao analisar estes resultados, observa-se que, no caso da remoção total da PRE, o CP aumentaria em 12,44%. A tecnologia que causa a maior variação quando removida individualmente é a PRE Eólica, com um aumento de 9,4% no CP.

Tabela 5.15: Valores médios para os preços de mercado e preço de mercado limite, e custo de produção total anuais para cada cenário

2021	Preço de Mercado (€/MWh)	Preço de mercado Limite (€/MWh)	Custo de Produção (M€)	Variação perncetual (%)
Cenário Com PRE	112,01	-	12 375,928	-
Sem PRE Eólica	119,96	108,70	13 550,637 €	9,49%
Sem PRE Fotovoltáica	112,41	114,69	12 175,938 €	-1,62%
Sem PRE Hídrica	112,17	111,29	12 450,972	0,61%
Sem PRE Térmica	115,68	110,40	12 873,583	4,02%
Sem PRE Total	124,74	111,18	13 915,690	12,44%

As variações nos CP observadas ao remover a PRE podem ser justificadas ao analisar os valores de PM e PM_{limite} . Verifica-se que, para a PRE fotovoltaica, o novo valor médio de PM, após a sua remoção, não ultrapassou o limite de preço de mercado, corroborando a conclusão de que a sua remoção leva a uma redução nos CP, apesar de ocorrerem variações ao longo dos diversos meses do ano. Para as demais tecnologias de PRE, ao serem comparados com o PM_{limite} , acabam por ser superiores, indicando que, ao removê-las, os CP aumentam.

Desta análise ressalta-se a importância de considerar os valores de PM e PM_{limite} ao avaliar as variações nos CP decorrentes da remoção da PRE.

Chega-se à conclusão de que, de maneira geral, se a tendência de aumento dos PM continuar e os preços das tarifas *feed-in* continuarem mais baixos do que os PM, a PRE desempenhará um papel extremamente relevante no mercado e da sua remoção resultaria um aumento dos PM e consequentemente dos CP.

Capítulo 6

Conclusões

No âmbito do estudo realizado sobre o impacto da PRE nos CP em Portugal no ano de 2021, foi constatado que a presença cada vez mais significativa da PRE no mix energético torna relevante a avaliação dos seus impactos, principalmente sob uma perspetiva económica, considerando as tarifas estabelecidas como incentivo para sua utilização.

Com a remoção da PRE, confirmou-se o aumento dos preços de mercado e, por outro lado, a sua remoção pode aumentar ou reduzir os custos de produção.

No ano de 2021, iniciou-se uma mudança de paradigma causada pelo aumento dos preços de mercado, aproximando-os ou até mesmo ultrapassando as tarifas *feed-in*. Neste contexto, concluiu-se que a remoção da PRE, na maioria dos casos, resultaria num aumento dos CP.

Os resultados gerais obtidos mostraram que a remoção total da PRE levaria a um aumento de 12,44% no CP anual. A tecnologia que gerou a maior variação quando removida individualmente foi a PRE Eólica, com um aumento de 9,4% no CP. Isso deve-se ao facto da PRE eólica possuir a maior potência instalada em Portugal, consequentemente produzindo mais energia e resultando em maiores variações quando removida. A esta segue-se a PRE térmica, cuja remoção resultou num aumento de 4,02% do CP. Já a remoção da PRE hídrica causou um aumento de 0,61%, enquanto a remoção da PRE fotovoltaica levou a uma redução de -1,62% no CP. Vale destacar que a PRE fotovoltaica foi a única tecnologia cuja remoção resultou numa diminuição do CP, devido às tarifas *feed-in* muito elevadas que a remuneraram.

É importante ressaltar que as tarifas *feed-in* estabelecidas estão associadas a acordos prévios com os promotores da PRE. Estas pretendem garantir a venda da eletricidade produzida a um preço superior ao preço de mercado, de modo a incentivar investimentos. No entanto, o aumento dos preços de mercado acima das tarifas estabelecidas pode reduzir o incentivo, o que pode desencorajar o desenvolvimento de novos projetos e limitar o crescimento da PRE.

Desta forma, chega-se à conclusão de que, de maneira geral, se a tendência dos preços de mercado serem superiores às tarifas *feed-in* se manter, a PRE desempenhará um papel extremamente relevante no mercado e da sua remoção resultaria um aumento dos PM e dos CP. No entanto, apesar da prioridade no despacho, é importante considerar que esta mudança de paradigma pode

tornar os investimentos na PRE menos atrativos, podendo afetar negativamente o desenvolvimento e a expansão destas tecnologias.

Assim, será fundamental adotar políticas e incentivos adequados que garantam a competitividade da PRE no mercado, estimulando os investimentos e promovendo o seu crescimento contínuo. Além disto, será necessário acompanhar de perto a evolução dos PM e as tarifas *feed-in*, garantindo um equilíbrio adequado para promover um ambiente favorável à PRE.

Continuar a investigação neste campo é crucial para perceber os impactos da PRE nos CP, evolução dos mesmos e desenvolver estratégias para o planeamento e gestão do sistema elétrico. Assim, serão criadas condições favoráveis para a expansão sustentável das energias renováveis e para a construção de um futuro energético mais limpo e resiliente.

6.1 Trabalho futuro

Ao concluir esta dissertação, é crucial destacar certas questões relevantes e fornecer sugestões para melhorar e complementar este trabalho, bem como continuar a avançar nesta área de pesquisa.

Considerando que este estudo foi realizado ao longo dos últimos anos e tendo em conta a tendência de aumento na capacidade instalada de PRE, é essencial manter a continuidade deste trabalho nos próximos anos. Isto permitiria acompanhar e analisar possíveis mudanças ou verificar se a tendência observada se mantém.

A incorporação de dados de períodos mais extensos poderia fornecer uma perspetiva mais abrangente da evolução do impacto da PRE nos CP. Analisar tendências ao longo de um período mais longo permitiria uma compreensão mais sólida das relações entre a PRE e os CP, bem como identificar possíveis padrões de longo prazo.

Dado o carácter transfronteiriço do MIBEL, seria interessante incorporar dados do mercado espanhol para avaliar o impacto da PRE em ambos os países. Isto permitiria uma análise comparativa das diferenças e semelhanças nos efeitos da PRE, bem como a avaliação de possíveis variações no impacto durante a ocorrência de *market splitting*.

Dado o grande volume de dados utilizado no estudo, seria importante otimizar o código desenvolvido em *Python*, melhorando a eficiência computacional e reduzindo o tempo de processamento, de modo a permitir análises mais rápidas.

Considerando o modelo de mercado em *pool* simétrico, seria interessante analisar o impacto da PRE na quantidade de energia negociada em mercado, de modo a compreender como a PRE afeta a oferta e demanda de energia elétrica.

É importante destacar que a metodologia implementada para calcular a interseção das curvas de mercado assume que a curva de vendas é em parte constituída por propostas ofertadas, e assume que estas são todas aceites. No entanto, na prática, algumas dessas propostas podem ser recusadas, o que afetaria a curva de vendas, o ponto de interseção e, conseqüentemente, o preço de mercado. Seria válido considerar essa possibilidade e explorar como a rejeição de propostas influenciou os resultados obtidos, para posteriormente aprimorar a metodologia desenvolvida.

Anexo A

Anexos

Nesta secção, serão apresentadas as tabelas com os resultados dos preços de mercado, custo de produção e preços de mercado limite. Primeiro, serão mostrados os resultados para todas as horas dos dias selecionados para análise diária. Em seguida, serão apresentados os resultados para todos os dias de cada mês ao longo de 2021.

A.1 Resultados diários

A.1.1 22 de março

Tabela A.1: Preço de mercado limite (€/MWh) por hora, para cada tecnologia de PRE removida, dia 22 de março de 2021

22/03/2021	Preço de Mercado Limite (€/MWh)				
Hora	Sem PRE Eólica	Sem PRE Fotovoltaica	Sem PRE Hídrica	Sem PRE Térmica	Sem PRE Total
1	54,19	49,23	49,95	52,92	57,55
2	53,34	48,12	48,97	52,06	56,96
3	53,16	47,03	47,95	51,25	56,89
4	52,18	46,00	46,91	50,23	55,94
5	53,29	47,02	47,95	51,35	57,09
6	56,09	50,03	50,89	54,14	59,63
7	60,47	55,00	55,78	58,47	63,46
8	60,96	56,15	56,74	59,15	63,82
9	60,82	60,02	57,55	59,85	65,81
10	58,04	62,52	55,44	57,66	67,13
11	57,29	65,82	55,07	57,35	69,65
12	56,35	67,82	54,95	57,25	70,91
13	55,92	69,00	55,07	57,30	71,71
14	55,79	69,04	55,16	57,40	71,58
15	53,64	67,85	53,02	55,58	70,67
16	52,35	65,74	51,75	54,41	68,78
17	55,18	66,94	54,72	57,16	69,84
18	57,99	65,77	57,59	59,61	68,60
19	61,12	64,30	60,64	62,38	67,32
20	74,67	74,53	74,44	75,15	76,09
21	74,21	73,49	73,77	74,47	75,33
22	66,34	65,07	65,46	66,55	68,01
23	62,12	60,30	60,76	62,15	64,13
24	58,85	56,27	56,69	58,70	61,25
Preço médio	58,52	60,54	56,13	58,44	65,76

Tabela A.2: Preço de mercado (€/MWh) e variação percentual do mesmo em relação ao preço no cenário com PRE no dia 22 de março de 2021

22/03/2021	Preço de Mercado										
Hora	Cenário Com PRE	Sem PRE Eólica		Sem PRE Fotovoltaica		Sem PRE Hídrica		Sem PRE Térmica		Sem PRE Total	
	€/MWh	€/MWh	%	€/MWh	%	€/MWh	%	€/MWh	%	€/MWh	%
1	49,23	53,23	8,13%	49,23	0,00%	50,00	1,56%	51,95	5,53%	54,51	10,73%
2	48,12	52,28	8,65%	48,12	0,00%	49,45	2,76%	51,52	7,07%	54,37	12,99%
3	47,03	52,00	10,57%	47,03	0,00%	48,00	2,06%	51,24	8,95%	54,04	14,91%
4	46,00	51,52	12,00%	46,00	0,00%	47,03	2,24%	51,00	10,87%	54,01	17,41%
5	47,02	51,52	9,57%	47,02	0,00%	47,76	1,57%	50,56	7,53%	54,01	14,87%
6	50,03	54,00	7,94%	50,03	0,00%	51,10	2,14%	52,51	4,96%	55,00	9,93%
7	55,00	56,02	1,85%	55,00	0,00%	55,00	0,00%	55,30	0,55%	57,62	4,76%
8	56,03	58,13	3,75%	56,03	0,00%	56,10	0,12%	57,11	1,93%	60,16	7,37%
9	57,01	59,19	3,82%	57,55	0,95%	57,55	0,95%	58,47	2,56%	60,42	5,98%
10	54,81	55,30	0,89%	55,00	0,35%	54,99	0,33%	55,08	0,49%	56,60	3,27%
11	54,42	55,08	1,21%	55,00	1,07%	54,86	0,81%	55,08	1,21%	56,60	4,01%
12	54,30	55,00	1,29%	55,00	1,29%	54,50	0,37%	55,07	1,42%	56,10	3,31%
13	54,37	54,97	1,10%	55,00	1,16%	54,66	0,53%	55,08	1,31%	56,02	3,03%
14	54,51	55,00	0,90%	55,08	1,05%	54,94	0,79%	55,08	1,05%	56,27	3,23%
15	52,28	53,37	2,08%	53,73	2,77%	52,99	1,36%	53,93	3,16%	55,00	5,20%
16	51,01	51,29	0,55%	51,88	1,71%	51,24	0,45%	52,00	1,94%	53,73	5,33%
17	54,01	54,30	0,54%	54,56	1,02%	54,27	0,48%	54,97	1,78%	55,16	2,13%
18	56,99	57,63	1,12%	57,82	1,46%	57,33	0,60%	58,08	1,91%	59,26	3,98%
19	60,12	60,79	1,11%	60,29	0,28%	60,20	0,13%	61,14	1,70%	62,29	3,61%
20	74,19	77,72	4,76%	76,32	2,87%	77,19	4,04%	78,60	5,94%	80,00	7,83%
21	73,49	78,51	6,83%	73,49	0,00%	77,19	5,03%	78,60	6,95%	81,10	10,36%
22	65,07	72,22	10,99%	65,07	0,00%	67,55	3,81%	73,44	12,86%	78,50	20,64%
23	60,30	62,04	2,89%	60,30	0,00%	60,98	1,13%	62,04	2,89%	65,00	7,79%
24	56,27	57,63	2,42%	56,27	0,00%	56,42	0,27%	57,55	2,27%	58,99	4,83%
Preço médio	55,48	57,86	4,37%	55,87	0,67%	56,30	1,40%	57,73	4,03%	59,78	7,81%

Tabela A.3: Custo de produção (€) e variação percentual do mesmo em relação ao preço no cenário com PRE no dia 22 de março de 2021

84

22/03/2021	Custo de Produção										
Hora	Cenário Com PRE	Sem PRE Eólica		Sem PRE Fotovoltaica		Sem PRE Hídrica		Sem PRE Térmica		Sem PRE Total	
	€	€	%	€	%	€	%	€	%	€	%
1	562 990,64 €	554 430,73 €	-1,52%	562 990,64 €	0,00%	563 380,26 €	0,07%	554 722,87 €	-1,47%	533 241,35 €	-5,28%
2	525 938,69 €	517 099,52 €	-1,68%	525 938,69 €	0,00%	529 519,47 €	0,68%	521 595,56 €	-0,83%	502 063,45 €	-4,54%
3	510 369,32 €	500 981,12 €	-1,84%	510 369,32 €	0,00%	510 752,74 €	0,08%	510 287,30 €	-0,02%	484 822,56 €	-5,01%
4	512 498,21 €	506 998,40 €	-1,07%	512 498,21 €	0,00%	513 359,71 €	0,17%	518 508,74 €	1,17%	494 845,02 €	-3,44%
5	504 418,88 €	490 304,52 €	-2,80%	504 418,88 €	0,00%	503 095,65 €	-0,26%	498 452,10 €	-1,18%	477 233,71 €	-5,39%
6	521 378,55 €	504 940,36 €	-3,15%	521 378,55 €	0,00%	522 806,75 €	0,27%	509 325,45 €	-2,31%	480 928,25 €	-7,76%
7	594 227,27 €	556 623,99 €	-6,33%	594 227,27 €	0,00%	588 579,29 €	-0,95%	569 249,29 €	-4,20%	539 542,16 €	-9,20%
8	650 933,73 €	624 666,93 €	-4,04%	649 990,89 €	-0,14%	645 819,85 €	-0,79%	633 195,68 €	-2,73%	613 598,91 €	-5,74%
9	820 371,63 €	801 986,46 €	-2,24%	795 506,61 €	-3,03%	820 327,07 €	-0,01%	805 335,77 €	-1,83%	753 233,48 €	-8,18%
10	909 623,89 €	876 599,27 €	-3,63%	824 576,68 €	-9,35%	904 673,86 €	-0,54%	878 975,08 €	-3,37%	766 948,40 €	-15,69%
11	932 791,37 €	906 856,03 €	-2,78%	810 481,30 €	-13,11%	930 465,66 €	-0,25%	906 244,29 €	-2,85%	758 050,88 €	-18,73%
12	929 175,76 €	913 839,21 €	-1,65%	783 991,68 €	-15,63%	924 298,84 €	-0,52%	903 895,35 €	-2,72%	735 120,38 €	-20,88%
13	914 119,03 €	903 774,38 €	-1,13%	757 807,58 €	-17,10%	909 785,73 €	-0,47%	888 840,68 €	-2,77%	714 123,35 €	-21,88%
14	923 340,96 €	914 566,24 €	-0,95%	764 371,85 €	-17,22%	920 937,92 €	-0,26%	896 468,87 €	-2,91%	725 821,10 €	-21,39%
15	861 636,87 €	858 809,41 €	-0,33%	710 619,74 €	-17,53%	861 354,89 €	-0,03%	843 640,19 €	-2,09%	670 624,63 €	-22,17%
16	842 344,34 €	831 312,13 €	-1,31%	693 121,09 €	-17,72%	837 096,11 €	-0,62%	815 768,79 €	-3,15%	657 997,73 €	-21,88%
17	841 681,04 €	832 577,29 €	-1,08%	710 527,85 €	-15,58%	837 096,78 €	-0,54%	817 685,11 €	-2,85%	664 726,27 €	-21,02%
18	892 196,29 €	888 069,20 €	-0,46%	800 491,09 €	-10,28%	889 308,86 €	-0,32%	873 732,45 €	-2,07%	770 682,23 €	-13,62%
19	897 498,95 €	893 557,44 €	-0,44%	850 070,73 €	-5,28%	892 305,18 €	-0,58%	881 902,05 €	-1,74%	830 492,33 €	-7,47%
20	1 261 516,50 €	1 308 584,26 €	3,73%	1 288 337,91 €	2,13%	1 303 107,99 €	3,30%	1 316 377,07 €	4,35%	1 326 280,00 €	5,13%
21	1 278 490,28 €	1 346 754,12 €	5,34%	1 278 490,28 €	0,00%	1 331 012,85 €	4,11%	1 344 856,47 €	5,19%	1 376 348,10 €	7,65%
22	1 147 880,35 €	1 240 494,51 €	8,07%	1 147 880,35 €	0,00%	1 179 493,80 €	2,75%	1 257 064,66 €	9,51%	1 325 028,98 €	15,43%
23	1 032 087,02 €	1 030 901,56 €	-0,11%	1 032 087,02 €	0,00%	1 035 224,44 €	0,30%	1 030 378,87 €	-0,17%	1 046 158,75 €	1,36%
24	863 813,66 €	847 944,03 €	-1,84%	863 813,66 €	0,00%	860 514,63 €	-0,38%	848 921,65 €	-1,72%	831 949,24 €	-3,69%
Total	19 731 323,23 €	19 652 671,10 €	-0,40%	18 493 987,89 €	-6,27%	19 814 318,35 €	0,42%	19 625 424,32 €	-0,54%	18 079 861,24 €	-8,37%

A.1.2 21 de junho

Tabela A.4: Preço de mercado limite (€/MWh) por hora, para cada tecnologia de PRE removida, dia 21 de junho de 2021

21/06/2021	Preço de Mercado Limite (€/MWh)				
Hora	Sem PRE Eólica	Sem PRE Fotovoltaica	Sem PRE Hídrica	Sem PRE Térmica	Sem PRE Total
1	71,71	65,06	65,26	67,66	73,24
2	68,72	61,01	61,21	63,90	70,42
3	68,96	61,01	61,24	64,07	70,73
4	69,05	61,01	61,22	64,17	70,86
5	69,69	62,79	62,99	65,87	71,56
6	71,27	65,74	65,93	68,54	73,08
7	86,70	85,95	85,91	86,64	87,14
8	88,88	88,94	88,76	89,10	89,15
9	91,22	92,37	91,45	91,59	91,93
10	89,91	92,46	89,93	90,20	92,07
11	88,08	92,39	87,94	88,35	92,09
12	87,97	93,57	87,84	88,25	93,16
13	89,12	95,61	89,05	89,37	95,00
14	89,12	96,54	89,05	89,38	95,79
15	88,07	96,20	87,95	88,37	95,43
16	80,61	88,26	80,03	81,00	88,57
17	80,65	88,44	80,03	81,03	88,74
18	81,83	88,73	81,22	82,16	88,98
19	88,97	95,09	88,89	89,22	94,35
20	93,28	97,94	93,59	93,61	96,73
21	93,57	95,70	93,89	93,90	94,86
22	93,33	94,09	93,65	93,67	93,47
23	93,34	93,80	93,69	93,70	93,20
24	89,92	90,02	89,94	90,21	90,04
Preço médio	83,91	85,11	82,11	83,08	87,11

Tabela A.5: Preço de mercado (€/MWh) e variação percentual do mesmo em relação ao preço no cenário com PRE no dia 21 de junho de 2021

86

21/06/2021	Preço de Mercado										
Hora	Cenário Com PRE	Sem PRE Eólica		Sem PRE Fotovoltaica		Sem PRE Hídrica		Sem PRE Térmica		Sem PRE Total	
	€/MWh	€/MWh	%	€/MWh	%	€/MWh	%	€/MWh	%	€/MWh	%
1	65,06	85,95	32,11%	65,06	0,00%	66,99	2,97%	74,87	15,08%	88,89	36,63%
2	61,01	80,00	31,13%	61,01	0,00%	63,88	4,70%	65,74	7,75%	84,03	37,73%
3	61,01	68,90	12,93%	61,01	0,00%	62,49	2,43%	62,79	2,92%	81,00	32,77%
4	61,01	78,50	28,67%	61,01	0,00%	62,59	2,59%	64,61	5,90%	82,00	34,40%
5	62,79	80,00	27,41%	62,79	0,00%	64,58	2,85%	65,74	4,70%	84,03	33,83%
6	65,74	84,03	27,82%	65,74	0,00%	65,99	0,38%	73,60	11,96%	86,35	31,35%
7	85,95	88,89	3,42%	85,95	0,00%	86,15	0,23%	86,55	0,70%	89,64	4,29%
8	88,82	92,40	4,03%	88,89	0,08%	88,89	0,08%	89,64	0,92%	93,41	5,17%
9	91,52	93,95	2,66%	92,06	0,59%	92,21	0,75%	93,15	1,78%	94,88	3,67%
10	90,00	92,40	2,67%	90,00	0,00%	90,00	0,00%	91,53	1,70%	93,72	4,13%
11	88,00	88,99	1,12%	88,35	0,40%	88,35	0,40%	89,09	1,24%	90,00	2,27%
12	87,90	88,55	0,74%	88,35	0,51%	88,24	0,39%	89,00	1,25%	90,00	2,39%
13	89,12	90,00	0,99%	89,64	0,58%	89,60	0,54%	90,00	0,99%	93,03	4,39%
14	89,12	90,00	0,99%	89,70	0,65%	89,64	0,58%	90,00	0,99%	93,03	4,39%
15	88,00	88,82	0,93%	88,50	0,57%	88,35	0,40%	89,12	1,27%	90,00	2,27%
16	80,00	82,59	3,24%	81,13	1,41%	80,20	0,25%	83,53	4,41%	85,44	6,80%
17	80,00	81,13	1,41%	80,00	0,00%	80,00	0,00%	81,13	1,41%	85,28	6,60%
18	81,20	84,96	4,63%	84,21	3,71%	82,59	1,71%	85,04	4,73%	86,45	6,47%
19	88,95	90,00	1,18%	89,12	0,19%	89,12	0,19%	90,00	1,18%	93,03	4,59%
20	93,70	94,55	0,91%	93,95	0,27%	93,84	0,15%	94,30	0,64%	97,03	3,55%
21	94,00	95,72	1,83%	94,20	0,21%	94,20	0,21%	95,23	1,31%	98,49	4,78%
22	93,76	94,74	1,05%	93,80	0,04%	93,90	0,15%	94,30	0,58%	96,99	3,44%
23	93,80	95,00	1,28%	93,80	0,00%	93,95	0,16%	94,55	0,80%	97,64	4,09%
24	90,02	93,15	3,48%	90,02	0,00%	91,02	1,11%	93,15	3,48%	94,20	4,64%
Preço médio	82,10	87,63	8,19%	82,43	0,38%	82,78	0,97%	84,44	3,24%	90,36	11,86%

Tabela A.6: Custo de produção (€) e variação percentual do mesmo em relação ao preço no cenário com PRE no dia 21 de junho de 2021

21/06/2021	Custo de Produção										
Hora	Cenário Com PRE	Sem PRE Eólica		Sem PRE Fotovoltáica		Sem PRE Hídrica		Sem PRE Térmica		Sem PRE Total	
	€	€	%	€	%	€	%	€	%	€	%
1	755 488,26 €	891 008,67 €	17,94%	755 488,26 €	0,00%	767 563,31 €	1,60%	810 390,58 €	7,27%	916 882,57 €	21,36%
2	732 982,50 €	841 702,62 €	14,83%	732 982,50 €	0,00%	751 813,08 €	2,57%	747 158,74 €	1,93%	874 647,26 €	19,33%
3	710 323,17 €	709 812,38 €	-0,07%	710 323,17 €	0,00%	718 694,19 €	1,18%	700 898,67 €	-1,33%	813 462,75 €	14,52%
4	687 999,33 €	772 440,36 €	12,27%	687 999,33 €	0,00%	696 796,73 €	1,28%	691 088,20 €	0,45%	796 187,20 €	15,72%
5	669 950,69 €	758 270,29 €	13,18%	669 950,69 €	0,00%	680 073,46 €	1,51%	669 022,33 €	-0,14%	786 686,76 €	17,42%
6	662 976,50 €	768 393,03 €	15,90%	662 976,50 €	0,00%	663 343,14 €	0,06%	698 659,37 €	5,38%	783 308,91 €	18,15%
7	790 704,89 €	808 742,42 €	2,28%	790 704,89 €	0,00%	792 204,36 €	0,19%	790 080,72 €	-0,08%	813 346,30 €	2,86%
8	1 057 682,70 €	1 096 479,14 €	3,67%	1 057 216,12 €	-0,04%	1 058 847,26 €	0,11%	1 063 005,85 €	0,50%	1 108 199,89 €	4,78%
9	1 313 947,75 €	1 350 172,65 €	2,76%	1 310 386,89 €	-0,27%	1 322 785,01 €	0,67%	1 333 456,28 €	1,48%	1 356 124,58 €	3,21%
10	1 193 719,15 €	1 223 093,52 €	2,46%	1 167 361,06 €	-2,21%	1 194 481,23 €	0,06%	1 209 076,64 €	1,29%	1 215 157,12 €	1,80%
11	1 200 982,76 €	1 211 623,77 €	0,89%	1 156 073,81 €	-3,74%	1 205 451,42 €	0,37%	1 209 726,87 €	0,73%	1 173 768,75 €	-2,27%
12	1 213 702,04 €	1 220 489,73 €	0,56%	1 154 559,33 €	-4,87%	1 218 106,97 €	0,36%	1 222 685,05 €	0,74%	1 172 475,00 €	-3,40%
13	1 227 660,56 €	1 237 797,04 €	0,83%	1 159 856,27 €	-5,52%	1 233 761,74 €	0,50%	1 235 132,26 €	0,61%	1 202 210,41 €	-2,07%
14	1 206 614,39 €	1 216 432,96 €	0,81%	1 131 231,05 €	-6,25%	1 212 925,89 €	0,52%	1 213 744,05 €	0,59%	1 171 801,23 €	-2,89%
15	1 158 859,62 €	1 166 920,90 €	0,70%	1 078 065,40 €	-6,97%	1 162 977,62 €	0,36%	1 167 137,64 €	0,71%	1 092 919,50 €	-5,69%
16	1 103 833,82 €	1 125 664,99 €	1,98%	1 027 474,14 €	-6,92%	1 105 589,88 €	0,16%	1 132 178,11 €	2,57%	1 064 881,44 €	-3,53%
17	1 098 339,96 €	1 103 570,00 €	0,48%	1 009 108,49 €	-8,12%	1 098 033,99 €	-0,03%	1 099 399,22 €	0,10%	1 055 568,12 €	-3,89%
18	1 098 791,57 €	1 133 036,56 €	3,12%	1 051 668,86 €	-4,29%	1 112 736,83 €	1,27%	1 130 504,86 €	2,89%	1 067 491,08 €	-2,85%
19	1 248 678,15 €	1 260 960,62 €	0,98%	1 181 800,75 €	-5,36%	1 251 251,08 €	0,21%	1 257 890,10 €	0,74%	1 231 261,35 €	-1,39%
20	1 400 322,64 €	1 417 041,60 €	1,19%	1 351 471,13 €	-3,49%	1 403 382,03 €	0,22%	1 409 202,96 €	0,63%	1 404 647,52 €	0,31%
21	1 463 750,95 €	1 494 380,23 €	2,09%	1 444 053,06 €	-1,35%	1 467 853,83 €	0,28%	1 482 338,64 €	1,27%	1 519 745,02 €	3,83%
22	1 410 287,60 €	1 430 019,82 €	1,40%	1 406 540,83 €	-0,27%	1 413 467,71 €	0,23%	1 418 908,83 €	0,61%	1 463 428,77 €	3,77%
23	1 387 664,83 €	1 410 546,47 €	1,65%	1 387 664,83 €	0,00%	1 390 911,50 €	0,23%	1 399 025,78 €	0,82%	1 453 805,90 €	4,77%
24	1 208 695,73 €	1 248 557,46 €	3,30%	1 208 695,73 €	0,00%	1 220 642,71 €	0,99%	1 243 759,43 €	2,90%	1 264 562,00 €	4,62%
Total	26 003 959,57 €	26 897 157,22 €	3,43%	25 293 653,11 €	-2,73%	26 143 694,96 €	0,54%	26 334 471,15 €	1,27%	26 802 569,44 €	3,07%

A.1.3 20 de setembro

Tabela A.7: Preço de mercado limite (€/MWh) por hora, para cada tecnologia de PRE removida, dia 20 de setembro de 2021

20/09/2021	Preço de Mercado Limite (€/MWh)				
Hora	Sem PRE Eólica	Sem PRE Fotovoltaica	Sem PRE Hídrica	Sem PRE Térmica	Sem PRE Total
1	143,38	155,60	155,44	150,45	139,86
2	132,06	142,17	142,02	138,14	129,35
3	128,89	139,52	139,37	135,56	126,36
4	127,47	138,18	138,03	134,32	125,06
5	126,58	137,80	137,66	134,06	124,32
6	123,75	135,60	135,45	131,97	121,69
7	141,24	160,01	159,78	153,65	137,68
8	159,55	181,37	181,16	173,83	155,01
9	168,76	188,82	188,40	181,13	163,97
10	160,11	183,40	180,00	172,38	157,86
11	153,84	177,28	169,65	163,44	155,82
12	147,91	170,95	160,40	154,95	152,91
13	145,04	166,59	154,54	149,75	151,78
14	140,32	160,59	147,37	143,18	148,53
15	134,62	154,20	140,43	136,94	143,83
16	139,13	157,74	144,90	141,19	147,41
17	134,16	152,20	139,90	136,61	142,22
18	135,75	153,40	143,05	139,56	141,92
19	136,86	153,61	146,21	142,35	140,19
20	164,87	183,57	181,09	174,52	162,07
21	168,21	185,09	184,68	178,90	163,93
22	161,36	180,00	179,64	174,01	157,36
23	136,72	154,47	154,23	149,64	134,04
24	116,09	129,40	129,27	126,41	114,75
Preço médio	142,78	160,06	155,53	150,71	143,25

Tabela A.8: Preço de mercado (€/MWh) e variação percentual do mesmo em relação ao preço no cenário com PRE no dia 20 de setembro de 2021

20/09/2021	Preço de Mercado										
Hora	Cenário Com PRE	Sem PRE Eólica		Sem PRE Fotovoltaica		Sem PRE Hídrica		Sem PRE Térmica		Sem PRE Total	
	€/MWh	€/MWh	%	€/MWh	%	€/MWh	%	€/MWh	%	€/MWh	%
1	155,60	176,61	13,50%	155,60	0,00%	155,60	0,00%	163,43	5,03%	180,00	15,68%
2	142,17	157,79	10,99%	142,17	0,00%	142,28	0,08%	150,98	6,20%	167,20	17,61%
3	139,52	155,58	11,51%	139,52	0,00%	139,53	0,01%	146,30	4,86%	166,01	18,99%
4	138,18	154,22	11,61%	138,18	0,00%	138,18	0,00%	143,18	3,62%	163,23	18,13%
5	137,80	154,12	11,84%	137,80	0,00%	137,80	0,00%	139,52	1,25%	160,00	16,11%
6	135,60	154,22	13,73%	135,60	0,00%	135,60	0,00%	139,52	2,89%	163,33	20,45%
7	160,01	180,57	12,85%	160,01	0,00%	160,65	0,40%	168,01	5,00%	182,00	13,74%
8	181,37	187,92	3,61%	181,37	0,00%	181,38	0,01%	184,27	1,60%	188,64	4,01%
9	188,63	195,00	3,38%	188,64	0,01%	188,64	0,01%	190,20	0,83%	195,00	3,38%
10	180,30	187,32	3,89%	181,37	0,59%	180,30	0,00%	183,56	1,81%	188,64	4,63%
11	170,00	181,36	6,68%	174,64	2,73%	171,45	0,85%	176,67	3,92%	184,69	8,64%
12	160,65	176,67	9,97%	170,87	6,36%	162,75	1,31%	170,87	6,36%	184,27	14,70%
13	154,73	167,31	8,13%	160,00	3,41%	154,83	0,06%	160,00	3,41%	178,45	15,33%
14	147,50	156,20	5,90%	154,63	4,83%	150,00	1,69%	154,63	4,83%	170,66	15,70%
15	140,54	154,43	9,88%	154,20	9,72%	142,28	1,24%	154,20	9,72%	167,71	19,33%
16	145,01	154,83	6,77%	154,43	6,50%	145,28	0,19%	154,43	6,50%	168,01	15,86%
17	140,01	154,47	10,33%	154,13	10,08%	142,28	1,62%	154,20	10,13%	167,51	19,64%
18	143,18	157,79	10,20%	153,58	7,26%	143,78	0,42%	154,13	7,65%	170,68	19,21%
19	146,37	160,65	9,76%	154,22	5,36%	150,00	2,48%	154,83	5,78%	174,11	18,95%
20	181,37	187,05	3,13%	181,37	0,00%	181,37	0,00%	184,35	1,64%	188,64	4,01%
21	185,00	191,43	3,48%	185,80	0,43%	185,80	0,43%	188,34	1,81%	195,00	5,41%
22	180,00	187,52	4,18%	180,00	0,00%	180,00	0,00%	181,37	0,76%	188,64	4,80%
23	154,47	178,18	15,35%	154,47	0,00%	154,53	0,04%	160,65	4,00%	181,37	17,41%
24	129,40	160,00	23,65%	129,40	0,00%	135,01	4,34%	139,52	7,82%	168,01	29,84%
Preço médio	155,73	169,64	9,35%	159,25	2,39%	156,64	0,63%	162,38	4,48%	176,74	14,23%

Tabela A.9: Custo de produção (€) e variação percentual do mesmo em relação ao preço no cenário com PRE no dia 20 de setembro de 2021

90

20/09/2021	Custo de Produção										
Hora	Cenário Com PRE	Sem PRE Eólica		Sem PRE Fotovoltáica		Sem PRE Hídrica		Sem PRE Térmica		Sem PRE Total	
	€	€	%	€	%	€	%	€	%	€	%
1	1 328 735,29 €	1 620 497,74 €	21,96%	1 328 735,29 €	0,00%	1 329 885,85 €	0,09%	1 432 400,76 €	7,80%	1 710 108,00 €	28,70%
2	1 211 189,99 €	1 433 569,95 €	18,36%	1 211 189,99 €	0,00%	1 213 023,56 €	0,15%	1 311 907,63 €	8,32%	1 565 585,56 €	29,26%
3	1 150 696,27 €	1 374 583,25 €	19,46%	1 150 696,27 €	0,00%	1 151 815,54 €	0,10%	1 231 075,61 €	6,99%	1 511 807,42 €	31,38%
4	1 142 824,60 €	1 367 983,74 €	19,70%	1 142 824,60 €	0,00%	1 143 858,32 €	0,09%	1 208 885,10 €	5,78%	1 491 689,60 €	30,53%
5	1 171 544,75 €	1 411 334,57 €	20,47%	1 171 544,75 €	0,00%	1 172 524,66 €	0,08%	1 212 989,44 €	3,54%	1 507 816,00 €	28,70%
6	1 151 936,39 €	1 418 383,13 €	23,13%	1 151 936,39 €	0,00%	1 152 974,05 €	0,09%	1 208 071,28 €	4,87%	1 546 073,61 €	34,22%
7	1 250 707,65 €	1 579 370,72 €	26,28%	1 250 707,65 €	0,00%	1 256 183,37 €	0,44%	1 351 279,25 €	8,04%	1 653 310,75 €	32,19%
8	1 577 589,86 €	1 845 427,24 €	16,98%	1 577 589,86 €	0,00%	1 579 235,53 €	0,10%	1 661 566,01 €	5,32%	1 919 794,00 €	21,69%
9	2 058 691,66 €	2 365 063,51 €	14,88%	2 056 970,50 €	-0,08%	2 060 948,83 €	0,11%	2 152 160,04 €	4,54%	2 448 317,63 €	18,93%
10	1 847 211,76 €	2 135 003,84 €	15,58%	1 829 811,46 €	-0,94%	1 849 728,87 €	0,14%	1 950 488,40 €	5,59%	2 207 446,42 €	19,50%
11	1 906 781,58 €	2 204 491,13 €	15,61%	1 882 256,01 €	-1,29%	1 922 604,05 €	0,83%	2 034 507,58 €	6,70%	2 260 060,76 €	18,53%
12	1 916 951,26 €	2 230 211,04 €	16,34%	1 916 124,88 €	-0,04%	1 938 347,12 €	1,12%	2 075 834,24 €	8,29%	2 310 059,39 €	20,51%
13	1 917 406,07 €	2 159 837,52 €	12,64%	1 850 039,49 €	-3,51%	1 920 164,36 €	0,14%	2 022 890,04 €	5,50%	2 254 358,85 €	17,57%
14	1 831 419,82 €	1 999 068,44 €	9,15%	1 770 382,65 €	-3,33%	1 856 099,24 €	1,35%	1 948 761,38 €	6,41%	2 104 348,73 €	14,90%
15	1 759 381,84 €	1 967 101,67 €	11,81%	1 759 343,28 €	0,00%	1 776 788,32 €	0,99%	1 936 158,01 €	10,05%	2 051 462,26 €	16,60%
16	1 846 326,26 €	2 015 820,22 €	9,18%	1 811 211,03 €	-1,90%	1 850 015,04 €	0,20%	1 986 702,28 €	7,60%	2 104 363,05 €	13,98%
17	1 795 278,00 €	2 017 756,26 €	12,39%	1 815 776,12 €	1,14%	1 818 663,72 €	1,30%	1 982 687,37 €	10,44%	2 114 466,17 €	17,78%
18	1 817 378,46 €	2 065 582,22 €	13,66%	1 819 277,55 €	0,10%	1 824 573,89 €	0,40%	1 973 139,46 €	8,57%	2 185 664,08 €	20,26%
19	1 772 162,67 €	2 040 920,22 €	15,17%	1 778 303,06 €	0,35%	1 808 448,52 €	2,05%	1 902 245,15 €	7,34%	2 200 972,39 €	24,20%
20	2 056 921,17 €	2 314 916,30 €	12,54%	2 035 294,95 €	-1,05%	2 059 585,30 €	0,13%	2 160 220,54 €	5,02%	2 394 129,28 €	16,39%
21	2 395 205,75 €	2 713 713,29 €	13,30%	2 403 384,37 €	0,34%	2 408 043,57 €	0,54%	2 511 160,74 €	4,84%	2 849 223,00 €	18,96%
22	2 283 261,06 €	2 639 470,85 €	15,60%	2 283 261,06 €	0,00%	2 287 212,26 €	0,17%	2 370 290,63 €	3,81%	2 737 199,41 €	19,88%
23	1 781 120,16 €	2 295 459,01 €	28,88%	1 781 120,16 €	0,00%	1 783 918,72 €	0,16%	1 892 704,13 €	6,26%	2 409 999,22 €	35,31%
24	1 453 394,45 €	1 971 102,19 €	35,62%	1 453 394,45 €	0,00%	1 501 264,86 €	3,29%	1 573 717,75 €	8,28%	2 127 884,45 €	46,41%
Total	40 424 116,78 €	47 186 668,02 €	16,73%	40 231 175,83 €	-0,48%	40 665 907,51 €	0,60%	43 091 842,82 €	6,60%	49 666 140,02 €	22,86%

A.1.4 20 de dezembro

Tabela A.10: Preço de mercado limite (€/MWh) por hora, para cada tecnologia de PRE removida, dia 20 de dezembro de 2021

20/12/2021	Preço de Mercado Limite (€/MWh)				
Hora	Sem PRE Eólica	Sem PRE Fotovoltaica	Sem PRE Hídrica	Sem PRE Térmica	Sem PRE Total
1	248,33	316,01	314,96	302,36	241,07
2	237,25	301,59	300,56	288,41	230,33
3	244,75	318,26	317,23	303,11	237,24
4	208,17	270,37	269,52	257,97	202,43
5	205,81	266,00	265,08	254,25	200,29
6	220,11	282,00	281,03	269,76	214,01
7	243,76	310,00	308,90	296,41	236,54
8	290,35	355,58	354,52	342,53	282,29
9	299,39	359,02	357,73	345,29	290,28
10	304,60	359,91	358,18	346,58	294,97
11	299,43	352,65	351,11	340,34	290,20
12	292,80	349,55	348,25	336,58	283,58
13	296,16	349,92	348,91	337,85	287,32
14	299,64	353,20	352,22	341,22	290,73
15	302,42	352,65	351,49	340,87	293,50
16	305,11	355,16	353,90	343,01	295,86
17	311,86	358,52	357,35	346,58	302,57
18	315,06	358,64	357,05	346,71	305,42
19	326,55	368,06	366,00	356,23	316,57
20	328,65	373,75	371,41	361,48	318,39
21	331,87	374,06	371,68	361,76	321,31
22	328,43	367,50	365,23	355,44	317,93
23	306,39	350,00	347,77	336,35	295,46
24	279,62	323,88	322,46	309,84	269,47
Preço médio	284,44	338,59	337,19	325,87	275,74

Tabela A.11: Preço de mercado (€/MWh) e variação percentual do mesmo em relação ao preço no cenário com PRE no dia 20 de dezembro de 2021

92

20/12/2021	Preço de Mercado										
Hora	Cenário Com PRE	Sem PRE Eólica		Sem PRE Fotovoltaica		Sem PRE Hídrica		Sem PRE Térmica		Sem PRE Total	
	€/MWh	€/MWh	%	€/MWh	%	€/MWh	%	€/MWh	%	€/MWh	%
1	316,01	350,75	10,99%	316,01	0,00%	319,00	0,95%	331,01	4,75%	357,75	13,21%
2	301,59	350,00	16,05%	301,59	0,00%	305,10	1,16%	322,00	6,77%	350,00	16,05%
3	318,26	350,00	9,97%	318,26	0,00%	319,13	0,27%	325,55	2,29%	357,56	12,35%
4	270,37	345,00	27,60%	270,37	0,00%	274,00	1,34%	300,00	10,96%	350,00	29,45%
5	266,00	340,83	28,13%	266,00	0,00%	270,00	1,50%	294,00	10,53%	347,83	30,76%
6	282,00	400,00	41,84%	282,00	0,00%	295,00	4,61%	320,00	13,48%	400,00	41,84%
7	310,00	350,00	12,90%	310,00	0,00%	313,81	1,23%	324,86	4,79%	350,00	12,90%
8	355,58	373,75	5,11%	355,58	0,00%	355,75	0,05%	358,76	0,89%	376,79	5,96%
9	359,02	377,65	5,19%	359,75	0,20%	359,75	0,20%	362,86	1,07%	379,96	5,83%
10	360,01	377,65	4,90%	360,27	0,07%	360,57	0,16%	363,75	1,04%	380,00	5,55%
11	353,00	371,75	5,31%	353,87	0,25%	353,88	0,25%	358,20	1,47%	377,70	7,00%
12	350,00	368,00	5,14%	350,22	0,06%	350,22	0,06%	355,88	1,68%	375,00	7,14%
13	350,42	370,05	5,60%	353,00	0,74%	351,00	0,17%	357,75	2,09%	375,75	7,23%
14	353,74	371,52	5,03%	354,08	0,10%	353,98	0,07%	357,75	1,13%	376,49	6,43%
15	353,00	370,00	4,82%	353,87	0,25%	353,88	0,25%	357,75	1,35%	375,00	6,23%
16	355,48	370,05	4,10%	355,68	0,06%	355,75	0,08%	358,76	0,92%	377,10	6,08%
17	358,76	375,75	4,74%	359,75	0,28%	360,00	0,35%	361,52	0,77%	379,75	5,85%
18	358,76	375,00	4,53%	359,75	0,28%	360,00	0,35%	362,00	0,90%	377,76	5,30%
19	368,06	380,86	3,48%	369,00	0,26%	370,00	0,53%	375,00	1,89%	384,63	4,50%
20	373,75	384,00	2,74%	373,75	0,00%	374,74	0,26%	377,70	1,06%	389,00	4,08%
21	374,06	383,75	2,59%	374,06	0,00%	374,74	0,18%	377,75	0,99%	388,81	3,94%
22	367,50	380,06	3,42%	367,50	0,00%	369,00	0,41%	374,74	1,97%	383,75	4,42%
23	350,00	361,04	3,15%	350,00	0,00%	350,00	0,00%	353,78	1,08%	366,75	4,79%
24	323,88	349,98	8,06%	323,88	0,00%	330,00	1,89%	340,75	5,21%	350,00	8,06%
Preço médio	338,72	367,81	9,39%	339,09	0,11%	340,80	0,68%	348,84	3,29%	371,97	10,62%

Tabela A.12: Custo de produção (€) e variação percentual do mesmo em relação ao preço no cenário com PRE no dia 20 de dezembro de 2021

20/12/2021	Custo de Produção										
Hora	Cenário Com PRE	Sem PRE Eólica		Sem PRE Fotovoltaica		Sem PRE Hídrica		Sem PRE Térmica		Sem PRE Total	
	€	€	%	€	%	€	%	€	%	€	%
1	3 145 997,84 €	4 417 138,81 €	40,41%	3 145 997,84 €	0,00%	3 181 802,31 €	1,14%	3 416 080,04 €	8,58%	4 668 673,28 €	48,40%
2	2 894 870,86 €	4 240 283,20 €	46,48%	2 894 870,86 €	0,00%	2 933 371,52 €	1,33%	3 198 465,18 €	10,49%	4 398 861,25 €	51,95%
3	2 891 022,70 €	4 106 994,74 €	42,06%	2 891 022,70 €	0,00%	2 906 243,73 €	0,53%	3 083 171,67 €	6,65%	4 357 208,28 €	50,72%
4	2 393 977,06 €	3 926 129,83 €	64,00%	2 393 977,06 €	0,00%	2 427 814,79 €	1,41%	2 734 527,03 €	14,23%	4 139 135,00 €	72,90%
5	2 417 649,77 €	3 962 161,78 €	63,88%	2 417 649,77 €	0,00%	2 455 753,99 €	1,58%	2 747 497,13 €	13,64%	4 198 516,80 €	73,66%
6	2 669 677,47 €	4 799 467,64 €	79,78%	2 669 677,47 €	0,00%	2 784 611,18 €	4,31%	3 110 643,04 €	16,52%	4 989 790,00 €	86,91%
7	3 027 204,69 €	4 318 542,37 €	42,66%	3 027 204,69 €	0,00%	3 069 758,35 €	1,41%	3 289 784,66 €	8,67%	4 479 195,00 €	47,96%
8	4 366 457,45 €	5 601 899,66 €	28,29%	4 366 457,45 €	0,00%	4 380 419,63 €	0,32%	4 559 557,60 €	4,42%	5 828 131,20 €	33,48%
9	4 906 347,90 €	6 168 677,02 €	25,73%	4 915 594,10 €	0,19%	4 932 031,66 €	0,52%	5 141 398,82 €	4,79%	6 422 207,41 €	30,90%
10	5 186 703,97 €	6 409 527,94 €	23,58%	5 191 596,42 €	0,09%	5 219 002,05 €	0,62%	5 429 572,95 €	4,68%	6 681 834,50 €	28,83%
11	5 135 107,98 €	6 351 357,09 €	23,68%	5 151 596,54 €	0,32%	5 172 826,20 €	0,73%	5 388 877,55 €	4,94%	6 683 410,94 €	30,15%
12	4 757 376,86 €	5 952 581,79 €	25,12%	4 765 864,40 €	0,18%	4 782 165,05 €	0,52%	5 012 536,76 €	5,36%	6 291 037,50 €	32,24%
13	4 944 301,76 €	6 152 062,34 €	24,43%	4 984 732,63 €	0,82%	4 971 764,34 €	0,56%	5 217 639,35 €	5,53%	6 466 122,06 €	30,78%
14	4 957 025,75 €	6 121 485,25 €	23,49%	4 968 574,26 €	0,23%	4 980 061,39 €	0,46%	5 182 775,13 €	4,55%	6 419 352,16 €	29,50%
15	5 094 131,08 €	6 211 354,24 €	21,93%	5 110 632,87 €	0,32%	5 126 452,59 €	0,63%	5 332 633,12 €	4,68%	6 508 687,50 €	27,77%
16	5 087 990,56 €	6 151 045,39 €	20,89%	5 095 004,32 €	0,14%	5 112 915,04 €	0,49%	5 309 192,97 €	4,35%	6 485 092,40 €	27,46%
17	5 348 692,30 €	6 426 239,29 €	20,15%	5 365 922,65 €	0,32%	5 386 055,14 €	0,70%	5 568 366,26 €	4,11%	6 713 040,12 €	25,51%
18	5 388 404,44 €	6 397 333,38 €	18,72%	5 404 239,00 €	0,29%	5 430 441,23 €	0,78%	5 615 915,20 €	4,22%	6 664 602,47 €	23,68%
19	6 156 956,74 €	7 166 712,39 €	16,40%	6 171 943,87 €	0,24%	6 220 982,65 €	1,04%	6 469 175,67 €	5,07%	7 480 745,80 €	21,50%
20	6 273 280,18 €	7 315 032,89 €	16,61%	6 273 280,18 €	0,00%	6 326 700,02 €	0,85%	6 543 514,61 €	4,31%	7 664 525,35 €	22,18%
21	6 279 973,08 €	7 247 839,92 €	15,41%	6 279 973,08 €	0,00%	6 329 165,78 €	0,78%	6 547 239,02 €	4,26%	7 599 155,37 €	21,01%
22	6 110 644,13 €	7 057 431,97 €	15,49%	6 110 644,13 €	0,00%	6 170 898,23 €	0,99%	6 430 623,41 €	5,24%	7 375 646,22 €	20,70%
23	4 799 403,77 €	5 640 111,94 €	17,52%	4 799 403,77 €	0,00%	4 828 385,50 €	0,60%	5 037 047,29 €	4,95%	5 957 441,16 €	24,13%
24	3 874 785,83 €	4 829 278,75 €	24,63%	3 874 785,83 €	0,00%	3 958 860,35 €	2,17%	4 240 540,54 €	9,44%	5 032 693,75 €	29,88%
Total	108 107 984,18 €	136 970 689,63 €	26,70%	108 270 645,91 €	0,15%	109 088 482,70 €	0,91%	114 606 774,99 €	6,01%	143 505 105,50 €	32,74%

A.2 Resultados Mensais

A.2.1 Janeiro

Tabela A.13: Preço de mercado limite médio diário (€/MWh), para todos os cenários de remoção de PRE, janeiro de 2021

Janeiro	Preço de Mercado Limite (€/MWh)				
Dia	Sem PRE Eólica	Sem PRE Fotovoltaica	Sem PRE Hídrica	Sem PRE Térmica	Sem PRE Total
1	52,03	45,07	43,78	46,44	58,06
2	54,24	51,90	49,82	52,21	60,61
3	51,69	49,87	47,77	50,05	57,82
4	60,75	60,73	60,26	61,68	64,20
5	67,89	68,76	67,84	68,83	70,89
6	71,46	71,47	70,79	71,59	73,77
7	89,74	89,53	88,82	88,85	90,62
8	94,33	95,05	94,44	94,14	94,61
9	84,98	83,01	82,05	82,57	86,29
10	72,97	70,95	68,85	70,14	76,25
11	84,54	83,92	81,95	82,52	86,82
12	86,57	87,65	85,79	86,01	88,72
13	91,02	93,29	91,25	91,09	92,88
14	87,75	89,06	87,16	87,22	89,57
15	80,21	81,11	79,35	79,92	82,67
16	69,13	70,34	67,65	69,01	73,61
17	66,74	69,90	66,82	68,15	71,85
18	82,11	84,25	81,97	82,32	84,94
19	78,74	76,85	76,45	77,18	79,99
20	62,77	51,80	51,50	53,61	65,43
21	55,57	42,80	43,47	45,72	59,03
22	55,54	43,67	42,80	45,58	60,17
23	46,78	27,65	29,35	32,36	51,10
24	44,60	30,39	31,06	33,72	50,57
25	66,82	58,59	59,22	60,49	69,40
26	68,04	66,26	66,74	67,60	70,59
27	61,03	60,06	60,57	61,79	64,58
28	58,40	56,32	56,18	57,61	62,60
29	51,51	47,58	48,39	50,29	55,94
30	31,83	7,37	7,27	11,16	38,73
31	28,80	2,47	4,91	8,18	34,22
Preço médio	66,41	61,86	61,11	62,52	69,89

Tabela A.14: Preço de mercado médio diário (€/MWh) para todos os cenários de remoção de PRE e respectivas variações percentuais relativamente ao cenário com PRE, janeiro de 2021

Janeiro	Preço de Mercado										
Dia	Cenário Com PRE	Sem PRE Eólica		Sem PRE Fotovoltaica		Sem PRE Hídrica		Sem PRE Térmica		Sem PRE Total	
	€/MWh	€/MWh	%	€/MWh	%	€/MWh	%	€/MWh	%	€/MWh	%
1	41,97	46,99	11,96%	42,31	0,81%	42,84	2,06%	43,91	4,62%	50,79	21,01%
2	48,49	52,43	8,12%	48,74	0,51%	49,46	1,99%	50,88	4,92%	53,98	11,32%
3	46,59	50,33	8,03%	47,01	0,91%	47,46	1,86%	48,97	5,10%	54,71	17,42%
4	59,61	60,73	1,87%	59,85	0,39%	60,33	1,21%	61,89	3,83%	63,21	6,04%
5	67,40	67,90	0,75%	67,59	0,29%	67,83	0,65%	69,63	3,31%	70,92	5,23%
6	70,42	72,76	3,33%	70,62	0,29%	71,10	0,96%	72,50	2,95%	75,09	6,64%
7	88,68	93,24	5,15%	88,73	0,06%	89,16	0,54%	90,81	2,40%	96,52	8,85%
8	94,40	104,88	11,10%	94,73	0,35%	95,33	0,98%	98,27	4,10%	109,85	16,37%
9	81,81	105,40	28,84%	82,47	0,81%	84,73	3,57%	88,64	8,35%	111,05	35,74%
10	68,43	97,00	41,77%	71,63	4,69%	71,60	4,64%	78,49	14,70%	104,96	53,40%
11	81,76	90,63	10,85%	82,43	0,82%	83,16	1,71%	85,41	4,46%	95,92	17,33%
12	85,67	90,66	5,83%	86,55	1,03%	87,24	1,83%	92,24	7,68%	97,55	13,87%
13	91,21	93,18	2,16%	91,53	0,36%	91,88	0,74%	95,21	4,39%	98,28	7,76%
14	87,06	93,71	7,64%	87,63	0,66%	87,73	0,77%	90,91	4,43%	97,84	12,38%
15	79,17	83,33	5,25%	79,61	0,55%	80,09	1,15%	83,52	5,49%	88,15	11,33%
16	67,28	72,20	7,31%	67,60	0,48%	68,44	1,73%	72,79	8,18%	75,66	12,45%
17	66,45	71,00	6,85%	67,04	0,89%	68,60	3,24%	77,23	16,23%	80,93	21,80%
18	81,80	83,38	1,93%	82,29	0,60%	82,71	1,11%	85,48	4,49%	87,43	6,88%
19	76,24	83,79	9,90%	76,41	0,22%	76,88	0,84%	79,20	3,88%	87,90	15,28%
20	50,59	60,63	19,84%	50,94	0,68%	51,89	2,56%	53,72	6,19%	63,12	24,77%
21	41,81	54,67	30,78%	42,03	0,54%	45,40	8,59%	47,19	12,87%	57,26	36,96%
22	41,12	50,19	22,05%	41,50	0,91%	42,61	3,61%	44,35	7,85%	53,44	29,95%
23	26,76	40,31	50,65%	27,23	1,78%	28,49	6,49%	30,01	12,15%	43,57	62,84%
24	28,15	37,08	31,73%	28,57	1,49%	29,28	4,02%	30,72	9,15%	40,94	45,44%
25	57,82	82,29	42,31%	58,23	0,70%	60,15	4,02%	62,31	7,76%	86,04	48,80%
26	65,80	68,49	4,09%	65,89	0,13%	66,81	1,53%	68,30	3,80%	72,88	10,77%
27	59,43	61,12	2,84%	59,57	0,22%	60,65	2,05%	61,82	4,02%	63,61	7,02%
28	54,93	58,89	7,20%	55,07	0,24%	56,61	3,05%	58,47	6,43%	61,24	11,49%
29	46,86	50,71	8,22%	47,06	0,42%	48,39	3,27%	49,96	6,62%	53,22	13,57%
30	3,79	13,38	252,86%	4,09	8,00%	4,77	25,83%	6,20	63,49%	16,94	346,77%
31	1,42	5,51	288,71%	1,42	0,15%	1,66	16,94%	1,85	30,49%	6,53	360,72%
Preço médio	60,09	67,64	30,32%	60,53	0,97%	61,40	3,66%	63,90	9,17%	71,60	41,94%

Tabela A.15: Custo de produção total diário (€/MWh) para todos os cenários de remoção de PRE e respectivas variações percentuais relativamente ao cenário com PRE, janeiro de 2021

Janeiro	Custo de Produção										
Dia	Cenário Com PRE	Sem PRE Eólica		Sem PRE Fotovoltaica		Sem PRE Hídrica		Sem PRE Térmica		Sem PRE Total	
	€	€	%	€	%	€	%	€	%	€	%
1	16268314,72	15053383,42	-7,47%	15698634,62	-3,50%	16081499,47	-1,15%	15743284,16	-3,23%	14265963,58	-12,31%
2	17175698,49	16727176,88	-2,61%	16406259,90	-4,48%	17082489,72	-0,54%	16852552,29	-1,88%	15316695,57	-10,82%
3	17126642,00	16750717,99	-2,19%	16421547,28	-4,12%	17049318,89	-0,45%	16859092,23	-1,56%	16063555,84	-6,21%
4	25407295,85	25445297,22	0,15%	25055935,44	-1,38%	25459742,55	0,21%	25571736,67	0,65%	25099440,83	-1,21%
5	29854393,88	29885678,20	0,10%	29376471,90	-1,60%	29877794,54	0,08%	30235511,78	1,28%	29939374,14	0,28%
6	31391827,12	32014396,76	1,98%	31044602,43	-1,11%	31514260,77	0,39%	31795235,04	1,29%	32122146,59	2,33%
7	42393866,35	43912571,66	3,58%	42014826,33	-0,89%	42538540,41	0,34%	43189181,14	1,88%	45105454,73	6,40%
8	42710030,55	47276063,80	10,69%	42590606,63	-0,28%	43023995,64	0,74%	44278058,18	3,67%	49754176,06	16,49%
9	34109634,17	40838657,81	19,73%	33947495,03	-0,48%	34768087,79	1,93%	35855194,54	5,12%	43125293,11	26,43%
10	26551028,49	33889059,98	27,64%	26753230,81	0,76%	27247555,29	2,62%	28880652,89	8,77%	36125227,31	36,06%
11	37298390,50	39657529,51	6,33%	36737994,71	-1,50%	37692421,47	1,06%	38467349,10	3,13%	41102173,57	10,20%
12	34699360,35	35957021,02	3,62%	34283298,27	-1,20%	35194780,64	1,43%	36921824,13	6,40%	37823759,18	9,00%
13	36563990,12	37488403,44	2,53%	35910297,58	-1,79%	36807048,28	0,66%	38159777,42	4,36%	38863577,67	6,29%
14	35952764,60	38227677,64	6,33%	35465256,13	-1,36%	36147786,35	0,54%	37287654,79	3,71%	39365038,98	9,49%
15	31267770,62	32308842,24	3,33%	30748803,53	-1,66%	31493028,76	0,72%	32472009,05	3,85%	33228807,97	6,27%
16	23760937,07	24555929,32	3,35%	22973123,08	-3,32%	23969334,96	0,88%	24800517,13	4,38%	24396880,10	2,68%
17	22097318,73	23693533,28	7,22%	21317007,49	-3,53%	22739508,86	2,91%	25605106,62	15,87%	26003949,27	17,68%
18	31914877,96	32361040,44	1,40%	31237723,91	-2,12%	32180708,29	0,83%	33088816,49	3,68%	32915115,39	3,13%
19	34637399,94	36891671,59	6,51%	34480248,67	-0,45%	34775380,63	0,40%	35441856,76	2,32%	38308225,90	10,60%
20	26352881,85	25619303,11	-2,78%	26080784,33	-1,03%	26437602,19	0,32%	26362211,95	0,04%	25446408,12	-3,44%
21	23335203,43	22739392,69	-2,55%	23110242,62	-0,96%	23681278,92	1,48%	23572157,02	1,02%	22338236,58	-4,27%
22	22015648,92	20306020,33	-7,77%	21453347,79	-2,55%	21943320,21	-0,33%	21700538,87	-1,43%	19537641,15	-11,26%
23	18226454,20	16215363,48	-11,03%	18125080,30	-0,56%	18053688,86	-0,95%	17690802,43	-2,94%	15658961,80	-14,09%
24	15231752,74	13318895,31	-12,56%	14841513,44	-2,56%	14891615,49	-2,23%	14626040,98	-3,98%	12495653,97	-17,96%
25	26361755,56	31775404,96	20,54%	26243686,90	-0,45%	26611849,68	0,95%	26901640,49	2,05%	32822398,17	24,51%
26	25223402,24	25445308,07	0,88%	25098049,81	-0,50%	25285119,25	0,24%	25506301,41	1,12%	26224760,16	3,97%
27	22745429,72	22774814,89	0,13%	22575065,56	-0,75%	22754084,19	0,04%	22770932,64	0,11%	22477356,45	-1,18%
28	22460931,23	22522118,71	0,27%	22071114,95	-1,74%	22537421,21	0,34%	22633934,12	0,77%	21915664,76	-2,43%
29	19069820,43	18769113,24	-1,58%	18912060,10	-0,83%	19055592,66	-0,07%	18944617,00	-0,66%	18111180,18	-5,03%
30	13667471,08	7807252,77	-42,88%	12899079,62	-5,62%	13116315,87	-4,03%	12507706,47	-8,49%	6018559,77	-55,96%
31	11862973,65	4575153,33	-61,43%	11602827,61	-2,19%	11118494,78	-6,28%	10364223,53	-12,63%	2422782,44	-79,58%
Total	817 735 266,58 €	834 802 793,09 €	2,09%	805 476 216,77 €	-1,50%	821 129 666,59 €	0,42%	835 086 517,33 €	2,12%	844 394 459,34 €	3,26%

A.2.2 Fevereiro

Tabela A.16: Preço de mercado limite médio diário (€/MWh), para todos os cenários de remoção de PRE, fevereiro de 2021

Fevereiro	Preço de Mercado Limite (€/MWh)				
Dia	Sem PRE Eólica	Sem PRE Fotovoltaica	Sem PRE Hídrica	Sem PRE Térmica	Sem PRE Total
1	27,68	13,36	14,56	18,08	34,44
2	39,38	27,01	28,19	31,01	44,62
3	48,07	36,98	37,87	40,29	52,42
4	54,12	52,55	53,22	54,70	58,09
5	53,67	50,77	51,65	53,16	57,23
6	43,69	36,10	37,11	39,16	48,51
7	25,95	13,93	15,23	18,11	32,92
8	29,68	10,64	10,93	14,30	36,01
9	27,54	7,25	8,82	12,15	32,53
10	31,79	21,25	22,37	25,19	37,41
11	54,10	47,99	48,57	50,18	57,76
12	43,02	39,21	37,50	39,64	49,94
13	39,49	39,58	37,85	39,91	47,38
14	24,24	18,40	15,73	18,29	33,83
15	30,56	17,49	15,62	18,68	37,98
16	35,86	26,40	25,73	28,46	42,61
17	47,07	43,63	42,94	44,65	52,38
18	45,90	38,05	37,39	39,40	51,30
19	36,97	24,31	24,09	26,65	42,69
20	22,14	3,23	4,64	7,55	27,86
21	18,89	7,93	8,27	10,73	26,08
22	42,13	41,93	40,64	42,31	49,03
23	51,10	45,92	44,13	45,83	56,65
24	37,38	27,07	25,42	28,01	44,26
25	48,04	46,32	46,93	48,43	52,55
26	50,17	46,37	46,76	48,33	54,53
27	34,81	32,60	31,01	33,37	43,16
28	25,69	22,99	20,86	23,74	36,17
Preço médio	38,18	29,97	29,79	32,15	44,30

Tabela A.17: Preço de mercado médio diário (€/MWh) para todos os cenários de remoção de PRE e respectivas variações percentuais relativamente ao cenário com PRE, fevereiro de 2021

Fevereiro		Preço de Mercado									
Dia	Cenário Com PRE	Sem PRE Eólica		Sem PRE Fotovoltaica		Sem PRE Hídrica		Sem PRE Térmica		Sem PRE Total	
	€/MWh	€/MWh	%	€/MWh	%	€/MWh	%	€/MWh	%	€/MWh	%
1	11,78	17,67	49,99%	12,24	3,89%	13,18	11,93%	15,31	29,98%	21,21	80,02%
2	25,93	33,57	29,45%	26,17	0,93%	27,07	4,38%	28,66	10,51%	38,16	47,16%
3	35,98	44,60	23,96%	36,25	0,76%	37,37	3,87%	39,02	8,47%	47,67	32,52%
4	51,93	53,64	3,29%	52,00	0,13%	53,06	2,16%	54,03	4,04%	56,28	8,36%
5	50,41	52,95	5,03%	50,53	0,24%	51,44	2,05%	52,48	4,10%	55,62	10,34%
6	35,17	40,35	14,73%	35,46	0,83%	36,61	4,09%	37,91	7,79%	43,44	23,51%
7	12,33	18,22	47,76%	12,70	3,02%	13,68	10,93%	14,53	17,82%	20,99	70,21%
8	8,16	16,80	105,93%	8,54	4,72%	9,33	14,40%	10,87	33,24%	21,61	164,88%
9	6,43	18,42	186,25%	6,66	3,56%	7,36	14,40%	8,48	31,84%	29,44	357,49%
10	20,27	60,72	199,60%	21,05	3,86%	24,27	19,77%	33,40	64,82%	81,45	301,86%
11	47,17	58,37	23,73%	47,43	0,55%	49,14	4,17%	51,57	9,31%	71,30	51,14%
12	35,80	50,33	40,59%	36,75	2,65%	37,89	5,84%	39,99	11,69%	58,35	62,99%
13	36,03	39,38	9,30%	36,83	2,22%	38,15	5,88%	39,74	10,28%	44,46	23,38%
14	13,04	20,44	56,72%	13,70	5,04%	14,69	12,63%	16,45	26,11%	25,65	96,63%
15	13,26	32,66	146,30%	14,00	5,62%	14,27	7,60%	15,97	20,46%	39,04	194,44%
16	23,54	33,80	43,61%	24,40	3,68%	25,02	6,29%	27,02	14,83%	42,69	81,38%
17	41,44	47,27	14,06%	41,98	1,31%	43,18	4,19%	45,22	9,11%	51,63	24,59%
18	35,62	44,30	24,36%	36,21	1,64%	37,31	4,72%	39,39	10,56%	47,94	34,58%
19	21,93	30,71	40,02%	22,44	2,33%	23,25	5,99%	24,70	12,60%	34,87	59,00%
20	1,92	19,24	901,97%	2,05	6,53%	2,41	25,39%	3,23	68,25%	33,99	1670,33%
21	5,59	11,23	100,94%	5,83	4,35%	6,23	11,52%	7,34	31,39%	13,77	146,31%
22	38,95	42,70	9,64%	39,33	0,97%	40,62	4,28%	42,81	9,92%	46,66	19,80%
23	42,60	58,27	36,77%	43,33	1,70%	45,16	6,01%	48,32	13,42%	63,39	48,79%
24	23,23	36,50	57,16%	24,14	3,95%	25,51	9,82%	27,98	20,48%	44,44	91,36%
25	45,47	48,11	5,79%	45,70	0,50%	46,97	3,29%	48,86	7,45%	52,45	15,33%
26	45,29	53,06	17,17%	45,62	0,73%	47,27	4,37%	49,43	9,13%	57,90	27,84%
27	28,83	32,45	12,58%	29,26	1,49%	30,08	4,35%	31,22	8,30%	36,72	27,36%
28	18,09	21,52	18,94%	18,72	3,51%	19,14	5,80%	20,21	11,72%	26,34	45,59%
Preço médio	27,72	37,05	79,49%	28,19	2,52%	29,27	7,86%	31,22	18,49%	43,12	136,33%

Tabela A.18: Custo de produção total diário (€/MWh) para todos os cenários de remoção de PRE e respectivas variações percentuais relativamente ao cenário com PRE, fevereiro de 2021

Fevereiro		Preço de Mercado									
Dia	Cenário Com PRE	Sem PRE Eólica		Sem PRE Fotovoltaica		Sem PRE Hídrica		Sem PRE Térmica		Sem PRE Total	
	€	€	%	€	%	€	%	€	%	€	%
1	12194743,76	9257547,18	-24,09%	11871610,20	-2,65%	11870044,86	-2,66%	11519530,53	-5,54%	7844218,79	-35,68%
2	17950028,96	16160039,94	-9,97%	17683429,05	-1,49%	17671468,62	-1,55%	17340152,06	-3,40%	15688312,59	-12,60%
3	21077200,18	19906605,17	-5,55%	20831750,14	-1,16%	20948196,92	-0,61%	20720143,30	-1,69%	19266960,37	-8,59%
4	21098354,62	20989437,89	-0,52%	20908257,79	-0,90%	21065733,15	-0,15%	20915537,56	-0,87%	20532693,49	-2,68%
5	21929121,04	21676342,19	-1,15%	21846226,25	-0,38%	21855339,50	-0,34%	21691091,51	-1,09%	21318799,24	-2,78%
6	16829797,88	15795807,43	-6,14%	16639345,57	-1,13%	16696583,64	-0,79%	16484229,68	-2,05%	15057026,94	-10,53%
7	11254484,26	9059271,90	-19,51%	10919995,24	-2,97%	10894240,07	-3,20%	10371463,77	-7,85%	7561396,66	-32,81%
8	14744916,32	10108080,17	-31,45%	14110390,98	-4,30%	14316619,20	-2,90%	13739437,75	-6,82%	9017571,81	-38,84%
9	14768725,34	11193540,00	-24,21%	14563357,62	-1,39%	14318838,25	-3,05%	13582321,41	-8,03%	13562766,59	-8,17%
10	14447030,61	24880996,06	72,22%	14381432,07	-0,45%	15184579,01	5,11%	17563995,21	21,58%	31394917,63	117,31%
11	23148647,54	24816855,69	7,21%	22958835,79	-0,82%	23337527,09	0,82%	23611624,43	2,00%	28789023,15	24,37%
12	18676705,72	21271690,03	13,89%	17914043,75	-4,08%	18786398,24	0,59%	18765832,39	0,48%	21976943,62	17,67%
13	15759744,10	15739827,87	-0,13%	14960548,33	-5,07%	15859555,09	0,63%	15745165,51	-0,09%	14819580,03	-5,97%
14	11328252,12	10293805,82	-9,13%	10165274,40	-10,27%	11078977,22	-2,20%	10880446,08	-3,95%	8788313,65	-22,42%
15	15831711,94	17162559,81	8,41%	14765079,07	-6,74%	15473001,01	-2,27%	15083958,87	-4,72%	16856501,54	6,47%
16	15999876,50	15495117,21	-3,15%	15435416,70	-3,53%	15846154,11	-0,96%	15665502,95	-2,09%	16316780,54	1,98%
17	20838250,04	20875316,61	0,18%	20305131,03	-2,56%	20906804,78	0,33%	21028963,56	0,92%	20477982,62	-1,73%
18	21201424,60	20602425,30	-2,83%	20604004,70	-2,82%	21174893,45	-0,13%	21180894,31	-0,10%	19838944,41	-6,43%
19	18149506,80	15786697,13	-13,02%	17562001,17	-3,24%	17898648,58	-1,38%	17548108,61	-3,31%	14880744,06	-18,01%
20	11391530,39	10520254,24	-7,65%	11037362,68	-3,11%	10730292,38	-5,80%	10069363,58	-11,61%	14313105,21	25,65%
21	9722920,03	7343956,46	-24,47%	9065592,40	-6,76%	9163187,31	-5,76%	8792184,28	-9,57%	5423485,28	-44,22%
22	18062709,47	18214837,76	0,84%	17211838,55	-4,71%	18054101,65	-0,05%	18206749,65	0,80%	17205400,72	-4,75%
23	22846226,51	25547457,39	11,82%	22018209,56	-3,62%	23151450,17	1,34%	23648780,47	3,51%	25561726,59	11,89%
24	17533753,58	17246417,97	-1,64%	16653621,07	-5,02%	17553218,36	0,11%	17497808,50	-0,21%	17595374,66	0,35%
25	19209842,58	19236201,96	0,14%	19004201,73	-1,07%	19213984,98	0,02%	19352023,73	0,74%	19213588,77	0,02%
26	20312653,93	21405954,06	5,38%	20080260,83	-1,14%	20455524,42	0,70%	20665210,28	1,74%	21811498,15	7,38%
27	13573808,54	12963036,85	-4,50%	12738895,77	-6,15%	13355315,69	-1,61%	13035887,27	-3,96%	11687544,86	-13,90%
28	10226122,50	9221353,57	-9,83%	9206974,31	-9,97%	9848554,91	-3,69%	9413964,28	-7,94%	7521108,40	-26,45%
Total	470 108 089,85 €	462 771 433,66 €	-1,56%	455 443 086,74 €	-3,12%	466 709 232,68 €	-0,72%	464 120 371,53 €	-1,27%	464 322 310,35 €	-1,23%

A.2.3 Março

Tabela A.19: Preço de mercado limite médio diário (€/MWh), para todos os cenários de remoção de PRE, março de 2021

Março	Preço de Mercado Limite (€/MWh)				
Dia	Sem PRE Eólica	Sem PRE Fotovoltaica	Sem PRE Hídrica	Sem PRE Térmica	Sem PRE Total
1	46,57	43,85	43,28	45,41	52,50
2	54,13	54,92	53,55	55,16	59,92
3	55,73	56,09	54,02	55,74	61,72
4	59,48	56,05	55,90	57,59	63,32
5	56,51	53,65	53,08	54,91	61,02
6	48,02	49,38	46,13	48,41	56,31
7	48,24	51,31	48,06	50,02	56,57
8	57,06	56,82	55,03	56,87	62,59
9	59,52	60,78	57,55	59,26	65,87
10	57,20	59,66	56,49	58,36	63,84
11	46,27	43,13	41,58	44,49	52,51
12	45,91	42,93	40,65	43,63	52,83
13	38,10	33,76	28,57	32,48	48,13
14	34,52	31,59	25,85	29,89	45,54
15	53,03	52,10	48,39	51,10	60,56
16	45,41	39,53	35,22	39,10	53,72
17	35,46	22,46	17,78	22,84	44,08
18	45,50	38,54	33,61	37,65	53,75
19	41,49	35,07	30,58	34,77	49,76
20	39,62	30,22	23,23	28,20	49,15
21	42,50	38,36	31,12	35,84	53,38
22	58,52	60,54	56,13	58,44	65,76
23	65,48	68,25	64,37	65,95	71,39
24	65,37	68,67	64,84	66,36	71,19
25	66,35	69,83	65,99	67,64	72,28
26	63,33	64,27	60,71	62,91	69,12
27	46,56	45,30	40,72	44,94	55,16
28	47,31	44,64	39,10	43,35	56,39
29	51,15	47,13	45,02	48,53	56,75
30	57,19	54,36	52,87	55,98	61,92
31	64,08	59,36	54,95	58,21	69,61
Preço médio	51,47	49,44	45,95	48,84	58,60

Tabela A.20: Preço de mercado médio diário (€/MWh) para todos os cenários de remoção de PRE e respectivas variações percentuais relativamente ao cenário com PRE, março de 2021

Março	Preço de Mercado										
Dia	Cenário Com PRE	Sem PRE Eólica		Sem PRE Fotovoltaica		Sem PRE Hídrica		Sem PRE Térmica		Sem PRE Total	
	€/MWh	€/MWh	%	€/MWh	%	€/MWh	%	€/MWh	%	€/MWh	%
1	41,68	45,56	9,29%	42,04	0,87%	42,92	2,96%	44,46	6,66%	48,44	16,21%
2	52,32	54,48	4,12%	52,76	0,83%	53,69	2,61%	55,32	5,74%	57,57	10,02%
3	52,85	55,60	5,21%	53,33	0,92%	53,98	2,15%	55,60	5,21%	58,67	11,01%
4	54,79	67,02	22,32%	55,12	0,60%	55,94	2,09%	58,70	7,13%	71,77	30,99%
5	51,91	63,82	22,93%	52,20	0,56%	53,12	2,32%	55,65	7,20%	67,51	30,05%
6	44,67	47,38	6,08%	45,01	0,77%	45,49	1,84%	46,58	4,29%	49,56	10,94%
7	46,60	47,72	2,40%	47,06	0,97%	47,61	2,16%	49,36	5,91%	53,87	15,60%
8	53,99	57,66	6,80%	54,24	0,47%	55,47	2,74%	57,31	6,15%	60,49	12,05%
9	56,69	60,53	6,78%	57,07	0,67%	57,54	1,51%	59,63	5,19%	63,09	11,29%
10	55,64	56,90	2,27%	56,02	0,69%	56,30	1,19%	57,80	3,88%	59,74	7,38%
11	40,37	45,81	13,47%	40,87	1,24%	41,42	2,61%	43,41	7,53%	48,42	19,93%
12	39,38	43,29	9,93%	40,23	2,15%	40,59	3,09%	42,31	7,45%	47,15	19,73%
13	26,79	33,36	24,50%	27,98	4,43%	28,41	6,03%	30,50	13,85%	37,44	39,73%
14	24,02	28,84	20,06%	25,09	4,47%	25,29	5,29%	26,78	11,49%	31,66	31,81%
15	47,33	51,69	9,21%	47,85	1,10%	48,33	2,11%	50,38	6,44%	54,04	14,19%
16	33,87	41,63	22,89%	34,91	3,05%	34,91	3,07%	36,56	7,94%	45,47	34,24%
17	16,20	27,69	70,91%	16,94	4,58%	17,50	8,01%	18,87	16,45%	32,77	102,26%
18	32,35	40,26	24,44%	33,17	2,53%	33,12	2,37%	35,30	9,10%	43,57	34,66%
19	29,37	35,38	20,45%	30,01	2,19%	29,99	2,10%	31,67	7,85%	40,46	37,75%
20	21,83	28,09	28,67%	22,62	3,61%	22,53	3,20%	23,76	8,83%	30,42	39,36%
21	29,64	36,18	22,06%	30,14	1,70%	30,68	3,51%	32,02	8,03%	40,27	35,84%
22	55,48	57,86	4,29%	55,87	0,69%	56,30	1,48%	57,73	4,04%	59,78	7,75%
23	63,94	69,00	7,91%	64,55	0,94%	65,74	2,81%	70,20	9,78%	73,57	15,05%
24	64,44	65,57	1,75%	64,88	0,69%	64,82	0,60%	68,02	5,57%	70,42	9,28%
25	65,60	68,44	4,32%	66,22	0,94%	66,46	1,31%	72,21	10,07%	78,07	19,00%
26	60,19	62,07	3,13%	60,58	0,65%	60,53	0,56%	61,63	2,39%	64,28	6,80%
27	39,85	43,91	10,19%	40,98	2,84%	41,02	2,93%	43,51	9,19%	46,47	16,61%
28	38,05	44,07	15,82%	38,97	2,41%	39,00	2,49%	41,29	8,51%	47,35	24,43%
29	44,36	58,60	32,08%	45,25	1,99%	45,65	2,90%	48,53	9,38%	65,67	48,02%
30	52,32	58,20	11,23%	52,66	0,63%	53,16	1,60%	56,77	8,50%	65,52	25,22%
31	54,34	65,69	20,88%	54,99	1,18%	55,19	1,56%	59,21	8,96%	67,80	24,77%
Preço médio	44,87	50,40	15,05%	45,47	1,66%	45,89	2,62%	48,10	7,70%	54,24	24,58%

Tabela A.21: Custo de produção total diário (€/MWh) para todos os cenários de remoção de PRE e respectivas variações percentuais relativamente ao cenário com PRE, março de 2021

Março	Custo de Produção										
Dia	Cenário Com PRE	Sem PRE Eólica		Sem PRE Fotovoltaica		Sem PRE Hídrica		Sem PRE Térmica		Sem PRE Total	
	€	€	%	€	%	€	%	€	%	€	%
1	18114497,22	17830684,24	-1,57%	17538038,41	-3,18%	18024747,71	-0,50%	17853895,67	-1,44%	16729716,07	-7,64%
2	20227859,68	20307850,77	0,40%	19551571,06	-3,34%	20236509,99	0,04%	20258445,50	0,15%	19388163,50	-4,15%
3	20817790,27	20820348,79	0,01%	20021567,02	-3,82%	20822056,96	0,02%	20821436,17	0,02%	19832138,92	-4,73%
4	22499545,45	25331740,79	12,59%	22209857,54	-1,29%	22508286,39	0,04%	22905348,10	1,80%	25965903,75	15,41%
5	20954530,70	23659038,76	12,91%	20526787,62	-2,04%	20973467,64	0,09%	21238592,63	1,36%	23616851,44	12,71%
6	16206921,25	16054433,51	-0,94%	15138422,11	-6,59%	16059044,15	-0,91%	15745376,46	-2,85%	14305828,33	-11,73%
7	15419977,88	15300220,11	-0,78%	14451199,84	-6,28%	15312098,70	-0,70%	15253032,41	-1,08%	14880954,76	-3,50%
8	19962904,31	20054075,51	0,46%	19230436,67	-3,67%	20041919,11	0,40%	20012117,31	0,25%	19188162,69	-3,88%
9	22372335,52	22643175,99	1,21%	21282392,45	-4,87%	22366401,82	-0,03%	22448742,82	0,34%	21447755,69	-4,13%
10	20192634,11	20107085,54	-0,42%	19146092,26	-5,18%	20139956,73	-0,26%	20032374,91	-0,79%	18885921,47	-6,47%
11	16792425,66	16576840,31	-1,28%	16159763,35	-3,77%	16741455,02	-0,30%	16478345,77	-1,87%	15366101,56	-8,49%
12	16984952,79	16296032,28	-4,06%	16267414,90	-4,22%	16969271,03	-0,09%	16639485,35	-2,03%	15214675,04	-10,42%
13	13432949,67	12270987,03	-8,65%	12185106,13	-9,29%	13398420,79	-0,26%	12999821,73	-3,22%	10453841,55	-22,18%
14	12391177,28	11141534,70	-10,08%	11033195,66	-10,96%	12281660,86	-0,88%	11759913,50	-5,09%	8853641,06	-28,55%
15	18577593,01	18207929,50	-1,99%	17407692,80	-6,30%	18542976,99	-0,19%	18336541,53	-1,30%	16572655,75	-10,79%
16	16671570,98	15609233,91	-6,37%	15534504,26	-6,82%	16597664,11	-0,44%	16071722,15	-3,60%	14084125,58	-15,52%
17	14850070,67	12556557,63	-15,44%	13467537,70	-9,31%	14782020,42	-0,46%	13906782,97	-6,35%	10966516,06	-26,15%
18	17342086,83	15869882,03	-8,49%	16044441,46	-7,48%	17231117,69	-0,64%	16770541,79	-3,30%	14112457,99	-18,62%
19	15752024,69	14117491,69	-10,38%	14557757,81	-7,58%	15618244,01	-0,85%	15014796,97	-4,68%	12894177,49	-18,14%
20	14559444,74	11667274,20	-19,86%	13066527,96	-10,25%	14434064,94	-0,86%	13675125,87	-6,07%	9282738,04	-36,24%
21	13241566,73	11956892,66	-9,70%	11723996,25	-11,46%	13163320,21	-0,59%	12554750,62	-5,19%	10128686,90	-23,51%
22	19731323,23	19652671,10	-0,40%	18493987,89	-6,27%	19814318,35	0,42%	19625424,32	-0,54%	18079861,24	-8,37%
23	24324617,22	25688142,58	5,61%	23246722,08	-4,43%	24809033,46	1,99%	26054264,66	7,11%	25671304,77	5,54%
24	24524177,14	24638603,13	0,47%	23375395,96	-4,68%	24530452,09	0,03%	25245806,10	2,94%	24541358,84	0,07%
25	23808828,64	24698883,93	3,74%	22798787,26	-4,24%	24003752,37	0,82%	25764275,12	8,21%	26627820,68	11,84%
26	21063274,63	20778104,37	-1,35%	20127893,22	-4,44%	21028545,62	-0,16%	20763815,45	-1,42%	19665818,78	-6,63%
27	14445658,64	13877566,57	-3,93%	13522442,71	-6,39%	14487677,21	0,29%	14146982,15	-2,07%	12255285,53	-15,16%
28	13471323,47	12776038,64	-5,16%	12335893,49	-8,43%	13455264,41	-0,12%	13068149,43	-2,99%	11220431,40	-16,71%
29	17173491,59	19902078,57	15,89%	16702886,02	-2,74%	17314890,42	0,82%	17262261,08	0,52%	20781244,96	21,01%
30	18728462,93	19016742,37	1,54%	18309050,78	-2,24%	18781827,33	0,28%	18927380,44	1,06%	19826243,58	5,86%
31	21074949,69	21905372,68	3,94%	20172054,61	-4,28%	21125634,55	0,24%	21487487,43	1,96%	20891330,69	-0,87%
Total	565 710 966,61 €	561 313 513,90 €	-0,78%	535 629 417,29 €	-5,32%	565 596 101,08 €	-0,02%	563 123 036,42 €	-0,46%	531 731 714,09 €	-6,01%

A.2.4 Abril

Tabela A.22: Preço de mercado limite médio diário (€/MWh), para todos os cenários de remoção de PRE, abril de 2021

Abril	Preço de Mercado Limite (€/MWh)				
Dia	Sem PRE Eólica	Sem PRE Fotovoltaica	Sem PRE Hídrica	Sem PRE Térmica	Sem PRE Total
1	58,20	54,61	52,18	55,79	63,71
2	53,28	54,75	51,31	54,59	60,61
3	39,66	39,32	34,69	39,48	49,03
4	35,84	34,04	27,96	33,69	47,04
5	46,92	49,82	44,89	49,17	56,52
6	56,60	60,29	55,85	58,93	64,28
7	68,58	70,64	66,21	68,45	74,61
8	70,83	72,24	69,67	71,41	75,00
9	71,38	73,63	70,73	72,32	75,81
10	66,53	67,88	65,22	67,30	71,35
11	53,93	56,74	51,90	55,17	62,38
12	67,51	65,93	63,08	65,38	72,05
13	75,38	76,88	74,70	75,81	78,77
14	73,73	74,75	73,29	74,39	76,58
15	69,40	70,23	68,05	69,63	73,34
16	69,35	72,63	68,79	70,57	75,00
17	64,28	68,83	62,44	65,01	72,71
18	65,53	70,87	64,30	66,72	74,11
19	79,49	83,32	79,01	80,07	84,45
20	79,12	81,31	78,19	79,31	82,97
21	79,91	81,32	79,52	80,49	82,68
22	75,70	77,27	74,62	75,86	79,57
23	74,64	99,47	70,23	77,44	92,84
24	65,07	60,82	57,03	60,91	70,66
25	64,06	64,81	61,29	63,82	70,29
26	76,22	78,01	76,04	77,21	79,80
27	78,14	80,95	77,97	78,96	82,18
28	74,83	76,58	74,36	75,63	78,55
29	75,95	77,63	74,53	75,89	80,26
30	80,06	83,18	79,14	80,25	84,77
Preço médio	67,00	69,29	64,91	67,32	73,06

Tabela A.23: Preço de mercado médio diário (€/MWh) para todos os cenários de remoção de PRE e respectivas variações percentuais relativamente ao cenário com PRE, abril de 2021

Abril	Preço de Mercado										
Dia	Cenário Com PRE	Sem PRE Eólica		Sem PRE Fotovoltaica		Sem PRE Hídrica		Sem PRE Térmica		Sem PRE Total	
	€/MWh	€/MWh	%	€/MWh	%	€/MWh	%	€/MWh	%	€/MWh	%
1	51,65	57,34	11,03%	52,04	0,75%	52,20	1,07%	54,65	5,80%	59,20	14,63%
2	50,66	52,37	3,36%	51,29	1,24%	51,14	0,95%	52,90	4,42%	54,25	7,09%
3	33,85	38,95	15,08%	36,02	6,41%	35,22	4,06%	38,59	14,01%	42,67	26,07%
4	26,91	32,22	19,72%	27,77	3,22%	27,92	3,77%	30,00	11,49%	34,93	29,81%
5	44,25	46,06	4,09%	44,79	1,24%	44,86	1,38%	47,07	6,38%	49,86	12,69%
6	55,47	56,79	2,38%	56,10	1,12%	56,08	1,09%	58,47	5,40%	59,43	7,13%
7	65,92	68,43	3,80%	66,30	0,58%	66,49	0,86%	68,12	3,33%	70,58	7,05%
8	69,47	72,72	4,68%	70,07	0,87%	70,04	0,83%	73,25	5,44%	80,83	16,36%
9	70,52	72,19	2,37%	71,05	0,76%	71,15	0,89%	73,93	4,83%	80,29	13,85%
10	64,88	66,27	2,15%	65,32	0,67%	65,34	0,70%	66,75	2,87%	68,67	5,84%
11	51,21	53,28	4,03%	52,22	1,96%	52,21	1,94%	53,80	5,05%	55,97	9,29%
12	62,74	68,36	8,96%	63,30	0,90%	63,40	1,06%	65,45	4,33%	71,48	13,93%
13	74,51	77,62	4,16%	75,36	1,13%	75,23	0,97%	77,72	4,30%	83,30	11,79%
14	73,08	75,49	3,31%	73,51	0,59%	73,96	1,22%	76,12	4,16%	79,08	8,21%
15	67,78	70,90	4,61%	68,21	0,63%	68,44	0,98%	70,51	4,03%	74,10	9,32%
16	68,53	70,04	2,19%	69,12	0,85%	69,09	0,81%	71,30	4,04%	73,09	6,65%
17	62,09	66,59	7,25%	64,39	3,70%	64,32	3,58%	66,52	7,14%	69,58	12,06%
18	63,94	65,87	3,02%	64,57	0,98%	64,51	0,89%	66,42	3,87%	68,40	6,97%
19	78,88	81,83	3,75%	79,73	1,08%	79,54	0,85%	82,94	5,15%	88,38	12,05%
20	78,05	83,72	7,26%	78,71	0,84%	78,53	0,61%	81,57	4,51%	85,43	9,45%
21	79,40	81,40	2,52%	79,79	0,50%	79,81	0,51%	82,84	4,34%	84,65	6,61%
22	74,38	77,56	4,27%	74,85	0,62%	74,87	0,65%	77,23	3,83%	80,74	8,55%
23	68,13	70,59	3,61%	68,75	0,91%	68,77	0,94%	70,87	4,01%	73,00	7,15%
24	56,41	64,43	14,21%	57,19	1,39%	57,45	1,85%	59,89	6,16%	67,62	19,87%
25	60,67	64,24	5,88%	61,10	0,70%	61,49	1,35%	63,42	4,53%	67,42	11,13%
26	75,75	77,50	2,30%	76,27	0,69%	76,83	1,43%	79,09	4,41%	81,10	7,06%
27	77,77	78,70	1,20%	78,28	0,65%	78,27	0,63%	79,90	2,74%	81,18	4,38%
28	74,10	75,82	2,32%	74,59	0,65%	74,83	0,98%	77,20	4,19%	79,16	6,82%
29	74,25	77,89	4,91%	74,78	0,72%	74,92	0,91%	76,94	3,62%	81,13	9,27%
30	78,94	82,13	4,05%	79,74	1,02%	79,53	0,75%	81,66	3,45%	85,42	8,21%
Preço médio	64,47	67,58	5,42%	65,17	1,25%	65,21	1,28%	67,50	5,06%	71,03	10,98%

Tabela A.24: Custo de produção total diário (€/MWh) para todos os cenários de remoção de PRE e respectivas variações percentuais relativamente ao cenário com PRE, abril de 2021

Abril	Custo de Produção									
	Cenário Com PRE		Sem PRE Eólica		Sem PRE Fotovoltaica		Sem PRE Hídrica		Sem PRE Térmica	
	€		€	%	€	%	€	%	€	%
1	18128524,46		17886776,11	-1,33%	17500752,80	-3,46%	18128197,97	0,00%	17829430,20	-1,65%
2	14093926,88		13904827,42	-1,34%	13361910,31	-5,19%	14060500,86	-0,24%	13731107,39	-2,57%
3	11662709,61		11550727,91	-0,96%	10958668,13	-6,04%	11779263,33	1,00%	11516287,58	-1,26%
4	10365807,35		9685942,51	-6,56%	9109774,55	-12,12%	10357087,86	-0,08%	9694299,73	-6,48%
5	13934310,36		13762285,54	-1,23%	12790999,43	-8,21%	13922582,24	-0,08%	13466906,33	-3,35%
6	17715251,95		17758477,65	0,24%	16654411,68	-5,99%	17764677,88	0,28%	17600543,50	-0,65%
7	22348689,74		22348754,00	0,00%	21270789,90	-4,82%	22433646,76	0,38%	22316573,21	-0,14%
8	23892152,22		24528681,13	2,66%	23300936,53	-2,47%	23988318,52	0,40%	24506241,90	2,57%
9	24447486,47		24712206,21	1,08%	23755917,72	-2,83%	24563886,96	0,48%	25053581,62	2,48%
10	19667230,86		19614492,32	-0,27%	19073630,38	-3,02%	19691794,79	0,12%	19546846,84	-0,61%
11	13949892,83		13822085,40	-0,92%	13078946,55	-6,24%	14002835,49	0,38%	13681516,57	-1,92%
12	24688758,50		24981457,03	1,19%	23919075,39	-3,12%	24767334,47	0,32%	24763514,26	0,30%
13	27508961,05		28246446,23	2,68%	27032403,33	-1,73%	27669307,87	0,58%	28154009,19	2,34%
14	26371226,51		26976405,86	2,29%	26016322,99	-1,35%	26580179,19	0,79%	26973518,00	2,28%
15	24759558,38		25246313,92	1,97%	24186121,56	-2,32%	24874267,48	0,46%	25048479,61	1,17%
16	22371858,77		22554625,40	0,82%	21445928,71	-4,14%	22447189,25	0,34%	22580669,44	0,93%
17	18076085,76		18603823,67	2,92%	17136780,24	-5,20%	18494875,08	2,32%	18446141,64	2,05%
18	16675797,37		16741264,28	0,39%	15389561,17	-7,71%	16710677,99	0,21%	16615200,04	-0,36%
19	27112780,72		27899559,61	2,90%	26151979,64	-3,54%	27271543,45	0,59%	27946110,90	3,07%
20	27872261,09		29644599,75	6,36%	27162919,98	-2,54%	27971117,78	0,35%	28611658,68	2,65%
21	26564107,77		27008529,09	1,67%	26138433,78	-1,60%	26643261,82	0,30%	27297652,05	2,76%
22	25803011,12		26313993,24	1,98%	25127954,80	-2,62%	25863769,25	0,24%	26183009,21	1,47%
23	12543330,92		12459193,50	-0,67%	11446536,98	-8,74%	12530395,78	-0,10%	12309710,09	-1,86%
24	17364141,51		17234359,62	-0,75%	16687633,38	-3,90%	17435905,47	0,41%	17201325,87	-0,94%
25	16119014,12		16145961,37	0,17%	15373135,82	-4,63%	16153454,04	0,21%	16027763,33	-0,57%
26	23007292,50		23295108,67	1,25%	22531513,07	-2,07%	23189813,63	0,79%	23493942,21	2,12%
27	25339410,78		25498834,16	0,63%	24611740,01	-2,87%	25416771,33	0,31%	25614753,63	1,09%
28	23938092,53		24209775,79	1,13%	23395529,50	-2,27%	24052408,76	0,48%	24376621,01	1,83%
29	25081851,74		25601749,51	2,07%	24312539,65	-3,07%	25177628,17	0,38%	25389331,07	1,23%
30	23948364,07		24483527,09	2,23%	23096422,46	-3,56%	24038023,26	0,37%	24306238,43	1,49%
Total	625 351 887,93 €		632 720 783,99 €	1,18%	602 019 270,44 €	-3,73%	627 980 716,74 €	0,42%	630 282 983,53 €	0,79%
									617 719 951,88 €	-1,22%

A.2.5 Maio

Tabela A.25: Preço de mercado limite médio diário (€/MWh), para todos os cenários de remoção de PRE, maio de 2021

Dia	Preço de Mercado Limite (€/MWh)				
Hora	Sem PRE Eólica	Sem PRE Fotovoltaica	Sem PRE Hídrica	Sem PRE Térmica	Sem PRE Total
1	62,42	63,76	58,58	61,53	69,67
2	63,04	67,00	60,87	63,61	71,39
3	74,72	77,39	72,93	74,71	80,41
4	81,94	86,24	81,17	82,19	87,23
5	77,36	81,02	75,65	77,12	83,29
6	74,55	78,26	72,96	74,54	80,63
7	74,18	78,36	73,35	74,89	80,29
8	52,44	54,11	46,88	50,44	61,46
9	31,40	16,43	11,22	17,60	39,91
10	64,12	62,96	59,03	61,88	69,76
11	59,62	58,51	53,80	56,91	66,46
12	63,68	60,15	54,61	57,81	70,20
13	67,07	63,70	59,57	62,31	72,17
14	73,20	76,33	71,22	72,97	79,48
15	54,75	50,20	43,93	47,68	62,44
16	42,21	31,61	26,90	31,33	50,33
17	78,07	80,79	76,02	77,39	83,74
18	79,65	82,08	77,46	78,80	84,42
19	78,48	82,00	76,53	78,05	84,54
20	80,34	84,62	79,62	80,80	85,95
21	72,34	74,33	68,65	70,86	78,67
22	70,89	71,53	66,04	68,68	77,19
23	74,67	77,14	68,55	71,06	82,22
24	71,44	71,25	66,95	69,38	76,84
25	78,09	81,86	76,54	77,88	83,89
26	80,96	85,21	80,47	81,48	86,27
27	86,36	89,04	86,18	86,78	89,49
28	88,92	93,64	88,82	89,26	93,51
29	82,20	87,93	81,52	82,56	88,63
30	72,65	78,05	71,68	73,55	80,23
31	87,87	92,03	87,75	88,27	92,05
Preço médio	70,96	72,18	66,95	69,11	77,19

Tabela A.26: Preço de mercado médio diário (€/MWh) para todos os cenários de remoção de PRE e respectivas variações percentuais relativamente ao cenário com PRE, maio de 2021

Maio	Preço de Mercado										
Dia	Cenário Com PRE	Sem PRE Eólica		Sem PRE Fotovoltaica		Sem PRE Hídrica		Sem PRE Térmica		Sem PRE Total	
	€/MWh	€/MWh	%	€/MWh	%	€/MWh	%	€/MWh	%	€/MWh	%
1	58,20	63,05	8,35%	59,18	1,69%	59,37	2,02%	61,95	6,46%	66,47	14,22%
2	60,54	63,98	5,68%	61,68	1,89%	61,15	1,01%	63,95	5,63%	67,94	12,22%
3	72,77	76,03	4,48%	73,40	0,86%	73,75	1,35%	75,88	4,28%	81,21	11,60%
4	81,10	82,48	1,70%	81,57	0,58%	81,48	0,46%	82,37	1,57%	84,58	4,28%
5	75,52	78,49	3,94%	76,27	0,99%	75,80	0,37%	77,62	2,78%	80,59	6,71%
6	72,81	75,90	4,25%	73,56	1,02%	73,23	0,57%	75,16	3,23%	78,20	7,41%
7	73,23	74,91	2,30%	74,00	1,06%	73,61	0,53%	75,65	3,31%	77,84	6,30%
8	46,46	54,42	17,14%	48,76	4,97%	47,36	1,94%	50,83	9,42%	60,26	29,70%
9	10,26	19,21	87,16%	10,59	3,16%	10,85	5,74%	13,00	26,65%	23,50	128,95%
10	58,62	64,59	10,18%	59,26	1,08%	59,70	1,83%	61,92	5,62%	67,84	15,73%
11	53,28	60,50	13,55%	54,61	2,48%	54,91	3,05%	57,74	8,37%	62,95	18,15%
12	53,99	69,17	28,11%	55,91	3,55%	55,41	2,62%	59,34	9,90%	73,43	35,99%
13	59,06	67,05	13,52%	60,03	1,63%	59,84	1,31%	62,05	5,06%	71,37	20,83%
14	70,93	74,94	5,65%	72,00	1,51%	71,99	1,49%	74,01	4,34%	77,21	8,86%
15	43,13	53,80	24,73%	45,37	5,20%	44,01	2,04%	47,88	11,01%	60,85	41,08%
16	25,43	38,74	52,35%	26,76	5,26%	27,27	7,26%	29,79	17,17%	43,26	70,13%
17	75,75	81,25	7,26%	76,55	1,05%	77,11	1,79%	79,65	5,15%	85,30	12,60%
18	77,28	82,07	6,19%	78,11	1,07%	77,98	0,91%	79,84	3,32%	84,45	9,28%
19	76,35	82,53	8,09%	77,21	1,12%	77,06	0,93%	79,61	4,26%	89,62	17,38%
20	79,52	81,90	3,00%	80,24	0,91%	80,07	0,70%	82,17	3,33%	86,82	9,18%
21	68,38	73,05	6,84%	69,17	1,16%	68,95	0,84%	70,54	3,17%	76,44	11,79%
22	65,69	72,30	10,06%	66,55	1,31%	66,55	1,31%	69,27	5,45%	74,32	13,14%
23	68,23	75,83	11,13%	68,90	0,98%	68,95	1,05%	71,42	4,66%	77,71	13,88%
24	66,69	74,00	10,96%	67,36	1,00%	67,39	1,04%	69,57	4,32%	76,77	15,11%
25	76,41	82,23	7,62%	77,04	0,82%	76,75	0,45%	78,21	2,36%	87,48	14,49%
26	80,39	81,97	1,96%	80,87	0,59%	80,76	0,46%	82,44	2,55%	83,87	4,32%
27	86,16	86,91	0,86%	86,44	0,32%	86,35	0,22%	87,53	1,58%	88,49	2,70%
28	88,83	89,99	1,30%	89,32	0,55%	89,13	0,33%	90,65	2,04%	92,38	3,99%
29	81,45	83,25	2,20%	82,16	0,87%	81,89	0,53%	83,36	2,34%	85,82	5,36%
30	71,52	73,59	2,90%	71,94	0,60%	72,04	0,73%	74,18	3,72%	76,78	7,36%
31	87,75	88,72	1,11%	88,21	0,53%	88,06	0,36%	89,56	2,07%	90,90	3,60%
Preço médio	66,64	71,83	11,76%	67,52	1,61%	67,38	1,46%	69,59	5,65%	75,31	18,59%

Tabela A.27: Custo de produção total diário (€/MWh) para todos os cenários de remoção de PRE e respectivas variações percentuais relativamente ao cenário com PRE, maio de 2021

Maio	Custo de Produção										
Dia	Cenário Com PRE	Sem PRE Eólica		Sem PRE Fotovoltaica		Sem PRE Hídrica		Sem PRE Térmica		Sem PRE Total	
	€	€	%	€	%	€	%	€	%	€	%
1	17517616,67	17638378,53	0,69%	16479527,50	-5,93%	17670638,03	0,87%	17580034,08	0,36%	16552547,16	-5,51%
2	17056293,29	17252610,90	1,15%	15886889,30	-6,86%	17112568,96	0,33%	17123716,56	0,40%	16139409,83	-5,38%
3	24228476,76	24611034,18	1,58%	23155698,18	-4,43%	24411104,83	0,75%	24568095,87	1,40%	24629996,19	1,66%
4	25546643,04	25699847,18	0,60%	24335659,42	-4,74%	25621212,34	0,29%	25601938,13	0,22%	24738584,86	-3,16%
5	25779067,54	26093210,49	1,22%	24542861,55	-4,80%	25817713,71	0,15%	25902475,24	0,48%	24965531,16	-3,16%
6	25178154,09	25567794,34	1,55%	23943014,60	-4,91%	25242691,16	0,26%	25344208,44	0,66%	24438314,96	-2,94%
7	23605722,45	23781287,18	0,74%	22438022,28	-4,95%	23670256,16	0,27%	23806401,92	0,85%	22835757,19	-3,26%
8	14934604,91	15409975,43	3,18%	13781175,24	-7,72%	15026642,62	0,62%	15021582,02	0,58%	14605541,27	-2,20%
9	10119607,58	7360663,54	-27,26%	8998655,98	-11,08%	10064372,99	-0,55%	9309099,48	-8,01%	5901237,46	-41,69%
10	19790367,05	19943035,19	0,77%	18965735,05	-4,17%	19911669,05	0,61%	19803300,14	0,07%	19187270,00	-3,05%
11	18883480,51	19110627,67	1,20%	17919815,03	-5,10%	19121031,52	1,26%	19051829,16	0,89%	17768366,01	-5,91%
12	20761371,49	22205886,54	6,96%	19833305,57	-4,47%	20895124,70	0,64%	21053363,86	1,41%	21687395,34	4,46%
13	21776856,38	21777346,03	0,00%	20966686,82	-3,72%	21847293,53	0,32%	21755371,88	-0,10%	21514684,96	-1,20%
14	22103270,90	22547031,32	2,01%	21030109,93	-4,86%	22271328,22	0,76%	22356327,61	1,14%	21424114,89	-3,07%
15	16309591,77	15968064,77	-2,09%	15290254,82	-6,25%	16309718,42	0,00%	16334568,24	0,15%	15785067,45	-3,22%
16	12932209,96	12094916,67	-6,47%	11942874,29	-7,65%	12985695,47	0,41%	12623596,18	-2,39%	11032780,97	-14,69%
17	23204653,96	23945249,13	3,19%	22115384,12	-4,69%	23415884,12	0,91%	23675989,79	2,03%	23493912,61	1,25%
18	25646959,96	26309079,83	2,58%	24699464,88	-3,69%	25768545,70	0,47%	25905236,76	1,01%	25654940,62	0,03%
19	24206762,25	25193281,93	4,08%	22990354,22	-5,03%	24321050,65	0,47%	24555378,03	1,44%	25579436,88	5,67%
20	25261858,39	25661595,37	1,58%	24099373,04	-4,60%	25361344,05	0,39%	25619797,12	1,42%	25534234,09	1,08%
21	22405576,69	22581248,75	0,78%	21187211,47	-5,44%	22473674,42	0,30%	22339069,44	-0,30%	21670582,00	-3,28%
22	18996716,04	19284166,64	1,51%	18032606,60	-5,08%	19084086,56	0,46%	19093411,56	0,51%	18206831,86	-4,16%
23	19403461,53	19574002,19	0,88%	18001409,40	-7,23%	19459125,72	0,29%	19442357,45	0,20%	18198862,24	-6,21%
24	21513419,29	22086896,37	2,67%	20590957,82	-4,29%	21600759,77	0,41%	21553792,71	0,19%	21331515,69	-0,85%
25	24465895,86	25721456,20	5,13%	23253427,22	-4,96%	24516929,66	0,21%	24563968,72	0,40%	25743651,04	5,22%
26	25186748,36	25428408,57	0,96%	23992561,90	-4,74%	25257993,40	0,28%	25431956,48	0,97%	24406188,67	-3,10%
27	25961773,61	26105197,13	0,55%	25256997,37	-2,71%	26007528,38	0,18%	26175433,23	0,82%	25660191,34	-1,16%
28	26694019,24	26976846,80	1,06%	25552163,41	-4,28%	26768759,76	0,28%	27073427,83	1,42%	26334414,85	-1,35%
29	21426001,23	21653028,04	1,06%	20195823,48	-5,74%	21497895,97	0,34%	21601710,20	0,82%	20704857,67	-3,37%
30	18330165,36	18504283,02	0,95%	17062582,15	-6,92%	18392153,50	0,34%	18442630,99	0,61%	17440861,91	-4,85%
31	25112224,74	25329679,23	0,87%	24120645,60	-3,95%	25183916,56	0,29%	25442453,02	1,32%	24723995,39	-1,55%
Total	664 339 570,89 €	671 416 129,16 €	1,07%	630 661 248,21 €	-5,07%	667 088 709,95 €	0,41%	668 152 522,11 €	0,57%	647 891 076,56 €	-2,48%

A.2.6 Junho

Tabela A.28: Preço de mercado limite médio diário (€/MWh), para todos os cenários de remoção de PRE, junho de 2021

Junho	Preço de Mercado Limite (€/MWh)				
Dia	Sem PRE Eólica	Sem PRE Fotovoltaica	Sem PRE Hídrica	Sem PRE Térmica	Sem PRE Total
1	86,58	88,69	86,44	86,97	88,98
2	85,07	89,22	84,70	85,40	89,54
3	81,16	86,52	79,68	80,86	87,48
4	81,64	86,21	80,39	81,49	87,39
5	77,71	82,31	75,83	77,35	84,37
6	69,09	74,70	67,76	69,79	77,08
7	80,25	84,73	79,54	80,64	85,79
8	82,46	87,21	81,89	82,76	87,86
9	82,27	86,43	81,42	82,36	87,42
10	83,72	88,73	83,12	83,89	89,26
11	82,93	87,35	81,99	82,92	88,21
12	79,11	82,91	77,39	78,73	84,77
13	80,14	84,84	78,93	80,05	86,17
14	88,86	93,08	88,81	89,13	92,96
15	90,50	94,00	90,53	90,73	93,70
16	94,12	97,30	94,39	94,32	96,51
17	92,46	98,29	92,76	92,80	97,22
18	92,38	95,82	92,49	92,56	95,22
19	87,26	90,90	86,92	87,45	90,91
20	62,56	57,70	51,96	55,71	68,59
21	83,91	85,11	82,11	83,08	87,11
22	89,23	94,26	89,18	89,52	93,41
23	89,75	95,14	89,64	89,95	94,64
24	86,08	90,92	85,36	86,04	91,44
25	86,36	91,41	86,10	86,68	91,57
26	84,16	90,62	83,56	84,35	90,68
27	68,22	71,55	63,08	65,66	76,26
28	87,04	92,61	86,03	86,79	92,63
29	92,96	98,53	93,25	93,27	97,39
30	93,46	98,62	93,64	93,62	97,76
Preço médio	84,05	88,19	82,96	83,83	89,08

Tabela A.29: Preço de mercado médio diário (€/MWh) para todos os cenários de remoção de PRE e respectivas variações percentuais relativamente ao cenário com PRE, junho de 2021

Junho	Preço de Mercado										
Dia	Cenário Com PRE	Sem PRE Eólica		Sem PRE Fotovoltaica		Sem PRE Hídrica		Sem PRE Térmica		Sem PRE Total	
	€/MWh	€/MWh	%	€/MWh	%	€/MWh	%	€/MWh	%	€/MWh	%
1	86,46	87,39	1,08%	86,87	0,47%	86,75	0,33%	88,26	2,08%	89,06	3,00%
2	84,71	86,13	1,68%	85,32	0,72%	85,02	0,37%	86,83	2,51%	88,57	4,56%
3	79,65	83,11	4,34%	80,19	0,67%	80,02	0,46%	81,55	2,38%	85,50	7,35%
4	80,36	83,88	4,38%	81,08	0,90%	80,69	0,41%	82,61	2,80%	86,65	7,82%
5	75,78	79,49	4,90%	76,34	0,74%	76,17	0,52%	77,74	2,58%	82,43	8,78%
6	67,66	71,10	5,09%	69,10	2,14%	68,39	1,08%	71,76	6,07%	74,49	10,10%
7	79,53	81,60	2,61%	80,11	0,73%	79,81	0,36%	81,93	3,03%	84,68	6,48%
8	81,88	84,21	2,84%	82,69	0,99%	82,22	0,41%	84,46	3,15%	87,86	7,30%
9	81,41	84,04	3,23%	82,02	0,74%	81,70	0,35%	83,52	2,58%	85,97	5,60%
10	83,12	85,45	2,81%	83,60	0,58%	83,39	0,32%	85,28	2,61%	88,02	5,90%
11	81,98	86,02	4,92%	82,55	0,69%	82,28	0,36%	84,74	3,36%	89,96	9,73%
12	77,35	81,76	5,71%	78,02	0,87%	77,84	0,64%	79,88	3,27%	84,03	8,64%
13	78,90	82,22	4,21%	79,73	1,04%	79,25	0,44%	80,48	2,00%	84,60	7,22%
14	88,85	90,19	1,52%	89,48	0,72%	89,17	0,36%	91,84	3,38%	95,29	7,26%
15	90,57	93,10	2,80%	90,94	0,41%	90,89	0,35%	92,59	2,23%	96,18	6,19%
16	94,45	96,18	1,83%	94,90	0,48%	94,71	0,28%	96,55	2,22%	98,36	4,14%
17	92,82	94,89	2,23%	93,62	0,86%	93,26	0,48%	94,63	1,95%	97,36	4,89%
18	92,55	94,09	1,66%	93,08	0,57%	92,91	0,38%	94,66	2,27%	96,71	4,49%
19	86,96	88,59	1,87%	87,46	0,57%	87,29	0,38%	88,67	1,97%	90,82	4,44%
20	51,61	67,38	30,55%	54,35	5,32%	52,93	2,56%	56,85	10,16%	72,24	39,98%
21	82,10	87,63	6,74%	82,43	0,40%	82,78	0,83%	84,44	2,85%	90,36	10,05%
22	89,23	92,74	3,93%	90,02	0,88%	89,70	0,52%	91,49	2,52%	94,77	6,20%
23	89,69	92,30	2,91%	90,11	0,47%	89,95	0,29%	91,65	2,18%	93,96	4,76%
24	85,38	89,56	4,89%	86,01	0,73%	85,86	0,56%	88,38	3,51%	91,89	7,62%
25	86,12	88,55	2,82%	86,94	0,95%	86,56	0,51%	88,78	3,08%	91,66	6,44%
26	83,57	85,76	2,62%	84,56	1,19%	84,01	0,53%	85,77	2,64%	88,18	5,52%
27	62,95	72,68	15,45%	66,89	6,25%	64,12	1,86%	68,66	9,06%	77,07	22,43%
28	86,05	93,17	8,27%	86,71	0,76%	86,52	0,54%	89,81	4,37%	95,43	10,89%
29	93,31	95,84	2,71%	93,93	0,67%	93,62	0,33%	95,61	2,47%	97,99	5,01%
30	93,69	95,61	2,05%	94,17	0,51%	94,00	0,33%	95,81	2,26%	97,59	4,17%
Preço médio	82,96	86,49	4,75%	83,77	1,10%	83,39	0,57%	85,51	3,25%	89,26	8,23%

Tabela A.30: Custo de produção total diário (€/MWh) para todos os cenários de remoção de PRE e respectivas variações percentuais relativamente ao cenário com PRE, junho de 2021

Junho	Custo de Produção									
	Cenário Com PRE		Sem PRE Eólica		Sem PRE Fotovoltaica		Sem PRE Hídrica		Sem PRE Térmica	
	€		€	%	€	%	€	%	€	%
1	24665390,89		24866558,77	0,82%	24181753,17	-1,96%	24743680,65	0,32%	25004134,91	1,37%
2	25056465,06		25327393,36	1,08%	24035202,65	-4,08%	25132123,97	0,30%	25421705,64	1,46%
3	22257257,00		22697195,56	1,98%	20924328,60	-5,99%	22322785,07	0,29%	22395926,32	0,62%
4	24408174,15		24947653,06	2,21%	23187475,76	-5,00%	24477990,96	0,29%	24665827,35	1,06%
5	21423120,39		21816617,18	1,84%	20146922,40	-5,96%	21489751,50	0,31%	21515288,88	0,43%
6	18155579,21		18550073,43	2,17%	16902614,43	-6,90%	18276838,82	0,67%	18526060,86	2,04%
7	24983816,57		25320788,61	1,35%	23729459,29	-5,02%	25050474,08	0,27%	25313183,37	1,32%
8	26837477,35		27310268,36	1,76%	25599765,18	-4,61%	26917439,29	0,30%	27301871,36	1,73%
9	26694898,52		27171958,81	1,79%	25472153,24	-4,58%	26764902,79	0,26%	26999719,08	1,14%
10	25735055,88		26169110,98	1,69%	24472587,22	-4,91%	25797984,39	0,24%	26086336,07	1,36%
11	25586061,28		26379218,33	3,10%	24399319,82	-4,64%	25652440,19	0,26%	26006405,81	1,64%
12	22167805,23		22799668,08	2,85%	21093492,57	-4,85%	22256700,02	0,40%	22408860,60	1,09%
13	21434867,93		21883782,28	2,09%	20285284,17	-5,36%	21500913,47	0,31%	21547720,98	0,53%
14	28692150,42		29083277,64	1,36%	27593903,67	-3,83%	28791018,22	0,34%	29557232,45	3,02%
15	31824626,62		32643029,07	2,57%	30858767,32	-3,03%	31928486,60	0,33%	32387007,86	1,77%
16	31073036,09		31661219,80	1,89%	30369840,62	-2,26%	31166024,03	0,30%	31728845,12	2,11%
17	28051907,01		28673786,14	2,22%	26852631,13	-4,28%	28171235,45	0,43%	28529674,34	1,70%
18	28899965,96		29373722,23	1,64%	28144633,13	-2,61%	29012341,15	0,39%	29499489,58	2,07%
19	22415868,49		22719950,10	1,36%	21684930,12	-3,26%	22491611,83	0,34%	22690202,13	1,22%
20	17094683,10		18259895,91	6,82%	16506717,16	-3,44%	17260710,43	0,97%	17336560,93	1,41%
21	26003959,57		26897157,22	3,43%	25293653,11	-2,73%	26143694,96	0,54%	26334471,15	1,27%
22	28762808,60		29740697,11	3,40%	27686794,15	-3,74%	28888459,63	0,44%	29264517,89	1,74%
23	27832008,25		28476496,95	2,32%	26496656,27	-4,80%	27899293,73	0,24%	28237618,32	1,46%
24	26416947,94		27231949,61	3,09%	25116215,13	-4,92%	26527666,46	0,42%	26957836,50	2,05%
25	26713529,22		27230451,28	1,94%	25477425,07	-4,63%	26819826,97	0,40%	27235481,83	1,95%
26	22515666,05		22867924,90	1,56%	21159278,40	-6,02%	22603626,19	0,39%	22826256,59	1,38%
27	18282182,05		19270878,27	5,41%	17362554,44	-5,03%	18471965,11	1,04%	18860454,95	3,16%
28	26649745,80		28080195,24	5,37%	25264479,22	-5,20%	26747855,01	0,37%	27255151,47	2,27%
29	29474138,24		30204353,63	2,48%	28182101,13	-4,38%	29555901,73	0,28%	30065923,82	2,01%
30	29690546,20		30216765,71	1,77%	28358998,60	-4,48%	29776399,54	0,29%	30255413,40	1,90%
Total	759 799 739,04 €		777 872 037,61 €	2,38%	726 839 937,18 €	-4,34%	762 640 142,21 €	0,37%	772 215 179,57 €	1,63%
									760 088 910,79 €	0,04%

A.2.7 Julho

Tabela A.31: Preço de mercado limite médio diário (€/MWh), para todos os cenários de remoção de PRE, julho de 2021

Julho	Preço de Mercado Limite (€/MWh)				
Dia	Sem PRE Eólica	Sem PRE Fotovoltaica	Sem PRE Hídrica	Sem PRE Térmica	Sem PRE Total
1	92,06	97,38	92,10	92,41	97,02
2	99,06	104,96	99,51	99,24	103,35
3	93,60	99,06	93,85	94,04	98,01
4	80,57	86,33	78,64	80,17	87,95
5	93,26	98,22	93,40	93,65	97,17
6	92,87	97,08	93,18	93,42	96,26
7	97,58	103,88	98,46	98,31	101,79
8	93,38	98,79	93,35	93,64	98,22
9	93,02	98,45	93,10	93,35	97,87
10	90,14	96,07	90,17	90,63	95,69
11	90,66	96,37	90,31	90,77	95,61
12	87,43	92,83	86,11	87,03	92,78
13	93,91	99,62	94,04	94,28	98,64
14	84,50	89,26	83,87	84,77	90,01
15	87,88	91,72	86,68	87,48	92,73
16	87,24	91,53	86,69	87,43	92,20
17	90,57	96,71	90,45	90,91	96,30
18	80,40	86,60	79,07	80,42	87,77
19	97,78	102,85	98,43	98,27	101,44
20	100,21	105,18	100,96	100,60	103,59
21	105,52	111,05	106,37	105,59	108,89
22	100,92	106,06	101,33	100,92	104,68
23	95,07	101,14	95,59	95,60	99,58
24	91,27	98,62	91,24	91,64	97,44
25	92,02	97,24	92,43	92,70	96,33
26	98,67	103,92	99,27	99,06	102,53
27	98,09	104,14	98,88	98,67	102,39
28	95,23	100,21	95,16	95,27	99,69
29	97,88	104,17	98,51	98,32	102,55
30	94,34	101,01	94,97	95,04	99,25
31	69,15	70,16	60,16	63,54	77,39
Preço médio	92,40	97,76	92,14	92,49	97,26

Tabela A.32: Preço de mercado médio diário (€/MWh) para todos os cenários de remoção de PRE e respectivas variações percentuais relativamente ao cenário com PRE, julho de 2021

Julho	Preço de Mercado										
Dia	Cenário Com PRE	Sem PRE Eólica		Sem PRE Fotovoltaica		Sem PRE Hídrica		Sem PRE Térmica		Sem PRE Total	
	€/MWh	€/MWh	%	€/MWh	%	€/MWh	%	€/MWh	%	€/MWh	%
1	92,14	93,29	1,26%	92,87	0,79%	92,43	0,32%	93,97	1,99%	95,24	3,37%
2	99,59	100,96	1,37%	100,40	0,81%	99,80	0,21%	101,41	1,83%	103,09	3,52%
3	93,91	96,97	3,27%	94,98	1,14%	94,42	0,55%	96,95	3,24%	99,30	5,74%
4	78,61	85,23	8,42%	80,04	1,81%	79,34	0,92%	82,72	5,23%	88,27	12,29%
5	93,45	97,51	4,35%	94,13	0,73%	93,84	0,42%	95,88	2,60%	99,90	6,90%
6	93,22	97,78	4,89%	94,03	0,86%	93,60	0,41%	96,18	3,17%	100,45	7,75%
7	98,52	102,31	3,84%	99,32	0,81%	98,80	0,29%	100,87	2,38%	104,99	6,56%
8	93,40	97,25	4,13%	94,45	1,12%	93,82	0,45%	96,43	3,25%	99,91	6,97%
9	93,15	95,64	2,67%	94,11	1,03%	93,55	0,43%	95,87	2,92%	98,70	5,97%
10	90,20	92,53	2,59%	91,18	1,09%	90,55	0,39%	92,78	2,86%	95,67	6,07%
11	90,34	93,92	3,97%	91,28	1,05%	90,73	0,44%	92,39	2,28%	95,80	6,05%
12	86,12	95,99	11,46%	87,03	1,06%	86,76	0,75%	89,17	3,54%	99,13	15,11%
13	94,09	100,70	7,03%	95,15	1,13%	94,62	0,57%	97,56	3,68%	102,85	9,31%
14	83,86	89,12	6,27%	84,92	1,26%	84,46	0,71%	87,61	4,46%	92,53	10,34%
15	86,69	90,96	4,92%	87,69	1,15%	87,11	0,48%	89,37	3,08%	94,87	9,43%
16	86,70	90,99	4,96%	87,62	1,07%	87,07	0,43%	90,48	4,36%	94,87	9,43%
17	90,47	94,64	4,61%	91,31	0,93%	90,81	0,37%	93,46	3,30%	97,59	7,87%
18	79,05	86,80	9,81%	82,07	3,82%	79,97	1,16%	83,35	5,45%	90,62	14,63%
19	98,47	103,46	5,07%	99,25	0,79%	98,82	0,35%	102,27	3,86%	106,81	8,47%
20	101,01	104,40	3,36%	101,51	0,49%	101,16	0,16%	103,69	2,66%	110,78	9,67%
21	106,43	107,63	1,13%	107,04	0,57%	106,63	0,19%	108,08	1,55%	109,63	3,00%
22	101,38	102,64	1,25%	102,29	0,90%	101,56	0,18%	103,57	2,16%	105,26	3,83%
23	95,62	99,65	4,22%	96,56	0,99%	95,89	0,29%	98,14	2,64%	103,25	7,98%
24	91,26	96,86	6,14%	92,62	1,50%	91,75	0,54%	94,48	3,53%	100,26	9,87%
25	92,45	96,68	4,58%	93,46	1,10%	92,94	0,53%	95,48	3,28%	99,50	7,63%
26	99,30	103,73	4,46%	99,95	0,66%	99,51	0,22%	102,37	3,09%	106,38	7,14%
27	98,91	102,36	3,49%	99,81	0,91%	99,10	0,19%	101,14	2,25%	104,93	6,08%
28	95,18	101,50	6,64%	96,33	1,22%	95,59	0,44%	98,87	3,88%	105,20	10,53%
29	98,54	101,55	3,06%	99,73	1,21%	98,88	0,35%	101,03	2,52%	104,23	5,78%
30	94,99	100,52	5,82%	96,07	1,14%	95,21	0,23%	97,48	2,62%	103,10	8,54%
31	60,10	71,56	19,08%	62,98	4,79%	60,64	0,91%	64,31	7,01%	75,33	25,35%
Preço médio	92,16	96,62	5,10%	93,23	1,22%	92,56	0,45%	95,07	3,25%	99,63	8,43%

Tabela A.33: Custo de produção total diário (€/MWh) para todos os cenários de remoção de PRE e respectivas variações percentuais relativamente ao cenário com PRE, julho de 2021

Julho	Custo de Produção										
Dia	Cenário Com PRE	Sem PRE Eólica		Sem PRE Fotovoltaica		Sem PRE Hídrica		Sem PRE Térmica		Sem PRE Total	
	€	€	%	€	%	€	%	€	%	€	%
1	28554388,42	28865658,81	1,09%	27273281,50	-4,49%	28636912,81	0,29%	28972541,03	1,46%	27939321,09	-2,15%
2	29878980,06	30393598,36	1,72%	28656005,23	-4,09%	29948148,92	0,23%	30463951,25	1,96%	29762550,18	-0,39%
3	24453238,34	25217361,61	3,12%	23576298,82	-3,59%	24570717,74	0,48%	25096309,42	2,63%	24763768,00	1,27%
4	21027586,38	21999348,95	4,62%	19736226,80	-6,14%	21157985,15	0,62%	21515429,18	2,32%	20980044,76	-0,23%
5	27421597,45	28518336,03	4,00%	26410287,91	-3,69%	27519408,32	0,36%	27962543,22	1,97%	28114437,85	2,53%
6	27408225,53	28621477,23	4,43%	26626592,15	-2,85%	27501932,48	0,34%	28073830,55	2,43%	28490506,65	3,95%
7	32019739,52	33319528,52	4,06%	30825090,69	-3,73%	32106942,37	0,27%	32698173,99	2,12%	32969828,70	2,97%
8	30127033,36	31138734,94	3,36%	28921795,24	-4,00%	30240685,62	0,38%	30841547,88	2,37%	30523791,51	1,32%
9	28169633,01	28826972,78	2,33%	26975304,73	-4,24%	28278732,70	0,39%	28826672,95	2,33%	28306598,50	0,49%
10	24707968,75	25246125,52	2,18%	23557430,87	-4,66%	24790216,76	0,33%	25206525,32	2,02%	24642233,12	-0,27%
11	24096012,33	24929840,89	3,46%	23070278,80	-4,26%	24180390,62	0,35%	24446027,73	1,45%	24205606,24	0,45%
12	28157522,17	30453996,95	8,16%	26819572,49	-4,75%	28281918,48	0,44%	28635343,74	1,70%	29934313,62	6,31%
13	29829654,39	31572182,42	5,84%	28642643,30	-3,98%	29953445,79	0,41%	30595257,31	2,57%	30931595,98	3,69%
14	25921382,60	27024159,86	4,25%	24717898,99	-4,64%	26053934,29	0,51%	26579478,47	2,54%	26424461,59	1,94%
15	28139631,15	28975761,38	2,97%	27004219,22	-4,03%	28245224,25	0,38%	28674093,79	1,90%	28640951,19	1,78%
16	28164219,75	29103627,10	3,34%	27005408,64	-4,11%	28257283,68	0,33%	28971106,71	2,86%	28749852,85	2,08%
17	25368511,26	26325131,08	3,77%	24104159,11	-4,98%	25444753,82	0,30%	25940686,90	2,26%	25658890,34	1,14%
18	21064845,65	22450290,68	6,58%	20070497,32	-4,72%	21234418,23	0,81%	21650181,89	2,78%	21666781,65	2,86%
19	30944705,17	32349872,53	4,54%	29917904,31	-3,32%	31038503,90	0,30%	31947504,06	3,24%	32368389,16	4,60%
20	33187592,63	34426402,88	3,73%	32058683,60	-3,40%	33243636,87	0,17%	34094503,29	2,73%	35581243,71	7,21%
21	33246343,12	33833576,83	1,77%	32114385,93	-3,40%	33315561,78	0,21%	33954947,16	2,13%	33436031,80	0,57%
22	31548211,38	32026938,06	1,52%	30472900,72	-3,41%	31609947,79	0,20%	32294899,90	2,37%	31662886,67	0,36%
23	29513675,76	30732078,10	4,13%	28323857,37	-4,03%	29584654,40	0,24%	30169659,77	2,22%	30520040,84	3,41%
24	25276264,49	26608277,86	5,27%	24063123,62	-4,80%	25377813,64	0,40%	25899015,66	2,46%	26053499,70	3,07%
25	22592234,18	23591169,79	4,42%	21816284,58	-3,43%	22687544,57	0,42%	23139562,17	2,42%	23304689,72	3,15%
26	30474944,60	31699574,88	4,02%	29357543,22	-3,67%	30541899,98	0,22%	31268848,29	2,61%	31352829,65	2,88%
27	31697557,90	32919817,26	3,86%	30522303,66	-3,71%	31753484,15	0,18%	32374502,66	2,14%	32479243,58	2,47%
28	29849778,05	31437551,55	5,32%	28748647,74	-3,69%	29954819,39	0,35%	30762440,85	3,06%	31245997,92	4,68%
29	30405416,58	31422237,76	3,34%	29205624,13	-3,95%	30495355,69	0,30%	31123292,60	2,36%	30877367,12	1,55%
30	29441123,15	31118406,91	5,70%	28175127,62	-4,30%	29493236,06	0,18%	30030831,89	2,00%	30513220,29	3,64%
31	19898657,25	20468821,31	2,87%	18518454,77	-6,94%	19979143,66	0,40%	20043177,60	0,73%	19227517,30	-3,37%
Total	862 586 674,35 €	895 616 858,85 €	3,83%	827 287 833,09 €	-4,09%	865 478 653,93 €	0,34%	882 252 887,23 €	2,28%	881 328 491,28 €	2,17%

A.2.8 Agosto

Tabela A.34: Preço de mercado limite médio diário (€/MWh), para todos os cenários de remoção de PRE, agosto de 2021

Agosto	Preço de Mercado Limite (€/MWh)				
Dia	Sem PRE Eólica	Sem PRE Fotovoltaica	Sem PRE Hídrica	Sem PRE Térmica	Sem PRE Total
1	77,94	83,81	76,34	78,01	85,41
2	102,10	107,08	102,92	102,35	105,19
3	104,25	111,20	105,93	105,16	108,09
4	102,27	110,40	104,85	104,12	106,28
5	98,74	107,04	100,76	100,36	103,46
6	95,12	103,31	96,77	96,63	100,36
7	68,25	73,71	64,85	67,53	76,87
8	84,21	93,38	84,21	85,26	92,65
9	105,01	112,23	106,34	105,48	109,35
10	109,86	116,81	111,38	110,29	113,56
11	112,03	118,56	113,74	112,46	115,03
12	113,69	120,54	115,42	113,93	116,74
13	115,20	121,36	116,66	115,05	117,76
14	113,32	119,53	114,26	112,84	116,47
15	106,35	116,16	109,33	108,19	111,14
16	87,80	94,88	88,28	88,93	93,55
17	88,55	94,65	88,58	89,24	94,08
18	103,65	110,76	105,41	104,58	107,50
19	111,06	118,56	113,09	111,64	114,48
20	114,18	122,56	116,78	114,98	117,53
21	107,37	116,39	109,67	108,46	112,03
22	98,25	106,29	99,49	99,13	103,80
23	97,58	104,38	99,01	98,71	101,90
24	100,67	105,49	101,25	100,83	103,89
25	115,00	120,26	116,51	114,80	116,56
26	121,01	126,69	122,31	120,30	122,87
27	117,66	123,64	118,75	116,89	120,06
28	108,23	114,79	109,53	108,35	111,66
29	100,35	106,99	101,32	100,88	104,86
30	122,64	128,27	124,14	121,87	124,04
31	128,52	134,39	130,17	127,45	129,60
Preço médio	104,22	111,10	105,42	104,67	108,28

Tabela A.35: Preço de mercado médio diário (€/MWh) para todos os cenários de remoção de PRE e respectivas variações percentuais relativamente ao cenário com PRE, agosto de 2021

Agosto	Preço de Mercado										
Dia	Cenário Com PRE	Sem PRE Eólica		Sem PRE Fotovoltaica		Sem PRE Hídrica		Sem PRE Térmica		Sem PRE Total	
	€/MWh	€/MWh	%	€/MWh	%	€/MWh	%	€/MWh	%	€/MWh	%
1	76,36	82,33	7,82%	77,78	1,86%	76,65	0,38%	79,49	4,11%	87,55	14,66%
2	102,98	104,42	1,40%	103,49	0,50%	103,09	0,11%	104,58	1,56%	106,17	3,10%
3	106,00	108,53	2,39%	106,75	0,71%	106,23	0,22%	108,00	1,89%	110,56	4,31%
4	104,92	110,61	5,42%	106,24	1,25%	105,30	0,36%	107,96	2,89%	113,17	7,86%
5	100,82	106,33	5,46%	102,28	1,45%	101,25	0,43%	103,95	3,11%	109,59	8,70%
6	96,82	101,44	4,77%	98,17	1,39%	97,06	0,24%	99,37	2,63%	104,48	7,91%
7	64,84	74,61	15,06%	68,32	5,36%	65,42	0,89%	70,52	8,76%	78,97	21,78%
8	84,25	90,82	7,79%	87,34	3,67%	85,02	0,92%	88,74	5,33%	96,00	13,94%
9	106,43	108,75	2,18%	107,40	0,91%	106,74	0,29%	109,11	2,52%	111,61	4,86%
10	111,48	114,15	2,39%	113,00	1,36%	111,93	0,40%	114,60	2,80%	117,13	5,07%
11	113,84	116,38	2,23%	114,62	0,68%	114,08	0,21%	116,35	2,21%	119,38	4,87%
12	115,53	118,57	2,63%	117,30	1,53%	115,95	0,36%	119,45	3,39%	122,44	5,98%
13	116,78	119,55	2,38%	117,81	0,88%	117,27	0,42%	120,24	2,96%	123,32	5,61%
14	114,37	115,75	1,21%	115,59	1,07%	114,67	0,26%	117,07	2,36%	119,30	4,31%
15	109,44	112,82	3,08%	110,78	1,22%	109,78	0,31%	111,74	2,10%	116,54	6,48%
16	88,33	96,79	9,58%	89,09	0,86%	88,49	0,18%	91,42	3,50%	101,90	15,36%
17	88,63	94,18	6,27%	89,75	1,26%	88,93	0,34%	91,84	3,62%	99,77	12,57%
18	105,49	111,62	5,81%	106,76	1,20%	106,71	1,15%	110,42	4,68%	116,01	9,97%
19	113,19	117,84	4,10%	114,54	1,19%	113,46	0,23%	117,03	3,39%	122,92	8,59%
20	116,89	120,12	2,76%	118,24	1,16%	117,14	0,21%	120,08	2,73%	123,57	5,72%
21	109,77	113,21	3,13%	111,41	1,49%	110,02	0,23%	113,21	3,14%	116,76	6,36%
22	99,57	102,97	3,41%	100,69	1,12%	100,19	0,62%	102,77	3,22%	106,45	6,91%
23	99,08	103,94	4,91%	100,48	1,41%	99,31	0,23%	102,51	3,47%	108,10	9,11%
24	101,31	104,91	3,55%	102,14	0,82%	101,60	0,29%	104,12	2,77%	108,45	7,05%
25	116,61	118,39	1,53%	116,95	0,30%	116,76	0,13%	119,33	2,33%	121,05	3,81%
26	122,43	123,60	0,96%	123,24	0,66%	122,79	0,30%	124,39	1,60%	125,44	2,46%
27	118,86	120,16	1,09%	119,93	0,90%	119,02	0,14%	121,47	2,19%	122,94	3,43%
28	109,62	111,68	1,87%	110,73	1,01%	109,95	0,30%	112,68	2,79%	114,51	4,46%
29	101,39	104,08	2,66%	102,17	0,77%	101,78	0,38%	104,72	3,28%	108,26	6,78%
30	124,26	126,77	2,02%	125,09	0,66%	124,64	0,31%	127,95	2,97%	129,33	4,08%
31	130,29	131,75	1,12%	131,40	0,86%	130,65	0,28%	132,74	1,88%	133,95	2,81%
Preço médio	105,50	109,26	3,90%	106,76	1,27%	105,87	0,36%	108,64	3,10%	112,76	7,38%

Tabela A.36: Custo de produção total diário (€/MWh) para todos os cenários de remoção de PRE e respectivas variações percentuais relativamente ao cenário com PRE, agosto de 2021

Agosto	Custo de Produção										
Dia	Cenário Com PRE	Sem PRE Eólica		Sem PRE Fotovoltaica		Sem PRE Hídrica		Sem PRE Térmica		Sem PRE Total	
	€	€	%	€	%	€	%	€	%	€	%
1	20473017,77	21417747,62	4,61%	19219883,81	-6,12%	20533696,20	0,30%	20798417,26	1,59%	20917777,80	2,17%
2	28390418,07	28981293,34	2,08%	27442680,37	-3,34%	28429763,36	0,14%	28946220,21	1,96%	28597459,16	0,73%
3	31542656,84	32737032,05	3,79%	30370984,41	-3,71%	31616765,70	0,23%	32280292,92	2,34%	32275275,44	2,32%
4	31282968,58	33438008,84	6,89%	30229309,14	-3,37%	31383537,48	0,32%	32216001,38	2,98%	33178468,22	6,06%
5	29993390,37	31958020,08	6,55%	28821925,81	-3,91%	30100915,33	0,36%	30867485,57	2,91%	31681874,81	5,63%
6	27286491,91	28819781,62	5,62%	26049962,72	-4,53%	27346958,94	0,22%	27911011,73	2,29%	28305441,00	3,73%
7	18788635,49	20152568,74	7,26%	17664187,89	-5,98%	18892603,76	0,55%	19371688,79	3,10%	19137117,34	1,85%
8	20609462,15	21872524,16	6,13%	19444782,90	-5,65%	20747237,74	0,67%	21261352,59	3,16%	21277904,04	3,24%
9	28551417,64	29380293,37	2,90%	27341065,94	-4,24%	28637209,07	0,30%	29390450,86	2,94%	29000515,85	1,57%
10	32231400,22	33307142,10	3,34%	31230814,12	-3,10%	32359036,05	0,40%	33312144,72	3,35%	33158729,43	2,88%
11	34137725,86	35243344,07	3,24%	33079438,68	-3,10%	34218474,13	0,24%	35147532,28	2,96%	35302509,40	3,41%
12	33608164,96	34818315,13	3,60%	32745902,88	-2,57%	33731756,63	0,37%	35012747,98	4,18%	35118083,95	4,49%
13	33317729,24	34366673,73	3,15%	32373581,91	-2,83%	33465887,40	0,44%	34632730,00	3,95%	34726074,36	4,23%
14	29942490,70	30507682,53	1,89%	29012590,00	-3,11%	30033376,45	0,30%	30951973,18	3,37%	30639997,11	2,33%
15	26940722,65	28354124,67	5,25%	25795255,76	-4,25%	27025564,79	0,31%	27663517,44	2,68%	28219922,67	4,75%
16	26405652,13	28650875,67	8,50%	24991003,38	-5,36%	26449396,24	0,17%	26970172,57	2,14%	28574864,69	8,21%
17	26487853,04	27907837,48	5,36%	25259883,43	-4,64%	26563741,63	0,29%	27123774,61	2,40%	27977330,81	5,62%
18	29311491,19	31202883,45	6,45%	28319759,36	-3,38%	29564626,58	0,86%	30671683,34	4,64%	31494445,82	7,45%
19	30766410,51	32333758,55	5,09%	29795664,86	-3,16%	30843378,03	0,25%	32037095,62	4,13%	32855348,36	6,79%
20	31717075,40	33172590,83	4,59%	30683256,36	-3,26%	31796041,22	0,25%	32942942,15	3,87%	33338179,19	5,11%
21	27795307,47	29106485,79	4,72%	26721726,32	-3,86%	27865840,66	0,25%	28834908,75	3,74%	28960616,57	4,19%
22	24034080,76	24989417,19	3,97%	22863470,86	-4,87%	24159535,65	0,52%	24768918,07	3,06%	24568624,36	2,22%
23	27873778,79	29400802,39	5,48%	26881665,05	-3,56%	27939454,83	0,24%	28787234,07	3,28%	29456546,06	5,68%
24	29618418,06	30658903,19	3,51%	28738814,29	-2,97%	29692249,90	0,25%	30445082,46	2,79%	30820251,99	4,06%
25	31952830,33	32781310,74	2,59%	31121397,58	-2,60%	32010273,46	0,18%	33089442,72	3,56%	33111965,75	3,63%
26	35179948,72	35843305,55	1,89%	34249954,03	-2,64%	35298293,30	0,34%	36280060,55	3,13%	35856824,00	1,92%
27	32642737,89	33269537,32	1,92%	31676927,27	-2,96%	32708781,76	0,20%	33810089,96	3,58%	33383858,20	2,27%
28	27454861,54	28225881,82	2,81%	26509100,63	-3,44%	27539737,35	0,31%	28421159,21	3,52%	28074390,29	2,26%
29	24221981,95	25006679,63	3,24%	23205656,72	-4,20%	24308812,12	0,36%	25025356,46	3,32%	24947899,57	3,00%
30	33956375,43	34905423,12	2,79%	33116011,61	-2,47%	34063584,60	0,32%	35421488,26	4,31%	35253435,16	3,82%
31	36870383,19	37710181,59	2,28%	36048418,81	-2,23%	36986234,73	0,31%	38273527,37	3,81%	38045923,17	3,19%
Total	903 385 878,86 €	940 520 426,36 €	4,11%	871 005 076,89 €	-3,58%	906 312 765,11 €	0,32%	932 666 503,09 €	3,24%	938 257 654,58 €	3,86%

A.2.9 Setembro

Tabela A.37: Preço de mercado limite médio diário (€/MWh), para todos os cenários de remoção de PRE, setembro de 2021

Setembro	Preço de Mercado Limite (€/MWh)				
Dia	Sem PRE Eólica	Sem PRE Fotovoltaica	Sem PRE Hídrica	Sem PRE Térmica	Sem PRE Total
1	129,46	134,84	132,10	129,54	129,34
2	138,38	143,62	139,86	136,88	138,61
3	135,30	141,79	137,40	134,55	136,32
4	133,21	139,89	134,38	131,63	135,28
5	123,49	133,69	127,91	125,56	126,01
6	123,70	135,69	131,86	129,25	124,89
7	120,25	130,05	126,13	124,00	121,73
8	130,38	138,32	135,19	132,44	130,57
9	136,26	144,13	141,15	137,94	135,89
10	149,51	155,11	151,95	147,96	148,34
11	149,63	154,46	150,38	146,41	149,17
12	137,93	148,54	143,46	139,82	138,96
13	145,34	155,28	153,79	149,72	143,15
14	149,58	154,11	152,64	148,90	147,06
15	171,00	174,40	172,37	167,36	167,55
16	182,54	190,25	187,71	181,17	178,57
17	158,44	169,14	165,41	160,33	157,20
18	143,77	163,99	158,06	152,78	144,96
19	135,15	151,25	144,59	140,62	137,92
20	142,78	160,06	155,53	150,71	143,25
21	131,79	153,41	148,34	144,20	133,41
22	153,39	171,45	168,40	162,96	152,24
23	147,08	164,87	162,04	156,76	145,88
24	162,89	174,78	172,43	166,89	160,32
25	154,25	167,90	164,20	158,99	152,94
26	154,81	163,44	158,76	154,19	154,45
27	168,20	176,76	173,76	168,19	165,60
28	172,94	185,52	182,19	176,24	170,55
29	175,41	192,35	189,16	182,24	172,73
30	182,76	191,32	188,66	182,18	178,94
Preço médio	147,99	158,68	154,99	150,68	147,39

Tabela A.38: Preço de mercado médio diário (€/MWh) para todos os cenários de remoção de PRE e respectivas variações percentuais relativamente ao cenário com PRE, setembro de 2021

Setembro	Preço de Mercado										
Dia	Cenário Com PRE	Sem PRE Eólica		Sem PRE Fotovoltaica		Sem PRE Hídrica		Sem PRE Térmica		Sem PRE Total	
	€/MWh	€/MWh	%	€/MWh	%	€/MWh	%	€/MWh	%	€/MWh	%
1	132,25	134,67	1,83%	132,54	0,22%	132,47	0,17%	135,51	2,46%	137,25	3,78%
2	140,03	140,67	0,45%	140,53	0,36%	140,24	0,15%	141,37	0,95%	141,96	1,37%
3	137,56	139,08	1,11%	139,35	1,30%	137,75	0,14%	140,27	1,97%	142,57	3,64%
4	134,53	135,21	0,50%	135,84	0,97%	134,78	0,18%	136,85	1,72%	138,94	3,28%
5	128,06	132,14	3,19%	129,11	0,82%	128,55	0,38%	131,26	2,50%	140,53	9,73%
6	132,01	142,76	8,14%	133,46	1,10%	132,38	0,28%	137,01	3,79%	147,20	11,51%
7	126,28	136,90	8,41%	128,53	1,78%	126,97	0,55%	131,77	4,35%	142,14	12,56%
8	135,35	142,10	4,99%	136,73	1,03%	135,97	0,46%	140,60	3,88%	145,28	7,34%
9	141,32	145,45	2,92%	142,04	0,50%	141,62	0,21%	145,75	3,13%	148,98	5,42%
10	152,13	153,19	0,70%	152,74	0,40%	152,34	0,14%	154,20	1,36%	155,48	2,21%
11	150,54	151,10	0,37%	152,53	1,32%	150,80	0,18%	153,55	2,00%	155,71	3,43%
12	143,64	147,80	2,89%	145,53	1,32%	144,13	0,34%	147,06	2,38%	154,63	7,65%
13	153,98	160,13	4,00%	154,45	0,30%	154,27	0,19%	158,23	2,76%	162,63	5,62%
14	152,84	155,36	1,64%	153,15	0,20%	153,10	0,17%	157,69	3,17%	160,23	4,83%
15	172,58	173,43	0,49%	172,85	0,16%	172,77	0,11%	175,07	1,44%	176,10	2,04%
16	187,94	189,61	0,89%	188,80	0,46%	188,11	0,09%	190,34	1,28%	192,98	2,68%
17	165,60	172,03	3,88%	167,83	1,34%	166,17	0,35%	172,05	3,89%	178,03	7,50%
18	158,29	171,08	8,08%	161,17	1,82%	159,03	0,46%	164,56	3,96%	177,98	12,44%
19	144,76	166,11	14,74%	160,66	10,98%	146,56	1,24%	162,08	11,96%	182,36	25,97%
20	155,73	169,64	8,93%	159,25	2,26%	156,64	0,59%	162,38	4,27%	176,74	13,50%
21	148,52	168,53	13,48%	152,09	2,41%	149,30	0,53%	155,65	4,80%	176,38	18,76%
22	168,61	190,01	12,69%	171,10	1,48%	169,24	0,38%	177,72	5,41%	194,23	15,20%
23	162,22	179,09	10,40%	164,52	1,41%	164,53	1,42%	169,95	4,76%	184,59	13,79%
24	172,65	180,89	4,78%	173,30	0,38%	173,00	0,20%	177,70	2,93%	183,84	6,49%
25	164,46	176,44	7,28%	168,75	2,61%	165,54	0,66%	171,74	4,43%	181,49	10,36%
26	159,00	165,76	4,25%	163,44	2,79%	160,18	0,74%	168,23	5,80%	177,97	11,93%
27	174,02	179,53	3,17%	175,38	0,78%	174,60	0,33%	178,82	2,76%	184,09	5,78%
28	182,47	188,43	3,27%	185,05	1,41%	183,07	0,33%	187,53	2,78%	191,35	4,87%
29	189,45	197,82	4,42%	191,01	0,82%	189,96	0,27%	195,09	2,98%	200,83	6,01%
30	188,95	196,04	3,75%	190,73	0,94%	189,91	0,51%	195,84	3,65%	201,56	6,67%
Preço médio	155,19	162,70	4,86%	157,42	1,46%	155,80	0,39%	160,53	3,45%	167,80	8,21%

Tabela A.39: Custo de produção total diário (€/MWh) para todos os cenários de remoção de PRE e respectivas variações percentuais relativamente ao cenário com PRE, setembro de 2021

Setembro	Custo de Produção										
Dia	Cenário Com PRE	Sem PRE Eólica		Sem PRE Fotovoltaica		Sem PRE Hídrica		Sem PRE Térmica		Sem PRE Total	
	€	€	%	€	%	€	%	€	%	€	%
1	37533716,41	38842910,09	3,49%	36909317,23	-1,66%	37623609,47	0,24%	39058630,40	4,06%	39655337,31	5,65%
2	41463598,38	42141087,53	1,63%	40583109,08	-2,12%	41563752,18	0,24%	42734644,07	3,07%	42456652,51	2,40%
3	40772937,28	41827040,07	2,59%	40082019,78	-1,69%	40866830,71	0,23%	42386509,98	3,96%	42651463,74	4,61%
4	34287571,77	34741155,78	1,32%	33277275,82	-2,95%	34376718,26	0,26%	35527775,77	3,62%	35135977,31	2,47%
5	31334641,30	33292522,01	6,25%	30303426,44	-3,29%	31459887,09	0,40%	32528349,30	3,81%	34942759,68	11,51%
6	38785587,03	43913781,75	13,22%	38187288,91	-1,54%	38908929,33	0,32%	40696377,29	4,93%	45326341,86	16,86%
7	36786850,41	41315261,19	12,31%	36386385,64	-1,09%	36992511,43	0,56%	38772314,46	5,40%	42807134,66	16,37%
8	38807433,52	41906584,98	7,99%	38375570,14	-1,11%	38992078,97	0,48%	40914752,45	5,43%	43046050,89	10,92%
9	41189056,95	43742057,46	6,20%	40609368,07	-1,41%	41299719,82	0,27%	43214561,93	4,92%	45038983,10	9,35%
10	43849622,21	44799621,06	2,17%	43158916,89	-1,58%	43949120,86	0,23%	45573940,48	3,93%	45847612,60	4,56%
11	38405383,86	38753211,66	0,91%	37938142,25	-1,22%	38507267,64	0,27%	40177009,63	4,61%	40086535,11	4,38%
12	34146035,37	36250798,12	6,16%	33475364,66	-1,96%	34274774,45	0,38%	35687808,25	4,52%	37934204,23	11,09%
13	42758709,61	46686816,83	9,19%	42537252,04	-0,52%	42868219,83	0,26%	44782967,33	4,73%	48323738,53	13,01%
14	43481522,14	45006242,92	3,51%	43205815,75	-0,63%	43597488,26	0,27%	45796723,76	5,32%	47192489,30	8,53%
15	49440635,96	50102560,16	1,34%	48981927,43	-0,93%	49543718,93	0,21%	51555732,64	4,28%	51848836,94	4,87%
16	51501622,49	53335675,64	3,56%	51083055,46	-0,81%	51607501,84	0,21%	53960565,66	4,77%	55554985,42	7,87%
17	45813172,88	49405444,11	7,84%	45453262,56	-0,79%	46000836,96	0,41%	48794411,14	6,51%	51845719,53	13,17%
18	36488263,41	42560257,51	16,64%	35891284,16	-1,64%	36662702,85	0,48%	38803949,27	6,35%	44667473,85	22,42%
19	32511287,96	39013758,03	20,00%	34598317,12	6,42%	32898103,94	1,19%	36954732,14	13,67%	43086051,99	32,53%
20	40424116,78	47186668,02	16,73%	40231175,83	-0,48%	40665907,51	0,60%	43091842,82	6,60%	49666140,02	22,86%
21	41299091,59	51506080,25	24,71%	40988326,01	-0,75%	41504632,43	0,50%	43879299,93	6,25%	54323490,18	31,54%
22	47057564,80	57075032,00	21,29%	46969709,95	-0,19%	47246387,23	0,40%	50527688,11	7,37%	59529682,52	26,50%
23	44230591,54	52717474,76	19,19%	44160769,03	-0,16%	44674677,90	1,00%	47383090,61	7,13%	55441650,78	25,35%
24	48733192,16	53280885,29	9,33%	48332282,82	-0,82%	48864969,75	0,27%	51449460,59	5,57%	55347783,97	13,57%
25	39494138,07	44727117,45	13,25%	39705885,68	0,54%	39774592,20	0,71%	42338376,75	7,20%	46953006,32	18,89%
26	37152838,93	39512835,41	6,35%	37142583,25	-0,03%	37440898,56	0,78%	40154797,33	8,08%	42783380,35	15,16%
27	47894816,30	50561283,85	5,57%	47508545,93	-0,81%	48085871,17	0,40%	50614423,00	5,68%	52788289,11	10,22%
28	53400094,15	57892858,91	8,41%	53257848,62	-0,27%	53614526,65	0,40%	56431245,85	5,68%	59949636,34	12,27%
29	54037625,01	60071122,51	11,17%	53676771,48	-0,67%	54221477,57	0,34%	57263631,40	5,97%	62374458,22	15,43%
30	54290035,19	57533504,75	5,97%	54121629,47	-0,31%	54578255,62	0,53%	57848629,75	6,55%	60500338,10	11,44%
Total	1 267 371 753,47 €	1 379 701 650,12 €	8,86%	1 257 132 627,50 €	-0,81%	1 272 665 969,40 €	0,42%	1 338 904 242,07 €	5,64%	1 437 106 204,47 €	13,39%

A.2.10 Outubro

Tabela A.40: Preço de mercado limite médio diário (€/MWh), para todos os cenários de remoção de PRE, outubro de 2021

Outubro	Preço de Mercado Limite (€/MWh)				
Dia	Sem PRE Eólica	Sem PRE Fotovoltaica	Sem PRE Hídrica	Sem PRE Térmica	Sem PRE Total
1	208,13	217,11	215,37	207,02	201,96
2	161,18	173,38	170,34	164,86	159,09
3	105,60	113,01	107,97	107,79	108,79
4	173,20	186,31	183,52	176,81	169,93
5	184,65	204,24	202,28	193,61	179,77
6	216,50	229,16	227,21	217,69	209,66
7	275,72	285,87	285,79	273,35	263,82
8	218,71	229,46	227,43	218,69	212,27
9	216,64	226,70	224,69	216,04	210,17
10	156,57	175,46	171,53	166,22	156,05
11	166,78	183,03	180,52	174,83	164,72
12	173,31	185,14	182,77	177,08	170,66
13	172,03	184,99	182,48	177,10	169,83
14	209,63	216,32	214,54	207,56	204,29
15	225,42	232,33	230,91	223,14	219,03
16	218,37	227,09	225,93	219,92	213,45
17	200,06	209,97	208,52	203,37	196,13
18	222,42	227,90	226,41	219,59	216,32
19	192,44	207,49	205,37	199,55	189,25
20	184,75	201,14	198,94	193,99	182,46
21	188,95	208,73	206,92	201,11	186,00
22	184,14	204,16	201,74	195,88	181,72
23	202,02	212,58	210,31	204,43	198,43
24	208,89	214,72	212,15	206,61	205,18
25	217,18	225,67	224,15	217,17	211,55
26	205,83	216,69	214,77	208,43	201,54
27	220,31	226,83	225,10	218,13	214,79
28	189,79	205,25	203,31	197,08	186,13
29	154,29	175,30	174,35	169,42	151,78
30	118,11	122,75	121,85	120,94	117,57
31	80,47	75,33	73,98	76,07	82,97
Preço médio	188,78	200,13	198,10	192,05	185,01

Tabela A.41: Preço de mercado médio diário (€/MWh) para todos os cenários de remoção de PRE e respectivas variações percentuais relativamente ao cenário com PRE, outubro de 2021

Outubro	Preço de Mercado										
Dia	Cenário Com PRE	Sem PRE Eólica		Sem PRE Fotovoltaica		Sem PRE Hídrica		Sem PRE Térmica		Sem PRE Total	
	€/MWh	€/MWh	%	€/MWh	%	€/MWh	%	€/MWh	%	€/MWh	%
1	215,60	219,07	1,61%	217,11	0,70%	215,99	0,18%	219,90	2,00%	224,19	3,98%
2	170,43	184,89	8,48%	172,67	1,31%	171,37	0,55%	177,34	4,05%	191,46	12,34%
3	108,02	153,24	41,86%	110,77	2,55%	110,43	2,23%	121,65	12,62%	163,61	51,47%
4	183,81	197,53	7,46%	187,84	2,20%	184,88	0,58%	193,62	5,34%	208,79	13,59%
5	202,66	218,47	7,80%	204,76	1,04%	203,79	0,56%	209,34	3,30%	226,05	11,55%
6	227,55	233,48	2,60%	231,19	1,60%	228,72	0,51%	234,43	3,02%	242,47	6,55%
7	286,25	294,27	2,80%	289,98	1,30%	288,06	0,63%	294,64	2,93%	299,45	4,61%
8	227,79	236,50	3,83%	232,90	2,25%	229,38	0,70%	238,62	4,76%	246,75	8,33%
9	225,07	231,91	3,04%	228,35	1,46%	225,67	0,27%	233,06	3,55%	241,23	7,18%
10	171,77	192,49	12,07%	179,36	4,42%	174,53	1,61%	183,81	7,01%	199,44	16,11%
11	180,73	204,18	12,98%	186,05	2,94%	183,98	1,80%	194,63	7,69%	215,40	19,18%
12	182,95	192,56	5,25%	186,12	1,73%	183,80	0,46%	190,97	4,38%	202,49	10,68%
13	182,66	198,51	8,68%	187,47	2,63%	183,83	0,64%	192,10	5,17%	207,63	13,67%
14	214,82	219,71	2,28%	218,95	1,92%	215,73	0,43%	222,86	3,74%	229,56	6,86%
15	231,19	234,90	1,60%	234,16	1,28%	231,77	0,25%	237,73	2,83%	244,40	5,71%
16	226,22	232,24	2,66%	228,04	0,80%	226,93	0,31%	231,96	2,54%	237,96	5,19%
17	208,90	216,47	3,63%	210,42	0,73%	209,85	0,45%	214,47	2,67%	222,36	6,44%
18	226,87	230,72	1,70%	229,24	1,04%	227,77	0,40%	234,60	3,41%	239,71	5,66%
19	205,68	216,12	5,08%	208,33	1,29%	206,43	0,36%	211,56	2,86%	223,85	8,83%
20	199,21	214,39	7,62%	202,23	1,52%	200,67	0,73%	205,97	3,39%	220,16	10,51%
21	207,20	223,87	8,05%	209,03	0,88%	207,99	0,38%	212,83	2,72%	232,31	12,12%
22	202,05	222,66	10,20%	205,01	1,46%	203,13	0,54%	209,34	3,61%	231,63	14,64%
23	210,66	217,75	3,36%	213,57	1,38%	211,15	0,23%	215,72	2,40%	225,17	6,89%
24	212,53	216,11	1,68%	215,38	1,34%	213,62	0,51%	219,69	3,37%	224,69	5,72%
25	224,52	231,03	2,90%	227,48	1,32%	225,16	0,28%	231,27	3,01%	239,25	6,56%
26	215,10	224,35	4,30%	218,63	1,64%	216,11	0,47%	221,96	3,19%	233,25	8,44%
27	225,42	229,33	1,74%	227,88	1,09%	226,13	0,31%	231,80	2,83%	236,82	5,06%
28	203,62	218,07	7,10%	206,66	1,49%	204,67	0,52%	211,86	4,05%	226,33	11,15%
29	174,65	194,31	11,25%	175,86	0,69%	175,89	0,71%	181,23	3,77%	199,72	14,35%
30	122,09	150,11	22,95%	124,16	1,69%	126,54	3,64%	133,69	9,51%	157,87	29,31%
31	73,13	109,99	50,41%	76,00	3,93%	78,37	7,17%	83,94	14,78%	116,69	59,57%
Preço médio	198,36	211,59	8,61%	201,47	1,67%	199,75	0,92%	206,34	4,53%	219,70	12,98%

Tabela A.42: Custo de produção total diário (€/MWh) para todos os cenários de remoção de PRE e respectivas variações percentuais relativamente ao cenário com PRE, outubro de 2021

Outubro	Custo de Produção										
Dia	Cenário Com PRE	Sem PRE Eólica		Sem PRE Fotovoltaica		Sem PRE Hídrica		Sem PRE Térmica		Sem PRE Total	
	€	€	%	€	%	€	%	€	%	€	%
1	60665400,05	63666661,76	4,95%	60665036,75	0,00%	60828871,16	0,27%	64233985,10	5,88%	67343378,47	11,01%
2	42497818,97	48609341,78	14,38%	42327457,39	-0,40%	42711510,90	0,50%	45384368,87	6,79%	51417515,06	20,99%
3	27702487,13	38634253,68	39,46%	27294838,78	-1,47%	28106919,51	1,46%	30192383,87	8,99%	41497897,07	49,80%
4	46611749,88	52343283,99	12,30%	46998951,25	0,83%	46907002,09	0,63%	50559685,54	8,47%	56736623,49	21,72%
5	44952128,74	52232142,35	16,20%	45062154,83	0,24%	45240076,65	0,64%	48181599,49	7,18%	56062051,02	24,72%
6	57958662,09	61996226,64	6,97%	58497205,78	0,93%	58308359,66	0,60%	62121523,33	7,18%	66893213,05	15,42%
7	79467194,78	84056124,74	5,77%	80670528,02	1,51%	80065889,18	0,75%	85134024,36	7,13%	89457582,67	12,57%
8	62476029,41	67170723,79	7,51%	63448604,15	1,56%	62978960,66	0,80%	67825448,94	8,56%	72469590,18	16,00%
9	52467694,76	55851882,66	6,45%	52874746,86	0,78%	52679021,22	0,40%	56333227,36	7,37%	60119288,97	14,58%
10	39557300,91	47837275,87	20,93%	40409569,67	2,15%	40130585,78	1,45%	43159661,78	9,11%	50515040,87	27,70%
11	47989759,39	57258914,17	19,31%	48763551,08	1,61%	48636315,92	1,35%	52516746,17	9,43%	61936723,87	29,06%
12	49898787,94	54713843,72	9,65%	50200039,68	0,60%	50171467,15	0,55%	53513135,72	7,24%	58854938,69	17,95%
13	52070270,27	59135263,48	13,57%	52740978,43	1,29%	52375090,76	0,59%	55964675,66	7,48%	63174126,52	21,32%
14	62167151,01	64769190,41	4,19%	62931001,65	1,23%	62500125,52	0,54%	66525190,00	7,01%	69510987,40	11,81%
15	66616884,55	69304904,03	4,04%	67149514,89	0,80%	66848504,26	0,35%	70717021,66	6,15%	74288725,83	11,52%
16	56926868,35	60440686,06	6,17%	57152625,47	0,40%	57179951,68	0,44%	59896322,16	5,22%	63458948,42	11,47%
17	47416625,14	51141910,05	7,86%	47512999,24	0,20%	47711583,92	0,62%	49850300,81	5,13%	53755453,65	13,37%
18	60986299,48	63210719,07	3,65%	61372226,08	0,63%	61347202,23	0,59%	65029829,52	6,63%	67630340,15	10,89%
19	56342113,63	62877505,65	11,60%	56557561,83	0,38%	56604547,46	0,47%	59477443,89	5,56%	66614868,91	18,23%
20	57295681,63	66222739,65	15,58%	57604109,13	0,54%	57712387,63	0,73%	60534061,94	5,65%	69364260,89	21,06%
21	59766346,76	70381960,18	17,76%	59865443,03	0,17%	60053402,50	0,48%	62951784,29	5,33%	74630620,29	24,87%
22	58044538,74	69297176,82	19,39%	58265053,12	0,38%	58389934,26	0,60%	61597646,16	6,12%	73710249,06	26,99%
23	52892946,83	56469095,72	6,76%	53142558,07	0,47%	53097381,12	0,39%	55562254,54	5,05%	59643353,92	12,76%
24	49351424,14	50994403,35	3,33%	49496679,18	0,29%	49677207,56	0,66%	52225527,12	5,82%	53920812,90	9,26%
25	59387714,91	62950084,93	6,00%	59869489,78	0,81%	59637227,92	0,42%	63028884,10	6,13%	67110157,78	13,00%
26	58836800,89	63600328,72	8,10%	59369215,66	0,90%	59178037,19	0,58%	62424184,18	6,10%	67759605,43	15,17%
27	62097195,01	64239233,20	3,45%	62386116,27	0,47%	62374680,06	0,45%	65764530,50	5,91%	68171406,20	9,78%
28	56408354,03	64992268,14	15,22%	56768054,24	0,64%	56739095,43	0,59%	60268220,66	6,84%	69247874,01	22,76%
29	46699510,68	58320875,97	24,89%	46830072,48	0,28%	47030752,24	0,71%	49457060,07	5,90%	61522232,44	31,74%
30	30989724,14	38769446,28	25,10%	31313781,26	1,05%	31935611,45	3,05%	33746675,60	8,90%	41518382,99	33,97%
31	17725386,22	23382251,30	31,91%	17802416,36	0,43%	18226051,55	2,82%	18698378,54	5,49%	24716095,12	39,44%
Total	1 624 266 850,49 €	1 804 870 718,13 €	11,12%	1 635 342 580,39 €	0,68%	1 635 383 754,64 €	0,68%	1 732 875 781,91 €	6,69%	1 923 052 345,30 €	18,40%

A.2.11 Novembro

Tabela A.43: Preço de mercado limite médio diário (€/MWh), para todos os cenários de remoção de PRE, novembro de 2021

Novembro	Preço de Mercado Limite (€/MWh)				
Dia	Sem PRE Eólica	Sem PRE Fotovoltaica	Sem PRE Hídrica	Sem PRE Térmica	Sem PRE Total
1	88,28	89,45	87,37	88,27	91,27
2	132,59	146,00	144,30	142,02	131,36
3	143,58	156,34	152,93	150,28	143,04
4	160,21	172,05	170,40	166,61	157,99
5	159,49	173,54	170,19	166,26	158,18
6	143,06	160,30	155,88	152,43	143,46
7	123,33	132,68	128,41	127,09	125,55
8	157,53	169,35	166,43	162,79	156,38
9	168,02	179,62	176,97	173,22	166,27
10	194,83	200,42	198,41	193,82	190,87
11	180,54	184,26	182,34	178,73	177,56
12	180,08	185,96	184,11	179,86	176,65
13	173,59	181,77	178,99	174,56	170,79
14	162,13	173,44	170,31	166,51	160,81
15	168,71	182,25	179,50	175,30	166,90
16	176,70	194,49	192,13	187,04	174,04
17	172,19	195,81	193,06	187,89	170,38
18	186,11	213,59	211,91	205,41	182,73
19	194,43	222,43	221,01	214,33	190,45
20	197,05	216,94	215,68	209,04	191,93
21	224,21	229,76	228,13	220,65	216,66
22	214,19	235,91	234,89	227,19	208,29
23	205,87	225,34	224,04	217,26	200,91
24	207,30	225,76	224,46	217,37	201,96
25	209,62	228,11	227,14	220,18	204,18
26	206,23	227,75	226,27	219,07	201,48
27	167,56	202,32	200,17	193,66	165,58
28	171,04	200,81	198,80	192,51	168,87
29	193,21	214,96	214,13	207,29	188,62
30	274,92	276,81	276,30	267,07	265,00
Preço médio	177,89	193,27	191,15	186,12	174,94

Tabela A.44: Preço de mercado médio diário (€/MWh) para todos os cenários de remoção de PRE e respectivas variações percentuais relativamente ao cenário com PRE, novembro de 2021

Novembro	Preço de Mercado										
Dia	Cenário Com PRE	Sem PRE Eólica		Sem PRE Fotovoltaica		Sem PRE Hídrica		Sem PRE Térmica		Sem PRE Total	
	€/MWh	€/MWh	%	€/MWh	%	€/MWh	%	€/MWh	%	€/MWh	%
1	86,91	112,20	29,10%	90,11	3,69%	93,48	7,57%	98,65	13,52%	118,03	35,82%
2	144,98	179,70	23,95%	146,93	1,35%	148,95	2,74%	155,84	7,49%	192,22	32,58%
3	153,72	172,86	12,46%	155,37	1,07%	155,24	0,99%	161,13	4,82%	182,82	18,94%
4	170,81	186,29	9,06%	173,43	1,53%	172,24	0,84%	178,55	4,53%	192,55	12,73%
5	170,87	185,50	8,56%	173,41	1,48%	172,38	0,88%	178,72	4,59%	194,13	13,61%
6	156,48	171,23	9,43%	158,43	1,25%	157,56	0,69%	162,73	4,00%	179,15	14,49%
7	128,68	145,03	12,70%	132,33	2,83%	133,03	3,38%	138,36	7,52%	152,94	18,85%
8	166,91	180,16	7,94%	168,34	0,86%	168,78	1,12%	174,28	4,41%	190,05	13,86%
9	177,52	190,14	7,11%	179,85	1,31%	179,09	0,88%	184,08	3,69%	196,35	10,61%
10	199,05	201,89	1,43%	200,15	0,55%	199,56	0,25%	203,47	2,22%	207,00	3,99%
11	182,86	185,61	1,50%	185,16	1,26%	183,77	0,50%	188,40	3,03%	192,08	5,04%
12	184,64	188,77	2,24%	185,47	0,45%	185,29	0,35%	188,92	2,32%	193,74	4,93%
13	179,64	187,69	4,48%	181,72	1,16%	180,97	0,74%	186,39	3,76%	193,46	7,70%
14	170,86	183,45	7,37%	175,34	2,62%	172,84	1,16%	180,41	5,59%	190,42	11,45%
15	180,01	193,09	7,27%	181,91	1,05%	180,99	0,55%	188,25	4,58%	200,62	11,45%
16	192,73	207,57	7,70%	194,93	1,14%	193,96	0,64%	199,16	3,33%	212,48	10,25%
17	193,61	214,93	11,02%	194,92	0,68%	194,72	0,58%	198,90	2,73%	222,63	14,99%
18	212,53	246,27	15,87%	215,31	1,31%	213,91	0,65%	221,43	4,19%	255,37	20,16%
19	221,68	245,98	10,96%	222,53	0,38%	222,26	0,26%	226,13	2,01%	253,75	14,46%
20	216,45	231,46	6,94%	217,43	0,45%	217,26	0,38%	221,74	2,44%	236,45	9,24%
21	228,94	231,89	1,29%	230,52	0,69%	229,97	0,45%	234,23	2,31%	238,28	4,08%
22	235,55	251,35	6,71%	236,69	0,48%	236,72	0,50%	241,95	2,72%	258,99	9,95%
23	224,62	237,20	5,60%	225,79	0,52%	225,59	0,43%	230,61	2,66%	244,53	8,86%
24	225,04	238,95	6,18%	227,21	0,97%	226,14	0,49%	232,00	3,09%	245,94	9,29%
25	227,68	239,58	5,22%	228,89	0,53%	228,53	0,37%	232,93	2,30%	244,30	7,30%
26	226,77	240,45	6,03%	229,70	1,29%	227,73	0,43%	233,59	3,01%	244,91	8,00%
27	200,56	226,00	12,68%	204,30	1,86%	201,80	0,62%	207,98	3,70%	231,11	15,23%
28	199,18	223,97	12,45%	201,70	1,27%	199,85	0,34%	205,72	3,29%	229,50	15,22%
29	214,53	243,17	13,35%	215,52	0,46%	215,10	0,26%	225,95	5,33%	248,77	15,96%
30	276,83	279,09	0,82%	279,34	0,91%	277,65	0,30%	286,00	3,31%	288,42	4,19%
Preço médio	191,69	207,38	8,91%	193,76	1,18%	193,18	0,98%	198,88	4,08%	214,37	12,77%

Tabela A.45: Custo de produção total diário (€/MWh) para todos os cenários de remoção de PRE e respectivas variações percentuais relativamente ao cenário com PRE, novembro de 2021

Novembro	Custo de Produção										
Dia	Cenário Com PRE	Sem PRE Eólica		Sem PRE Fotovoltaica		Sem PRE Hídrica		Sem PRE Térmica		Sem PRE Total	
	€	€	%	€	%	€	%	€	%	€	%
1	22970112,88	28332944,89	23,35%	23081545,30	0,49%	23959570,10	4,31%	24879883,84	8,31%	29473100,89	28,31%
2	40648384,86	53951059,21	32,73%	40868445,26	0,54%	41711288,60	2,61%	43998750,89	8,24%	59010392,41	45,17%
3	44992307,16	53000087,47	17,80%	44732214,95	-0,58%	45505170,90	1,14%	47765898,38	6,16%	57094273,52	26,90%
4	50373348,38	57925262,58	14,99%	50776747,97	0,80%	50851748,31	0,95%	53591230,17	6,39%	61160736,08	21,41%
5	49854023,70	57234599,14	14,80%	49820292,19	-0,07%	50371581,20	1,04%	53033341,71	6,38%	61041690,92	22,44%
6	40286780,04	47242981,59	17,27%	39846983,29	-1,09%	40617799,73	0,82%	42437532,72	5,34%	50040079,10	24,21%
7	34942567,15	40390070,81	15,59%	34874435,30	-0,19%	35909601,28	2,77%	37419935,88	7,09%	42453390,32	21,49%
8	48688484,68	54440210,27	11,81%	48400847,88	-0,59%	49204088,95	1,06%	51425273,04	5,62%	58295603,80	19,73%
9	54595975,54	60843676,54	11,44%	54664627,96	0,13%	55147466,31	1,01%	57597653,12	5,50%	64080943,31	17,37%
10	62324147,28	64195274,38	3,00%	62239697,88	-0,14%	62654427,00	0,53%	65243682,37	4,68%	67315416,48	8,01%
11	59472830,34	61166010,28	2,85%	59778217,84	0,51%	59937887,71	0,78%	62614090,72	5,28%	64469508,34	8,40%
12	57812598,86	60279518,44	4,27%	57644522,33	-0,29%	58146294,46	0,58%	60498413,02	4,65%	63202064,63	9,32%
13	45597088,33	48927583,18	7,30%	45589922,79	-0,02%	46049357,11	0,99%	48362985,30	6,07%	51448913,39	12,83%
14	41370199,87	46212225,38	11,70%	41801084,34	1,04%	41910251,61	1,31%	44394555,97	7,31%	48739424,25	17,81%
15	53289220,64	60304803,89	13,17%	53169190,65	-0,23%	53661994,71	0,70%	56663753,65	6,33%	63765625,33	19,66%
16	56509822,16	65440968,66	15,80%	56638996,84	0,23%	56977123,68	0,83%	59683315,14	5,62%	68533513,41	21,28%
17	61998083,50	75968301,59	22,53%	61779206,76	-0,35%	62422253,48	0,68%	65049156,71	4,92%	80409919,83	29,70%
18	68264609,13	89120760,82	30,55%	68715760,95	0,66%	68810794,42	0,80%	72921655,07	6,82%	95535129,18	39,95%
19	72335142,35	90487585,92	25,09%	72370606,78	0,05%	72722085,17	0,53%	75855752,31	4,87%	96166645,80	32,95%
20	59090990,29	68483887,65	15,90%	59207753,95	0,20%	59492178,85	0,68%	62343937,66	5,50%	72197037,60	22,18%
21	54783118,27	56685771,09	3,47%	54963718,21	0,33%	55227644,38	0,81%	58023143,62	5,91%	60326005,64	10,12%
22	70623035,81	82162078,85	16,34%	70845545,63	0,32%	71096284,63	0,67%	74730514,01	5,82%	87589378,39	24,02%
23	69131093,63	78830901,01	14,03%	69258816,95	0,18%	69568977,36	0,63%	72983759,21	5,57%	83727943,90	21,11%
24	67293284,64	77782507,93	15,59%	67705223,92	0,61%	67759493,45	0,69%	71464225,19	6,20%	82554130,74	22,68%
25	70947659,56	80116449,17	12,92%	71185695,99	0,34%	71350792,25	0,57%	74677725,00	5,26%	84230222,60	18,72%
26	69917593,33	80792684,70	15,55%	70502067,43	0,84%	70310162,61	0,56%	74055222,69	5,92%	84745806,24	21,21%
27	53563405,86	71285485,90	33,09%	53995051,76	0,81%	53891010,87	0,61%	56780818,25	6,01%	74763429,72	39,58%
28	52042246,50	67240600,26	29,20%	52215149,02	0,33%	52267296,05	0,43%	54973855,81	5,63%	70681852,41	35,82%
29	66106189,85	80785263,40	22,21%	66276061,45	0,26%	66359605,71	0,38%	70818825,46	7,13%	85338021,10	29,09%
30	91128486,62	92345412,51	1,34%	91935593,31	0,89%	91544413,38	0,46%	97065453,41	6,51%	98624627,58	8,23%
Total	1 690 952 831,19 €	1 951 974 967,52 €	15,44%	1 694 884 024,89 €	0,23%	1 705 438 644,26 €	0,86%	1 791 354 340,29 €	5,94%	2 067 014 826,93 €	22,24%

A.2.12 Dezembro

Tabela A.46: Preço de mercado limite médio diário (€/MWh), para todos os cenários de remoção de PRE, dezembro de 2021

Dezembro	Preço de Mercado Limite (€/MWh)				
Dia	Sem PRE Eólica	Sem PRE Fotovoltaica	Sem PRE Hídrica	Sem PRE Térmica	Sem PRE Total
1	219,10	246,72	245,60	237,51	213,54
2	187,08	220,43	218,34	210,96	184,08
3	208,54	226,94	225,34	217,96	203,56
4	188,19	219,83	218,80	211,32	183,86
5	99,04	106,18	101,54	102,43	102,17
6	188,37	208,45	206,81	200,55	184,69
7	180,02	210,83	209,58	203,41	176,07
8	101,31	110,31	106,98	107,25	103,40
9	180,76	216,10	214,28	208,17	176,84
10	177,13	208,11	206,13	201,01	173,03
11	218,79	239,32	236,83	230,41	212,62
12	244,44	256,48	254,37	247,14	236,59
13	245,37	267,97	266,48	258,20	237,81
14	261,07	287,05	285,78	276,05	252,31
15	260,21	291,05	289,87	280,01	251,80
16	265,07	300,62	299,67	289,17	256,25
17	277,11	308,11	307,20	295,45	266,54
18	274,77	305,00	303,94	292,73	264,69
19	254,06	318,30	317,38	305,64	246,89
20	284,44	338,59	337,19	325,87	275,74
21	271,26	326,18	323,76	312,58	261,67
22	291,18	336,72	334,87	323,97	280,92
23	335,14	382,65	378,90	366,02	320,25
24	256,38	308,26	304,81	294,42	246,25
25	199,98	224,37	220,93	216,18	193,27
26	156,85	184,96	182,09	179,08	153,48
27	93,39	96,25	94,52	95,19	95,10
28	99,81	103,49	101,79	102,14	100,92
29	173,38	180,82	178,01	175,03	168,85
30	179,47	201,56	197,80	193,37	175,41
31	126,21	140,91	138,29	136,65	125,88
Preço médio	209,61	237,83	235,74	228,90	204,02

Tabela A.47: Preço de mercado médio diário (€/MWh) para todos os cenários de remoção de PRE e respectivas variações percentuais relativamente ao cenário com PRE, dezembro de 2021

Dezembro	Preço de Mercado										
Dia	Cenário Com PRE	Sem PRE Eólica		Sem PRE Fotovoltaica		Sem PRE Hídrica		Sem PRE Térmica		Sem PRE Total	
	€/MWh	€/MWh	%	€/MWh	%	€/MWh	%	€/MWh	%	€/MWh	%
1	246,16	261,50	6,23%	247,35	0,48%	247,14	0,40%	252,02	2,38%	266,82	8,40%
2	218,78	246,63	12,73%	220,61	0,84%	220,37	0,73%	225,95	3,28%	256,37	17,18%
3	225,79	241,06	6,76%	227,82	0,90%	226,32	0,23%	233,09	3,23%	249,62	10,55%
4	219,34	240,47	9,64%	220,78	0,66%	220,59	0,57%	226,73	3,37%	244,95	11,68%
5	101,63	156,95	54,43%	106,92	5,20%	104,30	2,63%	113,32	11,50%	166,96	64,29%
6	207,25	236,94	14,32%	210,12	1,39%	209,33	1,00%	216,87	4,64%	245,69	18,55%
7	210,42	236,49	12,39%	211,18	0,36%	212,49	0,98%	218,32	3,75%	241,96	14,99%
8	107,03	166,24	55,32%	111,26	3,95%	110,94	3,64%	121,07	13,12%	173,58	62,18%
9	215,62	244,17	13,24%	216,93	0,61%	218,08	1,14%	222,29	3,09%	249,61	15,77%
10	207,78	242,33	16,63%	208,68	0,44%	209,95	1,05%	218,14	4,99%	248,66	19,68%
11	238,55	264,67	10,95%	242,40	1,62%	240,85	0,96%	247,34	3,69%	272,18	14,10%
12	255,85	263,82	3,11%	259,14	1,28%	258,33	0,97%	263,51	2,99%	272,17	6,38%
13	267,71	286,71	7,10%	271,03	1,24%	270,13	0,91%	279,02	4,22%	295,12	10,24%
14	287,07	298,33	3,92%	288,93	0,65%	288,53	0,51%	293,16	2,12%	302,19	5,27%
15	291,16	302,81	4,00%	292,84	0,58%	292,18	0,35%	296,62	1,88%	306,32	5,21%
16	301,02	320,20	6,37%	302,59	0,52%	303,39	0,79%	308,36	2,44%	324,07	7,66%
17	308,62	325,89	5,60%	309,07	0,15%	310,12	0,49%	316,83	2,66%	329,96	6,92%
18	305,37	318,93	4,44%	307,20	0,60%	307,38	0,66%	313,85	2,78%	323,24	5,85%
19	319,08	342,76	7,42%	320,94	0,58%	320,18	0,34%	325,76	2,09%	346,63	8,64%
20	338,72	367,81	8,59%	339,09	0,11%	340,80	0,62%	348,84	2,99%	371,97	9,82%
21	326,46	353,45	8,27%	328,12	0,51%	328,62	0,66%	336,23	2,99%	359,65	10,17%
22	337,23	360,49	6,90%	338,10	0,26%	338,06	0,24%	344,67	2,21%	366,54	8,69%
23	383,09	403,28	5,27%	383,38	0,08%	385,40	0,60%	390,09	1,83%	406,31	6,06%
24	308,71	356,42	15,45%	310,82	0,68%	313,14	1,43%	321,70	4,21%	368,26	19,29%
25	224,02	257,37	14,89%	226,07	0,91%	230,91	3,07%	239,50	6,91%	265,78	18,64%
26	184,47	225,62	22,31%	186,68	1,20%	193,37	4,82%	198,29	7,49%	233,85	26,77%
27	94,37	153,85	63,03%	95,78	1,49%	99,32	5,25%	105,02	11,28%	165,14	74,99%
28	101,97	139,35	36,66%	104,59	2,57%	108,47	6,37%	115,23	13,00%	151,57	48,65%
29	179,83	192,01	6,77%	181,02	0,66%	184,78	2,75%	191,14	6,29%	204,89	13,93%
30	199,96	222,15	11,10%	201,29	0,66%	202,59	1,32%	207,23	3,63%	233,18	16,61%
31	139,14	165,94	19,26%	140,23	0,79%	140,85	1,23%	145,90	4,86%	174,98	25,76%
Preço médio	237,17	264,34	15,26%	239,06	1,03%	239,90	1,51%	246,32	4,71%	271,56	19,13%

Tabela A.48: Custo de produção total diário (€/MWh) para todos os cenários de remoção de PRE e respectivas variações percentuais relativamente ao cenário com PRE, dezembro de 2021

Dezembro	Custo de Produção										
Dia	Cenário Com PRE	Sem PRE Eólica		Sem PRE Fotovoltaica		Sem PRE Hídrica		Sem PRE Térmica		Sem PRE Total	
	€	€	%	€	%	€	%	€	%	€	%
1	70736535,67	84686616,14	19,72%	70894867,95	0,22%	71137618,16	0,57%	74648065,72	5,53%	88991479,54	25,81%
2	66886926,70	86086998,10	28,71%	66931487,93	0,07%	67339674,40	0,68%	70844271,75	5,92%	92101533,83	37,70%
3	71091398,68	80762047,12	13,60%	71369407,89	0,39%	71375831,64	0,40%	75508851,13	6,21%	86090147,48	21,10%
4	58196710,42	73580524,14	26,43%	58410251,41	0,37%	58614245,98	0,72%	61932016,57	6,42%	77352615,19	32,92%
5	32098911,58	48231612,35	50,26%	32281053,05	0,57%	32667135,24	1,77%	34491629,97	7,45%	51308231,34	59,84%
6	63182603,34	76831226,91	21,60%	63570350,27	0,61%	63769968,30	0,93%	67471758,08	6,79%	81994042,16	29,77%
7	62118913,37	81108116,93	30,57%	62213098,60	0,15%	62844681,69	1,17%	66101341,83	6,41%	85595312,21	37,79%
8	34239344,75	53474620,61	56,18%	34425064,33	0,54%	35005378,46	2,24%	37181263,38	8,59%	56480045,17	64,96%
9	66375063,19	87822156,68	32,31%	66598935,76	0,34%	67312687,01	1,41%	70198918,56	5,76%	92714740,49	39,68%
10	63792657,66	85303126,06	33,72%	63935774,13	0,22%	64771681,46	1,53%	68238430,18	6,97%	90616088,37	42,05%
11	66141095,45	78561532,27	18,78%	66926369,53	1,19%	67117206,65	1,48%	70497874,26	6,59%	83732324,62	26,60%
12	66896854,74	71914732,59	7,50%	67547449,39	0,97%	67836619,77	1,40%	70974865,10	6,10%	76711852,14	14,67%
13	83408563,75	95936442,61	15,02%	84281182,85	1,05%	84380514,36	1,17%	89277630,66	7,04%	102261032,19	22,60%
14	89701870,49	101188623,20	12,81%	90235969,69	0,60%	90465776,68	0,85%	94679970,40	5,55%	106435627,46	18,65%
15	92592823,18	106402046,10	14,91%	93127273,75	0,58%	93266858,30	0,73%	97486391,00	5,29%	111709826,72	20,65%
16	95263310,18	113585988,75	19,23%	95867118,37	0,63%	96311874,85	1,10%	100862151,56	5,88%	119442220,22	25,38%
17	90210355,34	104483848,19	15,82%	90495393,58	0,32%	90945497,91	0,81%	95958510,48	6,37%	110476052,23	22,46%
18	80642940,61	93041639,34	15,37%	81197931,24	0,69%	81442023,78	0,99%	85870421,36	6,48%	98276521,04	21,87%
19	80528138,62	106870218,77	32,71%	81110629,35	0,72%	81134731,37	0,75%	84977056,35	5,52%	112189169,31	39,32%
20	108107984,18	136970689,63	26,70%	108270645,91	0,15%	109088482,70	0,91%	114606774,99	6,01%	143505105,50	32,74%
21	94290416,52	122178724,91	29,58%	94831085,68	0,57%	95572549,90	1,36%	100682634,47	6,78%	129656050,98	37,51%
22	105149655,37	128469851,22	22,18%	105577640,82	0,41%	106063779,29	0,87%	111114106,35	5,67%	135993399,75	29,33%
23	105721083,35	126044208,81	19,22%	105926391,07	0,19%	107432002,34	1,62%	112122954,69	6,06%	133336011,50	26,12%
24	76754061,70	105436510,78	37,37%	77386495,30	0,82%	78608610,13	2,42%	83190787,79	8,39%	114583348,54	49,29%
25	49219192,82	62763335,27	27,52%	49546825,42	0,67%	51099008,22	3,82%	53771146,27	9,25%	67708897,18	37,57%
26	44473905,61	63486723,84	42,75%	44805596,72	0,75%	46679505,84	4,96%	48363204,70	8,75%	68290863,20	53,55%
27	30016849,44	46752804,11	55,76%	29901611,02	-0,38%	31076941,01	3,53%	32302970,95	7,62%	51182314,12	70,51%
28	29683609,94	39857507,67	34,27%	29919944,60	0,80%	31055431,79	4,62%	32577124,37	9,75%	43944082,62	48,04%
29	50367909,39	54964592,42	9,13%	50420835,06	0,11%	51905333,36	3,05%	54320001,79	7,85%	60349368,94	19,82%
30	57024469,13	69192995,34	21,34%	56973173,91	-0,09%	58199832,87	2,06%	60610435,94	6,29%	74862311,96	31,28%
31	39404070,77	51065758,85	29,60%	39236538,38	-0,43%	40026707,43	1,58%	41684796,51	5,79%	54891509,20	39,30%
Total	2 124 318 225,95 €	2 637 055 819,75 €	24,14%	2 134 216 392,97 €	0,47%	2 154 548 190,90 €	1,42%	2 262 548 357,17 €	6,51%	2 802 782 125,18 €	31,94%

Bibliografia

- [1] M. C. de Magalhães Bastos, “Estimativa do impacto da pre no custo de produção de energia elétrica em 2019,” Master’s thesis, FEUP, 2021.
- [2] J. P. T. S. e Maria Teresa Costa Pereira da Silva Ponce de Leão, *Mercados de Electricidade: Regulação e Tarificação de Uso das Redes*. FEUP Edições, 2002.
- [3] OMI, “Omi website - informação omi,” disponível em <https://www.grupoomi.eu/pt/informacao-omi>, acessido a última vez em 9 de Janeiro de 2023.
- [4] M. V. M. de Vasconcelos, “Estimativa do impacto da pre no custo de produção de energia elétrica em 2020,” Master’s thesis, FEUP, 2022.
- [5] OMIE, “Evolução do mercado de eletricidade: Relatório anual 2021,” disponível em https://www.omie.es/sites/default/files/2022-03/informe_anual_2021_pt.pdf, acessido a última vez em 9 de Janeiro de 2023.
- [6] REN, “Dados técnicos 2021,” disponível em <https://datahub.ren.pt/media/hkkdskwq/dados-técnicos-2021.pdf>, acessido a última vez em 12 de Junho de 2023.
- [7] OMIE, “Principais resultados do mercado elétrico 2021,” disponível em https://www.omie.es/sites/default/files/2022-01/omie_diptico_pantalla_pt.pdf, acessido a última vez em 9 de Janeiro de 2023.
- [8] ERSE, “Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2021,” disponível em <https://www.erse.pt/media/14rb452m/tarifas-e-preços-2021.pdf>, acessido a última vez em 12 de Junho de 2023.
- [9] OMIE, “Omi website - omiedata - mercado diário,” disponível em <https://www.omie.es/pt/market-results/daily/daily-market/aggragate-suply-curves?scope=daily&date=2021-01-9&hour=16>, acessido a última vez em 9 de Janeiro de 2023.
- [10] ERSE, “Informação histórica da pre,” disponível em <https://www.erse.pt/eletricidade/funcionamento/producao/>, acessido a última vez em 9 de Janeiro de 2023.
- [11] J. T. Saraiva, “O sistema elétrico nacional - regulação e tarifas; perspectivas de evolução e desafios,” 2012, disponível em <https://repositorio.inescotec.pt/items/c4423937-1c00-4d3b-b56c-af803c02d5b3>, acessido a última vez em 9 de Janeiro de 2023.

- [12] F. Lopes, H. Algarvio, and H. Coelho, “Bilateral contracting in multi-agent electricity markets: Negotiation strategies and a case study,” in *2013 10th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, 2013, pp. 1–8.
- [13] D. A. D. Rebelo, “Análise da influência da produção eólica sobre os preços do mercado ibérico de eletricidade,” Master Thesis, FCT, 2019.
- [14] S. Palamarchuk, “Bilateral contracts for electricity delivery: Scheduling and arrangement,” in *2007 IEEE Lausanne Power Tech*, 2007, pp. 843–848.
- [15] S. F. Santos, M. Gough, J. P. G. V. Pinto, G. J. Osório, M. Javadi, and J. P. S. Catalão, “Impact of the growing penetration of renewable energy production on the iberian long-term electricity market,” in *2021 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2021 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / ICPS Europe)*, 2021, pp. 1–6.
- [16] OMIP, “Omip website - sobre nós,” disponível em <https://www.omip.pt/pt/sobre-nos-omip>, acessado a última vez em 9 de Janeiro de 2023.
- [17] OMIE, “Omie website - sobre nós,” disponível em <https://www.omie.es/pt/sobre-nosotros>, acessado a última vez em 9 de Janeiro de 2023.
- [18] OMI, “Omi website - conselhos,” disponível em <https://www.grupoomi.eu/pt/conselhos>, acessado a última vez em 9 de Janeiro de 2023.
- [19] OMIP, “Mip website - funções,” disponível em <https://www.omip.pt/pt/funcoes-omip>, acessado a última vez em 9 de Janeiro de 2023.
- [20] D. P. Macedo, A. C. Marques, and O. Damette, “The impact of the integration of renewable energy sources in the electricity price formation: is the merit-order effect occurring in portugal?” *Utilities Policy*, vol. 66, p. 101080, 2020. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0957178720300758>
- [21] OMIE, “Funcionamento do mercado diário. relatório técnico,” disponível em https://www.omie.es/sites/default/files/inline-files/mercado_diario_p_0.pdf, acessado a última vez em 9 de Janeiro de 2023.
- [22] “Detalhes do funcionamento do mercado intradiário,” 2012, disponível em https://www.omie.es/sites/default/files/inline-files/mercados_intradiario_y_continuo_p.pdf, acessado a última vez em 9 de Janeiro de 2023.
- [23] “Conselho de reguladores do mibel,” 2009, disponível em https://www.mibel.com/wp-content/uploads/2018/08/Descricao_Funcionamento_MIBEL_Marco_2009.pdf, acessado a última vez em 9 de Janeiro de 2023.

- [24] J. Borges, “Mibel and the market splitting - 5th international conference on the european electricity market,” in *2008 5th International Conference on the European Electricity Market*, 2008, pp. 1–5.
- [25] “Decreto-lei nº 29/2006,” 2006.