

FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO

Estimativa do Impacto de Alterações nas Ofertas de Banda de Regulação Secundária no Preço da Banda em 2022

José Pedro Duarte Moutinho Areosa



FEUP FACULDADE DE ENGENHARIA
UNIVERSIDADE DO PORTO

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Prof. Doutor João Paulo Tomé Saraiva

23 de julho de 2024

Resumo

O setor elétrico foi alvo de uma reestruturação ao longo dos anos e várias transformações tiveram lugar. Com o desenvolvimento destes processos, o mercado elétrico tornou-se mais livre e competitivo, tendo presente vários agentes de mercado e o consumidor passou a ter poder de escolha. O setor passou de uma estrutura vertical para uma estrutura desverticalizada com companhias dedicadas à produção, transporte, distribuição e comercialização de energia, juntamente com entidades regulatórias que protegiam os consumidores e promoviam a qualidade de serviço. A acompanhar esta evolução, apareceram os Serviços de Sistema com objetivo de garantir a estabilidade, segurança e fiabilidade do sistema elétrico, possuindo um mercado próprio para serem contratados.

Ao longo dos anos, a capacidade instalada e a produção renovável têm apresentado aumentos significativos, no entanto, prevê-se aumentos ainda maiores de acordo com os objetivos do PNEC 2030. Sendo assim e dada a variabilidade na produção renovável, o recurso aos Serviços de Sistema, nomeadamente o controlo de frequência composto pelo controlo de reserva primária, ou FCR, controlo de reserva secundária, ou aFRR, e pelo controlo de reserva terciária, ou RR, torna-se essencial para a correta operação do sistema elétrico. Por este motivo, o recurso a estas reservas pode tornar-se mais recorrente, podendo ser necessário maiores quantidades de reservas.

Neste trabalho inicialmente é efetuada uma breve análise dos valores da produção renovável, em particular a produção eólica e a produção fotovoltaica, em comparação com os dados dos Serviços de Sistema referentes à banda de regulação secundária, de modo a verificar se existe alguma relação entre ambos. De seguida, é apresentada a aplicação desenvolvida para simular a contratação de banda de regulação secundária em Portugal. Esta aplicação permite a introdução de novas ofertas nas propostas de banda secundária e de seguida uma simulação deste mercado, com a finalidade de avaliar a viabilidade da entrada de novos projetos neste tipo de mercado, tais como projetos de armazenamento. Para tal, é avaliado o impacto no preço da banda secundária ao longo do ano, o custo total derivado da contratação destas reservas, assim como o impacto na repartição pelos diferentes agentes de mercado. Por fim e novamente através desta aplicação, é também estimado um cenário para 2030, seguindo as indicações da ENTSO-E e as previsões do PNEC 2030, de modo a perceber como será o comportamento do mercado de reserva secundária no futuro, nomeadamente em termos de quantidades a contratar, custo das reservas e viabilidade da entrada de novos agentes neste mercado.

Abstract

The electricity sector has been restructured over the years and various transformations have taken place. With the development of these processes, the electricity market has become freer and more competitive, with several market players present and the consumer now having the power to choose their supplier. The sector moved from a vertical structure to a de-verticalised structure with companies dedicated to producing, transporting, distributing and marketing energy, along with regulatory entities that protected consumers and promoted quality of service. Accompanying this evolution, System Services appeared with the aim of guaranteeing the stability, security and reliability of the electricity system, with their own market to be contracted.

Over the years, installed capacity and renewable production have increased significantly and given the variability in production, the use of System Services, namely frequency control consisting of the Frequency Containment reserves, FCR, Automatic Frequency Restoration reserves, aFRR, and the Replacement reserves, RR, have become essential for the correct operation of the electricity system. For this reason, recourse to these reserves may become more recurrent and larger quantities of reserves may be required.

This work initially analyses the figures for renewable production, in particular wind and photovoltaic production, in comparison with the System Services data for the secondary control reserves, in order to see if there is any relationship between these variables. Then, the application developed to simulate the contracting of the secondary reserves in Portugal is presented. This application allows the introduction of new offers in secondary reserves proposals and then a simulation of this market, with the aim of assessing the feasibility of new projects entering this type of market, such as storage projects. This is done by assessing the impact on the price of these reserves throughout the year, the total cost of contracting these reserves and the impact on the distribution among the different market agents. Finally and again through this application, a scenario for 2030 is also estimated, following the indications of ENTSO-E and the forecasts of PNEC 2030, in order to understand how the secondary reserve market will behave in the future, namely in terms of quantities to be contracted, the cost of reserves and the viability of new players entering this market.

Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) das Nações Unidas

O desenvolvimento sustentável é crucial para garantir o crescimento económico, a preservação ambiental e o bem-estar da população. Promover práticas sustentáveis é essencial para conservar os recursos naturais, reduzir a degradação ambiental e mitigar as mudanças climáticas. Além disso, o desenvolvimento sustentável procura promover a justiça social, reduzindo as desigualdades e assegurar que todos tenham acesso a uma qualidade de vida digna, o que é fundamental para a construção de um futuro mais saudável e equitativo para todos. Sendo assim, as Nações Unidas apresentam 12 objetivos de modo a promover o Desenvolvimento Sustentável.

O trabalho desenvolvido aborda alguns dos objetivos de desenvolvimento sustentável das Nações Unidas, nomeadamente:

- Objetivo 7: Garantir a todos uma energia acessível, fiável, sustentável e moderna;
- Objetivo 12: Assegurar padrões de consumo e de produção sustentáveis;
- Objetivo 13: Tomar medidas urgentes para combater as alterações climáticas e os seus impactos.

Na Tabela 1 encontram-se definidos os objetivos de Desenvolvimento Sustentável das Nações Unidas abordados ao longo da Dissertação. Essencialmente, estes objetivos focam-se na utilização dos sistemas de armazenamento nos mercados elétricos, nomeadamente, no mercado de banda de regulação secundária de modo a prestarem esse serviço através da energia que é armazenada. Deste modo, é possível aproveitar a energia de fontes renováveis que anteriormente não foi utilizada. Por este motivo, é possível ter um maior aproveitamento das fontes renováveis, nomeadamente devido ao seu aumento nos próximos anos e promover uma maior competitividade nos mercados energéticos, podendo originar preços mais interessantes para os consumidores e diminuir a dependência de fontes de energia não renováveis.

Tabela 1: Objetivos de Desenvolvimento Sustentável das Nações Unidas abordados

ODS	Meta	Contribuição	Indicadores de desempenho e métricas
7	1	Foi concluído que é expectável uma maior necessidade de banda, levando ao aparecimento de novos agentes de mercado, possivelmente detentores de unidades de armazenamento de energia, tais como baterias	Número de unidades presentes no mercado de banda e a respetiva tecnologia de cada uma
12	1	Possível utilização de sistemas de armazenamento de modo a aproveitar energia de fontes renováveis e fornecer o serviço de regulação secundária	Número de unidades de armazenamento de energia presentes no mercado de banda secundária
13	1	Possível introdução de sistemas de armazenamento no mercado de regulação de banda secundária, permitindo o aproveitamento da energia renovável	Número de unidades de armazenamento de energia presentes presentes no mercado e o seu respetivo impacto

Agradecimentos

Quero agradecer a todas as pessoas que me ajudaram nesta jornada da realização da Dissertação.

Obrigado à minha família pelo apoio constante, especialmente aos meus pais e ao meu irmão.

Obrigado ao meu orientador, o Professor Doutor João Tomé Saraiva, pelos vários conselhos e indicações ao longo do semestre, assim como pela sua grande disponibilidade.

Obrigado ao Engenheiro Tiago Guerra da EDP, pelas várias reuniões e dicas fornecidas ao longo do semestre.

Obrigado também a todos os meus amigos que me foram apoiando ao longo deste semestre e que me deram bastante força e motivação.

Mais uma vez, a todos um grande obrigado,

José Areosa

Conteúdo

1	Introdução	1
1.1	Enquadramento e Objetivos	1
1.2	Estrutura	2
2	Mercados de Eletricidade	3
2.1	Evolução do setor elétrico Português	3
2.2	Modelos de Mercado	5
2.2.1	Modelo em <i>Pool</i>	5
2.2.2	Contratos Bilaterais	7
2.2.3	Modelo Misto	7
2.3	Mercado Ibérico de Eletricidade - MIBEL	8
2.3.1	Operador de Mercado Ibérico - OMI	9
2.3.2	Mercado Diário e Intradário	10
2.3.3	<i>Market Splitting</i>	11
2.4	Potência instalada e consumo de energia em Portugal em 2022 e objetivos futuros	12
2.4.1	Plano Nacional Energia e Clima 2030, PNEC 2030	13
3	Serviços de Sistema	16
3.1	Aspetos gerais	16
3.1.1	Resolução de restrições técnicas	17
3.1.2	Controlo de frequência	17
3.1.3	Controlo de tensão	20
3.1.4	<i>Black Start</i>	21
3.2	Serviços de Sistema em Portugal	21
3.2.1	Resolução de restrições técnicas	22
3.2.2	Controlo de frequência	23
3.2.3	Controlo de tensão	25
3.2.4	<i>Black Start</i>	26
3.2.5	Evolução da banda secundária contratada em Portugal	26
3.3	Serviços de Sistema em Espanha	27
3.3.1	Resolução de restrições técnicas	28
3.3.2	Controlo de frequência	29
3.3.3	Controlo de tensão	30
3.3.4	<i>Black Start</i>	31
3.3.5	Evolução da banda secundária contratada em Espanha	31

4	Metodologia Implementada	34
4.1	Ferramenta desenvolvida para cálculo da banda secundária contratada e preço . .	34
4.1.1	Modelo matemático aplicado	34
4.1.2	Modificação do modelo apresentado	36
4.1.3	Validação do modelo	38
4.1.4	Funcionalidades adicionais da ferramenta desenvolvida	40
4.2	Análise da relação entre a banda secundária contratada e a produção renovável . .	44
5	Análise dos dados	49
5.1	Descrição dos Casos de Estudo	49
5.2	Resultados com valores de banda referentes a 2022	50
5.2.1	Caso_2022_Base: Análise do preço, da banda contratada e ofertada em 2022	50
5.2.2	Alteração das ofertas das unidades hídricas	55
5.2.3	Alteração das ofertas das unidades térmicas	63
5.2.4	Introdução de novas propostas	70
5.3	Resultados com valores de banda referentes a 2030	89
5.3.1	Caso_2030_Base: Análise do preço e da banda com as ofertas de 2022 .	89
5.3.2	Aumento das ofertas totais	91
5.3.3	Introdução de novas propostas	95
5.4	Comentários finais	101
6	Conclusões	103
	Referências	106
A	Anexos	110
A.1	Validação do modelo para o ano de 2011	110
A.2	Validação do modelo para o ano de 2012	111
A.3	Validação do modelo para o ano de 2013	111
A.4	Validação do modelo para o ano de 2014	112
A.5	Validação do modelo para o ano de 2015	112
A.6	Validação do modelo para o ano de 2016	113
A.7	Validação do modelo para o ano de 2017	113
A.8	Validação do modelo para o ano de 2018	114
A.9	Banda secundária ofertada por unidade física em 2022	115

Lista de Figuras

2.1	Estrutura verticalmente integrada do setor elétrico português [1]	3
2.2	Modelo desagregado do setor elétrico português [1]	4
2.3	Modelo de exploração em <i>Pool</i> [1]	6
2.4	Mercado em <i>Pool</i> simétrico [1]	6
2.5	Mercado em <i>Pool</i> assimétrico [1]	7
2.6	Modelo de exploração misto do setor elétrico [1]	8
2.7	Estrutura do Operador do Mercado Ibérico	10
2.8	Fluxograma do processo de <i>Market Splitting</i> adotado no MIBEL	12
2.9	Repartição da produção em Portugal para 2021 e 2022	13
2.10	Evolução da potência instalada em Portugal	13
3.1	Ordem de ativação dos diferentes controlos de reserva	18
3.2	Função dos vários tipos de controlo de reserva e a sua relação com o TSO	20
3.3	Evolução da banda secundária e preço em Portugal entre 2014 e 2018	27
3.4	Evolução da banda secundária e preço em Portugal entre 2019 e 2023	27
3.5	Evolução da banda secundária contratada e preço em Espanha entre 2014 e 2018	32
3.6	Evolução da banda secundária contratada e preço em Espanha entre 2019 e 2023	32
3.7	Evolução da capacidade renovável instalada em Espanha	33
4.1	Interseção entre a curva agregada das ofertas de banda e a necessidade de banda para o dia 1 de janeiro à hora 1	36
4.2	Banda secundária contratada e produção eólica em 2019	44
4.3	Banda secundária contratada e produção fotovoltaica em 2019	45
4.4	Banda secundária contratada e produção eólica em 2020	45
4.5	Banda secundária contratada e produção fotovoltaica em 2020	46
4.6	Banda secundária contratada e produção eólica em 2021	46
4.7	Banda secundária contratada e produção fotovoltaica em 2021	47
4.8	Banda secundária contratada e produção eólica em 2022	47
4.9	Banda secundária contratada e produção fotovoltaica em 2022	48
5.1	Banda ofertada por tipo de unidade física em 2022	51
5.2	Preço médio mensal da banda secundária em 2022	52
5.3	Banda secundária mensal contratada ao longo de 2022	53
5.4	Preço médio mensal da banda secundária com aumento de 15% das ofertas das unidades hídricas	56
5.5	Preço médio mensal da banda secundária com aumento de 30% das ofertas das unidades hídricas	58
5.6	Preço médio mensal da banda secundária com aumento de 50% das ofertas das unidades hídricas	61

5.7	Preço médio mensal da banda secundária com aumento de 15% das ofertas das unidades térmicas	63
5.8	Preço médio mensal da banda secundária com aumento de 30% das ofertas das unidades térmicas	66
5.9	Preço médio mensal da banda secundária com aumento de 50% das ofertas das unidades térmicas	68
5.10	Preço original e preço alterado com a introdução de novas propostas	71
5.11	Preço original e preço alterado com a introdução de novas propostas	75
5.12	Preço original e preço alterado com a introdução de novas propostas	77
5.13	Preço original e preço alterado com a introdução de novas propostas	80
5.14	Preço original e preço alterado com a introdução da Bateria com capacidade de regulação secundária de 30 MW	83
5.15	Preço original e alterado com a introdução da Bateria com capacidade de regulação secundária de 80 MW	86
5.16	Evolução do preço médio mensal simulado para 2030 relativamente ao de 2022 .	89
5.17	Evolução da banda secundária mensal contratada para 2030 relativamente à de 2022	90
5.18	Preço original e preço alterado com a introdução da Bateria com capacidade de regulação secundária de 30 MW	96
5.19	Preço original e preço alterado com a introdução da Bateria com capacidade de regulação secundária de 80 MW	99

Lista de Tabelas

1	Objetivos de Desenvolvimento Sustentável das Nações Unidas abordados . . .	vi
2.1	Perspetivas para a capacidade instalada de acordo com o PNEC 2030	15
3.1	Limites de tensão permitida na RNT em funcionamento normal	25
3.2	Limites de tensão permitida na RNT em regime permanente após uma falha simples	25
3.3	Limites de tensão permitida na rede de transporte espanhola em funcionamento normal	30
3.4	Limites de tensão permitida na rede de transporte espanhola após uma falha simples	31
4.1	Ofertas de banda secundária para o dia 1 de janeiro à hora 1	35
4.2	Ofertas de banda secundária ordenadas por preço crescente para o dia 1 de janeiro à hora 1	36
4.3	Valores médios mensais do preço e banda contratada real e simulada para 2019 .	38
4.4	Valores médios mensais do preço e banda contratada real e simulada para 2020 .	39
4.5	Valores médios mensais do preço e banda contratada real e simulada para 2021 .	39
4.6	Valores médios mensais do preço e banda contratada real e simulada para 2022 .	39
4.7	Necessidade de banda secundária mensal média e obtida pela regra fornecida pela ENTSO-E para 2019	42
4.8	Necessidade de banda secundária mensal média e obtida pela regra fornecida pela ENTSO-E para 2020	42
4.9	Necessidade de banda secundária mensal média e obtida pela regra fornecida pela ENTSO-E para 2021	42
4.10	Necessidade de banda secundária mensal média e obtida pela regra fornecida pela ENTSO-E para 2022	43
4.11	Necessidade de banda secundária mensal média e obtida pela regra fornecida pela ENTSO-E para 2023	43
5.1	Valores da banda ofertada total e por tipo de unidade física em 2022	51
5.2	Valores da banda secundária contratada ao longo dos meses em 2022	52
5.3	Valores da banda contratada total e por tipo de unidade física em 2022	54
5.4	Repartição da banda contratada por tipo de unidade física em 2022	54
5.5	Custo total da contratação da banda secundária ao longo dos meses em 2022 . . .	55
5.6	Novo preço obtido após aumento das ofertas hídricas em 15% para 2022	56
5.7	Repartição da banda contratada por tipo de unidade física em 2022	57
5.8	Contratação de banda secundária para o dia 28 de maio à hora 10	57
5.9	Contratação de banda secundária para o dia 28 de maio à hora 10 com aumento de 15% nas ofertas de banda por parte das unidades hídricas	58
5.10	Novo preço obtido após aumento das ofertas hídricas em 30% para 2022	59
5.11	Repartição da banda contratada por tipo de unidade física em 2022	59

5.12	Contratação de banda secundária para o dia 27 de dezembro à hora 4	60
5.13	Contratação de banda secundária para o dia 27 de dezembro à hora 4 com aumento de 30% nas ofertas de banda por parte das unidades hídricas	60
5.14	Novo preço obtido após aumento das ofertas hídricas em 50% para 2022	61
5.15	Repartição da banda contratada por tipo de unidade física em 2022	62
5.16	Contratação de banda secundária para o dia 25 de maio à hora 5	62
5.17	Contratação de banda secundária para o dia 25 de maio à hora 5 com aumento de 50% nas ofertas de banda por parte das unidades hídricas	62
5.18	Novo preço obtido após aumento das ofertas térmicas em 15% para 2022	64
5.19	Repartição da banda contratada por tipo de unidade física em 2022	64
5.20	Contratação de banda secundária para o dia 4 de janeiro à hora 17	65
5.21	Contratação de banda secundária para o dia 4 de janeiro à hora 17 com aumento de 15% nas ofertas de banda por parte das unidades térmicas	65
5.22	Novo preço obtido após aumento das ofertas térmicas em 30% para 2022	66
5.23	Repartição da banda contratada por tipo de unidade física em 2022	67
5.24	Contratação de banda secundária para o dia 26 de julho à hora 19	67
5.25	Contratação de banda secundária para o dia 26 de julho à hora 19 com aumento de 30% nas ofertas de banda por parte das unidades térmicas	67
5.26	Novo preço obtido após aumento das ofertas térmicas em 50% para 2022	68
5.27	Repartição da banda contratada por tipo de unidade física em 2022	69
5.28	Contratação de banda secundária para o dia 4 de março à hora 2	69
5.29	Contratação de banda secundária para o dia 4 de março à hora 2 com aumento de 50% nas ofertas de banda por parte das térmicas	70
5.30	Novo preço obtido após a introdução da nova proposta	71
5.31	Repartição da banda contratada antes da introdução da nova proposta	72
5.32	Repartição da banda contratada após a introdução da nova proposta	72
5.33	Banda secundária ofertada para o dia 31 de janeiro na hora 5 antes da introdução da nova proposta	73
5.34	Banda secundária contratada para o dia 31 de janeiro na hora 5 antes da introdução da nova proposta	73
5.35	Banda secundária ofertada para o dia 31 de janeiro na hora 5 após a introdução da nova proposta	73
5.36	Banda secundária contratada para o dia 31 de janeiro na hora 5 após a introdução da nova proposta	74
5.37	Novo preço obtido após a introdução da nova proposta	74
5.38	Repartição da banda contratada antes da introdução da nova proposta	75
5.39	Repartição da banda contratada após a introdução da nova proposta	75
5.40	Banda secundária ofertada para o dia 31 de janeiro na hora 5 após a introdução da nova proposta	76
5.41	Banda secundária contratada para o dia 31 de janeiro na hora 5 após a introdução da nova proposta	76
5.42	Novo preço obtido após a introdução da nova proposta	77
5.43	Repartição da banda contratada antes da introdução da nova proposta	78
5.44	Repartição da banda contratada após a introdução da nova proposta	78
5.45	Banda secundária ofertada para o dia 31 de janeiro na hora 5 após a introdução da nova proposta	79
5.46	Banda secundária contratada para o dia 31 de janeiro na hora 5 após a introdução da nova proposta	79

5.47	Novo preço obtido após a introdução da nova proposta	80
5.48	Repartição da banda contratada antes da introdução da nova proposta	81
5.49	Repartição da banda contratada após a introdução da nova proposta	81
5.50	Banda secundária ofertada para o dia 19 de março na hora 18 antes da introdução da nova proposta	81
5.51	Banda secundária contratada para o dia 19 de março na hora 18 antes da introdução da nova proposta	82
5.52	Banda secundária ofertada para o dia 19 de março na hora 18 após a introdução da nova proposta	82
5.53	Banda secundária contratada para o dia 19 de março na hora 18 após a introdução da nova proposta	82
5.54	Repartição da banda contratada antes da introdução da Bateria	84
5.55	Repartição da banda contratada após a introdução da Bateria	84
5.56	Banda secundária ofertada para o dia 26 de dezembro na hora 4 antes da introdução da Bateria	84
5.57	Banda secundária contratada para o dia 26 de dezembro na hora 4 antes da introdução da Bateria	85
5.58	Banda secundária ofertada para o dia 26 de dezembro na hora 4 após a introdução da Bateria	85
5.59	Banda secundária contratada para o dia 26 de dezembro na hora 4 após a introdução da Bateria	85
5.60	Repartição da banda contratada antes da introdução da Bateria	86
5.61	Repartição da banda contratada após a introdução da Bateria	86
5.62	Banda secundária ofertada para o dia 3 de julho na hora 18 antes da introdução da Bateria	87
5.63	Banda secundária contratada para o dia 3 de julho na hora 18 antes da introdução da Bateria	87
5.64	Banda secundária ofertada para o dia 3 de julho na hora 18 após a introdução da Bateria	88
5.65	Banda secundária contratada para o dia 3 de julho na hora 18 após a introdução da Bateria	88
5.66	Preço médio mensal da banda secundária simulado para 2030	89
5.67	Banda secundária média mensal contratada para 2030	90
5.68	Preço médio mensal da banda secundária contratada para 2030 com aumento das ofertas de banda secundária em 10%	91
5.69	Banda secundária média mensal simulada para 2030 com aumento nas ofertas de banda secundária em 10%	92
5.70	Preço médio mensal da banda secundária contratada para 2030 com aumento das ofertas de banda secundária em 20%	93
5.71	Banda secundária média mensal contratada para 2030 com aumento das ofertas de banda secundária em 20%	93
5.72	Preço médio mensal da banda secundária contratada para 2030 com aumento das ofertas de banda secundária em 30%	94
5.73	Banda secundária média mensal contratada para 2030 com aumento das ofertas de banda secundária em 30%	95
5.74	Repartição da banda contratada antes da introdução da Bateria	96
5.75	Repartição da banda contratada após a introdução da Bateria	96

5.76	Banda secundária ofertada para o dia 3 de julho à hora 18 antes da introdução da Bateria	97
5.77	Banda secundária contratada para o dia 3 de julho na hora 18 antes da introdução da Bateria	97
5.78	Banda secundária ofertada para o dia 3 de julho na hora 18 após a introdução da Bateria	98
5.79	Banda secundária contratada para o dia 3 de julho na hora 18 após a introdução da Bateria	98
5.80	Repartição da banda contratada antes da introdução da Bateria	99
5.81	Repartição da banda contratada após a introdução da Bateria	99
5.82	Banda secundária ofertada para o dia 3 de julho na hora 18 após a introdução da Bateria	100
5.83	Banda secundária contratada para o dia 3 de julho à hora 18 após a introdução da Bateria	100
5.84	Resumo dos resultados obtidos para o ano de 2022	101
5.85	Resumo dos resultados obtidos para o ano de 2030	102
A.1	Valores médios mensais do preço e banda contratada real e simulada para 2011 .	110
A.2	Valores médios mensais do preço e banda contratada real e simulada para 2012 .	111
A.3	Valores médios mensais do preço e banda contratada real e simulada para 2013 .	111
A.4	Valores médios mensais do preço e banda contratada real e simulada para 2014 .	112
A.5	Valores médios mensais do preço e banda contratada real e simulada para 2015 .	112
A.6	Valores médios mensais do preço e banda contratada real e simulada para 2016 .	113
A.7	Valores médios mensais do preço e banda contratada real e simulada para 2017 .	113
A.8	Valores médios mensais do preço e banda contratada real e simulada para 2018 .	114
A.9	Valores da banda ofertados por cada unidade física em 2022	115

Abreviaturas e Símbolos

AGC	<i>Automatic Generation Control</i>
CMVM	Comissão do Mercado de Valores Mobiliários
EDP	Eletricidade de Portugal
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
ENTSO-E	<i>European Network of Transmission System Operators - Electricity</i>
FACTS	<i>Flexible Alternating Current Transmission System</i>
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
MSE	<i>Mean squared error</i>
MW	Megawatt
OM	Operador de Mercado
OMI	Operador de Mercado Ibérico
OMIE	<i>Operador del Mercado Ibérico - Polo Español</i>
OMIP	Operador de Mercado Ibérico - Polo Português
OS	Operador de Sistema
PDBF	Programa Diário Base de Funcionamento
PHF	Programa Horário Final
PNEC	Plano Nacional Energia e Clima
REN	Redes Energéticas Nacionais
RNT	Rede Nacional de Transporte
RQS	Regulamento da Qualidade de Serviço
SEN	Sistema Elétrico Nacional
STATCOM	<i>Static Synchronous Compensator</i>
SVC	<i>Static Var Compensator</i>
TSO	<i>Transmission System Operator</i>
TWh	Terawatt/hora
UE	União Europeia

Capítulo 1

Introdução

1.1 Enquadramento e Objetivos

Ao longo dos anos, o sistema elétrico em vários países passou por um processo de reestruturação e de liberalização, ocorrendo mudanças a nível regulatório, legal e organizacional. Desta forma, foi possível a criação de mercados regulados que permitiram um ambiente mais competitivo e transparente, em conjunto com serviços das redes de transporte e distribuição devidamente regulados, levando ao aparecimento de mercados elétricos transnacionais. No caso de Portugal e Espanha, existe o Mercado Ibérico de Eletricidade, MIBEL, que teve início em julho de 2007.

Para além disso, com a liberalização do sistema elétrico, surgiram vários agentes, nomeadamente o Operador de Sistema, que é responsável pela gestão técnica da rede elétrica, de modo a garantir a fiabilidade e segurança da sua operação principalmente através dos Serviços de Sistema. No caso de Portugal, estes serviços contêm a regulação primária, a regulação secundária, a regulação terciária, o controlo de tensão, a resolução de restrições técnicas e o *Black Start*. As reservas secundárias e terciárias são contratadas pelo TSO em mercados específicos, no dia anterior ao dia da operação e o custo das mesmas está englobado na tarifa de Uso Global do Sistema, paga por todos os consumidores juntamente com as tarifas relacionadas com a rede de distribuição.

Nos próximos anos, o mix de produção em Portugal irá sofrer alterações significativas considerando o incremento da capacidade instalada em parques eólicos e centrais solares fotovoltaicas, bem como o aumento de armazenamento de energia. Os novos projetos de armazenamento, para além da receita de mercado vinda de arbitragem pura de preços – facilitando a transferência de energia de períodos de excesso de produção para períodos de maior escassez – afigura-se que também possam vir a capturar receitas adicionais nos Serviços de Sistema, nomeadamente no mercado de banda de regulação português.

Perante este cenário, torna-se relevante estimar o impacto no preço da banda de regulação secundária, considerando a entrada de novos projetos de armazenamento capazes de prestar o serviço de banda de regulação secundária, dado o impacto positivo que eventualmente terá na viabilidade económica de novos projetos de armazenamento. A estimativa do novo preço da banda de regulação implicará introduzir uma nova proposta em termos de capacidade e preço nas ofertas históricas

de 2022 e em seguida, efetuar um novo clearing do mercado com a quantidade a contratar pela REN a cada hora.

1.2 Estrutura

Este documento é constituído por 6 capítulos, sendo que este capítulo é o primeiro e é feito o enquadramento do trabalho, assim como a apresentação dos seus objetivos e a estrutura do documento.

No Capítulo 2 – Mercado elétrico, é apresentado brevemente a evolução histórica do setor elétrico português juntamente com o aparecimento do MIBEL. No fim deste capítulo, é apresentado o estado de Portugal em 2022 relativo à potência instalada e repartição da produção energética, assim como os objetivos futuros presentes no Plano Nacional Energia e Clima 2030, PNEC 2030.

No Capítulo 3 - Serviços de Sistema, inicialmente são apresentados alguns conceitos e definições de acordo com a literatura. De seguida, são detalhados diversos tipos de Serviços de Sistema existentes, assim como as regras fornecidas pela ENTSO-E associadas às reservas utilizadas para controlo de frequência. De seguida, são abordados os Serviços de Sistema integrados em Portugal e em Espanha, tal como a forma como são contratados e como são geridos pelos respetivos Operadores de Sistema. Por fim, é feita uma análise histórica da evolução da banda secundária em Portugal e o seu respetivo preço, tal como em Espanha.

No Capítulo 4 – Metodologia implementada, primeiramente é apresentado o modelo utilizado para o cálculo do preço da banda secundária, juntamente com a respetiva validação do mesmo para vários anos. De seguida, é analisada a banda secundária contratada face à evolução da produção renovável, nomeadamente a produção fotovoltaica e a produção eólica, de modo a encontrar alguma relação entre estas variáveis.

No Capítulo 5 - Análise de resultados, é feita uma análise dos dados da banda secundária em 2022, relativamente a preço, banda contratada e ofertada. Depois são abordados os diferentes casos simulados através da ferramenta desenvolvida, tais como cálculo do novo preço da banda secundária com a alteração das ofertas de banda e com a introdução de novas propostas, tanto para 2022 como para um possível cenário estimado para 2030.

No Capítulo 6 - Conclusões, são apresentadas conclusões sobre os resultados obtidos e os casos de estudo analisados.

Capítulo 2

Mercados de Eletricidade

2.1 Evolução do setor elétrico Português

Com o passar dos anos, o setor elétrico foi enfrentando múltiplas transformações devido aos avanços tecnológicos e aumento de carga. Nos primeiros tempos, este setor era composto por redes elétricas de baixas potências, com os grandes produtores de energia longe dos consumidores. No entanto e ao longo dos tempos, as cargas solicitadas foram aumentando, levando à construção de redes elétricas de maiores distâncias e de níveis de tensões superiores, assim como a adoção de novas tecnologias. Com estes progressos, os sistemas passaram a ser de grande escala, espalhados pelos territórios de cada país. Seguidamente, esta expansão das estruturas elétricas levou ao desenvolvimento de interligações entre os vários países, garantindo maior estabilidade e segurança [1].

Relativamente a Portugal, o setor elétrico até 1975 estava organizado através de concessões atribuídas a empresas privadas. Nesse ano, formou-se a EDP, Eletricidade de Portugal, levando à nacionalização e à integração vertical do setor. A EDP tornou-se responsável pela exploração deste setor desde a produção até à distribuição da energia. Esta estrutura vertical representada na Figura 2.1 possuía alguns problemas nomeadamente a falta de regulação ou falta de poder de escolha por parte dos consumidores devido a não existir competitividade [1], [2].

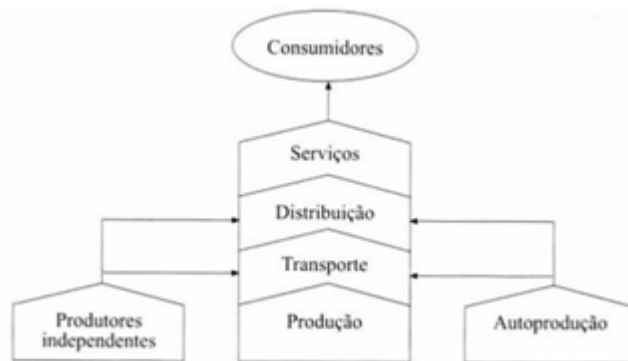


Figura 2.1: Estrutura verticalmente integrada do setor elétrico português [1]

Nos anos 80 e 90, ocorreram diversas revoluções tecnológicas no campo das telecomunicações que possibilitaram progressos no controlo e supervisão das redes elétricas. Estas revoluções juntamente com o aumento de carga, introdução de políticas regulatórias, novas legislações, maior consciencialização social e ambiental, entre outros fatores, possibilitaram uma reestruturação do setor elétrico em Portugal. Desse modo, certas atividades das empresas do modelo verticalmente integrado foram separadas, dando origem a um modelo desagregado que substituiu o modelo monopolizado anteriormente aplicado. Sendo assim, esta alteração levou à introdução de vários agentes no mercado, permitindo um maior poder de escolha por parte dos consumidores [1].

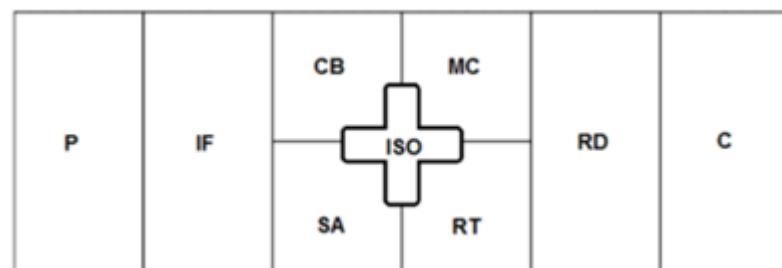


Figura 2.2: Modelo desagregado do setor elétrico português [1]

A nova organização do setor elétrico presente na Figura 2.2, permitiu a inclusão de novos agentes de mercado, associados a várias tarefas, tais como na produção, P, na intermediação financeira, IF, ou na comercialização, C. Esta divisão em várias atividades possibilitou algumas vantagens, tais como maior competitividade, transparência e clareza na operação do sistema. Relativamente à atividade de rede, composta pela rede de transporte (RT) e rede de distribuição (RD), é alvo de regulação em relação às tarifas aplicadas e à qualidade de serviço que é fornecido [1]. Para além das atividades referidas, foram formadas outras tais como [1]:

- Contratos Bilaterais, CB: são estabelecidos contratos tanto de natureza física como financeira, entre entidades produtoras e os comercializadores ou clientes elegíveis. Nestes contratos é definido um preço para a quantidade de energia necessitada, tal como a duração do acordo;
- Mercados Centralizados, MC: responsáveis por realizar um despacho puramente económico para cada intervalo de tempo do dia seguinte. Para tal, organizam as propostas de venda e de compra de energia para cada hora do dia seguinte e constroem as curvas agregadas de ofertas de compra e de venda, com a finalidade de definir o preço de mercado através da interseção das curvas para cada hora do dia seguinte;
- *Independent System Operators*, ISO: a ISO garante uma viável exploração da rede nacional de transporte do ponto de vista técnico. Dessa forma, recebe a informação sobre os contratos bilaterais relativamente às potências, tal como os preços provenientes dos mercados centralizados. De seguida, faz a avaliação técnica dos despachos, tendo atenção a possíveis situações de congestionamentos;

- Serviços Auxiliares, SA: entidades responsáveis por prestar serviços suplementares para um funcionamento estável, seguro e fiável do sistema. Estes serviços são contratados em mercados específicos, no entanto, são estabelecidos limites mínimos para participarem no mercado. Um exemplo de serviço auxiliar é a regulação de tensão através da potência reativa.

2.2 Modelos de Mercado

Através da desverticalização do setor energético e a implementação do modelo desagregado, deu-se origem a novos modelos de mercado realçando a relação entre produtores e comercializadores. Graças a estes novos modelos, os consumidores podem escolher a quem comprar energia e permitem competitividade entre os vários produtores ou entre os diversos comercializadores, de modo a oferecerem um preço mais acessível para os consumidores [3].

2.2.1 Modelo em *Pool*

O mercado em *Pool* ou também conhecido por mercado *spot*, representa uma das formas de relacionamento entre produtores e os comercializadores ou consumidores elegíveis. Estes mercados normalmente funcionam no dia anterior ao dia de operação, sendo por isso também denominados de *day ahead markets*. Neste modelo, são utilizados mecanismos a curto prazo com o objetivo de igualar o consumo com a produção, através de propostas que são recebidas tanto pelos produtores, como pelos comercializadores e consumidores [1].

As propostas de venda são estruturadas de modo a refletir os preços marginais de curto prazo. No entanto, as variações de carga, assim como a existência de centrais elétricas com diferentes custos marginais, obrigam estes mercados a serem organizados para suportarem estas diferenças de carga e custos de exploração. Para tal, o intervalo de tempo para o qual existem negociações é dividido em 24 períodos, em que cada período representa a hora do dia seguinte. Para cada hora, são apresentadas pelos agentes de mercado propostas de venda e de compra. Nestas propostas devem estar contemplados certos valores tais como, o preço mínimo ao qual estão dispostos a vender, preço máximo ao qual estão dispostos a pagar e a potência desejada. Com base nestas informações, é feito o despacho económico para determinar as quantidades negociadas e os respetivos preços. Contudo, é necessário avaliar a viabilidade do despacho resultante, de modo a garantir a correta exploração do sistema. Sendo assim, são feitos estudos para verificar se não foram ultrapassados limites técnicos dos equipamentos ou se ocorreram situações de congestionamento. Após resolvidos possíveis problemas, são comunicados os resultados obtidos [1], [3].

Na Figura 2.3 está representado o funcionamento do mercado em *Pool*. O Operador de Mercado recebe as propostas provenientes dos produtores, comercializadores e consumidores elegíveis e realiza o despacho económico, tal como referido acima. De seguida, o Operador de Sistema avalia os despachos resultantes, verificando se ocorre algum congestionamento. Caso isso aconteça, o

Operador de Sistema pode contratar serviços auxiliares. Porém, com a ocorrência de um congestionamento, o Operador de Sistema e o Operador de Mercado devem trabalhar em conjunto para o solucionar [1], [4].

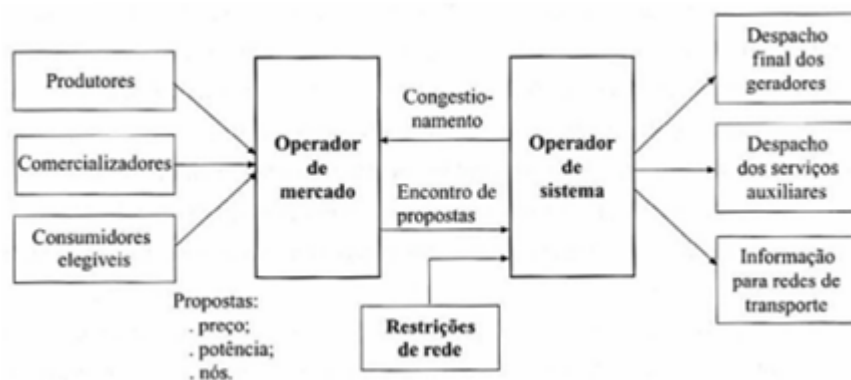


Figura 2.3: Modelo de exploração em *Pool* [1]

Dentro do *Pool* existem dois tipos de modelo, o *Pool* simétrico e o *Pool* assimétrico. No *Pool* simétrico, representado na Figura 2.4, as ofertas de venda são organizadas de forma crescente e as ofertas de compra de forma decrescente, de acordo com os respectivos preços, construindo dessa forma as curvas de ofertas de compra e de venda. A interseção das duas curvas corresponde ao preço de encontro do mercado e à quantidade negociada. Todas as propostas que se encontram à esquerda desta interseção são aceites. Neste modelo, existe elasticidade de carga, uma vez que são apresentadas propostas de compra sensíveis ao preço da energia [1].

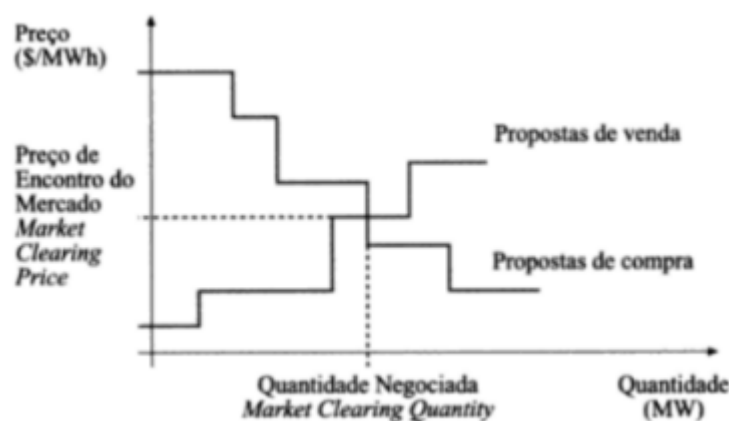


Figura 2.4: Mercado em *Pool* simétrico [1]

Quanto ao *Pool* assimétrico, representado na Figura 2.5, é estruturado de modo a possuir apenas ofertas de venda de energia elétrica. Neste modelo, normalmente são utilizadas previsões de cargas para cada intervalo de tempo de negociação. Por fim e contrariamente ao *Pool* simétrico, não existe elasticidade de carga, dado que a mesma não é sensível ao preço da energia [1].

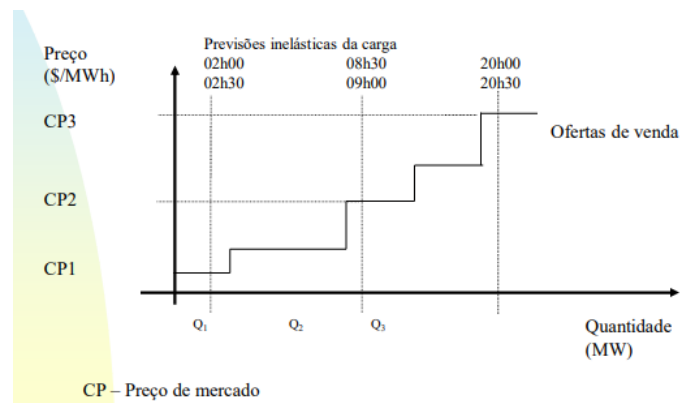


Figura 2.5: Mercado em *Pool* assimétrico [1]

2.2.2 Contratos Bilaterais

O mercado em *Pool*, apesar de levar a despachos económicos de forma eficiente, pode apresentar alguns problemas. O preço de mercado, uma vez que está associado a custos marginais, apresenta um carácter volátil levando a algum grau de incerteza. Adicionalmente, este modelo possui um intermediário, o Operador de Mercado, e desta forma, os consumidores não se relacionam diretamente com os produtores. O aparecimento de contratos bilaterais pretendeu apresentar mecanismos alternativos ao modelo em *Pool*. Sendo assim, têm como objetivo responder ao risco presente nos mercados a curto prazo e permitir ao consumidor a capacidade de escolha do fornecedor [1].

Os contratos bilaterais podem ser de tipo físico ou financeiro. Nos contratos físicos estão presentes várias informações, nomeadamente o preço e a duração do serviço a prestar, a quantia negociada ou as condições de fornecimento. Contudo, o Operador de Sistema deve garantir a viabilidade dos contratos efetuados, uma vez que afetam as condições de exploração da rede elétrica. Quanto aos contratos de índole financeira, são mecanismos que garantem a segurança face à volatilidade de preços nos mercados a curto prazo. Para além disso, este tipo de contratos não afetam o despacho obtido, dando o direito de uso da energia durante um determinado espaço temporal [1], [2], [5].

Sendo assim, com o aparecimento destes contratos bilaterais os riscos associados às flutuações do preço no *Pool* são eliminados, estabilizando os preços de eletricidade [5].

2.2.3 Modelo Misto

Com a reestruturação do setor elétrico, vários países adotaram estruturas mistas formadas por um mercado em *Pool* e com a presença de contratos bilaterais físicos e financeiros, com ambos mecanismos a decorrerem de forma simultânea. Nestas estruturas, o modelo em *Pool* apresenta um carácter voluntário, visto que há uma alternativa para estabelecer a relação entre o produtor e o consumidor. Este modelo introduz maior competitividade, poder de escolha e flexibilidade face às necessidades dos vários participantes do mercado. Relativamente aos contratos bilaterais, o

Operador de Sistema deve receber a informação técnica sobre os mesmos através das entidades contratantes, uma vez que é da sua responsabilidade gerir os despachos de modo a avaliar possíveis congestionamentos ou violações de restrições técnicas [1].

Na Figura 2.6 está representado o modelo misto que é utilizado em múltiplos países, tais como em Portugal e Espanha no MIBEL [1].



Figura 2.6: Modelo de exploração misto do setor elétrico [1]

2.3 Mercado Ibérico de Eletricidade - MIBEL

O Mercado Ibérico de Eletricidade, MIBEL, surgiu graças a um processo de cooperação entre Portugal e Espanha com a finalidade de promover a integração dos sistemas elétricos de ambos os países. Esta cooperação contribuiu para a realização de um mercado energético a nível da Península Ibérica, mas também a nível europeu. O MIBEL pretendeu uma melhor coordenação de procedimentos de ambos os Operadores de Sistema, tal como o reforço e desenvolvimento das interligações. A construção deste mercado implicou convergência de vários fatores, nomeadamente, do ponto de vista económico, legal, regulatório ou até do ponto de vista físico, exigindo uma intervenção ativa de ambos os países [6], [7], [8].

No percurso do estabelecimento do MIBEL, que teve início em 1998, ocorreram 4 momentos importantes que ajudaram no seu desenvolvimento, tais como [6], [7]:

- O Protocolo de colaboração entre Portugal e Espanha para a criação do MIBEL em novembro de 2001. Neste Protocolo foi reforçada a vontade de convergência para a zona ibérica, de modo a beneficiar todos os consumidores, garantindo condições objetivas e de igualdade;
- Assinatura do Acordo entre a República Portuguesa e Espanha em Santiago de Compostela em outubro de 2004. Neste Acordo foram abordados mecanismos relacionados com a regulação e supervisão, levando à criação do Conselho de Reguladores. Este conselho possuía várias funções, tais como o desenvolvimento e acompanhamento do mercado ibérico;

- A XIIIª Cimeira Luso-Espanhola em Badajoz em novembro de 2006. Nesta cimeira foram realçados aspetos de regulação, definindo o Plano de Compatibilização Regulatório. O plano permitiu o arranque do MIBEL;
- Revisão do Acordo de Santiago em Braga, em janeiro de 2008. A revisão focou-se no Plano de Compatibilização Regulatório, de modo a clarificar certos pontos nele abordados.

No dia 1 de julho de 2007, o MIBEL entrou em funcionamento. Este mercado tem vários objetivos, tais como favorecer os consumidores e a eficiência económica, promover o setor elétrico de ambos países e uniformizar os preços da energia elétrica. Os objetivos devem promover a concorrência de forma livre, a igualdade para todos os participantes, assim como a transparência e objetividade [6], [7]. Neste modelo, é adotado um mercado do tipo *spot*, composto por um *day-ahead market* juntamente por um mercado intradiário dividido várias sessões ao longo do dia [2], [9].

Adicionalmente, no sistema ibérico estão presentes dois Operadores de Sistema, um em cada país. No caso de Portugal, existe a REN, Redes Energéticas Nacionais, já em Espanha existe a REE, Rede Elétrica de Espanha. Estas entidades coordenam a expansão e o planeamento das redes de transporte e elaboram procedimentos para proporcionar uma exploração em conjunto de forma eficaz e segura [2], [6], [9].

Por fim, no percurso para a criação do MIBEL, foi criada a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, ERSE, responsável pela regulação económica do setor elétrico. A ERSE é responsável por aprovar e definir metodologias tarifárias, assim como a aprovação do preço das tarifas reguladas. Sendo assim, esta entidade procura a convergência tarifária a nível nacional, promovendo a eficiência económica e a aplicação de tarifas em condições de igualdade [2], [10].

2.3.1 Operador de Mercado Ibérico - OMI

Após da criação do MIBEL deu-se origem a um processo de harmonização de procedimentos e de condições económicas e técnicas entre Portugal e Espanha. Desta forma, foi estabelecida a criação do Operador de Mercado Ibérico, OMI, que tem como responsabilidade a gestão dos mercados presentes no MIBEL. O grupo OMI é composto por duas sociedades, nomeadamente o OMEL sa e o OMIP sgps, em que ambas possuem uma participação de 50% das sociedades responsáveis pela gestão do mercado elétrico da Península Ibérica, tais como o Operador de Mercado Ibérico polo Espanhol, OMIE, e o Operador de Mercado Ibérico polo Português, OMIP. Por sua vez, estas duas sociedades possuem 50% cada uma de outra sociedade, a OMIClear - Sociedade de Compensação de Mercados de Energia, SA. Por fim, o OMEL sa e o OMIP sgps também possuem participação na MIBGAS, S.A, que corresponde ao Operador do Mercado de gás natural da Península Ibérica [11].

A OMEL apresenta diversas funções tais como a gestão económica, a liquidação das operações de mercado ou a organização de leilões de produtos energéticos, entre outros. Por sua vez, o OMIE é responsável pela gestão do mercado ibérico diário e intradiário, onde são efetuadas as ações de compra e venda de energia provenientes dos agentes de mercado nas várias sessões. Já

o OMIP tem como competência a gestão dos mercados a prazo e juntamente com a OMIClear, permitiu a criação de uma plataforma para a negociação de produtos energéticos através do Mercado de Derivados. Adicionalmente, o OMIP fornece serviços de gestão e operação de soluções de mercado na área de energia e nas telecomunicações. Quanto ao OMIClear, este responsabiliza-se pelos serviços de liquidação e de compensação. Tanto o OMIP como o OMIClear, são alvos de supervisão contínua pela Comissão de Mercados de Valores Mobiliários, CMVM, de modo a serem respeitadas as obrigações estabelecidas [12], [13], [14].

Estas sociedades trabalham em conjunto, promovendo um mercado eficiente, transparente e competitivo e seguem a organização presente na Figura 2.7

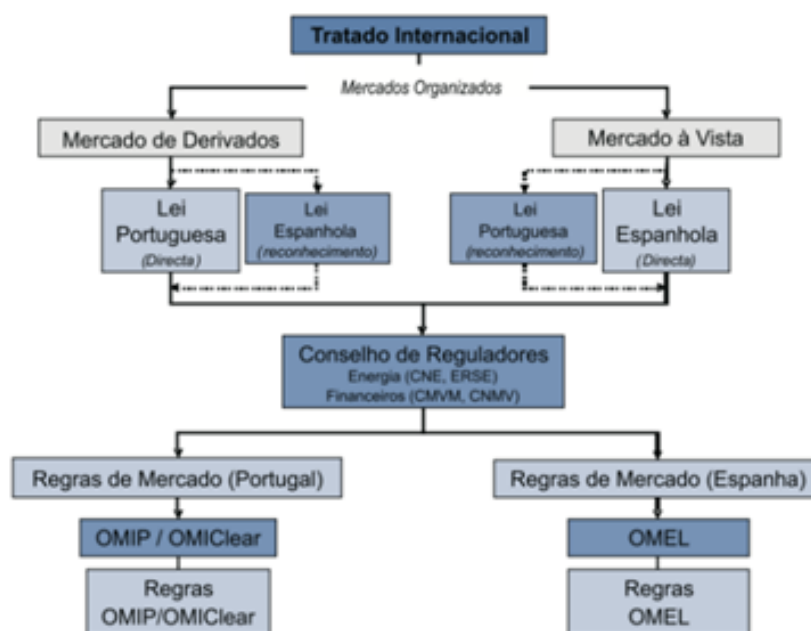


Figura 2.7: Estrutura do Operador do Mercado Ibérico [15]

2.3.2 Mercado Diário e Intradiário

O mercado diário tem como finalidade tratar das negociações de energia para o dia seguinte, através das ofertas de venda e de compra que são apresentadas pelos agentes de mercado para as 24 horas do dia seguinte. Desse modo, são feitas curvas agregadas das propostas de venda e de compra e a sua interseção fornece o preço para cada hora e a quantidade negociada. Relativamente à participação neste mercado, todas as unidades geradoras disponíveis que não estão associadas a contratos bilaterais, são obrigadas a participar. Também podem participar agentes comercializadores não residentes, desde que estejam autorizados para o fazer [16], [17].

Após o mercado diário, continua a ser possível negociar energia elétrica através do mercado intradiário, de forma contínua, ou nas diferentes sessões que ocorrem. O mercado intradiário é um mecanismo fundamental que permite aos vários agentes, reajustarem o programa proveniente do mercado diário face às suas necessidades em tempo real. Estes mercados estão divididos em 6

sessões de leilão, assim como num mercado contínuo a nível europeu. Este último surgiu através do Regulamento 2015/1222 da Comissão de 24 de julho de 2015 e tem por base um sistema informático em que nele está contida toda a informação sobre os mercados intradiários de cada país, assim como a disponibilidade de todas as interligações [18], [19].

Após ambos os mercados, diário e intradiário, os resultados são enviados para o devido Operador de Sistema com a finalidade de programar os processos de balanço [18], [19]. Para além destes mercados, também existem os mercados de Serviços de Sistemas, que ocorrem depois do mercado diário, e são responsáveis pela estabilidade e segurança da rede elétrica, garantindo o balanço entre consumo e produção. Desse modo, são negociados certos serviços, tais como a reserva secundária e a reserva terciária para alcançar essa estabilidade do sistema [20]. Estas reservas assim como os Serviços de Sistema, são abordados mais em detalhe no Capítulo 3.

2.3.3 *Market Splitting*

Com o aparecimento do MIBEL, um dos objetivos era a uniformização do preço de mercado energético entre Portugal e Espanha, contudo, nem sempre aconteceu essa situação, nomeadamente devido a restrições físicas como a capacidade técnica das interligações entre ambos os países. Por esse motivo, tornou-se importante adotar mecanismos para estas situações. O *market splitting* está relacionado com a divisão do mercado em duas áreas diferentes, cada uma com o seu preço, caso ocorra alguma restrição na capacidade de interligação entre Portugal e Espanha que origine situações de congestionamentos [21], [22]. Os congestionamentos podem ser divididos em três tipos [21]:

- Interno, ficando apenas afetada uma área;
- Inter-área, as duas áreas de controlo do MIBEL ficam afetadas, em concreto, a interligação de Portugal com Espanha;
- Extra-área, são afetadas áreas de controlo exteriores ao mercado ibérico, como a interligação com França ou Marrocos;

Relativamente aos congestionamentos internos, são resolvidos pelo Operador de Sistema do respetivo local afetado e para tal, podem ser efetuados redespachos para solucionar o problema. Contudo, para os outros tipos de congestionamentos, é necessária também a intervenção do Operador de Sistema das restantes áreas afetadas. Sendo assim e uma vez obtidos os resultados do mercado diário, é necessário avaliar se é ultrapassada a capacidade das interligações. Caso isso aconteça, cada área de controlo é tratada de forma diferente, com curvas agregadas de oferta de compra e de venda específicas para a hora do congestionamento. Por esse motivo, os preços nas duas áreas vão ser diferentes. No entanto, caso não ocorra nenhum congestionamento, o preço permanece o mesmo para Portugal e Espanha [21], [22].

Com o progressivo reforço das interligações entre Portugal e Espanha, assim como o aumento da produção dispersa, contribuíram para a diminuição de congestionamentos e dessa forma, o

mecanismo de *market splitting* passou a ser menos solicitado [8], [22]. Este processo de obtenção de um novo preço encontra-se resumido na Figura 2.8.

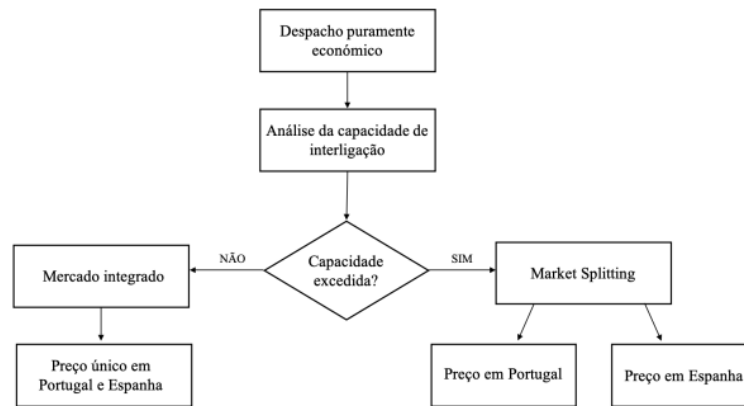


Figura 2.8: Fluxograma do processo de *Market Splitting* adotado no MIBEL [23]

2.4 Potência instalada e consumo de energia em Portugal em 2022 e objetivos futuros

Relativamente ao ano de 2022, foi finalmente ultrapassado o efeito da pandemia, tendo sido registado um consumo semelhante ao que foi registado em 2019. Em relação a 2021, cresceu 1.8%, atingindo um valor de 50.4 TWh. No entanto, este valor é cerca de 3.5% inferior ao máximo registado em 2010. Quanto à potência máxima pedida à rede elétrica, esta foi de 8595 MW, no mês de janeiro, numa altura de temperaturas baixas. No que diz respeito à produção, foi atingido um valor máximo de 11082 MW também no mês de janeiro, no entanto, o máximo histórico ocorreu em 2018, apresentando um valor de 11980 MW. Relativamente à potência instalada, foi atingido um valor de 20700 MW, em que 14716 MW estavam ligados à rede de transporte [24].

Relativamente à produção renovável, esta foi responsável pelo abastecimento de 49% do consumo, sendo que em condições climáticas mais favoráveis, este valor chegou aos 62%. Estes valores foram maioritariamente conseguidos graças à produção eólica e à produção hídrica, abastecendo cerca de 25% e 12% do consumo, respetivamente. Já os outros tipos de produção renovável, nomeadamente a fotovoltaica e a biomassa, abasteceram 5% e 7% do consumo total, respetivamente. Quanto ao gás natural, este foi responsável pelo abastecimento de 33% do consumo total, com a inclusão da cogeração e ciclo combinado. Por fim, Portugal apresentou um saldo importador pelo quarto ano consecutivo, equivalente a 18% do consumo [24].

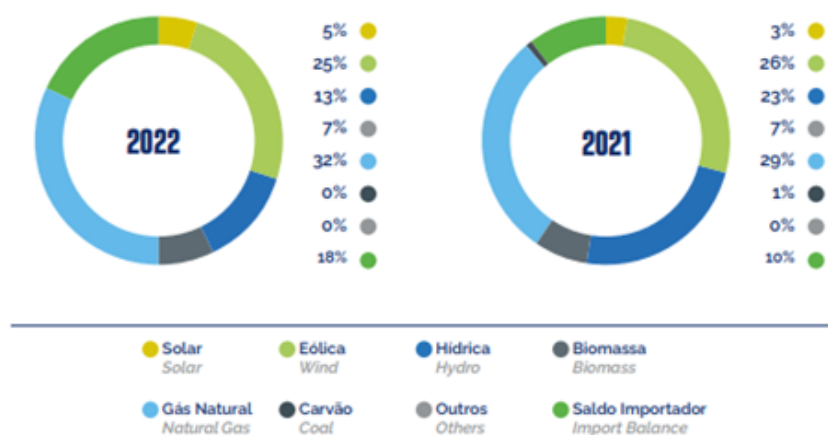


Figura 2.9: Repartição da produção em Portugal para 2021 e 2022 [24]

De modo a suportar o aumento da produção, foram concluídos painéis de linha de 400 kV nas subestações de Lagoaça, Falagueira, Estremoz, Sines e no posto de corte do Ribatejo. Para além disso, foram também concluídos mais dois painéis de 60 kV na subestação de Alcochete [24].

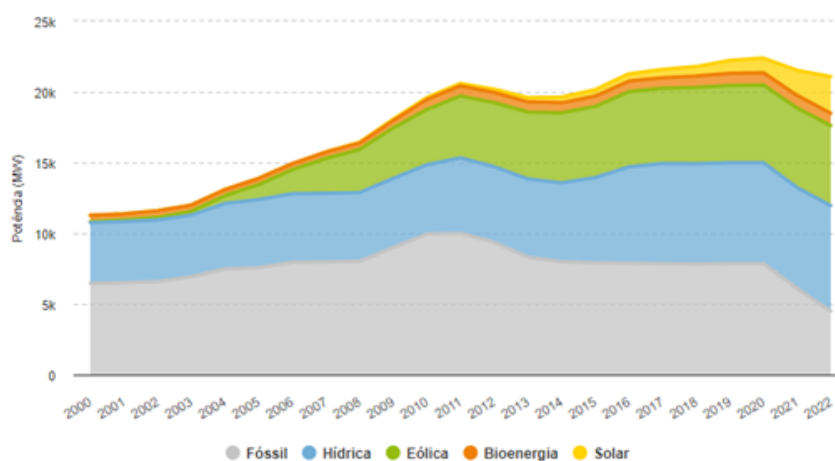


Figura 2.10: Evolução da potência instalada em Portugal [25]

De acordo com a Figura 2.10 é possível verificar um aumento da potência renovável instalada, especialmente a eólica. Pelo contrário e a partir de 2011, registou-se uma diminuição da potência fóssil instalada. Esta diminuição acentuou-se em 2021, após a desativação das centrais a carvão de Sines e do Pego [25].

2.4.1 Plano Nacional Energia e Clima 2030, PNEC 2030

O Acordo de Paris (AP) estabelecido em 2015 levou a uma mudança de paradigma na sociedade, reconhecendo o contributo de todos de modo a ultrapassar as alterações climáticas. Este acordo estabeleceu objetivos a longo prazo de modo a conter o aumento da temperatura média mundial e ultrapassar o desafio das alterações climáticas. No seguimento deste acordo, surgiram

pacotes estratégicos propostos pela Comissão Europeia, com o objetivo de dar resposta a este problema de escala global. Destes pacotes, de destacar o Pacote Energia Clima 2030, o Pacote Mobilidade Limpa e o Pacote Energia Limpa [26].

Em 2016 foi apresentado pela Comissão Europeia, o Pacote Legislativo "Energia Limpa para todos os Europeus", com a finalidade de promover a transição energética entre 2021 e 2030, respeitando o Acordo de Paris. Este pacote previa a elaboração do Plano Nacional de Energia e Clima, PNEC, por parte de cada estado-membro e que o apresentassem à Comissão Europeia. Adicionalmente e em 2016, através da Conferência das Partes (COP), Portugal desenvolveu o Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050, RNC2050, com o objetivo de atingir a neutralidade carbónica até 2050, apresentando um grande foco na redução das emissões de gases com efeito de estufa [26].

Em Portugal, a 10 de julho de 2020 foi aprovado o Plano Nacional Energia e Clima 2030, PNEC 2030. O PNEC é o principal instrumento de política energética para a década 2021-2030, com o objetivo de atingir a neutralidade carbónica, alinhado com as visões definidas no RNC2050. Este plano inclui uma caracterização do panorama português, incluindo cinco dimensões definidas no Regulamento da Governação da União da Energia e da Ação Climática: eficiência energética, descarbonização, segurança de abastecimento, mercado interno de energia e investigação, inovação e competitividade [26]. De acordo com estas cinco dimensões, o PNEC tem como base oito objetivos estratégicos, tais como [26]:

- Descarbonizar a economia: redução de emissões de gases com efeito de estufa na energia e indústria, agricultura e transportes;
- Promover a eficiência energética: redução do consumo de energia primária e priorizar um uso eficiente de recursos e promoção de edifícios de emissão zero;
- Promover as energias renováveis e reduzir a dependência energética;
- Segurança de abastecimento;
- Apostar na mobilidade sustentável: promover a mobilidade elétrica, assim como combustíveis alternativos limpos;
- Promover a agricultura sustentável;
- Desenvolvimento de uma indústria competitiva e inovadora: modernização da indústria, de modo a alargar a competitividade económica;
- Permitir uma transição justa e coesa: criação de condições equitativas para todos, combate à pobreza energética e promover o papel do cidadão na transição energética.

O PNEC 2030 foi alvo de revisão em 2023, estabelecendo metas ainda mais ambiciosas, de modo a reforçar o aumento da presença de renováveis na eletricidade [27]. Na Tabela 2.1, é possível ver as metas para a capacidade instalada em Portugal, de acordo com o PNEC 2030.

Tabela 2.1: Perspetivas para a capacidade instalada de acordo com o PNEC 2030 [26]

Fonte	2025	2030
Hídrica (GW)	8,1	8,1
da qual bombagem	3,6	3,9
Eólica (GW)	6,3	12,4
Eólica <i>onshore</i>	6,3	10,4
Eólica <i>offshore</i>	0,0	2,0
Solar Fotovoltaico (GW)	8,4	20,4
do qual centralizado	6,1	14,9
do qual descentralizado	2,3	5,5
Solar Térmico Concentrado (GW)	0	0,6
Biomassa/Biogás e resíduos (GW)	1,2	1,4
Geotermia (GW)	0,0	0,1
Ondas (GW)	0,0	0,2
Gás Natural (GW)	4,9	3,8
Produtos Petrolíferos (GW)	0,6	0,4
TOTAL (GW)	30	47

Segundo a Tabela 2.1, até 2030 irá ocorrer em particular um grande aumento na potência instalada renovável fotovoltaica e eólica, atingindo 12,4 e 20,4 GW respetivamente no final da década. Juntamente com este aumento na capacidade instalada, é também esperado 1 GW em baterias para armazenamento de energia. Todo este aumento da capacidade instalada da produção renovável até 2030, tem como objetivo promover uma indústria verde, refletindo a descarbonização do sistema elétrico e também pretende responder às necessidades energéticas futuras. De acordo com o PNEC, estima-se que o consumo de eletricidade para 2030 vai atingir os 100 TWh, duplicando assim o consumo registado em 2022. Por fim, perspectiva-se que 90% da eletricidade produzida no sistema elétrico português em 2030 seja de origem renovável, com destaque para a energia eólica e solar [26].

Capítulo 3

Serviços de Sistema

3.1 Aspetos gerais

Com a reestruturação do setor elétrico, aumentou a necessidade de promover uma maior fiabilidade e segurança no fornecimento de eletricidade. Esta revolução no setor levou ao aparecimento de novas estruturas e agentes, tais como o Operador de Sistema, juntamente com alterações das atividades de alguns elementos do sistema. Com o desmembramento da estrutura verticalmente integrada, originaram-se várias companhias responsáveis por vários setores, nomeadamente a produção, o transporte e a distribuição, assim como o aparecimento de entidades comercializadoras de energia e entidades reguladoras. Para além disso, de modo a corresponder a este aumento na necessidade de fiabilidade, estabilidade e segurança na rede elétrica, os Serviços de Sistema foram evoluindo, acompanhando a evolução do setor elétrico [28].

Na literatura relativa aos Serviços de Sistema, é possível verificar que não existe uma definição exata sobre o mesmo, sendo que alguns especialistas adotam diferentes definições, principalmente nos produtos que se encontram inseridos nesta categoria. De acordo com [29], os Serviços de Sistema podem ser definidos como produtos separados da produção de energia, que permitem a segurança e a fiabilidade do sistema elétrico. Estes Serviços de Sistema são compostos pelo controlo de frequência, controlo de tensão, gestão de desvios e *black start*. Em [30] a definição de Serviços de Sistema é idêntica, referindo que os Serviços de Sistema referem-se aos produtos necessários para garantir o correto funcionamento do sistema elétrico. Estes produtos podem ser agrupados em 4 conjuntos: controlo de frequência, controlo de tensão, *black start* e a resolução de restrições técnicas [30]. Para este trabalho, esta foi a definição utilizada.

A *European Network of Transmission System Operators for Electricity*, ENTSO-E, representa 40 Operadores de Sistema de 36 países europeus e teve origem em 2009 através da aprovação do Terceiro Pacote Legislativo da União Europeia, que tinha como finalidade a liberalização dos mercados de eletricidade e de gás na UE. A ENTSO-E promove a cooperação entre Operadores de Sistema e tem como principais objetivos garantir a segurança e fiabilidade no fornecimento de energia, integração de fontes de energia renováveis no sistema elétrico e a integração de um mercado interno de energia. Para tal, esta entidade estabelece códigos de rede europeus, desenvolve

planos de rede e a sua exploração, estabelece a cooperação técnica entre TSOs e publica relatórios relacionados com a geração de eletricidade [31]. Relativamente aos Serviços de Sistema, a ENTSO-E define normas e apresenta recomendações para os Operadores de Sistema seguirem, de modo a harmonizar o fornecimento deste tipo de serviços [32].

Neste capítulo, inicialmente são abordados estes serviços em maior detalhe, assim como as normas impostas pela ENTSO-E. De seguida, são abordados os Serviços de Sistema utilizados em Portugal e Espanha, juntamente com os seus métodos de contratação, de remuneração e instruções adotadas pelos Operadores de Sistema.

3.1.1 Resolução de restrições técnicas

Uma restrição técnica está relacionada com incidências entre a produção e transporte que, podem colocar em causa a qualidade e estabilidade do fornecimento de energia. A resolução de restrições técnicas tem como objetivo garantir a viabilidade dos programas que resultaram dos mercados diários e intradiários, juntamente com a operação em tempo real do sistema elétrico. Este processo baseia-se em ofertas provenientes dos agentes de mercado e decorre durante 3 fases diferentes, nomeadamente durante o mercado diário, intradiário assim como em tempo real. Neste tipo de serviço, normalmente recorre-se à mobilização de energia para os seguintes casos: reservas de regulação insuficientes, garantir a estabilidade no sistema, eliminação de desvios nas interligações, controlo de tensão ou sobrecargas na rede [33], [34], [35].

Uma vez que para o caso de Portugal e de Espanha os processos a adotar para a resolução de restrições são idênticos, este tópico é abordado com maior detalhe no subcapítulo 3.2 e 3.3, nomeadamente em relação às 3 fases distintas referidas que ocorrem para solucionar os problemas, que possivelmente podem aparecer.

3.1.2 Controlo de frequência

Um dos problemas mais recorrentes no sistema elétrico está relacionado com o balanço entre a produção e o consumo. Uma vez que ocorrem várias mudanças a nível de consumo, assim como a nível de produção devido a fontes de energia renováveis e projetos de armazenamento, é normal que a produção não coincida com o consumo. Por esse motivo, ocorrem oscilações nos valores da frequência que impedem a sua estabilização de forma adequada. Sendo assim, o controlo de frequência tenta a curto prazo, manter o equilíbrio entre a produção e o consumo assim como a frequência da rede elétrica no valor nominal e constante de 50 Hz, permitindo, no entanto, desvios mínimos. Para tal, este tipo de controlo utiliza as reservas de potência ativa com a finalidade de resolver este problema. Estas reservas são contratadas em mercados específicos ao final da tarde, no dia anterior ao dia de operação [35], [36].

De acordo com a ENTSO-E, as reservas podem ser do seguinte tipo [37]:

- Controlo de reserva primária, ou *Frequency Containment reserves*, FCR;
- Controlo de reserva secundária, ou *Automatic Frequency Restoration reserves*, aFRR;

- Controlo de reserva terciária. Neste tipo de controlo existem as reservas de reposição, ou *Replacement reserves*, RR.

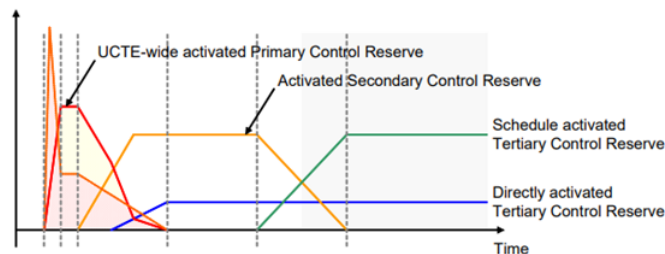


Figura 3.1: Ordem de ativação dos diferentes controlos de reserva [37]

Através da Figura 3.1, é possível observar a sequência temporal da ativação dos diferentes tipos de reserva para controlar desvios na frequência causados por distúrbios. Primeiramente, é ativado o controlo de reserva primária, de seguida o controlo de reserva secundária e, por fim, o controlo de reserva terciária.

O controlo de reserva primária tem como objetivo corrigir pequenos desvios entre a produção e o consumo e é de natureza descentralizada, utilizando os reguladores de velocidade dos geradores. Por este motivo, não é necessária nenhuma ação por parte do Operador de Sistema. Estas reservas são ativadas poucos segundos após um pequeno distúrbio e até que o incidente seja resolvido, no entanto, não costumam ser suficientes para resolver o problema, sendo necessário recorrer a outras reservas. A este tipo de controlo, tipicamente estão associados os custos relacionados com a operação, manutenção e eficiência das unidades. Para além disso, este tipo de controlo é de carácter obrigatório e não remunerado [35], [37].

A ENTSO-E impõe o valor de reserva primária a 3000 MW para cada ano, sendo este valor repartido pelos diferentes países pertencentes ao sistema elétrico europeu. O valor de reserva primária deve ser publicado, de forma anual, por cada Operador de Sistema e deve respeitar a seguinte expressão [35], [37]:

$$RP = \frac{E}{E_T} \times RP_T \quad (3.1)$$

Onde,

- RP Reserva de regulação primária exigida, em MW;
- E Energia produzida no ano anterior pelo sistema elétrico. Este valor inclui as exportações;
- E_T Energia total produzida no ano anterior pelo conjunto dos sistemas que compõem o sistema síncrono interligado europeu;
- RP_T Reserva mínima de regulação primária definida para o conjunto do sistema europeu sincronamente interligado de 3000 MW.

Como referido anteriormente, a reserva primária não é suficiente para repor o valor da frequência no seu valor nominal, sendo necessário recorrer à reserva secundária. O controlo de reserva secundária tem como objetivo garantir o balanço entre a geração e a produção dentro de uma área de controlo e restabelecer ou manter o valor nominal da frequência, sem prejudicar o controlo de reserva primária que é operado em paralelo. O controlo de reserva secundária está associado a um controlo centralizado e contínuo através do *Automatic Generation Control*, AGC, que tem a capacidade de alterar os *set points* das unidades geradoras, podendo modificar os valores da potência ativa fornecida. Deste modo, cada TSO tem à sua disposição uma banda de regulação secundária em que a potência ativa pode variar, tanto para subir como para descer. Por fim, este tipo de controlo é de carácter obrigatório para as unidades físicas capazes de prestar o serviço de regulação secundária, é remunerado e contratado em mercados específicos [35], [37].

A ENTSO-E define um valor de quantidade mínima recomendada de reserva secundária a contratar para cada hora, de acordo com a seguinte expressão [38]:

$$RS = \sqrt{a \times L_{max} + b^2} - b \quad (3.2)$$

Onde,

- RS Reserva de regulação secundária mínima recomendada, em MW;
- a Valor constante de 10, em MW;
- L_{max} Consumo máximo previsto, em MW;
- b Valor constante de 150, em MW.

A reserva terciária tipicamente é acionada manualmente pelos respetivos TSOs em caso de ativação esperada e prolongada da reserva secundária. É principalmente utilizada para libertar as reservas secundárias, mas também pode servir como complemento à reserva secundária após grandes incidentes, de modo a restaurar o valor da frequência e consequentemente, libertar também as reservas primárias. Estas reservas como já mencionado, podem ser ativadas de forma manual a qualquer altura ou então de forma programada [35], [37]. Este tipo de controlo é de carácter obrigatório e é remunerado através de mecanismos de mercado [30]. Na Figura 3.2 é possível analisar a relação entre os controlos de reserva e a frequência do sistema, assim como com o TSO [39].

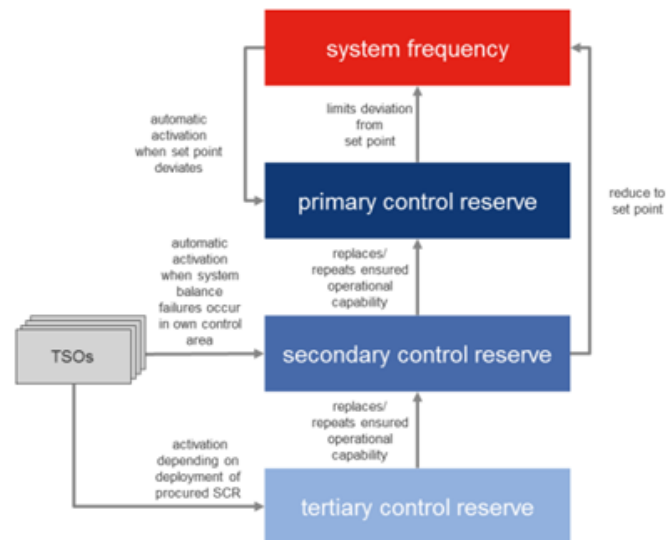


Figura 3.2: Função dos vários tipos de controle de reserva e a sua relação com o TSO [39]

No subcapítulo seguinte estes três controles de reserva são abordados em maior detalhe, nomeadamente como é feita a sua contratação e remuneração.

3.1.3 Controlo de tensão

No sistema elétrico a tensão varia de acordo com a topologia da rede, predominância de cargas, elevado trânsito de potência, comprimento das linhas ou ainda através de elevada absorção ou produção de potência reativa. Este serviço engloba um conjunto de medidas de controlo para estabilizar a tensão nos vários pontos da rede, de modo que esta se encontre dentro de valores aceitáveis de acordo com o estipulado, e que o equipamento ligado à rede elétrica possa funcionar de forma adequada de acordo com os seus fabricantes. No caso de redes de tensões superiores, como a rede de muito alta tensão ou de alta tensão, onde a reatância é predominante relativamente à resistência, o controlo de tensão é efetuado através da potência reativa. Sendo assim, são estrategicamente distribuídos ao longo da rede, equipamentos do tipo FACTS com a capacidade de fornecer ou absorver potência reativa, tais como SVCs ou STATCOMs. São usados também outros equipamentos para controlo de tensão, como por exemplo, baterias de condensadores ou transformadores com reguladores de tensão em carga. Adicionalmente, é também possível controlar a tensão através da excitação dos geradores, caso estes possuam um sistema automático de controlo de tensão [40], [41], [42].

Este serviço de sistema é obrigatório assim como não remunerado, em maior parte dos casos. Os principais custos devem-se a investimentos e à operação dos equipamentos, contudo é importante realçar os custos de oportunidade, dado o impacto que o fornecimento de energia reativa pode provocar, nomeadamente na produção de energia ativa [40].

3.1.4 *Black Start*

Situações de perda parcial ou total de energia devido a falhas na geração ou na rede de transporte, são cenários indesejáveis para os sistemas elétricos que podem resultar em grandes perdas económicas [41]. O *Black Start* ou Reposição de Serviço, trata-se da capacidade de um gerador passar de um estado inoperável, para um estado em que pode ser operado, sem auxílio de fontes de energia externas ou da rede elétrica [43]. Restaurar o sistema após um *blackout* ou um colapso necessita de um conjunto de ações coordenadas de vários componentes e torna-se bastante complexo dado os vários geradores existentes, cargas ou limitações técnicas da rede elétrica [44].

Para voltar a energizar a rede, são usados geradores auxiliares que estão dispersos geograficamente e quando arrancam, a energia é recuperada de forma progressiva. Adicionalmente, estas unidades devem ser capazes de fornecer ou absorver energia reativa, com a finalidade de controlar a tensão, enquanto ocorre a reposição de serviço. Sendo assim, o TSO deve identificar as unidades geradoras com capacidade de reposição de serviço na respetiva área de controlo e usar este serviço de modo a minimizar o tempo de energização do sistema [41], [43]. Este tipo de serviço, apesar de raramente utilizado, é bastante importante e útil, caso ocorram problemas severos no sistema que levem à perda parcial ou total do fornecimento de energia [43].

Por fim, o *Black Start* é um serviço obrigatório e não remunerado, sendo que os principais custos estão relacionados com investimentos nos devidos equipamentos, nomeadamente na manutenção e operação [30].

3.2 Serviços de Sistema em Portugal

De acordo com o Manual de Procedimentos de Gestão Global do Sistema, os Serviços de Sistema presentes em Portugal são os seguintes [35]:

- Regulação frequência/potência através das reservas primárias, secundárias e terciárias;
- Controlo de tensão;
- Reposição de serviço ou *Black Start*;
- Resolução de restrições técnicas internas;
- Gestão/resolução de desvios.

No Manual de Procedimentos de Gestão Global do Sistema encontram-se as regras a serem seguidas relacionadas com cada tipo de Serviço de Sistema, assim como a valorização e contratação dos mesmos, caso seja necessário. Através destes serviços mencionados, é possível garantir a fiabilidade, segurança e estabilidade do SEN, sendo necessário supervisionar certas variáveis, tais como a frequência, a tensão na RNT, os níveis de carga ou as reservas de regulação [35].

3.2.1 Resolução de restrições técnicas

A resolução de restrições técnicas tem como objetivo solucionar determinadas situações que possam colocar em causa o correto funcionamento do SEN, não garantindo estabilidade, fiabilidade e segurança. Estas ocorrências podem ser resolvidas através de ajustes nos programas de contratação. O processo para resolver estas restrições divide-se em 3 fases relativas ao mercado diário, intradiário e em tempo real. As restrições podem ocorrer devido a insuficiência de reservas secundárias e terciárias ou incumprimento de condições de segurança [35].

3.2.1.1 Resolução de restrições técnicas no mercado diário

Após o Operador de Sistema receber o programa diário base, juntamente com a informação relacionada com os contratos bilaterais físicos através dos agentes de mercado, é então publicado o Programa Diário Base de Funcionamento, PDBF. Este programa contém a produção de energia pelas diversas centrais e grupos geradores, assim como as importações e exportações de energia a cada hora. Com a publicação do PDBF, inicia-se o período onde podem ser feitas ofertas de modo a serem resolvidas restrições técnicas de operação [35].

Na sequência do mercado diário caso ocorram restrições técnicas de operação estas são resolvidas em duas fases. A Fase I tem como objetivo a modificação do PDBF por critérios de segurança, estabelecendo limitações necessárias para evitar o reaparecimento destas restrições na Fase II. Tendo as restrições identificadas, o Operador de Sistema deve analisar possíveis soluções para as resolver. Dessa forma, pode haver alterações na topologia da rede ou estabelecer incrementos ou reduções de energia programada no PDBF, caso a primeira solução não seja suficiente. Quanto à Fase II, esta consiste no reequilíbrio entre a geração e o consumo, sendo realizadas as devidas modificações que vão de acordo com as limitações do sistema. Nesta fase também ocorrem incrementos ou reduções da energia programada do PDBF [35].

3.2.1.2 Resolução de restrições técnicas no mercado intradiário

Restrições técnicas que resultam do mercado intradiário são solucionadas através da eliminação da oferta ou conjunto de ofertas que levaram à ocorrência destas violações técnicas. Desta forma, não ocorre nenhum custo adicional para o sistema [35].

3.2.1.3 Resolução de restrições técnicas em tempo real

O Gestor Global do Sistema analisa permanentemente o estado do SEN de modo a encontrar a violação de restrições técnicas para cada hora de programação. Caso ocorra uma restrição e para a solucionar seja necessário alterar os programas de uma ou várias unidades, devem ser implementadas soluções que apresentem o menor custo possível [35].

Para a resolução de restrições técnicas em tempo real é feita a mobilização de unidades físicas da mesma área, tanto a subir como a descer, ou através de ofertas de reservas de Restabelecimento

com ativação manual, mFRR. As ofertas de mFRR utilizadas nestas situações não são usadas para a definição do preço da energia mobilizada através de mFRR [35].

3.2.2 Controlo de frequência

A frequência do sistema elétrico português é de 50 Hz e, uma vez que se encontra interligado com o sistema europeu, as margens de variação da frequência devem obedecer a valores estabelecidos de modo a manter a frequência em todo o sistema europeu interligado entre si de forma síncrona. Contudo, caso o SEN esteja desligado do restante sistema elétrico europeu, os valores para as variações de frequência podem ser violados, de forma temporária [35].

3.2.2.1 Regulação Primária

Em Portugal, a regulação primária trata-se de um serviço de sistema obrigatório e não remunerado. Este serviço é prestado pelos geradores que se encontram em serviço, através da sua variação de potência de forma imediata graças aos reguladores de velocidade das turbinas, de modo a controlar as oscilações de frequência. Este controlo é ativado de forma descentralizada para possibilitar uma ação rápida face ao distúrbio, não sendo necessária a intervenção do Operador de Sistema. Adicionalmente, estas unidades geradoras estando ligadas à RNT, devem obrigatoriamente dispor de regulação primária. Sendo assim, estes geradores devem ser capazes de variar a sua potência em, pelo menos, 5% da potência nominal e o tempo de atuação deve ser de 15 segundos caso se trate de um desvio de frequência inferior a 100 mHz, ou então de forma linear entre 15 e 30 segundos para desvios entre 100 e 200 mHz [35].

3.2.2.2 Regulação Secundária

De modo a explorar devidamente o SEN, tanto do ponto de vista de segurança, como do ponto de vista económico, existe um regulador central com o objetivo de manter a frequência dentro dos limites definidos, assim como manter dentro dos limites aceitáveis o desvio das interligações face ao esperado, através da função de controlo potência - frequência. Sendo assim, este serviço está associado à telerregulação, é remunerado e possui um carácter obrigatório para as unidades físicas que possuem capacidades de regulação secundária e que estejam disponíveis. A atuação da regulação secundária não deve ultrapassar os 30 segundos e deve estar concluída, o mais tardar, em 5 minutos, no caso de perda de uma unidade de geração ou de armazenamento de energia [35].

Uma vez terminado o mercado diário e efetuados os procedimentos para a resolução de restrições técnicas, inicia-se o mercado destinado à contratação de reserva secundária. Neste tipo de mercado podem participar as unidades físicas que possuam uma capacidade total de regulação de, pelo menos, 1 MW e estejam devidamente habilitadas. O Operador de Sistema define e comunica a reserva secundária necessária que deve ser utilizada em regulação secundária e os Agentes de Mercado que possuam unidades aptas para este serviço, devem apresentar ofertas para o período de programação do dia seguinte. Para estabelecer estes valores de reserva secundária necessária,

o Operador de Sistema adota os critérios e recomendações da ENTSO-E, assim como a evolução do consumo ou a variabilidade da produção renovável [35].

As ofertas devem contemplar a banda de regulação secundária a subir e a descer, em MW, e o preço unitário da banda, em €/MW. Adicionalmente, deve ser respeitado um rácio entre a banda de regulação secundária a subir e a descer, sendo que a banda de regulação secundária a subir deve ser o dobro da banda de regulação secundária a descer, no entanto, existe uma tolerância de $\pm 5\%$. Desta forma, a banda de regulação secundária a subir deve representar $2/3$ da banda de regulação secundária total e a banda de regulação secundária a descer $1/3$ [35].

Após encerrado o período para a apresentação de ofertas, o Operador de Sistema deve realizar a contratação da banda de regulação secundária que apresente o menor custo para o sistema e satisfaça a necessidade estabelecida. Desse modo, a soma da banda de regulação secundária contratada deve encontrar-se em torno de $\pm 5\%$ da necessidade de banda de regulação secundária estabelecida pelo Operador de Sistema. Caso exista igualdade de custo entre ofertas, deve ser feita uma distribuição da banda secundária em função da banda apresentada por cada unidade. A banda secundária é valorizada ao preço da última oferta contratada para cada período de programação e a energia de reserva secundária que é mobilizada dentro desta banda é valorizada ao preço da energia de regulação terciária que foi contratada para o mesmo período [35].

3.2.2.3 Regulação Terciária

A necessidade da regulação terciária deve-se a distúrbios que causem desequilíbrios entre a produção e o consumo e consequentemente, esgotem as reservas primárias e secundárias. A reserva terciária, ou reserva de regulação, está relacionada com a variação de potência ativa, tanto a subir como a descer e que pode ser ativada através de ordens de despacho. Por este motivo, esta reserva tem como função restituir os níveis das outras reservas [35].

Tal como para a reserva secundária, a reserva terciária é contratada num mercado específico, depois do mercado diário, pelo Operador de Sistema, havendo indicações a seguir em relação a valores mínimos da reserva a subir e a descer. A reserva contratada a subir toma como referência a perda máxima de produção provocada pela falha de um gerador, acrescida em 2% do consumo previsto e 10% da produção eólica prevista. Já a reserva contratada a descer, toma como referência a perda máxima de bombagem provocada pela falha de um gerador, acrescida também em 2% do consumo previsto e 10% da produção eólica. Adicionalmente, dentro da regulação terciária existe outra reserva responsável por garantir o consumo e a estabilidade do sistema elétrico, caso ocorra um distúrbio que provoque desequilíbrios capazes de esgotar as reservas primárias, as reservas secundárias e as reservas de regulação terciárias. Por fim, esta regulação deve demorar, no máximo, 15 minutos a entrar em serviço e deve ser mantida, pelo menos, durante 2 horas consecutivas [35].

Todas as unidades físicas térmicas ou de fonte primária hidráulica de potência igual ou superior a 1 MW, são obrigadas a prestar este serviço. Sendo assim, os agentes que possuam este tipo de unidades devem apresentar propostas de banda de regulação terciária para o dia seguinte, discriminando a reserva a subir e a descer. Finalmente, este serviço é valorizado ao preço da última oferta aceite para cada hora do período de programação [35].

3.2.3 Controlo de tensão

Em funcionamento normal do SEN, a tensão nos vários nós da RNT deve encontrar-se dentro de determinados valores. Para além disso, e conforme o tipo de contingência, a tensão nesses casos deve também obedecer a valores máximos e mínimos. No entanto, para o caso das linhas de 60 kV, esses limites são determinados caso a caso, através de acordos com a entidade responsável pela distribuição de energia, de acordo com os termos do Regulamento da Qualidade de Serviço [35]. Na Tabela 3.1, estão presentes os limites de tensão em funcionamento normal da RNT.

Tabela 3.1: Limites de tensão na RNT em funcionamento normal [35]

Nível de tensão (kV)	Limite Mínimo (kV)	Limite Máximo (kV)
400	380	420
220	209	245
150	142	165

Como referido inicialmente, consoante o tipo de contingência, a tensão deverá obedecer diferentes valores máximos e mínimos. Caso ocorra uma falha simples num componente do sistema elétrico e adotando um critério N-1, não deverão ser produzidas sobrecargas permanentes das linhas da RNT nem nos transformadores. Contudo, podem ser admitidas sobrecargas transitórias durante um determinado período. Quando o regime permanente é novamente atingido, as tensões devem novamente respeitar um intervalo de valores, apresentados na Tabela 3.2 [35].

Tabela 3.2: Limites de tensão na RNT em regime permanente após uma falha simples [35]

Nível de tensão (kV)	Limite Mínimo (kV)	Limite Máximo (kV)
400	360	420
220	198	245
150	135	165

Quanto às linhas de 60 kV, são admitidas variações máximas de cerca de $\pm 5\%$ em torno dos 60 kV.

Em Portugal, este Serviço de Sistema é, de forma geral, obrigatório e não remunerado. Para tal, o Operador do Sistema supervisiona a tensão em tempo real, de modo a garantir que esta está dentro dos limites e que estejam reunidas as condições necessárias para um devido funcionamento do sistema elétrico, garantindo a sua segurança. O controlo de tensão pode ser efetuado a partir do controlo de potência reativa, através de vários equipamentos que se encontram dispersos pela rede [30]. Desse modo, o Operador do Sistema fornece em tempo real um conjunto de instruções fundamentais destas unidades de modo a controlar a tensão, tais como [35]:

- Alteração das tomadas nos transformadores;
- Ligar e/ou desligar as baterias de condensadores;

- Efetuar manobras das linhas da rede de transporte;
- Efetuar manobras nos dispositivos de compensação reativa ligados à RNT;
- Efetuar manobras nos elementos de compensação reativa ligados a enrolamentos terciários dos transformadores da RNT;
- Solicitar aos geradores, grupos de bombagem ou compensadores síncronos a absorção ou o fornecimento de potência reativa;

Por fim, o Operador de Sistema deve ser comunicado, o mais rapidamente possível, caso ocorra alguma situação que afete a disponibilidade dos dispositivos responsáveis pelo controlo de tensão. Este serviço também pode ser prestado de modo não obrigatório, através do estabelecimento de contratos bilaterais com produtores, resultantes de análises realizadas sobre necessidades de reativa em situações futuras [35].

3.2.4 Black Start

O *Black Start* ou Reposição de Serviço permite restaurar o sistema elétrico após um colapso total ou parcial do mesmo. Para tal, são desenvolvidos Planos de Reposição de Serviço de modo a alcançar novamente o estado normal de operação do SEN, após incidentes que tenham provocado o seu colapso. Nestes planos encontram-se descritos os procedimentos a adotar, caso ocorra uma perturbação que cause os efeitos anteriormente referidos. Por fim, este serviço é de carácter obrigatório e não remunerado [35].

3.2.5 Evolução da banda secundária contratada em Portugal

Na Figura 3.3 e na Figura 3.4 está representada a evolução da banda secundária em Portugal desde 2014 até 2023. Ao longo dos anos, é possível verificar aumentos na necessidade de banda secundária, assim como na banda secundária contratada anual e no seu valor médio. Este aumento pode estar relacionado com a evolução da potência renovável instalada, nomeadamente a potência eólica e solar, tal como observado no capítulo anterior na Figura 2.10. Sendo assim, os valores máximos relativos à contratação de banda secundária ocorreram em 2023. Observando a necessidade de banda face à banda contratada, é possível verificar que entre 2014 e 2018, ambos os valores eram praticamente iguais ou, por vezes, a banda contratada foi inferior à necessidade de banda. Já a partir de 2019, a banda contratada foi sempre superior à necessidade de banda. Este facto poderá estar relacionado novamente com o aumento da componente renovável e desse modo, a REN poderá ter optado por contratar mais banda face à volatilidade na produção, garantindo maior segurança para o sistema elétrico.

Valor Acumulado [GW]	2014	2015	2016	2017	2018
Necessidade de Banda	2256	2265	2280	2340	2437
Contratada	2254	2247	2283	2334	2419
Hídrica	2177	1573	1433	469	1019
Carvão	15	17	12	20	22
Gás natural	61	658	837	1742	1279
Valor Médio [MW]	257	257	260	266	276
Extraordinária [GW]	16	24	31	34	17
Preço Ponderado [€/MW]	24.6	20.2	16.5	13.5	12.0

Figura 3.3: Evolução da banda secundária e preço em Portugal entre 2014 e 2018 [45]

Valor Acumulado [GW]	2019	2020	2021	2022	2023
Necessidade de Banda	2 450	2 426	2 371	2 396	2 473
Contratada	2 485	2 505	2 436	2 457	2 565
Hídrica	558	654	896	409	1 525
Térmica	1 832	1 730	1 412	1 978	921
Valor Médio [MW]	284	285	278	280	293
Extraordinária	12	16	9	8	8
Preço Ponderado [€/MW]	8,09	8,41	23,18	39,85	37,99

Figura 3.4: Evolução da banda secundária e preço em Portugal entre 2019 e 2023 [46]

Relativamente ao preço da banda, este foi oscilando ao longo dos anos. O preço mais elevado foi de 39.85 €/MW no ano de 2022, já o menor preço foi de 8,09 €/MW no ano de 2019. Quanto à repartição de banda secundária contratada, é possível verificar que desde 2014 a 2016 assim como em 2023, a banda secundária contratada foi maioritariamente efetuada a unidades físicas hídricas. No entanto, desde 2019 até 2022, a banda secundária contratada foi maioritariamente efetuada a unidades físicas térmicas.

3.3 Serviços de Sistema em Espanha

No território espanhol e como já referido anteriormente, a *Red Eléctrica de España*, REE, é o Operador de Sistema e, por isso, responsável pela gestão dos Serviços de Sistema. De acordo com o estabelecido no *Real Decreto 1454/2005*, os Serviços de Sistema em Espanha são os seguintes [47]:

- Resolução de restrições técnicas no mercado diário, intradiário e em operação em tempo real;
- Controlo de tensão da rede de transporte;
- Reposição de serviço;
- Contratação dos serviços complementares, tais como a regulação primária, secundária e terciária;

- Gestão de desvios.

3.3.1 Resolução de restrições técnicas

Tal como em Portugal, a resolução de restrições técnicas pretende ultrapassar determinadas situações que possam colocar em causa o correto funcionamento do sistema elétrico, não garantindo estabilidade e fiabilidade. Estas situações podem ser resolvidas efetuando ajustes nos programas de contratação. O processo para resolver estas restrições é semelhante ao de Portugal, dividindo-se em 3 fases relativas ao mercado diário, intradiário e em tempo real. As restrições podem surgir devido a reservas secundárias e terciárias insuficientes, incumprimento de condições de segurança ou reservas insuficientes para controlo de tensão ou reposição de serviço [48].

3.3.1.1 Resolução de restrições técnicas no mercado diário

Às 11 horas de cada dia, o Operador de Mercado envia ao Operador de Sistema, os resultados provenientes do mercado diário e dos contratos bilaterais. De seguida, são efetuados os devidos estudos para garantir a viabilidade destes resultados e identificar possíveis violações de restrições de operação. Para garantir uma maior segurança, os programas resultantes são desagregados por conjuntos de unidades físicas, tais como [48]:

- Unidades de gestão hidráulica;
- Unidades correspondentes a uma central térmica composta por vários grupos;
- Unidades correspondentes a Produção em Regime Especial despacháveis;
- Unidades correspondentes a Produção em Regime Especial não despacháveis;
- Unidades correspondentes a centrais de bombagem.

Esta desagregação permite uma análise mais detalhada dos programas resultantes.

Depois do Operador de Mercado comunicar ao Operador de Sistema o PDBF, é possível apresentar propostas para a resolução de restrições técnicas de operação, sendo que este período termina 30 minutos após a publicação do PDBF. Estas ofertas podem ser opcionais para unidades de venda ou importadores de energia graças às interligações, ou então obrigatórias para os agentes que possuam unidades físicas no respetivo programa. As ofertas de compra de energia são obrigatórias para todas as unidades de venda, com a exceção das unidades de PRE de origem renovável. [48].

Em Espanha, o processo de restrições técnicas de operação no mercado diário divide-se em duas fases. A Fase I baseia-se em identificar as restrições técnicas que podem afetar a execução do PDBF e definir as alterações necessárias para solucionar estes problemas. Nesta fase também são estabelecidas condições que evitam o reaparecimento de restrições na Fase II. Na Fase II, é realizado o reequilíbrio entre o consumo e a geração, resultante das decisões adotadas na Fase I [48].

3.3.1.2 Resolução de restrições técnicas no mercado intradiário

Durante o mercado intradiário e neste processo, o sistema é analisado com a finalidade de identificar possíveis violações de restrições. Caso ocorram, procede-se à eliminação das ofertas que originaram estas restrições [48].

3.3.1.3 Resolução de restrições técnicas em tempo real

Para solucionar a ocorrência de violações de restrições técnicas em tempo real que levem a modificações nos programas de produção, devem ser usadas as ofertas de regulação terciária que se encontram disponíveis e que apresentam o menor custo para o sistema [48].

3.3.2 Controlo de frequência

Tal como em Portugal, a frequência do sistema elétrico espanhol é de 50 Hz e também se encontra interligado com o sistema europeu, pelo que as margens de variação de frequência devem respeitar limites estabelecidos. São consideradas variações de frequência normais aquelas que estão compreendidas entre 49.85 e 50.15 Hz. Caso uma parte da rede espanhola funcione em modo isolado, estes valores devem ser respeitados [49].

3.3.2.1 Regulação primária

Relativamente a Espanha, a regulação primária está associada à modificação da potência gerada pelos geradores, tanto a subir como a descer, de forma automática graças aos reguladores de velocidade existentes nessas unidades. A regulação primária é de carácter obrigatório e não remunerado e todas as unidades de produção devem ser capazes de prestar este serviço. Caso não seja possível, este serviço deve ser contratado a outro agente que tenha essa possibilidade [50].

Por fim, no território espanhol o Operador de Sistema deve comunicar a todos os intervenientes e até dia 31 de dezembro de cada ano, os requisitos de reserva de regulação primária que são estipulados pela ENTSO-E para o ano seguinte [50].

3.3.2.2 Regulação secundária

O serviço de regulação secundária é assegurado pelas unidades físicas que estão habilitadas pelo Operador de Sistema e que se encontrem disponíveis para prestar o serviço [51].

Todos os dias, o Operador de Sistema estabelece a necessidade de banda de regulação secundária para as horas do dia seguinte e também estabelece a relação de reserva a subir e a descer para cada zona de regulação, assim como o valor máximo e mínimo da margem de regulação secundária que é admitido em cada oferta. Deste modo, cada agente que detenha uma unidade com a capacidade de regulação secundária, apresenta uma proposta de oferta de banda de regulação secundária, em MW, juntamente com o preço, em €/MW, para cada período horário do dia seguinte [51].

Para efetuar a contratação da banda secundária, o Operador de Sistema deve optar sempre pelas ofertas que apresentam o menor custo para o sistema. Adicionalmente, devem ser seguidos

alguns critérios tais como o cumprimento da relação entre a reserva a subir e a descer estabelecida para cada zona de regulação, a repartição de potência em caso de igualdade de preço das ofertas e a soma total da banda de regulação secundária contratada deve estar compreendida entre +/- 10% da necessidade de banda total definida pelo Operador de Sistema [51].

Tal como em Portugal, o serviço de regulação secundária é remunerado através de duas componentes, a disponibilização da banda e a mobilização de energia. A banda contratada deve ser remunerada ao preço da última oferta que tenha sido aceite. Já a outra componente, é valorizada através da energia mobilizada dentro da banda de regulação e ao preço marginal obtido para o mercado de regulação terciária para a hora em questão [51].

3.3.2.3 Regulação terciária

A regulação terciária tem como objetivo repor os valores da reserva de regulação secundária que tenham sido utilizados através de alterações dos programas de funcionamento de determinadas unidades físicas geradoras ou de consumo, nomeadamente para bombagem [52].

Este serviço apresenta um carácter obrigatório e é contratado num mercado específico. Todas as unidades de produção estão obrigadas a apresentar ofertas que incluam a reserva terciária disponível, tanto a subir como a descer, para cada hora do dia seguinte [52].

O valor de reserva mínimo para a regulação terciária a subir para cada hora corresponde à perda máxima de produção provocada diretamente por uma falha simples no sistema elétrico, acrescido de 2% do valor da procura prevista para cada hora. Quanto à reserva a descer, o valor pode variar entre 40% a 100% do valor da reserva a subir. Todos estes valores são definidos e depois publicados pelo Operador do Sistema para todas as horas do dia seguinte [52].

Todas as ofertas aceites são valorizadas ao preço da última oferta contratada para cada hora do período de programação [52].

3.3.3 Controlo de tensão

Em funcionamento normal, a tensão em vários nós da rede de transporte do sistema elétrico espanhol deve respeitar determinados valores. Adicionalmente, consoante o tipo de contingência, a tensão em cada nó da rede deve também obedecer a limites máximos e mínimos. Na Tabela 3.3, encontram-se os valores limite para a tensão na rede de transporte espanhola.

Tabela 3.3: Limites de tensão na rede de transporte espanhola em funcionamento normal [53]

Nível de tensão (kV)	Limite Mínimo (kV)	Limite Máximo (kV)
400	390	420
220	205	245

Como referido inicialmente, consoante o tipo de contingência, a tensão deverá obedecer diferentes valores máximos e mínimos. Caso ocorra uma falha simples num componente do sistema

elétrico e adotando um critério N-1, não deverão ser produzidas sobrecargas permanentes das linhas da rede de transporte nem nos transformadores. Contudo, podem ser admitidas sobrecargas transitórias durante um determinado período. Quando o regime permanente é novamente atingido, as tensões devem novamente respeitar um intervalo de valores, apresentados na Tabela 3.4 [53].

Tabela 3.4: Limites de tensão na rede de transporte espanhola após uma falha simples [53]

Nível de tensão (kV)	Limite Mínimo (kV)	Limite Máximo (kV)
400	375	420
220	205	245

O serviço de controlo de tensão consiste num conjunto de medidas sobre os equipamentos de produção ou absorção de potência reativa, tais como geradores ou baterias de condensadores, ou outros elementos como transformadores com regulação em carga, que mantêm a tensão da rede de transporte dentro de valores estabelecidos [53].

Este serviço contém uma componente mínima de carácter obrigatório para grupos geradores com uma capacidade de produção igual ou superior a 30 MW, empresas de transporte, operadores das redes de distribuição ou consumidores qualificados que não tenham contratos de fornecimento de energia elétrica ao abrigo da tarifa regulada e que estejam ligados diretamente à rede de transporte com uma potência contratada igual ou superior a 15 MW. A componente mínima é valorizada de acordo com a produção e absorção de energia reativa. Para além desta componente, existe outra mas de carácter opcional. Todos os consumidores qualificados, produtores ou gestores de rede de distribuição podem oferecer mais recursos que ultrapassem a componente mínima. Estas ofertas adicionais são remuneradas de acordo com preços previamente acordados [53].

3.3.4 *Black Start*

Em Espanha, o *Black Start* ou Reposição de Serviço é um serviço de carácter obrigatório e não remunerado. O seu funcionamento é idêntico ao de Portugal, existindo inclusive uma cooperação entre ambos os países através dos Operadores de Sistema. Desse modo, são tomadas em conjunto todas as medidas necessárias caso ocorra um *blackout* geral, com a finalidade de facilitar e agilizar a reenergização dos sistemas elétricos [30].

3.3.5 Evolução da banda secundária contratada em Espanha

Na Figura 3.5 e na Figura 3.6 está representada a evolução da banda secundária contratada e do seu preço médio em Espanha desde 2014 até 2023.

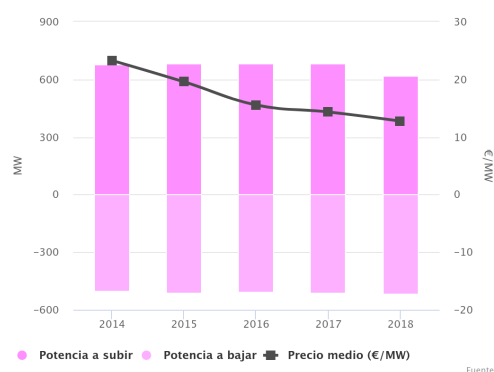


Figura 3.5: Evolução da banda secundária contratada e preço em Espanha entre 2014 e 2018 [54]

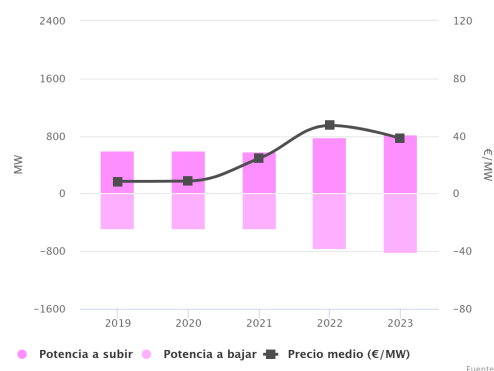


Figura 3.6: Evolução da banda secundária contratada e preço em Espanha entre 2019 e 2023 [54]

Primeiramente, é possível verificar que no caso de Espanha e como já mencionado, a relação entre a banda a subir e a banda a descer não é igual à de Portugal. Neste caso, estes valores são mais próximos. Desde 2014 até 2021, é possível analisar que o valor da banda a subir é ligeiramente superior à banda a descer. No entanto, em 2022 e em 2023 estes valores foram praticamente iguais, apresentando uma relação quase unitária. Adicionalmente, entre 2014 e 2021, os valores de banda anual média estiveram compreendidos entre 1070 MW e 1200 MW. Contudo, a partir de 2022, registou-se um aumento considerável, passando para 1554 MW. O valor mínimo de banda anual foi registado em 2020, cerca de 1086 MW e o valor máximo em 2023, cerca de 1646.7 MW. O aumento da banda secundária contratada pode estar relacionado com o aumento da capacidade renovável instalada, como se verifica na Figura 3.7 com o acréscimo da variabilidade de produção de energia elétrica em muitas unidades.

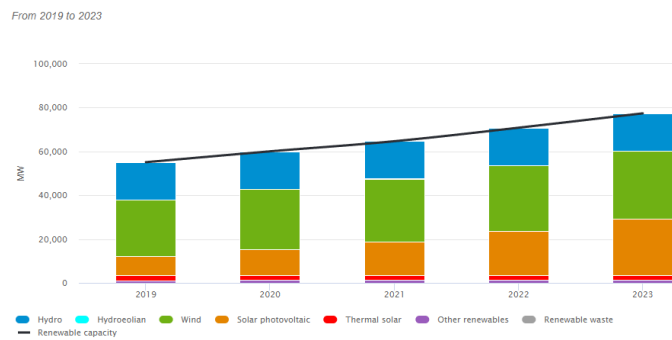


Figura 3.7: Evolução da capacidade renovável instalada em Espanha [55]

O aumento da produção de origem renovável, principalmente energia de fonte fotovoltaica, poderá ter provocado este aumento na contratação da banda secundária. A potência fotovoltaica instalada passou de 8748 MW, em 2019, para 25775 MW em 2023 [55].

Relativamente ao preço da banda, este foi oscilando entre 8 €/MW e 23 €/MW entre 2014 e 2021, mas a partir de 2022, este preço ultrapassou os 40 €/MW. O preço mínimo foi registado em 2019, cerca de 8.49 €/MW, e o máximo em 2022, cerca de 47.34 €/MW. Uma das razões que pode explicar o aumento de preço estará certamente associada ao aumento da banda contratada que implica a aceitação de propostas com preço mais elevado.

Capítulo 4

Metodologia Implementada

Neste capítulo pretende apresentar-se a ferramenta desenvolvida para calcular o preço de banda, assim como a banda secundária contratada. Esta ferramenta dispõe de outras funcionalidades que estão descritas no subcapítulo 4.1 e que se tornam fundamentais para avaliar o impacto de novos projetos, nomeadamente de armazenamento, no preço e na contratação da banda secundária. Sendo assim, esta aplicação procura replicar com exatidão o processo de contratação da banda secundária efetuado todos os dias pela REN. Adicionalmente, é também analisada a relação entre a banda secundária contratada e a produção renovável, uma vez que a última pode influenciar a banda a contratar, dado o seu carácter de natureza volátil. Para isso, são avaliados os dados mensais ao longo de vários anos e perceber se existe alguma relação entre eles.

4.1 Ferramenta desenvolvida para cálculo da banda secundária contratada e preço

4.1.1 Modelo matemático aplicado

O aspeto mais relevante desta aplicação é o cálculo do preço da banda secundária, assim como a respetiva banda secundária contratada. Sendo assim, para cada hora simulada é feita a minimização do custo de contratação de banda de regulação secundária, Z , dado pela soma do produto entre cada oferta de banda secundária apresentada e o respetivo preço. Este modelo pode ser expresso através de um problema de otimização, sujeito a restrições operacionais. Sendo assim, o modelo pode ser definido da seguinte forma:

$$\min Z = \sum_{j=1}^{N_G} C_{Gj}^{of} \times P_{Gj} \quad (4.1)$$

Esta função objetivo encontra-se sujeita às seguintes restrições

$$0 \leq P_{Gj} \leq P_{Gj}^{max} \quad (4.2)$$

$$\sum_{j=1}^{N_G} P_{Gj} = Nt \quad (4.3)$$

Em que:

- Z Função que representa o custo de contratação, em €;
 Nt Necessidade total de banda, em MW;
 P_{Gj} Potência casada da licitação de venda, j, em MW;
 P_{Gj}^{max} Banda secundária total ofertada, em MW;
 N_G Número total de ofertas de banda;
 C_{Gj}^{of} Preço da banda proposto pela unidade j, em €/MW;

A restrição 4.2 limita a potência casada de cada oferta, não ultrapassando o que foi ofertado por cada unidade. Por sua vez, a restrição 4.3 garante que a soma da potência casada das ofertas de banda secundária seja igual à necessidade de banda total definida pelo Operador de Sistema.

Para melhor compreensão do modelo aplicado, apresenta-se em seguida um exemplo sobre a contratação de banda secundária para uma determinada hora.

Para tal, é necessário consultar os dados fornecidos pela REN relativos às ofertas de banda secundária assim como a necessidade de banda para uma determinada hora de um certo dia. Consultando o site da REN para o dia 1 de janeiro à hora 1, temos as ofertas de banda secundária presentes na Tabela 4.1

Tabela 4.1: Ofertas de banda secundária para o dia 1 de janeiro à hora 1

Unidade Física	Quantidade Subir (MW)	Quantidade Descer (MW)	Preço (€/MW)
ALQUE	11.00	5.50	28.57
ALQUE	80.00	40.00	0.00
ALQUE	20.00	10.00	52.00
ALQUE	16.00	8.00	62.14

De seguida é necessário agrupar a quantidade a subir e a quantidade a descer e ordenar as ofertas por ordem crescente de preço.

Tabela 4.2: Ofertas de banda secundária ordenadas por preço crescente para o dia 1 de janeiro à hora 1

Unidade Física	Quantidade Total (MW)	Preço (€/MW)
ALQUE	120.00	0.00
ALQUE	16.50	28.57
ALQUE	30.00	52.00
ALQUE	24.00	62.14

Depois é necessário consultar também a necessidade de banda para o respetivo dia, neste caso, a necessidade de banda total para o dia 1 de janeiro à hora 1 é de 233.3 MW. Deste modo, é possível construir a curva agregada das ofertas de banda e efetuar a respetiva interseção com a reta vertical determinada pela necessidade de banda secundária total, tal como se demonstra na Figura 4.1. O resultado deste interseção, dá origem ao preço da banda para a determinada hora, assim como a banda contratada. Neste caso, foram contratados 233.3 MW a um preço de 62.14 €/MW. Destes 233.3 MW, 2/3 são destinados à reserva secundária a subir e o restante 1/3 à reserva a descer.

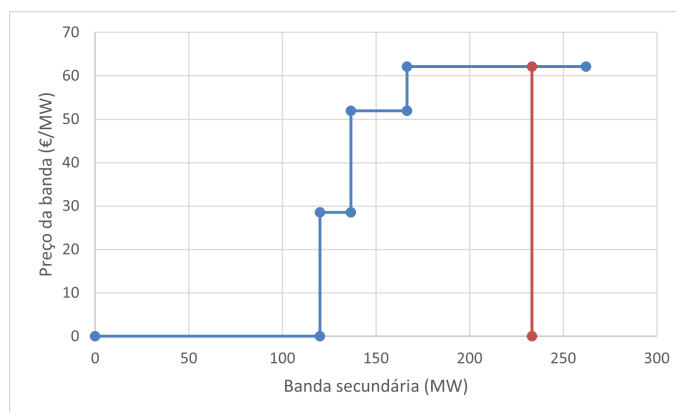


Figura 4.1: Interseção entre a curva agregada das ofertas de banda e a necessidade de banda para o dia 1 de janeiro à hora 1

Este modelo de contratação traduz portanto um mercado com comprador único, o Operador de Sistema, que em cada hora pretende adquirir um volume pré determinado do produto em negociação. Este tipo de contratação está, portanto, associado a um produto que é inelástico ao preço, isto é, o Operador de Sistema fica implicitamente disponível para pagar o preço que for necessário para assegurar o aprovisionamento do volume de banda secundária pretendida para cada hora.

4.1.2 Modificação do modelo apresentado

De forma a obter um modelo que replique com a maior exatidão possível os valores reais obtidos no mercado de banda secundária é necessário modificar o modelo apresentado no subcapítulo anterior. Sendo assim, foi desenvolvido um algoritmo que tem por base esse modelo e que foi implementado através da linguagem *Python*.

Inicialmente, o modelo recebe a informação sobre as propostas de oferta de banda secundária através de um ficheiro *Excel*. O ficheiro deve conter os seguintes parâmetros:

- Data de cada oferta de banda;
- Hora correspondente a cada oferta de banda;
- Unidade Física que oferta a banda;
- Capacidade de banda de regulação secundária a subir, em MW;
- Capacidade de banda de regulação secundária a descer, em MW;
- Preço da banda, em €/MW;

Adicionalmente, é também enviada a informação sobre a necessidade de banda a subir e a descer para cada hora de cada dia, em MW, definida pela REN. De seguida, foi necessário acrescentar uma condição ao modelo, visto que a banda total ofertada nem sempre é igual ou superior à necessidade total da banda. Por esse motivo, foi acrescentada uma condição em que todas as propostas de banda fossem aceites, caso a necessidade de banda total fosse superior à banda total ofertada para uma específica hora. Verificada essa condição, de seguida é calculado o preço de banda e a quantidade de banda a contratar, seguindo o modelo matemático apresentado no subcapítulo anterior.

Analisando os dados horários da contratação da banda secundária fornecidos pela REN, é possível verificar que, na maior parte dos casos, a banda secundária contratada não coincide com a necessidade de banda. Para além disso, em várias situações ocorre a contratação na sua totalidade de cada proposta de oferta de banda. Por esse motivo, foi adicionada outra condição para esse efeito. Sendo assim e respeitando a condição presente no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema, são contratadas na totalidade todas as ofertas, caso o somatório da banda se encontre no intervalo de $\pm 5\%$ em torno da necessidade total de banda secundária. Se esta situação não ocorrer, a última oferta é aceite de forma parcial de modo a obedecer à necessidade de banda secundária definida como estabelecido na restrição 4.3.

Este novo modelo segue então a seguinte estrutura:

- 1 Ler a informação relativa às ofertas de banda secundária e necessidade de banda para uma determinada hora;
- 2 Verificar se a banda total ofertada é superior à necessidade de banda, se tal se verificar continuar para o ponto 3. Caso a banda ofertada seja inferior, todas as propostas são aceites, o preço da banda é o da proposta mais cara e regressar ao ponto 1;
- 3 Calcular o preço e banda a contratar através da minimização do custo da contratação da banda de regulação secundária;

- 4 Verificar se o somatório de ofertas na totalidade se encontra no intervalo de $\pm 5\%$ em torno da necessidade total de banda. Caso o somatório se encontre entre 95% da necessidade da banda e o valor da necessidade total, então a última proposta é excluída. Caso o somatório se encontre entre o valor da necessidade e 105% da necessidade de banda, então a última proposta é contratada na totalidade e não de forma parcial. Caso o valor do somatório de ofertas na sua totalidade não se encontre nesse intervalo, então as propostas devem ser contratadas de modo a satisfazer a necessidade de banda, já obtidas no ponto 3.

4.1.3 Validação do modelo

O desenvolvimento de um modelo que replique com exatidão a contratação de banda secundária para cada hora foi essencial para o desenvolvimento do trabalho. Após o aperfeiçoamento do modelo, de modo a seguir as regras presentes no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema [35], foi necessário executar a sua validação, comparando com os valores reais contratados pela REN. Sendo assim, foram feitas várias simulações para diferentes anos para verificar se o modelo conseguia replicar os valores obtidos no mercado de reserva secundária. Para avaliar os resultados obtidos, foi calculado o erro absoluto para todos os valores mensais de cada ano.

Inicialmente, foi calculado o erro absoluto para o modelo inicial referente ao ano de 2022. Com o modelo inicial descrito na secção 4.1.1, o erro absoluto médio obtido para o preço da banda foi de 2.12% e para a banda secundária contratada foi de 3.94%. Por sua vez, com o modelo aperfeiçoado, os erros foram de 1.15% e 1.69%, respetivamente. Sendo assim, pode-se concluir que o novo modelo conduziu a melhores resultados, representando com maior precisão a contratação de banda secundária.

Foram feitas simulações para os anos compreendidos entre 2012 e 2022, contudo, neste subcapítulo estão presentes apenas as que foram efetuadas entre 2019 e 2022. As restantes simulações encontram-se no final do documento, nos Anexos. Os resultados obtidos com o modelo aperfeiçoado encontram-se nas Tabelas 4.3, 4.4, 4.5 e 4.6.

Tabela 4.3: Valores médios mensais do preço e banda contratada real e simulada para 2019

Mês	Preço Simulado	Preço Real	Erro (%)	Banda Simulada	Banda Real	Erro (%)
Janeiro	8.57	8.57	0.01	303.94	302.52	0.05
Fevereiro	8.58	8.60	0.24	297.34	299.27	0.06
Março	9.41	9.41	0.02	273.64	276.02	0.09
Abril	11.51	11.51	0.00	268.24	267.57	0.02
Maio	8.69	8.66	0.40	273.04	271.16	0.07
Junho	5.50	5.52	0.26	272.82	270.88	0.07
Julho	5.08	5.03	1.02	272.67	279.60	0.25
Agosto	4.85	4.85	0.16	261.14	262.40	0.05
Setembro	5.94	5.97	0.65	265.6	273.64	0.29
Outubro	6.86	6.85	0.13	287.23	285.19	0.07
Novembro	9.97	9.99	0.24	294.82	301.31	0.22
Dezembro	13.82	13.82	0.00	296	299.99	0.13

Tabela 4.4: Valores médios mensais do preço e banda contratada real e simulada para 2020

Mês	Preço Simulado	Preço Real	Erro (%)	Banda Simulada	Banda Real	Erro (%)
Janeiro	7.09	7.09	0.00	320.40	321.07	0.21
Fevereiro	7.61	7.61	0.00	304.66	304.23	0.14
Março	7.65	7.66	0.05	289.84	290.58	0.25
Abril	8.32	8.32	0.02	255.5	260.15	1.79
Maio	7.25	7.26	0.17	253.12	256.49	1.31
Junho	8.13	8.14	0.15	263.28	265.16	0.71
Julho	7.33	7.33	0.09	289.52	288.15	0.48
Agosto	7.18	7.19	0.11	260.49	261.07	0.22
Setembro	8.56	8.48	0.92	283.90	284.44	0.19
Outubro	11.66	11.62	0.35	274.70	275.49	0.40
Novembro	11.66	11.71	0.37	289.29	294.03	1.61
Dezembro	10.89	10.89	0.05	297.89	299.97	0.69

Tabela 4.5: Valores médios mensais do preço e banda contratada real e simulada para 2021

Mês	Preço Simulado	Preço Real	Erro (%)	Banda Simulada	Banda Real	Erro (%)
Janeiro	16.01	15.96	0.28	291.06	291.39	0.11
Fevereiro	26.61	26.61	0.00	281.15	285.79	1.63
Março	13.34	13.34	0	283.25	285.01	0.62
Abril	12.2	12.21	0.08	264.80	272.17	2.71
Maio	21.83	21.86	0.12	268.17	270.86	0.99
Junho	15.65	15.68	0.17	271.21	273.01	0.66
Julho	16.88	16.94	0.36	262.9	269.15	2.32
Agosto	26.40	26.25	0.57	259.24	261.53	0.88
Setembro	24.55	24.85	1.22	277.84	281.75	1.39
Outubro	41.77	41.71	0.14	276.47	277.23	0.27
Novembro	33.84	33.65	0.56	286.42	286.48	0.09
Dezembro	34.76	35.16	1.15	269.41	271.5	0.77

Tabela 4.6: Valores médios mensais do preço e banda contratada real e simulada para 2022

Mês	Preço Simulado	Preço Real	Erro (%)	Banda Simulada	Banda Real	Erro (%)
Janeiro	25.24	25.28	0.14	279.03	283.60	1.61
Fevereiro	26.83	26.80	0.08	273.66	276.48	1.02
Março	45.71	45.61	0.23	271.92	274.70	1.01
Abril	52.88	52.89	0.02	267.39	269.39	0.74
Maio	39.38	38.98	1.02	269.83	269.41	0.16
Junho	44.15	44.42	0.61	278.18	280.47	0.82
Julho	40.9	40.86	0.10	283.46	285.9	0.85
Agosto	41.09	41.10	0.03	268.54	273.24	1.72
Setembro	36.91	36.06	2.38	278.12	277.86	0.09
Outubro	42.94	42.90	0.09	279.26	281.57	0.82
Novembro	39.97	40.10	0.33	291.83	293.72	0.64
Dezembro	50.20	50.11	0.18	285.63	287.80	0.75

Pela observação das Tabelas 4.3, 4.4, 4.5 e 4.6, é possível concluir que o modelo desenvolvido originou resultados bastante próximos dos valores reais registados e, em alguns casos, resultados iguais. Os casos que apresentam resultados diferentes, devem-se à contratação de banda extraordinária ou à adoção de mecanismos que não estão presentes no Manual de Procedimentos de Gestão Global do Sistema. Nesse aspeto, não existe uma transparência completa nos critérios utilizados, sendo que, por vezes, não são respeitadas certas condições, tais como o rácio entre a reserva a subir e a descer e o intervalo de $\pm 5\%$ em torno da necessidade total de banda secundária definida.

4.1.4 Funcionalidades adicionais da ferramenta desenvolvida

A ferramenta desenvolvida, para além de simular a contratação de banda secundária, também possui outras funcionalidades que permitem simular outros casos de estudo. Essas funcionalidades são as seguintes:

- **Alteração das ofertas de banda secundária:** capacidade de alterar a quantidade ofertada de cada unidade física e de seguida é efetuado o novo cálculo do preço e banda contratada;
- **Introdução de novas propostas:** capacidade de introduzir novas propostas em várias horas do ano, com diferentes preços e quantidades e depois é realizado o cálculo do novo preço e banda contratada;
- **Cálculo do preço e banda contratada para 2030:** nesta funcionalidade é possível alterar os valores da necessidade de banda e de seguida é realizado um novo cálculo para determinar o preço e a banda contratada. Esta funcionalidade pode ser intercalada com as funcionalidades anteriores, ou seja, para este caso podem ser introduzidas novas propostas e também podem ser alteradas as ofertas de banda.

Para a funcionalidade do cálculo do preço e banda contratada para 2030, inicialmente foi necessário estimar a necessidade de banda para todas as horas, de modo a ser possível efetuar a interseção da curva agregada das propostas de oferta de banda com a curva vertical relativa à necessidade de banda secundária.

Uma primeira abordagem consistiu no desenvolvimento de um modelo de previsão simples para todas as horas de 2030 através de uma rede neuronal, com o auxílio do programa *MATLAB*. Para a rede neuronal foi necessário fornecer os *inputs* e os *outputs*, de forma a treinar a rede, obtendo o modelo de previsão. Como *output* foi considerada a necessidade de banda ao longo dos anos e para *inputs* foram testadas as seguintes variáveis, tais como:

- Produção renovável horária: produção eólica, produção fotovoltaica horária e produção hídrica;
- Dados cronológicos: hora, mês, dia da semana e ano;
- Consumo horário.

Os dados fornecidos referem-se aos anos desde 2012 até 2022, isto porque desta forma a rede neuronal podia acompanhar o crescimento da componente renovável do parque produtor. Como critério de avaliação do modelo usou-se o *Mean Squared Error*, MSE, fornecido pelo *MATLAB*, em valor absoluto, após efetuado o treino da rede. O MSE permitia analisar se cada variável introduzida no modelo, produzia um melhor resultado. Se o MSE subisse, a variável era excluída, se o MSE descesse, então a variável utilizada era mantida no modelo. Sendo assim e após vários testes, o modelo que produziu os melhores resultados era composto pelo consumo, produção fotovoltaica horária e a hora do dia. Seguidamente, este modelo foi testado considerando os dados de 2023, tendo sido obtido um erro médio absoluto de 7% face aos valores reais horários da necessidade de banda.

Para aplicar este modelo para 2030 foi então necessário obter estimativas dos valores do consumo horário e da produção fotovoltaica, visto que foram os *inputs* utilizados anteriormente, juntamente com a hora do dia. Para o consumo em 2030, assumiu-se que o perfil de cargas se mantém igual ao de 2022 e seguiu-se as previsões do PNEC 2030, em que se admite que o consumo irá duplicar. Sendo assim, os valores do consumo horário em 2022 foram duplicados e fornecidos ao modelo de previsão. Quanto à produção fotovoltaica, seguiu-se um dos objetivos do PNEC 2030 e presente na Tabela 2.1, que prevê uma potência instalada fotovoltaica de 20.4 GW. De seguida, consultou-se a capacidade fotovoltaica instalada em Portugal em 2022, cerca de 2.66 GW e efetuou-se a relação entre as duas capacidades instaladas. Essa relação serviu como fator multiplicativo da produção fotovoltaica de 2022 para todas as horas do ano, assumindo que em 2030 o perfil de produção solar seria igual ao de 2022.

Estes possíveis valores para o consumo e produção fotovoltaica, juntamente com a hora de cada dia, foram introduzidos no modelo de previsão. No entanto, os resultados obtidos para a previsão da necessidade de banda secundária não foram satisfatórios, uma vez que a rede neuronal não teve capacidade de generalização. Isto deveu-se ao facto dos novos dados de entrada, nomeadamente o consumo e a produção fotovoltaica, serem muito diferentes dos dados que foram usados para treinar a rede.

Como os resultados obtidos pelo modelo desenvolvido através da rede neuronal não foram satisfatórios, foi necessário utilizar outra abordagem. Sendo assim e ao aplicar a expressão 3.2 fornecida pela ENTSO-E para a contratação da banda secundária mínima recomendada, constatou-se que os valores obtidos representavam, em média, metade da necessidade total definida pela REN. Nas Tabelas 4.7, 4.8, 4.9, 4.10 e 4.11 é possível visualizar essa relação ao longo dos meses entre 2019 e 2023.

Tabela 4.7: Necessidade de banda secundária mensal média e obtida pela regra fornecida pela ENTSO-E para 2019

Mês	Necessidade Total (MW)	Necessidade ENTSO-E (MW)	Necessidade Total/ Necessidade ENTSO-E
Janeiro	305.00	145.00	2.11
Fevereiro	297.00	139.00	2.14
Março	272.00	130.00	2.09
Abril	272.00	128.00	2.12
Maio	273.00	128.00	2.14
Junho	271.00	126.00	2.14
Julho	277.00	132.00	2.09
Agosto	253.00	125.00	2.02
Setembro	266.00	130.00	2.05
Outubro	279.00	130.00	2.15
Novembro	294.00	137.00	2.14
Dezembro	291.00	137.00	2.12

Tabela 4.8: Necessidade de banda secundária mensal média e obtida pela regra fornecida pela ENTSO-E para 2020

Mês	Necessidade Total (MW)	Necessidade ENTSO-E (MW)	Necessidade Total/ Necessidade ENTSO-E
Janeiro	311.00	146.00	2.14
Fevereiro	294.00	135.00	2.16
Março	281.00	129.00	2.16
Abril	253.00	117.00	2.16
Maio	248.00	115.00	2.15
Junho	254.00	119.00	2.13
Julho	283.00	132.00	2.13
Agosto	254.00	125.00	2.03
Setembro	279.00	130.00	2.15
Outubro	275.00	127.00	2.16
Novembro	283.00	132.00	2.14
Dezembro	299.00	139.00	2.15

Tabela 4.9: Necessidade de banda secundária mensal média e obtida pela regra fornecida pela ENTSO-E para 2021

Mês	Necessidade Total (MW)	Necessidade ENTSO-E (MW)	Necessidade Total/ Necessidade ENTSO-E
Janeiro	287.00	148.00	1.94
Fevereiro	274.00	136.00	2.01
Março	275.00	128.00	2.15
Abril	264.00	123.00	2.15
Maio	264.00	124.00	2.13
Junho	267.00	125.00	2.13
Julho	259.00	129.00	2.01
Agosto	256.00	125.00	2.05
Setembro	277.00	129.00	2.14
Outubro	273.00	126.00	2.16
Novembro	284.00	136.00	2.09
Dezembro	270.00	137.00	1.96

Tabela 4.10: Necessidade de banda secundária mensal média e obtida pela regra fornecida pela ENTSO-E para 2022

Mês	Necessidade Total (MW)	Necessidade ENTSO-E (MW)	Necessidade Total/ Necessidade ENTSO-E
Janeiro	278.00	141.00	1.97
Fevereiro	273.00	139.00	1.97
Março	267.00	137.00	1.96
Abril	264.00	129.00	2.05
Mai	266.00	127.00	2.09
Junho	277.00	128.00	2.15
Julho	279.00	136.00	2.05
Agosto	261.00	126.00	2.07
Setembro	274.00	129.00	2.13
Outubro	272.00	127.00	2.14
Novembro	287.00	133.00	2.15
Dezembro	285.00	136.00	2.10

Tabela 4.11: Necessidade de banda secundária mensal média e obtida pela regra fornecida pela ENTSO-E para 2023

Mês	Necessidade Total (MW)	Necessidade ENTSO-E (MW)	Necessidade Total/ Necessidade ENTSO-E
Janeiro	305.00	145.00	2.10
Fevereiro	305.00	142.00	2.15
Março	294.00	135.00	2.16
Abril	264.00	123.00	2.14
Mai	269.00	125.00	2.14
Junho	276.00	129.00	2.14
Julho	259.00	130.00	1.99
Agosto	260.00	128.00	2.03
Setembro	278.00	129.00	2.16
Outubro	280.00	130.00	2.16
Novembro	297.00	137.00	2.18
Dezembro	303.00	142.00	2.13

De acordo com os resultados presentes nas Tabelas representadas acima, optou-se por seguir esta abordagem. Sendo assim e assumindo que para 2030 o perfil de cargas se mantém idêntico ao de 2022, aplicou-se a expressão 3.2 para todos os valores do consumo horário de 2022 e, de seguida, aplicou-se um fator multiplicativo de 2.1 sobre todos os resultados obtidos para cada hora, obtendo assim uma estimativa da necessidade de banda secundária para todas as horas de 2030. Dessa forma, tornou-se possível estimar um cenário para 2030, através dos valores estimados para a necessidade de banda secundária, assumindo que são utilizadas as propostas de banda secundária de 2022. Exemplificando para o dia 1 janeiro à hora 1 de 2022, verificou-se um consumo de 4801.94 MW e dessa forma, esse valor foi duplicado, seguindo as estimativas do PNEC. De seguida, este novo valor de consumo foi aplicado na expressão 3.2 e o resultado obtido foi multiplicado pelo fator 2.1, obtendo assim a necessidade de banda secundária total estimada para 2030. Este processo foi aplicado para todas as horas do ano de 2022.

4.2 Análise da relação entre a banda secundária contratada e a produção renovável

Neste subcapítulo é feita uma breve análise dos dados históricos da produção renovável, nomeadamente a produção fotovoltaica e a produção eólica e de que forma estas produções podem estar relacionadas com o volume de contratação da banda secundária. Como referido, são analisados os valores mensais da banda secundária contratada desde 2019 até 2022, em conjunto com a produção eólica e a fotovoltaica, para verificar se estas produções terão afetado a quantidade de banda contratada. Para tal, é feita uma análise visual da evolução dos valores, juntamente com o cálculo do coeficiente de correlação de Pearson, ρ , dado pela expressão 4.4.

$$\rho = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2} \sqrt{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}} \quad (4.4)$$

O coeficiente de correlação de Pearson, determinado pela expressão 4.4 assume valores entre -1 e 1 e indica a relação entre duas variáveis. Caso o coeficiente seja 1, representa uma correlação positiva perfeita entre as duas variáveis, ou seja, se uma variável aumenta a outra também. Caso o coeficiente seja -1, aplica-se o contrário, portanto, se uma variável aumenta, a outra diminui. Por fim, se este coeficiente for nulo, então não existe qualquer relação entre as variáveis a avaliar.

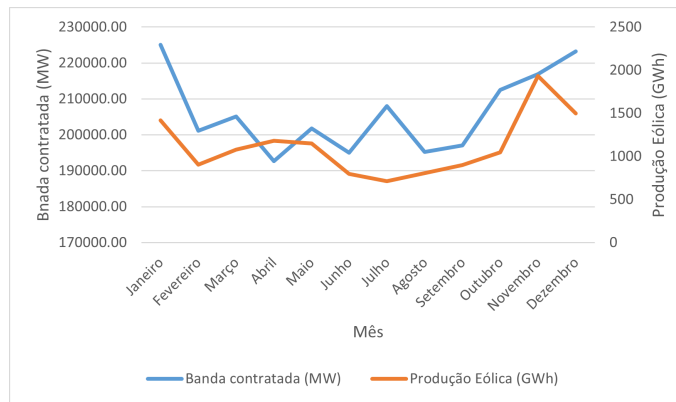


Figura 4.2: Banda secundária contratada e produção eólica em 2019

A Figura 4.2 apresenta a evolução da banda secundária contratada juntamente com a produção eólica verificada ao longo dos meses de 2019. Os valores da banda secundária resultaram da soma de toda a banda contratada ao longo de cada mês. Pela Figura 4.2, por vezes é possível observar períodos em que a banda contratada acompanha a produção eólica, no entanto, noutros casos já não existe relação. Em relação ao coeficiente de Pearson, foi obtido um valor de 0.66, representando assim uma correlação moderada entre as duas variáveis que, no entanto, não é suficiente para obter conclusões definitivas entre estas duas grandezas.

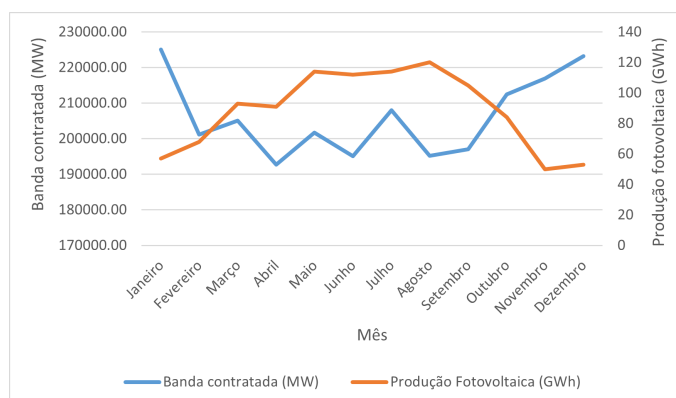


Figura 4.3: Banda secundária contratada e produção fotovoltaica em 2019

A Figura 4.3 apresenta a evolução da banda secundária contratada juntamente com a produção fotovoltaica verificada ao longo dos meses de 2019. Visualmente, não é possível verificar uma relação direta entre as duas variáveis, porém, em certos meses quando a produção fotovoltaica aumenta, a banda secundária contratada diminui. O coeficiente de Pearson obtido é de -0.76 , indicando uma correlação negativa forte entre a produção fotovoltaica e a banda contratada.

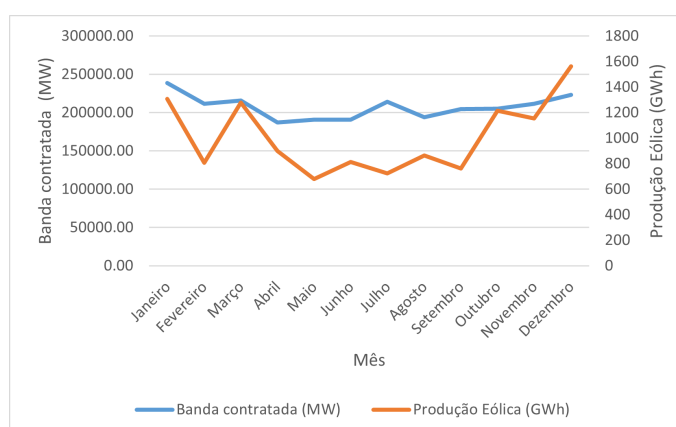


Figura 4.4: Banda secundária contratada e produção eólica em 2020

A Figura 4.4 apresenta a evolução da banda secundária contratada juntamente com a produção eólica verificada ao longo dos meses de 2020. Visualmente não é possível verificar uma relação evidente, visto que, por vezes, grandes oscilações na produção eólica não se traduzem em alterações na banda contratada. Quanto ao coeficiente de Pearson, apresentou um valor de 0.65 , indicando uma relação moderada entre as duas variáveis, mas insuficiente para tirar conclusões, tal como se verificou em relação a 2019.

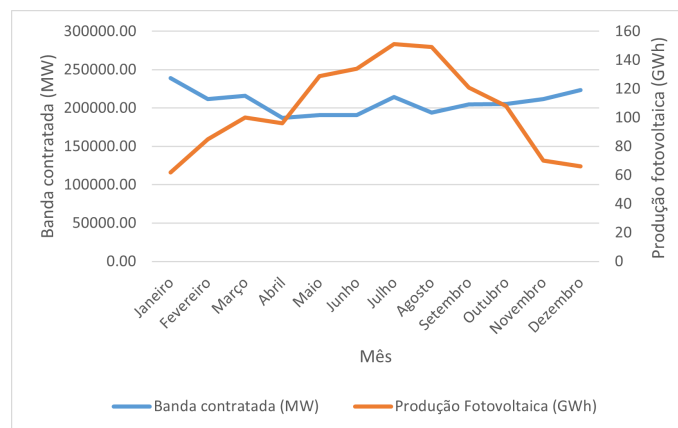


Figura 4.5: Banda secundária contratada e produção fotovoltaica em 2020

A Figura 4.5 apresenta a evolução da banda secundária contratada juntamente com a produção fotovoltaica verificada ao longo dos meses de 2020. Pela análise visual, não é possível retirar uma conclusão, dado que grandes variações na produção fotovoltaica, não produzem alterações significativas na banda contratada. Relativamente ao coeficiente de Pearson, o valor obtido foi de -0.62, indicando uma correlação negativa moderada entre as duas variáveis, contudo, não é suficiente para retirar conclusões.

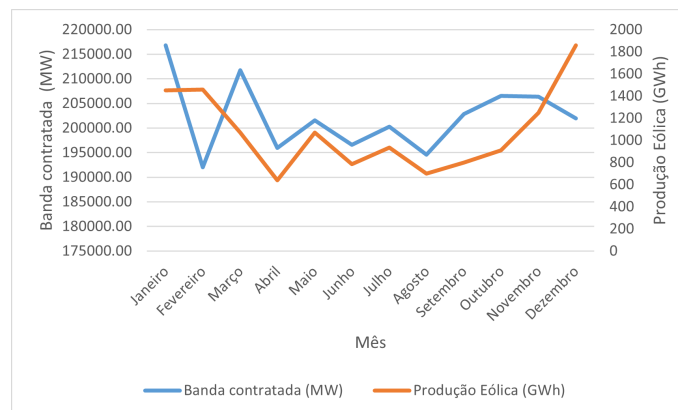


Figura 4.6: Banda secundária contratada e produção eólica em 2021

A Figura 4.6 apresenta a evolução da banda secundária contratada juntamente com a produção eólica verificada ao longo dos meses de 2021. Pela análise visual, repara-se que a meio do ano, a banda secundária contratada acompanhou a produção eólica. Contudo, no resto do ano não é possível visualizar uma relação, não sendo possível retirar conclusões. Quanto ao coeficiente de Pearson, o valor obtido foi de 0.3, indicando uma correlação fraca entre as duas variáveis, revelando ser insuficiente para retirar conclusões.

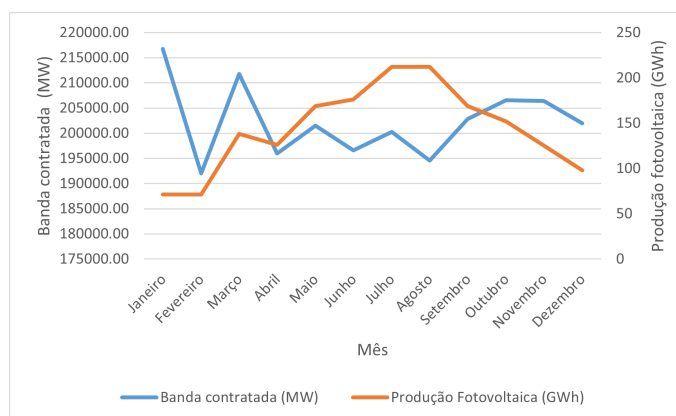


Figura 4.7: Banda secundária contratada e produção fotovoltaica em 2021

A Figura 4.7 apresenta a evolução da banda secundária contratada juntamente com a produção fotovoltaica verificada ao longo dos meses de 2021. Visualmente não é possível encontrar uma relação entre a produção fotovoltaica e a banda secundária contratada, verificando-se que grandes oscilações por vezes não se refletem na banda secundária contratada. Relativamente ao coeficiente de Pearson, o valor obtido foi de -0.29, indicando uma correlação negativa fraca, não sendo possível retirar conclusões.

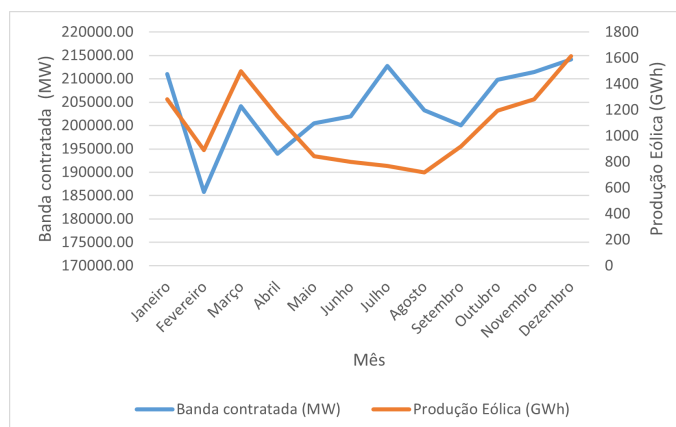


Figura 4.8: Banda secundária contratada e produção eólica em 2022

A Figura 4.8 apresenta a evolução da banda secundária contratada juntamente com a produção eólica verificada ao longo dos meses de 2022. Pela análise visual, é possível ver que em alguns períodos, a banda secundária contratada acompanha a produção eólica registada, no entanto, não existe uma relação clara visível. Quanto ao coeficiente de Pearson, o valor obtido foi de 0.42, que indica uma correlação positiva fraca. Sendo assim, não é possível retirar conclusões.

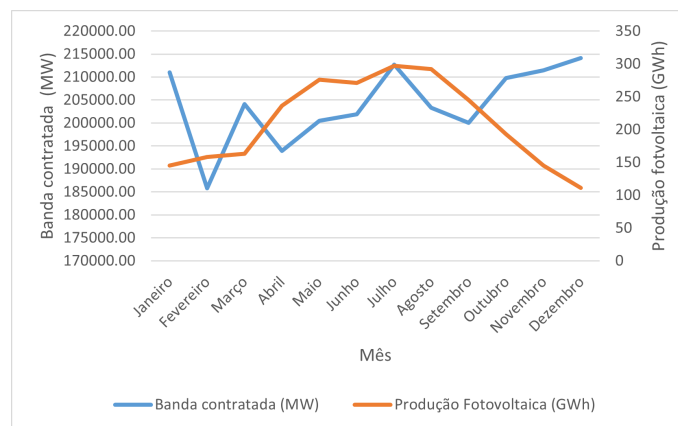


Figura 4.9: Banda secundária contratada e produção fotovoltaica em 2022

A Figura 4.9 apresenta a evolução da banda secundária contratada juntamente com a produção fotovoltaica verificada ao longo dos meses de 2022. Visualmente, não é possível identificar uma relação clara entre a produção fotovoltaica e a contratação da banda secundária. Relativamente ao coeficiente de Pearson, o valor obtido foi de -0.19, indicando uma correlação negativa desprezível. No entanto, não se torna possível retirar uma conclusão concreta.

Concluindo, com o aumento da capacidade renovável instalada e consequente produção renovável, era expectável que fossem provocadas alterações na banda secundária contratada, dado o carácter volátil das renováveis. Contudo, através da análise feita, é possível concluir que não existe uma relação clara entre o aumento da produção renovável, nomeadamente eólica e fotovoltaica, e o volume de contratação de banda secundária. Existem períodos em que visivelmente se observa uma relação, no entanto, tal não é suficiente para retirar conclusões.

Capítulo 5

Análise dos dados

Neste capítulo, primeiramente é feita uma análise dos dados da banda secundária no ano de 2022. De seguida, são apresentados os resultados das várias simulações efetuadas com a aplicação desenvolvida e demonstrada no Capítulo 4.

5.1 Descrição dos Casos de Estudo

Através da aplicação desenvolvida, foram simuladas várias situações de modo a avaliar o seu impacto no preço banda secundária. Estes casos foram repartidos em 2 grupos, um grupo com valores de banda referentes a 2022 e outro com valores de banda estimados para o ano 2030, uma vez que a ferramenta desenvolvida possui a capacidade de simular um cenário futuro. Sendo assim, para os resultados com valores de banda referentes a 2022, os casos de estudo são os seguintes:

- **Análise dos dados da banda secundária em 2022:** são analisados os dados relativos ao ano 2022, no que diz respeito à banda secundária. Para tal, é analisado o preço ao longo de 2022, a banda ofertada e a banda contratada por cada tipo de unidade física que participou no mercado;
- **Alteração das ofertas de banda das unidades físicas hídricas e cálculo do novo preço:** Considerando os dados referentes a 2022, são testados vários aumentos nas ofertas de banda secundária das unidades hídricas e, de seguida, é calculado o novo preço da banda;
- **Alteração das ofertas de banda das unidades físicas térmicas e cálculo do novo preço:** Considerando os dados referentes a 2022, são testados vários aumentos nas ofertas de banda secundária das unidades térmicas e, de seguida, é calculado o novo preço da banda;
- **Introdução de novas propostas nas ofertas de 2022 e cálculo do novo preço:** são introduzidas novas ofertas de banda secundária com os respetivos preços e quantidades, de modo a estimar o seu impacto no preço da banda secundária. Estas ofertas têm como objetivo mimetizar o comportamento de uma unidade física que participe no mercado de regulação de banda secundária. Adicionalmente, são analisados 2 casos em que foram introduzidas

propostas que pretendem simular a operação de um dispositivo de armazenamento de energia, nomeadamente uma bateria. É analisado um caso para uma bateria de capacidade de regulação de banda secundária de 80 MW e outra com capacidade de regulação de banda secundária de 30 MW;

Para os resultados com valores de banda estimados para 2030, os casos de estudo analisados são os seguintes:

- **Análise do preço e da banda com as ofertas de 2022:** é analisado o preço e a banda simuladas para 2030, assumindo que se segue o mesmo perfil de propostas de oferta de banda secundária considerado em 2022;
- **Aumento das ofertas de banda secundária e cálculo do novo preço:** de modo a simular um possível cenário mais competitivo, com a entrada de mais agentes no mercado, são efetuados aumentos nas propostas de oferta de banda secundária, relativamente à quantidade ofertada e é avaliado o novo preço;
- **Introdução de novas propostas:** Para este caso, são novamente introduzidas as duas baterias utilizadas para os dados de banda referentes a 2022 para perceber que impacto podem causar no preço e na repartição da banda pelos vários agentes.

5.2 Resultados com valores de banda referentes a 2022

5.2.1 Caso_2022_Base: Análise do preço, da banda contratada e ofertada em 2022

Neste subcapítulo, é feita uma análise dos valores relacionados com a banda de regulação secundária no ano de 2022 em Portugal, tais como os valores ofertados e contratados de banda e preço respetivo.

Relativamente às ofertas de banda secundária, em 2022 participaram 30 unidades físicas, sendo que 22 unidades eram de origem hídrica, 7 de origem térmica e 1 de bombagem. No Anexo A.9, encontram-se as 30 unidades e as respetivas quantidades ofertadas em 2022. Na Figura 5.1, é possível visualizar a banda total ofertada em cada mês e na Tabela 5.1 estão os respetivos valores discriminados por tecnologia.

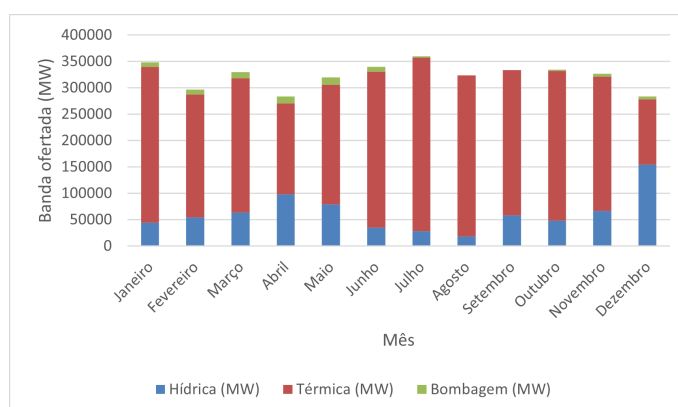


Figura 5.1: Banda ofertada por tipo de unidade física em 2022

Tabela 5.1: Valores da banda ofertada total e por tipo de unidade física em 2022

Mês	Banda total ofertada (MW)	Hídrica (MW)	Térmica (MW)	Bombagem (MW)
Janeiro	348309	44036	295520	8753
Fevereiro	296660	53897	233188	9574
Março	329827	63227	255139	11461
Abril	283378	98141	172298	12939
Maio	319323	78502	227486	13335
Junho	339692	34912	295701	9079
Julho	359415	28011	329420	1984
Agosto	323922	17903	306020	0
Setembro	333366	57963	275403	0
Outubro	334298	47822	284087	2389
Novembro	326809	66904	254412	5493
Dezembro	283339	154049	124307	4983
Total	3878337	745365	3052979	79993

Analisando os valores de cada mês, é possível verificar que a banda ofertada foi variando durante 2022 no território português. Estes valores resultaram da soma de todas as ofertas de cada unidade e variaram entre 283339 MW e 359415 MW, sendo que o primeiro valor foi alcançado em Dezembro e o segundo em Julho. Através da Figura 5.1 e da Tabela 5.1, conclui-se que, na maioria, a banda ofertada é proveniente de unidades físicas térmicas, exceto para o mês de Dezembro, em que a hídrica foi superior. Neste mês, registou-se um grande aumento na produção hídrica face aos restantes, que pode ter justificado este comportamento. Por fim, em termos de valores anuais, a banda total ofertada foi de 3878 GW, em que 79% foi da responsabilidade de unidades térmicas, 19% das hídricas e 2% da bombagem.

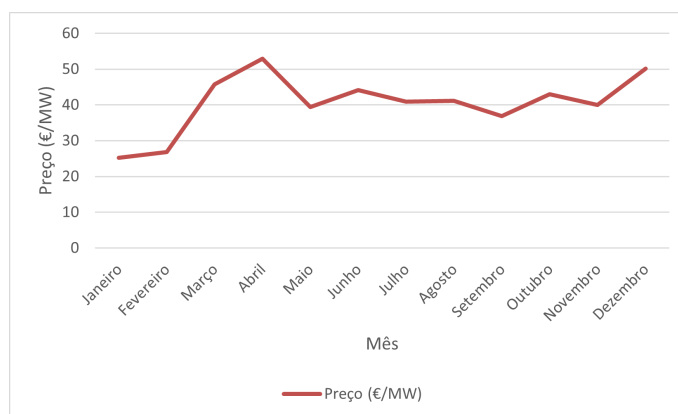


Figura 5.2: Preço médio mensal da banda secundária em 2022

Quanto ao preço médio mensal da banda secundária, este foi apresentando algumas oscilações, variando entre 25.24 €/MW e 52.88 €/MW. No entanto, entre maio e novembro, o preço esteve estabilizado entre 39.38 €/MW e 44.15 €/MW. Sendo assim, o preço médio mensal mais baixo, 25.24€/MW, foi obtido em janeiro e o mais elevado, 52.88 €/MW, em abril.

O preço horário mais baixo obtido no mercado foi de 1.02 €/MW e ocorreu no dia 24 de abril à hora 22. Já o preço horário mais elevado foi de 311.16 €/MW e ocorreu no dia 4 de abril à hora 19. Desse modo, o mês de abril apresentou grandes oscilações no preço da banda secundária. O preço médio anual, resultante da média aritmética de todos os preços, foi de 40.59 €/MW.

Por fim, o dia 28 de abril apresentou o preço médio diário mais baixo, 7.34 €/MW e o dia 9 de janeiro apresentou o preço médio diário mais elevado, 147.16 €/MW. Na Figura 5.2 encontra-se a evolução do preço médio mensal da banda secundário ao longo de 2022.

Tabela 5.2: Valores da banda secundária contratada ao longo dos meses em 2022

Mês	Banda média a subir (MW)	Banda média a descer (MW)	Banda média contratada total (MW)
Janeiro	186	93	279
Fevereiro	182	91	274
Março	181	91	272
Abril	178	89	267
Maio	180	90	270
Junho	185	93	278
Julho	189	94	283
Agosto	179	90	269
Setembro	185	93	278
Outubro	186	93	279
Novembro	195	97	292
Dezembro	190	95	286

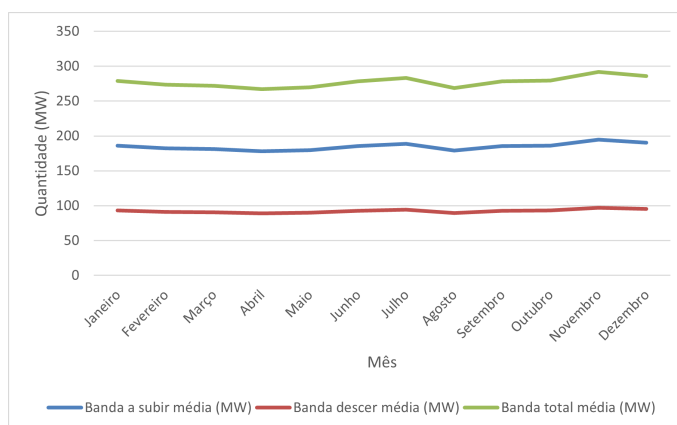


Figura 5.3: Banda secundária mensal contratada ao longo de 2022

Analisando a Tabela 5.2 e a Figura 5.3, é possível verificar que a banda secundária contratada teve algumas oscilações ao longo do ano, no entanto, foram pouco acentuadas. O valor médio mensal mais elevado de banda secundária contratada registou-se no mês de novembro e o menor no mês de abril.

Quanto a valores horários, o valor máximo de banda secundária contratada ocorreu no dia 5 de dezembro às 19 horas. Este foi de 381 MW, em que 254 MW corresponderam à banda a subir e 127 MW corresponderam à banda a descer. Quanto ao valor mínimo, foi registado no dia 12 de dezembro às 6 horas. Este foi de 150 MW, em que 100 MW corresponderam à banda a subir e 50 MW à banda a descer. Quanto a valores médios diários, o valor médio diário máximo de banda secundária contratada foi de 330.25 MW e ocorreu no dia 6 de dezembro. O valor médio mínimo diário foi de 199.79 MW e registou-se no dia 1 de janeiro. Este último pode estar relacionado com o facto do consumo ter sido mais baixo nesse dia, dado ser feriado nacional. Adicionalmente, o valor médio anual da banda secundária contratada foi de 280 MW.

Através da análise da Tabela 5.2 verificam-se também as relações entre a banda contratada a subir, a banda contratada a descer e a banda contratada total, mencionadas no subcapítulo 3.2.2.2. Após o Operador de Sistema definir a necessidade de banda secundária para cada período de programação, os agentes de mercado devem apresentar propostas de banda de reserva secundária que obedeçam a uma relação entre a reserva a subir e a reserva a descer. Esta relação implica que a reserva secundária a subir seja o dobro da reserva secundária a descer. Desse modo, observa-se que a banda secundária contratada a subir representa 2/3 da banda secundária contratada total e, por sua vez, a banda secundária contratada a descer representa 1/3 da banda secundária contratada total.

Tabela 5.3: Valores da banda contratada total e por tipo de unidade física em 2022

Mês	Banda total contratada (MW)	Hídrica (MW)	Térmica (MW)	Bombagem (MW)
Janeiro	207602	17620	183195	6788
Fevereiro	183900	18010	160661	5228
Março	202037	15248	183851	2938
Abril	192524	59600	120412	12512
Maio	200750	42113	148301	10337
Junho	200292	9960	187083	3249
Julho	210893	2782	206686	1425
Agosto	199790	2117	197673	0
Setembro	200243	12647	187596	0
Outubro	208048	9189	197185	1674
Novembro	210114	36844	170863	2408
Dezembro	212511	111407	97135	3969
Total	2428704	337536	2040641	50527

Tabela 5.4: Repartição da banda contratada por tipo de unidade física em 2022

Mês	Hídrica (%)	Térmica (%)	Bombagem (%)
Janeiro	8.49	88.24	3.27
Fevereiro	9.79	87.36	2.84
Março	7.55	91.00	1.45
Abril	30.96	62.54	6.50
Maio	20.98	73.87	5.15
Junho	4.97	93.41	1.62
Julho	1.32	98.01	0.68
Agosto	1.06	98.94	0.00
Setembro	6.32	93.68	0.00
Outubro	4.42	94.78%	0.80
Novembro	17.54	81.32%	1.15
Dezembro	52.42	45.71%	1.87

Através dos dados presentes na Tabela 5.3 e na Tabela 5.4, conclui-se que grande parte da banda secundária foi contratada a unidades físicas térmicas, garantindo cerca de 84 % da banda total. Já as unidades físicas hídricas e de bombagem corresponderam a 13.9 % e 2.08 %, respetivamente. Sendo assim e comparando com os dados da Tabela 5.1, grande parte das propostas de oferta de banda secundária provenientes de unidades térmicas são aceites, ao contrário das unidades hídricas e de bombagem. Isto deveu-se ao facto das unidades térmicas apresentarem propostas de banda secundária com preços mais baixos face às outras unidades físicas. Deste modo, o preço médio das propostas de ofertas de banda secundária por parte das unidades térmicas foi de 24.19 €/MW, das hídricas 45.69 €/MW e de bombagem 49.07 €/MW.

Relativamente ao mês de dezembro, é possível ver que, contrariamente ao que aconteceu nos outros meses, neste mês mais de 50% da banda de reserva secundária é proveniente das unidades

físicas hídricas. Este acontecimento deveu-se ao grande aumento na produção hídrica no mês de dezembro, levando a um grande aumento na quantidade ofertada. Por fim, foram contratados cerca de 2429 GW dos 3878 GW ofertados.

Tabela 5.5: Custo total da contratação da banda secundária ao longo dos meses em 2022

Mês	Custo total (M€)
Janeiro	4.94
Fevereiro	4.81
Março	9.01
Abril	10.01
Maio	7.92
Junho	8.78
Julho	8.62
Agosto	8.17
Setembro	7.34
Outubro	8.93
Novembro	8.23
Dezembro	10.25
Total (M€)	97.02

Relativamente à componente económica da contratação da banda secundária, o montante económico para cada mês encontra-se presente na Tabela 5.5. Estes valores foram obtidos pela soma do produto entre a banda secundária contratada horária e o respetivo preço horário para cada mês. Em 2022, o custo total relacionado com a contratação da banda de reserva secundária foi de 97.02 M€, em que abril e dezembro foram os meses com os maiores valores, 10.01 M€ e 10.25 M€, respetivamente. Por sua vez, janeiro e fevereiro apresentaram os valores mais baixos, 4.94 M€ e 4.81 M€, respetivamente. Estas variações são justificadas pelas grandes diferenças no preço da banda de reserva secundária contratada ao longo do ano, tal como se pode verificar no gráfico da Figura 5.2.

5.2.2 Alteração das ofertas das unidades hídricas

5.2.2.1 Caso_2022_H15: Aumento das ofertas das unidades hídricas em 15%

Para este cenário, todas as ofertas de banda de reserva secundária realizadas pelas unidades físicas hídricas foram aumentadas em 15%. Sendo assim, a banda total ofertada pelas unidades hídricas que, inicialmente era de 745365 MW, passou para 857170 MW. Após este aumento, de seguida foi calculado o novo preço da banda secundária para toda as horas de 2022. Em relação aos dados originais, o preço médio anual da banda pouco se alterou, passando de 40.59 €/MW para 40.09 €/MW, uma diminuição de 1.23%.

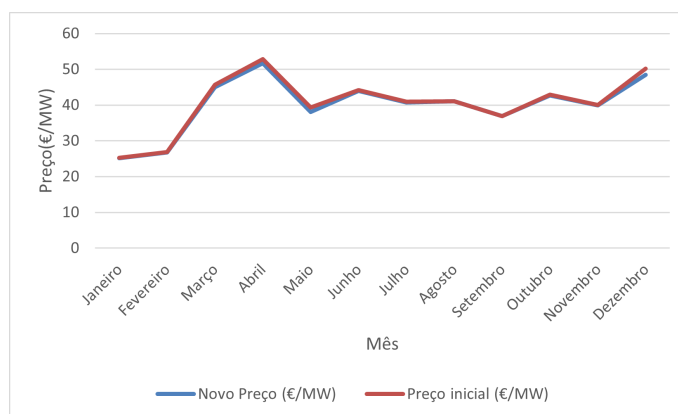


Figura 5.4: Preço médio mensal da banda secundária com aumento de 15% das ofertas das unidades hídricas

Tabela 5.6: Novo preço obtido após aumento das ofertas hídricas em 15% para 2022

Mês	Preço inicial (€/MW)	Novo preço (€/MW)	Diminuição do preço (%)
Janeiro	25.24	25.10	0.57
Fevereiro	26.83	26.71	0.45
Março	45.71	44.97	1.62
Abril	52.88	51.71	2.21
Maio	39.38	38.02	3.46
Junho	44.15	43.92	0.51
Julho	40.90	40.76	0.34
Agosto	41.09	41.08	0.02
Setembro	36.91	36.87	0.13
Outubro	42.94	42.71	0.52
Novembro	39.97	39.88	0.23
Dezembro	50.2	48.45	3.49

Através de uma análise visual da Figura 5.4, praticamente não se observa nenhuma diferença no preço da banda, após o aumento das ofertas das unidades hídricas. Sendo assim, na Tabela 5.6 está presente, de forma mais detalhada, a diferença de preços provocada por este aumento. Os meses de abril, maio e dezembro foram os que apresentaram maiores alterações no preço, cerca de 2.21%, 3.46% e 3.49%, respetivamente. Estes meses foram os que apresentaram maior participação das unidades hídricas antes do aumento das ofertas. Por sua vez, o mês de agosto não teve nenhuma alteração no preço. O preço horário mais baixo passou para 0.79 €/MW e ocorreu no dia 31 de março na hora 9. Relativamente à banda contratada, manteve-se semelhante à registada com os dados originais, no entanto, com diferenças mínimas na repartição de banda pelos diferentes tipos de unidade física.

Tabela 5.7: Repartição da banda contratada por tipo de unidade física em 2022

Mês	Hídrica (%)	Térmica (%)	Bombagem (%)
Janeiro	8.70	88.03	3.27
Fevereiro	9.79	87.36	2.84
Março	7.58	90.97	1.45
Abril	31.12	62.41	6.47
Maió	21.28	73.54	5.18
Junho	5.05	93.33	1.62
Julho	1.34	97.98	0.68
Agosto	1.07%	98.93	0.00
Setembro	6.35	93.65	0.00
Outubro	4.50	94.69	0.81
Novembro	17.57	81.29	1.15
Dezembro	52.56	45.65	1.79

Na Tabela 5.7, está presente a banda contratada mensal repartida pelos diferentes tipos de unidade física. O mês que apresentou mais diferenças na contratação de banda secundária fornecida por unidades hídricas foi janeiro, com um aumento de 0.21 %. Contudo, este aumento não se traduziu numa diminuição de preço mais acentuada. No caso de dezembro, teve um aumento de 0.14 % na participação das unidades hídricas tendo sido o mês em que se verificou a maior diminuição do preço. Isto deve-se à diferença de preços de banda secundária entre cada proposta apresentada em cada um dos meses.

Exemplificando para uma hora, temos os valores relativos a dia 28 de maio à hora 10, antes e depois do aumento das ofertas de banda das unidades hídricas.

Tabela 5.8: Contratação de banda secundária para o dia 28 de maio à hora 10

Unidade Física	Tipo Unidade	Quantidade contratada (MW)	Preço (€/MW)
ALQUE	Hídrica	25.50	244.53
PEGO3	Térmica	24.00	
RIBATE1	Térmica	117.00	
ALQUE	Hídrica	13.50	
PEGO3	Térmica	72.00	
ALQUE	Hídrica	21.00	

Tabela 5.9: Contratação de banda secundária para o dia 28 de maio à hora 10 com aumento de 15% nas ofertas de banda por parte das unidades hídricas

Unidade Física	Tipo Unidade	Quantidade contratada (MW)	Preço (€/MW)
PEGO3	Térmica	24.00	180.00
RIBATE1	Térmica	117.00	
ALQUE	Hídrica	15.53	
PEGO3	Térmica	72.00	
ALQUE	Hídrica	24.15	

Comparando a Tabela 5.8 e a Tabela 5.9, o aumento das ofertas hídricas levou a exclusão de uma unidade que apresentava o preço mais elevado, neste caso a unidade denominada ALQUE. Sem o aumento, possuía 3 ofertas aceites, mas com o aumento das ofertas, a oferta mais cara dessa unidade física não foi aceite, diminuindo assim o preço. Nesta hora, o preço teve uma diminuição de 26%, passando de 244.53 €/MW, para 180 €/MW, devido à exclusão da unidade física referida. De reparar que a soma das bandas contratadas nos dois casos não é igual, isto deve-se à regra dos $\pm 5\%$ em torno da necessidade de banda total.

5.2.2.2 Caso_2022_H30: Aumento das ofertas das unidades hídricas em 30%

Neste cenário todas as ofertas de banda de reserva secundária por parte das unidades físicas hídricas foram aumentadas em 30%. Desse modo, a banda total ofertada pelas unidades hídricas que, inicialmente era de 745365 MW, passou para 968974 MW. Feito este aumento, de seguida foi calculado o novo preço horário da banda secundária para 2022. Em relação aos valores originais, o preço médio anual da banda passou de 40.59 €/MW para 39.23 €/MW, uma diminuição de 3.35%.

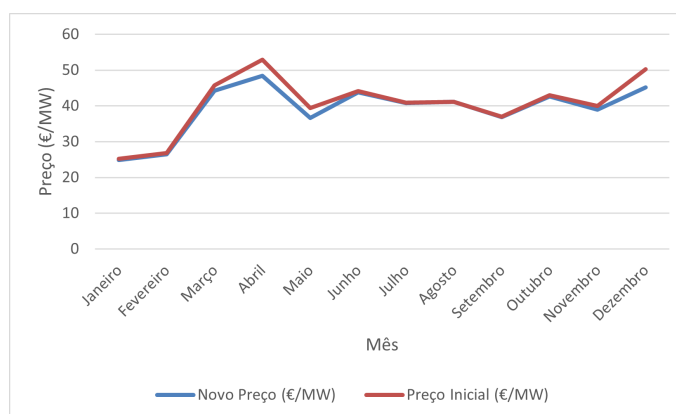


Figura 5.5: Preço médio mensal da banda secundária com aumento de 30% das ofertas das unidades hídricas

Tabela 5.10: Novo preço obtido após aumento das ofertas hídricas em 30% para 2022

Mês	Preço inicial (€/MW)	Novo preço (€/MW)	Diminuição do preço (%)
Janeiro	25.24	24.89	1.41
Fevereiro	26.83	26.47	1.33
Março	45.71	44.21	3.28
Abril	52.88	48.42	8.43
Maio	39.38	36.58	7.12
Junho	44.15	43.76	0.89
Julho	40.90	40.73	0.40
Agosto	41.09	41.08	0.02
Setembro	36.91	36.82	0.24
Outubro	42.94	42.68	0.59
Novembro	39.97	38.98	2.48
Dezembro	50.20	45.20	9.97

Analisando a Figura 5.5, é possível verificar diferenças no preço da banda, após o aumento das ofertas das unidades hídricas, nomeadamente no mês de abril, maio e dezembro, em que este último apresentou a maior diminuição, tal como no caso anterior em que se aumentou as ofertas das unidades hídricas em 15%. O mês de agosto, tal como no caso anterior, praticamente não teve alteração no preço. O preço horário mais baixo passou para 0 €/MW e ocorreu no dia 3 de abril à hora 20 e à hora 21. A banda contratada não teve grandes variações face ao obtido nos casos anteriores.

Tabela 5.11: Repartição da banda contratada por tipo de unidade física em 2022

Mês	Hídrica (%)	Térmica (%)	Bombagem (%)
Janeiro	9.02	87.71	3.27
Fevereiro	10.04	87.12	2.84
Março	7.89	90.65	1.46
Abril	31.51	61.97	6.52
Maio	22.44	72.38	5.18
Junho	5.33	93.04	1.62
Julho	1.37	97.96	0.66
Agosto	1.08	98.92	0.00
Setembro	6.7	93.3	0.00
Outubro	4.72	94.47	0.81
Novembro	17.61	81.24	1.15%
Dezembro	53.12	45.36	1.52%

Na Tabela 5.11, encontra-se a banda contratada repartida pelas várias unidades físicas. Comparativamente com casos anteriores, a participação das unidades hídricas aumentou com a alteração das ofertas. Isto deve-se ao aumento das ofertas com menores preços e, por consequência, a sua contratação.

Exemplificando para uma hora, são obtidos os resultados presentes nas seguintes Tabelas 5.12 e 5.13.

Tabela 5.12: Contratação de banda secundária para o dia 27 de dezembro à hora 4

Unidade Física	Tipo Unidade	Quantidade contratada (MW)	Preço (€/MW)
ALINDO	Hídrica	87.00	72.56
ALINDO	Hídrica	21.00	
PEGO3	Térmica	48.00	
PEGO3	Térmica	24.00	
PEGO3	Térmica	12.80	
ALINDO	Hídrica	10.50	

Tabela 5.13: Contratação de banda secundária para o dia 27 de dezembro à hora 4 com aumento de 30% nas ofertas de banda por parte das unidades hídricas

Unidade Física	Tipo Unidade	Quantidade contratada (MW)	Preço (€/MW)
ALINDO	Hídrica	113.10	50.52
ALINDO	Hídrica	27.30	
PEGO3	Térmica	48.00	
ALINDO	Hídrica	13.65	

Comparando a Tabela 5.12 e a Tabela 5.13, o aumento das ofertas hídricas levou a que algumas propostas de oferta de banda não fossem aceites. Neste caso, foram excluídas 2 propostas provenientes de unidades térmicas, nomeadamente da unidade PEGO3. As propostas excluídas apresentavam os preços de 72.56 €/MW e 67.56 €/MW. Sendo assim, o preço para esta hora teve uma diminuição de 30%, passando de 72.56 €/MW para 50.52 €/MW. Este preço de fecho para esta hora foi ditado pela unidade hídrica ALINDO.

5.2.2.3 Caso_2022_H50: Aumento das ofertas das unidades hídricas em 50%

Neste caso todas as ofertas de banda de reserva secundária por parte das unidades hídricas foram aumentadas em 50%. Sendo assim, a banda total ofertada pelas unidades hídricas passou de 745365 MW para 1118048 MW. Após este aumento, foi calculado o novo preço da banda secundária para todas as horas de 2022. O novo preço obtido foi de 38.19 €/MW, representando uma diminuição de cerca de 6% face ao preço original de 40.59 €/MW.

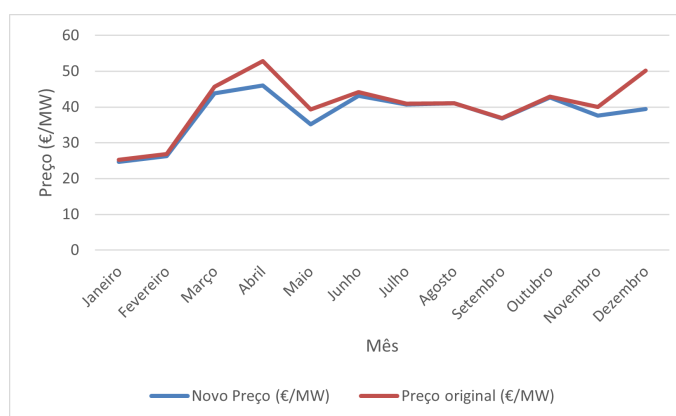


Figura 5.6: Preço médio mensal da banda secundária com aumento de 50% das ofertas das unidades hídricas

Tabela 5.14: Novo preço obtido após aumento das ofertas hídricas em 50% para 2022

Mês	Preço inicial (€/MW)	Novo preço (€/MW)	Diminuição do preço (%)
Janeiro	25.24	24.67	2.30
Fevereiro	26.83	26.33	1.84
Março	45.71	43.85	4.07
Abril	52.88	45.99	13.02
Maio	39.38	35.23	10.53
Junho	44.15	43.13	2.31
Julho	40.90	40.71	0.46
Agosto	41.09	41.07	0.04
Setembro	36.91	36.80	0.30
Outubro	42.94	42.67	0.61
Novembro	39.97	37.58	5.99
Dezembro	50.2	39.45	21.41

Através de uma análise visual da Figura 5.6, observa-se uma diminuição do preço da banda nos meses de abril, maio e dezembro, assim como uma ligeira diminuição em novembro. Com o aumento das ofertas das unidades hídricas, verifica-se que a redução do preço no mês de dezembro foi-se acentuando cada vez mais, apresentando uma diminuição de 21.41 % para este caso. Mais uma vez, no mês de agosto não houve praticamente nenhuma alteração no preço. O preço horário mais baixo foi de 0 €/MW, tal como no caso anterior, e ocorreu em 21 horas ao longo do ano. Adicionalmente, a banda contratada manteve-se semelhante ao registado anteriormente.

Tabela 5.15: Repartição da banda contratada por tipo de unidade física em 2022

Mês	Hídrica (%)	Térmica (%)	Bombagem (%)
Janeiro	9.53	87.2	3.27
Fevereiro	10.29	86.87	2.84
Março	8.24	90.29	1.46
Abril	31.97	61.51	6.51
Maio	24.08	70.76%	5.16
Junho	5.58	92.8	1.62
Julho	1.41	97.93	0.66
Agosto	1.10	98.90	0.00
Setembro	6.80	93.20	0.00
Outubro	4.80	94.39	0.81
Novembro	18.02	80.83	1.14
Dezembro	53.64	45.03	1.33

Na Tabela 5.15 está presente mais uma vez a banda contratada repartida pelos diferentes tipos de unidade física. Tal como se verificou nos casos anteriores, o mês de dezembro foi o que teve a maior participação hídrica. Em relação aos outros meses, a participação hídrica foi aumentando com o aumento das propostas, seguindo o que foi referido anteriormente.

Exemplificando para uma hora, temos os dados relativos ao dia 25 de maio para a hora 5, antes e depois do aumento das ofertas.

Tabela 5.16: Contratação de banda secundária para o dia 25 de maio à hora 5

Unidade Física	Tipo Unidade	Quantidade contratada (MW)	Preço (€/MW)
RIBATE1	Térmica	100.50	144.07
PEGO3	Térmica	24.00	
PEGO4	Térmica	24.00	
PEGO4	Térmica	24.00	
RIBATE1	Térmica	19.50	
POCINHO	Hídrica	34.50	
PEGO3	Térmica	24.00	

Tabela 5.17: Contratação de banda secundária para o dia 25 de maio à hora 5 com aumento de 50% nas ofertas de banda por parte das unidades hídricas

Unidade Física	Tipo Unidade	Quantidade contratada (MW)	Preço (€/MW)
RIBATE1	Térmica	100.50	132.48
PEGO3	Térmica	24.00	
PEGO4	Térmica	24.00	
RIBATE1	Térmica	19.50	
POCINHO	Hídrica	51.75	
PEGO3	Térmica	24.00	

Comparando a Tabela 5.16 e a Tabela 5.17, o aumento das ofertas das unidades hídricas levou à exclusão da unidade física que apresentava o preço mais elevado, que neste caso foi a unidade física PEGO4. Antes do aumento, tinham sido aceites 7 ofertas, em que 6 eram de origem térmica e 1 de origem hídrica e depois do aumento foi excluída uma unidade térmica. O preço passou de 144.07 €/MW para 132.48 €/MW, apresentando uma diminuição de 8%. A última unidade aceite foi a unidade térmica PEGO3.

Concluindo, o aumento das ofertas hídricas pode originar diminuições de preço da banda, especialmente em meses de grande produção hídrica, como foi o caso do mês de dezembro. Nos meses em que não se verifica grandes produções hídricas, os preços ofertados pelas unidades hídricas tendem a ser mais elevados e a banda ofertada menor e, por esse motivo, não causam um grande impacto no preço da banda secundária.

5.2.3 Alteração das ofertas das unidades térmicas

5.2.3.1 Caso_2022_T15: Aumento das ofertas das unidades térmicas em 15%

Neste caso todas as ofertas de banda de reserva secundária por parte das unidades térmicas foram aumentadas em 15 %. Deste modo, a banda total ofertada por estas unidades passou de 3052979 MW para 3510926 MW. Depois deste aumento, foi calculado o novo preço da banda secundária para todas as horas de 2022. Em relação aos valores iniciais, o preço médio da banda passou de 40.59 €/MW para 35.21 €/MW, representando uma diminuição de 13%.

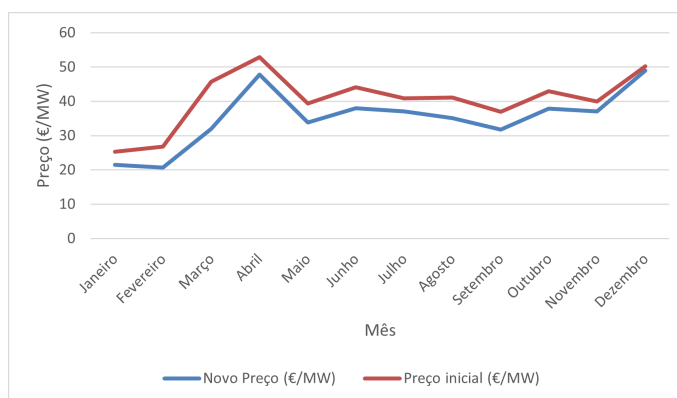


Figura 5.7: Preço médio mensal da banda secundária com aumento de 15% das ofertas das unidades térmicas

Tabela 5.18: Novo preço obtido após aumento das ofertas térmicas em 15% para 2022

Mês	Preço inicial (€/MW)	Novo preço (€/MW)	Diminuição do preço (%)
Janeiro	25.24	21.45	15.05
Fevereiro	26.83	20.64	23.07
Março	45.71	32.03	29.94
Abril	52.88	47.83	9.55
Maio	39.38	33.83	14.10
Junho	44.15	37.97	13.99
Julho	40.90	37.05	9.40
Agosto	41.09	35.07	14.64
Setembro	36.91	31.80	13.85
Outubro	42.94	37.86	11.81
Novembro	39.97	37.05	7.31
Dezembro	50.2	48.98	2.44

Analisando a Figura 5.7, é possível verificar o grande impacto que as unidades térmicas têm no preço na banda, relativamente aos dados de 2022. Na Tabela 5.18, está presente, de forma mais detalhada, o impacto no preço ao longo dos vários meses. Os meses de fevereiro e de março apresentaram a maior diminuição, cerca de 23.07 % e 29.94 %. Já o mês de dezembro, apresentou a menor diminuição, cerca de 2.44 %. Isto deve-se ao facto de haver maior participação de unidades térmicas nos meses de fevereiro e março e com preços de banda mais baixos. O preço horário mais baixo foi de 0.75 €/MW no dia 9 de março na hora 22.

Tabela 5.19: Repartição da banda contratada por tipo de unidade física em 2022

Mês	Hídrica (%)	Térmica (%)	Bombagem (%)
Janeiro	6.38	90.50	3.12
Fevereiro	7.60	89.77	2.63
Março	5.51	93.23	1.27
Abril	29.22	64.26	6.52
Maio	18.53	76.89	4.58
Junho	3.05	96.10	0.85
Julho	0.58	99.01	0.41
Agosto	0.15	99.85	0.00
Setembro	2.05	97.95	0.00
Outubro	1.07	98.50	0.43
Novembro	14.57	84.62	0.81
Dezembro	50.54	48.09	1.37

Na Tabela 5.19, encontra-se a distribuição da banda secundária contratada pelos diferentes tipos de unidade física. Relativamente aos valores iniciais presentes na Tabela 5.3, é possível verificar que a componente térmica aumentou em todos os meses, tirando alguma presença no mercado da banda contratada a outros tipos de unidade, tais como as hídricas e de bombagem.

Exemplificando para uma hora, são obtidos os resultados presentes nas Tabelas 5.20 e 5.21.

Tabela 5.20: Contratação de banda secundária para o dia 4 de janeiro à hora 17

Unidade Física	Tipo Unidade	Quantidade contratada (MW)	Preço (€/MW)
PEGO4	Térmica	24.00	40.08
MRND1	Hídrica	14.40	
ALQUE	Hídrica	22.50	
LARES2	Térmica	144.00	
PEGO4	Térmica	48.00	
ALQUE	Hídrica	39.00	

Tabela 5.21: Contratação de banda secundária para o dia 4 de janeiro à hora 17 com aumento de 15% nas ofertas de banda por parte das unidades térmicas

Unidade Física	Tipo Unidade	Quantidade contratada (MW)	Preço (€/MW)
PEGO4	Térmica	27.60	25.83
MRND1	Hídrica	14.40	
ALQUE	Hídrica	22.50	
LARES2	Térmica	165.50	
PEGO4	Térmica	55.20	

Comparando a Tabela 5.20 e a Tabela 5.21, o aumento das ofertas de unidades térmicas levou à exclusão de uma unidade física, nomeadamente a unidade hídrica denominada ALQUE, visto que apresentava o preço mais elevado. Sendo assim, para este dia e esta hora passaram a ser aceites 5 propostas, em vez das 6 antes do aumento das ofertas. O preço da banda passou de 40.08 €/MW para 25.83 €/MW, apresentando uma diminuição de 36%, através da exclusão da unidade referida.

5.2.3.2 Caso_2022_T30: Aumento das ofertas das unidades térmicas em 30%

Nesta simulação todas as ofertas de banda de reserva secundária por parte das unidades físicas térmicas foram aumentadas em 30%. Sendo assim, a banda total ofertada por estas unidades passou de 3052979 MW para 3968873 MW. De seguida, foi efetuado o cálculo do novo preço da banda secundária para todas as horas. Com este aumento, o preço médio da banda teve uma diminuição significativa, passando de 40.59 €/MW para 27.74 €/MW, cerca de 32%.

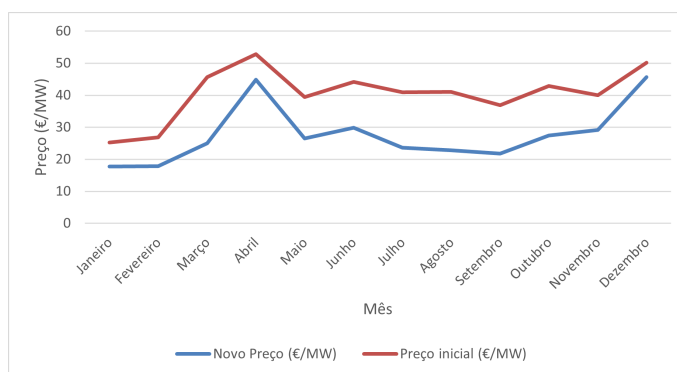


Figura 5.8: Preço médio mensal da banda secundária com aumento de 30% das ofertas das unidades térmicas

Tabela 5.22: Novo preço obtido após aumento das ofertas térmicas em 30% para 2022

Mês	Preço inicial (€/MW)	Novo preço (€/MW)	Diminuição do preço (%)
Janeiro	25.24	17.78	29.57
Fevereiro	26.83	17.85	33.45
Março	45.71	24.96	45.41
Abril	52.88	44.90	15.08
Maio	39.38	26.54	32.60
Junho	44.15	29.82	32.46
Julho	40.90	23.60	42.28
Agosto	41.09	22.86	44.38
Setembro	36.91	21.78	41.00
Outubro	42.94	27.42	36.13
Novembro	39.97	29.21	26.93
Dezembro	50.2	45.69	8.99

Através da análise da Figura 5.8 é possível verificar uma grande diminuição no preço da banda provocado pelo aumento das ofertas de unidades térmicas, tal como no caso anterior. Na Tabela 5.22, é possível ver que o mês de março foi o que apresentou a maior diminuição de preço, cerca de 45.41%. Já o mês de dezembro, continuou a apresentar a menor diminuição, cerca de 8.99%. O preço horário mais baixo obtido passou para 0 €/MW e registou-se em 95 horas ao longo do ano.

Tabela 5.23: Repartição da banda contratada por tipo de unidade física em 2022

Mês	Hídrica (%)	Térmica (%)	Bombagem (%)
Janeiro	5.27	91.75	2.98
Fevereiro	6.20	91.24	2.57
Março	4.53	94.27	1.21
Abril	28.15	65.50	6.35
Maió	17.38	78.36	4.25
Junho	1.77	97.54	0.69
Julho	0.33	99.60	0.07
Agosto	0.08	99.92	0.00
Setembro	1.06	98.94	0.00
Outubro	0.49	99.23	0.28
Novembro	13.84	85.35	0.81
Dezembro	49.74	48.91	1.35

Na Tabela 5.23 encontra-se a distribuição da contratação de banda secundária pelos diferentes tipos de unidades físicas. É possível concluir que a componente térmica ganha maior participação na contratação de banda secundária com o aumento das ofertas, retirando participação a outras unidades.

Exemplificando para uma determinada hora, são obtidos os valores apresentados nas Tabelas 5.24 e 5.25.

Tabela 5.24: Contratação de banda secundária para o dia 26 de julho à hora 19

Unidade Física	Tipo Unidade	Quantidade contratada (MW)	Preço (€/MW)
VALEIRA	Hídrica	36.00	52.01
LARES2	Térmica	15.00	
PEGO3	Térmica	24.00	
PEGO3	Térmica	24.00	
LARES2	Térmica	135.00	
PEGO4	Térmica	24.00	
PEGO4	Térmica	24.00	

Tabela 5.25: Contratação de banda secundária para o dia 26 de julho à hora 19 com aumento de 30% nas ofertas de banda por parte das unidades térmicas

Unidade Física	Tipo Unidade	Quantidade contratada (MW)	Preço (€/MW)
LARES2	Térmica	19.50	28.58
PEGO3	Térmica	31.20	
PEGO3	Térmica	24.60	
LARES2	Térmica	175.50	
PEGO4	Térmica	31.20	

Comparando a Tabela 5.24 e a Tabela 5.25, o aumento das ofertas das unidades térmicas neste caso levou à exclusão de duas ofertas que tinham sido aceites antes do aumento, nomeadamente a oferta da unidade hídrica, VALEIRA, e de uma unidade térmica, PEGO4. Dessa forma, foram aceites 5 propostas em vez das 7 que tinham sido aceites anteriormente. Com esta alteração, o preço para este dia e hora baixou de 52.01 €/MW para 28.58 €/MW, uma diminuição de 45%.

5.2.3.3 Caso_2022_T50: Aumento das ofertas das unidades térmicas em 50%

Neste cenário todas as ofertas de banda por parte das unidades físicas térmicas foram aumentadas em 50%. Sendo assim, a banda total ofertada por estas unidades passou de 3052979 MW para 4579469 MW. Com este aumento, o preço médio da banda passou de 40.59 €/MW para 17.39 €/MW, representando uma grande descida deste preço, cerca de 57.13%.

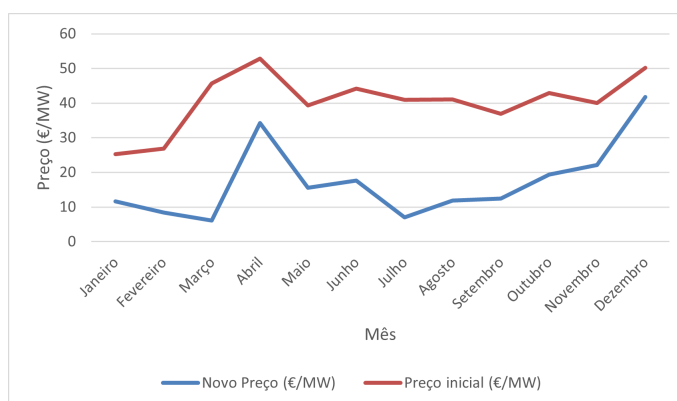


Figura 5.9: Preço médio mensal da banda secundária com aumento de 50% das ofertas das unidades térmicas

Tabela 5.26: Novo preço obtido após aumento das ofertas térmicas em 50% para 2022

Mês	Preço inicial (€/MW)	Novo preço (€/MW)	Diminuição do preço (%)
Janeiro	25.24	11.69	53.7
Fevereiro	26.83	8.40	68.68
Março	45.71	6.10	86.66
Abril	52.88	34.21	35.30
Maio	39.38	15.59	60.40
Junho	44.15	17.67	59.98
Julho	40.90	7.04	82.79
Agosto	41.09	11.83	71.20
Setembro	36.91	12.43	66.33
Outubro	42.94	19.39	54.85
Novembro	39.97	22.10	44.72
Dezembro	50.20	41.82	16.70

Através da Figura 5.9, consegue-se visualizar o enorme impacto que as ofertas das unidades térmicas têm no preço da banda considerando os dados de 2022. Pela Tabela 5.26, observa-se que a maior diminuição de preço ocorreu no mês de março, cerca de 86.66% e a menor foi, mais uma vez, no mês de dezembro, cerca de 16.7%. O preço horário mais baixo, de 0 €/MW, ocorreu em 3068 horas distintas, comprovando o grande impacto deste aumento de volume ofertado no preço.

Tabela 5.27: Repartição da banda contratada por tipo de unidade física em 2022

Mês	Hídrica (%)	Térmica (%)	Bombagem (%)
Janeiro	3.73	93.41	2.86
Fevereiro	4.64	92.87	2.50
Março	3.45	95.35	1.20
Abril	27.28	66.36	6.35
Mai	15.64	80.64	3.71
Junho	1.12	98.4	0.48
Julho	0.17	99.77	0.06
Agosto	0.05	99.95	0.00
Setembro	0.59	99.41	0.00
Outubro	0.09	99.63	0.28
Novembro	13.18	86.01	0.81
Dezembro	49.37	49.28	1.34

Na Tabela 5.27 é possível visualizar a repartição da banda contratada pelos diferentes tipos de unidades. Nos meses de julho, agosto, setembro e outubro, a banda é praticamente toda contratada a unidades térmicas devido aos seus preços e à sua quantidade ofertada. No mês de dezembro, a participação é menor, cerca de 49.28%.

Exemplificando para uma determinada hora, seguem-se os seguintes resultados apresentados nas Tabelas 5.28 e 5.29.

Tabela 5.28: Contratação de banda secundária para o dia 4 de março à hora 2

Unidade Física	Tipo Unidade	Quantidade contratada (MW)	Preço (€/MW)
PEGO3	Térmica	24.00	102.46
LARES2	Térmica	145.50	
PEGO3	Térmica	24.00	
LARES2	Térmica	19.50	
PEGO4	Térmica	24.00	
PEGO4	Térmica	24.00	
POCINHO	Hídrica	45.00	

Tabela 5.29: Contratação de banda secundária para o dia 4 de março à hora 2 com aumento de 50% nas ofertas de banda por parte das térmicas

Unidade Física	Tipo Unidade	Quantidade contratada (MW)	Preço (€/MW)
LARES2	Térmica	218.25	0.00
PEGO3	Térmica	36.00	
PEGO4	Térmica	36 .00	

Comparando a Tabela 5.28 e a Tabela 5.29, é possível ver que antes do aumento foram aceites 7 propostas e depois do aumento apenas 3 propostas aceites para a mesma hora e dia. Neste caso, foram excluídas 4 propostas, em que uma era a da unidade física denominada POCINHO, e as outras três de PEGO3, PEGO4 e LARES2. Deste modo, o preço passou de 102.46 €/MW para 0 €/MW, uma vez que as unidades contratadas estavam a ofertar banda a preço nulo.

Concluindo, considerando para os dados relativos a 2022, o aumento do volume das ofertas das unidades térmicas teve um grande impacto no preço, uma vez que estas apresentavam, em média, os menores preços tal como já referido anteriormente. Para além disso, estas unidades foram as que mais banda ofertaram ao longo do ano. No entanto, para o mês de dezembro, é possível verificar que, uma vez que houve uma grande produção hídrica, existiu uma quantidade elevada de banda ofertada através de unidades hídricas e esse recurso foi aproveitado, refletindo-se nos preços e na repartição de banda contratada para esse mês.

5.2.4 Introdução de novas propostas

Neste subcapítulo, como já referido, são apresentados os resultados obtidos pela introdução de novas propostas de oferta de banda secundária e é realizado o novo cálculo do preço. Inicialmente, são introduzidas propostas que repliquem o comportamento de mercado de uma determinada unidade, a unidade de bombagem denominada FRADE2B. Esta unidade corresponde a uma central hidroelétrica reversível, que tem como finalidade armazenar água que pode ser aproveitada futuramente para geração de energia elétrica, sendo por isso comparável a outros sistemas de armazenamento de energia, tais como baterias. De seguida, é introduzida uma proposta de uma possível unidade que simula uma bateria, nas mesmas horas em que a unidade de bombagem, referida anteriormente, também participa no mercado de banda secundária.

5.2.4.1 Caso_2022_FR75: Proposta de quantidade igual a FRADE2B e com 75% do preço de cada proposta

Nesta simulação foi introduzida uma nova proposta nas mesmas horas em que a unidade de bombagem, FRADE2B, apresentava propostas de oferta de banda. Contudo, esta nova unidade denominada "Teste", ofertava a mesma banda mas a 75% do preço de FRADE2B. Para exemplificar, se FRADE2B ofertasse 50 MW a 10€/MW, então a unidade Teste iria ofertar 50 MW a 7.5 €/MW.

Tabela 5.30: Novo preço obtido após a introdução da nova proposta

Mês	Preço inicial (€/MW)	Novo preço (€/MW)	Diminuição do preço (%)
Janeiro	25.24	20.33	19.48
Fevereiro	26.83	23.08	13.95
Março	45.71	43.77	4.24
Abril	52.88	38.98	26.28
Maio	39.38	33.41	15.15
Junho	44.15	40.69	7.83
Julho	40.9	40.06	2.04
Agosto	41.09	41.09	0.00
Setembro	36.91	36.91	0.00
Outubro	42.94	42.46	1.10
Novembro	39.97	39.46	1.28
Dezembro	50.20	49.07	2.25

De acordo com a Tabela 5.30, é possível verificar que com a introdução das novas propostas a maior diminuição de preço ocorreu no mês de abril, cerca de 26.28%. Quanto aos meses de agosto e setembro, não se verificou alteração no preço uma vez que não foram apresentadas propostas de banda para esses meses. Sendo assim, ao introduzir as propostas da unidade Teste, o preço médio anual da banda passou de 40.59 €/MW para 37.55 €/MW, o que representa uma redução de 7.49%. Para melhor compreensão, serão apenas analisadas as horas em que esta unidade foi contratada. O preço médio das ofertas desta unidade foi de 27.14 €/MW.

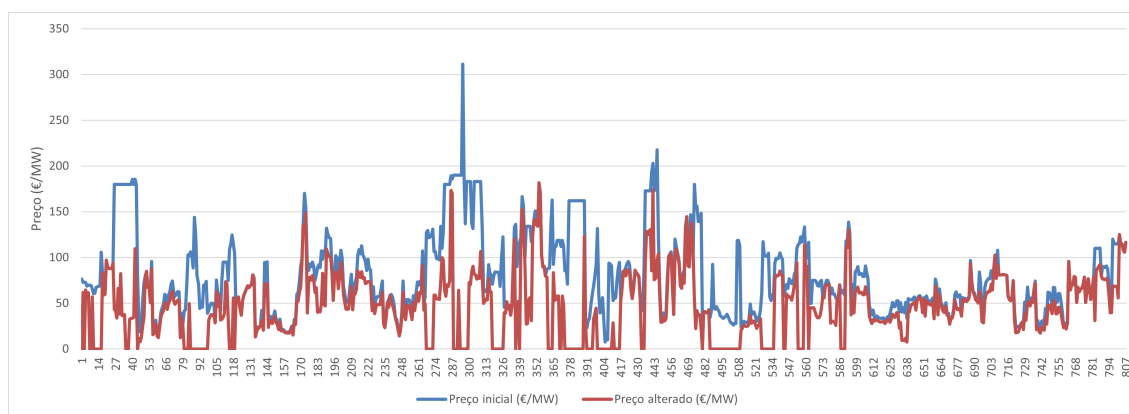


Figura 5.10: Preço original e preço alterado com a introdução de novas propostas

A Figura 5.10 apresenta a evolução do preço da banda nas horas em que a nova proposta foi introduzida, assim como o preço nas mesmas horas, mas sem a introdução da nova proposta. O preço médio simulado nas horas referidas foi de 79.57 €/MW e passou para 46.48 €/MW, uma diminuição de 42%. A unidade Teste participou em 807 horas e ofertou 66185 MW, dos quais 54361 MW foram contratados, ou seja, 82% da quantidade ofertada foi contratada. Antes da introdução da nova proposta, o preço máximo registado foi de 311.16 €/MW e, após a introdução

da nova proposta, foi de 181.77 €/MW. O preço mínimo obtido anteriormente para estas horas foi de 7.71 €/MW e com esta nova proposta passou para 0 €/MW. Em várias horas, a diminuição do preço da banda secundária deve-se ao facto de FRADE2B ofertar banda a preço nulo e, dessa forma, a unidade física Teste também ofertar banda a preço nulo.

Tabela 5.31: Repartição da banda contratada antes da introdução da nova proposta

Tipo de unidade física	Quantidade contratada (MW)	Quantidade contratada (%)
Hídrica	40363	19
Térmica	119370	57
Bombagem	50527	24

Tabela 5.32: Repartição da banda contratada após a introdução da nova proposta

Tipo de unidade física	Quantidade contratada (MW)	Quantidade contratada (%)
Hídrica	17192	8
Térmica	102348	49
Bombagem	34941	17
Teste	54361	26

Na Tabela 5.31 e na Tabela 5.32, encontra-se a distribuição da banda secundária contratada pelos diferentes tipos de unidades físicas. Com a introdução da nova proposta proveniente da unidade física Teste, é possível verificar que diminuiu a participação das restantes unidades na contratação de banda secundária. A banda secundária contratada a unidades físicas hídricas passou de 40363 MW para 17192 MW, diminuindo 57%. A banda secundária contratada a unidades térmicas passou de 119370 MW para 102348 MW, apresentando uma diminuição de 14%. Por fim, a banda secundária contratada à unidade de bombagem passou de 50527 MW para 34941 MW, diminuindo 31%. Em ambos os casos, as unidades físicas térmicas foram as que forneceram mais banda secundária.

Exemplificando para uma determinada hora, seguem-se os resultados representados nas Tabelas 5.33 a 5.36.

Tabela 5.33: Banda secundária ofertada para o dia 31 de janeiro na hora 5 antes da introdução da nova proposta

Unidade Física	Tipo de unidade	Quantidade ofertada (MW)	Preço (€/MW)
RIBATE2	Térmica	15.00	26.43
PEGO3	Térmica	24.00	0.00
PEGO3	Térmica	24.00	23.79
PEGO3	Térmica	24.00	49.17
PEGO4	Térmica	24.00	48.64
LARES2	Térmica	105.00	0.00
PEGO3	Térmica	24.00	53.87
PEGO4	Térmica	24.00	0.00
PEGO4	Térmica	24.00	53.37
PEGO4	Térmica	24.00	54.87
FRADE2B	Bombagem	96.00	55.87

Tabela 5.34: Banda secundária contratada para o dia 31 de janeiro na hora 5 antes da introdução da nova proposta

Unidade Física	Tipo de unidade	Quantidade contratada (MW)	Preço (€/MW)
RIBATE2	Térmica	15.00	48.64
PEGO3	Térmica	24.00	
PEGO3	Térmica	24.00	
PEGO4	Térmica	24.00	
LARES2	Térmica	105.00	
PEGO4	Térmica	24.00	

Tabela 5.35: Banda secundária ofertada para o dia 31 de janeiro na hora 5 após a introdução da nova proposta

Unidade Física	Tipo de unidade	Quantidade ofertada (MW)	Preço (€/MW)
RIBATE2	Térmica	15.00	26.43
PEGO3	Térmica	24.00	0.00
PEGO3	Térmica	24.00	23.79
PEGO3	Térmica	24.00	49.17
PEGO4	Térmica	24.00	48.64
LARES2	Térmica	105.00	0.00
PEGO3	Térmica	24.00	53.87
PEGO4	Térmica	24.00	0.00
PEGO4	Térmica	24.00	53.37
PEGO4	Térmica	24.00	54.87
FRADE2B	Bombagem	96.00	55.87
Teste	Teste	96.00	41.90

Tabela 5.36: Banda secundária contratada para o dia 31 de janeiro na hora 5 após a introdução da nova proposta

Unidade Física	Tipo de unidade	Quantidade contratada (MW)	Preço (€/MW)
RIBATE2	Térmica	15.00	41.90
PEGO3	Térmica	24.00	
PEGO3	Térmica	24.00	
PEGO4	Térmica	24.00	
LARES2	Térmica	105.00	
Teste	Teste	15.80	

Através da Tabela 5.33, 5.34, 5.35 e 5.36, é possível verificar o impacto da introdução da nova proposta proveniente da unidade física Teste. Como referido anteriormente, esta unidade replica o comportamento da unidade de bombagem e oferta banda a 75% do seu preço, tal como é possível observar na Tabela 5.35. Para este caso em concreto, com a introdução da nova unidade o preço baixou de 48.64 €/MW para 41.90 €/MW, diminuindo 14%. Adicionalmente, à custa desta introdução uma das propostas vinda da unidade térmica PEGO4 passou a não ser aceite.

5.2.4.2 Caso_2022_FR50: Proposta de quantidade igual a FRADE2B e com 50% do preço de cada proposta

Nesta simulação o procedimento efetuado foi semelhante ao do cenário anterior, no entanto, neste caso o preço da banda ofertada pela unidade Teste correspondeu a 50% do preço da banda ofertada pela unidade de bombagem, FRADE2B.

Tabela 5.37: Novo preço obtido após a introdução da nova proposta

Mês	Preço inicial (€/MW)	Novo preço (€/MW)	Diminuição do preço (%)
Janeiro	25.24	20.10	20.36
Fevereiro	26.83	22.25	17.05
Março	45.71	41.7	8.78
Abril	52.88	38.98	26.62
Maio	39.38	33.19	15.71
Junho	44.15	40.32	8.67
Julho	40.90	39.72	2.88
Agosto	41.09	41.09	0.00
Setembro	36.91	36.91	0.00
Outubro	42.94	42.20	1.72
Novembro	39.97	38.87	2.75
Dezembro	50.2	48.68	3.02

De acordo com a Tabela 5.37, conclui-se que a introdução das novas propostas originou uma maior diminuição de preço no mês de abril, cerca de 26.62 %. Tal como referido anteriormente, nos meses de agosto e de setembro não houve participação da unidade de bombagem, pelo que o

preço da banda secundária não se alterou nesse período. Com as novas propostas, o preço médio anual da banda secundária passou de 40.59 €/MW para 37.09 €/MW, diminuindo 8.6 %. O preço médio das ofertas da unidade Teste foi de 18.09 €/MW. Tal como no caso anterior, serão analisadas as horas em que esta unidade foi contratada.

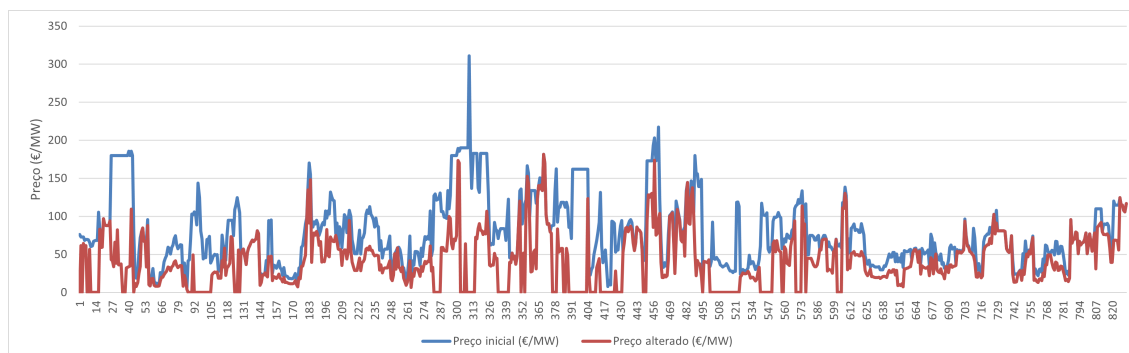


Figura 5.11: Preço original e preço alterado com a introdução de novas propostas

Na Figura 5.11 encontra-se a evolução do preço da banda secundária nas horas em que a nova proposta foi aceite, assim como o preço nas mesmas horas, mas sem a introdução da nova proposta. O preço médio simulado nas horas referidas foi de 78.29 €/MW e passou para 41.33 €/MW, diminuindo 47%. A unidade Teste participou em 831 horas e ofertou 66185 MW, dos quais 55754 foram contratados, ou seja, 84.24% da quantidade ofertada foi contratada. Os preços máximo e mínimo horário mantiveram-se iguais aos preços do caso anterior, 181.77 €/MW e 0 €/MW, respetivamente. Comparativamente com o caso anterior, é possível concluir que com este novo preço, a unidade Teste participou em mais horas visto que ofertou banda a preços inferiores.

Tabela 5.38: Repartição da banda contratada antes da introdução da nova proposta

Tipo de unidade física	Quantidade contratada (MW)	Quantidade contratada (%)
Hídrica	40609	19
Térmica	125317	58
Bombagem	50527	23

Tabela 5.39: Repartição da banda contratada após a introdução da nova proposta

Tipo de unidade física	Quantidade contratada (MW)	Quantidade contratada (%)
Hídrica	17324	8
Térmica	106841	50
Bombagem	34941	17
Teste	55754	26

Na Tabela 5.38 e na Tabela 5.39 é possível observar a distribuição da banda secundária contratada pelos diferentes tipos de unidades físicas. Através da introdução das novas propostas provenientes da unidade física Teste verifica-se que, tal como no caso anterior, a banda secundária

contratada a outras unidades diminuiu. A banda secundária contratada a unidades hídricas passou de 40609 MW para 17324 MW, diminuindo 57 %. Quanto às unidades térmicas, a banda secundária contratada baixou de 125317 MW para 106841 MW, diminuindo 15 %. Relativamente à unidade de bombagem, a banda secundária contratada baixou de 55754 MW para 34941 MW, uma diminuição de 31 %.

Utilizando a hora e o dia apresentado no exemplo do caso anterior, seguem-se os resultados representados nas Tabelas 5.40 e 5.41.

Tabela 5.40: Banda secundária ofertada para o dia 31 de janeiro na hora 5 após a introdução da nova proposta

Unidade Física	Tipo de unidade	Quantidade ofertada (MW)	Preço (€/MW)
RIBATE2	Térmica	15.00	26.43
PEGO3	Térmica	24.00	0.00
PEGO3	Térmica	24.00	23.79
PEGO3	Térmica	24.00	49.17
PEGO4	Térmica	24.00	48.64
LARES2	Térmica	105.00	0.00
PEGO3	Térmica	24.00	53.87
PEGO4	Térmica	24.00	0.00
PEGO4	Térmica	24.00	53.37
PEGO4	Térmica	24.00	54.87
FRADE2B	Bombagem	96.00	55.87
Teste	Teste	96.00	27.935

Tabela 5.41: Banda secundária contratada para o dia 31 de janeiro na hora 5 após a introdução da nova proposta

Unidade Física	Tipo de unidade	Quantidade contratada (MW)	Preço (€/MW)
RIBATE2	Térmica	15.00	27.94
PEGO3	Térmica	24.00	
PEGO3	Térmica	24.00	
PEGO4	Térmica	24.00	
LARES2	Térmica	105.00	
Teste	Teste	15.80	

Através da Tabela 5.33, 5.34, 5.40 e 5.41 observa-se o impacto da introdução da nova proposta da unidade Teste. Tal como referido, esta unidade mimetiza o comportamento da unidade de bombagem e oferta banda a 50% do seu preço, tal como é possível visualizar na Tabela 5.40. Neste caso, a introdução da nova proposta levou a uma diminuição do preço da banda secundária de 48.64 €/MW para 27.94 €/MW, cerca de 43 %. Adicionalmente e tal como no caso anterior, a proposta vinda da unidade térmica PEGO4 passou a não ser aceite.

5.2.4.3 Caso_2022_F50_50: Proposta de quantidade igual a FRADE2B e com 30% do preço de cada proposta

Nesta simulação o procedimento efetuado foi idêntico ao dos cenários anteriores, contudo, neste caso o preço da banda ofertada pela unidade Teste correspondeu a 30% do preço da banda secundária ofertada pela unidade de bombagem, FRADE2B.

Tabela 5.42: Novo preço obtido após a introdução da nova proposta

Mês	Preço inicial (€/MW)	Novo preço (€/MW)	Diminuição do preço (%)
Janeiro	25.24	19.91	21.11
Fevereiro	26.83	21.76	18.88
Março	45.71	40.32	11.81
Abril	52.88	38.76	26.70
Maio	39.38	33.04	16.10
Junho	44.15	40.23	8.87
Julho	40.90	39.7	2.92
Agosto	41.09	41.09	0.00
Setembro	36.91	36.91	0.00
Outubro	42.94	42.07	2.02
Novembro	39.97	38.66	3.29
Dezembro	50.20	48.55	3.28

Através da Tabela 5.42, é possível verificar que com a introdução de novas propostas a maior diminuição de preço ocorreu no mês de abril, tal como nos casos anteriores. Desta vez, a diminuição no preço da banda secundária foi de 26.7%. Tal como referido anteriormente, nos meses de agosto e de setembro não houve participação da unidade de bombagem, pelo que o preço da banda secundária não se alterou nesse período. Neste caso, o preço médio da banda secundária diminuiu de 40.59 €/MW para 36.85 €/MW, uma diminuição de cerca de 9.2 %. O preço médio das ofertas da unidade Teste foi de 10.86 €/MW. Tal como os casos anteriores, serão analisadas as horas em que esta unidade foi contratada.

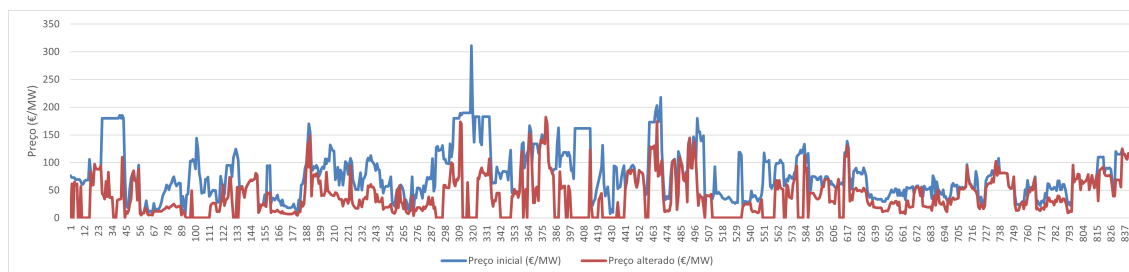


Figura 5.12: Preço original e preço alterado com a introdução de novas propostas

Na Figura 5.12 está presente a evolução do preço da banda secundária nas horas em que as novas propostas foram aceites, assim como o preço nas mesmas horas, mas sem a introdução das novas propostas. O preço médio simulado nas horas referidas foi de 77.67 €/MW e diminuiu

para 38.64 €/MW, apresentando um decréscimo de cerca de 50%. A unidade Teste participou no mercado de banda secundária em 840 horas e ofertou 66185 MW, dos quais 62373 MW foram contratados, ou seja, 94.24 % da quantidade ofertada foi contratada. Tal como nos casos anteriores, o preço máximo e mínimo horário permaneceu igual. Comparativamente aos casos anteriores, é possível verificar que neste caso a unidade Teste participou em mais horas, uma vez que apresentou propostas de oferta de banda com preços inferiores.

Tabela 5.43: Repartição da banda contratada antes da introdução da nova proposta

Tipo de unidade física	Quantidade contratada (MW)	Quantidade contratada (%)
Hídrica	40677	19
Térmica	127458	58
Bombagem	50527	23

Tabela 5.44: Repartição da banda contratada após a introdução da nova proposta

Tipo de unidade física	Quantidade contratada (MW)	Quantidade contratada (%)
Hídrica	17351	8
Térmica	102323	47
Bombagem	34941	16
Teste	62373	29

Na Tabela 5.43 e na Tabela 5.44, é possível observar a distribuição da banda secundária contratada pelos diferentes tipos de unidades físicas. Devido à introdução de novas propostas provenientes da unidade Teste conclui-se que, tal como nos casos anteriores, a banda secundária contratada a outras unidades físicas diminuiu. A banda secundária contratada a unidades hídricas passou de 40677 MW para 17351 MW, diminuindo 57%. A banda secundária contratada às unidades térmicas baixou de 127458 MW para 102323 MW, uma diminuição de cerca de 20 %. Quanto à unidade de bombagem, a banda secundária contratada baixou de 50527 MW para 34941 MW, cerca de 31 %.

Utilizando a hora e o dia apresentado nos exemplo dos casos anteriores, seguem-se os resultados representados nas Tabelas 5.45 e 5.46.

Tabela 5.45: Banda secundária ofertada para o dia 31 de janeiro na hora 5 após a introdução da nova proposta

Unidade Física	Tipo de unidade	Quantidade ofertada (MW)	Preço (€/MW)
RIBATE2	Térmica	15.00	26.43
PEGO3	Térmica	24.00	0.00
PEGO3	Térmica	24.00	23.79
PEGO3	Térmica	24.00	49.17
PEGO4	Térmica	24.00	48.64
LARES2	Térmica	105.00	0.00
PEGO3	Térmica	24.00	53.87
PEGO4	Térmica	24.00	0.00
PEGO4	Térmica	24.00	53.37
PEGO4	Térmica	24.00	54.87
FRADE2B	Bombagem	96.00	55.87
Teste	Teste	96.00	16.76

Tabela 5.46: Banda secundária contratada para o dia 31 de janeiro na hora 5 após a introdução da nova proposta

Unidade Física	Tipo de unidade	Quantidade contratada (MW)	Preço (€/MW)
PEGO3	Térmica	24.00	16.76
LARES2	Térmica	105.00	
PEGO4	Térmica	24.00	
Teste	Teste	54.80	

Através da Tabela 5.33, 5.34, 5.45 e 5.46 observa-se o impacto da introdução da nova proposta da unidade Teste. Tal como referido, esta unidade replica o comportamento da unidade de bombagem e oferta banda a 30% do seu preço, tal como é possível visualizar na Tabela 5.45. Neste cenário, a introdução da proposta levou a uma diminuição do preço da banda secundária de 48.64 €/MW para 16.76 €/MW, representando uma diminuição de 65.54 %. Adicionalmente, com esta nova proposta, as propostas de PEGO3, PEGO4 e RIBATE2, todas unidades térmicas, não foram aceites, ao contrário do que se passava antes da introdução da nova proposta.

5.2.4.4 Proposta com 50% da quantidade de FRADE2B e com 50% do preço de cada proposta

Neste caso o procedimento adotado foi semelhante ao dos cenários anteriores, tendo sido alterado não apenas o preço mas desta vez também foi alterada a quantidade ofertada pela unidade Teste. Ambos os valores foram alterados para metade dos valores das propostas da unidade de bombagem, FRADE2B. Para exemplificar, se FRADE2B ofertasse 50 MW a 10€/MW, então a unidade Teste iria ofertar 25 MW a 5€/MW.

Tabela 5.47: Novo preço obtido após a introdução da nova proposta

Mês	Preço inicial (€/MW)	Novo preço (€/MW)	Diminuição do preço (%)
Janeiro	25.24	24.47	3.05
Fevereiro	26.83	25.44	5.18
Março	45.71	43.22	5.45
Abril	52.88	50.3	4.87
Maio	39.38	37.52	4.73
Junho	44.15	41.86	5.18
Julho	40.90	40.72	0.43
Agosto	41.09	41.09	0.00
Setembro	36.91	36.91	0.00
Outubro	42.94	42.61	0.75
Novembro	39.97	39.63	0.86
Dezembro	50.20	49.63	1.14

Através da Tabela 5.47 é possível verificar que com a introdução das novas propostas a maior diminuição de preço ocorreu no mês de março, cerca de 5.45 %. Tal como nos casos anteriores, os meses de agosto e setembro permaneceram inalterados em termos de preço de banda secundária, uma vez que não foram apresentadas novas propostas de banda. O preço médio da banda secundária baixou, passando de 40.59 €/MW para 39.54 €/MW, uma diminuição de cerca de 2.6 %. Para melhor compreensão, serão apenas analisadas as horas em que esta unidade foi contratada. O preço médio das ofertas desta unidade foi de 18.09 €/MW tal como anteriormente.

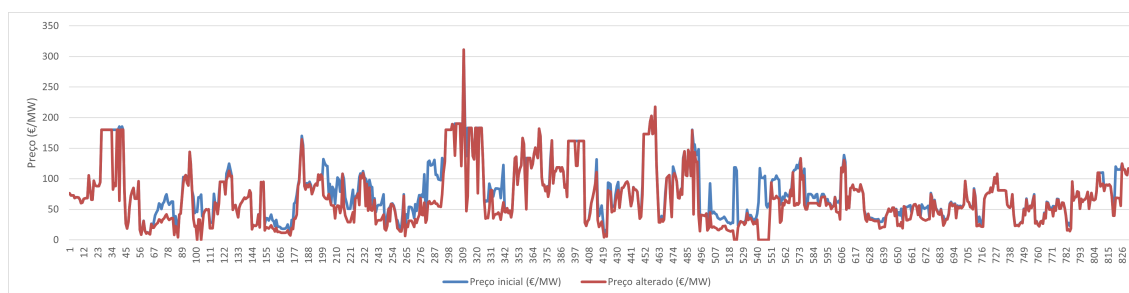


Figura 5.13: Preço original e preço alterado com a introdução de novas propostas

Na Figura 5.13, encontra-se a evolução do preço da banda nas horas em que as novas propostas foram introduzidas, assim como o preço nas mesmas horas, mas sem a introdução da nova proposta. O preço médio simulado nas horas referidas foi de 78.29 €/MW e baixou para 67.12 €/MW, uma alteração de cerca de 14 %. A unidade Teste participou no mercado de banda secundária em 831 horas e ofertou 33093 MW, dos quais 31856 MW foram contratados, ou seja, 96% da quantidade ofertada foi contratada. O preço máximo registado foi de 311.16 €/MW e o mínimo foi de 0 €/MW, após a introdução das novas propostas.

Tabela 5.48: Repartição da banda contratada antes da introdução da nova proposta

Tipo de unidade física	Quantidade contratada (MW)	Quantidade contratada (%)
Hídrica	40609	19
Térmica	125317	58
Bombagem	50527	23

Tabela 5.49: Repartição da banda contratada após a introdução da nova proposta

Tipo de unidade física	Quantidade contratada (MW)	Quantidade contratada (%)
Hídrica	26731	12
Térmica	113598	53
Bombagem	42189	20
Teste	31856	15

Na Tabela 5.48 e na Tabela 5.49 encontra-se a distribuição da banda secundária contratada pelos diferentes tipos de unidades físicas. Com a introdução das novas propostas provenientes da unidade física Teste, conclui-se que a participação das restantes unidades físicas na contratação da banda secundária diminuiu. A banda secundária contratada a unidades físicas hídricas baixou de 40609 MW para 26731 MW, um decréscimo de 34%. A banda secundária contratada a unidades térmicas baixou de 125317 MW para 113598 MW, uma descida de 9 %. Quanto à banda secundária contratada à unidade de bombagem, baixou de 50527 MW para 42189 MW, uma diminuição de 16.5 %. Em ambos os casos, as unidades térmicas foram as que forneceram mais banda secundária.

Exemplificando para uma determinada hora, seguem-se os resultados representados nas Tabelas 5.50 a 5.53.

Tabela 5.50: Banda secundária ofertada para o dia 19 de março na hora 18 antes da introdução da nova proposta

Unidade Física	Tipo de unidade	Quantidade ofertada (MW)	Preço (€/MW)
LARES2	Térmica	21.00	50.69
FRADE2B	Bombagem	96.00	105.32
LARES2	Térmica	139.5	0.00
FRADE2B	Bombagem	54.00	95.22
PEGO4	Térmica	24.00	45.84
PEGO4	Térmica	24.00	91.67
PEGO4	Térmica	48.00	0
POCINHO	Hídrica	34.50	105.33

Tabela 5.51: Banda secundária contratada para o dia 19 de março na hora 18 antes da introdução da nova proposta

Unidade Física	Tipo de unidade	Quantidade contratada (MW)	Preço (€/MW)
LARES2	Térmica	21.00	95.22
LARES2	Térmica	139.5	
FRADE2B	Bombagem	21.00	
PEGO4	Térmica	24.00	
PEGO4	Térmica	24.00	
PEGO4	Térmica	48.00	

Tabela 5.52: Banda secundária ofertada para o dia 19 de março na hora 18 após a introdução da nova proposta

Unidade Física	Tipo de unidade	Quantidade ofertada (MW)	Preço (€/MW)
LARES2	Térmica	21.00	50.69
FRADE2B	Bombagem	96.00	105.32
LARES2	Térmica	139.5	0.00
FRADE2B	Bombagem	54.00	95.22
PEGO4	Térmica	24.00	45.84
PEGO4	Térmica	24.00	91.67
PEGO4	Térmica	48.00	0
POCINHO	Hídrica	34.50	105.33
Teste	Teste	27.00	47.61

Tabela 5.53: Banda secundária contratada para o dia 19 de março na hora 18 após a introdução da nova proposta

Unidade Física	Tipo de unidade	Quantidade contratada (MW)	Preço (€/MW)
LARES2	Térmica	21.00	91.67
LARES2	Térmica	139.50	
PEGO4	Térmica	24.00	
PEGO4	Térmica	24.00	
PEGO4	Térmica	48.00	
Teste	Teste	27.00	

Através das Tabelas 5.50, 5.51, 5.52 e 5.53 é possível observar a alteração no preço devido à introdução da nova proposta proveniente da unidade Teste. Neste caso, com a introdução da nova unidade o preço baixou de 95.22 €/MW para 91.67 €/MW, uma diminuição de 4%. Devido à nova proposta, a oferta de banda proveniente da unidade de bombagem, FRADE2B, que anteriormente tinha sido aceite, desta vez foi excluída, levando à diminuição do preço. Se for feita a comparação com o caso abordado no subcapítulo 5.2.4.2, o preço diminuiria ainda mais, passando para 50.69 €/MW. Isto deve-se ao facto de nesse caso, a quantidade ofertada ter sido o dobro da que foi ofertada neste. Adicionalmente é possível visualizar pela Tabela 5.50 que a oferta de banda por

parte da unidade Teste, em termos de valores de banda secundária e preço, representa metade da proposta de menor preço de FRADE2B.

5.2.4.5 Caso_2022_B30MW: Proposta proveniente de uma bateria com capacidade de regulação secundária de 30 MW

Nesta simulação o procedimento adotado teve algumas diferenças face ao adotado anteriormente. Sendo assim, optou-se por inserir propostas provenientes de uma unidade física que simulasse um dispositivo de armazenamento de energia como uma bateria. Para tal, esta nova unidade denominada "Bateria", possui capacidade de regulação secundária secundária de 30 MW, ou seja, 20 MW a subir e 10 MW a descer.

A Bateria, ao contrário das unidades Teste anteriores, apenas ofertou banda secundária nas horas em que FRADE2B apresentava os preços mais elevados. No entanto, uma vez que FRADE2B em alguns dias apresentava ofertas em várias horas seguidas e dado a natureza desta nova unidade, optou-se por colocar a Bateria apenas a apresentar propostas, no máximo, nas 2 horas do mesmo dia em que FRADE2B apresentasse os preços mais elevados. Desta forma procurava-se construir um cenário mais realista, uma vez que a Bateria poderia não ter capacidade para ofertar banda durante várias horas seguidas, caso tivesse de mobilizar uma quantidade considerável de energia na primeira hora que entrasse em serviço. Adicionalmente, a Bateria apresentou propostas a 70% do preço das propostas de FRADE2B, ou seja, se FRADE2B apresentasse uma proposta a 100 €/MW, então a Bateria apresentaria a 70 €/MW.

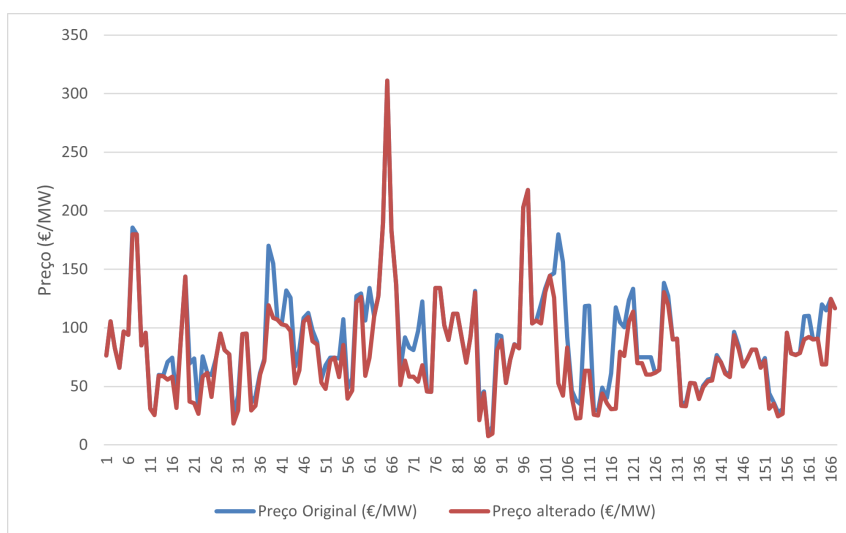


Figura 5.14: Preço original e preço alterado com a introdução da Bateria com capacidade de regulação secundária de 30 MW

Na Figura 5.14 encontra-se a evolução do preço da banda secundária nas horas em que a Bateria foi contratada, assim como o preço nas mesmas horas mas sem a introdução da Bateria. Inicialmente, o preço médio simulado nas horas referidas foi de 88.78 €/MW e com esta nova unidade passou para 78.47 €/MW, uma diminuição de 11.61 %. A Bateria participou em 167

horas e ofertou 5250 MW, dos quais 4994 MW foram contratados, ou seja, 95 % da quantidade ofertada foi contratada. O preço médio das ofertas da Bateria foi de 34.9 €/MW.

Tabela 5.54: Repartição da banda contratada antes da introdução da Bateria

Tipo de unidade física	Quantidade contratada (MW)	Quantidade contratada (%)
Hídrica	7004	16
Térmica	26103	61
Bombagem	10006	23

Tabela 5.55: Repartição da banda contratada após a introdução da Bateria

Tipo de unidade física	Quantidade contratada (MW)	Quantidade contratada (%)
Hídrica	5509	13
Térmica	23888	56
Bombagem	8139	19
Bateria	4994	12

Na Tabela 5.54 e na Tabela 5.55 é possível visualizar a distribuição da banda secundária contratada por tecnologia. Com a introdução da Bateria conclui-se que a participação das restantes unidades físicas na contração da banda diminuiu. A banda secundária contratada a unidades físicas hídricas baixou de 7004 MW para 5509 MW, uma diminuição de 27%. A banda secundária contratada a unidades térmicas baixou de 26103 MW para 23888 MW, um decréscimo de 9%. Quanto à unidade de bombagem, a sua contratação baixou de 10006 MW para 8139 MW, uma diminuição de 23%.

Exemplificando para uma determina hora, seguem-se os resultados representados nas Tabelas 5.56 a 5.59.

Tabela 5.56: Banda secundária ofertada para o dia 26 de dezembro na hora 4 antes da introdução da Bateria

Unidade Física	Tipo de unidade	Quantidade ofertada (MW)	Preço (€/MW)
ALINDO	Hídrica	10.50	39.16
MRND1	Hídrica	9.90	115
ALINDO	Hídrica	82.50	0
FRADE2B	Bombagem	67.50	68.84
ALINDO	Hídrica	19.50	68.95
ALINDO	Hídrica	19.50	148

Tabela 5.57: Banda secundária contratada para o dia 26 de dezembro na hora 4 antes da introdução da Bateria

Unidade Física	Tipo de unidade	Quantidade contratada (MW)	Preço (€/MW)
ALINDO	Hídrica	10.50	115
MRND1	Hídrica	9.90	
ALINDO	Hídrica	82.50	
FRADE2B	Bombagem	67.50	
ALINDO	Hídrica	19.50	

Tabela 5.58: Banda secundária ofertada para o dia 26 de dezembro na hora 4 após a introdução da Bateria

Unidade Física	Tipo de unidade	Quantidade contratada (MW)	Preço (€/MW)
ALINDO	Hídrica	10.50	115
MRND1	Hídrica	9.90	115
ALINDO	Hídrica	82.50	0
FRADE2B	Bombagem	67.50	68.84
ALINDO	Hídrica	19.50	68.95
ALINDO	Hídrica	19.50	148
Bateria	Bateria	30.00	48.19

Tabela 5.59: Banda secundária contratada para o dia 26 de dezembro na hora 4 após a introdução da Bateria

Unidade Física	Tipo de unidade	Quantidade contratada (MW)	Preço (€/MW)
ALINDO	Hídrica	10.50	68.84
ALINDO	Hídrica	82.50	
FRADE2B	Bombagem	67.50	
Bateria	Bateria	30.00	

Através das Tabelas 5.56, 5.57, 5.58 e 5.59, é possível verificar a alteração no preço devido à introdução da proposta proveniente da Bateria. Com a introdução desta unidade, o preço da banda secundária para esta hora baixou de 115 €/MW para 68.84 €/MW, uma diminuição de 40%. Pela Tabela 5.58 é possível visualizar que o preço da proposta da Bateria é cerca de 70% da proposta de FRADE2B, tal como referido anteriormente. Por fim, com esta nova unidade, a presença da unidade hídrica MRND1 foi excluída na contratação de banda secundária, assim como uma proposta de outra unidade hídrica, ALINDO.

5.2.4.6 Caso_2022_B80MW: Proposta proveniente de uma bateria com capacidade de regulação secundária de 80 MW

Nesta simulação o procedimento foi semelhante ao que foi adotado no subcapítulo anterior. Neste caso, esta nova unidade física denominada "Bateria" possui uma capacidade de regulação

secundária de 80 MW. Sendo assim, 2/3 de 80 MW correspondem à regulação secundária a subir e o restante 1/3 a regulação secundária a descer.

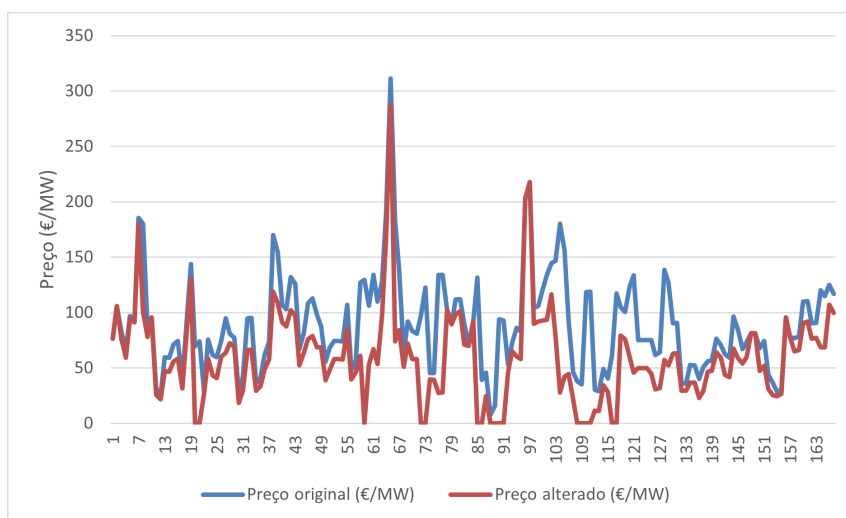


Figura 5.15: Preço original e alterado com a introdução da Bateria com capacidade de regulação secundária de 80 MW

Na Figura 5.15 é possível visualizar a evolução do preço da banda secundária nas horas em que a Bateria foi contratada, assim como o preço nas mesmas horas mas sem a introdução da Bateria. Inicialmente, o preço médio simulado nas horas referidas foi de 88.78 €/MW e com a nova unidade física passou para 59.43 €/MW, uma diminuição de 33%. A Bateria participou em 167 horas e ofertou 14000 MW, dos quais 11313 MW foram contratados, ou seja, 81% da quantidade ofertada foi contratada. O preço médio das ofertas da Bateria foi de 34.9 €/MW. Por fim, o preço máximo passou de 311.16 €/MW para 287.51 €/MW e o mínimo passou de 7.71 €/MW para 0 €/MW.

Tabela 5.60: Repartição da banda contratada antes da introdução da Bateria

Tipo de unidade física	Quantidade contratada (MW)	Quantidade contratada (%)
Hídrica	7004	16
Térmica	26103	61
Bombagem	10006	23

Tabela 5.61: Repartição da banda contratada após a introdução da Bateria

Tipo de unidade física	Quantidade contratada (MW)	Quantidade contratada (%)
Hídrica	3392	8
Térmica	21666	50
Bombagem	6578	15
Bateria	11313	26

Na Tabela 5.60 e na Tabela 5.61, é possível observar a repartição da banda secundária contratada por tecnologia. Com a introdução da Bateria, conclui-se que a participação das restantes unidades físicas na contratação da banda diminuiu. A banda secundária contratada a unidades físicas hídricas baixou de 7004 MW para 3392 MW, uma diminuição de 52 %. A banda secundária contratada a unidades térmicas baixou de 26103 MW para 21666 MW, um decréscimo de 17%. Quanto à unidade de bombagem, a sua contratação baixou de 10006 MW para 6578 MW, uma diminuição de 34%. Comparativamente com o resultado obtido para a bateria de 30 MW, esta apresenta mais banda secundária contratada para as mesmas horas, cerca de 11313 MW em relação a 4994 MW.

Exemplificando para uma determinada hora, seguem-se os resultados representados nas Tabelas 5.62 a 5.65.

Tabela 5.62: Banda secundária ofertada para o dia 3 de julho na hora 18 antes da introdução da Bateria

Unidade Física	Tipo de unidade	Quantidade ofertada (MW)	Preço (€/MW)
FRADE2B	Bombagem	13.50	81.50
ALQUE	Hídrica	96.00	168.00
PEGO3	Térmica	24.00	0.00
PEGO4	Térmica	24.00	163.50
PEGO4	Térmica	24.00	0.00
PEGO4	Térmica	24.00	130.40
FRADE2B	Bombagem	28.50	149.96
PEGO3	Térmica	24.00	81.50
RIBATE1	Térmica	118.50	0.00
PEGO3	Térmica	24.00	163.00
PEGO4	Térmica	24.00	146.70
PEGO3	Térmica	24.00	138.55

Tabela 5.63: Banda secundária contratada para o dia 3 de julho na hora 18 antes da introdução da Bateria

Unidade Física	Tipo de unidade	Quantidade contratada (MW)	Preço (€/MW)
FRADE2B	Bombagem	13.50	138.55
PEGO3	Térmica	24.00	
PEGO4	Térmica	24.00	
PEGO4	Térmica	24.00	
PEGO3	Térmica	24.00	
RIBATE1	Térmica	118.50	
PEGO3	Térmica	24.00	

Tabela 5.64: Banda secundária ofertada para o dia 3 de julho na hora 18 após a introdução da Bateria

Unidade Física	Tipo de unidade	Quantidade contratada (MW)	Preço (€/MW)
FRADE2B	Bombagem	13.50	81.50
ALQUE	Hídrica	96.00	168.00
PEGO3	Térmica	24.00	0.00
PEGO4	Térmica	24.00	163.50
PEGO4	Térmica	24.00	0.00
PEGO4	Térmica	24.00	130.4
FRADE2B	Bombagem	28.50	149.96
PEGO3	Térmica	24.00	81.50
RIBATE1	Térmica	118.5	0.00
PEGO3	Térmica	24.00	163.00
PEGO4	Térmica	24.00	146.7
PEGO3	Térmica	24.00	138.55
Bateria	Bateria	80.00	57.05

Tabela 5.65: Banda secundária contratada para o dia 3 de julho na hora 18 após a introdução da Bateria

Unidade Física	Tipo de unidade	Quantidade contratada (MW)	Preço (€/MW)
PEGO3	Térmica	24.00	57.05
PEGO3	Térmica	24.00	
RIBATE1	Térmica	118.50	
Bateria	Bateria	80.00	

Através das Tabelas 5.62, 5.63, 5.64 e 5.65 é possível verificar a alteração do preço devido à introdução da proposta vinda da Bateria. Com esta nova unidade, o preço da banda secundária baixou de 138.55 €/MW para 57.05 €/MW, um decréscimo de 58.8 %. Pelas Tabelas 5.63 e 5.65, verifica-se que com as propostas associadas à unidade Bateria, algumas propostas foram excluídas, nomeadamente a da unidade de bombagem, FRADE2B, a da unidade térmica, PEGO4, e uma de PEGO3, outra unidade térmica.

Esta maior capacidade de bateria permite obter preços mais baixos. Por exemplo, se para esta hora e dia fosse utilizada a bateria de 30 MW, o preço apenas baixaria para 130.4 €/MW, uma diminuição de 6%. No entanto, uma maior capacidade não implica sempre uma diminuição no preço. Se a bateria de 80 MW fosse utilizada no dia 26 de dezembro na hora 4, como foi exemplificado para a bateria de 30 MW, o preço não se alteraria e permanecia em 68.84 €/MW.

5.3 Resultados com valores de banda referentes a 2030

5.3.1 Caso_2030_Base: Análise do preço e da banda com as ofertas de 2022

Neste cenário são analisados os valores simulados para 2030, relativamente à banda secundária e o seu preço. Para tal, foi assumido que o perfil de propostas de oferta de banda secundária para 2030 era igual ao de 2022.

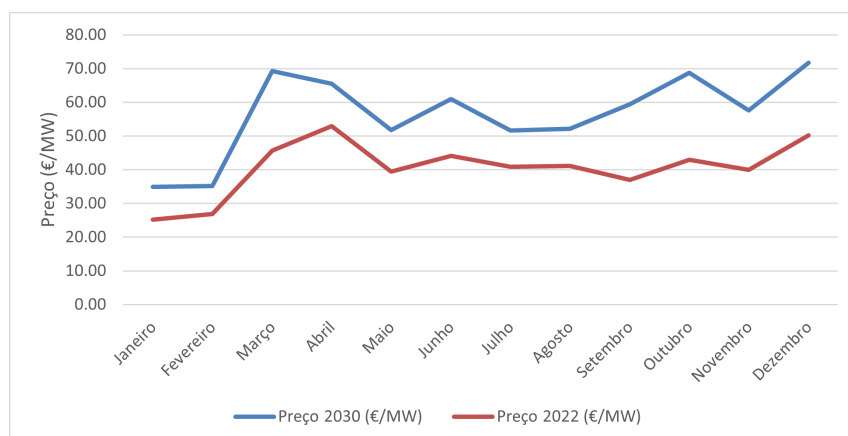


Figura 5.16: Evolução do preço médio mensal simulado para 2030 relativamente ao de 2022

Tabela 5.66: Preço médio mensal da banda secundária simulado para 2030

Mês	Preço 2022 (€/MW)	Preço 2030 (€/MW)	Aumento (%)
Janeiro	25.24	34.95	38.46
Fevereiro	26.83	35.12	30.91
Março	45.71	69.24	51.47
Abril	52.88	65.49	23.85
Maio	39.38	51.78	31.48
Junho	44.15	61.01	38.19
Julho	40.90	51.58	26.12
Agosto	41.09	52.18	26.99
Setembro	36.91	59.46	61.07
Outubro	42.94	68.69	59.98
Novembro	39.97	57.56	44.00
Dezembro	50.20	71.77	42.97

Simulando o novo preço da banda secundária para 2030, assumindo que o perfil de propostas de ofertas de banda é igual ao de 2022, é possível verificar um grande aumento nos preços. O preço médio da banda passou de 40.59 €/MW para 50.7 €/MW, um aumento de 39.7 %. O mês com o maior aumento no preço médio foi setembro, passando de 36.91 €/MW para 59.46 €/MW. O mês com o preço médio mais elevado foi dezembro com 71.77 €/MW. Quanto ao maior preço horário, este foi de 813.2 €/MW e o mínimo foi de 4.58 €/MW. O preço médio mensal oscilou entre

34.95 €/MW e 71.77 €/MW. O preço horário máximo de 813.2 €/MW resultou de ofertas que para o caso de 2022 não foram aceites. No entanto, existem mecanismos adotados em situações excecionais que não levariam à contratação dessa oferta, contudo, esses mecanismos não estão bem esclarecidos no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema.

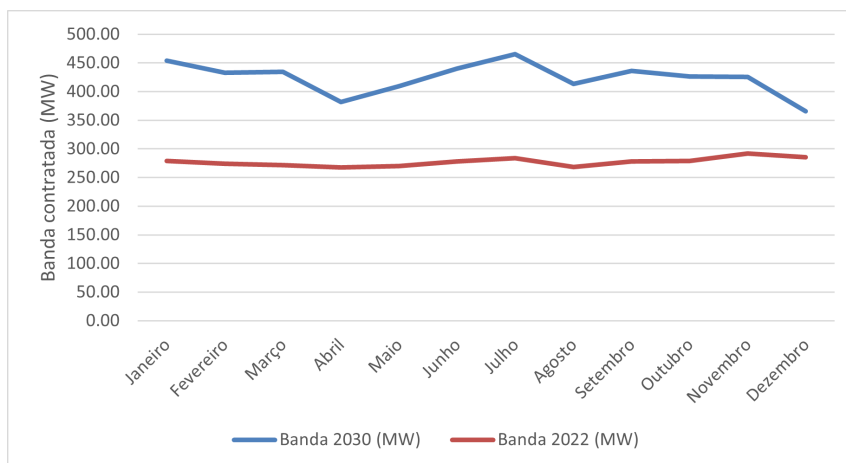


Figura 5.17: Evolução da banda secundária mensal contratada para 2030 relativamente à de 2022

Tabela 5.67: Banda secundária média mensal contratada para 2030

Mês	Banda secundária 2022 (MW)	Banda secundária 2030 (MW)	Aumento (%)
Janeiro	279.03	453.58	62.55
Fevereiro	273.66	423.85	58.17
Março	271.92	434.21	59.68
Abril	267.39	381.40	42.64
Maio	269.83	409.50	51.76
Junho	278.18	439.84	58.11
Julho	283.46	465.36	64.17
Agosto	268.54	413.61	54.02
Setembro	278.12	435.69	56.66
Outubro	279.26	426.12	52.59
Novembro	291.83	425.15	45.69
Dezembro	285.63	365.28	27.89

Analisando os valores da banda secundária presentes na Tabela 5.67 é possível verificar que aumentou bastante face aos simulados para 2022. Neste caso, o valor médio da banda secundária foi de 424 MW, enquanto que para 2022 o valor médio foi 279 MW, um aumento de 51.97 %. O mês com maior banda secundária contratada foi julho, cerca de 465 MW e o menor foi dezembro, cerca de 365 MW. O mês que apresentou maior aumento foi julho, 64.17%, e o menor dezembro, 27.89%. A banda secundária horária simulada mais elevada foi 598.8 MW e a menor 150 MW. Este valor mínimo deve-se ao facto de para essa hora não existirem ofertas suficientes para satisfazerem a necessidade de banda secundária estimada.

A necessidade total de banda secundária para este caso foi de 4040 GW, enquanto que a banda total ofertada foi de 3878 GW, uma diferença de 162 GW. Por esse motivo, em várias horas as propostas são todas aceites na sua totalidade, de modo a satisfazer as necessidades de banda secundária determinando o aumento dos preços da banda secundária. Quanto à banda contratada por tipo de unidade física, uma vez que a necessidade de banda é superior à banda ofertada, então a repartição de banda secundária é semelhante ao perfil da banda ofertada para 2022, tal como se apresentou na Figura 5.1 e na Tabela 5.1. No entanto, apenas foram contratados 3710 GW dos 4040 GW estabelecidos como necessidade de banda secundária.

5.3.2 Aumento das ofertas totais

Tal como referido no subcapítulo anterior, para o caso simulado de 2030 assumindo o perfil de propostas de banda secundária de 2022, a necessidade de banda secundária representou um valor superior às propostas de banda submetidas ao Operador de Sistema. Sendo assim, optou-se por estudar vários casos com diferentes aumentos nas propostas de banda secundária, de modo a simular um possível mercado mais competitivo, integrando mais agentes.

5.3.2.1 Caso_2030_OF10: Aumento das ofertas totais em 10%

Neste cenário todas as ofertas de banda secundária foram aumentadas em 10%, ou seja, se uma unidade ofertasse 10 MW, então passaria a ofertar 11 MW. Neste e nos dois próximos cenários, o Caso_2030_Base, serviu como comparação em relação aos valores da banda secundária e do preço.

Tabela 5.68: Preço médio mensal da banda secundária contratada para 2030 com aumento das ofertas de banda secundária em 10%

Mês	Preço 2030 base (€/MW)	Preço 2030 novo (€/MW)	Diminuição (%)
Janeiro	34.95	31.95	8.59
Fevereiro	35.12	33.91	3.44
Março	69.24	57.64	16.76
Abril	65.49	63.54	2.97
Maio	51.78	50.66	2.16
Junho	61.01	57.13	6.36
Julho	51.58	49.46	4.11
Agosto	52.18	50.47	3.28
Setembro	59.46	50.73	14.69
Outubro	68.69	62.04	9.68
Novembro	57.56	51.61	10.34
Dezembro	71.77	65.17	9.2

Com o aumento das ofertas o preço médio anual da banda secundária baixou de 56.7 €/MW para 52.13 €/MW, uma diminuição de 8.1%. O mês que apresentou o maior preço foi o de

dezembro, 65.17 €/MW, já o menor preço ocorreu no mês de janeiro, 31.95 €/MW. A maior variação de preço ocorreu no mês de março, cerca de 16.76 % e a menor foi no mês de agosto, 3.28%. O maior preço horário baixou para 731.88 €/MW e o menor baixou para 2.58 €/MW.

Tabela 5.69: Banda secundária média mensal simulada para 2030 com aumento nas ofertas de banda secundária em 10%

Mês	Banda secundária 2030 base (MW)	Banda secundária 2030 nova (MW)	Variação (%)
Janeiro	453.58	467.00	2.96
Fevereiro	423.85	455.12	5.14
Março	434.21	452.26	4.16
Abril	381.40	402.25	5.47
Mai	409.50	426.68	4.20
Junho	439.84	443.46	0.82
Julho	465.36	472.98	1.64
Agosto	413.61	430.03	3.97
Setembro	435.69	441.78	1.40
Outubro	426.12	434.02	1.85
Novembro	425.15	435.63	2.46
Dezembro	365.28	387.72	6.14

Na Tabela 5.69 é possível verificar que a banda secundária aumentou em todos os meses face ao caso base para 2030. Isto deve-se ao facto da necessidade de banda ter sido superior à banda ofertada no caso base, levando a que em algumas horas a necessidade de banda não tenha sido completamente satisfeita. O mês com a maior banda secundária média foi julho, com 472.98 MW e o menor foi dezembro com 387.72 MW. O mês que apresentou maior variação foi dezembro com 6.14 % e o menor foi junho com 0.82 %. O novo valor médio da banda secundária contratada passou para 437 MW.

A repartição da banda secundária contratada, uma vez que foram usadas as propostas de 2022, seguiu o comportamento já verificado quando foi analisado o ano de 2022.

5.3.2.2 Caso_2030_OF20: Aumento das ofertas totais em 20%

Neste cenário todas as ofertas de banda secundária foram aumentadas em 20%.

Tabela 5.70: Preço médio mensal da banda secundária contratada para 2030 com aumento das ofertas de banda secundária em 20%

Mês	Preço 2030 base (€/MW)	Preço 2030 novo (€/MW)	Diminuição (%)
Janeiro	34.95	30.03	14.08
Fevereiro	35.12	32.96	6.14
Março	69.24	55.33	20.10
Abril	65.49	61.23	6.51
Maio	51.78	49.3	4.79
Junho	61.01	53.29	12.66
Julho	51.58	48.09	6.77
Agosto	52.18	49.38	5.37
Setembro	59.46	45.29	23.82
Outubro	68.69	55.07	19.83
Novembro	57.56	48.78	15.25
Dezembro	71.77	60.04	16.35

Com o aumento das ofertas o preço médio anual desceu para 49.16 €/MW, uma diminuição de 7.5%. O mês que apresentou maior preço foi o de abril, 61.23 €/MW e o menor foi janeiro, 30.03 €/MW. A maior variação de preço registou-se em setembro, 23.82 %, e a menor foi em agosto, 5.37%. O preço horário mais elevado foi de 311.16 €/MW e o menor foi de 2.08 €/MW. O preço diminuiu pois, apesar da banda secundária aumentar, as ofertas com propostas de menores preços também aumentaram, possibilitando preços mais baixos.

Tabela 5.71: Banda secundária média mensal contratada para 2030 com aumento das ofertas de banda secundária em 20%

Mês	Banda secundária 2030 base (MW)	Banda secundária 2030 nova (MW)	Variação (%)
Janeiro	453.58	468.44	3.28
Fevereiro	423.85	461.67	6.66
Março	434.21	461.52	6.29
Abril	381.40	416.44	9.19
Maio	409.50	433.39	5.83
Junho	439.84	447.53	1.75
Julho	465.36	472.15	1.46
Agosto	413.61	440.77	6.57
Setembro	435.69	447.43	2.69
Outubro	426.12	440.20	3.30
Novembro	425.15	444.19	4.48
Dezembro	365.28	406.42	11.26

A nova banda secundária média contratada subiu para 444.94 MW, ligeiramente superior ao caso anterior, pelo que se conclui que no caso anterior haverá casos em que a necessidade de banda continua a ser superior à banda ofertada. Neste caso, o mês com maior banda secundária contratada foi julho, com 472 MW e o menor foi dezembro com 406.42 MW. O mês que apresentou maior variação na banda secundária contratada foi dezembro, com 11.26%, e o menor foi julho com

1.46%. O valor horário de banda secundária mais baixo foi de 180 MW e o maior foi de 627.12 MW. O valor de 180 MW deveu-se ao facto de nessa hora a necessidade de banda secundária não ter sido satisfeita, uma vez que não foram apresentadas propostas de banda suficientes.

A repartição da banda secundária contratada, uma vez que foram usadas as propostas de 2022, seguiu o comportamento já verificado quando foi analisado o ano de 2022.

5.3.2.3 Caso_2030_OF30: Aumento das ofertas totais em 30%

Neste cenário todas as ofertas de banda secundária foram aumentadas em 30%.

Tabela 5.72: Preço médio mensal da banda secundária contratada para 2030 com aumento das ofertas de banda secundária em 30%

Mês	Preço 2030 base (€/MW)	Preço 2030 novo (€/MW)	Diminuição (%)
Janeiro	34.95	28.37	18.84
Fevereiro	35.12	31.03	11.64
Março	69.24	53.29	23.04
Abril	65.49	59.08	9.78
Maio	51.78	45.41	12.30
Junho	61.01	49.74	18.47
Julho	51.58	46.03	10.75
Agosto	52.18	48.69	6.69
Setembro	59.46	42.14	29.13
Outubro	68.69	51.98	24.33
Novembro	57.56	46.45	19.31
Dezembro	71.77	57.81	19.45

Com o aumento das ofertas o preço médio anual desceu para 46.77 €/MW, uma diminuição de 17.52%. O mês que apresentou maior preço foi abril, 59.08 €/MW e o menor foi janeiro, 28.37 €/MW. A maior variação de preço médio registou-se em setembro, 29.13 %, e a menor em agosto, 6.69 %. O preço horário mais elevado foi de 311.16 €/MW e o menor foi de 2.08 €/MW. O preço diminuiu pois, apesar da banda secundária contratada aumentar, as ofertas com propostas de menores preços também aumentaram, possibilitando preços mais baixos.

Tabela 5.73: Banda secundária média mensal contratada para 2030 com aumento das ofertas de banda secundária em 30%

Mês	Banda secundária 2030 base (MW)	Banda secundária 2030 nova (MW)	Variação (%)
Janeiro	453.58	473.7	4.40
Fevereiro	423.85	467.82	8.08
Março	434.21	469.36	8.10
Abril	381.40	424.69	11.35
Maio	409.50	436.32	6.55
Junho	439.84	446.01	1.40
Julho	465.36	469.71	0.94
Agosto	413.61	443.47	7.22
Setembro	435.69	448.72	2.99
Outubro	426.12	440.47	3.37
Novembro	425.15	447.28	5.21
Dezembro	365.28	419.27	14.78

A nova banda secundária média contratada subiu para 448 MW, ligeiramente superior ao caso anterior, pelo que se conclui que na situação anterior terão ocorrido horas em que a necessidade de banda era superior à banda ofertada. O mês com o valor de banda secundária mais elevado foi janeiro, 473.7 MW, e o menor foi o mês de dezembro, 419.27 MW. O mês que apresentou maior variação foi o mês de dezembro, 14.78 % e o menor foi o mês de julho, 0.94 %. O menor valor horário de banda secundária contratada foi de 195 MW e o maior foi de 608 MW. Tal como no caso anterior, esta grande diferença entre valores extremos deveu-se à falta de ofertas de banda para cobrirem a necessidade de banda secundária.

Estes novos cenários permitem perceber que nos próximos anos é previsível um aumento de necessidade de banda, tornando o mercado de banda secundária mais atrativo pois podem entrar novos agentes, apresentando preços mais apelativos e competitivos.

A repartição da banda secundária contratada nesta simulação, uma vez que foram usadas as propostas de 2022, seguiu o comportamento já verificado quando foi analisado o ano de 2022.

5.3.3 Introdução de novas propostas

5.3.3.1 Caso_2030_Bateria30MW: Proposta proveniente de uma bateria com capacidade de regulação secundária de 30 MW

Nesta simulação o procedimento adotado foi idêntico ao adotado para os dados referentes a 2022. No entanto, as ofertas de banda consideradas foram as do subcapítulo 5.3.2.3, uma vez que as ofertas iniciais de banda secundária eram inferiores à necessidade total de banda secundária. Sendo assim, introduziu-se uma bateria com capacidade de regulação secundária de 30 MW nas horas em que FRADE2B apresentava propostas com preços mais elevados e de acordo com as características especificadas no subcapítulo 5.2.4.5.

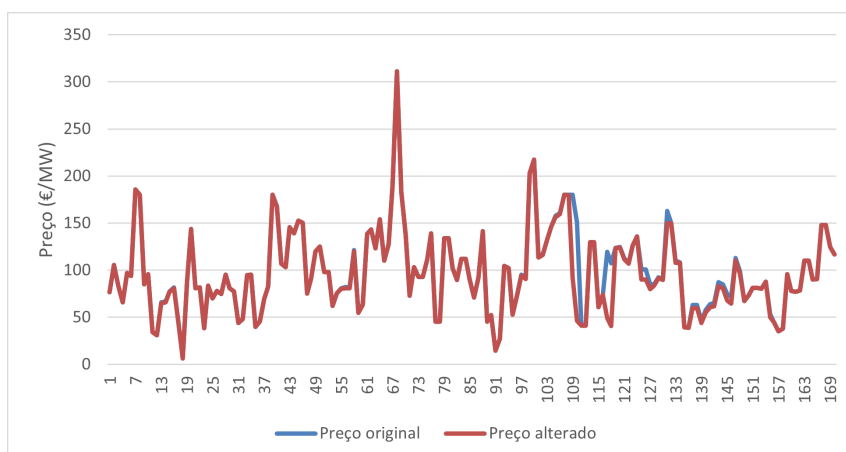


Figura 5.18: Preço original e preço alterado com a introdução da Bateria com capacidade de regulação secundária de 30 MW

Na Figura 5.18 é possível observar a evolução do preço da banda secundária nas horas em que a Bateria foi contratada, assim como o preço nas mesmas horas mas sem a introdução da Bateria. Inicialmente, o preço médio simulado foi de 98.59 €/MW e considerando esta nova unidade baixou para 95.96 €/MW, uma diminuição de 2.67 %. A Bateria participou em 170 horas e ofertou 5250 MW, dos quais 5100 MW foram contratados, ou seja 97 % da quantidade ofertada foi contratada. O preço médio das ofertas da Bateria foi de 34.9 €/MW. O preço máximo horário da banda contratada obtido foi de 311.16 €/MW em ambos os casos e o mínimo passou de 6.5 €/MW para 6 €/MW.

Visualmente é possível verificar que a introdução desta unidade não teve um grande impacto no preço da banda secundária, existindo sobreposição das duas curvas na maioria das horas. Isto deve-se ao facto da necessidade de banda apresentar valores mais elevados e em determinadas horas a proposta proveniente da bateria foi aceite, uma vez que a quantidade ofertada era inferior à necessidade de banda.

Tabela 5.74: Repartição da banda contratada antes da introdução da Bateria

Tipo de unidade física	Quantidade contratada (MW)	Quantidade contratada (%)
Hídrica	11958	18
Térmica	38919	59
Bombagem	14861	23

Tabela 5.75: Repartição da banda contratada após a introdução da Bateria

Tipo de unidade física	Quantidade contratada (MW)	Quantidade contratada (%)
Hídrica	11031	16
Térmica	37469	55
Bombagem	14032	21
Bateria	5100	9

Na Tabela 5.74 e na Tabela 5.75 é possível observar a distribuição da banda secundária contratada por tecnologia. Com a introdução da Bateria, conclui-se que a contratação de banda a outras unidades físicas diminuiu. A banda secundária contratada a unidades físicas hídricas baixou de 11958 MW para 11031 MW, uma diminuição de 7.5 %. A banda secundária contratada a unidades térmicas baixou de 38919 MW para 37469 MW, uma diminuição de 3.7 %. Por fim, a banda secundária contratada à unidade de bombagem baixou de 14861 MW para 14032 MW, um decréscimo de 5.6 %.

Exemplificando para uma determinada hora, seguem-se os resultados representados nas Tabelas 5.76 a 5.79.

Tabela 5.76: Banda secundária ofertada para o dia 3 de julho à hora 18 antes da introdução da Bateria

Unidade Física	Tipo de unidade	Quantidade ofertada (MW)	Preço (€/MW)
FRADE2B	Bombagem	16.20	81.50
ALQUE	Hídrica	115.20	168.00
PEGO3	Térmica	28.80	0.00
PEGO4	Térmica	28.80	163.50
PEGO4	Térmica	28.80	0.00
PEGO4	Térmica	28.80	130.40
FRADE2B	Bombagem	34.20	149.96
PEGO3	Térmica	28.80	81.50
RIBATE1	Térmica	142.20	0.00
PEGO3	Térmica	28.80	163.00
PEGO4	Térmica	28.80	146.70
PEGO3	Térmica	28.80	138.55

Tabela 5.77: Banda secundária contratada para o dia 3 de julho na hora 18 antes da introdução da Bateria

Unidade Física	Tipo de Unidade	Quantidade contratada (MW)	Preço (€/MW)
FRADE2B	Bombagem	16.20	163.00
PEGO3	Térmica	28.80	
PEGO4	Térmica	28.80	
PEGO4	Térmica	28.80	
FRADE2B	Bombagem	34.20	
PEGO3	Térmica	28.80	
RIBATE1	Térmica	142.20	
PEGO3	Térmica	28.80	
PEGO4	Térmica	28.80	
PEGO3	Térmica	28.80	
PEGO3	Térmica	28.80	

Tabela 5.78: Banda secundária ofertada para o dia 3 de julho na hora 18 após a introdução da Bateria

Unidade Física	Tipo de unidade	Quantidade ofertada (MW)	Preço (€/MW)
FRADE2B	Bombagem	13.50	81.50
ALQUE	Hídrica	96.00	168.00
PEGO3	Térmica	24.00	0.00
PEGO4	Térmica	24.00	163.50
PEGO4	Térmica	24.00	0.00
PEGO4	Térmica	24.00	130.40
FRADE2B	Bombagem	28.50	149.96
PEGO3	Térmica	24.00	81.50
RIBATE1	Térmica	118.50	0.00
PEGO3	Térmica	24.00	163.00
PEGO4	Térmica	24.00	146.70
PEGO3	Térmica	24.00	138.55
Bateria	Bateria	30.00	57.05

Tabela 5.79: Banda secundária contratada para o dia 3 de julho na hora 18 após a introdução da Bateria

Unidade Física	Tipo de Unidade	Quantidade contratada (MW)	Preço (€/MW)
FRADE2B	Bombagem	16.20	149.96
PEGO3	Térmica	28.80	
PEGO4	Térmica	28.80	
PEGO4	Térmica	28.80	
FRADE2B	Bombagem	34.20	
PEGO3	Térmica	28.80	
RIBATE1	Térmica	142.20	
PEGO4	Térmica	28.80	
PEGO3	Térmica	28.80	
Bateria	Térmica	30.00	

Através das Tabelas 5.76, 5.77, 5.78 e 5.79 é possível verificar a alteração de preço de banda secundária devido à introdução da nova proposta proveniente da Bateria. Com esta nova unidade, o preço diminuiu de 163 €/MW para 149.96 €/MW, um decréscimo de 8%. A proposta da unidade física térmica PEGO3 foi excluída devido à proposta da Bateria e dessa forma, o preço diminuiu.

5.3.3.2 Caso_2030_Bateria80MW: Proposta proveniente de uma bateria com capacidade de regulação secundária de 80 MW

Para este caso de estudo o procedimento foi igual ao anterior, mas desta vez com uma unidade física a simular uma bateria com capacidade de regulação secundária de 80 MW.

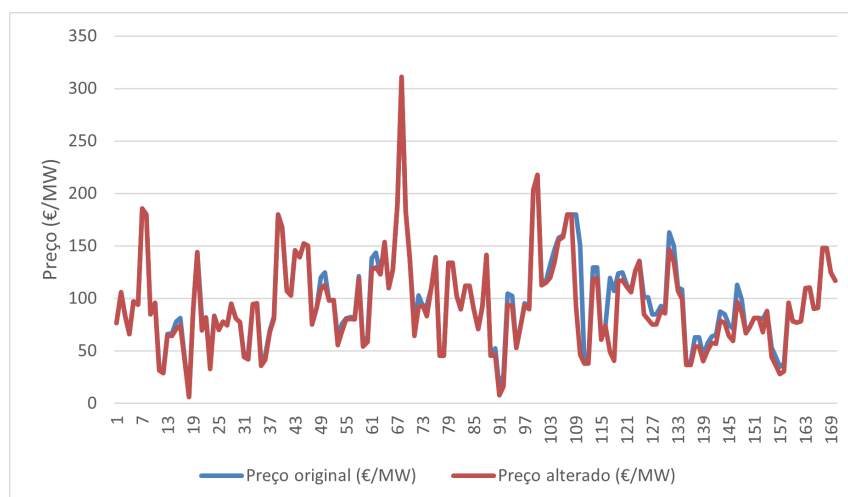


Figura 5.19: Preço original e preço alterado com a introdução da Bateria com capacidade de regulação secundária de 80 MW

Na Figura 5.19, encontra-se a evolução do preço da banda secundária nas horas em que a Bateria foi contratada, assim como o preço nas mesmas horas mas sem a introdução da Bateria. Inicialmente, o preço médio simulado foi de 98.59 €/MW e considerando esta nova unidade, o preço baixou para 93.29 €/MW, uma diminuição de 5.4%. A Bateria participou em 170 horas e ofertou 14000 MW, dos quais 13600 MW foram contratados, ou seja 97% da quantidade ofertada foi contratada. No entanto, em várias horas esta unidade foi contratada porque não existiam propostas de banda suficientes para satisfazer a necessidade de banda secundária definida pelo Operador de Sistema. O preço médio das ofertas da Bateria foi de 34.9 €/MW. O preço máximo foi de 311.16 €/MW em ambos os casos e o mínimo passou de 6.5 €/MW para 5.95 €/MW.

Tabela 5.80: Repartição da banda contratada antes da introdução da Bateria

Tipo de unidade física	Quantidade contratada (MW)	Quantidade contratada (%)
Hídrica	11958	18
Térmica	38919	59
Bombagem	14861	23

Tabela 5.81: Repartição da banda contratada após a introdução da Bateria

Tipo de unidade física	Quantidade contratada (MW)	Quantidade contratada (%)
Hídrica	9399	13
Térmica	34734	49
Bombagem	12789	18
Bateria	13600	19

Na Tabela 5.80 e na Tabela 5.81 é possível observar a repartição da banda secundária contratada por diferentes tipos de unidades físicas. Com a introdução da Bateria, conclui-se que a

contratação de banda secundária a outras unidades diminuiu. A banda secundária contratada a unidades hídricas baixou de 11958 MW para 9399 MW, uma diminuição de 21%. A banda secundária contratada a unidades térmicas baixou de 38919 MW para 34734 MW, uma diminuição de 11%. Por fim, a banda contratada à unidade de bombagem também diminuiu, passando de 14861 MW para 12789 MW, um decréscimo de 14%.

Exemplificando para a mesma hora e dia do caso anterior, seguem-se os resultados representados nas Tabelas 5.82 e 5.83

Tabela 5.82: Banda secundária ofertada para o dia 3 de julho na hora 18 após a introdução da Bateria

Unidade Física	Tipo de unidade	Quantidade ofertada (MW)	Preço (€/MW)
FRADE2B	Bombagem	13.50	81.50
ALQUE	Hídrica	96.00	168.00
PEGO3	Térmica	24.00	0.00
PEGO4	Térmica	24.00	163.50
PEGO4	Térmica	24.00	0.00
PEGO4	Térmica	24.00	130.40
FRADE2B	Bombagem	28.50	149.96
PEGO3	Térmica	24.00	81.50
RIBATE1	Térmica	118.50	0.00
PEGO3	Térmica	24.00	163.00
PEGO4	Térmica	24.00	146.70
PEGO3	Térmica	24.00	138.55
Bateria	Bateria	80.00	57.05

Tabela 5.83: Banda secundária contratada para o dia 3 de julho à hora 18 após a introdução da Bateria

Unidade Física	Tipo de Unidade	Quantidade contratada (MW)	Preço (€/MW)
FRADE2B	Bombagem	16.20	146.70
PEGO3	Térmica	28.80	
PEGO4	Térmica	28.80	
PEGO4	Térmica	28.80	
PEGO3	Térmica	28.80	
RIBATE1	Térmica	142.20	
PEGO4	Térmica	28.80	
PEGO3	Térmica	28.80	
Bateria	Bateria	80.00	

Através das Tabelas 5.76, 5.77, 5.82 e 5.83 é possível verificar a diminuição do preço de banda secundária devido à introdução da nova proposta proveniente da Bateria. Com esta nova unidade, o preço diminuiu de 163.00 €/MW para 146.70 €/MW, um decréscimo de 10%. A proposta da

unidade física térmica PEGO3, assim como da unidade física de bombagem FRADE2B foram excluídas devido à proposta da Bateria e, por esse motivo, o preço diminuiu.

Por fim, é possível concluir que com a introdução da Bateria com maior capacidade de regulação secundária, o preço teve uma diminuição maior em relação à introdução da Bateria com menor capacidade de regulação secundária. Para o cenário simulado para o ano de 2030, para se verificarem maiores diminuições no preço da banda secundária, as novas propostas devem ofertar quantidades de banda secundária superiores, devido ao aumento considerável da necessidade de banda secundária que foi considerado.

5.4 Comentários finais

Na Tabela 5.84 e na Tabela 5.85, encontram-se os valores obtidos nos vários casos simulados para o preço médio anual da banda secundária, banda secundária contratada e o custo anual da mesma. Este custo foi obtido pela soma dos custos horários de contratações de banda secundária ao longo do ano, sendo o custo horário obtido pelo produto do preço da banda nessa hora pela banda secundária contratada também nessa hora. Os casos relacionados com as alterações das unidades físicas térmicas, nomeadamente o Caso_2022_T15, Caso_2022_T30 e Caso_2022_T50 foram os que provocaram maiores alterações no preço assim como no custo total anual. Por sua vez, nos casos relacionados com a introdução de baterias, tais como Caso_2022_B30MW, Caso_2022_B50MW, Caso_2030_B30MW e Caso_2030_B80MW, verificou-se que o impacto no preço e no custo anual total foi reduzido. Isto deve-se ao facto destas unidades não apresentarem várias ofertas para diferentes horas, mas apenas para um certo número de horas, tal como explicado anteriormente. Estas situações são mais visíveis na Tabela 5.85, visto que a variação é praticamente nula devido ao grande aumento na necessidade de banda, exigindo uma maior contratação de banda secundária. Desse modo, em muitas horas estas unidades são contratadas para satisfazer a necessidade de banda e não para baixar o preço. Por fim, de referir que a variação ocorrida no Caso_2030_B30MW e no Caso_2030_B80MW é relativa ao Caso_2030_OF20, uma vez que as baterias foram introduzidas nesse cenário, tal como explicado anteriormente.

Tabela 5.84: Resumo dos resultados obtidos para o ano de 2022

Caso	Preço médio anual (€/MW)	Banda contratada média (MW)	Custo total anual (M€)	Variação (%)	
				Preço	Custo
Caso_2022_Base	40.59	279.53	97.02	-	-
Caso_2022_H15	40.09	276.09	95.36	-1.23	-1.71
Caso_2022_H30	39.23	276.30	92.00	-3.35	-5.17
Caso_2022_H50	38.19	276.53	91.32	-5.87	-5.9
Caso_2022_T15	35.21	272.78	83.13	-13.25	-14.32
Caso_2022_T30	27.74	272.34	52.28	-31.66	-46.1
Caso_2022_T50	17.38	272.45	41.1	-57.13	-57.63
Caso_2022_FR75	37.55	277.08	90.34	-7.49	-7.8
Caso_2022_FR50	37.09	277.06	88.96	-8.62	-8.29
Caso_2022_FR30	36.85	277.06	88.45	-9.21	-8.8
Caso_2022_FR50_50	39.54	277.06	94.46	-2.59	-2.62
Caso_2022_B30MW	40.4	277.07	96.54	-0.46	-0.5
Caso_2022_B80MW	40.04	277.07	95.75	-1.36	-1.3

Tabela 5.85: Resumo dos resultados obtidos para o ano de 2030

Caso	Preço médio anual (€/MW)	Banda contratada média (MW)	Custo total anual (M€)	Variação (%)	
				Preço	Custo
Caso_2030_Base	56.7	423.51	203.05	-	-
Caso_2030_OF10	52.13	437	192.16	-8.1	-5.4
Caso_2030_OF20	49.16	445	184.87	-13.3	-8.95
Caso_2030_OF30	46.77	448.8	177.57	-17.5	-12.5
Caso_2030_B30MW	49.11	445	184.85	-0.01	-0.01
Caso_2030_B80MW	49.06	445	184.84	-0.02	-0.01

Capítulo 6

Conclusões

Neste trabalho foi efetuada uma análise da produção renovável, em particular a produção eólica e a produção fotovoltaica, juntamente com os dados históricos dos Serviços de Sistema relativamente à banda de regulação secundária, de modo a compreender se existia alguma relação entre estas variáveis. De seguida, foi desenvolvida uma aplicação com a finalidade de simular o processo de contratação de reserva secundária efetuado pela REN, assim como novos cenários de mercado com a alteração das ofertas existentes em 2022, ou através da introdução de novas propostas nos dados históricos de 2022.

O setor elétrico enfrentou diversas transformações ao longo dos anos, graças a progressos em diversas áreas, tais como nas telecomunicações ou também devido a aumentos de potências solicitadas. O setor inicialmente possuía uma estrutura verticalmente integrada, em que apenas uma empresa era responsável pela sua exploração, não existindo concorrência e atividades regulatórias que promovessem os direitos dos consumidores. Contudo, o setor elétrico passou por revoluções, acabando por abandonar esta estrutura e adotar um modelo desagregado, em que as várias atividades do setor elétrico eram divididas por várias entidades, promovendo assim a competitividade e o poder de escolha por parte do consumidor.

Com estas reestruturações, também foi aumentando a necessidade de garantir um sistema mais seguro e fiável. Desse modo, os Serviços de Sistema foram acompanhando esta evolução. Os Serviços de Sistema podem ser definidos como produtos separados da produção de energia, que permitem a segurança e a fiabilidade do sistema elétrico. Alguns destes serviços possuem um mercado próprio, tal como a reserva secundária presente na banda de regulação secundária e devem seguir as recomendações fornecidas pela ENTSO-E. A ENTSO-E representa Operadores de Sistema de vários países europeus, com o objetivo de promover a cooperação entre os TSOs, garantir o fornecimento de energia, promover a integração de fontes renováveis e a integração de um mercado interno de energia. No caso de Portugal, os Serviços de Sistema podem ser divididos nos seguintes conjuntos: resolução de restrições técnicas, controlo de tensão, reposição de serviço ou *black start*, controlo de frequência através da banda de regulação primária, secundária e terciária e a gestão de desvios.

Analisando os valores de banda secundária contratada em Portugal ao longo dos anos, é possível verificar que esta tem sofrido alguns aumentos, nomeadamente a partir de 2016, juntamente com o aumento da potência instalada renovável. Contudo, através de uma análise mais detalhada da relação entre a produção eólica e a produção fotovoltaica com a banda secundária contratada, verificou-se que não existia uma relação exata entre estas variáveis. Em determinados períodos a produção renovável acompanhava a evolução da banda secundária contratada, contudo, noutros períodos não era o que se verificava.

Para a realização deste estudo, foi então desenvolvida uma aplicação que conseguisse replicar o mercado de contratação de banda secundária em Portugal. Esta aplicação recebia as ofertas provenientes dos agentes de mercado, assim como a necessidade de banda definida pela REN e calculava o preço da banda secundária a contratar, assim como a respetiva quantidade. Esta aplicação também permitia alterar e introduzir novas propostas de ofertas de banda secundária e de seguida, o cálculo da nova banda a contratar e o respetivo preço para cada hora de cada ano. Primeiramente, esta aplicação foi validada para todos os anos cujos dados eram fornecidos pela REN. Concluiu-se que apesar da aplicação apresentar resultados satisfatórios, em certas horas os preços simulados não eram iguais aos preços de mercado e não eram respeitados os critérios presentes no Manual de Procedimentos de Gestão Global do Sistema, não havendo transparência completa nos mesmos.

Analisando os valores do mercado da banda secundária em 2022 obtidos pela aplicação, concluiu-se que grande parte da banda secundária contratada era proveniente de unidades físicas térmicas, quase 80%. Isto deveu-se ao facto destas unidades apresentarem as propostas de banda secundária com os preços mais baixos, relativamente às propostas das unidades hídricas ou de bombagem. No entanto, em meses de grande produção hídrica, como foi no caso de dezembro, as unidades hídricas tiveram uma componente maior da repartição da banda secundária contratada, perto dos 50% do total contratado.

Ao simular novos cenários para 2022, com o aumento da quantidade ofertada de banda secundária pelas unidades físicas hídricas e térmicas, concluiu-se que as unidades térmicas provocavam um maior impacto no preço e consequentemente no custo total. Já as unidades hídricas, não apresentavam um grande impacto, apenas em dezembro, mês em que se registou uma grande produção hídrica. Sendo assim, para o ano de 2022 as unidades térmicas possuíam uma grande quota no mercado de banda de regulação secundária.

Para introduzir novas propostas nas ofertas de banda de 2022, optou-se por introduzir uma unidade que mimetizasse o comportamento da unidade de bombagem, dado que esta tem um comportamento semelhante a um sistema de armazenamento de energia. Sendo assim, ao introduzir esta nova unidade com diferentes tipos de ofertas de banda, concluiu-se que a entrada de novos projetos de armazenamento de energia no mercado de banda secundária pode ser algo apelativo, uma vez que estes podem conseguir captar uma receita adicional em determinadas horas conforme o preço que apresentem. Isto acontece uma vez que, dado em algumas horas, existem alguns preços de banda mais elevados praticados por determinadas unidades físicas. Dessa forma, a entrada de novos projetos de armazenamento pode retirar a presença no mercado de banda secundária de

outras unidades físicas, como foi possível verificar com as diferentes simulações.

Para simular o cenário de 2030 foram utilizadas as indicações sugeridas pela ENTSO-E assim como as previsões presentes no PNEC 2030, de modo a obter uma possível necessidade de banda secundária. De seguida, foi efetuado o cálculo do novo preço da banda e a quantidade a contratar, assumindo o mesmo perfil de propostas de 2022. Os resultados obtidos permitiram tirar conclusões importantes. Em determinadas horas, o valor do preço da banda secundária contratada era muito alto, visto que não existiam ofertas suficientes para cobrir totalmente a necessidade de banda estimada, o que significa que todas as ofertas tinham sido aceites. Sendo assim e de acordo com estas estimativas, a elevação da necessidade de banda secundária em 2030 tornará este mercado mais apetecível e com preços possivelmente mais elevados, atraindo novos agentes para o mercado, tornando-o mais competitivo.

Referências

- [1] M.T. Ponce de Leão J.P. Tomé Saraiva, J.L.P. Pereira da Silva. *Mercados de Electricidade - Regulação e Tarificação de Uso das Redes*. FEUPedições, 2002.
- [2] G.J.P Macedo. Estimativa do impacto da pre no custo de produção de energia elétrica em 2021. Tese de mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2023.
- [3] Fernando Lopes, Hugo Algarvio, e Helder Coelho. Bilateral contracting in multi-agent electricity markets: Negotiation strategies and a case study. Em *2013 10th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, páginas 1–8. IEEE, 2013.
- [4] Daniela Alexandra Domingos Rebelo. Análise da influência da produção eólica sobre os preços do mercado ibérico de eletricidade. Tese de mestrado, Universidade NOVA de Lisboa, 2019.
- [5] SI Palamarchuk. Bilateral contracts for electricity delivery: Scheduling and arrangement. Em *2007 IEEE Lausanne Power Tech*, páginas 843–848. IEEE, 2007.
- [6] Mibel - Mercado Ibérico de Eletricidade, disponível em <https://www.mibel.com/>, acedido a última vez em 7 janeiro 2024.
- [7] DGEG, "MIBEL", disponível em <https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-transversais/mercados-e-mecanismos-de-capacidade/mibel/>, acedido a última vez em 7 janeiro 2024.
- [8] M.C. de Magalhães Bastos. Estimativa do impacto da pre no custo de produção de energia elétrica em 2019. Tese de mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2021.
- [9] Sérgio F Santos, Matthew Gough, João PGV Pinto, Gerardo J Osório, Mohammad Javadi, e João PS Catalão. Impact of the growing penetration of renewable energy production on the iberian long-term electricity market. Em *2021 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2021 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC/I&CPS Europe)*, páginas 1–6. IEEE, 2021.
- [10] ERSE - "Competências ERSE", disponível em <https://www.erse.pt/atividade/regulacao/competencias-erse/>, acedido a última vez em 7 janeiro 2024.
- [11] OMI, "Grupo OMI - Informação OMI" disponível em <https://www.grupoomi.eu/pt/informacao-omi>, acedido a última vez em 9 janeiro 2024.
- [12] OMIE, "OMIE - Sobre nós" disponível em <https://www.omie.es/pt/sobre-nosotros>, acedido a última vez em 9 janeiro 2024.

- [13] OMIP, "OMIP - Funções" disponível em <https://www.omip.pt/pt/funcoes-omip> acedido a última vez em 9 janeiro 2024.
- [14] OMIClear, "OMIClear - Quem somos" em <https://www.omiclear.pt/pt/quem-somos-omiclear> acedido a última vez em 9 janeiro 2024.
- [15] Luis de Braga Cruz. A liberalização do sector da energia, o mibel (mercado ibérico de electricidade) e o omip (operador do mercado ibérico de energia-pólo português). *Centro Informação Europeia Jacques Delors*, páginas 83–90, 2008.
- [16] OMIE, "Funcionamento do mercado diário. relatório técnico," disponível em https://www.omie.es/sites/default/files/inline-files/mercado_diario_p_0.pdf, acedido a última vez a 7 de janeiro de 2024.
- [17] DGEG, "MIBEL - Mercado diário", disponível em <https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-transversais/mercados-e-mecanismos-de-capacidade/mibel/mercado-diario/>, acedido a última vez em 7 janeiro 2024.
- [18] "Detalhes do funcionamento do mercado intradiário," 2012, disponível em https://www.omie.es/sites/default/files/inline-files/mercados_intradiario_y_continuo_p.pdf, acedido a última vez em 7 de Janeiro de 2024.
- [19] DGEG, "MIBEL - Mercado intradiário", disponível em <https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-transversais/mercados-e-mecanismos-de-capacidade/mibel/mercado-intradiario/>, acedido a última vez em 7 janeiro 2024.
- [20] DGEG, "MIBEL - Mercado de Serviços de Sistemas", disponível em <https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-transversais/mercados-e-mecanismos-de-capacidade/outros-mercados/mercado-de-servico-de-sistemas/>, acedido a última vez em 7 janeiro 2024.
- [21] ERSE e CNE. Modelo de Organização do Mercado Ibérico de Electricidade. Relatório técnico, 2002. URL: <http://www.cne.es><http://www.erse.pt>.
- [22] CMVM, ERSE, CNMV e CNE, "Descrição do funcionamento do MIBEL", novembro de 2009.
- [23] João Tiago Quejas Machado Gil. Análise e previsão da evolução do custo da electricidade. Tese de mestrado, IST, Universidade Técnica de Lisboa, 2010.
- [24] REN, "Dados Técnicos 2022".
- [25] APREN, "Energias Renováveis", disponível em <https://www.apren.pt/pt/energias-renovaveis/potencia>, acedido a última vez em 8 de janeiro de 2024.
- [26] "Plano Nacional Energia e Clima 2021-2030 (PNEC 2030)". Junho 2023.
- [27] Agência Portuguesa do Ambiente, "Plano Nacional de Energia e Clima (PNEC)", disponível em <https://apambiente.pt/clima/plano-nacional-de-energia-e-clima-pnec>, acedido a última vez a 8 de janeiro de 2024.
- [28] N.M.P. Correia. Serviços de sistema - determinação dos níveis requeridos, metodologias de alocação e princípios de harmonização. Tese de mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2008.

- [29] MA Bolton Zammit, David J Hill, e R John Kaye. Designing ancillary services markets for power system security. *IEEE Transactions on Power Systems*, 15(2):675–680, 2000.
- [30] J. C. Leite de Sousa. Os serviços de sistema no mibel – regras de fornecimento e de contratação e resultados obtidos de 2010 a 2012. Tese de mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2012.
- [31] ENTSO-E, "ENTSO-E Mission Statement" em <https://www.entsoe.eu/about/inside-entsoe/objectives/> acedido a última vez em 20 janeiro 2024.
- [32] ENTSO-E, "Balancing and Ancillary Services Markets" em <https://docstore.entsoe.eu/about-entso-e/market/balancing-and-ancillary-services-markets/Pages/default.aspx> acedido a última vez em 20 janeiro 2024.
- [33] ERSE, disponível em <http://www.erse.pt/pt/Paginas/home.aspx>. Acesso em 8/1/2024, acedido a última vez em 8 de janeiro de 2024.
- [34] José Lobo Moutinho Medeiros Mourão. Análise estatística dos resultados do mercado ibérico de eletricidade no ano de 2012. Tese de mestrado, Universidade do Porto (Portugal), 2013.
- [35] ERSE, "Manual de Procedimento da Gestão Global do Sistema do Setor Elétrico". Novembro 2023.
- [36] Gonçalo Barrias e João Tomé Saraiva. Investigation on the relation between the level of wind and pv generation and the contracted and mobilized fr and rr reserves in portugal. Em *2019 16th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, páginas 1–5. IEEE, 2019.
- [37] UCTE, "P1- Policy: Load Frequency Control and Performance". 2009.
- [38] UCTE, "Appendix 1- Policy: Load Frequency Control and Performance". 2004.
- [39] Consentec GmbH. "Description of load-frequency control concept and market for control reserves". Aachen, fevereiro de 2014.
- [40] R.P.M. Araújo. Análise dos serviços de sistema em portugal e espanha. Tese de mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2009.
- [41] Abhimanyu Kaushal e Dirk Van Hertem. An overview of ancillary services and hvdc systems in european context. *Energies*, 12(18):3481, 2019.
- [42] Ali Mehdipour Pirbazari. Ancillary services definitions, markets and practices in the world. Em *2010 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America (T&D-LA)*, páginas 32–36. IEEE, 2010.
- [43] P. J. M. Gonçalves. Análise numérica dos resultados do mercado de eletricidade em portugal, inserido no mercado ibérico de electricidade (mibel). Tese de mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2012.
- [44] Wei Sun, Chen-Ching Liu, e Li Zhang. Optimal generator start-up strategy for bulk power system restoration. *IEEE Transactions on Power Systems*, 26(3):1357–1366, 2010.
- [45] REN, "Mercado Eletricidade Síntese Anual 2014-2018".
- [46] REN, "Mercado Eletricidade Síntese Anual 2019-2023".

- [47] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, “Real Decreto 1454/2005”, 25 de Dezembro de 2005.
- [48] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, “Procedimientos de Operación del Sistema Eléctrico”.
- [49] Ministerio de Industria, Energía Y Turismo, “Procedimiento de operación del sistema 1.5. Establecimiento de la reserva para la regulación frecuencia-potencia”. Julho de 2006.
- [50] Secretaría de Estado de Energía, “Procedimiento de operación del sistema 7.1. Servicio complementario de regulación primaria”. Agosto de 1998.
- [51] Ministerio de Industria, Energía Y Turismo, “Procedimiento de operación del sistema 7.2. Servicio complementario de regulación secundaria”. Agosto de 1998.
- [52] Ministerio de Industria, Energía Y Turismo, “Procedimiento de operación del sistema 7.3. Servicio complementario de regulación terciaria”. Agosto de 1998.
- [53] Ministerio de Industria Y Energía, “Procedimiento de operación del sistema 7.4. Servicio complementario de control de tensión de la red de transporte”. Março de 2000.
- [54] REData - Banda regulación secundaria, disponível em "<https://www.ree.es/es/datos/mercados/banda-regulacion-secundaria>".
- [55] REData - Potencia instalada <https://www.ree.es/es/datos/generacion/potencia-instalada>.

Anexo A

Anexos

A.1 Validação do modelo para o ano de 2011

Tabela A.1: Valores médios mensais do preço e banda contratada real e simulada para 2011

Mês	Preço Simulado	Preço Real	Banda Simulada	Banda Real
Janeiro	26.28	26.25	317.50	318.70
Fevereiro	21.13	21.12	317.17	316.63
Março	20.54	20.54	297.77	297.71
Abril	23.79	23.78	276.78	277.20
Maio	23.81	23.81	277.38	277.17
Junho	27.49	27.49	277.58	277.56
Julho	29.04	29.04	279.31	279.40
Agosto	27.49	27.49	274.92	275.62
Setembro	29.96	29.77	280.97	280.55
Outubro	31.53	31.35	277.31	276.98
Novembro	35.23	35.17	272.52	272.29
Dezembro	42.31	41.75	286.29	286.87

A.2 Validação do modelo para o ano de 2012

Tabela A.2: Valores médios mensais do preço e banda contratada real e simulada para 2012

Mês	Preço Simulado	Preço Real	Banda Simulada	Banda Real
Janeiro	30.49	28.70	303.79	300.57
Fevereiro	33.52	31.95	306.58	303.32
Março	46.61	46.31	278.79	279.61
Abril	42.66	42.46	266.30	266.22
Maio	44.61	44.50	270.23	271.65
Junho	50.31	50.01	267.48	269.19
Julho	57.60	57.58	273.17	275.55
Agosto	55.28	55.13	264.26	266.96
Setembro	60.12	60.12	268.36	276.53
Outubro	52.90	52.91	259.17	259.89
Novembro	49.81	49.94	275.83	278.04
Dezembro	48.76	48.64	280.20	282.28

A.3 Validação do modelo para o ano de 2013

Tabela A.3: Valores médios mensais do preço e banda contratada real e simulada para 2013

Mês	Preço Simulado	Preço Real	Banda Simulada	Banda Real
Janeiro	43.99	43.97	284.99	287.36
Fevereiro	44.71	44.65	283.45	286.98
Março	53.11	53.11	279.44	283.13
Abril	45.06	45.05	266.37	269.65
Maio	37.71	37.69	256.17	261.36
Junho	37.86	37.84	256.90	259.27
Julho	37.45	37.22	275.20	277.86
Agosto	37.75	37.74	260.75	261.68
Setembro	30.18	30.17	266.09	266.82
Outubro	28.12	28.12	252.81	255.01
Novembro	30.58	30.57	262.30	264.45
Dezembro	26.88	26.87	272.44	274.43

A.4 Validação do modelo para o ano de 2014

Tabela A.4: Valores médios mensais do preço e banda contratada real e simulada para 2014

Mês	Preço Simulado	Preço Real	Banda Simulada	Banda Real
Janeiro	33.81	33.81	278.86	281.15
Fevereiro	35.45	35.45	283.24	283.20
Março	19.48	19.48	260.18	260.27
Abril	19.22	19.22	250.29	250.21
Maio	17.29	17.29	245.15	245.14
Junho	21.76	21.76	246.12	246.02
Julho	20.90	20.90	249.88	249.75
Agosto	21.12	21.12	219.77	219.57
Setembro	26.28	26.28	253.58	253.47
Outubro	31.34	31.32	254.30	254.23
Novembro	29.06	28.99	256.54	256.08
Dezembro	20.20	20.15	268.40	268.10

A.5 Validação do modelo para o ano de 2015

Tabela A.5: Valores médios mensais do preço e banda contratada real e simulada para 2015

Mês	Preço Simulado	Preço Real	Banda Simulada	Banda Real
Janeiro	22.16	22.06	284.91	284.65
Fevereiro	23.92	23.91	283.76	283.73
Março	21.58	21.44	261.60	261.33
Abril	24.66	24.56	246.13	245.76
Maio	23.02	22.98	246.43	246.32
Junho	19.86	19.86	245.94	245.81
Julho	15.90	15.90	261.67	261.97
Agosto	18.56	18.56	235.70	235.86
Setembro	19.04	19.02	246.49	246.42
Outubro	18.57	18.22	240.79	239.56
Novembro	18.36	18.16	246.59	246.20
Dezembro	21.71	21.28	251.48	249.99

A.6 Validação do modelo para o ano de 2016

Tabela A.6: Valores médios mensais do preço e banda contratada real e simulada para 2016

Mês	Preço Simulado	Preço Real	Banda Simulada	Banda Real
Janeiro	21.98	21.76	265.31	265.02
Fevereiro	27.08	26.75	271.18	270.42
Março	21.91	21.78	269.95	269.71
Abril	19.02	18.87	256.82	256.54
Maio	18.97	18.92	247.54	247.50
Junho	12.00	11.81	247.24	246.84
Julho	10.58	10.53	258.49	258.47
Agosto	12.51	12.44	248.73	248.64
Setembro	11.17	11.17	251.85	251.81
Outubro	13.72	13.72	247.63	247.60
Novembro	16.97	16.84	251.64	251.64
Dezembro	15.88	15.83	262.53	262.32

A.7 Validação do modelo para o ano de 2017

Tabela A.7: Valores médios mensais do preço e banda contratada real e simulada para 2017

Mês	Preço Simulado	Preço Real	Banda Simulada	Banda Real
Janeiro	19.78	19.77	271.84	271.79
Fevereiro	16.93	16.69	262.93	262.17
Março	11.84	11.79	258.60	258.61
Abril	13.92	13.85	238.54	238.00
Maio	12.28	12.24	253.74	253.98
Junho	10.07	10.07	267.09	267.00
Julho	9.65	9.65	270.57	270.56
Agosto	10.08	10.01	261.96	261.75
Setembro	10.19	10.19	265.31	265.06
Outubro	16.37	16.37	258.22	258.27
Novembro	12.53	12.66	266.69	266.70
Dezembro	21.32	21.32	276.60	276.61

A.8 Validação do modelo para o ano de 2018

Tabela A.8: Valores médios mensais do preço e banda contratada real e simulada para 2018

Mês	Preço Simulado	Preço Real	Banda Simulada	Banda Real
Janeiro	14.88	14.89	289.55	289.79
Fevereiro	11.23	11.14	293.10	292.96
Março	20.19	20.19	292.38	292.35
Abril	14.67	14.67	275.36	275.22
Maio	11.80	11.80	259.03	258.84
Junho	11.22	10.86	264.51	263.17
Julho	10.50	10.43	268.54	266.89
Agosto	10.76	10.58	249.21	250.97
Setembro	11.31	11.29	277.71	277.34
Outubro	13.65	13.69	269.60	267.48
Novembro	9.39	9.40	277.61	281.51
Dezembro	7.82	7.77	279.23	277.50

A.9 Banda secundária ofertada por unidade física em 2022

Tabela A.9: Valores da banda ofertados por cada unidade física em 2022

Mês	Unidade Física	Quantidade ofertada
AGUIEI	Hídrica	8261
ALINDO	Hídrica	122564
ALQUE	Hídrica	199611
BPOS1	Hídrica	12886
BPOS2	Hídrica	4442
BSMT	Hídrica	8966
CABRIL	Hídrica	1534
CARRAPA	Hídrica	5475
CBODE	Hídrica	7730
FRADE2B	Bombagem	79993
FRADES	Hídrica	5239
FRADES2	Hídrica	27042
FTUA	Hídrica	6724
LARES1	Térmica	82854
LARES2	Térmica	832314
MRND1	Hídrica	19474
MRND2	Hídrica	31
PCTE1	Hídrica	14950
PCTE2	Hídrica	1331
PEGO3	Térmica	656448
PEGO4	Térmica	669600
POCINHO	Hídrica	55358
REGUA	Hídrica	32083
RIBATE1	Térmica	316655
RIBATE2	Térmica	328092
RIBATE3	Térmica	167016
RIBEIRD	Hídrica	5991
SALAM2	Hídrica	33462
TORRAO	Hídrica	9550
VALEIRA	Hídrica	162660