FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO



Participação da Produção Renovável no Mercado de Energia de Reserva de Regulação

Bruna Cristina Medeiros de Oliveira

VERSÃO FINAL

Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Professor Doutor Cláudio Monteiro

29 de Julho de 2020

© Bruna Cristina Medeiros de Oliveira, 2020

Resumo

O aumento da produção renovável no sistema, diante do caráter variável destas fontes, gera um aumento na incerteza de manter a estabilidade do sistema. Desta forma, surge um crescimento da importância dos serviços de sistema, de modo a manter os requisitos necessários para um bom funcionamento em tempo real. Este crescimento levou a criação de mercados mais competitivos, que anteriormente eram fornecidos apenas por centrais convencionais. Foi aprovado pelo Regulamento da União Europeia 2017/2195, que instalações de consumo, armazenamento de energia e a produção renovável, poderiam realizar o fornecimentos destes serviços, desde que detenham capacidade técnica. Nesse contexto, Portugal iniciou um projeto piloto para a participação do consumo no mercado de reserva de regulação. Possuindo requisitos técnicos e oferecendo o mesmo nível de fornecimento do serviço, torna-se uma oportunidade para que produtores renováveis possam futuramente participar neste mercado.

Diante deste cenário, esta dissertação tem por objetivo, o desenvolvimento de metodologias para possibilitar a participação de produtores renováveis no mercado de reserva de regulação, para além de uma posterior análise dos benefícios económicos gerados com a prestação desse serviço.

Inicialmente, foram desenvolvidas formulações para a valorização da produção em mercado. Porém, diante da incerteza das mobilizações e da dificuldade de garantia de cumprimento do serviço, tornou-se necessário admitir a existência de uma capacidade de armazenamento. Assim, as formulações foram otimizadas afim de se considerar a utilização de armazenamento. Em seguida, foi desenvolvido um algoritmo, com o objetivo de avaliar os benefícios resultantes da participação. A avaliação foi baseada em três cenários considerando as valorizações mínima, média e máxima possíveis. Por fim, foi realizado um estudo visando a estratégia de minimização de desvios, utilizando o armazenamento de energia.

A participação desses produtores mostrou não ser tão simples, pois é necessário lidar com a variabilidade dessas produções. Constatou-se que seria necessário a utilização de uma capacidade de armazenamento para realizar esta participação. Além disso, verificou-se que a utilização do armazenamento na reserva de regulação representa um maior benefício do que quando utilizada para minimização de desvios. Porém, diante da incerteza das mobilizações dessas reservas, minimizar desvios representou uma boa alternativa para o agente caso não ocorra a mobilização.

Palavras-chave: mercados de reserva de regulação, serviços de sistema, capacidade de armazenamento, produção renovável, mercados de eletricidade

Abstract

The increase of renewable production in the system, due to the variability of this type of source, increases the uncertainty of the system stability. As a result of the increase in the importance of this system, in order to keep the required needs on well real-time work. The growth of this industry leads to a more competitive market, that before it was supplied by conventional plants only. The European Union Regulation 2017/2195 permitted that, consumption facilities, storage energy, and renewable production are allowed to supply these services since they have the technical ability to do so. In this context, Portugal has started a pilot project in order to the consumption part to get into the balancing market. As long as it has the technical requirements, and it offers the same supply service level, it became an opportunity for renewable producers to be involved in this market.

In this scenario, this thesis aims to develop a methodology so makes it possible for the participation of renewable producers in the balancing market, also for further economic benefits analysis as a result of using this service.

Initially, it was developed formulation to the valorization of the market production. However, by the uncertainty of the mobilization and the difficulty of making sure that this service will be accomplished, it is necessary to allow the existence of a storage capability. So, the formulations were optimized in order to consider the use of storage. Following by the development of an algorithm that aims to evaluate the benefits resulted from participation. The evaluation was based on three different scenarios that took in count the minimal, medium, and maximum valorizations. finally, it was carried out a study to minimize the imbalance, by using energy storage.

The participation of these producers seems to be not so simple since it is needed to deal with the variability of these productions. It was noticed that it would need to use a storage capacity so it would be possible to get into this market. Furthermore, it was realized that the storage in the balancing market shows a greater benefit than when it is used to minimize the unbalancing. However, by this uncertainty of mobilization, minimize unbalances shows a good alternative for the agent in case the mobilization does not happen.

Key-Words: balance market, system services, storage capacity, renewable production, electricity market

Agradecimentos

Ao professor Doutor Cláudio Monteiro, pela disponibilidade, paciência e conhecimentos compartilhados, prestados ao longo deste trabalho.

À engenheira Jessica Chaves, pelo conhecimento e suporte compartilhados.

Agradeço especialmente aos meus pais, pelo amor incondicional, apoio e confiança depositados em mim. Muito obrigada, por nunca medirem esforços para me proporcionar o melhor. À minha irmã Fernanda, pelo companheirismo e paciência em estar comigo durante muitas madrugadas, me incentivando sempre realizar o melhor. Família, obrigada por serem minha inspiração! Essa conquista é dedicada à vocês, sem todo esse amor nada disso seria possível.

Ao meu namorado Gustavo, por todos esses anos ao meu lado, ter sido o melhor parceiro que eu poderia ter. Obrigada por me acalmar quando mais precisei, obrigada pela noites viradas ao meu lado na época de exames, obrigada por me incentivar tanto e por acreditar em mim, mesmo nos momentos em que nem eu mesma acredito. O meu amor por você, não cabe nessa vida!

Aos meus amigos do Brasil, obrigada por se fazerem tão presentes mesmo tendo um oceano nos separando. Saber que posso contar com vocês, mesmo diante da distância, conforta meu coração.

Aos meus amigos em Portugal, o meu muito obrigada pela amizade e por serem a minha família aqui. Um agradecimento especial, à minha amiga Marina Vianna, por estar ao meu lado todos esses anos, demonstrando todo o seu companheirismo e parceira. Obrigada por estar ao meu lado, desde semanas de exames à bons momentos nas *nights*. Sua amizade nesse período foi essencial para concluir esta etapa.

O encerramento desta etapa, representa muito para mim. Confesso que não foi fácil chegar até aqui, mas com a ajuda de cada um de vocês, essa caminhada pode se tornar mais leve. Desde já, o meu muito obrigada!

Bruna Cristina Medeiros de Oliveira

Se cheguei até aqui foi porque me apoie nos braços de gigantes

Isaac Newton

Conteúdo

Resumo i

1 Introdução 1
- 1.1 Enquadramento . . . 1
- 1.2 Objetivos . . . 2
- 1.3 Estrutura da dissertação . . . 2
- 1.4 Dados e ferramentas utilizados . . . 3
- 1.5 Desenvolvimento do trabalho no ambiente empresarial . . . 3

2 Mercados de eletricidade 5
- 2.1 Arquitetura básica dos mercados de eletricidade europeus . . . 5
- 2.2 MIBEL . . . 6
  - 2.2.1 Mercado Diário . . . 7
  - 2.2.2 Mercado Intradiário . . . 9
  - 2.2.3 Mercado a Prazo . . . 9
  - 2.2.4 Mercado de Serviços de Sistema . . . 10
- 2.3 Serviços de Sistema . . . 11
  - 2.3.1 Serviços para a Regulação de Frequência . . . 11
- 2.4 Mercados de regulação na União Europeia . . . 15
  - 2.4.1 Agentes e suas respetivas responsabilidades . . . 16
  - 2.4.2 Desvios . . . 17
- 2.5 Mercado de regulação em Portugal . . . 19
  - 2.5.1 Apresentação e atualização das ofertas . . . 19
  - 2.5.2 Verificação das ofertas . . . 20
  - 2.5.3 Contratação da reserva . . . 21
  - 2.5.4 Remuneração do serviço . . . 21
  - 2.5.5 Controlo do fornecimento e incumprimentos . . . 21
  - 2.5.6 Divulgação das informações do mercado . . . 22
- 2.6 Renováveis no mercado de regulação . . . 22
  - 2.6.1 Países europeus que utilizam as renováveis no mercado de regulação . . . 23
  - 2.6.2 Enquadramento em Portugal . . . 24

3 Formulação e Caracterização de Variáveis de Mercado 27
- 3.1 Introdução . . . 27
- 3.2 Valorização e preço dos desvios . . . 28
- 3.3 Valorização da produção sem participação no mercado de reserva de regulação . . . 32
  - 3.3.1 Déficit na produção . . . 33
  - 3.3.2 Excesso na produção . . . 34

3.4 Valorização da produção com participação no mercado de reserva de regulação . 35
3.4.1 Mobilização a subir com déficit de produção 37
3.4.2 Mobilização a subir com excesso de produção 39
3.4.3 Mobilização a descer com deficit de produção 40
3.4.4 Mobilização a descer com excesso de produção 42

4 Otimização da valorização em mercado **45**
4.1 Introdução 45
4.2 Informação associada ao caso de estudo 46
4.2.1 Caracterização dos dados nacionais 46
4.2.2 Caracterização dos dados do agente do caso de estudo 49
4.2.3 Relação entre produção renovável e o preço de reserva de regulação a subir 52
4.2.4 Relação entre produção renovável e o preço de reserva de regulação a descer 54
4.2.5 Relação entre produção renovável e o preço de desvios 56
4.3 Valorização da produção com capacidade de armazenamento sem participação no mercado reserva de regulação 57
4.3.1 Caso com déficit na produção 57
4.3.2 Caso com excesso na produção 58
4.4 Valorização da energia de reserva de regulação considerando capacidade de armazenamento 59
4.4.1 Caso a mobilização seja a descer 60
4.4.2 Caso a mobilização seja a subir 61
4.5 Avaliação da participação no mercado de reserva de regulação com armazenamento 62
4.5.1 Cenário com valorização máxima 62
4.5.2 Cenário com valorização média 63
4.5.3 Cenário com valorização mínima 64
4.5.4 Resultados obtidos 64
4.6 Valorização da energia armazenada, com estratégia de minimização de desvios . 67
4.6.1 Caso ocorra excesso na produção 68
4.6.2 Caso ocorra déficit na produção 68
4.6.3 Avaliação de benefício 69
4.6.4 Resultados obtidos 69

5 Conclusões e Trabalho Futuro **75**
5.1 Conclusão 75

Referências **79**

Lista de Figuras

2.1 Estrutura dos mercados no MIBEL 8
2.2 Serviços para regulação de frequência 15
2.3 Estrutura do mercado de regulação na UE e agentes participantes 17

3.1 Relação entre o preço de mercado diário e o preço do desvios 31
3.2 Relação entre o preço da primeira sessão do mercado intradiário e o preço do desvio 32
3.3 Tipos de desvio antes do ajuste 33
3.4 Preços médios por meses do mercado diário e da reserva de regulação a subir . . 38
3.5 Preços médios por hora do mercado diário e da reserva de regulação a subir . . . 39
3.6 Preços médios por mês do mercado diário e da reserva de regulação a descer . . . 41
3.7 Preços médios por hora do mercado diário e da reserva de regulação a descer . . 42

4.1 Produção média mensal que abasteceu o consumo 47
4.2 Produção média horária nacional 47
4.3 Média mensal da energia de regulação mobilizada para o sistema 48
4.4 Média horária da energia de regulação mobilizada para o sistema 48
4.5 Produção média mensal do agente do caso de estudo 49
4.6 Produção média horária do agente do caso de estudo 50
4.7 Desvio Médio Mensal do Agente do Caso de Estudo 50
4.8 Desvio médio horário do agente do caso de estudo 51
4.9 Desvio Médio hórario comparado com desvio total do sistema 52
4.10 Desvio Médio mensal comparado com desvio total do sistema 52
4.11 Relação entre preço de regulação a subir e a produção solar nacional 53
4.12 Relação entre preço de regulação a subir e a produção Hídrica nacional 53
4.13 Relação entre preço de regulação a subir e a produção eólica nacional 54
4.14 Relação entre preço de regulação a descer e a produção hídrica nacional 55
4.15 Relação entre preço de regulação a descer e a produção eólica nacional 55
4.16 Relação entre preço de regulação a descer e a produção Solar nacional 56
4.17 Relação preço de desvio com produções 56
4.18 Situações para a utilização da capacidade de armazenamento 57
4.19 Situações para a utilização do armazenamento 60
4.20 Benefícios médios mensais 65
4.21 Benefícios médios horários 66
4.22 Benefícios médios para o mês de janeiro 66
4.23 Benefícios médios para o mês de Dezembro 67
4.24 Benefício médio mensal do agente com minimização dos desvios 70
4.25 Benefício com minimização de desvios para o mês de janeiro 70
4.26 Benefício com minimização de desvios para o mês de agosto 71

4.27 Frequência mensal de utilização do armazenamento, para o agente do caso de estudo 72
4.28 Frequência anual de utilização do armazenamento do agente do caso de estudo . 72
4.29 Benefício comparativo para o mês de janeiro 73
4.30 Benefício comparativo para o mês de dezembro 74

Lista de Tabelas

2.1 Pagamento da energia de regulação [1]. 18
2.2 Pagamento de desvios [1] 18

4.1 Benefícios médios anuais com participação na reserva de regulação 67
4.2 Comparação entre os benefícios médios anuais 73

Abreviaturas e Símbolos

PNEC	Plano nacional integrado energia clima
OS	Operador de sistema
ERSE	Entidade Reguladora de Serviços Energéticos
UE	União Europeia
MIBEL	Mercado Ibérico de eletricidade
AM	Agente de Mercado
REN	Redes Energéticas Nacionais
FEUP	Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto
OM	Operador de mercado
OS	Operadores de sistema
OMI	Operador de Mercado Ibérico
OMIE	Operador de Mercado Ibérico Espanhol
OMIP	Operador de Mercado Ibérico Português
GGS	Gestor Global do Sistema
REE	Redes Energéticas de España
CET	Central European Time
NEMO	Nominates Electricity Market Operators
SDAC	Single day-ahead Coupling
PDHF	Programa diário final viável
PRE	Produção em Regimme Especial
ORT	Operador da rede de transporte
ORD	Operador da rede de distribuição
ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators
FCR	Frequency Containment Reserve - Reserva de contenção da frequencia
FRR	Frequency Restoration Reserve - Reserva de reestabelecimento da frequencia
RR	Reserva de reposição
SEN	Sistema elétrico nacional
RNT	Rede nacional de transporte
BRP	Balancing Responsable Parties
BSP	Balancing Service Providers
TSO	Transmission System Operator
ERSE	Entidade Reguladora de Serviços Energéticos
ROR	Regulamento de Operação das Redes

Capítulo 1

Introdução

O presente capítulo visa realizar o enquadramento do problema, bem como a motivação do estudo e seus respetivos objetivos. Além disso, também será realizada uma descrição sintetizada da estrutura da dissertação, bem como as fontes de informação e ferramentas utilizadas.

1.1 Enquadramento

Diante das alterações climáticas geradas pela queima de combustíveis fósseis, são necessárias transformações relevantes no sistema energético europeu. Nesse âmbito, Portugal assumiu um compromisso de uma transição energética com o intuito de reduzir suas emissões de gases causadores do efeito estufa. Foi criado um plano nacional integrado energia clima (PNEC), no qual se tornou principal instrumento para política energética e climática para a década 2021-2030 [2].

Para se atingir a neutralidade carbónica em 2050, será necessária uma transição energética no setor eletroprodutor, com a maior parte da energia produzida oriunda de fontes de energias renováveis em substituição das unidades de produção convencionais. A variabilidade da natureza dessas fontes e a constante variação no perfil de consumo resultam em um aumento da incerteza de garantia da estabilidade do sistema, dificultando o papel do Operador do Sistema (OS), uma vez que causam desvios no sistema resultantes da diferença entre a produção e o consumo. Estes desvios levam a um aumento da importância dos mercados de serviços de sistema, de modo a manter a qualidade, fiabilidade e eficiência da operação do sistema em tempo real [3].

O crescimento da importância dos serviços de sistema, levou a criação de mercados mais competitivos para esses serviços. Anteriormente, esses serviços só eram fornecidos por centrais convencionais. No entanto, o Regulamento UE 2017/2195, aprovou o fornecimento desses serviços, através de instalações de consumo, unidades de armazenamento de energia e unidades produtoras que utilizam fontes renováveis como combustível, com a ressalva que as mesmas possuam capacidade técnica. Dessa forma, a possibilidade de venda de energia de reserva para que haja regulação de frequência do sistema, pode ser considerada uma fonte de rendimento para esses produtores de energia.

Diante desse contexto, em 2019, foi aprovado pela Diretiva n°4/2019 da Entidade Reguladora de Serviços Energéticos (ERSE), um projeto piloto para a participação do consumo no mercado de reserva, de modo a aumentar a participação nesses mercados e de se atingir as metas estabelecidas pela União Europeia (UE). Possuindo os requisitos técnicos necessários para cumprir com o fornecimento de serviços de regulação, surge uma oportunidade para o estudo de uma participação futura desses produtores nesse mercado. Sendo assim, diante desse cenário, surgiram os objetivos da presente dissertação.

1.2 Objetivos

Conforme descrito acima, pretende-se alcançar os seguintes objetivos com a elaboração desta dissertação:

- Desenvolvimento de metodologias para a participação dos produtores renováveis no mercado de reserva de regulação;
- Análise económica da viabilidade na prestação deste serviço.

1.3 Estrutura da dissertação

A presente dissertação encontra-se dividida em 5 Capítulos.

O Capítulo 1 introduz o tema, aborda os objetivos e permite compreender o que cada capítulo do documento descreve, de forma sintetizada.

O Capítulo 2, visa abordar a estrutura dos mercados de eletricidade, com uma visão mais detalhada na estrutura de mercado do MIBEL. São apresentados os serviços de sistema e a abordagem possui ênfase nos serviços para regulação de frequência. Por fim, é apresentado mais detalhadamente o funcionamento do mercado de reserva de regulação em Portugal.

No Capítulo 3, será demonstrada as formulações e caracterização das variáveis de mercado que foram criadas, de modo a se obter as valorizações de um agente de mercado (AM) na participação apenas em mercado diário, de acordo com o tipo de desvio do agente. Em seguida, são apresentadas as valorizações de um AM, consoante a sua participação no mercado de reserva de regulação, separadas de acordo com o sentido de mobilização de energia que será efetuada.

No Capítulo 4, será apresentada a metodologia utilizada para o desenvolvimento da otimização da valorização em mercado, que foram obtidas no Capítulo 3. Será apresentada a hipótese de utilização de uma capacidade de armazenamento nas formulações. Em seguida, serão apresentados os benefícios resultantes da participação no mercado de reserva de regulação. Por fim, será abordado um estudo da avaliação do benefício obtido ao utilizar o armazenamento para minimização dos desvios.

Por fim, no capítulo 5 são apresentadas as conclusões principais após a realização desta dissertação, assim como evidenciado se os objetivos iniciais pretendidos foram cumpridos.

1.4 Dados e ferramentas utilizados

Para esta dissertação a fonte de informação dos dados utilizados ao longo do seu desenvolvimento foi a Redes Energéticas Nacionais (REN). O período dos dados fornecidos é entre janeiro à dezembro de 2019, onde são selecionadas as variáveis cronológicas e variáveis de produção com as quais se pretende trabalhar.

Também foram utilizados dados relacionados a produção, fornecidos pela empresa Energia Simples, para o período de 1 à 31 de Dezembro de 2019.

A principal ferrtamenta utilizada nesta dissertação foi o *Microsoft Excel*, utilizado para o simulação e elaboração dos gráficos necessários para os Capítulos 3 e 4.

1.5 Desenvolvimento do trabalho no ambiente empresarial

O desenvolvimento do presente estudo, foi realizado na empresa de comercialização de eletricidade Energia Simples com parceria estabelecida pela FEUP.

A Energia Simples é a marca da empresa PH Energia Ltda, na qual trata-se de uma comercializadora de energia elétrica no mercado liberalizado. A Energia Simples foi criada em novembro de 2014 e possui sede no Porto.

Para acompanhamento do estudo realizado, foram efetuadas reuniões semanais.

Capítulo 2

Mercados de eletricidade

Este capítulo visa abordar a estrutura dos mercados de eletricidade, com uma abordagem mais detalhada na estrutura de mercado do MIBEL. São apresentados os serviços de sistema e a abordagem possui ênfase nos serviços para regulação de frequência. Por fim, é apresentado mais detalhadamente o funcionamento do mercado de reserva de regulação em Portugal.

2.1 Arquitetura básica dos mercados de eletricidade europeus

A estrutura de um mercado de eletricidade e seu esquema de preços estão relacionados com as características económicas do local e também com as condições de infra-estrutura. Eles são projetados para fornecer eletricidade de forma confiável e a um custo mínimo para os consumidores. As arquiteturas básicas dos mercados de eletricidade são relativamente semelhantes em todo mundo. Esses mercados tem como função geral, ser uma plataforma não discriminatória e transparente para realizar transações de *commodities*, ou seja, os produtos vendidos são de qualidade e possuem características uniformes de modo a não serem diferenciados pela sua origem de produção e assim seu preço será determinado pela oferta e pela procura [4][5].

As motivações dos mercados de eletricidade normalmente se baseiam e consideram três principais perspetivas:

1. Operadores de mercado (OM): Agentes nos quais possuem a função de melhorar a eficiência económica [4].

2. Operadores de sistema (OS): Responsáveis por garantir a confiabilidade, estabilidade e segurança do sistema [4].

3. Políticas verdes: São implementadas de modo a aumentar a utilização de fontes de energias renováveis [4]. A nível europeu, no âmbito das políticas verdes, a Comissão Europeia apresentou um pacote (Pacote energia limpa), em 30 de Novembro de 2016, contendo medidas que possuíam o objetivo de proporcionar um quadro legislativo estável, necessário para facilitar a transição para as energias limpas. O pacote energia limpa, tem por objetivo melhorar

o funcionamento do mercado interno de eletricidade, podendo permitir assim uma maior flexibilidade [3, p.21-22].

Normalmente, o mercado atacadista de eletricidade compreende três mercados, de acordo com diferentes escalas temporais: o *Day-Ahead Market*, um mercado intradiário e um mercado de regulação (também conhecido como mercado em tempo real) [4].

O *Day-Ahead Market* consiste em um mercado no qual as compras de energia são organizadas por leilões. Inclui geralmente 24 leilões, um para cada hora do dia. Após o fecho do portão do mercado, o Operador de Mercado informa a cada agente de mercado sua programação de produção/consumo [4][6].

Com a necessidade de haver um ajuste flexível dos níveis de produção, grande parte dos países implementou o mercado intradiário. Este mercado, é uma ferramenta útil para os agentes de mercado ajustarem suas propostas, pois é possível a submissão de novas propostas durante toda a sessão de negociação[7][6].

O mercado de regulação, corresponde a um último estágio para a negociação de energia elétrica. Seu funcionamento é baseado na regra essencial, na qual deve existir um equilíbrio entre a produção e o consumo, durante toda a operação do sistema elétrico para seu correto funcionamento [6].

2.2 MIBEL

O Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), iniciou seu completo funcionamento no dia 1 de julho de 2007 como resultado de um processo cooperativo entre os governos de Portugal e Espanha, e tinha por finalidade a integração dos sistemas elétricos dos dois países [8, p.5].

A criação de uma plataforma comum, de modo a realizar transações de energia elétrica entre os dois países, representou não só uma oportunidade para ambos os países, como também gerou repercussões a nível europeu [8, p.14].

Em 4 de fevereiro de 2014, o MIBEL foi integrado aos mercados do Noroeste da Europa (que engloba os mercados da França, Bélgica, Holanda, Alemanha, Luxemburgo, Reino Unido, Noruega, Dinamarca, Suécia e Finlândia). Tal fato, constituiu um passo significativo para cumprimento das medidas para alcance de um mercado único europeu de energia [8, p.14].

De acordo com o artigo 1° do Acordo de Santiago de Compostela, o MIBEL é fundamentalmente constituído por dois tipos de mercados: organizados e não organizados. Os mercados organizados abrangem: mercado diário, mercado intradiário e mercado à prazo. Já, o mercado não organizado é constituído pela contratação bilateral entre as entidades do MIBEL [9].

Para o funcionamento dos mercados organizados foi necessária a criação de um Operador de mercado ibérico (OMI) no qual é dividido em dois pólos: o OMIE (pólo espanhol) que tem a responsabilidade da gestão dos mercados diário e intradiário e o OMIP (pólo português) que se encarrega da gestão dos mercados a prazo [8, p.5].

A organização adotada para o MIBEL, é fundamentada na liberdade de contratação que é contemplada por um conjunto de modalidades de contratação que se complementam entre si. Essas

modalidades são: mercado *Spot*, mercado de contratação a prazo , mercado de serviços de sistema e um mercado de contratação bilateral [10, p.18].

O mercado *spot*, também conhecido como mercado de contratação a vista, é segmentado em dois tipos de mercados, nomeadamente, os mercados diários e intradiários. Este mercado possui duas componentes de contratação, sendo uma de contratação diária e outra de ajustes intradiários [10, p.18].

No mercado de contratação a prazo, são estipulados compromissos referentes aos blocos de energia que foram transacionados, para uma entrega posterior ao dia seguinte da contratação [p.5][8].

O mercado de contratação bilateral, torna possível a ordenação de compra e venda de energia para diferentes horizontes temporais [p. 18] [10].

Por fim, no mercado de serviços de sistema, a ativação das reservas acontece em tempo real e é responsável por manter o equilíbrio entre a produção e o consumo de energia elétrica [10, p.18]. No MIBEL, esse mercado é gerido de forma independente em Portugal e em Espanha, sendo o Gestor Global do Sistema(GGS), o detentor das funções de operador desse mercado no respetivo país. Em Portugal a REN (Redes Energéticas Nacionais) detém essa função, enquanto que em Espanha, a gestão é realizada pela REE (Rede Eléctrica de España) [8].

O MIBEL está estruturado, de modo a englobar um conjunto de mecanismos que conciliem um abastecimento cumprindo com os critérios de segurança e qualidade necessários, e também possuir uma livre concorrência. Esses mecanismos são centrados em dois aspetos fundamentais: a resolução de restrições técnicas e a gestão dos serviços de sistema [8][3, p.100].

Uma restrição técnica, consiste em qualquer incidente ou circunstância derivada das atividades de produção, transporte ou distribuição, nas quais podem colocar em risco as condições de segurança, qualidade e fiabilidade do fornecimento tornando necessário a modificação dos programas de energia elétrica. Já os serviços de sistema, são serviços que possuem por finalidade manter a segurança, qualidade e fiabilidade do sistema para uma correta operação. O GGS, possui o encargo de gerir ambos os processos [8, p.49].

2.2.1 Mercado Diário

O mercado diário do MIBEL é um mercado para o dia seguinte (*Day-Ahead Market*]) que consiste em, uma plataforma de transação de blocos de energia elétrica para o dia seguinte, no qual é gerido pelo OMIE. As sessões de contratação nesse mercado ocorrem às 12:00 CET (*Central European Time*) e estão estruturadas de modo a formar preços para cada uma das 24 horas de cada dia e para todos os dias de cada ano [8, p.6].

O funcionamento desse mercado, é realizado através do cruzamento de ofertas, de compra e venda que são submetidas pelos agentes ao Operador de Mercado. Uma oferta de mercado, engloba uma quantidade de energia e um preço, que no caso de compra/venda, o preço indica o preço max/min que o comprador/vendedor está disposto a consumir/fornecer. As Ofertas de venda são ordenadas por ordem crescente do preço (curva de oferta), de modo a construir uma curva acumulativa. Já as ofertas de compra, são ordenadas por ordem decrescente de preço (curva de procura).

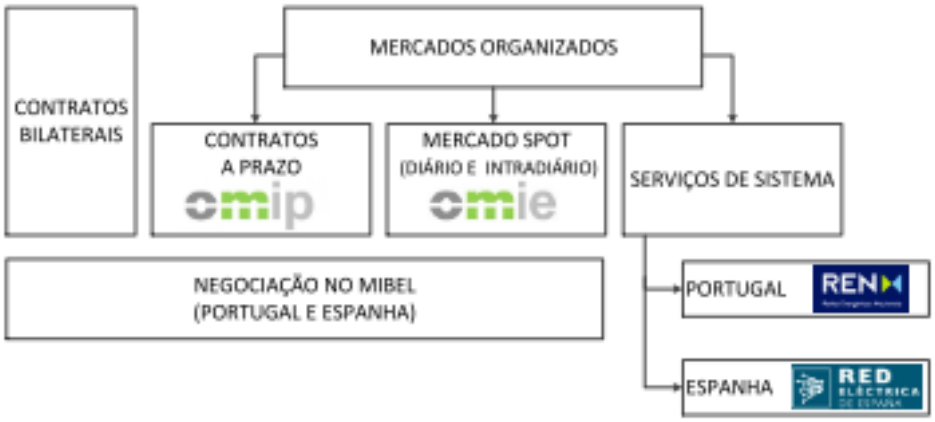


Figura 2.1: Estrutura dos mercados no MIBEL

A interseção entre as duas curvas, identifica o preço e o volume de mercado. Todas as ofertas do lado esquerdo da interseção são aceites, enquanto que as do lado direito, são rejeitadas. As ofertas aceitas são remuneradas ao preço de mercado, desconsiderando o preço proposto [8][11].

Nesse mercado, a liquidação ocorre necessariamente por entrega física.[8, p.5]

Os resultados do mercado diário, representam uma solução mais eficiente do ponto de vista económico, entretanto, devido as características da eletricidade, deve-se verificar a viabilidade física. Dessa forma, após os resultados serem gerados, os mesmos são enviados ao Operador do Sistema para que seja efetuada uma validação técnica. Esse processo de validação é conhecido como resolução das restrições técnicas do sistema e visam garantir que os resultados obtidos no mercado diário estejam tecnicamente viáveis na rede de transporte [12].

Consoante ao resultado da análise das restrições técnicas realizada pelo Operador do Sistema, caso seja necessário, os resultados do mercado diário podem sofrer pequenas alterações [12].

O MIBEL, foi incorporado ao mercado europeu em 2014, para o horizonte diário. Os *Nominated Electricity Market Operators - NEMOs*, são as organizações incumbidas de gerir os mercados integrados de eletricidade para o horizonte diário e intradiário na UE. O Operdador de Mercado responsável por acoplar o MIBEL ao resto da Europa, é o OMIE [13][12].

O objetivo da criação de um mercado acoplado para o horizonte diário (SDAC -*Single Day-ahead Coupling*) é a criação de um mercado diário de eletricidade integrado que abranja toda a União Europeia (UE). Este acoplamento, é baseado em um algoritmo (denominado EUPHIMIA e desenvolvido pelos NEMOs), que realiza um processo de leilão para o dia seguinte. São cassadas as ofertas recebidas em cada zona de oferta pelos NEMOs correspondentes e simultaneamente, se aloca a capacidade de intercâmbio entre zonas de oferta. Para isso, é necessária uma estreita cooperação entre NEMOs e os Operadores de Sistema [12].

2.2.2 Mercado Intradiário

Este mercado surgiu como uma plataforma complementar ao mercado diário, diante da necessidade de oferecer ajustes mais precisos e próximos do tempo real, entre a oferta e a procura. Dessa forma, é possível ter uma maior flexibilidade para a operação dos agentes em uma variedade de horizontes temporais[10, p. 103-104].

Atualmente, os mercados intradiários estão estruturados em seis sessões de leilão MIBEL e, em um mercado transfronteiriço europeu contínuo. O objetivo do mercado de leilão é atender através da apresentação de ofertas de venda e aquisição de energia, os ajustes no programa diário final viável (PDHF), cuja base de programação é o resultado do mercado diário [14].

Existem seis sessões de contratação para diferentes horizontes da programação, baseadas em leilões como as descritas para o mercado diário, onde o volume de energia e o preço para cada hora se determinam pela intersecção entre a oferta e a procura. Estes leilões implícitos intradiários no âmbito do MIBEL constituem um dos mercados intradiários mais líquidos da UE e permitem que todos os agentes ajustem de maneira fácil e em igualdade de condições com qualquer outro operador, a sua posição dentro do mesmo dia da entrega física. Tais leilões intradiários costumam lançar preços similares aos resultantes no mercado diário e permitem aos agentes compradores e vendedores reajustar seus compromissos (de compra e venda respectivamente) até quatro horas antes do tempo real.[14]

Em 12 de junho de 2018, o OMIE foi um dos três NEMOS que participaram no lançamento do novo mercado intradiário contínuo europeu. Esse mercado, complementa o mercado diário já acoplado a Europa desde 2014, sendo uma das peças cruciais para conseguir o objetivo do mercado interno comum de eletricidade. O mercado intradiário contínuo, de âmbito europeu, permite a negociação com agentes que se encontrem na mesma zona de preço ou em diferentes zonas se existir capacidade interzonal disponível. Neste mercado, é possível negociar até uma hora antes do momento da entrega da energia [14].

A implementação do mercado intradiário contínuo tem alterado o modo de funcionamento do mercado intradiário (baseado em sessões de leilão) no MIBEL, pois passou a permitir que o horizonte de negociação se alargue em até 60 minutos antes do tempo real. Isso permite ao agente de mercado, realizar correções de seus programas comerciais, tendo em vista a minimização dos seus desvios. Dessa forma, é esperado que a criação do mercado intradiário contínuo, reflita em uma melhoria dos indicadores de desvios à programação da PRE (Produção em Regime Especial) [3, p.97].

2.2.3 Mercado a Prazo

No mercado a prazo do MIBEL (também conhecido como mercado de derivados), as transações dos blocos de energia, possuem entrega posterior ao dia seguinte da contratação. Sendo assim, esse mercado orienta as atividades de despacho e planeamento de operação das centrais [10, p. 108].

Os instrumentos transacionados neste mercado, referem-se a contratos de compra e venda de energia para uma determinada maturidade no futuro (semana, mês, trimestre ou ano). O tipo de instrumento irá variar de acordo com as necessidades da gestão de risco e de troca de eletricidade pelos diferentes agentes de mercado. Esses mercados, favorecem a transparência e eficiência, considerando que por um lado aumenta o tempo de intervenção, o número de agentes e o número de transações por agente, por outro lado, minimiza a incerteza sobre as quantidades e sobre os preços que se aplicarão em futuras ofertas de compra e de venda de energia. Dessa forma, permite uma melhor adaptação dos agentes à volatilidade dos preços de energia [3, p.36].

Atualmente, o OMIP (responsável pela gestão desse mercado) disponibiliza instrumentos derivados para Portugal e Espanha nos quais abrangem: contratos futuros, contratos *forward*, SWAPS e Opções [15, p 7-8].

De um modo geral, os contratos mais utilizados são os contratos de futuro, em que cada contrato corresponde a um contrato padronizado (volume nominal e notação de preço) de compra ou de venda de energia para um determinado horizonte temporal, em que o comprador se compromete a adquirir eletricidade no período da entrega e o vendedor se compromete a colocar essa mesma eletricidade, a um preço determinado no momento da transação [15, p.7-8].

2.2.4 Mercado de Serviços de Sistema

A responsabilidade da gestão desse mercado é atribuída ao Operador do Sistema (OS), no qual deve ser garantida a todo tempo a estabilidade do sistema elétrico. Essa estabilidade é garantida através do equilíbrio permanente entre a geração e o consumo, mesmo com ocorência de indisponibilidades não previstas. De maneira, a se evitar situações de desequilíbrio, ou em casos extremos que levariam a um colapso no sistema, o OS adquire um conjunto de serviços, de modo a assegurar o controlo estável do sistema. Esses serviços são designados por serviços de sistema e no MIBEL, possuem duas vertentes principais: serviços obrigatórios e serviços complementares [3, p.33].

Os serviços obrigatórios são serviços que devem ser prestados de modo a garantir os seguintes serviços: regulação de tensão e a regulação primária de frequência. No atual modelo, esses serviços não são passíveis a remuneração [8, p.48].

Já os serviços complementares, são constituídos pela regulação secundária e terciária de frequência, tele-arranque de grupos geradores e interruptibilidade rápida. Esses serviços, são passiveis de remuneração e devem ser contratados baseados em mecanismos transparentes e não discriminatórios que visam a promoção da eficiência económica [8].

São os mercados de serviços de sistema, que garantem a operação confiável e segura do sistema elétrico. Uma das principais funções desses mercados, é a criação de uma plataforma de transações eficientes e eficazes, de modo a oferecer serviços de regulação durante as operações do sistema [4].

Integrado aos serviços de sistema existem diversos mercados como, o mercado de reserva secundária e o mercado de reserva de regulação [3, p.33].

No âmbito da presente dissertação, será realizada uma abordagem mais aprofundada do funcionamento do mercado de reserva de regulação em Portugal, na secção 2.5.

2.3 Serviços de Sistema

Os serviços de sistema são essenciais para manter a qualidade, fiabilidade, estabilidade e segurança dos sistemas de energia, durante o seu funcionamento. A ocorrência de um grande desequilíbrio entre a produção e o consumo, gera desvios de frequência e pode levar, em casos extremos, o sistema a um colapso. Pequenos desequilíbrios, também ameaçam a segurança da operação do sistema. Por essas razões, os serviços de sistema são importantes para uma correta e segura operação do sistema [4][1].

De acordo com a definição contida na Diretiva UE 2019/944, os serviços de sistema são *"serviços necessários para exploração da rede de transporte ou distribuição"*, excluindo-se a gestão de congestionamentos e podem ser categorizados de duas formas: serviços de regulação relacionados com a frequência e serviços de sistema não relacionados à frequência [16, Art.2°].

A nível europeu, os serviços de sistema não relacionados à frequência são um serviço utilizado por um Operador de rede de transporte (ORT) ou por um Operador da rede de distribuição (ORD) e podem ser categorizados da seguinte forma [16, Art.2°]:

- Controlo de tensão;
- Injeções rápidas de corrente reativa;
- Inércia para a estabilidade da rede local;
- *Black-start*;
- Capacidade de funcionamento isolado.

No âmbito desta dissertação, só serão abordados os serviços de sistema relacionados com a frequência.

2.3.1 Serviços para a Regulação de Frequência

O Controlo de frequência, é um serviço que visa solucionar, a curto prazo, o equilíbrio entre a produção e o consumo, de modo a estabilizar a frequência no seu valor nominal de 50 Hz, ou de modo a mantê-la dentro da gama de valores estipulados [17].

Existem diferentes produtos relacionados com o controlo da frequência e que são classificados de acordo com suas características técnicas, como por exemplo, sua escala de tempo de resposta e seus mecanismos de controlo [4].

Para a integração dos mercados europeus de energia, a União Europeia(UE) tem o intuito de harmonizar e integrar os mercados europeus de regulação. Sendo assim, é importante referir que a nível europeu, de modo a conseguir implementar essa integração, as instituições da UE (Comissão e Conselho), a ACER (*Agency for the Cooperation of Energy Regulators*) e a ENTSO-E (*European Network of Transmission System Operators*) elaboraram códigos de rede.

Os resultados da publicação dos regulamentos sobre operação do sistema e sobre regulação (na literatura inglesa *"Balancing"*), apresentam os conceitos harmonizados a nível europeu. Nos

regulamentos da UE 2017/1485 e UE 2017/2195, constam as novas nomenclaturas para serviços de sistema relacionados com o controlo de frequência, sendo elas: Reserva de Contenção da Frequência (FCR -*Frequency Containment Reserve*), Reserva de Restabelecimento da Frequência (FRR - *Frequency Restoration Reserve* e Reserva de Reposição (RR - *Replacement Reserves*). Essas nomenclaturas surgem como uma nomenclatura comum para todos os sistemas síncronos europeus, que irão substituir: Reserva de Regulação Primária, Reserva de Regulação Secundária e Reserva de Regulação Terciária, respetivamente [18][1] [17][3, p.34].

O ORT é responsável por garantir os valores de reserva de potência necessários, de acordo com os valores estabelecidos pela ENTSO-E e em conformidade com a legislação. Consoante a escala de tempo e da resposta resultante da sua atuação, as reservas do SEN estão divididas em: reserva de regulação primária, reserva de regulação secundária, reserva de regulação terciária (ou reserva de regulação) [19, p.35] [3, p.34].

Para garantia da estabilidade do sistema, a todo instante deve se verificar [20, p.38]:

$$\sum R_{Subir} - \sum R_{Baixar} = \sum D_{Defeito} - \sum D_{Excesso} \tag{2.1}$$

onde,

- R_{Subir} - Energia mobilizada de regulação a subir [MWh];
- R_{Baixar} - Energia mobilizada de regulação a baixar [MWh];
- $D_{Defeito}$ - Energia de desvio por defeito [MWh];
- $D_{Excesso}$ - Energia de desvio por defeito [MWh].

Os serviços para a regulação de frequência podem ser encontrados no sentido de regulação a subir e sentido de regulação a baixar [20, p.38]. A reserva de regulação a subir disponível, é definida como a diferença entre o limite técnico superior da produção e o valor da potência contratada nos mercados organizados. Pode ser vista como uma compra de energia pelo GGS. Por outro lado, a reserva de regulação a descer disponível, caracteriza-se pela diferença entre o limite técnico inferior da unidade física e a potência contratada nos mercados organizados. Ao contrário da reserva de regulação a subir, esta pode ser vista como uma venda de energia pelo GGS [20, p.38].

Os desvios por defeito são consequência de consumos superiores ou produções inferiores ao programado. Por outro lado, os desvios por excesso, são resultado de consumos inferiores ou produções superiores ao programado [21, p.10].

2.3.1.1 Reserva de regulação primária

Esta reserva é um serviço de sistema, no qual é ativado localmente após a medição de um desvio de frequência. Sua ativação total, ocorre em desvios de 200 mHz. Este serviço, consiste na variação de potência dos geradores de forma imediata e automática, através dos reguladores

de velocidade das turbinas, diante de um desvio de frequência. Sendo assim, é possível corrigir os desequilíbrios instantâneos entre a produção e o consumo (contendo a frequência). Entretanto, as mesmas não são restauradas para seu valor nominal, sendo necessário posteriormente ativar a reserva de regulação secundária [17][22] [19, p.77].

A ativação desta reserva, deve ocorrer nos seguintes intervalos [19, p.78] :

- Antes de 15 segundos para perturbações que originam desvios de frequência inferiores a 100 mHz;
- Entre 15 a 30 segundos,ocorrendo uma variação linear, para perturbações com desvios de frequência compreendidos entre 100 e 200 mHz.

Em Portugal, é um serviço de sistema não remunerado, possuindo caráter obrigatório para todas as unidades de produção que estejam ligadas diretamente à Rede Nacional de Transporte (RNT). Caso a unidade produtora não possua capacidade técnica por não contar com o equipamento adequado, este serviço deverá ser contratado à outras entidades que possam o prestar [19, p.77].

O GGS, determina e publica a cada ano as necessidades da reserva de contenção de frequência para o SEN (Sistema Elétrico Nacional), para realizar gestão do sistema elétrico, de acordo com os critérios estabelecidos pela ENTSO-E. O valor de reserva mínimo estabelecido, é repartido pelos vários sistemas síncronos dos vários países que constituem o sistema europeu interligado [p.34][23].

Dessa forma, para o SEN, a reserva de regulação primária exigida para um ano é determinada através da equação 2.2 [19, p.36]:

$$RP = \frac{E}{E_T} \times RP_T \tag{2.2}$$

em que:

RP - Reserva de regulação primária exigida (MW);

RP_T - Reserva mínima de regulação primária estabelecida para o conjunto do sistema europeu interligado;

E - Energia que foi produzida no ano anterior pelo SEN [1];

E_T - Energia total produzida no ano anterior pelo conjunto de sistemas que compõem o sistema síncrono interligado europeu;

2.3.1.2 Reserva de regulação secundária

Com a ocorrência de perturbações de frequência no sistema elétrico, a regulação primária pode evitar grandes variações de frequência. Porém, apenas com este controlo não é possível retomar a frequência em seu valor nominal. Torna-se então, necessária a atuação da reserva de regulação secundária [8].

[1] Inclui também exportações

A reserva de regulação secundária, traduz-se no estabelecimento de um intervalo de variação de potência do grupo gerador ao redor do ponto de funcionamento em que se encontra em cada instante e no acréscimo ou decréscimo do fornecimento de energia, consoante ao que for solicitado pelo GGS. Esse intervalo denomina-se banda de regulação.[8]

O início de atuação dessa reserva não deve ser superior a 30 segundos e sua atuação deverá estar concluída, o mais tardar em 5 minutos [p.36][23].

A reserva de regulação secundária é determinada pelo GGS para cada período de programação, em função da evolução temporal previsível do consumo e da probabilidade esperada de falha dos geradores ligados. Também, é tido em consideração a magnitude dos escalões horários de potência inerentes à programação das unidades físicas [p.35][23].

Este, é um serviço de sistema no qual é remunerado, para todos os agentes que apresentem ofertas para a reserva secundária [20, p.39].

2.3.1.3 Reserva de regulação

A reserva de regulação terciária, ou somente reserva de regulação, consiste em um serviço de sistema que tem por objetivo, garantir a restituição dos níveis de reserva da regulação primária e secundária, exigidos, a fim de preparar a rede para desvios adicionais [8].

Este serviço, consiste na variação máxima de potência a subir ou a descer, que uma unidade física possui disponível para ser mobilizada, através de instruções de despacho, de modo a equilibrar a produção com o consumo e satisfazendo as necessidades mínimas de reserva para a segurança do sistema [8].

O fornecimento desse serviço é passível a remuneração, e, a contratação e retribuição da reserva é realizada através de mecanismos de mercado, sendo valorizada ao preço marginal das ofertas mobilizadas, para cada sentido de regulação [18][8].

Em Portugal o dimensionamento dessa reserva é feito pelo GGS, que define a reserva de regulação mínima a subir consoante as necessidades e tendo em consideração a previsão do consumo para cada hora do dia, seguindo a expressão abaixo [19, p.37]:

$$RS_h = P_h + 2\% \times C_h + 10\% \times E_h \tag{2.3}$$

em que:

RS_h - Reserva de regulação mínima a subir na hora h em MW;

P_h - Perda de produção máxima associada a uma falha simples na hora h em MW;

C_h - Consumo previsto para a hora h em MW;

E_h - Potência eólica prevista para cada hora h em MW.

Já para a reserva de regulação a baixar é utilizada a seguinte expressão [19, p.37]:

$$RB_h = PB_h + 2\% \times C_h + 10\% \times E_h \tag{2.4}$$

em que:

RB_h - Reserva de regulação mínima a baixar na hora h em MW;

PB_h - Perda de bombagem máxima associada a uma falha simples na hora h em MW;

C_h - Consumo previsto para a hora h em MW;

E_h - Potência eólica prevista para cada hora h em MW.

Na Figura 2.2, estão representados os serviços para regulação da frequência, bem como seus respetivos tempos de atuação.

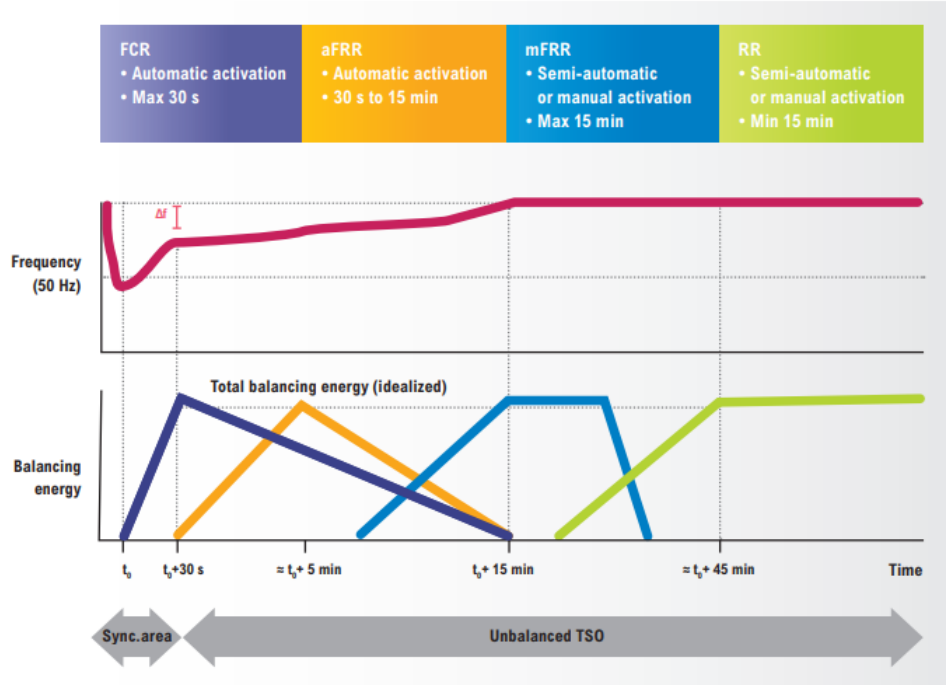


Figura 2.2: Serviços para regulação de frequência

2.4 Mercados de regulação na União Europeia

Integrados aos serviços de sistema estão diversos mercados, como por exemplo, os mercados de reserva secundária e de regulação, garantindo equilíbrio entre a oferta e o consumo. As principais características desses mercado são: mercado de comprador único, e os múltiplos agentes do lado da oferta [3, p.34].

De acordo com a definição contida em [1], regulação consiste em "*ações e processos, em todos os prazos, através dos quais os ORT asseguram, de forma contínua, a manutenção da frequência da rede dentro numa gama de estabilidade predefinida, e em conformidade com a quantidade de reservas necessárias da qualidade exigida* [1, Art.2°].

Os mercados de regulação são plataformas de transação que tem o objetivo de fornecer serviços de regulação necessários para o sistema. Uma das principais funções dos mercados de regulação nos modernos sistemas de energia, é estabelecer um mecanismo eficiente e eficaz para que pequenos recursos de energia, e também de resposta a demanda, possam participar da regulação enquanto lidam com suas características meteorológicas variáveis [4].

No mercado de regulação da UE, cada ORT é responsável pela contratação desses serviços, sendo esses serviços compostos por dois tipos principais [1, Art.14°]:

- Energia de regulação - Consiste na energia que é utilizada pelo Operador de Sistema, de modo a realizar um ajuste em tempo real nos geradores e no consumo(ajuste de cargas), que possuem flexibilidade e capacidade para fornecer serviços de regulação [1][24].
- Capacidade de regulação - Corresponde ao volume da capacidade em reserva que, os agentes de mercado habilitados a prestar esse serviço, se comprometeram a apresentar ao Operador de Sistema, durante o período do contrato, para fornecer a quantidade correspondente de energia de regulação. [1][24]

De um modo geral, esse mercado passa por três fases: o planeamento, a prestação dos serviços e a liquidação dos desvios. Na fase de planeamento, os BRP´s (*Balancing Responsible Parties*), enviam as suas programações de energia para o ORT no dia anterior a entrega. Durante a fase de prestação de serviços, os BSP (*Balancing Service Providers*) enviam as ofertas de regulação para o TSO e o mesmo adquire as ofertas por ordem de preço de modo a garantir o equilíbrio do sistema. Por último, na fase de liquidação de desvios, ocorre a liquidação dos desvios que foram gerados pelos BRP´s [24].

As reservas de capacidade contratadas se transformam em energia de regulação de forma a assegurar, em cada instante, o equilíbrio permanente, incluindo as perdas de energia na rede. Estas reservas, tendem a aumentar, quanto maior for a penetração de geração renovável no sistema, dada a variabilidade desse tipo de fonte. Desse modo a segurança a curto prazo é assegurada pelos agentes ofertantes nos mercados de serviços de sistema, geridos pelo OS [3, p.34]

O OS conhece todos os contratos bilaterais e as ofertas de venda de energia do mercado organizado, estabelecendo em cada hora o programa de exploração do respetivo sistema elétrico, dando instruções de despacho às várias centrais que se encontram no mercado. Caso ocorra o incumprimento das declarações dos produtores e comercializadores/consumidores das intenções declaradas no mercado são gerados desvios de energia calculados em cada hora e que são sujeitos ao pagamento de penalidades.[3, p.36]

2.4.1 Agentes e suas respetivas responsabilidades

Na Europa, existem quatro principais agentes que participam desse mercado: os BRP (*Balancing Responsible Parties*), os ORT (TSO - *Transmission System Operators*), os BSP (*Balancing Service Providers*) e os reguladores [17].

Os BRP, são agentes de mercado que possuem a responsabilidade de manter o equilíbrio em um determinado grupo de geradores e/ou cargas. Esses agentes enviam aos ORT as programações de energia para o dia seguinte e caso ocorra algum desvio nessas programações, são financeiramente responsáveis por esses desvios[17][1].

O ORT para além da função de operar a rede de transporte de energia, são responsáveis por equilibrar as injeções e saídas de potência na sua área de balanceamento. Sendo assim, o ORT tem

o poder de ativar os serviços de regulação, de modo a equilibrar fisicamente a oferta e a demanda, caso a soma dos desequilíbrios do BRP seja diferente de zero.

Especificamente, o ORT possui três principais obrigações [17]:

1. Determinar a quantidade da capacidade de regulação que será necessária ser reservada;
2. Adquirir essa capacidade e determinar seu preço;
3. Ativar quando necessário, a capacidade e/ou energia e determinar o preço de desvio;

Os BSP são responsáveis por fornecer a capacidade e/ou a energia de regulação, caso sejam despachados pelo ORT. Devem fornecer a energia de acordo com os requisitos técnicos em que se comprometeu a fornecer ao ORT, durante a vigência do contrato de serviço. Os agentes fornecedores são tradicionalmente geradores, porém com as atuais mudanças nos regulamentos da UE, tem sido possível a participação do consumo [17][25][7].

A remuneração recebida pelos BSP corresponde a um valor a ser pago pela ativação da energia dependerá da direção da ativação da reserva. Caso a ativação seja ascendente, o ORT pagará ao BSP o preço pela ativação. Porém, se ocorrer de forma descendente, o BSP paga ao ORT [25][17][7].

Já os reguladores, determinam o design do mercado de energia de regulação. Eles monitorizam o poder de mercado e prescrevem a fórmula de preços para os desvios. Em Portugal, esse papel é desempenhado pela Entidade Reguladora de Serviços Energéticos (ERSE) [17].

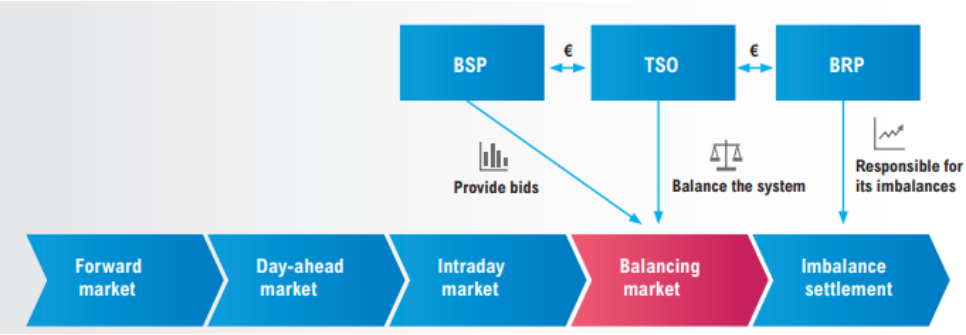


Figura 2.3: Estrutura do mercado de regulação na UE e agentes participantes

2.4.2 Desvios

A definição de desvio, de acordo com o Regulamento UE 2017/2195 é *"uma quantidade de energia calculada para um agente de mercado responsável pela liquidação dos desvios e correspondente à diferença entre a quantidade atribuída a essa parte responsável e a posição final da mesma parte, incluindo os ajustamentos de desvios aplicados ao dito agente responsável, num dado período de liquidação de desvios"* [1, Art.2°].

Os desvios globais do sistema correspondem à energia subjacente à mobilização de energia de regulação da reserva de regulação secundária e da reserva de regulação. Estas duas reservas contribuem para anular os desvios dos agentes em tempo real [3, p.94].

Nos países membros da UE, o preço da quantidade de energia de regulação ativada para os processos das reservas de regulação secundária e de regulação, deve ser definido para cada sentido de ativação, de acordo com a Tabela 2.1 [1, Art.46,47,48]:

	Preço da energia de regulação positivo	**Preço da energia de regulação negativo**
Energia de regulação positiva	Pagamento do ORT ao BSP	Pagamento do BSP ao ORT
Energia de regulação negativa	Pagamento do BSP ao ORT	Pagamento do ORT ao BSP

Tabela 2.1: Pagamento da energia de regulação [1].

O cálculo dos desvios é realizado por cada ORT referente a sua zona de programação. O desvio deve indicar a dimensão e o sentido da transação de liquidação entre o agente de mercado responsável pela liquidação dos desvios e o ORT. Sendo assim os desvios podem ser de dois tipos: negativos, indicando um défice do agente de mercado responsável pela liquidação dos desvios, ou positivo, indicando o excedente do agente de mercado responsável pela liquidação dos desvios [1, Art.54°].

O preço dos desvios, é estabelecido pelo o ORT e devem ser espelhados no valor em tempo real da energia, conforme a Tabela 2.2 [1, Art.55°][1, Art.44°]:

	Preço de desvio positivo	**Preço de desvio negativo**
Desvio positivo	Pagamento do ORT ao BRP	Pagamento do BRP ao ORT
Desvio negativo	Pagamento do BRP ao ORT	Pagamento do ORT ao BRP

Tabela 2.2: Pagamento de desvios [1]

As regras definidas pela Tabela 2.2, devem compreender a definição do valor da ativação que foi evitada de energia de regulação proveniente de reservas de regulação secundária ou de reserva de regulação. O preço de desvio é determinado para cada período de liquidação de desvios, para as zonas de preço de desvio e para cada sentido de desvio [1, Art.55°].

A liquidação dos desvios é um mecanismo de liquidação financeira de modo a garantir que os agentes de mercado responsáveis pela liquidação, apoiem a compensação do sistema de modo eficiente para restabelecer o equilíbrio do sistema [Art.2°][1].

Após o ORT realizar o cálculo da quantidade de energia de regulação é realizada a liquidação. Caso tenha ocorrido uma redução de injeção pelo agente de mercado habilitado, o ORT atribui um

sinal negativo. Caso ocorra um acréscimo de injeção, é atribuído um sinal positivo. Após isso, o ORT deverá liquidar as quantidades de energia ativadas [1, Art.45°].

2.5 Mercado de regulação em Portugal

No âmbito, do trabalho da presente dissertação, só será aprofundado o estudo do mercado de reserva de regulação.

O SEN, para ser explorado corretamente, exige uma reserva adicional de potência ativa que garanta a cobertura do consumo e um funcionamento em segurança do sistema, diante de situações que provoquem desequilíbrios superiores às reservas de contenção de frequência e de restauração de frequência [p.93][23].

A reserva de regulação é contratada e retribuída através mecanismos de mercado, sendo valorizada ao preço marginal das ofertas mobilizadas, em cada sentido de regulação. Com semelhança a energia de regulação secundária, a reserva de regulação horária, é paga pelos agentes de mercado que causam desvios no sistema nessa hora [8, p.55].

O mercado de reserva de regulação, permite a celebração de contratos de forma a se proteger de situações inesperadas que podem ser capazes de provocar alterações negativas no SEN. A contratação desses serviços terá sempre em vista a vertente de minimização de custos para o sistema, e caso não seja possível utilizar esse critério, por motivos de segurança do sistema, o mesmo será contratado sob os mecanismos que são aplicados em situações de emergência, contidas no MPGGS.

A restituição dos níveis de reservas de regulação primária e secundária, são garantidas através de instruções de despacho, de modo a permitir a execução de acordo com os parâmetros dinâmicos das unidades físicas a mobilizar que integram uma área de balanço.[p.93][23]

2.5.1 Apresentação e atualização das ofertas

Os agentes de mercado habilitados a participar neste serviço, devem submeter ao GGS, todos os dias e para cada período de programação do dia seguinte uma oferta em MW e o preço da energia correspondente a subir e/ou a baixar em euro/MW. A oferta deve conter toda a reserva de regulação disponível, por área de balanço, tanto para subir, como para baixar [23, p.94].

A submissão das ofertas deve acontecer logo após os resultados do mercado da banda de regulação secundária e até as 20:00 horas do dia anterior, e poderão ser atualizadas posteriormente, consoante a sua participação nos mercados intradiários [23, p.94].

As ofertas de reserva de regulação podem estar limitadas em energia, devido as limitações de abastecimento de combustível ou a inexistência de água nos empreendimentos hídricos, sendo em algumas vezes necessário alterar as ofertas para os períodos horários seguintes ou até mesmo anulá-las. As ofertas estão sujeitas ainda a um valor máximo e mínimo definido pelo GGS baseado nos limites técnicos das unidades físicas [23, p.94-95].

A atualização das ofertas só podem ser efetuadas se ocorrerem algum dos seguintes motivos [23, p.95]:

1. Se a reserva de regulação disponível foi alterada devido a participação no mercado intradiário contínuo ou nas sessões do mercado intradiário, o agente de mercado deverá apresentar novos pares de potência e preço [23, p.95].

2. A ocorrência de indisponibilidades fortuitas. Essas indisponibilidades deverão ser comunicadas em até 50 minutos antes do período de programação[23, p.95].

3. Falta ou excesso de água nas albufeiras contíguas, ou a ocorrência de situações hidrológicas extremas, em áreas de balanço que contenham centrais hídricas [23, p.95].

Caso ocorra alteração da disponibilidade por outras razões que não foram mencionadas, o agente de mercado não poderá apresentar atualização das suas ofertas [23, p.95].

Os agentes deverão apresentar as ofertas atualizadas em até 10 minutos após o fecho do mercado intradiário contínuo e em até 20 minutos após publicação do PHF relativo às sessões do mercado intradiário. Caso ocorra atraso na publicação dos resultados das sessões dos mercados intradiários por parte do OMIE, as ofertas deverão ser apresentadas em até 5 minutos após a sua publicação [23, p.96].

O GGS verifica ao minuto 10 de cada hora, a existência de coerência entre a última oferta válida e a repartição por unidade física apresentada pelo agente de mercado. Se for verificada alguma incoerência na informação, o GGS irá retificar a última oferta que foi validade, por forma a garantir uma coerência consoante à repartição por unidade física apresentada pelo agente de mercado ao minuto 10 [23, p.96].

2.5.2 Verificação das ofertas

Caso sejam detetadas potências em valor absoluto superiores aos limites ténicos, o GGS retira os pares com os preços mais elevados no caso das ofertas para subir, e os pares mais baixos, no caso das ofertas para baixar. Esse procedimento é realizado até que a potência total que foi declarada satisfaça a potência máxima disponível, de acordo com cada sentido de regulação.[p.96][23]

As ofertas de reserva de regulação a subir, são organizadas de forma crescente de preço, de modo, a permitir a contratação das mesmas de forma a se obter a reserva ao menor custo para o sistema. Já as ofertas de reserva de regulação a baixar, são dispostas de modo decrescente uma vez que tem caráter de preço de recompra da energia não produzida equivalente.[p.94][23]

A curva de ofertas resultante será utilizada pelo GGS, quer para a mobilização de reserva de regulação, quer para a resolução de restrições técnicas posteriores à publicação dos resultados do mercado intradiário.

2.5.3 Contratação da reserva

O GGS tem a intenção de mobilizar a reserva de regulação baseada em critérios que minimizem o custo para o sistema [p.98][23].

As ofertas que são consideradas devem ter um preço igual a zero ou superior e as mobilizações são feitas em potência (MW) e não em energia, respeitando sempre os limites técnicos das instalações associadas à área de balanço mobilizada, nomeadamente os gradientes de subida e descida das instalações produtoras ou consumidoras que as instituem [p.98][23].

A mobilização da reserva é realizada para um período de programação (hora). Sendo assim, o período de programação será abrangido pelos minutos do início e o fim da contratação estabelecida pelo operador ou, até ao final do período de programação em questão, no caso de o operador não estabelecer de forma explícita o instante final da contratação [p.98][23].

Caso se esgote a reserva de regulação apresentada pelos agentes de mercado, ou até mesmo para solucionar uma restrição técnica, o GGS pode mobilizar uma reserva associada a uma área de balanço que não tenha apresentado oferta e caso esteja disponível, será valorizada ao preço marginal do mercado diário.[p.98][23]

2.5.4 Remuneração do serviço

A remuneração só ocorre para os agentes cujas instalações tenham sido mobilizadas sendo a remuneração atribuída apenas pela energia efetivamente utilizada. Para cada período de programação, o fornecimento da reserva de regulação é remunerado baseado em um mercado de ofertas, pelo preço da última oferta a ser mobilizada (total ou parcialmente) e segundo o sentido de regulação (a subir e a baixar). Esse preço é denominado preço de reserva de regulação[p.99][23]

2.5.5 Controlo do fornecimento e incumprimentos

A resposta fornecida pelas unidades físicas ou áreas de balanço são monitorizadas em termos de potência e energia. A energia é contabilizada como a diferença entre a energia entregue ou recebida pela área de balanço, de acordo com a mobilização que foi solicitada. Em termos de potência, a contabilização é realizada através dos registos nos sistemas de controlo do GGS, dos valores de potência ativa injetada/consumida pela área de balanço/unidade física, de acordo com a solicitação da mobilização. É considerada cumprida se os valores de potência forem atingidos antes do instante indicado na informação enviada ao respetivo agente de mercado.[p.99][23]

Em caso de incumprimento do serviço de fornecimento de reserva de regulação por parte do agente de mercado, são identificados em termos de potência não fornecida ou fornecida com défice em relação ao valor requerido pelo GGS e a energia correspondente contabilizada para cada hora de programação. O incumprimento é calculado pela diferença entre a energia emitida pela área de balanço/unidade física e o integral das solicitações de potência requeridas e registadas no sistema informático do GGS, para cada período de 15 minutos. Todos os incumprimentos deverão ser comunicados pelo GGS à entidade reguladora, ou seja, à ERSE .[p.100][23]

Essa diferença de energia será valorizada ao preço médio ponderado da energia de desvio, quer por excesso de energia fornecida (preço positivo) quer por defeito de energia fornecida (preço negativo). Na prática, o preço positivo indica o pagamento do GGS ao AM que forneceu mais potência que o devido, sempre a um preço médio ponderado inferior ao de mercado, e o preço negativo compreende o pagamento do AM ao GGS pela energia que deveria ter fornecido e que não forneceu, tipicamente a um valor em módulo superior ao preço de mercado.[p.100][23]

2.5.6 Divulgação das informações do mercado

As informações referentes a esse mercado estão contidas na página pública na internet do GGS, sendo essas informações [p.102][23]:

- Energia de reserva de regulação a subir e a baixar para cada hora do dia D, que é resultado da mobilização da reserva de regulação e seus respetivos preços marginais. Ambos serão publicados em D+1.[p.102][23]
- Cotas horárias de energia de reserva do dia D, que são resultantes da mobilização de reserva, por área de balanço e a publicação dos resultados ocorrerá em D+1.[p.102][23]
- As ofertas de reserva de regulação do dia D que são publicadas em D+30.[p.102][23]

2.6 Renováveis no mercado de regulação

Diante das metas estabelecidas pelo Conselho Europeu para a UE em 2030, de modo a combater as mudanças climáticas, onde se prevê uma redução de pelos menos 40% das emissões de gases causadores do efeito estufa em relação a 1990 e também aumentar a participação da produção de energia renovável em 27% na produção bruta total, a política de energias renováveis na UE é orientada por três objetivos principais [26]:

- Garantir o fornecimento de energia de modo confiável;
- Criação de um ambiente competitivo, de modo que os fornecedores de energia ofereçam preços acessíveis de energia;
- Apoiar a sustentabilidade, reduzindo as emissões de gases do Efeito Estufa, poluição e a dependência de combustíveis fósseis.

Com a alta penetração de fontes renováveis e uma participação cada vez mais ativa da resposta à demanda nos modernos sistemas de energia, surge a necessidade da criação de estratégias e tecnologias de modo a assegurar a qualidade, fiabilidade e flexibilidade do sistema. As metas estabelecidas pela UE, trará impactos crescentes no funcionamento dos mercados de eletricidade em todos os Estados-membros. Sendo assim, serão necessários ajustes regulatórios e uma reestruturação do mercado de modo a realizar uma integração eficiente [4] [27].

O Regulamento UE 2017/2195 de 23 de Novembro de 2017, estabelece orientações para que o sistema elétrico funcione em equilíbrio. Dessa forma, exige uma harmonização de processos e regras para integração dos mercados energéticos na Europa. Torna-se possível promover a concorrência efetiva com transparência e integrar os mercados de regulação de modo a melhorar a eficiência do sistema de regulação europeu e também a segurança no abastecimento de energia [1].

O regulamento fornece informações detalhadas sobre o equilíbrio do sistema elétrico. As regras estabelecidas, tem impacto no funcionamento do mercado em horizontes próximos do tempo real [3, p.15].

Dentre os objetivos listados no regulamento, encontra-se facilitar a participação de fontes de energia renováveis e da resposta do consumo (incluindo instalações de agregação e armazenamento de energia). Essa inclusão, pode fomentar mercados mais concorrenciais, não discriminatórios e transparentes, num plano de igualdade e também apoiar as metas estabelecidas pela União Europeia para maior penetração dessas fontes [1, Art.2°].

2.6.1 Países europeus que utilizam as renováveis no mercado de regulação

A capacidade e energia de reserva são fornecidas maioritariamente por grandes usinas de combustíveis fósseis e hidroelétricas. As mudanças nos mercados de regulação exigem as quebras das barreiras existentes para novos participantes de mercado fornecerem esses produtos. A criação de leilões diários e de produtos horários puderam permitir que fornecedores como armazenamento, fontes renováveis e resposta do lado da demanda pudessem participar dos mercados de regulação. Dessa forma, isso permite um fluxo de receita adicional para esses fornecedores e também é uma forma de tornar esses mercados mais competitivos e eficientes, podendo reduzir assim os custos [28].

Alguns projetos-piloto puderam demonstrar a capacidade que os parques eólicos possuíam para fornecer serviços de regulação com uma alta confiabilidade: Reserva secundária descendente na Bélgica, Reserva terciária na Alemanha [28].

Em um projeto-piloto que durou dois anos, os quatro ORTs alemães reuniram dois parques eólicos (89MW), que foram qualificados para fornecer capacidade de reserva terciária negativa de 60 MW. Já na Dinamarca, os parques eólicos já participam ativamente nos mercados de regulação, fornecendo energia de regulação descendente e aumentando assim suas receitas [28].

2.6.1.1 Dinamarca

A Dinamarca, impulsionada pela alta integração de produção eólica, abriu o mercado de regulação para as fontes renováveis. O ORT dinamarquês alterou o regulamento de modo a modificar seus mercados em três etapas: a instalação de um sistema para pré-qualificação das centrais eólicas para o fornecimento de regulação, tornou o processo de leilão disponível para mais participantes e passou a realizar esses leilões diariamente. O tempo de negociação foi reduzido para 15 minutos

(no caso de reserva de regulação primária) e uma hora (para reserva de regulação secundária e reserva de regulação) [7].

Um parque eólico de 21 MW foi testado com essas novas regras, oferecendo regulação descendente no mercado de energia reguladora escandinavo. Foi demonstrado que essa participação pró-ativa das turbinas eólicas em um mercado de equilíbrio aumenta o lucro das turbinas e permite que as turbinas eólicas ajudem a reduzir os desequilíbrios no sistema elétrico [29].

Peter Sorknæs et al. em [29], realizaram uma análise e foi possível verificar um aumento do ganho na hora 24, no 14 de fevereiro de 2012 . Durante essa hora, ao participar do mercado de regulação, fornecendo regulação descendente, o lucro das turbinas eólicas aumentou 196% [29].

Ainda de acordo com [29], com base nos preços *spot* históricos, nos preços históricos de ativação no mercado de energia de regulação e nos dados históricos de produção e venda, foi feita uma simulação sobre o que o parque eólico de 21 MW da Sund & Bælt poderia ter ganho ao oferecer a ativação no mercado de energia de regulação para o primeiros 9 meses de 2010. E foi possível constatar que os ganhos teriam aumentado em torno de 8%, mas que a produção nesses 9 meses teria sido reduzida em cerca de 5%, se oferecesse a ativação de regulação descendente neste mercado [29].

No mercado de regulação escandinavo, o participante pode oferecer disponibilidade para regulação no dia anterior e uma ativação para horários específicos. O mercado é assimétrico, é possível oferecer regulação descendente, ou ascendente. O fecho do portão é 45 min antes da hora de operação e a oferta mínima é de 10 MW. Com isso, para se oferecer pelo menos 10 MW de regulação descendente no mercado, é necessário agrupar turbinas [29].

2.6.1.2 Alemanha

O mercado de regulação alemão sofreu uma reforma em 2011 de modo a melhorar a concorrência e transparência do mercado. Desde então, os preços e custos absolutos caíram. As turbinas eólicas têm capacidade suficiente para fornecimento de todos os três tipos de reserva, mas caso ocorra o impedimento desse fornecimento pelas fontes renováveis, elas deverão ser supridas por fontes de combustíveis fósseis. Logo, torna-se necessário reorganizar a compra de energia de regulação de modo a permitir a participação das fontes renováveis, por fim a reduzir os custos e emissões de carbono [28].

2.6.2 Enquadramento em Portugal

Considerando o regulamento UE 2017/2195, no qual é aprovada a participação do consumo no mercado de reserva de regulação e também torna possível a participação de unidades de produção de fontes renováveis e tendo em vista o caráter não discriminatório entre a participação da oferta e da procura que resulta do modelo Europeu para um mercado de eletricidade integrado, tornaram-se uma boa oportunidade para se rever o mercado e prepara-lo de forma a se tornar mais compatível com a crescente penetração de renováveis [3, p.44].

Nesse âmbito, a aprovação e avanço do Projeto Piloto para a participação do consumo no mercado de reserva de regulação constitui um grande passo para o país, de modo a aumentar a participação nesse mercado e de se atingir as metas estabelecidas pela UE. A Diretiva n°4 da ERSE aprovou as regras para o projeto e, sendo assim, as instalações habilitadas ou seus representantes podem participar no mercado de reserva de regulação previsto no Regulamento de Operação das Redes (ROR) de acordo com as regras contidas no procedimento n°13 do MPGSS [30].

A participação do consumo no mercado de serviços de sistema, permite alargar a concorrência nesse mercado, podendo constituir assim uma porta para a entrada da participação futura da produção. Ao oferecer os requisitos técnicos necessários, e realizando o cumprindo do fornecimento do serviço, torna-se uma oportunidade, o estudo, para que futuramente as produções com fontes renováveis possam participar no mercado de reserva de regulação [3, p.67].

Capítulo 3

Formulação e Caracterização de Variáveis de Mercado

Este capítulo será iniciado demonstrando como é realizada a valorização e preço dos desvios realizada pela REN. Servirá como base para as formulações e caracterização das variáveis de mercado que foram criadas, de modo a se obter as valorizações de um agente de mercado (AM) na participação apenas em mercado diário, de acordo com o tipo de desvio do agente. Em seguida, são apresentadas as valorizações de um AM, consoante a sua participação no mercado de reserva de regulação, separadas de acordo com o sentido de mobilização de energia que será efetuada.

3.1 Introdução

A fonte dos dados utilizados neste capítulo é a REN, empresa responsável pelo transporte de eletricidade e gás natural, em Portugal. Os dados são representativos para o período de estudo da presente dissertação, no qual está compreendido de 1 de janeiro a 31 de dezembro de 2019. Dentre as informações recolhidas para a realização do presente capítulo, encontram-se: preço de encontro de ofertas do mercado diário, preço referente ao mercado de reserva de regulação (a subir e a descer), ambos expressos em €/MWh. Valores referentes as reservas de regulação, como o sobrecusto para o sistema consoante as mobilizações realizadas (expresso em €), também foram recolhidos do *site*. As informações referentes as produções fornecidas pela empresa Energia Simples, para o período de estudo, serviram como base para simulação dos preços de desvios e para posterior comparação com o cálculo efetuado pela REN.

Este capítulo descreverá a caracterização das variáveis de mercado, para posterior formulação das valorizações, de modo a auxiliar o capítulo 4 na otimização dessas formulações e na criação do algoritmo para estudo da viabilidade e dos benefícios provenientes da participação em mercado de reserva de regulação.

3.2 Valorização e preço dos desvios

De acordo com o manual de procedimentos do acerto de contas da REN, para cada hora h, um agente de mercado pode possuir dois tipos de desvio [20, p.35]:

- Desvio por defeito (ou déficit) - Desvio com valor positivo, visto como uma compra de energia a REN;
- Desvio por excesso - Desvio com um valor negativo, visto como uma venda de energia a REN.

A energia de desvio (D) de um AM para a hora h, é calculada através da Equação 3.1:

$$D = |PP_M| - |PR| \tag{3.1}$$

Sendo,

- D - Energia de Desvio [MWh];
- PP_M - Produção programada em mercado diário [MWh];
- PR - Produção real [MWh].

Para o caso em que a produção real do agente foi superior a programada ($PR > PP_M$), tem-se um valor negativo, correspondendo a um desvio por excesso. Caso a produção real do agente seja inferior à programada ($PR < PP_M$), tem-se um valor positivo, isto é, resultando em um desvio por déficit.

A metodologia utilizada pela REN para a valorização dos desvios (VD), para cada hora h, consiste em anular os custos variáveis de regulação, que deverão ser pagos aos agentes que solucionam o desequilíbrio através da participação nos mercados de regulação [20, p.36].

O valor de VD compreende a valorização da energia de desvio a um preço marginal do mercado diário, adicionada de um custo por incumprimento do programa inicialmente estabelecido. Sendo assim, a valorização do desvio (seja por excesso ou por déficit) para cada agente de mercado na hora h, é dada pela soma de duas parcelas, como pode ser observado na Equação 3.2 [20, p.36-37]:

$$VD = VD_1 + VD_2 \tag{3.2}$$

sendo,

- VD - Valorização dos desvios [€];
- VD_1 - Parcela de energia de desvio [€];
- VD_2 - Parcela de sobrecusto [€].

A parcela VD_1, da Equação 3.2, refere-se a energia de desvio que será valorizada ao preço marginal horário do mercado diário (Equação 3.3). VD_2 refere-se ao sobrecusto resultante dos mecanismos que são utilizados pela REN para realizar a gestão dos desvios entre a geração e o consumo (Equação 3.4) [20, p.36-37].

$$VD_1 = D \times pM \tag{3.3}$$

$$VD_2 = K \times SD_{RR} \tag{3.4}$$

sendo,

- D - Energia de desvio [MWh];
- pM - Preço de mercado diário [€/MWh];
- K - Fator de imputação dos sobrecustos de regulação ;
- SD_{RR}[1] - Sobrecusto horário de regulação [€].

O valor de SD_{RR} resulta da soma dos sobrecustos horários devidos à compra de energia pelo Gestor do Sistema (regulação a subir), e dos sobrecustos referentes a venda de energia pelo Gestor do Sistema (regulação a baixar) [20, p.43]. Dessa forma, para a hora h, o sobrecusto horário de regulação é obtido através da Equação 3.5:

$$SD_{RR} = SBR_B + SBR_S \tag{3.5}$$

sendo,

- SD_{RR} - Sobrecusto horário de regulação [€];
- SBR_B - Sobrecusto de regulação a baixar [€];
- SBR_S - Sobrecusto de regulação a subir [€].

Nos valores de SBR_B e SBR_S, está incluso o custo com a energia de regulação secundária adicionado ao custo de energia de regulação [20, p.43-44].

O valor de SD_{RR} será pago por todos os agentes de mercado que se desviarem em cada hora h, porém o pagamento será proporcional ao valor absoluto da energia de desvio $|D|$ do agente [20, p.44].

Sendo assim, será calculado o fator de imputação dos sobrecustos de regulação (K), no qual será obtido através do rateio de $|D|$ do agente, em função do somatório dos módulos dos desvios horários do sistema (ED_{Total}). Para cada agente na hora h, o (K) será calculado conforme a Equação 3.6.

[1] Equivalente a nomenclatura SBR, utilizada no manual de acerto de contas da REN.

$$K = \frac{|D|}{ED_{Total}} \tag{3.6}$$

sendo,

- K - Fator de imputação dos sobrecustos de regulação;
- $|D|$ - Valor absoluto da energia de desvio [MWh];
- ED_{Total}[2] - Somatório dos módulos dos desvios horários do sistema [MWh].

Substituindo as Equações 3.3 e 3.4 na Equação 3.2, tem-se que:

$$VD = D \times pM + K \times SD_{RR} \tag{3.7}$$

Tendo por base, o valor de VD calculado pela REN conforme a Equação 3.7, para o ínicio das formulações criadas para a presente dissertação foi realizado o cálculo do sobrecusto do desvio à programação de um agente a (SD_a). O valor de SD_a encontrado, é o mesmo obtido na parcela VD_2. A formulação utilizada é observada na Equação 3.8.

$$SD_a = VD - (D \times pM) \tag{3.8}$$

sendo,

- SD_a - Sobrecusto do desvio à programação [€];
- VD - Valorização dos desvios [€];
- D - Energia de desvio [MWh];
- pM - Preço de mercado diário [€/MWh].

Após a realização do cálculo de SD_a, foi encontrado o preço do desvio para o agente de mercado a (pD_a), através da Equação 3.9:

$$pD_a = \frac{SD_a}{|D|} \tag{3.9}$$

sendo,

- pD_a - Preço do desvio para o agente de mercado a [€/MWh];
- SD_a - Sobrecusto do desvio à programação [€];
- $|D|$ - Valor absoluto da energia de desvio [MWh].

[2]Equivalente a nomenclatura $\sum Abs(D(h))$ no manual de acerto de contas da REN.

Através das formulações que são efetuadas pela REN, o preço do desvio de regulação (pD_{RR}) para qualquer agente, é obtido pela Equação 3.10:

$$pD_{RR} = \frac{SD_{RR}}{ED_{Total}} \tag{3.10}$$

sendo,

- pD_{RR} - Preço do desvio de regulação para qualquer agente [€/MWh];
- SD_{RR} - Sobrecusto horário de regulação [€];
- ED_{Total} - Somatório dos módulos dos desvios horários do sistema [MWh].

Após realização dos cálculos de pD_a e pD_{RR}, verificou-se que ambos possuiam o mesmo valor. Dessa forma, é possível referir-se ao preço do desvio como sendo apenas pD. A obtenção de pD, foi importante para a realização do presente trabalho, de modo a auxiliar em comparações com outros preços de mercado e a realização de posteriores análises.

Na Figura 3.1 é apresentada uma comparação realizada entre o preço do mercado diário e o preço do desvio. O preço do mercado diário é geralmente superior ao preço do desvio, exceto em algumas situações (2,1% dos casos). Nessas situações, é possível observar o valor do preço de mercado muito baixo. Existem alguns casos em que o preço do desvio é negativo, que resulta para o agente de mercado, proveitos ao invés de custos. Porém, estes valores negativos não são superiores a (-20) €/MWh.

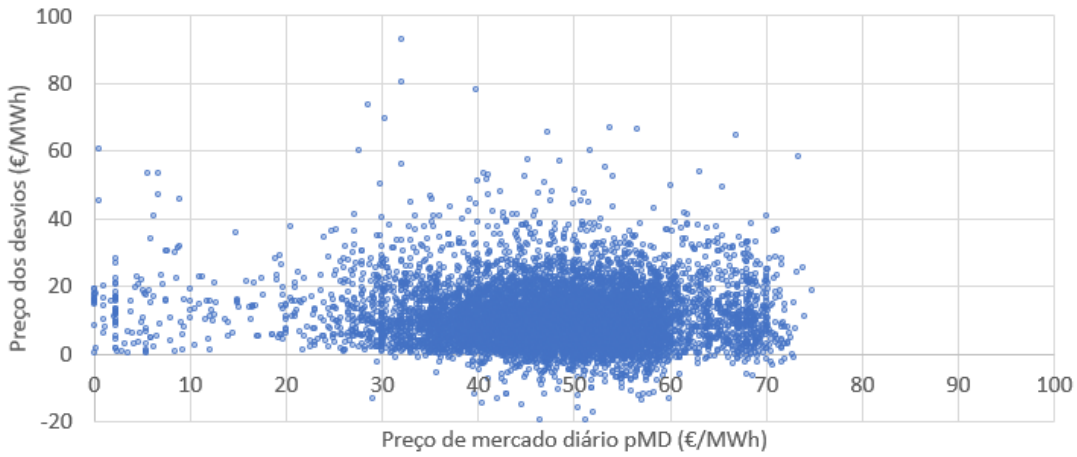


Figura 3.1: Relação entre o preço de mercado diário e o preço do desvios

Em uma análise realizada da relação entre os preços da primeira sessão do mercado intradiário e o preço de desvio, conforme apresentado na Figura 3.2, verifica-se que o preço da primeira sessão do mercado intradiário é geralmente superior ao preço de desvio, exceto algumas situações

que correspondem a situações com preços muito baixos. Tais situações são muito semelhantes ao que se acontece com o mercado diário.

O mercado intradiário possibilita a correção de desvios. Essa correção é vantajosa para o agente, quando ocorre uma atualização de previsões das produções, proporcionando assim, uma melhor correção da produção que havia sido programada.

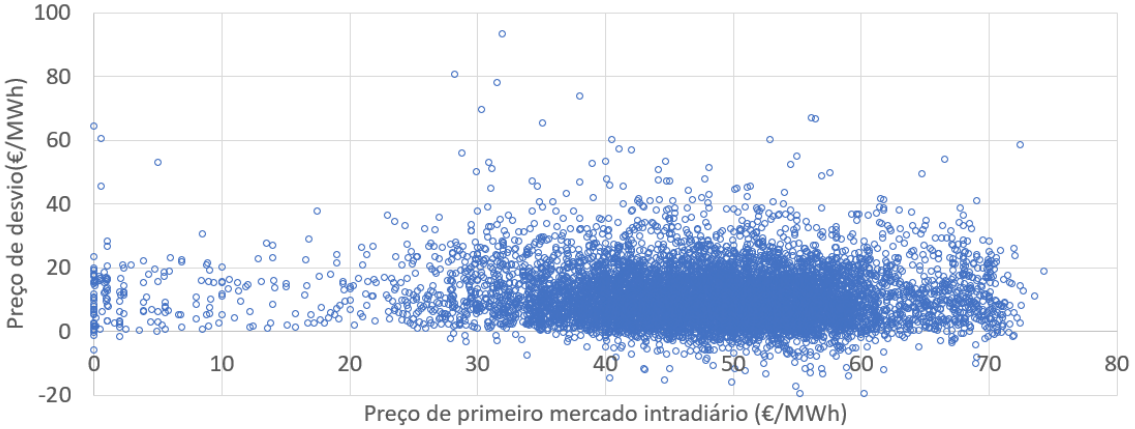


Figura 3.2: Relação entre o preço da primeira sessão do mercado intradiário e o preço do desvio

Após a formulação e obtenção do preço do desvio realizada nesta secção, foram realizadas as formulações apresentadas nas secções seguintes, de modo a se analisar as valorizações de um agente em participar no mercado diário e em mercado de reserva de regulação.

3.3 Valorização da produção sem participação no mercado de reserva de regulação

Nesta secção, será considerada que a produção programada antes (PP_{antes}), do agente, não sofreu nenhuma correção ou ajuste. A correção poderia ser realizada através da atualização da produção em mercado intradiário, e o ajuste da produção, aconteceria de acordo com a energia que foi disponibilizada para a participação no mercado de reserva de regulação. No âmbito da presente dissertação, na Secção 3.4 será demonstrada a atualização de PP_{antes}, consoante ao ajuste da produção de modo a considerar a participação no mercado de reserva de regulação.

No cálculo do desvio demonstrado na Equação 3.11, a consideração de efetuar o cálculo em módulo, gerou a necessidade de definir o tipo de desvio. Sendo assim, foi necessário associar ao valor do desvio encontrado, a ideia de excesso ou deficit. Para a realização deste trabalho, julgou-se mais adequado convencionar dessa forma, de modo a facilitar o entendimento e interpretação dos resultados.

A REN, realiza um único cálculo para a valorização do desvio. Para análises, a diferença se encontra na avaliação do sinal do desvio obtido na Equação 3.1. No âmbito desta dissertação, a

valorização do desvio, foi realizada separadamente, de acordo com o tipo de desvio. Os resultados obtidos, considerando a convenção utilizada na Equação 3.11, apresentaram os mesmos resultados obtidos pela formulação utilizada pela REN.

Sendo assim,

$$D_{antes} = |PP_{antes} - PR_{antes}| \tag{3.11}$$

onde,

- D_{antes} - Energia de desvio antes [MWh];
- PP_{antes} – Produção programada em mercado diário antes [MWh];
- PR_{antes} – Produção real antes [MWh].

Para o caso da produção real ser superior a produção programada em mercado diário, considera-se como um desvio por excesso. Já se a produção real for inferior a produção programada, temos um desvio por déficit. Na figura 3.3, é apresentada uma ilustração dos tipos de desvio antes do ajuste consoante a reserva de regulação.

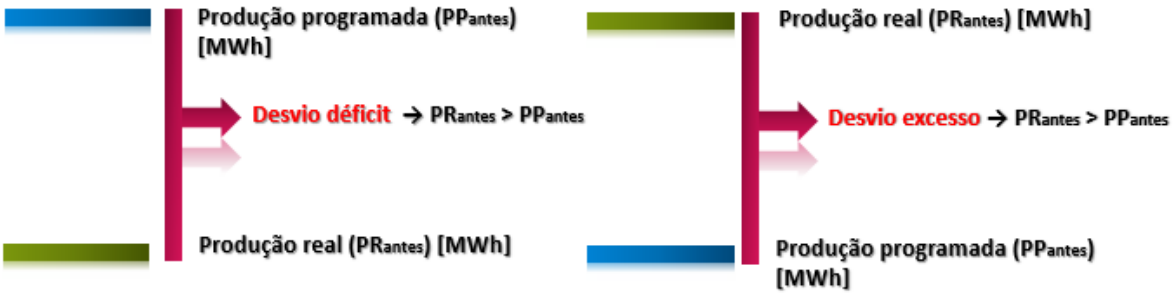


Figura 3.3: Tipos de desvio antes do ajuste

Nas subsecções 3.3.1 e 3.3.2, serão demonstradas as possíveis valorizações da produção real de um agente de mercado, de acordo com o tipo do seu desvio. A primeira (secção 3.3.1), será para a ocorrência de um desvio por déficit, a segunda (secção 3.3.2) será devido a ocorrência de um excesso na produção. Ambas as valorizações, serão calculadas tendo em consideração apenas a participação em mercado diário.

3.3.1 Déficit na produção

A valorização da produção real quando há um déficit de produção, para a hora h, pode ser obtida através da Equação 3.12:

$$VPR_{Deficit} = PR_{antes} \times pM - D_{antes} \times pD \tag{3.12}$$

onde,

- $VPR_{Deficit}$ - Valorização da produção real com déficit [€];
- PR_{antes} - Produção real antes [MWh];
- pM - Preço de mercado diário [€/MWh] ;
- D_{antes} - Energia de desvio antes [MWh];
- pD - Preço do desvio [€/MWh];

A ocorrência de um desvio por déficit, representa que a produção real do agente foi produzida abaixo do valor que havia sido programado. Sendo assim:

$$PR_{antes} = PP_{antes} - D_{antes} \tag{3.13}$$

Ao substituir a Equação 3.13 na Equação 3.12, tem-se que:

$$VPR_{Deficit} = (PP_{antes} - D_{antes}) \times pM - D_{antes} \times pD \tag{3.14}$$

Reorganizando a Equação 3.14, é obtida a Equação 3.15:

$$VPR_{Deficit} = [PP_{antes} \times pM] - [D_{antes} \times pM] - [D_{antes} \times pD] \tag{3.15}$$

Em uma análise detalhada da Equação 3.15, a parcela $[PP_{antes} \times pM]$ corresponde ao valor pago pelo OMIE ao agente. Esse valor é referente a produção previamente programada, que será valorizada a preço do mercado diário. A parcela $[D_{antes} \times pM]$ ao apresentar um valor negativo, implica em um pagamento do agente à REN. Esse pagamento consiste na devolução do valor referente a energia que não foi produzida, ou seja, o valor recebido pela produção que não foi entregue ao sistema. Por fim, a parcela $[D_{antes} \times pD]$ corresponde a um valor negativo. Sendo assim, este valor representa a penalização que o agente deve pagar a REN, consoante ao seu desvio à programação.

3.3.2 Excesso na produção

A valorização da produção real quando há um excesso de produção, para a hora h, pode ser obtida através da Equação 3.16:

$$VPR_{Excesso} = PR_{antes} \times pM - D_{antes} \times pD \tag{3.16}$$

onde,

- $VPR_{Excesso}$ - Valorização da produção real com excesso [€];
- PR_{antes} - Produção real antes [MWh];
- pM - Preço de mercado diário [€/MWh] ;

- D_{antes} - Energia de desvio antes [MWh];
- pD - Preço do desvio [€/MWh];

A ocorrência de um desvio por excesso, representa que a produção real do agente foi produzida acima do valor que havia sido programado. Sendo assim:

$$PR_{antes} = PP_{antes} + D_{antes} \tag{3.17}$$

Ao substituir a Equação 3.17 na Equação 3.18, tem-se que:

$$VPR_{Excesso} = (PP_{antes} + D_{antes}) \times pM - D_{antes} \times pD \tag{3.18}$$

Reorganizando a Equação 3.18, é obtida a Equação 3.19:

$$VPR_{Excesso} = [PP_{antes} \times pM] + [D_{antes} \times pM] - [D_{antes} \times pD] \tag{3.19}$$

Ao analisar a equação 3.19, a parcela $[PP_{antes} \times pM]$ corresponde ao valor pago pelo OMIE ao agente. Esse valor é referente a produção inicialmente programada, que será valorizada a preço do mercado diário. A parcela $[D_{antes} \times pM]$ ao apresentar um valor positivo, representa um pagamento da REN ao agente. Esse valor é referente a produção realizada a mais que ainda não foi paga pelo OMIE. No final, a parcela $[D_{antes} \times pD]$ na qual consiste em um valor negativo, reflete o valor da penalização que o agente deve pagar a REN, de acordo com seu desvio à programação.

3.4 Valorização da produção com participação no mercado de reserva de regulação

Nesta secção, serão demonstradas as formulações para as valorizações da produção, tendo em consideração que o agente participará no mercado de reserva de regulação. As formulações são baseadas considerando que o agente terá a energia de regulação mobilizada pelo GGS. Serão demonstradas quatro possibilidades de valorizações. Estas por sua vez, serão demonstradas de acordo com o sentido da regulação e o tipo de desvio do agente.

A participação no mercado de reserva de regulação, altera o valor da PP_{antes} de um agente. Isso porque, o agente altera a sua programação em decorrência da energia que será destinada ao mercado de reserva. Sendo assim, o valor da produção programada posterior ($PP_{posterior}$) surge após a atualização no valor da PP_{antes}. A atualização poderá ocorrer de duas formas, pois dependerá do sentido da mobilização efetuada pelo GGS.

Caso a mobilização solicitada seja a Subir, o agente deverá aumentar a sua produção de acordo com a quantidade solicitada pela REN. Dessa forma, os valores de $PP_{posterior}$ e da produção real posterior ($PR_{posterior}$) serão:

$$PP_{posterior} = PP_{antes} + RR_s \tag{3.20}$$

$$PR_{posterior} = PR_{antes} + RR_s \tag{3.21}$$

sendo,

- RR_s – Energia de reserva de regulação a subir [MWh].

Caso a mobilização solicitada seja a descer, o agente deverá diminuir sua produção na quantidade solicitada pela REN. Com isso, os valores de $PP_{posterior}$ e de $PR_{posterior}$ serão:

$$PP_{posterior} = PP_{antes} - RR_d \tag{3.22}$$

$$PR_{posterior} = PR_{posterior} - RR_d \tag{3.23}$$

sendo,

- RR_d – Energia de reserva de regulação a descer [MWh].

Tendo em consideração a atualização da produção programada, torna-se necessário verificar como será o desvio do agente após as alterações. Foi utilizada a variável $D_{posterior}$, como sendo o desvio de produção posterior, ou seja, após agregação da reserva à produção.

$$D_{posterior} = |PP_{posterior} - PR_{posterior}| \tag{3.24}$$

Caso seja realizada a ativação da reserva a subir, ao substituir a Equação 3.20 e a Equação 3.21 na Equação 3.24, tem-se que:

$$D_{posterior} = |(PR_{antes} + RR_s) - (PP_{antes} + RR_s)| \tag{3.25}$$

Ao se simplificar a variável RR_s da Equação 3.25, tem-se que:

$$D_{posterior} = |PR_{antes} - PP_{antes}| \tag{3.26}$$

Correspondendo ao mesmo valor encontrado na Equação 3.11.

De forma análoga, para o caso da ativação da reserva de regulação a descer, ao substituir a Equação 3.22 e a Equação 3.23 na Equação 3.24, tem-se que:

$$D_{posterior} = |(PR_{antes} - RR_d) - (PP_{antes} - RR_d)| \tag{3.27}$$

Ao se simplificar a variável RR_d da Equação 3.27, tem-se que:

$$D_{posterior} = |PR_{antes} - PP_{antes}| \tag{3.28}$$

$$D_{posterior} = |PR_{antes} - PP_{antes}| = D_{antes} = D \tag{3.29}$$

Desta forma, é possível constatar através da Equação 3.29 (que representa as Equações 3.26 e 3.28), que a participação em mercado de reserva de regulação, não modifica o desvio do agente de mercado e consequentemente, sua valorização. Por simplificação, nas secções seguintes o desvio será designado de D.

3.4.1 Mobilização a subir com déficit de produção

Para início da formulação na qual se obteve a valorização da produção real do agente de mercado, tomou-se como partida, a produção que havia sido programada antes (PP_{antes}) e subtraiu-se do valor do desvio (pois para este caso, o agente produziu um valor abaixo do valor que havia sido programado). Entretanto, também foi necessário considerar que o agente foi mobilizado para a reserva de regulação a subir. Sendo assim, para a hora h, foi obtida a formulação apresentada na Equação 3.30:

$$VPR_{c/RRs_{Deficit}} = [(PR_{antes} + RR_s) \times pM] - [D \times pD] + [RR_s \times pRR_s] \tag{3.30}$$

sendo,

- $VPR_{c/RRs_{Deficit}}$ - Valorização da produção real com participação na reserva de regulação a subir [€];
- PR_{antes} - Produção real antes [MWh];
- D - Desvio de energia [MWh];
- pD - Preço do desvio [€/MWh];
- RR_s - Energia de reserva de regulação a subir [MWh];
- pRR_s - Preço da reserva de regulação a subir [€/MWh].

Reorganizando a Equação 3.30, obtem-se a Equação 3.31

$$VPR_{c/RRs_{Deficit}} = [PR_{antes} \times pM] - [D \times pD] + [RRs \times (pM + pRR_s)] \tag{3.31}$$

onde,

- $[(PR_{antes} \times pM]$ - Valor da produção real valorizada a preço de mercado diário, no qual será pago pelo OMIE [€];
- $[D \times pD]$ - Valor da penalização que será paga pelo agente a REN referente ao seu desvio [€];
- $[RR_s \times (pM + pRR_s)]$ - O valor da valorização que o agente irá receber da REN pela energia extra que foi produzida para a Reserva de Regulação a subir [€].

Como $(PP_{antes} - D) + RRs = PR_{antes} + RR_s$, ao substituir na Equação 3.30, temos que:

$$VPR_{c/RRs_{Deficit}} = [(PP_{antes} - D) + RR_s] \times pM - [D \times pD] + [RR_s \times pRR_s] \quad (3.32)$$

Reorganizando a Equação 3.32, tem-se que :

$$VPR_{c/RRs_{Deficit}} = [PP_{antes} \times pM] - [D \times pM] - [D \times pD] + [RR_s \times pM] + [RR_s \times pRR_s] \quad (3.33)$$

Em uma análise detalhada da Equação 3.33, a parcela $[PP_{antes} \times pM]$ corresponde ao valor que será recebido pelo agente de mercado do OMIE pela produção que havia sido programada e que será valorizada a preço de mercado diário. Porém, como a produção do agente foi abaixo do valor programado, o mesmo deverá pagar a REN o valor adicional que recebeu do OMIE (representado na parcela $[D \times pM]$, que terá um valor negativo). Devido ao seu desvio, o agente deverá pagar a REN uma penalização, sendo representada na parcela $[D \times pD]$. O valor referente ao pagamento efetuado pela REN ao agente pela produção RR_s, que ainda não foi pago pelo OMIE, é representado por $[RRs \times pM]$. Por fim, a valorização paga pela REN ao agente, pela prestação do serviço de reserva de regulação é representada em $[RRs \times pRR_s]$.

Em um estudo dos preços de reserva de regulação a subir e do preço de mercado diário, foi observado que o valor médio do preço da reserva de regulação a subir é sempre superior ao valor médio do preço de mercado diário. Na Figura 3.4 é apresentado os valores médios dos preços retirados para o período de estudo. Em todos os meses do ano, verificou-se que o valor médio do preço de reserva de regulação a subir foi superior ao valor médio do preço do mercado diário. Foi possível evidenciar, que o mês de janeiro apresentou o maior valor médio (74,93 €/MWh), enquanto que o mês de dezembro apresentou o menor valor (48,14 €/MWh).

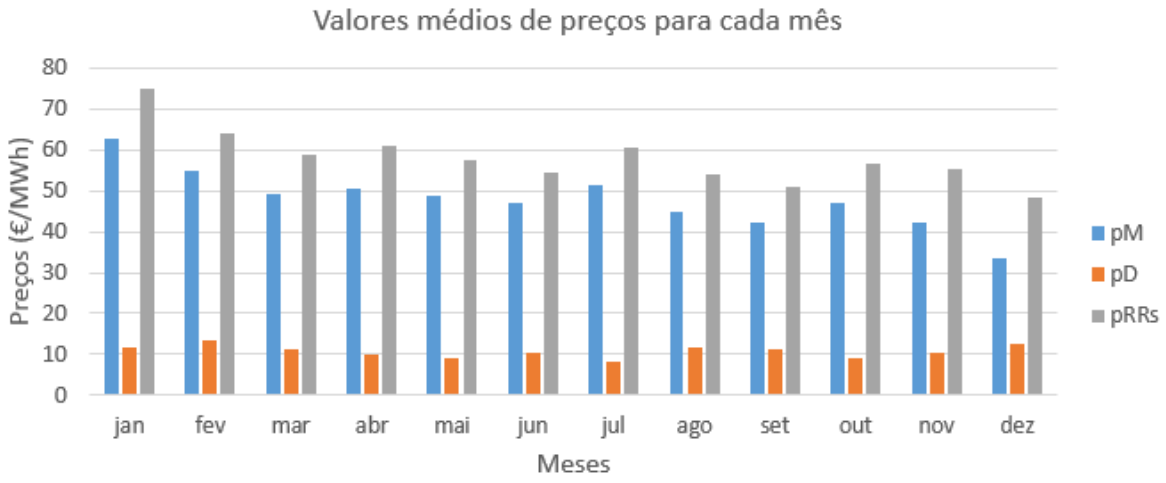


Figura 3.4: Preços médios por meses do mercado diário e da reserva de regulação a subir

Para um estudo horário dos preços médios, conforme apresentado na Figura 3.5 no intervalo entre 21 às 23 horas, encontra-se preços para a reserva mais elevados. Já no intervalo entre 3 às 5 horas, compreende o valor médio do preço mais baixo.

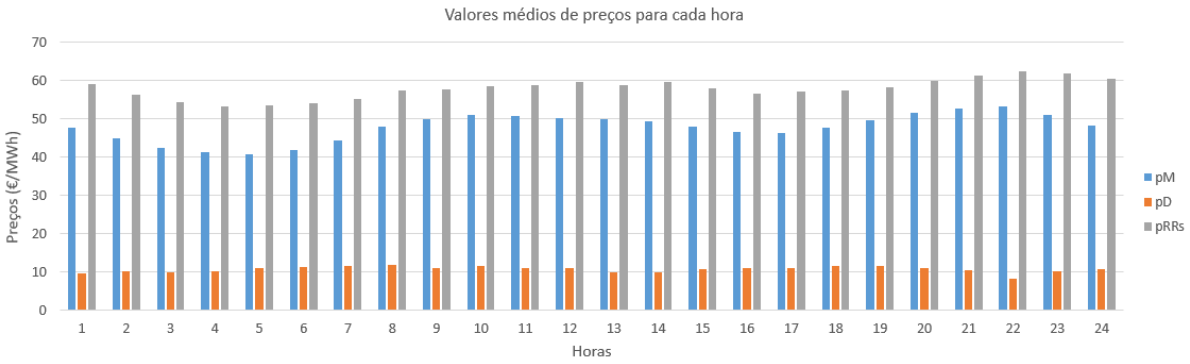


Figura 3.5: Preços médios por hora do mercado diário e da reserva de regulação a subir

Além disso, nas Figuras 3.4 e 3.5, verificou-se que o preço médio da reserva a subir acompanha a tendência do preço médio do mercado diário.

3.4.2 Mobilização a subir com excesso de produção

De forma semelhante ao que foi demonstrado na secção 3.4.1, tendo por base a mesma formulação (Equação 3.30), caso exista a ocorrência de um excesso de produção, a valorização da produção real do agente de mercado, para a hora h, é obtida através da Equação3.34:

$$VPR_{c/RRs_{Excesso}} = [(PR_{antes} + RRs) \times pM] - [D \times pD] + [RR_s \times pRR_s] \tag{3.34}$$

Porém, como $(PP_{antes} + D) + RRs = PR_{antes} + RR_s$, onde o valor de D surge adicionado a PP_{antes}, pois, para este caso o agente produziu uma energia acima do valor programado. Ao realizar a substituição de $(PP_{antes} + D)$ na Equação 3.34, tem-se que:

$$VPR_{c/RRs_{Excesso}} = [(PP_{antes} + D) + RR_s] \times pM - [D \times pD] + [RR_s \times pRR_s] \tag{3.35}$$

Reorganizando a Equação 3.35, obtem-se a Equação 3.36:

$$VPR_{c/RRs_{Excesso}} = [PP_{antes} \times pM] - [D \times pD] + [D \times pM] + [RR_s \times pM] + [RR_s \times pRR_s] \tag{3.36}$$

Na Equação 3.36, a parcela $[PP_{antes} \times pM]$ é referente ao valor pago pelo OMIE ao agente pela produção programada, no qual será valorizado a preço de mercado diário. Como ocorreu uma produção extra (além do que havia sido programado), o agente receberá da REN a valorização dessa produção adicional. onde se encontra representado na parcela $[D \times pM]$. Devido ao seu

desvio à programação, agente deverá pagar à REN uma penalização consoante a seu desvio (parcela $[D \times pD]$). A valorização paga pela REN ao agente pela produção RR_s, na qual ainda não foi paga pelo OMIE, é vista em $[RR_s \times pM]$. Por fim, a remuneração paga pela REN ao agente pela prestação do serviço de reserva de regulação é observado em $[RR_s \times pRR_s]$.

3.4.3 Mobilização a descer com deficit de produção

A formulação da valorização da produção real no caso da mobilização a descer, foi iniciada pela consideração da Produção programada antes (PP_{antes}), subtraída do desvio cometido pelo agente (ocorreu uma produção inferior a programada inicialmente). Também foi subtraído, o valor da energia de mobilização a descer, pois, o agente reduziu sua produção de modo a cumprir com a solicitação da mobilização. Assim, foi obtida a Equação 3.37:

$$VPR_{c/RRd_{Deficit}} = [(PR_{antes} - RR_d)] \times pM - [D \times pD] + [RR_d \times pRR_d] \tag{3.37}$$

sendo,

- $VPR_{c/RRd_{Deficit}}$ - Valorização da produção real com participação na reserva de regulação a descer [€];
- PR_{antes} - Produção real antes [MWh];
- D - Desvio de energia [MWh];
- pD - Preço do desvio [€/MWh];
- RR_d - Energia de reserva de regulação a descer [MWh];
- pRR_d - Preço da reserva de regulação a descer [€/MWh].

Reorganizando a Equação 3.37 para uma análise em detalhes das parcelas, é obtida a Equação 3.38

$$VPR_{c/RRd_{Deficit}} = [PR_{antes} \times pM] - [D \times pD] - [RR_d \times (pM - pRR_d)] \tag{3.38}$$

sendo,

- $VPR_{c/RRd_{Deficit}}$ - Valorização da produção real com participação na reserva de regulação a descer [€];
- $[PR_{antes} \times pM]$ - Valor da produção real na qual será valorizada a preço de mercado diário, que será paga pelo OMIE ao agente [€];
- $[D \times pD]$ - Valor da penalização que o agente pagará a REN, referente a seu desvio [€];
- $[RR_d \times (pM - pRR_d)]$ - Custo pago pelo agente à REN, pela energia RR_d que deixou de produzir [€] .

Considerando que $(PP_{antes} - D) - RR_d = PR_{antes} - RR_d$ e substituindo na Equação 3.37, tem-se que:

$$VPR_{c/RRd_{Deficit}} = [(PP_{antes} - D) - RR_d] \times pM - [D \times pD] + [RR_d \times pRR_d] \quad (3.39)$$

Reorganizando a Equação 3.39, obtem-se:

$$VPR_{c/RRd_{Deficit}} = [PP_{antes} \times pM] - [D \times pM] - [RR_d \times pM] - [D \times pD] + [RR_d \times pRR_d] \quad (3.40)$$

Em uma análise da Equação 3.40, a parcela $[PP_{antes} \times pM]$ corresponde ao valor recebido do OMIE pela produção que havia sido programada e será valorizada a preço de mercado diário. Na parcela $[D \times pM]$, está representado o valor a ser pago pelo agente à REN, consoante ao valor adicional que foi recebido do OMIE, referente a energia que não foi produzida. Na parcela $[D \times pD]$, é representada a penalização do agente por seu desvio e que deverá ser paga a REN. Em $[RR_d \times pM]$, é obtido o valor que o agente deve pagar a REN, como compensação da energia RR_d que não foi produzida. Por último, em $[RR_d \times p_{RRd})]$ é possível verificar o valor que será pago pela REN ao agente pela prestação do serviço de reserva de regulação a descer.

Em um estudo dos preços de reserva de regulação a descer e do preço de mercado diário, observou-se que em todos os meses do ano, o valor médio de p_{RRd} é sempre inferior ao valor de pM. Na Figura 3.7, são apresentados os valores médios dos preços retirados para o período de estudo. Foi possível evidenciar, que o mês de janeiro apresentou o maior valor médio(43,62 €/MWh), enquanto que o mês de dezembro, apresentou o menor valor (18,83 €/MWh).

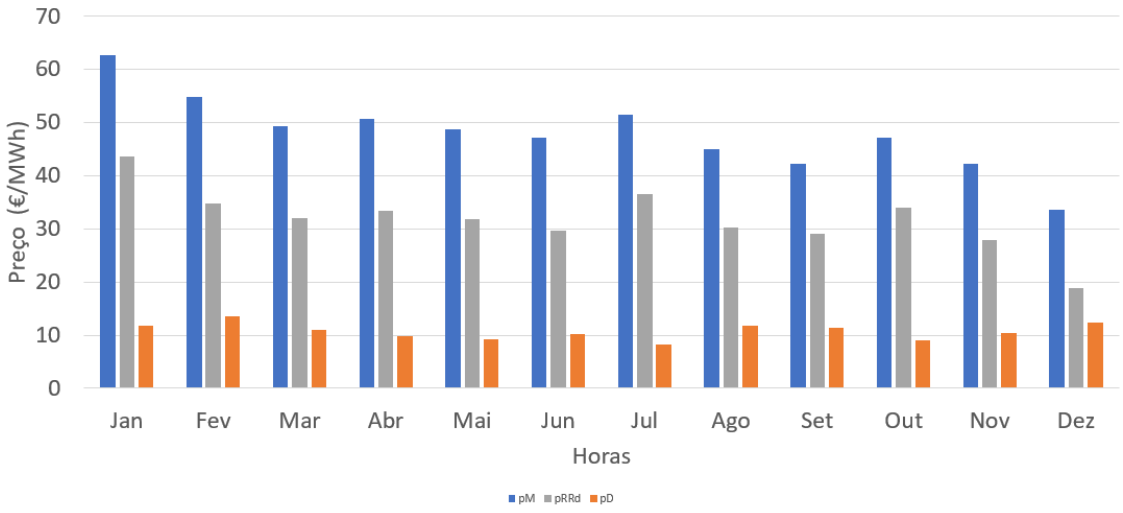


Figura 3.6: Preços médios por mês do mercado diário e da reserva de regulação a descer

Em um estudo horário dos preços médios, conforme apresentado na Figura 3.6 no intervalo entre 20 às 23 horas, são encontrados preços para a reserva mais elevados (aproximadamente 32 €/MWh). Já no intervalo entre 3 às 6 horas, compreende o valor médio do preço mais baixo (aproximadamente 30 €/MWh).

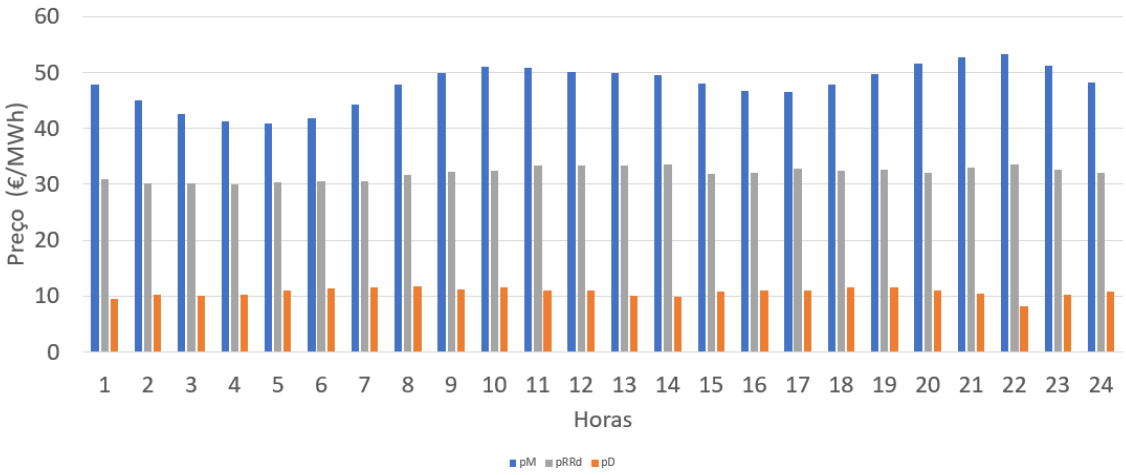


Figura 3.7: Preços médios por hora do mercado diário e da reserva de regulação a descer

3.4.4 Mobilização a descer com excesso de produção

De modo similar ao que foi apresentado na secção 3.4.3, tendo por base a Equação **??** e realizando as modificações necessárias. Para o caso da existência de um excesso de produção, a valorização da produção real do agente de mercado para a hora h, foi obtida através da Equação 3.41

$$VPR_{c/RRd_{Excesso}} = [(PR_{antes} - RR_d)] \times pM - [D \times pD] + [RR_d \times pRR_d] \tag{3.41}$$

sendo,

- $VPR_{c/RRd_{Excesso}}$ - Valorização da produção real com participação na reserva de regulação a descer [€];
- PR_{antes} - Produção real antes [MWh];
- D - Desvio de energia [MWh];
- pD - Preço do desvio [€/MWh];
- RR_d - Energia de reserva de regulação a descer [MWh];
- pRR_d - Preço da reserva de regulação a descer [€/MWh].

Considerando que $(PP_{antes} + D) - RR_d = PR_{antes} - RR_d$, o valor de D surge adicionado a PP_{antes} devido a energia que foi produzida acima da programada, pelo agente. Substituindo na Equação 3.37, tem-se que:

$$VPR_{c/RRd_{Deficit}} = [(PP_{antes} + D) - RR_d] \times pM - [D \times pD] + [RR_d \times pRR_d] \tag{3.42}$$

Reorganizando a Equação 3.42, obtem-se:

$$VPR_{c/RRd_{Deficit}} = [PP_{antes} \times pM] + [D \times pM] - [RR_d \times pM] - [D \times pD] + [RR_d \times pRR_d] \tag{3.43}$$

Em uma análise da Equação 3.43, a parcela $[PP_{antes} \times pM]$ corresponde ao valor recebido do OMIE pela produção que havia sido programada e será valorizada a preço de mercado diário. Na parcela $[D \times pM]$, está representado o valor pago pela REN ao agente, consoante ao valor que não foi pago pelo OMIE, referente a energia que foi produzida a mais. Na parcela $[D \times pD]$, é representada a penalização do agente por seu desvio e que deverá ser paga a REN. Em $[RR_d \times pM]$, é obtido o valor que o agente deve pagar a REN, como compensação da energia RR_d que não foi produzida. Por último, em $[RR_d \times p_{RRd})]$ é possível verificar o valor que será pago pela REN ao agente pela prestação do serviço de reserva de regulação a descer.

Capítulo 4

Otimização da valorização em mercado

No presente capítulo, será apresentada a metodologia utilizada para o desenvolvimento da otimização da valorização em mercado. Foram otimizadas as formulações demonstradas no Capítulo 3, e para o presente Capítulo, acrescentou-se a utilização de uma capacidade de armazenamento nas formulações. Em seguida, foram avaliados os benefícios resultantes da participação no mercado de reserva de regulação. Por fim, será abordado um estudo da avaliação do benefício obtido ao utilizar o armazenamento para minimização dos desvios.

4.1 Introdução

A participação no mercado de reserva de regulação, exige de uma central, a capacidade de aumento e diminuição da produção, de forma significativa e rápida, afim de fornecer uma resposta adequada ao sistema e assim cumprir com o fornecimento do serviço. Atualmente, as centrais convencionais são capazes de dar esta resposta diante dessas solicitações, devido a controlabilidade que estas centrais possuem. A variabilidade apresentada pela produção renovável, gera algumas implicações para a participação no fornecimento deste serviço, de modo a ser possível cumprir com a solicitação de mobilização da energia de regulação.

Caso a solicitação da mobilização seja no sentido de regulação a subir, as centrais eólicas e fotovoltaicas deveriam estar a trabalhar em regime de subprodução (*Derranting*), para quando lhe fossem solicitadas a mobilização de energia , fosse possível realizar o aumento da produção e garantir assim o cumprimento do serviço. A desvantagem de estar a funcionar com *Derranting*, é a perda de energia por trabalhar abaixo do que é possível em cada instante, esse facto se agrava especialmente diante da incerteza das mobilizações dessas reservas, visto que as mobilizações são consoante as necessidades do sistema e não cabe ao produtor a decisão.

Para o caso de uma mobilização no sentido de regulação a descer, tendo em vista o objetivo de garantir a diminuição da produção que foi solicitada, as centrais eólicas e fotovoltaicas teriam uma energia perdida após redução dessa produção. Dessa forma, para que não houvesse o desperdício dessa energia, a central deveria ter capacidade de armazenamento, de maneira a armazenar

a energia referente a RR_d. Sendo assim, a energia oferecida em RR_d será a capacidade de armazenamento. Para esta regulação, as centrais mini-hídricas, teriam uma dificuldade devido a baixa capacidade de armazenamento.

Com estas considerações, para o estudo da participação da produção renovável no mercado de reserva de regulação, no presente capítulo, será admitida a existência de uma capacidade de armazenamento relacionada a essas centrais. Dessa forma, foi realizada a otimização das formulações demonstradas no Capítulo 3, de modo a possibilitar o estudo das valorizações e dos benefícios que poderiam ser obtidos considerando a existência de uma unidade com capacidade de armazenamento.

No presente estudo será considerado um armazenamento genérico. Sendo assim, o conceito de armazenamento surge apenas para demonstrar a metodologia criada, afim de demonstrar o fluxo de carga/descarga. Também será necessário considerar, que a energia armazenada terá perdas associadas ao ciclo de carga/descarga.

4.2 Informação associada ao caso de estudo

No âmbito da realização desta dissertação, para o caso de estudo, por questões de confidencialidade da empresa, teve-se acesso a apenas um valor agregado das produções. Por não ter acesso a todas as centrais, que correspondiam ao valor agregado das produções, não foi possível efetuar uma desagregação das ofertas que foram realizadas pelo agente do caso de estudo.

A desagregação era importante, para se perceber como os preços das reserva e o preço de desvio, se relacionavam com o tipo de produção. Sendo assim, foram retirados os dados referentes a produção renovável nacional de forma desagregada, para o período entre janeiro à dezembro de 2019, afim de tentar retirar alguma conclusão entre a relação dos preços e os tipos de produção. Os dados foram obtidos através do *site* da REN.

4.2.1 Caracterização dos dados nacionais

A partir da média anual das produções, obtida para o período de estudo, foi observado que a produção renovável contribuiu em 48% do abastecimento do consumo nacional. Deste valor, 27% foi representado pela produção eólica, 19% pela produção hídrica e 2% pela produção fotovoltaica.

Na Figura 4.1, encontra-se a distribuição dos valores médios ao longo dos meses. Destaca-se o mês de dezembro, no qual é possível observar o mês com maior contribuição para o abastecimento do consumo. Neste mês, a maior parcela foi representada pela produção hídrica (55%). Em novembro, também ocorreu uma alta participação da produção renovável, na qual tem-se destaque para a produção eólica (46%). Os meses de junho e julho, foram os que apresentaram menor valor médio, correspondendo a aproximadamente 30% de contribuição para o abastecimento. Os valores das produções (em percentagem) utilizados para gerar os gráficos, correspondem a fração da produção que contribuiu para o abastecimento do consumo.

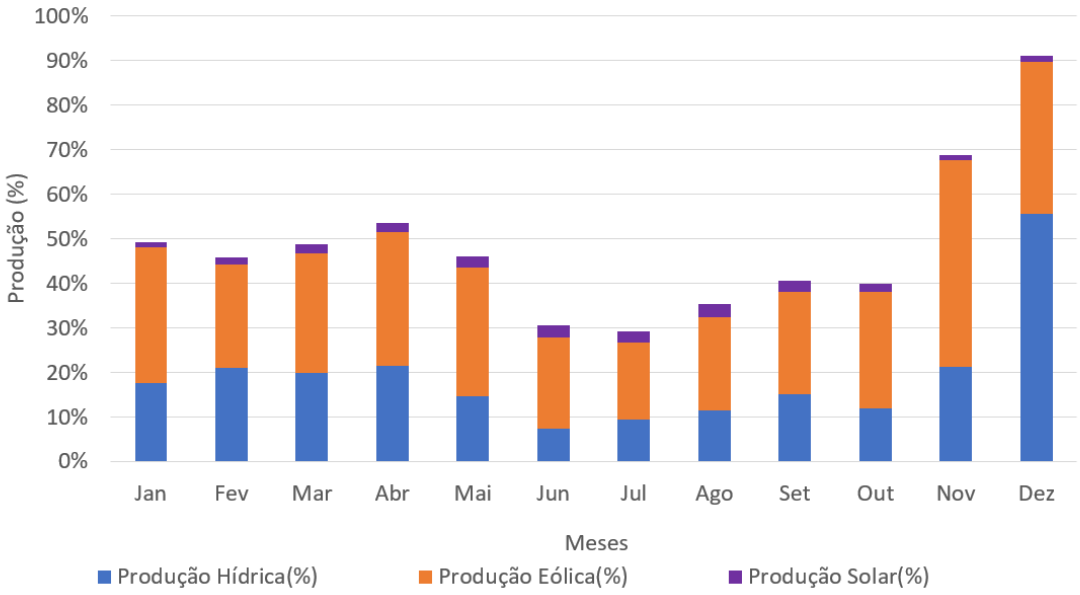


Figura 4.1: Produção média mensal que abasteceu o consumo

Na Figura 4.2, é apresentada a distribuição média horária da produção renovável. No período compreendido entre 7 à 9 horas e 18 à 21 horas, ocorre a maior produção renovável, coincidindo com os períodos de maior produção hídrica. A contribuição solar, ocorre no período entre 8 às 18 horas, com uma maior participação ocorrendo entre 11 às 16 horas. Nos intervalos de 6 às 7 horas e 19 às 21 horas, está representada uma pequena parcela de produção, na qual se justifica pela produção ocorrida durante a estação do verão. A produção eólica, apresentou os maiores valores entre às 22 e 7 horas.

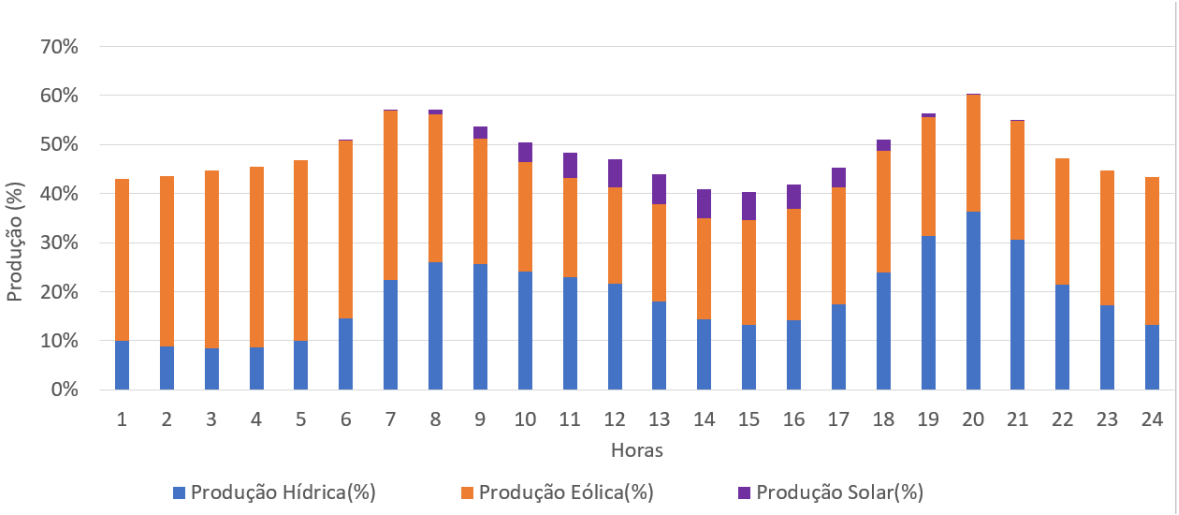


Figura 4.2: Produção média horária nacional

Através do *site* da REN, foi possível obter os dados referentes a energia de reserva de regulação que foram mobilizados para o sistema. Na Figura 4.3, nos meses de novembro e dezembro, ocorrem os maiores valores médios de energia mobilizada a subir (aproximadamente 250 MWh). Durante esses meses, a produção renovável nacional foi a mais elevada, o que pode estar associado com o aumento das mobilizações. Os meses de junho e julho, apresentaram os valores de produção mais baixos (aproximadamente 30 %), que coincidiu com os meses em que as mobilizações a subir foram as menores.

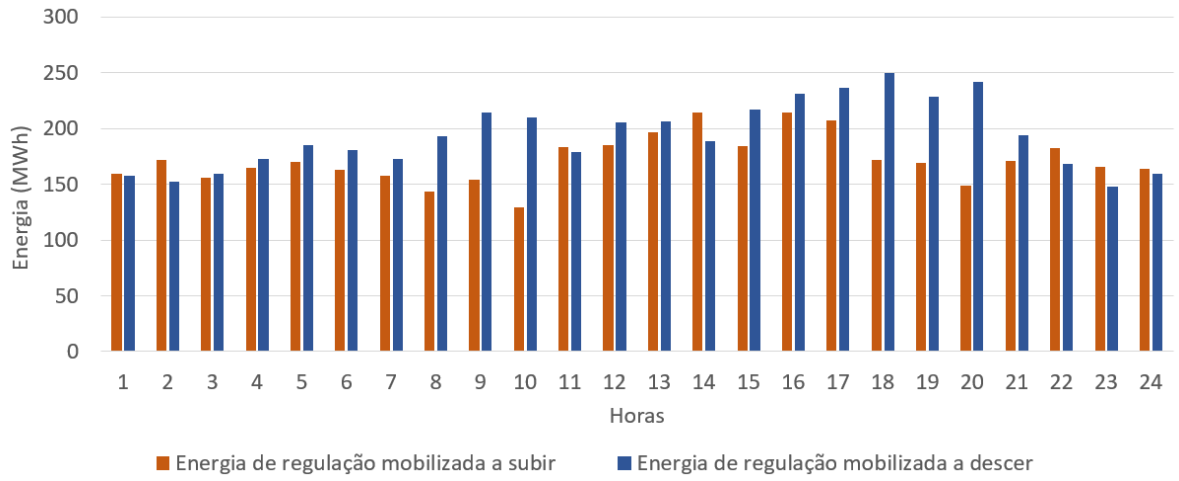


Figura 4.3: Média mensal da energia de regulação mobilizada para o sistema

Dentre as médias horárias das energias mobilizadas, apresentadas na Figura 4.4, as maiores mobilizações a subir ocorrem no período da tarde, entre às 11 e 18 horas. As mobilizações a descer, com maiores valores médios, ocorrem no período entre 8 às 10 horas e 16 às 21 horas, que coincidem com os horários em que se verificam produções mais elevadas.

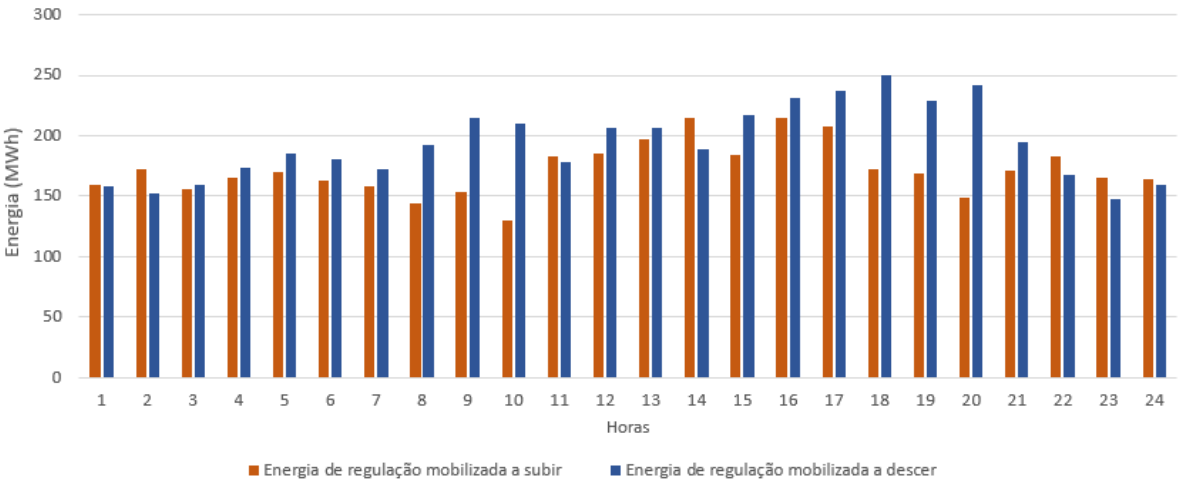


Figura 4.4: Média horária da energia de regulação mobilizada para o sistema

4.2.2 Caracterização dos dados do agente do caso de estudo

Para caracterização dos dados do agente associado ao caso de estudo, baseando-se nas informações fornecidas, foram obtidos os valores médios das produções reais do agente. De acordo com o apresentado na Figura 4.5, o mês de dezembro apresentou o maior valor médio de produção (69,52 MWh), enquanto que o mês de julho aprepresentou o menor valor (14,88 MWh). O que já era esperado, pois seguiu a tendência dos valores médios da produção nacional (apresentado anteriormente na Figura 4.1).

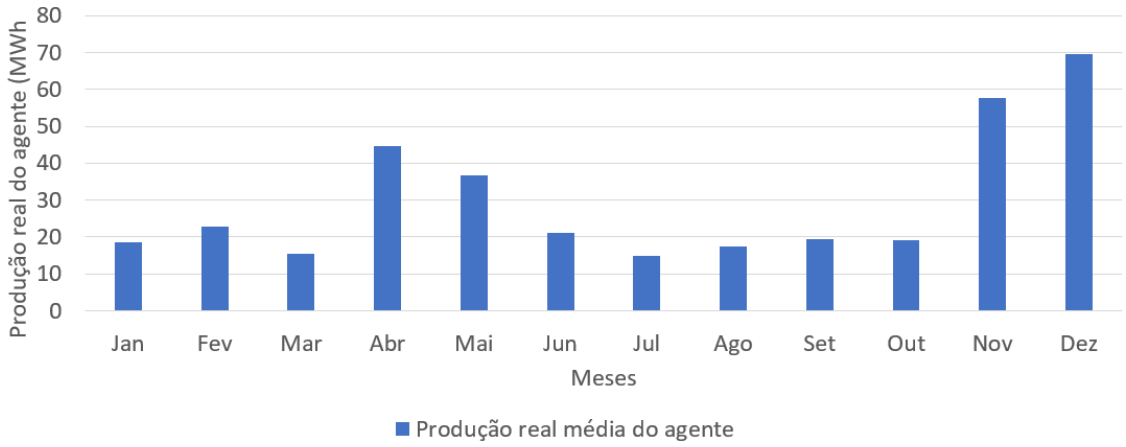


Figura 4.5: Produção média mensal do agente do caso de estudo

Para os valores médios horários da produção do agente, conforme apresentado na Figura 4.6, no período das 9 às 20 horas ocorre a produção mais acentuada. O destaque é para o intervalo de 12 às 15 horas, que apresentou valores médios em torno de 49 MWh. A diminuição da produção ocorre no intervalo das 22 às 7, sendo os menores valores observados entre 1 às 7 horas da manhã, com valores médios em torno de 18 MWh.

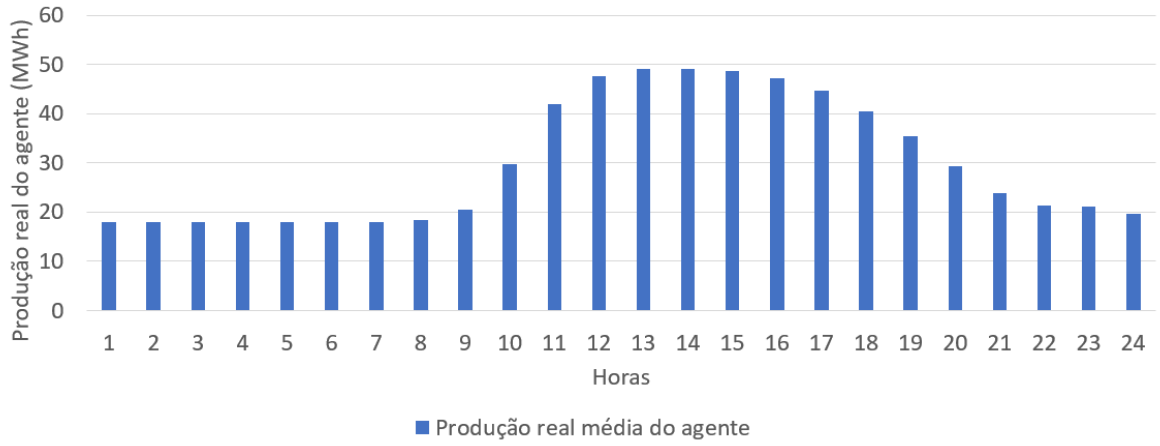


Figura 4.6: Produção média horária do agente do caso de estudo

Em uma análise, dos desvios médios mensais do agente do caso de estudo, apresentado na Figura 4.7, os meses de abril e maio apresentaram os valores mais elevados. Porém, apesar da produção média nesses meses ter sido elevada, as maiores ocorreram em novembro e dezembro. Em uma análise do desvio médio em excesso, o mês de janeiro apresentou um valor acima do apresentado pelos meses conseguintes. Para o desvio médio em deficit, o mês de maio apresentou o valor mais elevado.

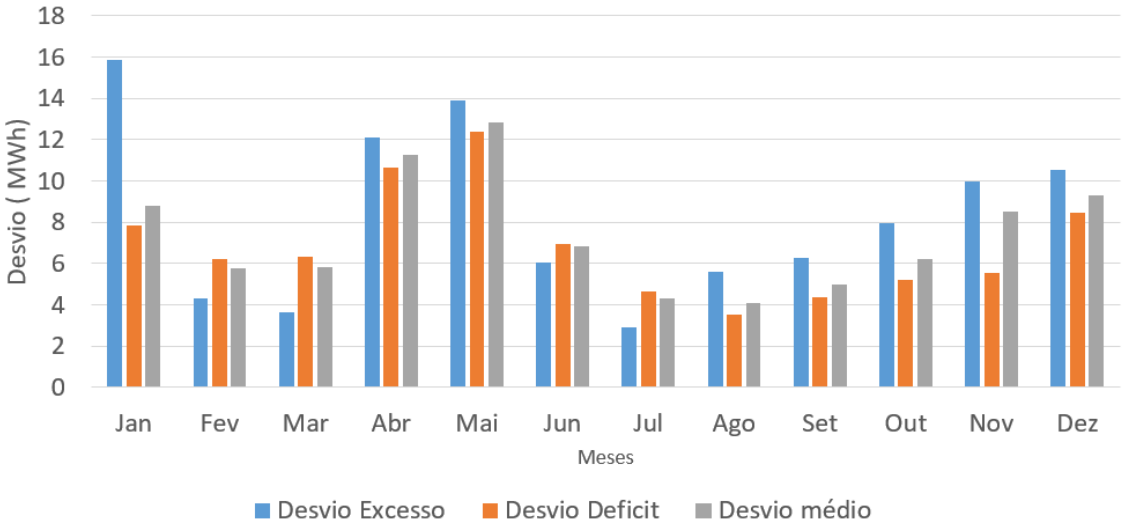


Figura 4.7: Desvio Médio Mensal do Agente do Caso de Estudo

Na Figura 4.8, o maior desvio médio do agente foi observado às 9 horas, sendo também observado nesse horário o maior valor médio de desvio por deficit do agente. No período entre às 21 e às 6 horas, o agente apresentou os valores mais elevados de desvio por excesso, o que pode estar associado á produção das centrais eólicas do agente. Conforme apresentado na Figura 4.2, esse intervalo apresenta a maior produção eólica. Os desvios médios por déficit do agente, são mais elevados no período das 8 às 17 horas, o que pode estar associado a produção fotovoltaica, que ocorre normalmente durante este período. Ambos os desvios do agente, podem estar associados a erros de previsão dessas produções.

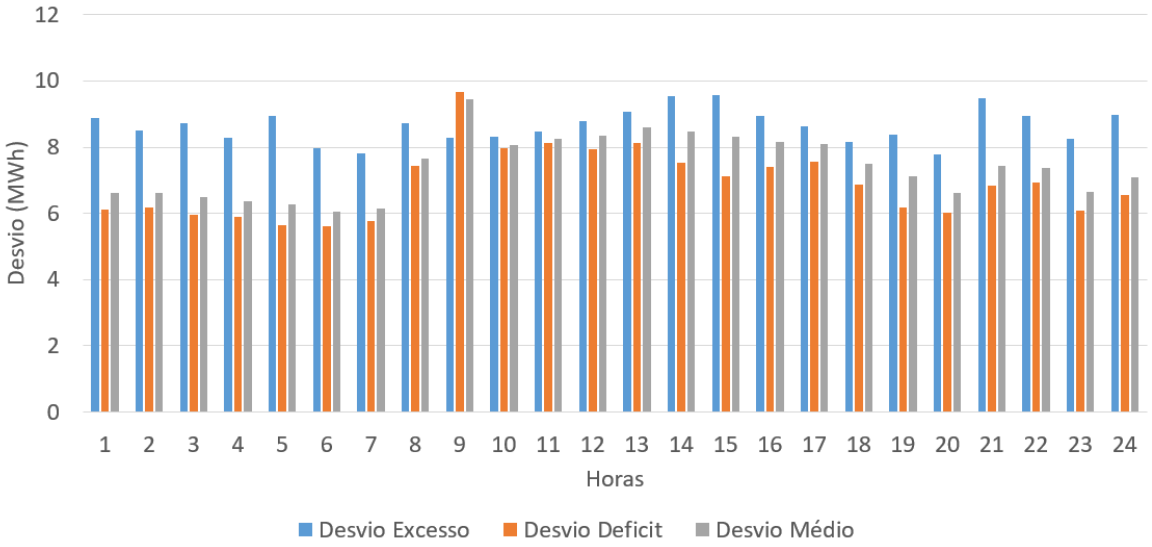


Figura 4.8: Desvio médio horário do agente do caso de estudo

Em uma comparação realizada entre o desvio médio do agente e o desvio médio do sistema, conforme apresentado na Figura 4.9, às 9 horas o agente tem um padrão de crescimento maior do que o padrão de crescimento do sistema. Esse crescimento acentuado, pode estar relacionado com as mini-hídricas, pois normalmente arrancam suas produções em torno deste horário. Sendo assim, o agente tem um salto nas suas produções para esse horário, nos quais não são detetados por possíveis falhas associadas as previsões. Das 19 às 24 horas, a magnitude das produções do agente diminuem, e consequentemente, há uma redução na magnitude do desvio. Nesse mesmo de intervalo horário, existe um pequeno aumento na magnitude do desvio médio do sistema.

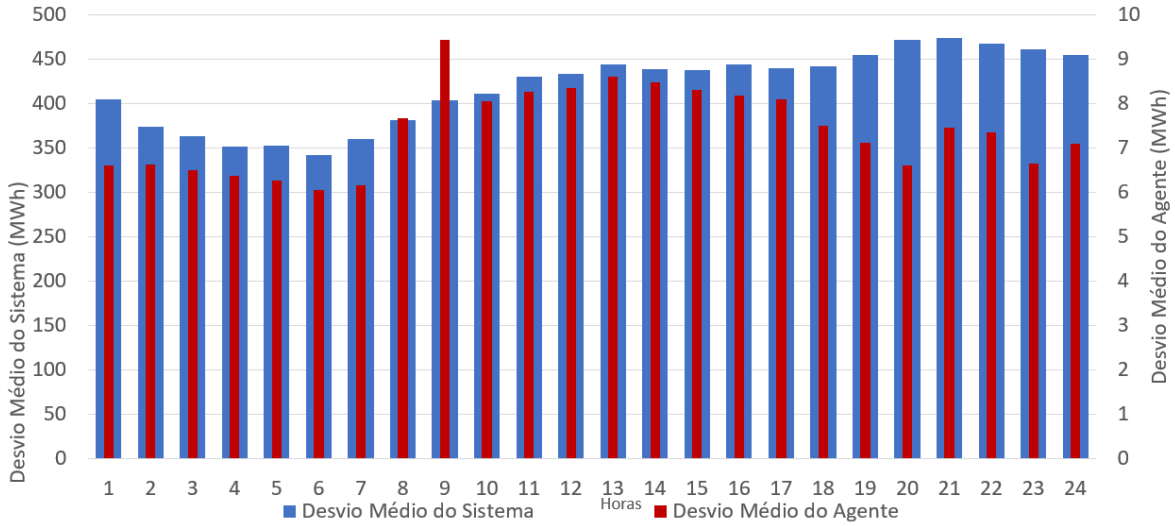


Figura 4.9: Desvio Médio hórario comparado com desvio total do sistema

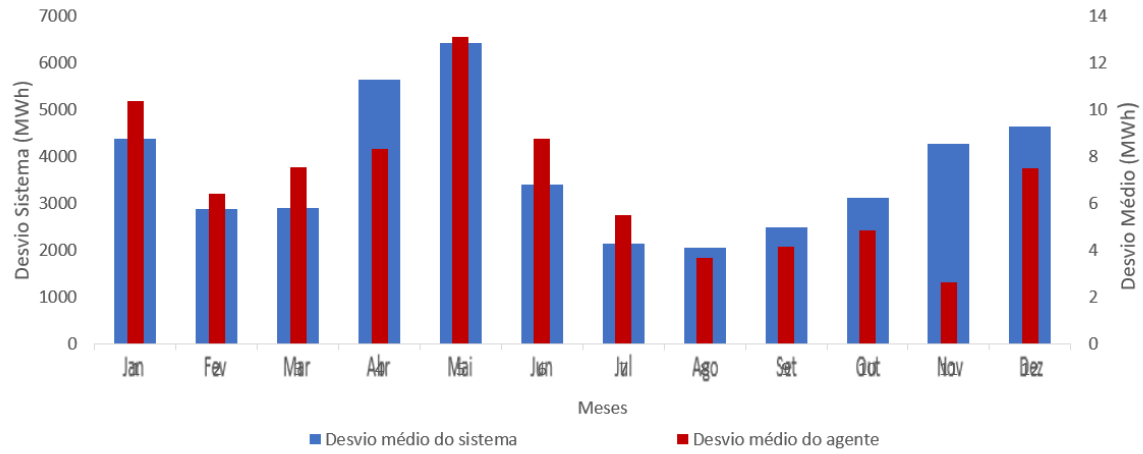


Figura 4.10: Desvio Médio mensal comparado com desvio total do sistema

4.2.3 Relação entre produção renovável e o preço de reserva de regulação a subir

Foi realizada uma análise da relação entre o preço de reserva de regulação a subir (p_{RRs}) e as produções renováveis nacionais, afim de tentar observar, a influência de cada tipo de produção no preço da reserva.

Na Figura 4.11, o pRR_s prevalece em torno dos 40 e 70 €/MWh. Existem alguns casos em que a produção sendo até 6 % , possuía o pRR_s entre 80 e 100 €/MWh, e com o aumento da produção esses casos diminuíram consideravelmente. Acima de 6 % de produção solar, verificou-se que o pRR_s na maioria dos casos está compreendido entre 40 e 70 €/MWh, enquanto que abaixo dos 6% foram observados valores mais elevados, possuindo casos com preços próximos à 100 €/MWh.

É de salientar, que a fração da produção solar para o sistema é pequena, dessa forma, dificulta observar a influência de forma significativa.

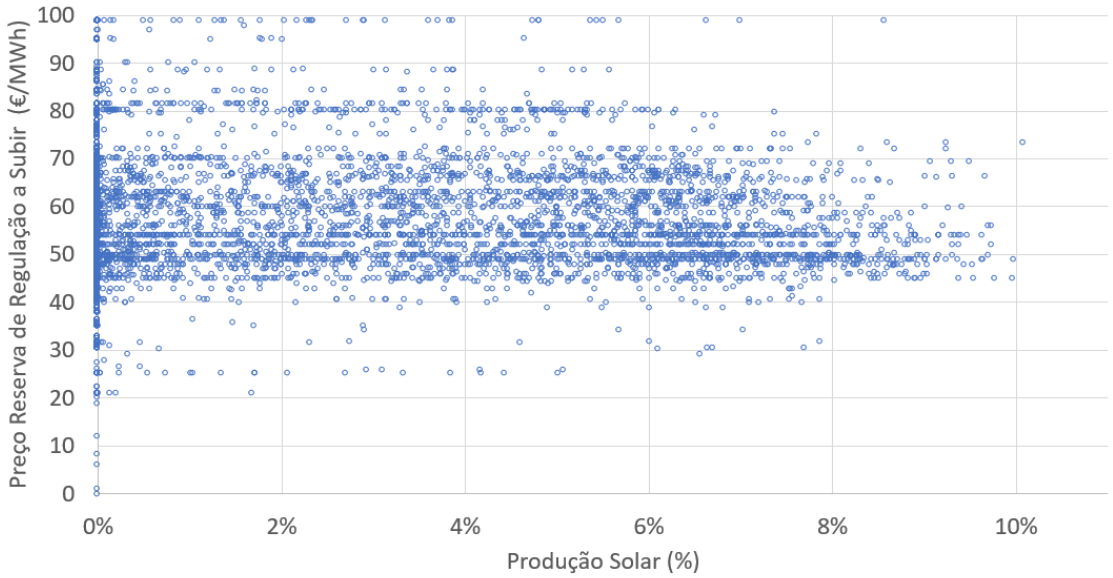


Figura 4.11: Relação entre preço de regulação a subir e a produção solar nacional

Na Figura 4.12, com aumento da produção hídrica, observou-se um decaimento no p_{RRs}. Quando a produção hídrica nacional estava em torno dos 60 %, os preço caíram abaixo dos 50 €/MWh, prevalecendo, o intervalo de preço entre 20 e 60 €/MWh. Anteriormente, este intervalo estava compreendido entre 45 e 80 €/MWh , apresentado alguns casos com 100 €/MWh.

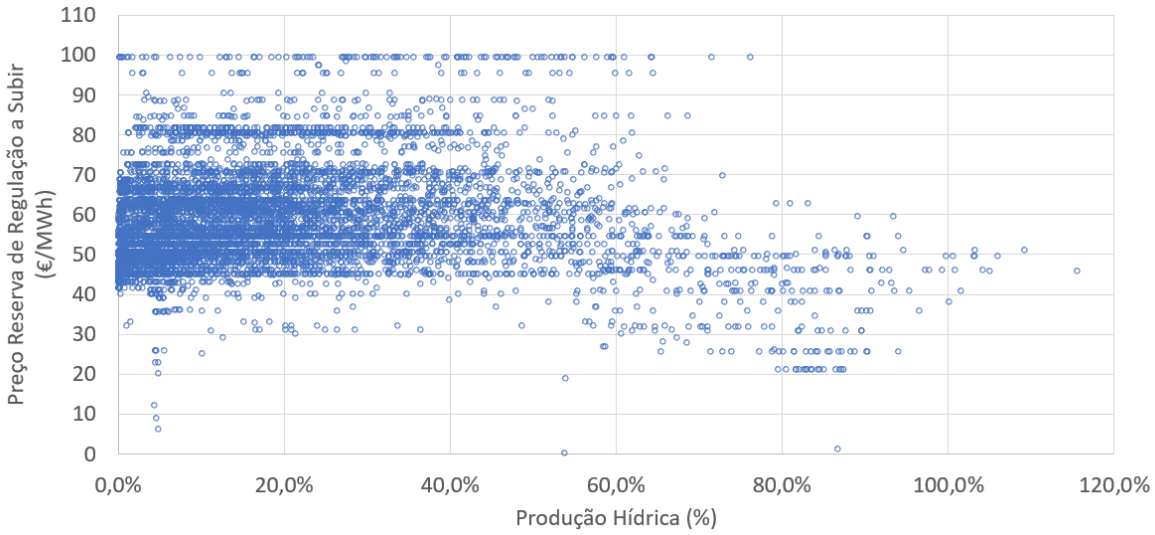


Figura 4.12: Relação entre preço de regulação a subir e a produção Hídrica nacional

Na Figura 4.13, a produção eólica, também representou um decaimento no preço consoante ao aumento da produção. Não foi possível observar um decaimento tão acentuado como a produção hídrica, porém constatou-se que com produções superiores à 60%, apresentou uma pequena queda no preço, com alguns casos apresentando valor de 20 €/MWh.

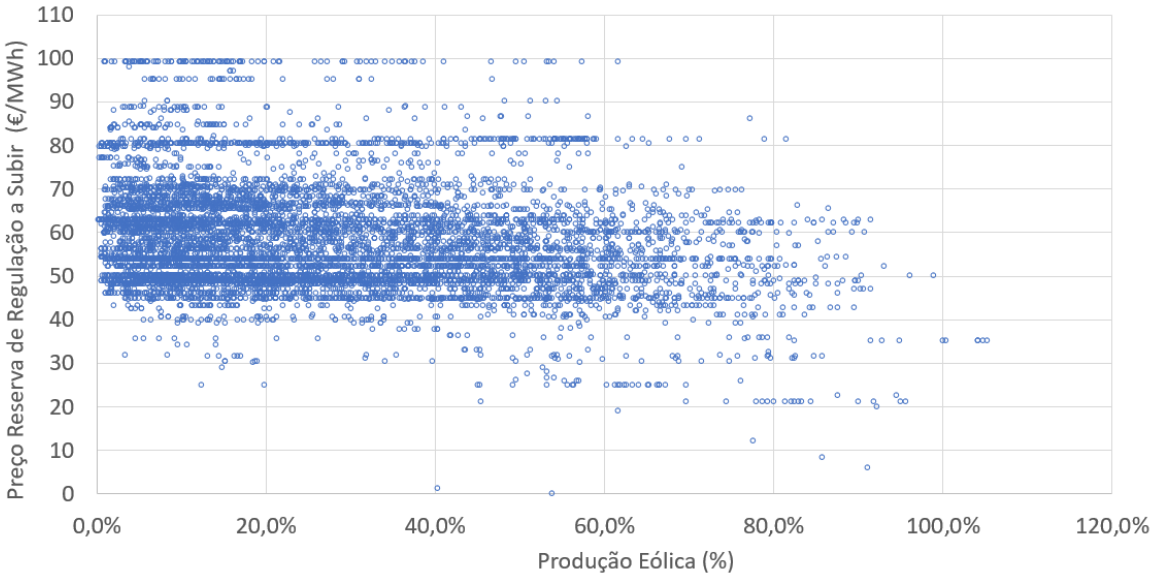


Figura 4.13: Relação entre preço de regulação a subir e a produção eólica nacional

4.2.4 Relação entre produção renovável e o preço de reserva de regulação a descer

A análises comparativas entre produções renováveis nacionais e o preço de reserva de regulação a descer (p_{RRd}), são apresentadas nas Figuras 4.14, 4.15 e 4.16.

Na Figura 4.14 observa-se que o aumento da produção hídrica, tem como consequência uma redução do p_{RRd} , sendo que em alguns casos esse valor chega a 0 €/MWh.

Conforme apresentado na Figura 4.15, a produção eólica também representa uma influência no preço de reserva de regulação a descer. O aumento da produção leva a um decaimento no preço, porém esse decaimento é menos significativo do que o representado pela produção hídrica. Estando a produção eólica acima dos 60%, o valor do preço cai no geral para abaixo dos 30 €/MWh.



Figura 4.14: Relação entre preço de regulação a descer e a produção hídrica nacional

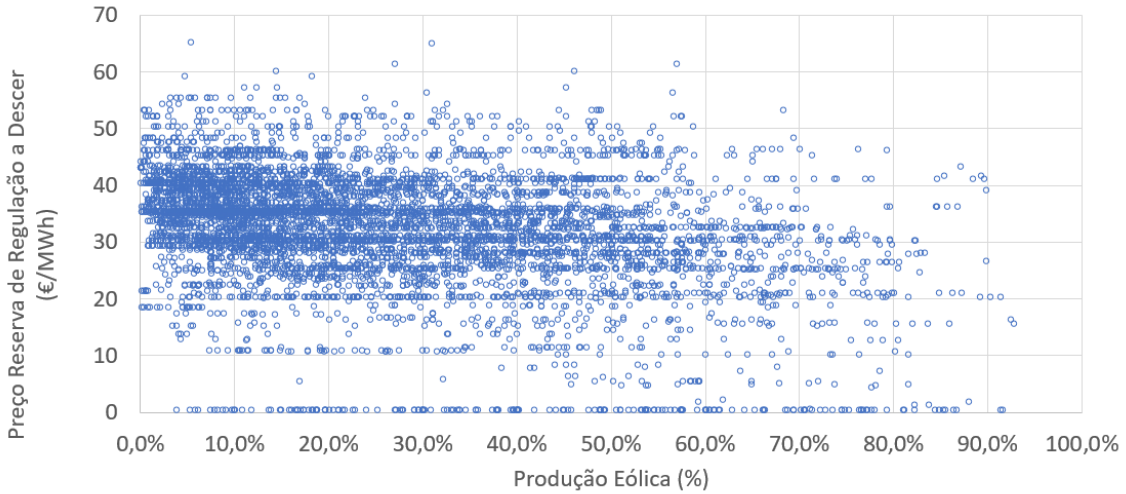


Figura 4.15: Relação entre preço de regulação a descer e a produção eólica nacional

Em uma última análise, na Figura 4.16, não foi possível observar decaimentos tão acentuados como na hídrica e na eólica, pois a solar representa uma parcela muito baixa da produção. Porém acima dos 7% , foi possível observar um pequeno decaimento no preço.

A análise das relações entre os preços de reserva de regulação e as produções renováveis, mostrou que o aumento da penetração de produção renovável no sistema, gera uma diminuição dos preços de reserva. O que era o esperado, pois conforme apresentado nas Figuras 3.4 e 3.6 (Capítulo3), os preços de reserva acompanham a tendência do preço do mercado diário. O aumento da produção renovável, influencia em um decaimento do preço de mercado diário, pois, estas fontes possuem um preço marginal inferior, quando comparadas as fontes convencionais.

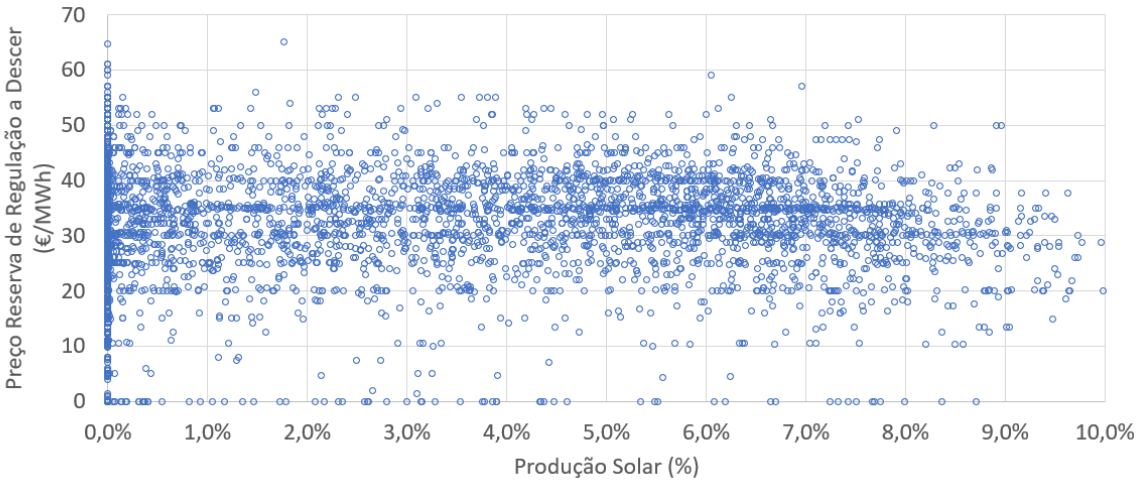


Figura 4.16: Relação entre preço de regulação a descer e a produção Solar nacional

4.2.5 Relação entre produção renovável e o preço de desvios

Também foram estudadas, as relações entre o preço de desvio e as produções nacionais. Porém, não foi possível retirar relações, como as que foram mostradas para os preços das reservas, pois a influência das produções não se mostrou evidente, conforme apresentado na Figura 4.17.

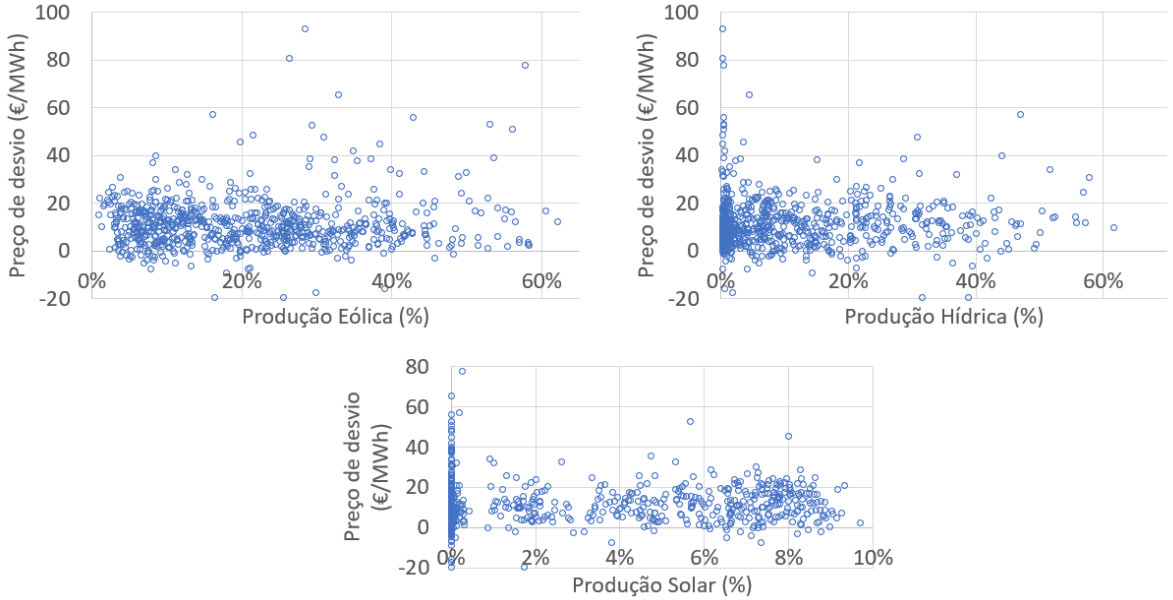


Figura 4.17: Relação preço de desvio com produções

4.3 Valorização da produção com capacidade de armazenamento sem participação no mercado reserva de regulação

Nesta secção, será realizada uma análise da valorização da produção, admitindo que o agente possui uma capacidade de armazenamento. A inclusão da capacidade de armazenamento, proporciona ao agente uma solução para os dois tipos de desvios (excesso e déficit). Caso o agente possua um desvio por déficit, o ideal será que ele descarregue a energia armazenada. Por outro lado, caso ocorra um desvio por excesso, o agente deverá carregar essa energia extra, de modo a não desperdiça-la. Na Figura 4.18, é apresentado um esquema representativo do procedimento.

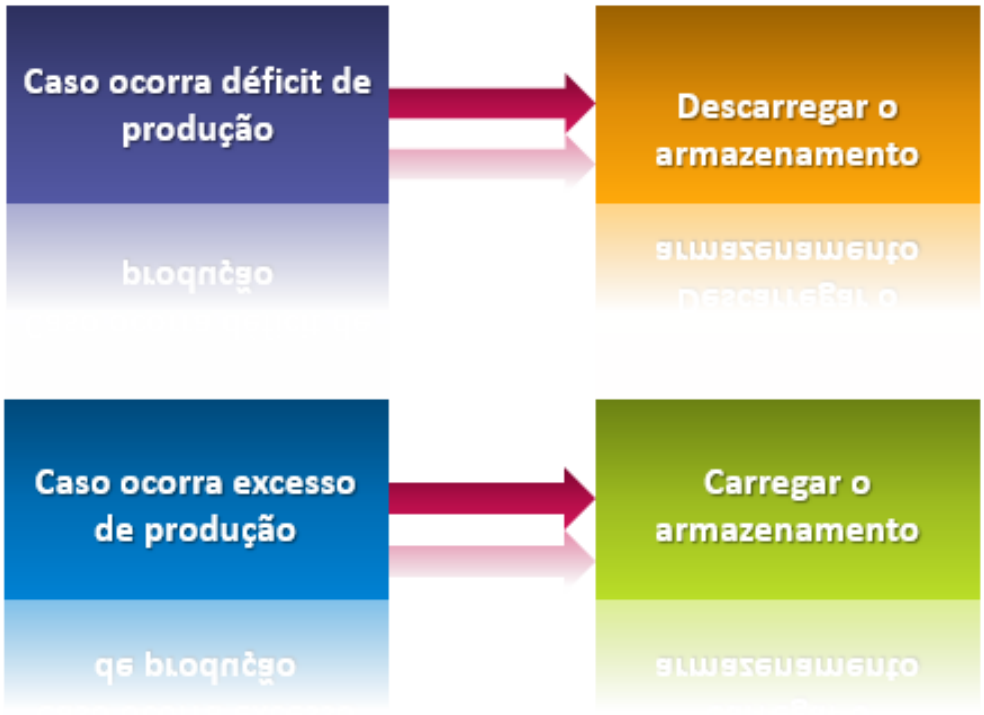


Figura 4.18: Situações para a utilização da capacidade de armazenamento

4.3.1 Caso com déficit na produção

O procedimento a ser realizado, caso ocorra este tipo de desvio, seria de descarga da energia armazenada. Essa descarga, teria o intuito de compensar o valor da produção real que foi inferior a produção programada. Sendo assim, após a adaptação da formulação demonstrada na Equação 3.12 (Secção 3.3.1),a valorização da produção considerando utilização de capacidade para armazenamento, será obtida através da Equação 4.1:

$$VPB_{Deficit} = (PR_{antes} + PBD) \times pM - (D_{antes} - PBD) \times pD \tag{4.1}$$

onde,

- $VPB_{Deficit}$ - Valorização da produção real com déficit, utilizando capacidade para armazenamento [€] ;
- PR_{antes} - Produção real antes [MWh];
- PBD - Energia descarregada do armazenamento [MWh];
- pM - Preço de mercado diário [€/MWh] ;
- D_{antes} - Energia de desvio antes [MWh];
- pD - Preço do desvio [€/MWh].

Ao substituir a Equação 3.13 (Secção 3.3.1), na Equação 4.1 e reorganizando-a, é obtida a Equação 4.2:

$$VPB_{Deficit} = [PP_{antes} \times pM] - [D_{antes} \times pM] - [D_{antes} \times pD] + [PBD \times (pM + pD)] \tag{4.2}$$

Em uma análise da Equação 4.2, a parcela $[PP_{antes} \times pM]$ corresponde ao valor que o OMIE paga ao agente pela produção que havia sido programada. Na parcela $[D_{antes} \times pM]$, está representado um valor negativo que consiste no ajuste que seria pago a REN, caso não utilizasse o armazenamento, pela energia que não foi produzida e que já havia sido paga anteriormente pelo OMIE. Em $[D_{antes} \times pD]$ é o valor referente a penalização consoante ao desvio, que o agente deveria pagar a REN caso não tivesse utilizado a capacidade de armazenamento. Por último, na parcela $[PBD \times (pM + pD)]$ é possível observar o benefício obtido pelo agente por utilizar o armazenamento para minimização do desvio.

4.3.2 Caso com excesso na produção

Para este caso, o procedimento a ser realizado, seria o carregamento da energia excedente no armazenamento. O carregamento, teria o objetivo de não desperdiçar o valor da energia que foi produzida a mais do que havia sido programada. Sendo assim, após a adaptação da formulação demonstrada na Equação 3.16 (Secção 3.3.2),a valorização da produção considerando utilização de capacidade para armazenamento, será obtida através da Equação 4.3:

$$VPB_{Excesso} = (PR_{antes} - PBC) \times pM - (D_{antes} - PBC) \times pD \tag{4.3}$$

onde,

- $VPB_{Excesso}$ - Valorização da produção real com excesso, utilizando capacidade para armazenamento [€] ;
- PR_{antes} - Produção real antes [MWh];
- PBC - Energia carregada no armazenamento [MWh];
- pM - Preço de mercado diário [€/MWh] ;
- D_{antes} - Energia de desvio antes [MWh];
- pD - Preço do desvio [€/MWh].

Ao substituir a Equação 3.17 (Secção 3.3.2), na Equação 4.3 e reorganizando-a, é obtida a Equação 4.4:

$$VPB_{Excesso} = [PP_{antes} \times pM] + [D_{antes} \times pM] - [D_{antes} \times pD] - [PBC \times (pM - pD)] \quad (4.4)$$

Em uma análise da Equação 4.2, a parcela $[PP_{antes} \times pM]$ corresponde ao valor que o OMIE paga ao agente pela produção que havia sido programada. A parcela $[D_{antes} \times pM]$, está representado um valor positivo, referente a um valor pago pela REN ao agente. Este valor corresponde à energia que foi produzida a mais e que ainda não foi pago pelo OMIE. Em $[D_{antes} \times pD]$ é o valor referente a penalização consoante ao desvio, que o agente deveria pagar a REN caso não houvesse utilizado a capacidade de armazenamento. Por fim, na parcela $[PBD \times (pM + pD)]$ é possível observar custo da energia que será carregada no armazenamento para minimização do desvio.

4.4 Valorização da energia de reserva de regulação considerando capacidade de armazenamento

Tendo por base, as formulações demonstradas na secção 3.4 do capítulo 3, nesta secção só serão analisadas as parcelas consoantes a energia de regulação mobilizada para participação no mercado de reserva de regulação. Será realizada a atualização das parcelas, após a inclusão da capacidade de armazenamento.

Conforme o esquema apresentado na Figura 4.19, quando o agente é mobilizado a descer, deverá realizar o carregamento do armazenamento. Caso o agente seja mobilizado a subir, deverá descarregar seu armazenamento.

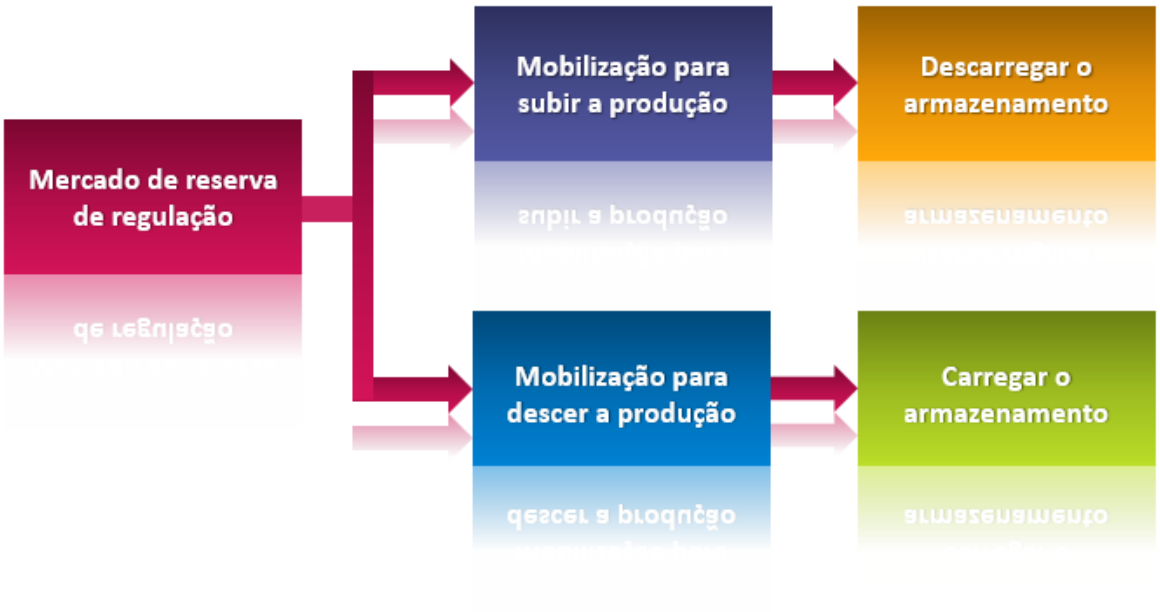


Figura 4.19: Situações para a utilização do armazenamento

4.4.1 Caso a mobilização seja a descer

Existindo a solicitação para mobilizar a energia no sentido a descer, a produção deverá ser reduzida consoante ao valor que lhe foi solicitado, e armazenar a energia RR_d, de modo a não desperdiça-la. Para a ação de carregamento do armazenamento, existem perdas associadas. Sendo assim, será considerada que a energia RR_d armazenada, foi afetada de um fator de perdas de carga (fpc) com valor correspondente a 5%.

Posto isto, o custo da energia armazenada ($VPBC_{c/RRd}$) para a hora h será o descrito na Equação 4.5:

$$VPBC_{c/RRd} = [RR_d \times (pM - pRR_d)] \times (1 - fpc) \tag{4.5}$$

onde,

- $VPBC_{c/RRd}$ - Custo da energia armazenada com participação na reserva de regulação a descer [€];
- RR_d - Energia de regulação a descer que foi mobilizada [MWh];
- pM - Preço do mercado diário [€/MWh];
- pRR_d - Preço da reserva de regulação a descer [€/MWh];
- fpc - Fator de perdas de carga do armazenamento.

Na Equação 4.5, verifica-se que será um momento conveniente para o carregamento do armazenamento, quando $pM - pRR_d$ possuir um valor baixo, ou seja, quando o valor de $[pM]$ for baixo ou o valor de $[pRR_d]$ for alto . Dessa forma, o agente teria um menor custo com a energia que será armazenada.

4.4.2 Caso a mobilização seja a subir

Caso o agente seja mobilizado a subir, deverá realizar o aumento da sua produção de modo a fornecer a energia que lhe foi solicitada. Dessa forma, o procedimento seria a descarga da energia que estará armazenada. A energia que deverá ser descarregada, corresponderá a RR_s. Porém, para a ação da descarga existem perdas, sendo necessário considerar que a energia descarregada foi afetada de um fator de perda de descarga (fpd). Para o presente estudo, o fator considerado tem valor correspondente de 5%.

Sendo assim, a valorização da energia descarregada ($VPBD_{c/RRs}$) para a hora h será a descrita na Equação 4.6

$$VPBD_{c/RRs} = [RR_s \times (pM + pRRs)] \times (1 - fpd) \tag{4.6}$$

onde,

- $VPBD_{c/RRs}$ - Valorização da energia descarregada [€];
- RR_s - Energia de regulação a subir que foi mobilizada [MWh];
- pM - Preço do mercado diário [€/MWh];
- pRR_s - Preço da reserva de regulação a subir [€/MWh];
- fpd - Fator de perda de descarga do armazenamento.

Em uma análise da Equação 4.6, é possível concluir que será um momento apropriado para descarregar o armazenamento quando $[pM + pRR_s]$ possuir um valor elevado, ou seja, quando os valores de pM ou o valor de pRR_s forem altos. Dessa forma, o agente estaria a realizar a descarga em um momento que poderia lhe trazer um maior benefício.

Na secção 4.5, será demonstrado o algoritmo criado para avaliação o benefício para um agente de mercado, em participar do mercado de reserva de regulação, utilizando capacidade de armazenamento.

4.5 Avaliação da participação no mercado de reserva de regulação com armazenamento

Após as formulações demonstradas na secção 4.4, para determinação das possíveis valorizações de um agente no mercado considerando sua participação no mercado de reserva de regulação, foi desenvolvido um algoritmo para avaliar os benefícios dessa participação. O algoritmo, terá como objetivo, avaliar a valorização do ciclo de carga/descarga do armazenamento.

Sendo assim, para efetuar as simulações será assumido que o ciclo carga/descarga será diário. Com o objetivo de avaliar essa participação, foram simulados três cenários distintos: valorização máxima, valorização média e valorização mínima, afim de obter algumas conclusões comparativas.

Para análises e simulações desta secção, a hora h representa um instante intermédio do ciclo carga/descarga. Será admitido que nas 12 horas anteriores a h será realizada a carga e nas 12 horas seguintes a h, será realizada a descarga. Dessa forma, para a análise dos gráficos, o local onde se encontrar o melhor benefício, será o centro do ciclo.

4.5.1 Cenário com valorização máxima

Este cenário apresenta uma perspetiva otimista, pois requer que a solicitação de mobilização da energia, efetuada pela REN, coincida com as horas mais vantajosas para a carga e a descarga do armazenamento. Com isso a decisão para a carga/descarga não depende do agente e sim do momento em que lhe for solicitado. Dessa maneira, este cenário, pode ser analisado como um indicador do valor máximo do benefício obtido considerando a participação na reserva de regulação.

Para análise e simulação do cenário, foi avaliada a valorização do ciclo diário de carga e descarga para a hora h. Assume-se que a energia é carregada no momento em que o preço $(pM[j] - pRR_d[j])$ se encontra mais baixo, entre as 12 horas que antecedem a hora h. Para realizar a descarga, assume-se que a energia será descarregada na hora em que o preço $(pM[i] + pRR_s[i])$ apresentar o valor mais elevado dentre as 12 horas posteriores a hora h.

Posto isso, foi obtida a Equação 4.7, que demonstra o modelo utilizado para simular o benefício neste cenário para cada hora h:

$$B_{max} = max\{\ (pM[i] + pRR_s[i]) \times (1 - fpd)\ \} - min\{\ (pM[j] - pRR_d[j]) \times (1 - fpc)\ \} \quad (4.7)$$

$$i \in [h+1; h+12] \quad (4.8)$$

$$j \in [h-11; h] \quad (4.9)$$

onde,

- B_{max} - Valor do benefício máximo [€/MWh];
- pM - Preço do mercado diário [€/MWh];
- pRR_s - Preço da reserva de regulação a subir [€/MWh];
- fpd - Fator de perdas de descarga do armazenamento;
- pRR_d - Preço da reserva de regulação a descer [€/MWh];
- fpc - Fator de perdas de carga do armazenamento.

4.5.2 Cenário com valorização média

O cenário de valorização média, consiste num cenário em que é avaliada a valorização do ciclo diário de carga/descarga, para a hora h. Será assumindo que, a energia é carregada ao custo médio das 12 horas anteriores a h e, é descarregada a remuneração média das 12 horas seguintes a h. É de salientar que, como este cenário é realizado com valores espetáveis médios, assume-se que a solicitação de mobilização de RR_d (carga da bateria) poderá ocorrer em qualquer das 12 horas antes da hora h e que a solicitação de RR_s (descarga da bateria) poderá ocorrer nas 12 horas seguintes a h. Sendo assim, este cenário será um indicativo do valor médio do benefício que um agente poderá receber com a participação da reserva de regulação.

A Equação 4.10 demonstra o modelo que foi utilizado para simular o benefício médio em cada hora h para este cenário.

$$B_{medio} = med\{\,(pM[i] + pRR_s[i]) \times (1 - fpd)\,\} - med\{\,(pM[j] - pRR_d[j]) \times (1 - fpc)\,\} \quad (4.10)$$

$$i \in [h+1; h+12] \quad (4.11)$$

$$j \in [h-11; h] \quad (4.12)$$

onde,

- B_{medio} - Valor do benefício médio [€/MWh];
- pM - Preço do mercado diário [€/MWh];
- pRR_s - Preço da reserva de regulação a subir [€/MWh];
- fpd - Fator de perdas de descarga do armazenamento;
- pRR_d - Preço da reserva de regulação a descer [€/MWh];
- fpc - Fator de perdas de carga do armazenamento.

4.5.3 Cenário com valorização mínima

No cenário de valorização mínima é avaliado a valorização do ciclo de carga/descarga para a hora h considerando uma perspetiva pessimista. Será assumido que a energia será carregada com o custo máximo das 12 horas anteriores a h e será descarregada no momento em que a remuneração é mínima dentre as 12 horas seguintes a h. Dessa forma, tanto para a carga quanto para a descarga, serão consideradas as piores situações. Esse cenário será considerado, como um indicador do valor do benefício mínimo que poderá ser obtido na participação na reserva de regulação.

A equação 4.13 demonstra o modelo que foi utilizado para simular o benefício para cada hora.

$$B_{min} = min\{\ (pM[i] + pRR_s[i]) \times (1 - fpd)\ \} - max\{\ (pM[j] - pRR_d[j]) \times (1 - fpc)\ \} \quad (4.13)$$

$$i \in [h+1; h+12] \quad (4.14)$$

$$j \in [h-11; h] \quad (4.15)$$

onde,

- B_{min} - Valor do benefício mínimo [€/MWh];
- pM - Preço do mercado diário [€/MWh];
- pRR_s - Preço da reserva de regulação a subir [€/MWh];
- fpd - Fator de perdas de descarga do armazenamento;
- pRR_d - Preço da reserva de regulação a descer [€/MWh];
- fpc - Fator de perdas de carga do armazenamento.

4.5.4 Resultados obtidos

Após simulação dos três cenários considerados, foi obtido o benefício médio mensal para cada um dos cenários, conforme apresentado na Figura 4.20. O mês de Janeiro, apresentou os maiores valores médios de benefício, com valorizações entre 91,29 €/MWh (valorização mínima) e 131,57 €/MWh (valorização máxima). Apesar, de não ter sido o mês com a energia média mobilizada mais elevada, os preços médios das reservas e do mercado diário, encontraram-se os mais elevados dentro do ano de estudo, o que justifica ter ocorrido um maior benefício médio para este mês. O mês de dezembro, correspondeu aos menores valores, onde tal facto pode ser associado aos baixos valores médios dos preços das reservas e do mercado diário. O decaimento destes preços também pode ser associado a elevada produção renovável nacional para este mês, encontrando-se as valorizações entre 41,02 €/MWh (valorização mínima) e 86,76 €/MWh (valorização máxima).

Na Figura 4.21, verifica-se que o período compreendido entre 8 e 16 horas corresponde ao intervalo em que os benefícios médios são mais elevados. Novamente, é consequência dos preços médios das reservas de regulação e do preço médio do mercado diário serem mais elevados nestes horários.

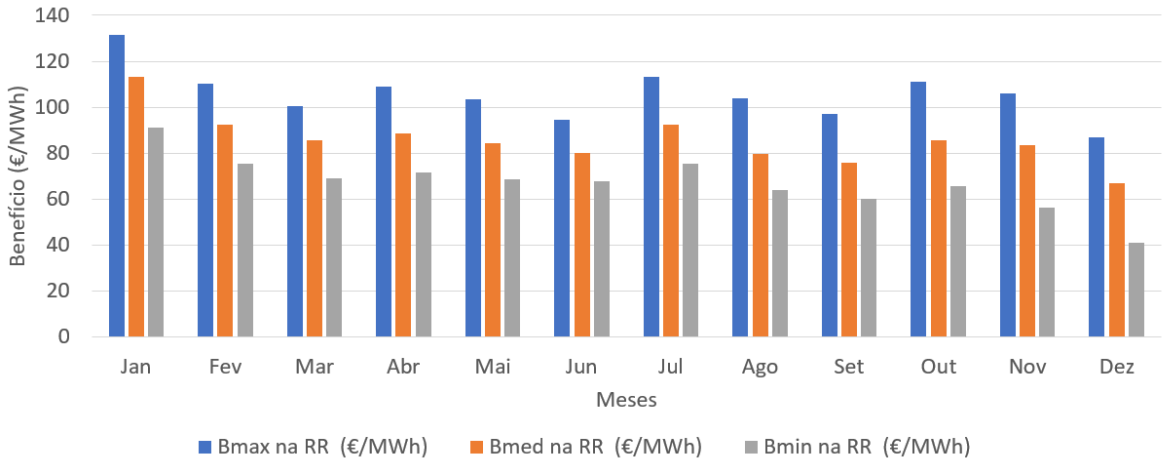


Figura 4.20: Benefícios médios mensais

Para uma análise do momento ideal para ocorrer a carga e descarga do armazenamento, ao analisar a Figura 4.21, tem-se que o horário de benefício médio mais alto é às 13 horas. Porém isto não significa que a carga ou descarga foi feita neste horário, mas sim que a carga foi feita dentro das 12 horas anteriores e a descarga nas 12 horas posteriores. Juntamente a isto, ao observar a Figura 3.7 verifica-se que o melhor momento para o carregamento se encontra no período de 4 às 6 horas da manhã, pois é quando se encontram os menores valores médios de pM e pRR_d. Na Figura 3.5, observa-se que o melhor momento para a descarga se encontra no período de 21 às 23 horas da noite, quando se encontram os maiores valores de pM e pRR_s. Com isto, confirmando que ambos os períodos estão compreendidos nas 12 horas anteriores e posteriores às 13 horas.

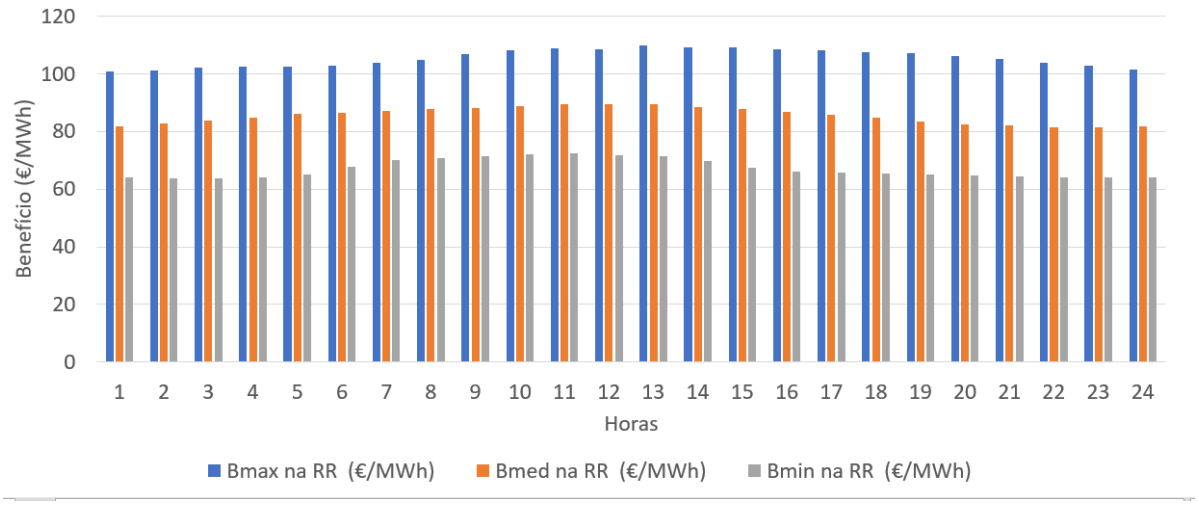


Figura 4.21: Benefícios médios horários

Após análise dos benefícios médios mensais, foi retirada uma simulação para todas as horas do mês de janeiro, de modo a se observar a variação do benefício ao longo do mês. O resultado obtido é apresentado na Figura 4.22. É de se notar que quando os preços da reserva se encontram elevados, mesmo diante da ocorrência do pior cenário (valorização mínima), não houve dentro do mês nenhum valor negativo para o benefício (que representaria um custo para o agente). Dessa forma, observou-se que para este mês, em qualquer um dos três cenários, o agente teria benefício em todas as horas do mês. Já era esperado o mês de janeiro apresentar bons resultados, pois este mês apresentou os mais elevados preços médios para as reservas.

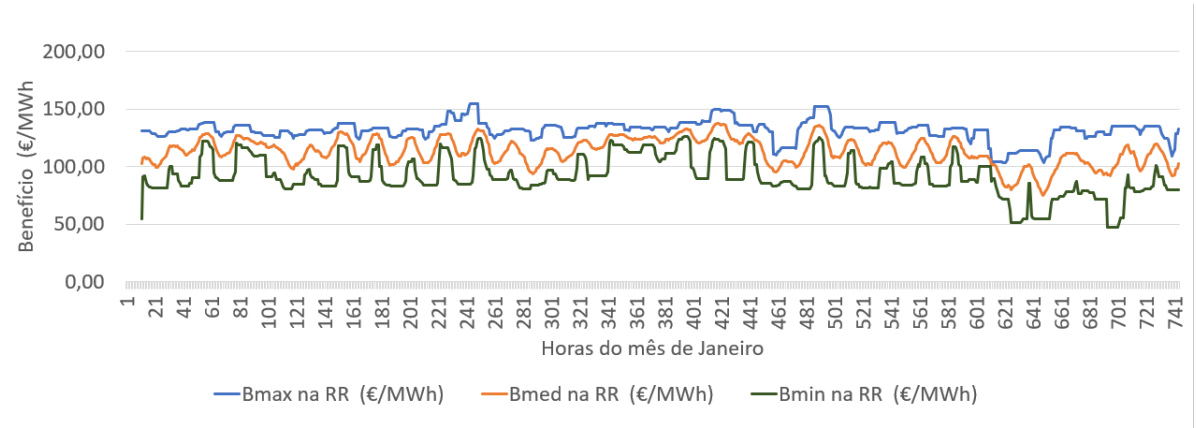


Figura 4.22: Benefícios médios para o mês de janeiro

Foram simulados também os benefícios para o mês de dezembro, uma vez que, para este mês ocorreram os preços médios mais baixos para as reservas. Procurou-se visualizar a influência da queda dos preços no benefício do agente. Sendo assim, em uma análise realizada para o mês de Dezembro, foram obtidos os resultados visualizados na Figura 4.23. Na Figura 4.23 é possível observar a ocorrência de benefícios negativos, no cenário de valorização mínima. Isso mostra que no momento no qual o agente realizou a carga/descarga, não era um bom momento em relação aos preços, o que representou para o agente em um custo ao invés de um benefício.

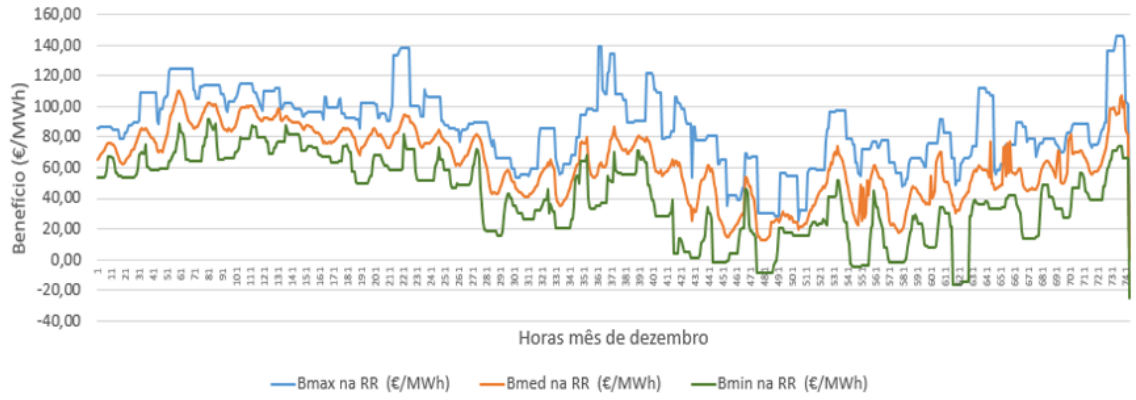


Figura 4.23: Benefícios médios para o mês de Dezembro

Por fim, na Tabela 4.1, são apresentados os benefícios médios anuais para os três cenários.

	Benefício médio anual (€ / MWh)
Cenário com valorização Máxima	105,61
Cenário com valorização Média	86,42
Cenário com valorização Mínima	67,15

Tabela 4.1: Benefícios médios anuais com participação na reserva de regulação

4.6 Valorização da energia armazenada, com estratégia de minimização de desvios

Nessa secção será analisada apenas a parcela referente a valorização da energia que é carregada/descarregada na capacidade de armazenamento, sem considerar a participação na Reserva de Regulação, conforme demonstrado na secção 4.3. O âmbito será apenas adotar a estratégia de minimizar os desvios do agente.

Serão demonstradas as possíveis valorizações da energia armazenada, consoante ao tipo de desvio do agente. Por fim, será realizada uma avaliação do benefício gerado após efetuar a minimização dos desvios.

4.6.1 Caso ocorra excesso na produção

De acordo com a Equação 4.3 (demonstrada na subsecção 4.3.2), quando ocorrer um desvio por excesso, a energia excedente deverá ser armazenada. Porém, a energia armazenada será *PBC* (MWh), afetada de um fator de perdas de carga fpc. Sendo assim, o custo da energia carregada no armazenamento ($VPBC$), para a hora h será:

$$VPBC = [PBC \times (pM - pD)] \times (1 - fpc) \tag{4.16}$$

- $VPBC$ - Custo da energia carregada no armazenamento [€];
- PBC - Energia carregada no armazenamento [MWh];
- pM - Preço do mercado diário [€/MWh];
- pD - Preço do desvio [€/MWh];
- fpc - Fator de perdas de carga do armazenamento.

Será um bom momento para realizar o carregamento, quando $(pM - pD)$ for baixo, ou seja quando o pM for baixo ou o pD for alto. Desse modo, o carregamento teria um menor custo para o agente.

4.6.2 Caso ocorra déficit na produção

Quando houver um déficit na produção, a energia em falta deve ser compensada descarregando a energia do armazenamento. A energia descarregada corresponderá a *PBD* que será afetada por um fator de perdas de descarga fpd. Sendo assim, a valorização da energia descarregada do armazenamento ($VPBD$), para a hora h será:

$$VPBD(h) = [PBD \times (pM + pD)] \times (1 - fpd) \tag{4.17}$$

- $VPBD$ - Valorização da energia descarregada do armazenamento [€];
- PBD - Energia descarregada do armazenamento [MWh];
- pM - Preço do mercado diário [€/MWh];
- pD - Preço do desvio [€/MWh];
- fpd - Fator de perdas de descarga do armazenamento.

Será um momento favorável, que compensa realizar a descarga, quando o valor de $(p_M + p_D)$ for elevado, ou seja quando o p_M ou o p_D é alto. Assim, o agente poderá receber uma maior valorização.

4.6.3 Avaliação de benefício

Após definições das formulações demonstradas nas secções anteriores, foi criado um algoritmo para avaliar a valorização do ciclo carga/descarga, no qual será assumido um ciclo carga/descarga diário. Para a estratégia de minimização de desvios, o agente possui a decisão de escolha, ou seja, é possível escolher o melhor momento para se carregar e descarregar o armazenamento. Sendo assim, será realizada a avaliação do benefício, considerando um cenário com valorização máxima.

No cenário de valorização máxima, a valorização do ciclo diário de carga/descarga, para a hora h, é avaliada assumindo que a energia será carregada na hora em que a energia possui o valor de preço mais baixo dentre as 12 horas anteriores a h. Para a descarga, será considerada que a mesma será realizada na hora em que a energia possui o preço mais elevado dentre as 12 horas seguintes a h.

Sendo assim, o benefício para a hora h, no cenário com valorização máxima será:

$$BD_{max} = max\{\ (pM[i] + pD[i]) \times (1 - fpd)\ \} - min\{\ (pM[j] - pD[j]) \times (1 - fpc)\ \} \quad (4.18)$$

$$i \in [h+1; h+12] \quad (4.19)$$

$$j \in [h-11; h] \quad (4.20)$$

4.6.4 Resultados obtidos

Após simulações, foi realizada uma análise do valor médio mensal do benefício gerado com a minimização dos desvios. O resultado encontrado, apresentado na Figura 4.24, demonstra que o mês de agosto forneceria o maior benefício médio para o agente, aproximadamente 60 €/MWh. No mês de julho, ocorreria o menor benefício (aproximadamente 30 €/MWh). É importante destacar, que na Figura 4.24 estão representados dois benefícios médios. O que se encontra em azul, seria o possível benefício que o agente poderia receber caso tivesse sempre disponibilidade de energia para realizar o ciclo carga/descarga. Em laranja, é representado o benefício que poderia ser obtido pelo agente do caso de estudo. As simulações para a disponibilidade do ciclo carga/descarga, foram realizadas consoantes aos desvios do agente.

Após análise dos benefícios médios mensais do agente, e de se verificar que os meses de Janeiro e Dezembro, seriam os casos extremos, foram retiradas simulações para estes meses para uma análise detalhada.

Em uma análise do mês de janeiro, para o agente do caso de estudo, haveria um alto benefício, porém ao analisar as horas de proveito da capacidade de armazenamento, seria o mês com menos horas. Para este mês o agente teria poucas hora de proveito, devido ao desequilíbrio entre seus desvios. Ao longo do mês, maioritariamente ele teve desvios por deficit, exceto em alguns casos

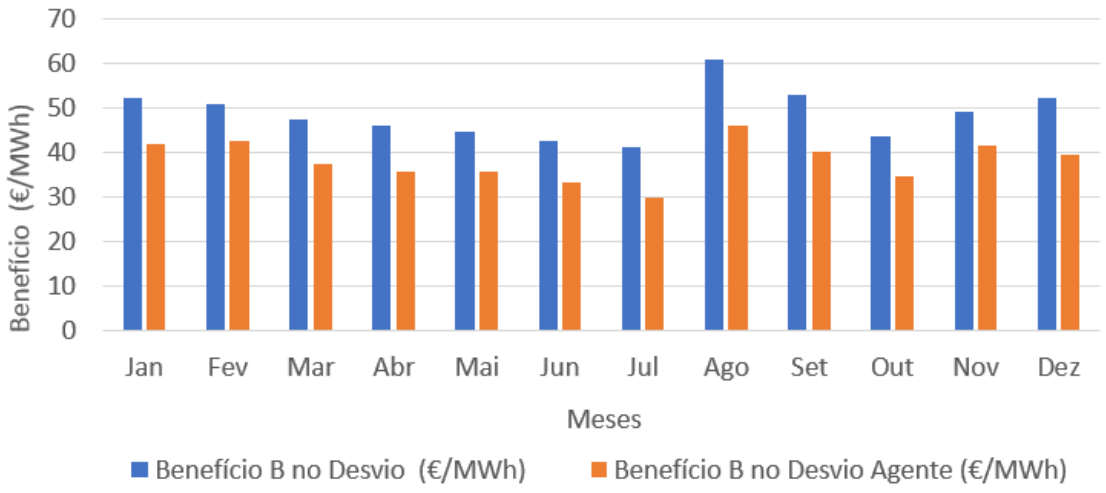


Figura 4.24: Benefício médio mensal do agente com minimização dos desvios

em que ocorreu excesso, no qual tornou possível realizar o carregamento para posterior descarregamento. Ao fim do mês ocorreu um elevado desvio por excesso. Ao longo mês, o agente possuiu desvio por déficit, exceto em algumas horas em que ocorria desvio por excesso. Dessa forma, foram retiradas poucas horas de proveito carga/descarga. Porém, apesar do proveito de horas ter sido o mais baixo para o ano, o valor elevado do benefício é devido aos altos valores do preço de mercado para o mês de janeiro (Figura 4.25).

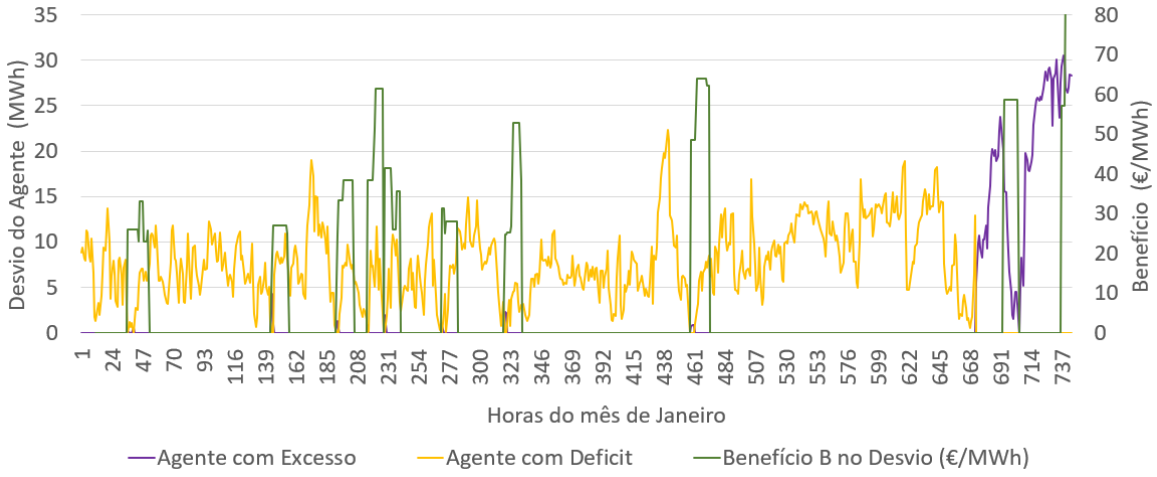


Figura 4.25: Benefício com minimização de desvios para o mês de janeiro

O mês de agosto representou o mês com o maior benefício médio para o agente do caso de estudo. Foi o mês com mais horas de proveito da capacidade de armazenamento, uma vez que os desvios foram mais equilibrados, de modo a ser possível realizar a carga e a descarga de maneira mais distribuída ao longo do mês, conforme apresentado na Figura 4.26.

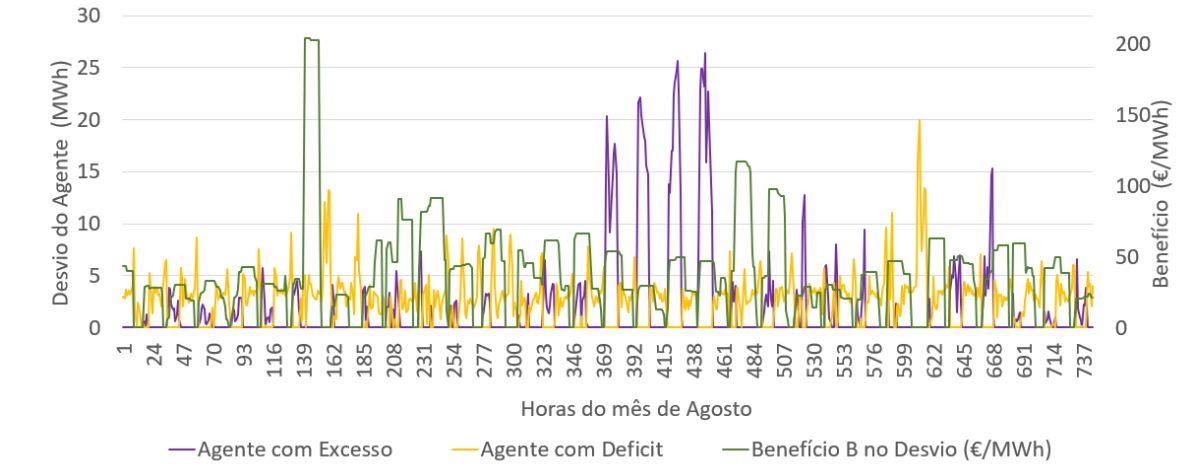


Figura 4.26: Benefício com minimização de desvios para o mês de agosto

Na Figura 4.27, é apresentada a frequência de utilização do armazenamento, de acordo com os desvios do agente do caso de estudo. Foi realizada uma contagem dos ciclos de carga/descarga que poderiam ser efetuados em cada mês. A contagem do ciclo, era realizada caso, para a hora h, o armazenamento possuísse energia suficiente para realizar a carga (12 horas anteriores a h) e para realizar a descarga (12 horas posteriores a h). Sendo assim, nos meses de Agosto e Setembro, o agente poderia realizar o ciclo em 80% das horas durante esses meses. Já no mês de Janeiro, por não possuir a energia suficiente para realizar o ciclo, foi o mês em que a frequência foi a mais baixa (apenas 16,80 %).

É interessante destacar que apesar do mês de janeiro ter sido o com menor frequência de utilização do carregamento, o agente teria um benefício médio elevado. Tal facto é justificado pelos preços médios de mercado terem sido os mais elevados neste mês, aumentando, consequentemente o benefício do agente.

Na Figura 4.28, apresenta-se a frequência anual de utilização do armazenamento do agente do caso de estudo. Para o ano de 2019, consoante aos seus desvios, o agente poderia realizar 4847 ciclos, o que representaria a utilização em 55,3% das horas do ano.

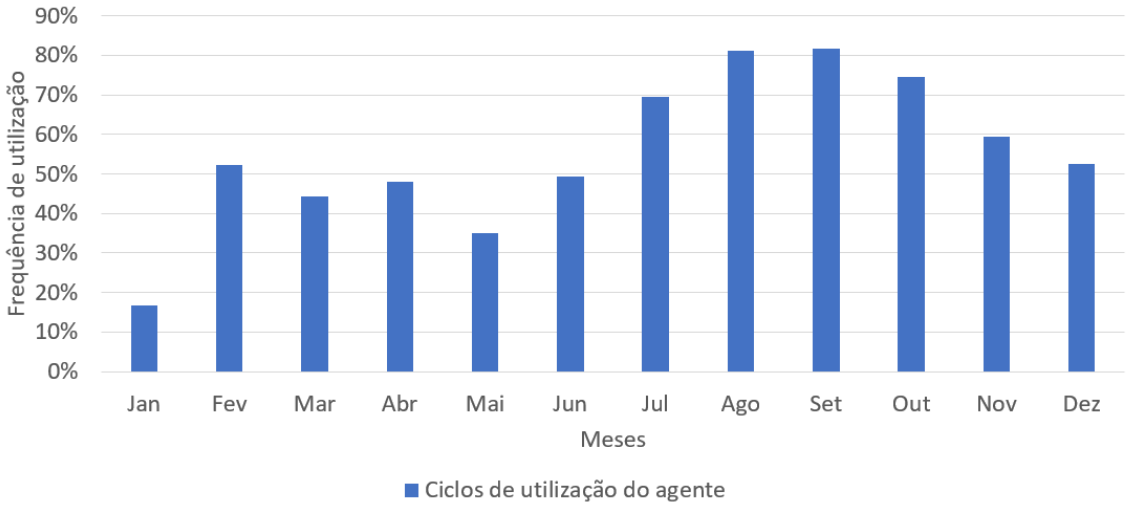


Figura 4.27: Frequência mensal de utilização do armazenamento, para o agente do caso de estudo

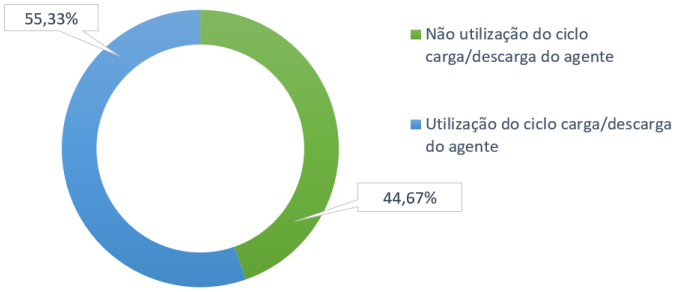


Figura 4.28: Frequência anual de utilização do armazenamento do agente do caso de estudo

Em uma análise comparativa, do benefício médio anual considerando a participação no mercado de reserva de regulação e sem a participação (apenas utilizando a estratégia para minimização dos desvios), conforme apresentado na Tabela 4.2, verificou ser vantajosa a participação no mercado de Reserva de Regulação. Mesmo diante da ocorrência do pior cenário (caso em que a valorização do benefício é mínima), o valor médio do benefício, correspondeu a um valor superior ao do benefício gerado apenas com a minimização dos desvios. Para o cenário de valorização média, o valor médio do benefício, correspondeu a um valor superior (86,42 €/MWh) quando comparado com o cenário para minimização dos desvios (48,61 €/MWh).

	Benefício médio anual (€ / MWh)
Cenário com valorização máxima	105,61
Cenário com valorização média	86,42
Cenário com valorização mínima	67,15
Minimização dos desvios	48,61

Tabela 4.2: Comparação entre os benefícios médios anuais

Nas Figuras 4.29 e 4.30, são apresentados os benefícios para os três cenários possíveis com a participação na reserva e na curva amarela, é representado o beneficio obtido com a minimização dos desvios. No mês de janeiro, devido os altos preços médios das reservas, apresenta ser vantajosa a participação na reserva ao invés de minimizar os desvios, pois os benefícios encontrados são maiores. Para o mês de dezembro, foi possível evidenciar que até um pouco antes de se atingir meados do mês, era vantajosa a participação na regulação. Porém, em algumas horas do fim do mês, apresentaram um benefício mais elevado ao se minimizar desvios.

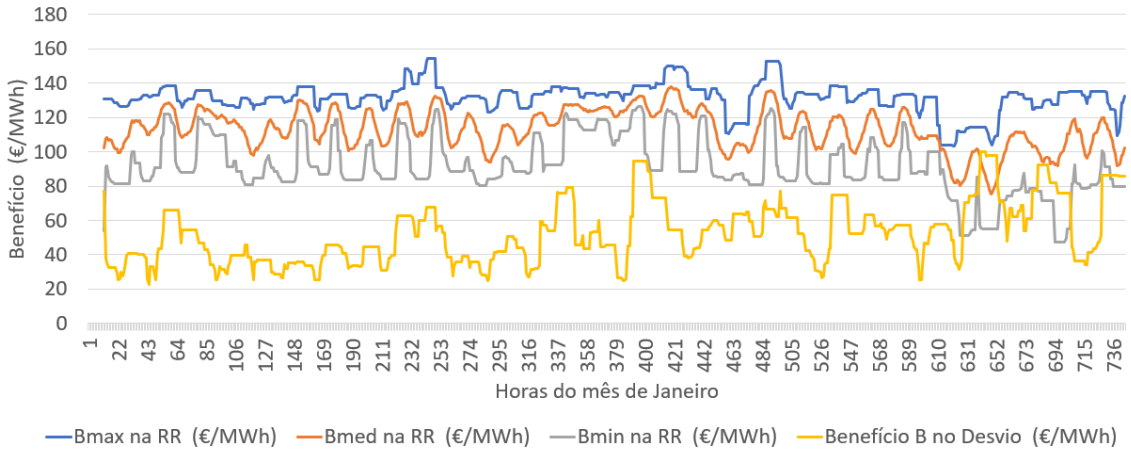


Figura 4.29: Benefício comparativo para o mês de janeiro

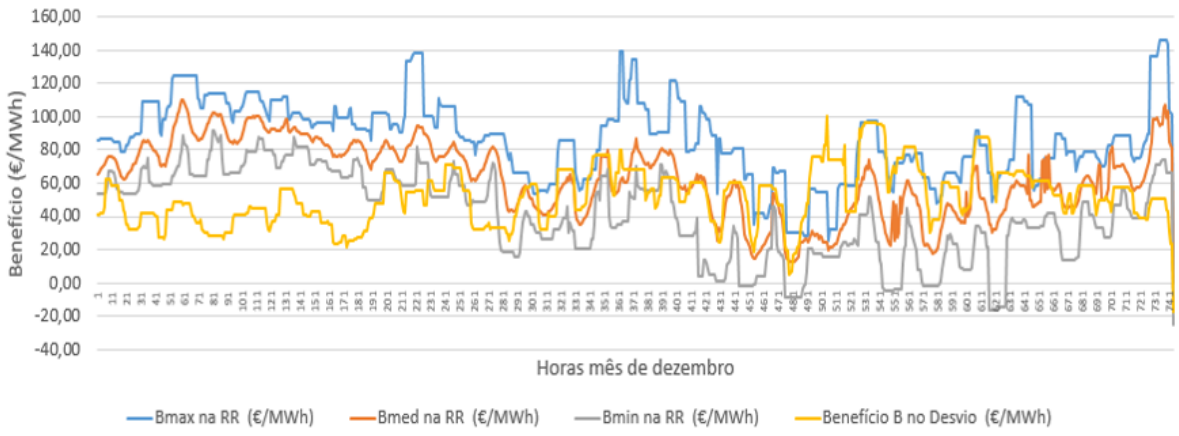


Figura 4.30: Benefício comparativo para o mês de dezembro

Capítulo 5

Conclusões e Trabalho Futuro

Após a abordagem das metodologias desenvolvidas nos capítulos 3 e 4, e em posterior análise dos resultados, surge este capítulo final com o intuito de expor as conclusões obtidas com a realização desta dissertação, bem como a satisfação dos objetivos estipulados inicialmente.

5.1 Conclusão

Diante do contexto do aumento de produções renováveis no sistema, é exigido um esforço significativo para manter o sistema elétrico equilibrado de maneira segura e eficiente. Tradicionalmente, os serviços de regulação foram projetados para serem fornecidos por fontes de energia despacháveis. Porém, diante das condições atuais e futuras do sistema, a participação de fontes de energia intermitentes nos mecanismos para regulação, pode representar uma contribuição para melhorar a flexibilidade e a eficiência do sistema elétrico. Sendo assim, o objetivo desta dissertação foi avaliar a participação de produtores renováveis no mercado de reserva de regulação e o desenvolvimento de metodologias para o estudo da participação nesses mercados. O agente do caso de estudo, representou as produções associadas a empresa onde se desenvolveu esta dissertação.

No Capítulo 3, após a caracterização das variáveis de mercado, a fim de calcular as valorizações das produções de acordo com o desvio do agente, foram feitas as formulações considerando apenas a participação de um agente no mercado diário. Com isso, foi observado que a valorização neste mercado modifica-se de acordo com o tipo de desvio do agente. Na ocorrência de um desvio por déficit, para além da penalização consoante ao desvio, o agente teria um custo a regularizar pela energia que não foi produzida e na qual já havia sido paga anteriormente pelo OMIE, de acordo com a produção programada. Já diante de um desvio por excesso, o agente teria um custo com a penalização pelo desvio, porém receberia uma valorização pela energia excedente. Além disso, foram formuladas as possíveis valorizações para um agente considerando a participação no mercado de reserva de regulação. As valorizações foram demonstradas de acordo com o sentido de mobilização que poderia ser efetuada pela REN. Verificou-se que, a participação no mercado de reserva altera a produção programada do agente em mercado diário (de acordo com a energia que foi destinada para a mobilização). Porém, esta participação não altera o desvio do agente.

Ainda no Capítulo 3, após análise dos preços médios das reservas e sua relação com o preço médio do mercado diário, foi observado que os preços médios das reservas acompanham a tendência do preço médio do mercado diário, sendo possível destacar que em valores médios, o preço da reserva de regulação a subir (48,14 a 74,93 €/MWh) é superior ao preço de mercado (34,87 a 63,30 €/MWh), enquanto que o preço da reserva de regulação a descer (18,83 a 43,62 €/MWh) é inferior. Também foi observado que no intervalo das 20 às 23 horas, são encontrados os preços mais elevados para as reservas.

O caráter incerto das mobilizações das reservas na qual são efetuadas pela REN, não se encontra no âmbito de decisão do agente. Assim, para o estudo da participação de fontes renováveis nesse mercado, surgiram algumas questões para esses produtores. Em outras palavras, a ocorrência de uma mobilização a subir, implicaria que o produtor trabalhasse com *Derrating* (regime de subprodução), de modo à atender a solicitação e assim ter uma margem para cumprir com aumento da produção. Caso a mobilização seja a descer, haveria uma perda de energia devido a redução na produção solicitada. Sendo assim, surgiu no Capítulo 4 a necessidade de admissão da capacidade de armazenamento para o estudo da participação desses produtores. As formulações demonstradas no 3, foram otimizadas de modo a se admitir a participação no mercado considerando a utilização da capacidade de armazenamento.

Após as otimizações, estudou-se a valorização da produção em dois contextos: considerando a participação em reserva e considerando a participação apenas no mercado diário utilizando a estratégia de redução dos desvios. No primeiro contexto, a atualização das formulações demonstradas no Capítulo 3, consideraram que o uso do armazenamento, seria para atender as mobilizações consoante ao sentido de regulação solicitado. Sendo assim, a consideração de seu funcionamento foi baseada em ciclos de carga/descarga. Após as formulações das possíveis valorizações, foi criado um algoritmo para avaliar o benefício de participação nas reservas. A avaliação consistia na simulação de três cenários distintos: valorização mínima, média e máxima, além da verificação dos possíveis benefícios em cada cenário. Em um estudo do benefício médio anual, a participação no mercado de reserva teria uma variação do beneficio entre 105,61 €/MWh (cenário otimista, contendo o beneficio médio máximo) e 67,15 €/MWh (cenário pessimista, representando o benefício médio mínimo). Por outro lado, no contexto da estratégia de redução dos desvios no mercado diário, o objetivo da utilização do armazenamento era realizar a compensação consoante ao tipo de desvio do agente. Sendo assim, em uma última etapa, foi avaliada a estratégia de utilizar o armazenamento para minimização dos desvios através de um único cenário no qual o agente possuiria o poder de decisão para realizar a carga/descarga do seu armazenamento, considerando que realizaria no momento mais benéfico. Essa estratégia representou um benefício médio anual para qualquer agente, de 48,61 €/MWh. Também foram simulados os possíveis benefícios para o agente do caso de estudo, consoante aos seus desvios, e o mesmo representou 38,17 €/MWh. O benefício do agente do caso de estudo, apresentou um valor inferior ao benefício para qualquer agente, pois, de acordo com os desvios apresentados, não foram em todos os momentos que pode-se concluir o ciclo de carga/descarga. Por fim, foi realizada uma avaliação da uma frequência de utilização do ciclo carga/descarga do armazenamento, de acordo com os desvios do agente do caso

de estudo. Verificou-se que em 2019, poderia ser utilizado o armazenamento em 55,3 % dos ciclos possíveis para o ano.

Em suma, concluiu-se que a participação em reservas não é fácil para pequenos produtores devido à algumas questões, tais como: possuir uma área de balanço e ao caráter intermitente das produções, uma vez que o controle dessas produções torna-se difícil, sem que haja perdas. Porém, ao fazer uso de uma produção controlável (utilização do armazenamento), seria possível realizar uma produção mais efetiva. Conforme foi verificado, a utilização do armazenamento na reserva traz mais benefícios para um agente que a utilização para a minimização de desvios. Porém, diante da incerteza das mobilizações, a utilização do armazenamento para o segundo caso, tornou-se uma boa estratégia, de modo a representar uma alternativa ao agente, caso não ocorra a mobilização das reservas.

Não foi realizado o estudo para a capacidade de armazenamento executar as duas situações em simultâneo (correção de desvios e participação na reserva de regulação), porém, com o armazenamento, o agente estaria preparado para responder a mobilização da reserva, e caso não seja solicitada a mobilização, poderia realizar a correção dos desvios. É importante referir que, o agente deverá ter uma margem no armazenamento para realizar a carga e a descarga se for mobilizado na reserva (que dependerá da capacidade instalada). Sendo assim, a capacidade de armazenamento poderia ser utilizada para as duas situações.

Referências

[1] REGULAMENTO (UE) 2017/ 2195 DA COMISSÃO - de 23 de novembro de 2017 - que estabelece orientações relativas ao equilíbrio do sistema elétrico. Relatório técnico.

[2] PLANO NACIONAL INTEGRADO ENERGIA E CLIMA 2021-2030. Relatório técnico, 2018. URL: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/portugal{_}draftnecp.pdf.

[3] ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS INSTRUMENTOS PARA A PARTICIPAÇÃO DA OFERTA E DA PROCURA NA GESTÃO DO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL. Relatório técnico, 2018. URL: www.erse.pt.

[4] Qi Wang, Chunyu Zhang, Yi Ding, George Xydis, Jianhui Wang, e Jacob Østergaard. Review of real-time electricity markets for integrating Distributed Energy Resources and Demand Response, jan 2015. doi:10.1016/j.apenergy.2014.10.048.

[5] Peter Cramton. Electricity market design. 2017. URL: https://academic.oup.com/oxrep/article-abstract/33/4/589/4587939, doi:10.1093/oxrep/grx041.

[6] Nicoló Mazzi e Pierre Pinson. Wind power in electricity markets and the value of forecasting. *Renewable Energy Forecasting: From Models to Applications*, (2007):259–278, 2017. doi:10.1016/B978-0-08-100504-0.00010-X.

[7] Fabian Ocker, Sebastian Braun, e Christian Will. Design of European balancing power markets. *International Conference on the European Energy Market, EEM*, 2016-July:1–6, 2016. doi:10.1109/EEM.2016.7521193.

[8] Conselho de Reguladores do MIBEL. INTEGRAÇÃO DA PRODUÇÃO RENOVÁVEL E DE COGERAÇÃO NO MIBEL E NA OPERAÇÃO DOS RESPECTIVOS SISTEMAS ELÉCTRICOS. Relatório técnico, 2018.

[9] Resolução da Assembleia da República n.º 23/2006. Relatório técnico.

[10] Trabalho realizado pelo Conselho de Reguladores do MIBEL COMISSÃO DO MERCADO DE VALORES MOBILIÁRIOS ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS COMISIÓN NACIONAL DEL MERCADO DE VALORES COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA DESCRIÇÃO DO FUNCIONAMENTO DO MIBEL. Relatório técnico. URL: www.cne.es.

[11] ERSE. Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do Setor Elétrico. Relatório técnico, 2019. URL: http://www.erse.pt/pt/electricidade/regulamentos/operacaodasredes/Documents/MPG{%}5CnGSSEconsolidado{_}Abril2014{_}vsPExterno.pdf.

[12] Mercado Diário | OMIE. URL: http://www.omel.es/pt/principal/mercados-e-produtos/mercado-da-electricidade/os-nossos-mercados-de-eletricidade/mercado-di.

[13] nemo_committee. URL: http://www.nemo-committee.eu/nemo{_}committee.

[14] Mercado Intradiário | OMIE. URL: http://www.omel.es/inicio/mercados-y-productos/mercado-electricidad/nuestros-mercados-de-electricidad/mercado-intradiar.

[15] ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS MECANISMO DE CONTRATAÇÃO A PRAZO DE ENERGIA ELETRICAELÉTRICA PARA SATISFAÇÃO DOS CONSUMOS DOS CLIENTES DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO. Relatório técnico. URL: www.erse.pt.

[16] DIRETIVA (UE) 2019/ 944 DO PARLAMENTO EUROPEU E DO CONSELHO - de 5 de junho de 2019 - relativa a regras comuns para o mercado interno da eletricidade e que altera a Diretiva 2012/ 27/ UE. Relatório técnico.

[17] Lion Hirth e Inka Ziegenhagen. Balancing power and variable renewables: Three links, oct 2015. doi:10.1016/j.rser.2015.04.180.

[18] REGULAMENTO (UE) 2017/ 1485 DA COMISSÃO - de 2 de agosto de 2017 - que estabelece orientações sobre a operação de redes de transporte de eletricidade. Relatório técnico.

[19] ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS MANUAL DE PROCEDIMENTOS DA GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA DO SETOR ELÉTRICO. Relatório técnico.

[20] Manual de Procedimentos do Acerto de Contas. Relatório técnico.

[21] ERSE. Relatório anual sobre os mercados de eletricidade e de gás natural em 2018. Relatório técnico, 2019. URL: www.erse.pt.

[22] Jose Pablo Chaves-Avila e Rudi A. Hakvoort. Participation of wind power on the European balancing mechanisms. *International Conference on the European Energy Market, EEM*, páginas 1–8, 2013. doi:10.1109/EEM.2013.6607288.

[23] ERSE - ROR - Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema - Setor Elétrico. URL: https://www.erse.pt/ebooks/ror-manual-de-procedimentos-da-gestao-global-do-sistema-setor-eletrico/.

[24] Reinier A.C. van der Veen e Rudi A. Hakvoort. The electricity balancing market: Exploring the design challenge. *Utilities Policy*, 43:186–194, 2016. URL: http://dx.doi.org/10.1016/j.jup.2016.10.008, doi:10.1016/j.jup.2016.10.008.

[25] Leen Vandezande, Leonardo Meeus, Ronnie Belmans, Marcelo Saguan, e Jean Michel Glachant. Well-functioning balancing markets: A prerequisite for wind power integration. *Energy Policy*, 38(7):3146–3154, jul 2010. doi:10.1016/j.enpol.2009.07.034.

[26] David Newbery, Michael G. Pollitt, Robert A. Ritz, e Wadim Strielkowski. Market design for a high-renewables European electricity system, aug 2018. doi:10.1016/j.rser.2018.04.025.

[27] André Ortner e Gerhard Totschnig. The future relevance of electricity balancing markets in Europe - A 2030 case study. *Energy Strategy Reviews*, 24:111–120, apr 2019. doi:10.1016/j.esr.2019.01.003.

[28] Michael Joos e Iain Staffell. Short-term integration costs of variable renewable energy: Wind curtailment and balancing in Britain and Germany, apr 2018. doi:10.1016/j.rser.2018.01.009.

[29] Peter Sorknæs, Anders N. Andersen, Jens Tang, e Sune Strøm. Market integration of wind power in electricity system balancing. *Energy Strategy Reviews*, 1(3):174–180, mar 2013. doi:10.1016/j.esr.2013.01.006.

[30] ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS. Diretiva n.º 4/2019. Relatório técnico.