FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO



Estudo da Viabilidade da Participação de Agregadores de Consumo no Mercado de Energia de Reserva de Regulação

João Pedro Dias Ferreira

Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Prof. Doutor João Catalão

Coorientador: Doutor Mohammad Sadegh Javadi

Coorientador: Eng[a]. Aleksandra Krivoglazova

Outubro de 2020

© João Pedro Dias Ferreira, 2020

Resumo

Face a um aumento da eletrificação do mundo em que vivemos, há uma maior consciencialização civil para os problemas que as fontes de energia poluentes representam. Observa-se um aumento da produção renovável no sistema elétrico e, sabendo do seu caráter variável de produção, como também da alteração dos padrões de consumo por parte dos consumidores que advêm das tecnologias que utilizam energia elétrica em substituição de fontes de energias nocivas ao planeta resultam numa maior necessidade de controlo da estabilidade do sistema elétrico. A estabilidade do sistema consiste no equilíbrio entre a produção e o consumo é um bem que precisa de ser preservado para o bom funcionamento dos sistemas elétricos. 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 das fontes renováveis levou à criação de mercados mais competitivos, que anteriormente eram fornecidos apenas por centrais convencionais. Em 2017, em reunião da Comissão Europeia foi aprovado pelo Regulamento 2017/2195, que instalações de consumo, armazenamento de energia e a produção renovável, poderiam realizar o fornecimentos destes serviços, desde que detenham capacidade técnica para o fazer. Neste contexto, Portugal iniciou um Projeto Piloto para a participação do consumo no Mercado de Reserva de Regulação, aprovado pela Diretiva nº.4/2019.

Diante deste cenário, esta dissertação tem por objetivo, o desenvolvimento de metodologias para possibilitar a participação de agregadores de consumo no Mercado de Reserva de Regulação, tendo como um dos pontos fulcrais analisar a viabilidade financeira da prestação deste serviço, quer a nível do agente agregador, dos clientes consumidores, passando por uma reflexão relativa à gestão do sistema com a inclusão destas propostas.

Nesta dissertação explora-se o Mercado de Reserva de Regulação em Portugal, integrando-o no contexto do Mercado Ibérico de Eletricidade, salientando as caraterísticas do mesmo e o que os diferencia dos demais. É ainda relatado o conhecimento apreendido pela criação do Projeto Piloto e os resultados que deste se verificaram, em paralelo com as iniciativas europeias de inserção do consumo neste mercado específico. Define-se o papel do agregador, de um modo particular o agregador de consumo, e estudam-se metodologias para que este possa ofertar no Mercado de Reserva de Regulação. As propostas analisadas nesta dissertação partiram de um pressuposto que visava a aumentar o consumo dos clientes, o que se reflete em ofertas de reserva de regulação a baixar, sendo que a viabilidade financeira das figuras que neste projeto se inserem são também absorvidas pela dissecação destes mesmos resultados.

Palavras-chave: Agregador, Consumidor, Mercado de Reserva de Regulação, Serviços do sistema elétrico.

Abstract

Faced with an increase in electrification in the world we live in, there is a greater civil awareness of the problems that polluting sources of energy represent. There is an increase in renewable production in the electrical system and, knowing its variable nature of production, as well as the change in consumption patterns on the part of consumers that comes from technologies that use electrical energy to replace sources of energy that are harmful to the planet, result in a greater need to control the stability of the electrical system. The stability of the system consists in the balance between production and consumption is a good that needs to be preserved for the proper functioning of electrical systems. In this way, growth emerges of the importance of system services in order to maintain the requirements necessary for a good real time operation. This growth in renewable sources has led to the creation of more competitive markets, which were previously supplied only by conventional power stations. In 2017, at a meeting of the European Commission, Regulation 2017/2195 was approved, which plants for consumption, energy storage and renewable generation could carry out the supply of these services, provided they have the technical capacity to do so. In this context, Portugal initiated a Pilot Project for the participation of consumption on the Regulatory Reserve Market, approved by Directive No. 4/2019.

Faced with this scenario, this dissertation aims at the development of methodologies to enable the participation of consumer aggregators in the Regulation Reserve Market, with one of the key points being to analyse the financial viability of providing this service, both at the level of the aggregating agent and at the level of consumer customers, by considering the management of the system with the inclusion of these proposals.

This dissertation explores the Regulation Reserve Market in Portugal, integrating it in the context of Iberian Electrical Market, highlighting its characteristics and what differentiates it from others. It also reports on the knowledge gained from the creation of the Pilot Project and the results it has produced, in parallel with European initiatives for the insertion of consumption in this specific market. The role of the aggregator is defined, in a particular way the consumption aggregator, and methodologies are studied so that it can offer in the Regulation Reserve Market. The proposals analysed in this dissertation were based on an assumption aimed at increasing customer consumption, which is reflected in regulatory reserve offers to be lowered, and the financial viability of the figures included in this project is also absorbed by the dissection of these same results.

Keywords: Aggregator, Consumer, Electricity system services, Regulatory Reserve Market.

Agradecimentos

Ao professor Doutor João Catalão, pelos conhecimentos compartilhados ao longo deste trabalho, e pela disponibilidade apresentada para me aconselhar neste projeto. Ao doutor Mohammad Javadi pelo conhecimento, partilha de ideias e informações que permitiram a realização desta dissertação, assim como a disponibilidade e interesse em ajudar demonstrados.

Agradeço à empresa *Energia Simples*, por me ter dado a oportunidade de desenvolver esta dissertação em parceria com os mesmos, providenciando os dados e todas as condições possíveis à realização deste estudo, e de um modo particular à engenheira Aleksandra Krivoglazova, pela orientação, conhecimento e apoio compartilhados.

Agradeço especialmente aos meus pais, pelo amor incondicional, apoio e confiança depositados em mim. Pela disponibilidade em me darem as melhores condições possíveis para me formar enquanto pessoa e enquanto engenheiro e nunca medirem esforços para que este dia chegasse, demonstrando-me que nada se consegue sem esforço e sem dar-mos o melhor de nós próprios. Agradeço ao meu irmão, José Nuno, por todo o apoio e companheirismo nesta étapa e por ser um verdadeiro amigo que sempre me encorajou a dar o melhor de mim.

Agradeço aos meus amigos por todo o companheirismo na partilha de bons e maus momentos, por acreditarem em mim e me ajudarem neste processo, tanto àqueles que já trazia desde tempos mais antigos, como àqueles que a universidade me deu.

O encerramento desta etapa representa muito para mim. Foi um percurso longo, com momentos altos e baixos, mas com a ajuda de todos foi claramente mais fácil de o caminhar. Desde já, o meu muito obrigado!

João Ferreira

"Existem muitas hipóteses em ciência que estão erradas. Isso é perfeitamente aceitável, eles são a abertura para achar as que estão certas."

Carl Sagan

Conteúdo

1 Introdução **1**
- 1.1 Enquadramento e Motivação . . . 1
- 1.2 Objetivos . . . 2
- 1.3 Dados Analisados . . . 2
- 1.4 Estrutura da dissertação . . . 3

2 Mercados de eletricidade **5**
- 2.1 Introdução aos Mercados de Eletricidade . . . 5
- 2.2 MIBEL . . . 7
  - 2.2.1 Mercado Diário . . . 8
  - 2.2.2 Mercado Intradiário . . . 10
  - 2.2.3 Mercado a Prazo . . . 12
  - 2.2.4 Contratação bilateral . . . 12
  - 2.2.5 Mercado de serviços de sistema . . . 13
- 2.3 Serviços de Sistema . . . 14
- 2.4 Serviços para regulação de frequência . . . 15
  - 2.4.1 Reserva de Regulação Primária ou Reserva de contenção de frequência (*Frequency Containment Reserve - FCR*) . . . 18
  - 2.4.2 Reserva de Regulação Secundária ou Reserva de Restabelecimento da Frequência (*FRR - Frequency Restoration Reserve*) . . . 20
  - 2.4.3 Reserva de Regulação Terciária ou Reserva de Reposição - (*RR - Replacement Reserve*) . . . 23
- 2.5 Mercado de Reserva de Regulação . . . 25
  - 2.5.1 Mercado de Reserva de Regulação na União Europeia . . . 25
  - 2.5.2 Mercado de Reserva de Regulação em Portugal . . . 33

3 Enquadramento legislativo relativo ao consumo no Mercado de Reserva de Regulação **45**
- 3.1 Projeto-piloto de participação do consumo no Mercado de Reserva de Regulação 45
  - 3.1.1 Parametrização do Projeto Piloto . . . 45
  - 3.1.2 Análise dos resultados . . . 49
  - 3.1.3 Observações Obtidas do Projeto Piloto . . . 58
- 3.2 Regime de Interruptabilidade do Consumo: Portaria n.º 592/2010 . . . 61
- 3.3 Figura de Agregador de Mercado . . . 68

4 Metodologia Adotada **73**
- 4.1 Modelo de Agregação . . . 75
- 4.2 Modelo de Remuneração . . . 78
  - 4.2.1 Valorização do cliente consumidor . . . 78

4.2.2 Valorização do agente agregador 79

5 Simulação, Aplicação e Resultados **81**
5.1 Propostas realizadas com diferente agregação dos clientes consumidores 86
5.1.1 Proposta 1 87
5.1.2 Proposta 2 91
5.1.3 Proposta 3 98
5.1.4 Proposta 4 103
5.1.5 Proposta 5 106

6 Viabilidade Financeira **109**

7 Conclusões e Trabalho Futuro **113**

A Anexos **117**
A.1 Dados dos consumidores 117
A.2 Análise do consumo dos consumidores 131

Referências **135**

Lista de Figuras

Figura 2.1 Esquema da organização dos mercados existentes no MIBEL. 8
Figura 2.2 Esquema horário do Mercado Intradiário de leilões. 10
Figura 2.3 Esquema horário do Mercado Intradiário Contínuo. 11
Figura 2.4 Esquema de ativação do controlo de frequência partir da frequência do sistema. 16
Figura 2.5 Ativação das reservas de controlo perante um desvio na frequência do sistema. 17
Figura 2.6 Curva do tempo de atuação máximo de regulação primária em função do valor da perturbação. 20
Figura 2.7 Ativação do controlo secundário de frequência. 21
Figura 2.8 Estrutura dos mercados de reserva de regulação na União Europeia. 27
Figura 2.9 Esquema básico do projeto TERRE. 28
Figura 2.10 Produto a ofertar segundo o projeto TERRE. 29
Figura 2.11 Modelo de ofertas exclusivas. 30
Figura 2.12 Exemplo de oferta *multi-part*. 31
Figura 2.13 Exemplo de uma oferta ligada divisível. 31

Figura 3.1 Caraterísticas técnicas do produto comercializado no Projeto Piloto. . . . 47
Figura 3.2 Gráfico que relaciona a potência comercializada en função do tempo, de acordo com a correspondência numerária da Figura 3.1. 48
Figura 3.3 Representação da quantidade de energia a subir e o respetivo preço no mercado de reserva de regulação. 50
Figura 3.4 Representação da quantidade de energia a baixar e o respetivo preço no mercado de reserva de regulação. 50
Figura 3.5 Comparação percentual da energia (eletricidade) de reserva a subir (traço azul escuro) e a descer (traço azul claro) entre os meses 07/2018 e 08/2019. . . . 51
Figura 3.6 Comparação das diferentes tipologias comercialização de energia utilizadas no mercado de reserva de regulação tanto a subir como a baixar. 51
Figura 3.7 Comparação da reserva de regulação a baixar nos meses de julho, agosto e setembro de 2019. 52
Figura 3.8 Quantidade de energia negociada no mercado a baixar e respetivo preço nos meses de julho, agosto e setembro de 2019. 52
Figura 3.9 Comparação da reserva de regulação a subir nos meses de julho, agosto e setembro de 2019. 53
Figura 3.10 Quantidade de energia negociada no mercado a subir e respetivo preço nos meses de julho, agosto e setembro de 2019. 53
Figura 3.11 Intervalos do preço com que a energia de reserva de regulção a baixar foi negociada. 54

Figura 3.12 Intervalos do preço com que a energia de reserva de regulção a subir foi negociada. 54
Figura 3.13 Energia Mensal Mobilizada solicitada aos participantes do Projeto-Piloto. 55
Figura 3.14 Volumes mensais e percentagem das ofertas mobilizadas pelos participantes no Projeto Piloto. 56
Figura 3.15 Preço ponderado da energia de regulação secundária de julho 2019 a março de 2020. 56
Figura 3.16 Horas em que as instalações consumidoras marcaram o preço para o período de análise. 58
Figura 3.17 Energia de reserva de regulação comercializada pela *Solvay* durante o Projeto Piloto. 60
Figura 3.18 Número de instalações consumidoras e potência interruptível das ordens cumpridas do serviço de interruptabilidade em 2019. 67
Figura 3.19 Número de instalações consumidoras e remuneração das ordens cumpridas do serviço de interruptabilidade em 2019. 68

Figura 4.1 Esquema de agregação dos diferentes clientes consumidores num mesmo posto de transformação. 75
Figura 4.2 Esquema de agregação dos diferentes clientes consumidores em diferentes postos de transformação. 76
Figura 4.3 Esquema representativo do ganho do agregador. 80

Figura 5.1 Média da reserva de regulação a baixar ao longo do dia no ano de 2019. . 83
Figura 5.2 Média do preço da reserva de regulação a baixar ao longo do dia no ano de 2019. 83
Figura 5.3 Média da reserva de regulação a baixar nas diferentes estações do ano de 2019. 84
Figura 5.4 Média do preço da reserva de regulação a baixar nas diferentes estações do ano de 2019. 84
Figura 5.5 Média da reserva de regulação a baixar nos diferentes dias da semana do ano de 2019. 85
Figura 5.6 Média do preço da reserva de regulação a baixar nos diferentes dias da semana do ano de 2019. 85
Figura 5.7 Dispersão da frequência de ofertas negociadas de reserva de regulação a baixar ao longo do ano de 2019. 87
Figura 5.8 Consumo médio diário da totalidade dos consumidores presentes na proposta 1. 88
Figura 5.9 Comparação do consumo médio ao longo de 2019 com o valor de 1MW. . 88
Figura 5.10 Oferta média diária na proposta 1. 89
Figura 5.11 Gráfico das percentagens dos diferentes clientes na proposta 1. 91
Figura 5.12 Consumo médio diário da totalidade dos consumidores presentes na proposta 2. 92
Figura 5.13 Oferta média diária na proposta 2.1. 93
Figura 5.14 Gráfico das percentagens dos diferentes clientes na proposta 2.1. 94
Figura 5.15 Oferta média diária na proposta 2.2. 95
Figura 5.16 Gráfico das percentagens dos diferentes clientes na proposta 2.2. 96
Figura 5.17 Oferta média diária na proposta 2.3. 97
Figura 5.18 Gráfico das percentagens dos diferentes clientes na proposta 2.3. 98

Figura 5.19 Consumo médio diário da totalidade dos consumidores presentes na proposta 3. 99
Figura 5.20 Oferta média diária na proposta 3.1. 100
Figura 5.21 Gráfico das percentagens dos diferentes clientes na proposta 3.1. 101
Figura 5.22 Oferta média diária na proposta 3.2. 102
Figura 5.23 Gráfico das percentagens dos diferentes clientes na proposta 3.2. 103
Figura 5.24 Oferta média diária na proposta 4. 104
Figura 5.25 Gráfico das percentagens dos diferentes clientes na proposta 4. 106
Figura 5.26 Oferta média diária na proposta 5. 107
Figura 5.27 Gráfico das percentagens dos diferentes clientes na proposta 5. 108

Figura A.1 Consumo médio do consumidor "bte1"no ano de 2019 117
Figura A.2 Consumo médio do consumidor "bte2"no ano de 2019 118
Figura A.3 Consumo médio do consumidor "bte3"no ano de 2019 118
Figura A.4 Consumo médio do consumidor "bte4"no ano de 2019 119
Figura A.5 Consumo médio do consumidor "bte5"no ano de 2019 119
Figura A.6 Consumo médio do consumidor "bte6"no ano de 2019 120
Figura A.7 Consumo médio do consumidor "bte7"no ano de 2019 120
Figura A.8 Consumo médio do consumidor "mt1"no ano de 2019 121
Figura A.9 Consumo médio do consumidor "mt2"no ano de 2019 121
Figura A.10 Consumo médio do consumidor "mt3"no ano de 2019 122
Figura A.11 Consumo médio do consumidor "mt4"no ano de 2019 122
Figura A.12 Consumo médio do consumidor "mt5"no ano de 2019 123
Figura A.13 Consumo médio do consumidor "mt6"no ano de 2019 123
Figura A.14 Consumo médio do consumidor "mt7"no ano de 2019 124
Figura A.15 Consumo médio do consumidor "mt8"no ano de 2019 124
Figura A.16 Consumo médio do consumidor "dom1"no ano de 2019 125
Figura A.17 Consumo médio do consumidor "dom2"no ano de 2019 125
Figura A.18 Consumo médio do consumidor "dom3"no ano de 2019 126
Figura A.19 Consumo médio do consumidor "dom4"no ano de 2019 126
Figura A.20 Consumo médio do consumidor "dom5"no ano de 2019 127
Figura A.21 Consumo médio do consumidor "dom6"no ano de 2019 127
Figura A.22 Consumo médio do consumidor "dom7"no ano de 2019 128
Figura A.23 Consumo médio do consumidor "dom8"no ano de 2019 128
Figura A.24 Consumo médio do consumidor "dom9"no ano de 2019 129
Figura A.25 Consumo médio do consumidor "dom10"no ano de 2019 129
Figura A.26 Consumo médio do consumidor "dom11"no ano de 2019 130
Figura A.27 Consumo médio do consumidor "dom12"no ano de 2019 130

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 Caraterísticas do Mercado de Reserva de Regulação nos países que participam no projeto TERRE. 26
Tabela 2.2 Caraterísticas do produto a ser ofertado de acordo com o projeto TERRE. 29
Tabela 2.3 Sentido de pagamento da energia de regulação. 32
Tabela 2.4 Sentido de pagamento dos desvios. 32
Tabela 2.5 Áreas de balanço representadas no país. 43

Tabela 3.1 Caraterização dos diferentes tipos de interruptabilidade. 62
Tabela 3.2 Caraterização dos diferentes tipos de interruptabilidade. 62

Tabela 5.1 Tabela de códigos dos consumidores, respetiva potência contratada e energia diária média consumida. 82
Tabela 5.2 Tabela de códigos dos consumidores da proposta 1, respetiva percentagem de consumo e o lucro relativo da oferta. 90
Tabela 5.3 Tabela de códigos dos consumidores a duplicar a proposta 2.1, respetiva percentagem de consumo e o lucro relativo da oferta. 93
Tabela 5.4 Tabela de códigos dos consumidores a duplicar a proposta 2.2, respetiva percentagem de consumo e o lucro relativo da oferta. 95
Tabela 5.5 Tabela de códigos dos consumidores a duplicar a proposta 2.3, respetiva percentagem de consumo e o lucro relativo da oferta. 97
Tabela 5.6 Tabela de códigos dos consumidores a triplicar na proposta 3.1, respetiva percentagem de consumo e o lucro relativo da oferta. 100
Tabela 5.7 Tabela de códigos dos consumidores a triplicar na proposta 3.2, respetiva percentagem de consumo e o lucro relativo da oferta. 102
Tabela 5.8 Tabela de códigos dos consumidores da proposta 4, respetiva percentagem de consumo e o lucro relativo da oferta. 105
Tabela 5.9 Tabela de códigos dos consumidores a duplicar na proposta 5, respetiva percentagem de consumo e o lucro relativo da oferta. 108

Tabela 6.1 Tabela de códigos dos consumidores a duplicar na proposta 2.1, respetiva percentagem de consumo e o lucro relativo da oferta. 110
Tabela 6.2 Tabela comparativa das propostas 3.1 e 3.2. 110
Tabela 6.3 Tabela comparativa das diferentes propostas. 111

Tabela A.1 Tabela de códigos dos consumidores em baixa tensão especial, respetiva potência contratada e comportamento semanal e por estações do consumo 131
Tabela A.2 Tabela de códigos dos consumidores em média tensão, respetiva potência contratada e comportamento semanal e por estações do consumo 132

Tabela A.3 Tabela de códigos dos consumidores domésticos, respetiva potência contratada e comportamento semanal e por estações do consumo 133
Tabela A.4 Tabela de códigos dos consumidores domésticos, respetiva potência contratada e comportamento semanal e por estações do consumo 134

Abreviaturas e Símbolos

ANMP	Associação Nacional de Municípios Portugueses
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
DGEG	Direção-Geral de Energia e Geologia
ORT	Operador da Rede de Transporte
ORD	Operador da Rede de Distribuição
ONME	Operador Nomeado do Mercado de Eletricidade
SEN	Sistema Elétrico Nacional
NEMO	*Nominated Electricity Market Operator*
RND	Rede Nacional de Distribuição
RNT	Rede Nacional de Transporte
REN	Rede Elétrica Nacional
GGS	Gestão Global do Sistema
MPGGS	Manual de Procedimentos da Gestão Global de Sistema
PHO	Programas Horários Operativos
CMEC	Contratos de Aquisição de Energia
ROR	Regulamento de Operação de Redes
AGC	Automatic Generation Control
SIME	Sistemas de Informação de Mercados de Energia
EMCC	Equipamentos de medida, Comunicação e Controlo
PHF	Programa Horário Final
PHFC	Programa Horário Final após o Contínuo
PDVD	Programa Diário Viável Definitivo
PDBC	Programa Diário Base de Contratação
PDBF	Programa Diário Base de Funcionamento
PIBCI	Programa Intradiário Básico de Emparelhamento Incremental
PPR	Programa Previsional de Reserva
OM	Operador de Mercado
OS	Operador de Sistema
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
OMIE	Operador do Mercado Ibérico - Pólo Espanhol
OMIP	Operador do Mercado Ibérico - Pólo Português
CET	*Central European Time*
MAT	Muito Alta Tensão
AT	Alta Tensão
MT	Média Tensão
BTN	Baixa Tensão Normal
BTE	Baixa Tensão Especial

Capítulo 1

Introdução

1.1 Enquadramento e Motivação

De acordo com a consciencialização cívica da população em geral, desde os mais altos cargos políticos, até ao mais simples cidadão, face aos problemas gerados pelas alterações climáticas que em muito advêm da utilização de combustíveis fósseis, as entidades competentes procederam a 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, comprometendo-se a atingir a neutralidade carbónica em 2050, sendo que dái se torna necessário uma transição energética no setor elétrico, caraterizando-se por uma grande 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, sendo este cada vez maior e mais volátil no que diz respeito à sua previsão, resultam num aumento da incerteza da garantia da estabilidade do sistema, uma vez que provocam desvios no sistema resultantes da diferença entre a produção e o consumo. Estes desvios energéticos 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.

O crescimento da importância dos serviços de sistema, levou a criação de mercados mais competitivos para esses serviços, sendo que de acordo com o Regulamento UE 2017/2195, a Comissão Europeia aprovou fim do fornecimento desses serviços por centrais convencionais não renováveis, gerando a necessiadde destes serviços serem proporcionados por: instalações de consumo, unidades de armazenamento de energia e unidades produtoras que utilizam fontes renováveis como combustível, com a ressalva que as mesmas possuam uma determiinada capacidade técnica. Dessa forma, a possibilidade de comercializar a energia de reservano intuito de regulação de frequência do sistema, pode ser considerada uma fonte de rendimento para essas unidades de consumo [1] .

De acordo com o panorama atual relativo aos serviços de sistema, de um modo particular ao Mercado de Reserva de Regulação na Europa e de um modo particular em Portugal, o estudo da viabilidade da inserção do consumo nestes mercados é um assunto cada vez mais abordado por parte das entidades competentes à regulação dos mesmos de modo a possibilitar a diminuição do

recurso a energia não renováveis para a satisfação das especificidades técnicas do setor elétrico no que diz respeito ao equilíbrio entre a geração e o consumo.

Diante deste contexto, em 2019, foi aprovado pela Diretiva n^{o}.4/2019 da Entidade Reguladora de Serviços Energéticos, um projeto piloto para a participação do consumo no Mercado de Reserva de Regulação, de modo a aumentar a participação e igualdade de oportunidades aos diferentes agentes de mercado de negociar nesses mercados e de se atingir as metas estabelecidas pela União Europeia. 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 agentes nesse mercado [2] .

É neste sentido de análise, que se integra a possiblidade da introdução da figura de um agente agregador de diferentes clientes consumidores com o intuito de procederem a um aumento do seu consumo de modo a realizar uma oferta no Mercado de Reserva de Regulação a baixar, como também a uma redução deste mesmo consumo numa proposta de reserva de regulação a subir, na intenção de contribuirem ativamente no equilíbrio entre a geração e o consumo no setor elétrico português.

1.2 Objetivos

Esta dissertação assenta no objetivo de estudar a viabilidade financeira da inserção de ofertas agregadas de consumo no Mercado de Reserva de Regulação. Estas ofertas agregadas consistem na aglomeração do consumo de diferentes agentes consumidores presentes no sistema elétrico e através da possibilidade de estes aumentarem/dimuírem o consumo num determinado período de tempo e numa determinada quantidade, de acordo com a oferta apresentada ao Gestor Global do Sistema. A viabilidade estudada alberga tanto a figura do agente agregador de mercado, como dos próprios clientes consumidores agregados pelo mesmo, e também no impacto que este tipo de ofertas gerará na reserva de regulação e no preço da mesma gerida pelo Gestor Global do Sistema.

1.3 Dados Analisados

Esta dissertação foi realizada em parceria com a empresa *Energia Simples*, sendo que os dados de consumo utilizados nesta dissertação foram providenciados pela empresa, congregando dados de 27 clientes distintos.

A *Energia Simples* é a marca da empresa *PH Energia, Lda* para a comercialização de energia elétrica no mercado liberalizado. Com sede no Porto, a empresa foi criada em Novembro de 2014 por um grupo de profissionais de renome da área da energia, engenharia e tecnologia com preocupações comuns: a eficiência energética, a sustentabilidade ambiental e a ética empresarial [3] . Priorizando conceitos como “poupança”, “inovação” e “qualidade”, é neste conceito que surge a proposta desta dissertação, o estudo de uma opção de mercado inovadora uma vez que ainda não está presente no mercado elétrico português, sendo que a poupança é a força motriz do estudo desta proposta no conjunto dos elementos de mercado presentes na mesma.

Os dados de consumo fornecidos podem ser divididos em três grupos. O primeiro dos quais compreende o consumo de 12 consumidores domésticos distintos, o segundo compreende 15 clientes empresariais, entre os quais 8 encontram-se contratualizados ao recebimento de energia de média tensão enquanto que os restantes 7 estão conectados à rede de distribuição de baixa tensão, sob contrato de energia de baixa tensão especial.

Para um estudo económico realizado nesta dissertação, também os dados do Mercado Diário e do Mercado de Reserva de Regulação foram analisados, tendo estes sido retirados do *site* da REN [4], [5] . A totalidade dos dados analisados nesta dissertação remetem-se ao ano de 2019, sendo estes analisados com recurso ao software *Matlab* em articulação com o *Excel*.

1.4 Estrutura da dissertação

A presente dissertação encontra-se dividida em 6 Capítulos.

O Capítulo 1 visa introduzir o tema abordado, retratar os objetivos e permite compreender o que cada capítulo do documento descreve, de forma sintetizada, assim como referir a provenência dos dados analisados.

O Capítulo 2, procura explanar 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, será apresentado mais detalhadamente o funcionamento do mercado de reserva de regulação em Portugal.

No capítulo 3 realizar-se-á uma análise ao projeto piloto de participação de consumo no mercado de reserva de regulação, seguida de uma análise ao regime de interruptabilidade do consumo presente no setor elétrico português. Por fim será exposta a figura do agente agregador de mercado.

No Capítulo 4 será demonstrada a metodologia base que visa a agregação do consumo sob a forma de ofertas de reserva de regulação, assim como o modelo de remuneração dos consumidores e do agente agregador de consumo.

No Capítulo 5 realizar-se-á a simulação e aplicação de diferentes propostas de consumo agregado a ofertar na reserva de regulação, e a demonstração dos respetivos resultados.

No capítulo 6 será analisada a viabilidade financeira tanto para os clientes presentes nas ofertas assim como do agente agregador responsável pelas mesmas.

Por último, no capítulo 7 sumariza-se as principais conclusões encontradas no trabalho realizado, as linhas futuras de estudo e principais contribuições científicas.

Capítulo 2

Mercados de eletricidade

2.1 Introdução aos Mercados de Eletricidade

Nos últimos anos, a eletricidade tem vindo a adquirir uma maior presença na vida de todos os cidadãos. A Agência Internacional da Energia também considera que o futuro será cada vez mais eletrificado devido à possibilidade de consumir uma energia que será gerada, de uma forma crescente, por tecnologias não poluentes, sendo a sustentabilidade do setor energético uma das premissas para este futuro [6] . A proporção de utilização de energias renováveis está a crescer rapidamente e a Comissão Europeia prevê que em 2030 esta proporção face às fontes de energia não renováveis seja de 50% face aos atuais 25% [7] . Ao mesmo tempo, com o aumento da eletrificação do mundo, a forma como a sociedade no geral utiliza a energia elétrica está a mudar desde o aumento da eletrificação do setor automóvel, os sistemas de aquecimento e arrefecimento, bem como outros aspectos da vida diária da Humanidade.

Esta tendência de aumento da eletrificação que já se é visível atualmente, com propensão a aumentar no futuro, vai ter grande impacto no setor elétrico, uma vez que os padrões de consumo e geração tendem a alterar-se uma vez que estas se autocorrelacionam diretamente, em ambos os sentidos [6] . Estas curvas irão ser alteradas quer a nível do volume de energia, quer a nível temporal. Os intervalos de tempo serão alterados tanto pela variação dos momentos de maior consumo, tenso como exemplo a recarga de carros elétricos e a geração renovável cada vez mais embebida no setor elétrico. O facto de se ver um aumento da geração fotovoltaica (que permite uma maior geração nas horas de maior exposição solar, que não correspondem exatamente às horas de maior consumo) é um exemplo deste fator de mutação dos compassos de geração.

Assim o sistema elétrico irá necessitar de maior flexibilidade para equilibrar a geração e o consumo, sendo que as tradicionais fontes de energia fóssil tendem a ser suprimidas e a flexibilidade terá que tomar novas formas de ajuste. Ao mesmo tempo, tanto clientes empresariais como habitacionais tendem a instalar as suas próprias fontes de geração renovável de modo a alterar estes clientes de consumidores para *prosumers* (consumidores de energia elétrica com capacidade de geração) [8] . Estes clientes podem proporcionar uma nova forma de flexibilidade do setor

elétrico recorrendo aos mercados de energia presentes no setor, apesar de ter uma pequena importância atualmente, no futuro podem ser essenciais ao equilíbrio do setor. Tudo isto faz com que o preço da eletricidade se esteja a tornar num elemento muito importante para a sociedade no seu conjunto, tanto para os utilizadores domésticos, como para as empresas e a indústria, pelo impacto que representa na sua competitividade numa envolvente aberta e globalizada [6] .

Foi neste contexto que se lançou a construção do Mercado Interno da Eletricidade na União Europeia, que arrancou em meados dos anos noventa do século passado, com o objetivo de fazer chegar aos cidadãos e às empresas, as vantagens da liberalização do setor elétrico, em termos de um melhor preço e serviço [9] . Nesses anos começam a ser criados mercados organizados em todas as regiões da Europa. O OMIE gere o mercado *spot* na Península Ibérica, da mesma forma que o *Nord Pool Spot* o faz nos países nórdicos, o *EPEXSpot* em França, na Alemanha e noutros países do centro da Europa, ou o *GME* na Itália. A estrutura do mercado elétrico reflete a organização do próprio setor e das atividades que o compõem, designadamente a que decorre do processo de liberalização, que é um traço comum na Europa, concretizada através de publicação de diretivas pela Comissão Europeia.

No âmbito do processo de liberalização dos mercados, em que as atividades de redes (onde se incluem as redes de transporte e de distribuição) se consideram monopólios naturais e são, por isso, objeto de regulação económica, a produção e a comercialização de eletricidade estão abertas à concorrência, com a justificação económica de introduzir maior eficiência na gestão e operação dos recursos afetos a estas atividades.

A atividade de produção de eletricidade em regime de mercado está associada a um mercado grossista, em que os agentes de mercado presentes na produção asseguram a sua colocação e os agentes de mercado que necessitam de se abastecer procuram adquirir eletricidade, seja para satisfazer a carteira de fornecimentos a clientes finais, seja para consumo próprio. A atividade de comercialização está associada a um mercado retalhista, em que os agentes de mercado comercializadores concorrem entre si para assegurar o fornecimento dos clientes finais.

A estas atividades principais, o modelo de liberalização do sector elétrico veio acrescentar a existência de mercados organizados, que se constituem como plataformas de negociação tendencialmente independentes dos agentes tradicionais que atuam nas atividades de produção e de comercialização de eletricidade.

O acompanhamento do funcionamento do mercado de eletricidade no atual contexto de liberalização obriga a que se preste atenção aos mercados organizados à vista e a prazo (de forma simples, bolsas onde se concretizam transações de energia elétrica entre duas partes e que oferecem instrumentos de gestão de risco sob a forma de derivados) e à evolução de outros mercados de matérias-primas que intervêm na formação do preço da eletricidade (por exemplo, carvão, petróleo, gás natural, emissões de dióxido de carbono, mercados financeiros, etc.).

A contratação de eletricidade envolve múltiplas formas, desde a contratação para o dia seguinte (mercado diário), a contratação mais próxima do tempo real através do mercado intradiário (através de leilões e na negociação em contínuo) e para prazos mais longos (mercado a prazo) ou

de forma bilateral, no mercado de balcão, e/ou através de mecanismos legais ou regulamentares específicos.

2.2 MIBEL

O Mercado Ibérico da Energia Eléctrica – MIBEL, resulta de um processo de cooperação desenvolvido pelos Governos de Portugal e de Espanha com o objectivo de promover a integração dos sistemas eléctricos dos dois países.

Neste percurso de construção contínua, com início em 1998, consequente e perseverante por parte dos Governos de ambos os países, sublinham-se, de entre vários, quatro momentos pelo impulso que conferiram para a criação do MIBEL e que são: a celebração do Protocolo de colaboração entre as Administrações espanhola e portuguesa para a criação do Mercado Ibérico de Electricidade, em Novembro de 2001; a assinatura do Acordo entre a República Portuguesa e o Reino de Espanha, em Outubro de 2004 em Santiago de Compostela; a XXII.ª Cimeira Luso-Espanhola de Badajoz, realizada em Novembro de 2006 [10]. Finalmente, em 1 de Julho de 2007, o MIBEL arrancou em toda a sua dimensão, coroando o trabalho de harmonização de condições entre os dois sistemas eléctricos ibéricos, na perspectiva de que do seu funcionamento adviriam benefícios para os consumidores de ambos os países, num quadro de garantia do acesso a todos os interessados em condições de igualdade, transparência e objectividade. Os resultados que daí advieram constituíram um contributo significativo não só para a concretização do mercado de energia eléctrica a nível ibérico, mas também, à escala europeia, como um passo significativo para a construção do Mercado Interno de Energia.

No que diz respeito à estrutura empresarial, o operador do mercado ibérico é constituído por duas sociedades gestoras de mercado, uma com sede em Portugal, OMI — Pólo Português (OMIP), e outra com sede em Espanha, OMI — Pólo Espanhol (OMIE).

No MIBEL as negociações são feitas num mercado comum onde todos os agentes de mercado podem licitar independentemente da área ou país em que se encontram, nomeadamente Portugal e Espanha. Neste mercado, as negociações dividem-se em dois tipos: os contratos bilaterais efetuados diretamente entre os diversos agentes de mercado e o mercado organizado que engloba vários horizontes temporais de entrega e liquidação da energia eléctrica transacionada. No mercado organizado, como mostra a Figura 2.1, existem os mercados a prazo em que a negociação é feita com horizontes de semanas, meses ou até anos de antecedência, o mercado *spot* onde é transacionada a energia eléctrica para o dia seguinte (diário) ou para as horas seguintes (intradiário) e ainda os mercados de serviços de sistema.

Os mercados de serviços de sistema onde está inserido o mercado de reserva de regulação, a ser abordado nesta dissertação, são geridos de forma independente em Portugal e em Espanha, sendo que o Gestor Global de Sistema (GGS) detém as funções de operador desse mercado no respetivo país, como mostra a Figura 2.1.

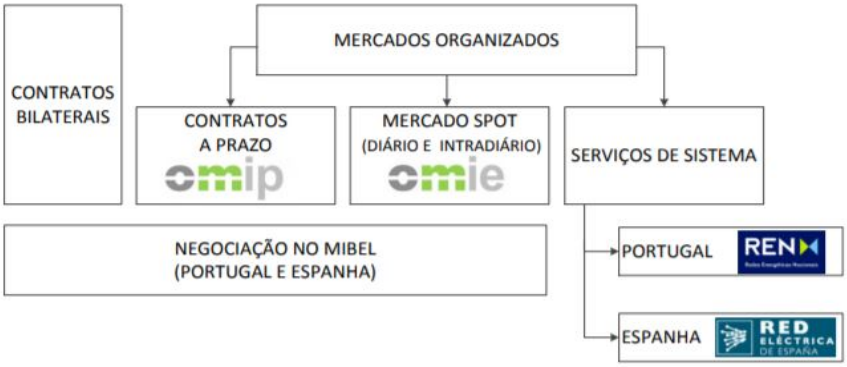


Figura 2.1: Esquema da organização dos mercados existentes no MIBEL.

2.2.1 Mercado Diário

O mercado diário é a plataforma de transação de energia eléctrica gerida pelo OMIE onde é feita a negociação de energia elétrica para cada hora do dia seguinte. O funcionamento deste mercado consiste no cruzamento da curva da oferta com a curva da procura para achar um preço, denominado preço de mercado, para cada hora do dia seguinte, seguindo um modelo de "preço marginal único", partindo do modelo marginalista adotado pela UE em cumprimento do Regulamento (UE) 2015/1222 da Comissão de 24 de julho de 2015 pelo que se estabelece uma diretriz sobre a atribuição da capacidade e a gestão dos congestionamentos. Para isso, utiliza-se o algoritmo EUPHEMIA aprovado para todos os mercados europeus, um sistema que calcula os preços da eletricidade de uma maneira eficiente, e que se utiliza de uma forma comum e sincronizada com os restantes mercados europeus da eletricidade. Este mecanismo está presente nos mercados europeus, entre os quiais países como: Espanha, Portugal, Alemanha, Áustria, Bélgica, Bulgária, Croácia, Eslováquia, Eslovénia, Estónia, França, Holanda, Hungria, Irlanda, Itália, Letónia, Lituânia, Luxemburgo, Finlândia, Suécia, Dinamarca, Noruega, Polónia, Reino Unido, República Checa e Roménia [10], [11] .

Para a obtenção da curva de oferta, as ofertas de venda são ordenadas por ordem crescente de preço e para determinar a curva da procura, são ordenadas as ofertas de compra por ordem decrescente de preço.

O preço de mercado é definido então pelo menor preço de venda que satisfaça a procura, sendo que todos os produtores com ofertas de venda casadas recebem este preço unitário pelos seus blocos de energia vendidos. Por sua vez os compradores com ofertas de compra emparelhadas irão pagá-las a este mesmo preço unitário de mercado.

As propostas de venda de energia elétrica que os vendedores apresentem ao operador do mercado poderão ser simples ou incorporar condições complexas em razão do seu conteúdo.

As ofertas complexas podem condicionar o casamento da oferta de determinado agente, numa determinada hora de programação, ao emparelhamento das ofertas postas por este nas horas adjacentes fazendo assim com que a oferta complexa possa não ser emparelhada em mercado apesar

de ter um preço inferior ao preço de mercado [11].

As ofertas são feitas para cada hora do dia e devem compreender a seguinte informação: o preço unitário de cada bloco em €/MWh, a quantidade de cada bloco em MWh e a hora de programação a que se referem. Cada unidade de produção pode apresentar no máximo 25 blocos de oferta para cada hora de programação [11].

Os agentes compradores e vendedores apresentam as suas ofertas ao mercado diário através do OMIE, que é o único NEMO (*Nominated Electricity Market Operator*) designado no MIBEL. As suas ofertas de compra e venda são aceites atendendo a sua ordem de mérito económico e em função da capacidade de interligação disponível entre as zonas de preço. Devido ao facto da capacidade de interligação entre os dois sistemas eléctricos, português e espanhol, ser limitada, o fluxo de energia eléctrica originado pelas transações deste mercado pode criar um congestionamento. Se numa certa hora do dia a capacidade de interligação entre as duas zonas for suficiente para permitir o fluxo de eletricidade resultante da negociação, o preço da eletricidade nessa hora será o mesmo em ambas as zonas. Se pelo contrário, nessa hora a interligação se ocupa totalmente, nesse momento o algoritmo para a fixação do preço dará como resultado um preço diferente em cada zona. Para a resolução do congestionamento e salvaguarda da segurança dos sistemas e suas interligações é utilizado um mecanismo de separação dos mercados português e espanhol, ao qual se dá o nome de *market splitting*, para permitir a continuação das negociações em dois mercados distintos com preços de mercado horários diferentes [10].

Os resultados das negociações são publicados às 12:00h CET (*Central European Time*), correspondendo a nomenclatura CET ao fuso-horário médio europeu, isto é, 12:00h CET correspondem a 11:00h em Portugal continental, sendo que a negociação termina às 10:00h CET do dia anterior ao do fornecimento da energia eléctrica transacionada [11].

Os agentes de mercado passíveis de licitar neste mercado são distribuidores, comercializadores de energia, consumidores qualificados, agentes externos autorizados, os produtores em regime ordinário e produtores em regime especial ligados à RNT ou com influência direta nesta, sendo que nesta dissertação iremos estudar a integração de um agregador de energia elétrica no mercado português, contudo, este agregador terá um papel de agregador de consumo que funcionará como um aglutinador de consumidores.

No mercado diário integram-se as posições abertas do mercado a prazo celebrado pelo OMIP, através da apresentação de ofertas de aquisição ou venda.

Os resultados do mercado diário, a partir da livre contratação entre agentes compradores e vendedores representam a solução mais eficiente desde o ponto de vista económico. No entanto, dadas as caraterísticas da eletricidade, é necessário que sejam também viáveis do ponto de vista físico. Deste modo, uma vez obtidos estes resultados remetem-se ao Operador do Sistema para a sua validação do ponto de vista da viabilidade técnica. Este processo é denominado por gestão das restrições técnicas do sistema, e assegura que os resultados do mercado sejam tecnicamente ezequíveis na rede de transporte. Assim, os resultados do mercado diário sofrem pequenas variações como consequência da análise das restrições técnicas que realizam o Operador do Sistema, dando lugar a um programa diário viável.

Depois do mercado diário, os agentes podem voltar a comprar e vender eletricidade no mercado intradiário, de maneira contínua ou em diferentes sessões de contratação umas horas antes do tempo real.

2.2.2 Mercado Intradiário

O mercado intradiário é um mercado de ajustes e foi criado para permitir uma alteração dos valores da produção e do consumo resultantes do mercado diário, aproximando-os dos valores verificados para cada hora da programação diária. Neste mercado, os agentes de mercado produtores podem tomar uma posição de compra de energia eléctrica e os agentes consumidores uma posição de venda permitindo assim a cada um deles compensar o excesso de energia eléctrica vendida ou comprada, respetivamente, no mercado diário. Estes mercados estruturam-se atualmente em seis sessões de leilões no âmbito MIBEL e um mercado contínuo transfronteiriço europeu [10], [12].

O mercado intradiário de leilões é caraterizado pela ocorrência de 6 sessões de contratação baseadas em leilões como os descritas para o mercado diário, no qual o volume de energia e o preço para cada hora se determinam pela interseção entre a oferta e a procura. Estes leilões intradiários 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. Todas estas sessões estão sujeitas, tal como no mercado diário, às regras do mercado, aos mesmos métodos de determinação de preço e quantidade de energia eléctrica transacionada bem como à análise de restrições e consequente publicação do Programa Horário de Funcionamento (PHF) que substituirá o Programa Diário Base Final (PDBF) determinado pelo mercado diário e pelas negociações através dos contratos bilaterais. Estes leilões intradiários constumam lançar preços similares aos resultantes no mercado diário e permitem aos agentes compradores e vendedores reajustar os seus compromissos, de compra e venda respetivamente, até quatro horas antes do tempo real [12] .

Os horários são os estabelecidos nas Regras de Funcionamento do Mercado, sendo estes horários limites possíveis, de acordo com o CET [12].

	SESSÃO 1ª	SESSÃO 2ª	SESSÃO 3ª	SESSÃO 4ª	SESSÃO 5ª	SESSÃO 6ª
Abertura de sessão	14:00	17:00	21:00	1:00	4:00	9:00
Encerramento de sessão	15:00	17:50	21:50	1:50	4:50	9:50
Emparelhamento	15:00	17:50	21:50	1:50	4:50	9:50
Publicação do programa acumulado (PIBCA)	15:07	17:57	21:57	1:57	4:57	9:57
Publicação PHF dos OSs	16:20	18:20	22:20	2:20	5:20	10:20
Horizonte da Programação (Períodos horários)	24 horas (1-24 D+1)	28 horas (21-24 y 1-24 D+1)	24 horas (1-24 D+1)	20 horas (5-24)	17 horas (8-24)	12 horas (13-24)

Figura 2.2: Esquema horário do Mercado Intradiário de leilões.

As ofertas de venda para cada sessão de mercado intradiário devem respeitar as limitações unitárias correspondentes à unidade de oferta postas à disposição do Operador do Mercado pelos Operadores do Sistema no início da sessão.

Ao finalizar cada uma das sessões dos mercados intradiários de leilões, o OM publicará os resultados incrementais resultantes de cada unidade de oferta (PIBCI), que serão enviados aos OS's para que atualizem e enviem ao OM o PHF que terá em conta os resultados do PDVD, mais as operações realizadas nos anteriores mercados intradiários de leilões e no mercado contínuo. Com estes resultados, os operadores do sistema atualizam a Plataforma de Contratação Contínua Europeia com os novos valores de capacidade da interligação Portugal-Espanha para os períodos negociados no dito leilão, que são necessários para poder habilitar a negociação no mercado intradiário contínuo [12] .

Relativamente ao mercado intradiário contínuo, tal como o mercado intradiário de leilões, oferece aos agentes do mercado a possibilidade de gerir os seus desequilíbrios de energia com duas diferenças fundamentais relativamente ao mercado de leilões. Para além de aceder à liquidez do mercado a nível local, os agentes podem beneficiar da liquidez disponível nos mercados de outras áreas da Europa, sempre que exista capacidade de transporte transfronteiriça disponível entre as zonas. O ajuste pode ser realizado até uma hora antes do momento de entrega da energia [12] .

O propósito deste mercado é facilitar o comércio de energia entre as várias zonas da Europa de forma contínua e aumentar a eficiência global das transações nos mercados intradiários em toda a Europa. A abertura da negociação de todos os contratos do mercado intradiário contínuo para o dia seguinte (D + 1), nas áreas de preços de Espanha e Portugal, será feita a partir do final do primeiro leilão do dia atual (D), desde que o operador do sistema tenha publicado o programa diário definitivo viável para o dia seguinte (D + 1) antes. A figura 2.3 mostra por dia, período e horário dos contratos em negociação [12] .

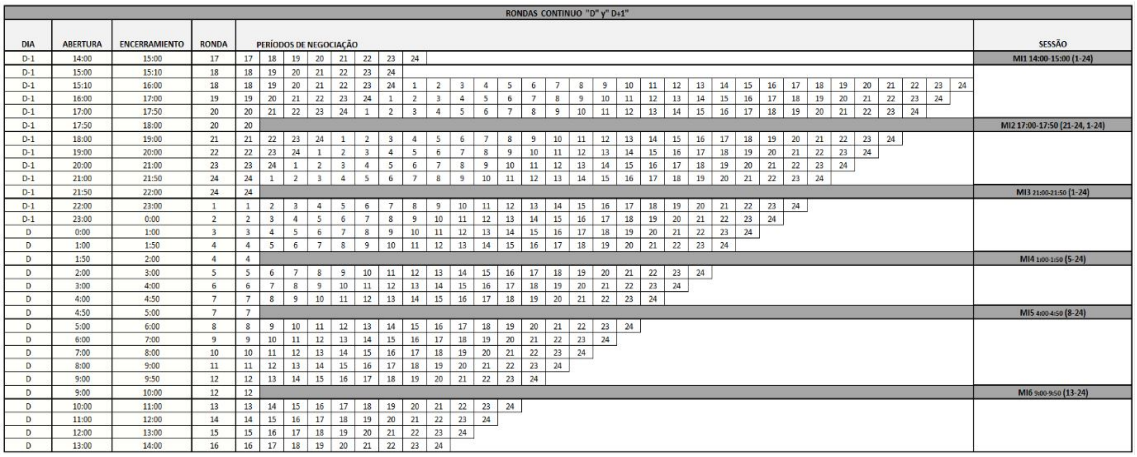


Figura 2.3: Esquema horário do Mercado Intradiário Contínuo.

Estas ofertas poderão ser da mesma área ou de diferentes áreas da Europa, em função das capacidades das interligações que serão atualizadas pelos OS's. A negociação de um ou vários contratos do Mercado Intradiário Contínuo será realizada em diferentes períodos denominados "rondas". Estas rondas terão um instante de abertura que será o momento em que se fecha a ronda imediatamente anterior e um encerramento que estará associado com o encerramento da

negociação de um contrato na Plataforma de contratação contínua europeia. As ofertas podem ser feitas para os diferentes contratos, que são os produtos aplicados a um instante de início e de fim concreto, que estejam abertos à negociação a qualquer momento.

Essas ofertas deverão passar pelas validações do sistema e caso alguma oferta não atenda às condições de aceitação, esta será rejeitada. Além disso, o valor económico da oferta não poderá exceder os limites operacionais depositadas pelo agente no OMIE e, caso seja compartilhada, todos os agentes proprietários deverão dispor de um limite operacional suficiente para suportar a percentagem da oferta da sua titularidade. A quantidade e o preço da oferta deverão estar inseridos nos limites estabelecidos pelo OMIE.

Para validar a oferta inserida, o OMIE validará as indisponibilidades e as limitações enviadas pelos OS's, ou seja, ao enviar uma oferta, será validado que a soma da energia oferecida, mais o programa anterior (PHFC/PHF/PDVD), mais as transações realizadas durante a ronda atual, mais as ofertas armazenadas no Livro de Ofertas; estas ofertas devem estar abaixo do máximo e acima do mínimo, que serão estipulados como as potências e preços declarados, assim como os limites e disponibilidades declarados pelos OS's [12] .

No final de cada ronda, o OMIE publicará os resultados incrementais e acumulados de cada unidade que seão posteriormente enviados aos OS's, para que possam realizar e enviar de volta ao OMIE os Programas Horários Finais do Contínuo (PHFC) e atualizem os valores das capacidades das interligações. A partir desse momento, existem outros mercados geridos pelo OS que permitem assegurar o equilíbrio da produção e o consumo, constantemente.

2.2.3 Mercado a Prazo

No que se refere ao mercado a prazo, sendo este gerido pelo OMIP, neste mercado são disponibilizados produtos normalizados, isto é, produtos que podem assumir a forma de blocos de potência com uma duração fixa e pré-definida. Os produtos transacionados neste mercado são os contratos futuros, contratos *forward* e os contratos de permuta ou contratos (*swap*). Todos estes produtos permitem a gestão do risco aos diversos intervenientes no mercado tais como: intermediários financeiros, produtores em regime ordinário, comercializadores de energia eléctrica, entre outros [10] .

2.2.4 Contratação bilateral

No que diz respeito à contratação bilateral, este elemento de mercado é um dos principais pilares do MIBEL, à semelhança da maioria dos mercados elétricos europeus, pois permite contratos entre todo o tipo de produtores e os demais agentes qualificados, sendo assim estabelecidas as condições em que os comercializadores e produtores poderão vender energia elétrica previamente adquirida a outros produtores ou agentes externos [10] .

2.2.5 Mercado de serviços de sistema

Uma vez que a energia eléctrica não pode ser armazenada em grandes quantidades, é uma das principais funções do SEN fazer com que a geração iguale o consumo a cada instante de cada dia do ano. A isto chama-se balanceamento ou equilíbrio entre a geração e o consumo. Dado que o consumo é uma variável difícil de prever com exatidão, os agentes de mercado transacionam nos mercados as suas necessidades futuras, baseando-se em previsões e históricos de consumo.

Deste modo, com o decorrer da operação da rede eléctrica existem necessariamente diferenças entre consumo real e produção contratada. Assim, os serviços de sistema permitem efetuar esse equilíbrio entre geração e consumo, baseando-se em determinados parâmetros da rede eléctrica que têm que ser garantidos entre limites restritos, tais como níveis de tensão nos nós da rede e estabilidade do valor de frequência a 50 Hz, entre outros.

A REN, como concessionária exclusiva da RNT, é responsável pela atividade de transporte de energia eléctrica e pelo desenvolvimento, exploração e manutenção da RNT, a gestão técnica global do SEN e a gestão conjunta das suas interligações com outras redes, assegurando a coordenação e equilíbrio entre as instalações de produção e de consumo em Portugal. A gestão global do SEN compreende ainda a contratação e gestão dos serviços de sistema efetuada através de um mercado próprio operado pela REN. Neste mercado o gestor de sistema assegura a contratação e liquidação respectivas destes serviços de sistema complementares remunerados.

O mercado de serviços de sistema, ao contrário dos mercados *spot* e a prazo, funcionam separadamente em Portugal e em Espanha. Com o lançamento do MIBEL, cada país manteve a sua área de controlo, sendo que cada uma destas áreas foi subdividida em diferentes áreas de balanço de modo a monitorizar os valores efetivos de geração com os agendados. Os serviços auxiliares são geridos pelos dois operadores de sistema de transmissão assim como os códigos de operação também são geridos por estas entidades. O funcionamento ideal do MIBEL seria aquele em que os serviços de sistema fossem geridos de forma unificada nos dois sistemas eléctricos, baseados em regras de mercado transparentes, como se existisse apenas um operador de sistema ibérico. Tal situação não é exequível no curto prazo devido à existência de uma capacidade de interligação limitada, que impediria a utilização de serviços comuns de operação do sistema. Existem assim dois gestores de sistema, a REN em Portugal e a Red Eléctrica de España, S.A. (REE) em Espanha que garantem a gestão do sistema e operação do mercado de serviços de sistema no respetivo país [10] . O Mercado de Serviços de Sistema corresponde a uma parcela do mercado elétrico destinada a assegurar o funcionamento do SEN em condições técnicas adequadas, nomeadamente o equilíbrio instantâneo entre a produção e o consumo, o que evita a ocorrência de falhas graves de fornecimento de eletricidade. Este mercado é gerido pela REN, na sua qualidade de Operador da Rede de Transporte e representou em 2017 um volume de cerca de 117 milhões de euros, e em 2018 um volume de 98 milhões de euros, segundo dados da ERSE [13] . O mercado de serviços de sistema representou, em 2019, um custo médio ponderado de 1,07 €/MWh comercializado, face a um preço marginal ponderado nos mercados diário e intradiário de 48,25 €/MWh, o que traduz uma diminuição do preço médio de mercado diário e intradiário de cerca de 17% face ao

ano anterior (invertendo a tendência de subida de 30% entre 2017 e 2018), em linha com o custo médio do mercado de serviços de sistema que reduziu em 7%, redução idêntica à ocorrida em 2018 [14], [13] .

2.3 Serviços de Sistema

Embora não exista uma definição consensualmente aceite para o termo Serviços de Sistema, estes podem ser definidos como os serviços requeridos para o funcionamento do sistema elétrico dentro de níveis adequados de segurança, estabilidade e qualidade de serviço.

O facto de obtermos um sistema elétrico desequilibrado pode ser explicado por potenciais causas como o caso do consumo elétrico ser maior ou menor que o previsto aquando do exercício de compensação do mercado para o equilíbrio energético assim como a variação de produção da geração elétrica renovável. A ocorrência de dificuldades operacionais ou até mesmo relativas a processos de manutenção quer nas unidades produtoras quer nos equipamentos de transporte são também um dos motivos que contribuem para o desequilíbrio do sistema elétrico. Por último e não menos importante, o congestionamento entre diferentes zonas do sistema elétrico é um fator que pode contribuir para este mesmo desequilíbrio [15].

Nos serviços de sistema utilizados para por fim aos desequilíbrios descritos anteriormente, encontram-se todos os serviços requeridos pelo ORT ou pelo ORD que permitam manter a integridade e estabilidade da transmissão ou da distribuição, assim como, da quantidade de energia a ser transmitida ou distribuída.

Os serviços de sistema podem ser classificados de acordo com a operação do sistema elétrico em duas categorias, sendo estas: serviços de regulação relacionados com a frequência e serviços de sistema não relacionados com a frequência [16] .

A nível europeu, os serviços de sistema não relacionados com a frequência são um serviço utilizado por ORD ou por um ORT e podem ser categorizados da seguinte forma:

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

Relativamente aos serviços relacionados com a frequência, esses serviços serão explorados na secção seguinte.

Os serviços de sistema possuem duas vertentes principais: os serviços obrigatórios e os serviços complementares, sendo que os serviços obrigatórios não remunerados são caracterizados pela regulação de tensão e regulação primária de frequência mantendo a estabilidade do sistema

e ainda o chamado *black-start* que consiste na reposição de serviço da rede a partir do zero (rede totalmente ou parcialmente desligada) [16].

Os serviços complementares são constituídos pela regulação secundária e terciária de frequência associadas ao arranque autónomo, telearranque de grupos geradores e interruptibilidade rápida, serviços estes que são remunerados em mercado ou contratados através de contratos bilaterais. Adicionalmente a estes serviços o gestor de sistema recorre ainda aos processos de resolução de restrições técnicas, restrições essas provocadas pelos programas de funcionamento obtidos nos mercados diário, intradiário e da contratação bilateral ou ainda as que possam surgir em tempo real durante a operação da rede.

Os serviços de sistema são obrigatórios em alguns países europeus enquanto que noutros são providenciados de acordo com um regime voluntário devidamente remunerado de acordo com um mercado de acordo com cada serviço prestado. No que diz respeito ao caso português, tanto o controlo de frequência, o controlo de tensão, o controlo remoto automático de geração e standing reserve são obrigatórios [16] . No âmbito desta dissertação, só serão abordados os serviços de sistema relacionados com a frequência, de um modo particular a reserva de regulação terciária.

2.4 Serviços para regulação de frequência

Os serviços de regulação são obrigatórios e impostos pela ENTSO-E (*European Network of Transmission System Operators*). É da responsabilidade do gestor de cada sistema eléctrico garantir os valores de reserva de potência para estes serviços de acordo com os valores estabelecidos pela ENTSO-E e em conformidade com a legislação portuguesa [15].

De acordo com os serviços de sistema prestados pela REN em Portugal, 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.

Segundo a ENTSO-E, o controlo de potência ativa–frequência é necessário para uma operação segura e de qualidade das áreas síncronas que compõem a Rede Europeia Interligada e é composto por um conjunto de serviços que permitem ao GGS operar diariamente a rede em tais condições. Na rede europeia interligada da ENTSO-E, a regulação é feita a vários níveis, ou seja, ao nível da área de controlo que representa normalmente um país ou cada uma das diversas partes de uma rede operada por vários ORT, ao nível do bloco de controlo que pode englobar várias áreas de controlo e diversos operadores de rede havendo para isso um ORT coordenador e ao nível dos dois centros de coordenação sul e norte europeus. Os centros de coordenação da ENTSO-E e seus respectivos blocos e áreas de controlo fazem parte da rede europeia interligada síncrona [17].

Para a integração dos mercados europeus de energia, a União Europeia tem o intuito de harmonizar e integrar os mercados europeus de regulação. Deste modo, é importante referir que a nível europeu, de modo a conseguir implementar essa integração, as instituições da União Europeia (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.

A reserva é um dos serviços de sistema geridos pelo Gestor Global do Sistema (GGS) presentes no SEN para assegurar o equilíbrio entre a geração e o consumo , de acordo com o Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema (MPGGS), o ORT é responsável por garantir os valores de reserva de potência necessários, de acordo com os valores estabelecidos pela ENTSO-E e tem à sua disposição três níveis de reserva dependendo da escala de tempo em que tem lugar a sua ação e do sinal originado pela sua atuação [18] :

- Reserva de Regulação Primária
- Reserva de Regulação Secundária
- Reserva de Regulação Terciária

Com este intuito, as reservas de potência ativa são tipicamente divididas pelo tempo de resposta ao pedido que cada uma das diferentes reservas, sendo a reserva primária associada ao controlo de carga, a reserva secundária asscociada ao AGC (*Automatic Generation Control*) e a reserva terciária. De acordo com a análise ao tempo de resposta, considera-se a reserva primária a de mais rápida resposta, seguindo-se a reserva secundária e por último a reserva terciária. O acionamento destes tipos de reserva pode ser feito através de uma perspectiva reativa/corretiva ou de uma perspectiva ativa/preventiva, sendo que o acionamento da reserva primária seguida da secundária e por último através do acionamento manual representa a abordagem reativa enquanto que a abordagem ativa segue a ordem de consideração oposta.

As diversas reservas destinam-se a limitar o desvio no valor da frequência da rede e a repor o valor da frequência no seu valor nominal, no caso das reservas primária e secundária, e a substituir as reservas de primeira linha, ou seja a reserva primária, pela reserva secundária e esta pela reserva terciária, de modo a repor os níveis das reservas primária e secundária para os valores anteriores à perturbação que provocou a sua ativação, como podemos ver no esquema de ativação da Figura 2.4 .

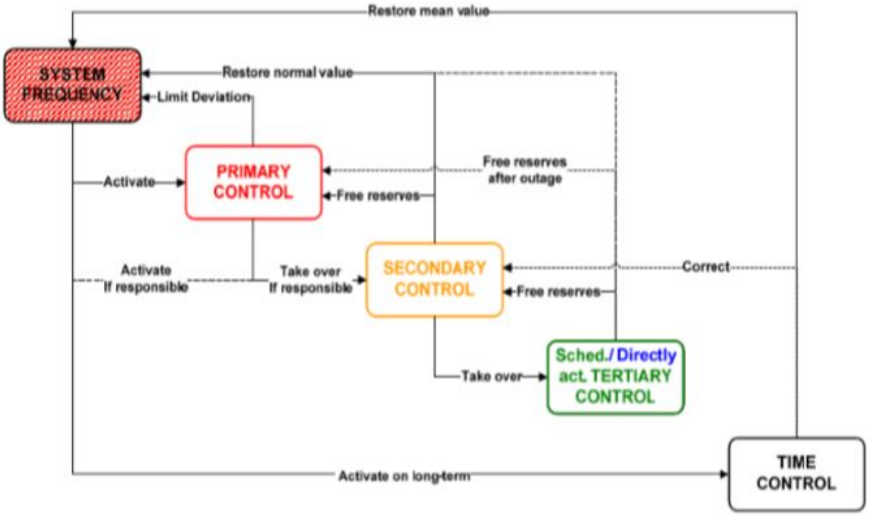


Figura 2.4: Esquema de ativação do controlo de frequência partir da frequência do sistema.

Os resultados da publicação dos regulamentos sobre operação do sistema e sobre regulação,

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 [1], [19].

De acordo com o perspectiva de ativação mais utilizada, que passa pela perspectiva reativa, a reserva primária é a primeira a ser ativada aquando de uma perturbação de rede ou desequilíbrio entre geração e consumo que provoque um desvio da frequência do sistema em relação ao seu valor programado, limitando esse desvio de frequência dentro do espaço de tempo de segundos. Por sua vez a reserva secundária é ativada em minutos, libertando assim a reserva primária para futuras ativações que se verifiquem necessárias. A reserva secundária repõe também o valor da frequência da rede ao valor programado. Por sua vez a reserva terciária é ativada em caso de necessidade de complementar a ação da reserva secundária por insuficiência desta e, sendo também utilizada para repor a reserva secundária nos níveis normais anteriores à ativação. A ativação da reserva terciária permite aos gestores de sistema resolver os desvios de potência ativa-frequência a longo prazo através da alteração do programa de geração e assim, libertar os dois primeiros níveis de atuação do controlo de frequência, ou seja, a reserva primária e a reserva secundária [15].

Na Figura 2.5 podemos ver a alteração do valor programado de frequência de modo a compensar e corrigir desvios na hora síncrona tomando partido nesta acção todos os agentes e operadores de rede, denominado de *Time Control*. Esta correcção é feita alterando o valor da frequência programada do sistema (f) para um valor superior ou inferior ao valor da frequência nominal do sistema (f_0) que é de 50Hz.

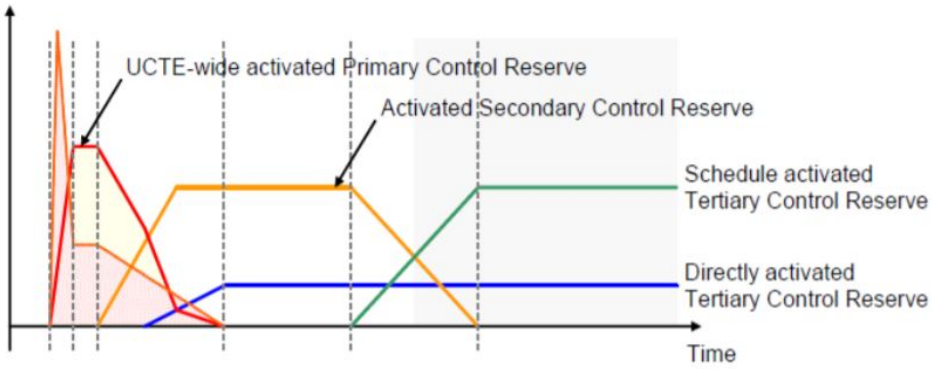


Figura 2.5: Ativação das reservas de controlo perante um desvio na frequência do sistema.

Legendando a figura 2.5 temos a linha laranja representa o desvio de frequência e as ativações coordenadas em diferentes tempos das reservas primária a vermelho, secundária a amarelo e terciária nas linhas azul e verde. A reserva primária é ativada em segundos estabilizando o valor da

frequência e a reserva secundária elimina o desvio repondo a frequência no valor programado. Relativamente à reserva terciária existem dois tipos de ativação, constituindo a linha azul a ativação automática quando necessária para complementar a atuação da reserva secundária na reposição do valor da frequência, e a linha a verde a reserva terciária mobilizada pelo GGS para substituição e reposição dos níveis de reserva secundária após estabilizado e corrigido o valor da frequência para o seu valor programado.

Para garantia da estabilidade do sistema, a todo instante deve se verificar:

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

Onde:

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

Os serviços para a regulação de frequência podem ser encontrados no sentido de regulação a subir e sentido de regulação a baixar, sendo que 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.

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.

2.4.1 Reserva de Regulação Primária ou Reserva de contenção de frequência (*Frequency Containment Reserve - FCR*)

De acordo com o MPGGS, entende-se por banda de regulação primária do sistema, a margem de variação de potência, no conjunto dos reguladores de velocidade das turbinas dos centros eletroprodutores em serviço, que pode atuar de forma automática e nos dois sentidos, na sequência dum desvio de frequência [18] .

Relativamente ao serviço prestado e de acordo com o Procedimento n.º11 do MPGGS, a regulação primária é um serviço de sistema de caráter obrigatório e não remunerado fornecido pelos geradores em serviço e tem por objetivo corrigir automaticamente os desequilíbrios instantâneos entre a produção e o consumo, este mesmo mecanismo é fornecido através da variação de potência dos geradores de forma imediata e autónoma por atuação dos reguladores de velocidade das turbinas como resposta às variações de frequência [18] .

Este mecanismo de regulação deve ser implementado em todas as unidades de produção que estejam ligadas à RNT, sendo que caso não seja tecnicamente possível contar com o equipamento

adequado, o serviço de sistema deverá ser contratado diretamente pelos titulares das instalações obrigadas à sua prestação a outras entidades que o possam prestar.

Relativamente à reserva de regulação primária , a GGS determinará e publicará em cada ano as necessidades de reserva de regulação primária para a gestão do sistema elétrico, de acordo com as datas e os critérios de regulação do sistema de interligação europeu estabelecidos pela ENTSO-E.

Os sistemas interligados terão de colaborar na reserva de regulação primária estabelecida para o conjunto, em função de um coeficiente de partilha, que se estabelece anualmente para cada um dos sistemas referidos. Deste modo, para cada sistema nacional, a reserva de regulação primária exigida (RP) é determinada pela seguinte expressão [18] :

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

Onde:

• RP – Reserva de regulação primária exigida em MW;

• RP_T – Reserva de regulação primária estabelecida para o conjunto do sistema europeu interligado em MW;

• E – Energia gerada pelo SEN (incluídas as exportações e a energia produzida de acordo com os programas pelos grupos em participação) em MWh;

• E_T – Energia gerada pelo conjunto dos sistema que compõem o sistema síncrono interligado europeu.

A banda de insensibilidade dos reguladores dos grupos deve ser inferior a $\pm$10 mHz e a banda morta voluntária nula. A ativação da regulação primária dá-se antes do desvio (Δ_f) atingir $\pm$20mHz relativamente à frequência nominal (f_0), que correspondem a $\pm$ 10mHz da insensibilidade máxima do regulador e $\pm$ 10mHz da precisão máxima de medição de frequência permitidas. Por sua vez, o máximo desvio de frequência admissível e regime quase estacionário é de $\pm$180mHz na área síncrona da ENTSO-E após o acontecimento de um incidente e assumindo que existe o efeito de auto-regulação da carga no sistema de 1%/Hz. Assumindo a inexistência deste efeito de auto-regulação das cargas (consumo), o desvio máximo permitido é estabelecido em $\pm$200mHz, valor que tem que provocar a ativação de toda a reserva primária existente no sistema. Como limites em regime transitório são permitidos valores de desvio de + 800mHz ou de – 800mHz instantaneamente em caso de haver perda de consumo ou perda de geração, respetivamente [15] , [18] .

Segundo o MPGGS, a variação de potência resultante deverá realizar-se em 15 segundos perante perturbações que provoquem desvios de frequência inferiores a 100 mHz e linearmente entre 15 e 30 segundos para desvios de frequência entre 100 e 200 mHz, como se representa na Figura 2.6 .

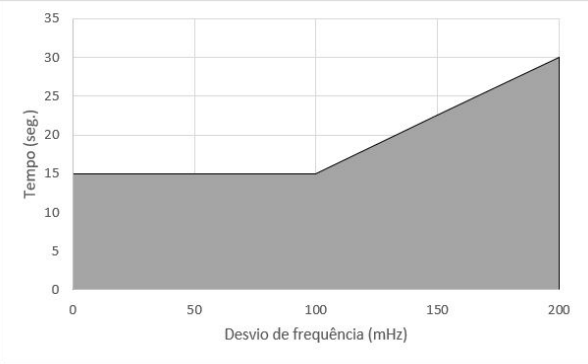


Figura 2.6: Curva do tempo de atuação máximo de regulação primária em função do valor da perturbação.

Respeitando à regulação dos grupos geradores o Regulamento da Rede de Transporte estabelece que "os grupos geradores que estejam diretamente ligados à RNT devem permitir uma regulação primária na banda de, pelo menos, 5% da potência nominal em torno de cada ponto de funcionamento estável, devendo o estatismo dos grupos ser ajustável entre valores limite, nos quais se inclua o intervalo de 4% a 6%" [18] .

Sendo a quantidade de reserva calculada para todo o sistema síncrono 15000 MW/Hz, para o desvio máximo admissível de 200 mHz temos o valor de 3000 MW de desvio máximo de potência admissível. A reserva primária mínima necessária estabelecida pela ENTSO-E para fazer face a um chamado "incidente referência" será no mínimo de 3000 MW [15] .

2.4.2 Reserva de Regulação Secundária ou Reserva de Restabelecimento da Frequência (*FRR - Frequency Restoration Reserve*)

A regulação secundária é caraterizada por cargas e geradores controlados diretamente pelo ORT através de um *AGC* (*Automatic Generation Control*), para aumentar ou diminuir a produção ou o consumo. O tempo de resposta deste mecanismo de regulação é muito rápido, inferior a 5 segundos, e é usado para restaurar a frequência ao seu valor nominal e manter as trocas desejadas entre as áreas de controlo conectadas a estas mesmas [18] .

O objetivo da regulação secundária é manter o balanço entre a geração e o consumo dentro de uma determinada Área de Controlo, manter e repor a frequência no seu valor programado e manter as trocas entre redes interligadas nos valores programados. A atuação da regulação secundária não pode contrariar o sentido de regulação da regulação primária definida na subsecção anterior e atua a par desta mas de forma independente.

De acordo com o Procedimento n.º12 do MPGGS, respetivamente ao serviço desenvolvido pela regulação secundária, esta exige que um regulador central execute a função de controlo de potência-frequência com o objetivo de "controlar o desvio da interligação com Espanha em relação ao programado, colaborar na manutenção da frequência conjunta, ou em caso de funcionamento em ilha, controlar o desvio da frequência do sistema em relação à frequência nominal, para que se otimize a utilização dos recursos disponíveis de regulação", de modo a exercer uma correta

exploração do SEN, tanto do ponto de vista económico, como de garantia do abastecimento e segurança da operação no curto e médio prazo [18] .

No que diz respeito ao cumprimento dos objetivos anteriormente descritos, estes devem ser garantidos dentro das limitações técnicas inerentes aos equipamentos de regulação existentes e às circunstâncias concretas da exploração em cada momento, em ambas as situações descritas no MPGGS, sendo estas: "perante os desvios resultantes das variações contínuas e aleatórias do consumo, das rampas de subida e descida programadas dos grupos térmicos e das alterações horárias do programa na interligação, que possam existir até que se possa efetuar uma nova contratação de geração, e neste caso, a modificação correspondente nos programas de geração", como também "perante desequilíbrios bruscos entre a produção e o consumo originadas pela perda de grupos geradores ou por desvios esporádicos do consumo" [18] .

Para cumprir estas necessidades o regulador automático tem que ser do tipo Proporcional-Integral (PI) e é operado pelo método da "Caraterística de potência ativa – frequência da rede", constituindo este o segundo nível de atuação das reservas de regulação de frequência, como se pode ver na Fig2.7 .

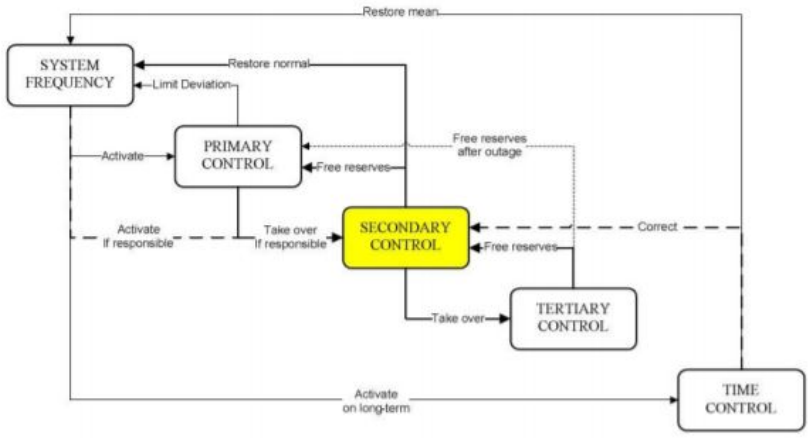


Figura 2.7: Ativação do controlo secundário de frequência.

Como princípio de funcionamento, estabelece-se que a participação de cada Unidade Física, na reserva de regulação secundária total estabelecida no SEN, será determinada tendo como base um mercado de banda de regulação secundária, sendo que de acordo com o estabelecido no Regulamento de Operação de Redes, as ofertas são obrigatórias para todas as Unidades Físicas dos Agentes de Mercado que se encontrem disponíveis e habilitadas para o fornecimento desse serviço. Para a função de regulação secundária, a GGS tem à sua disposição meios adequados à coordenação direta dos reguladores secundários das Unidades Físicas, com a função de atenuador como repetidor de sinal de regulação emitido pelo regulador central, transmitindo aos reguladores das Unidades Físicas, os valores de potência que devem fornecer em cada momento.

A regulação secundária assenta em reservas de regulação secundária previamente negociadas e disponibilizadas pelas unidades físicas que ficarem sob a atuação do regulador automático central. A atuação da regulação secundária não pode demorar mais que 30 segundos a iniciar-se, limite

temporal no qual deverá já estar completa a atuação total da regulação primária. A atuação deve por sua vez ser concluída e eventualmente completada pela ação da ação de regulação terciária no período de tempo máximo de 15 minutos para casos de perda grave no sistema produtor nacional [15] .

A reserva de regulação secundária necessária ao SEN é definida pelo gestor de sistema em função da evolução previsível do consumo e da probabilidade de falha dos grupos produtores ligados. Deverá ter em conta também as transições horárias programadas das várias unidades produtoras e consumidoras (bombagem) devidas aos PHF. O gestor de sistema deverá ainda ter em consideração os critérios e as recomendações da ENTSO-E para a definição da quantidade de banda secundária a contratar.

As regras da ENTSO-E recomendam também que, no caso do valor da reserva de regulação secundária a subir não seja suficiente para cobrir a perda máxima de produção associada a uma falha simples, deverá também prever-se uma reserva terciária rápida para assegurar a diferença, no tempo total de 15 minutos como enunciado anteriormente.

No que diz respeito à participação no Mercado de Regulação Secundária, considera-se que os Agentes de Mercado, que pretendem obter a habilitação para uma Unidade Física deverão solicitar à GGS, com pelo menos 5 dias úteis de antecedência sendo que estas devem proceder à realização de ensaios tendo em vista a creditação necessária relativamente à capacidade de comunicação com o regulador central, à geração real em regime de carga fixa, ao gradiente de variação contínuo de geração e manutenção desse valor e, por último, à resposta a pedidos de variação aleatória da geração, incluindo inversão do sentido do pedido [18] .

De acordo com o MPGGS, e tendo em conta o processo de identificação das necessidades de reserva de regulação secundária, "a GGS, atendendo a cada situação particular de exploração, estabelecerá e comunicará antes das 18:00 horas de cada dia a todos os Agentes de Mercado, a reserva necessária de regulação secundária no sistema para cada período de programação do dia seguinte, estabelecendo para além da razão requerida entre as bandas de regulação a subir e a baixar a oferecer, a banda de regulação a ser oferecida por oferta, no bloco de oferta com preço mais baixo" [18] .

O estabelecimento de um mercado de banda de regulação secundária é o produto obtido com o objetivo de introduzir a contribuição de cada Unidade Física, na satisfação das necessidades de Banda de Regulação Secundária do SEN. Neste mercado os Agentes de Mercado que detenham Unidades Físicas disponíveis e habilitadas para prestar o serviço oferecerão uma banda de regulação, discriminada por sentido de regulação, em MW, e o respetivo preço unitário da banda, em €/MW, por Unidade Física e para cada um dos períodos de programação do dia seguinte. Este mesmo preço apresentado nas Ofertas de Banda de Regulação Secundária poderá ser limitado a um valor máximo regulado, proposto pela GGS e aprovado pela ERSE. Diariamente, entre as 19:00h e as 19:45h, deverão ser comunicadas as ofertas para cada período de programação e por Unidade Física habilitada e disponível a prestar o serviço de regulação secundária, respeitando os limites técnicos da Unidade Física, considerando uma tolerância de 5% no rácio entre a Banda de Regulação Secundária a subir e a baixar estabelecidos pela GGS e respeitando a Banda de Regu-

lação Secundária mínima estabelecida pela GGS a oferecer no bloco com preço mais baixo. Em Portugal, a oferta de Banda de Regulação Secundária está dividida entre 2/3 para a banda a subir e 1/3 a baixar. Após o encerramento do período para a receção de ofertas contratará a Banda de Regulação Secundária associada às ofertas que, em conjunto, representem um menor encargo para o sistema [18] .

Como referido anteriormente, o início da atuação da regulação secundária não deverá demorar mais de 30 segundos e a sua atuação deverá estar concluída e eventualmente completada pela ação da regulação terciária, em caso de perda de um grupo de geração importante, no máximo em 15 minutos [15] .

2.4.3 Reserva de Regulação Terciária ou Reserva de Reposição - (*RR - Replacement Reserve*)

A reserva de regulação terciária, ou simplesmente, reserva de regulação é aquela na qual será estudada nesta dissertação, com o intuito de estabelecer a participação do consumo no mercado destinado a esta mesma reserva. Esta reserva de regulação pode ser ativada automática ou manualmente pelo operador da rede.

A reserva de regulação conforme nos descreve o Procedimento n.º 13 do MPGGS, trata-se da "variação máxima exequível de potência ativa para subir ou para baixar por parte das Unidades Físicas que integram uma Área de Balanço ou à variação da programação na interligação, que pode ser mobilizada, através de instruções de despacho, no horizonte de programação da exploração em vigor". Sempre que a produção prevista no último programa seja diferente do consumo previsto pelo GGS será instruída uma mobilização ou desmobilização de produção/consumo das Áreas de Balanço capaz de equilibrar a produção com o referido consumo, satisfazendo as necessidades mínimas de reserva [18] .

A eficiente e correta exploração do SEN, tendo em conta não só o ponto de vista económico como também o de garantia de abastecimento e segurança da operação a curto e médio prazo, exige a existência de uma reserva adicional de potência ativa que garanta a cobertura do consumo e o funcionamento em segurança do sistema, perante o surgimento de incidências que provoquem desequilíbrios entre a geração e o consumo, com capacidade de esgotar as reservas de regulação primária e secundária existentes, esta reserva adicional trata-se da reserva de regulação.

A emissão de instruções de despacho deve ser executada com uma antecedência que permita a garantia da restituição dos níveis de reserva de regulação primária e secundária, de acordo com os parâmetros dinâmicos das Unidades Físicas a mobilizar integrantes da respetiva Área de Balanço. Relativamente a Unidades Físicas de produção ou de bombagem, a variação da potência ativa a subir ou a baixar considera-se tecnicamente exequível, respeitando os devidos parâmetros dinâmicos e condições de operação das Unidades Físicas em questão, tais como as quedas nos aproveitamentos hidroelétricos e temperaturas ambientes nas centrais termoelétricas. A participação de cada área de balanço, na reserva de regulação total estabelecida no SEN será determinada, tendo como base, um mercado de ofertas de reserva de regulação.

A reserva de regulação terciária pode ser subdividida em três diferentes reservas: a reserva mínima de regulação terciária para subir, a reserva mínima de regulação terciária para baixar e a reserva adicional de regulação terciária.

Segundo o MPGGS, a reserva mínima de regulação terciária para subir, em cada período de programação, será estabelecida pela GGS, tomando como referência a perda máxima de produção provocada de forma direta pela falha simples dum elemento do SEN, aumentada em 2% do consumo previsto e em 10% da produção eólica prevista, e a reserva mínima de regulação terciária para baixar é calculada da mesma forma, sendo que ao invés da perda de produção, se toma como referência a perda de bombagem [18] .A expressão que se segue exprime o cálculo da reserva terciária mínima a subir.

$$RS_h = PP_h + 2\% \times C_h + 10\% \times E_h \tag{2.1}$$

Onde:

RS_h – Reserva terciária mínima a subir na hora h em MW;

PP_h – Perda de produção máxima associada a uma falha simples na hora h em MW;

C_h – Consumo previsto para hora h em MW;

E_h – Potência eólica prevista para a hora h em MW.

Por sua vez a reserva de regulação mínima a baixar é dada pela expressão seguinte:

$$RB_h = PB_h + 2\% \times C_h + 10\% \times E_h \tag{2.2}$$

Onde:

RBh – Reserva Terciária mínima a baixar na hora h em MW;

PBh – Perda de bombagem máxima associada a uma falha simples na hora h em MW;

Ch – Consumo previsto para hora h em MW;

Eh – Potência eólica prevista para a hora h em MW.

Além das reservas de regulação terciária a subir e a descer, será necessário dispor de uma reserva de regulação adicional de potência ativa que garanta a cobertura do consumo e o funcionamento do sistema quando o consumo horário previsto pela GGS, supere em mais de 2% o consumo horário resultante dos mercados organizados (diário, intradiário, contratos bilaterais), assim como quando a previsão de perda de geração devida a falhas sucessivas e/ou atrasos na ligação ou subida de carga de grupos térmicos seja superior à reserva de regulação terciária estabelecida [18], [15] .

O valor da reserva adicional de potência ativa será determinado pela soma dos défices de potência derivados da consideração dos casos anteriores.

2.5 Mercado de Reserva de Regulação

2.5.1 Mercado de Reserva de Regulação na União Europeia

Os serviços de sistema estão integrados em 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.

De acordo com a definição dada pela Comissão Europeia, contida no Regulamento 2017/2195, de 23 de novembro de 2017, regulamento que estabelece as orientações relativas ao equilíbrio do sistema elétrico, define regulação como o conjunto de "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] .

Na União Europeia, os mercados de regulação são plataformas de transação que tem o objetivo de fornecer serviços de regulação necessários para o sistema, sendo uma das principais funções dos mercados de regulação nos modernos sistemas de energia, estabelecer um mecanismo eficiente e eficaz para que pequenos recursos de energia, e também de resposta à demanda, possam participar da regulação enquanto lidam com suas características meteorológicas variáveis.

No mercado de regulação da UE, cada ORT é responsável pela contratação desses serviços, sendo esses serviços compostos por dois tipos diferentes de mensurar as variáveis do mercado, sendo estas:

• 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;

• 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.

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 ORT 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.

Na União Europeia temos diversas tipologias no acesso ao Mercado de Reserva de Regulação, sendo que na tabela seguinte apresentamos algumas caraterísticas de países como Portugal, Espanha, França, Grã-Bretanha, Suíça, Itália e Grécia, países que participam ativamente no projeto TERRE [17], [20] .

Tabela 2.1: Caraterísticas do Mercado de Reserva de Regulação nos países que participam no projeto TERRE.

	Portugal	Espanha	França	Grã-Bretanha	Suíça	Itália	Grécia
Esquema de Aquisição	Ofertas obrigatórias	Mercado organizado	Ofertas obrigatórias pré-contratadas	Ofertas obrigatórias pré-contratadas	Mercado organizado	Ofertas obrigatórias	Provisão obrigatória
Participação do consumo	Não	Não	Sim	Sim	Sim	Sim	Não
Tipo de pagamento	Preço marginal	Preço marginal	Pagamento perante proposta	Pagamento perante proposta	Pagamento perante proposta	Pagamento perante proposta	Preço marginal
Ofertas espontâneas válidas	Não	Sim	Sim	Sim	Não	Sim	Sem acesso a informação
Energia mínima a negociar	1MW	0,1MW	10MW	1MW	5MW	1MW	1MW

A inserção de um agregador de consumo permite aumentar a capacidade de regulação, de modo a transformar o aumento ou diminuição do consumo em energia de regulação, através da oferta de propostas nestes mercados de regulação. Relativamente à utilização de um agregador de consumo no acesso ao Mercado de Reserva de Regulação, já é possível observar esses agentes neste tipo de mercado em países como França, Grâ-Bretanha e Polónia [20] .

O OS conhece todos os contratos bilaterais e as ofertas de venda de energia do mercado organizado, estabelecendo para 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.

2.5.1.1 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.

Os BRP, são agentes de mercado que possuem a responsabilidade de manter o equilíbrio em entre a geração e o consumo. 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 [7] . Este é o modelo utilizado pela grande maioria dos países europeus e pela totalidade dos países que participam no projeto TERRE [17] .

O ORT para além da função de operar a rede de transporte, são também responsáveis por manter o equilíbrio entre as injeções e saídas de potência na sua área de balanço. 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:

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

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 de acordo com as especificações contratualizadas 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, que será o caso de estudo desta dissertação [7], [21] .

A remuneração recebida pelos BSP correspondente a um valor a ser pago pela ativação da energia dependerá da direção da ativação da reserva. Caso a ativação seja a subir, o ORT pagará ao BSP o preço pela ativação. Porém, se o sentido for a baixar, o BSP paga ao ORT.

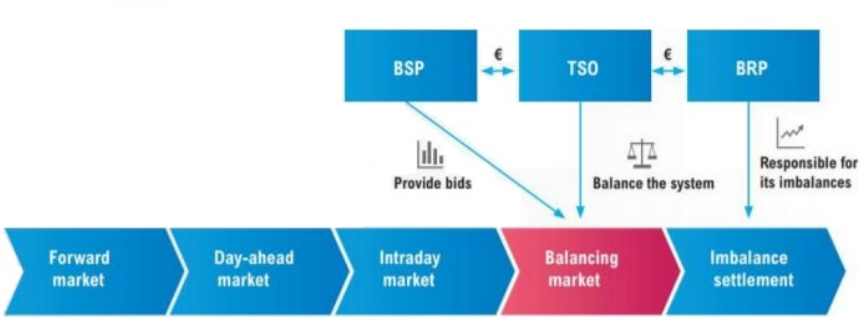


Figura 2.8: Estrutura dos mercados de reserva de regulação na União Europeia.

Relativamente aos reguladores, estes determinam o design do mercado de energia de regulação, monitorizam o poder de mercado e definem a fórmula de preços para os desvios. Em Portugal, esse papel é desempenhado pela ERSE.

No caso português, a REN refere que, de forma a separar as responsabilidades entre os agentes de mercado habilitados a participar nos serviços de regulação (que dispõe de grupos ou unidades disponíveis para fornecer serviços de sistema) e os agentes de mercado responsáveis pela

liquidação dos desvios (participante no mercado ou através de representante escolhido por este), importa definir as figuras de BSP e do BRP numa futura revisão da regulamentação e adaptação do MPGGS, de acordo com o Regulamento 2017/2195 da Comissão Europeia [1] .

2.5.1.2 Ofertas

No panorama europeu os modelos de mercado de reserva de regulação podem ser realizadas de acordo com diversos tipos de formatação, sendo elevado valor mencionar as duas principais tipologias presentes nos países que participam no projeto TERRE. Este projeto já mencionado anteriormente de seu nome TERRE (*Trans European Replacement Reserves Exchange*) foi e continua sendo desenvolvido por vários países europeus, entre os quais participam ativamente: Portugal, Espanha, França, Itália, República Checa, Grã-Bretanha, Polónia e Suíça; sendo que também a Grécia, Bulgária, Hungria, Noruega, Roménia, Suécia e a própria ENTSO-E participam enquanto observadores deste projeto [22] .

O projeto TERRE é o projeto europeu de implementação para a troca de reservas de regulação tendo como objetivo construir a Plataforma RR e estabelecer o mercado europeu de energia de equilíbrio de reserva de regulção, a fim de criar um tabuleiro energético europeu organizado e harmonizado para os diversos participantes do mercado.

O projeto TERRE recorre à partilha das experiências e melhores práticas com os restantes projetos europeus que se remetem ao balanceamento harmonizado dos mercados de reserva de regulação. Atualmente, o TERRE lançou a fase de implementação sob um acordo de cooperação entre os diferentes ORT's, sendo que ensta fase se inclui a formação a Plataforma RR, o acompanhamento da implementação local pelos participantes e a preparação para os testes paralelos entre diferentes países. Os diferentes ORT's estão a desenvolver um algoritmo de optimização chamado LIBRA, que irá dar apoio ao mercado de reserva de regulação. A plataforma LIBRA será detida pelos ORT's e poderá ser utilizada em outros projetos relativos a reservas de regulação.

A Plataforma RR pretende criar um mercado de reserva de regulação a nível europeu que permita a permuta energética entre os diversos ORT's presentes no sistema elétrico europeu [22] .



Figura 2.9: Esquema básico do projeto TERRE.

Relativamente aos modelos de mercado estudados no TERRE, estes podem seguir o modelo dos contratos bilaterais, tendo deste modo um preço, um período de tempo definido e uma quantidade também pré-definida no momento da oferta, como também podem seguir um modelo de mercado *pool* como o presente em Portugal,em que se oferta a quantidade e o período de tempo a que as ofertas se remetem.

O produto acente à oferta passa por um bloco de energia com a duração de 15 minutos, podendo ser extendido no tempo para intervalos de tempo superiores. O tempo de ativação composto deste produto é de 30 minutos, sendo que na figura 2.10 e na tabela 2.2 podemos identificar melhor estas caraterísticas [17] .

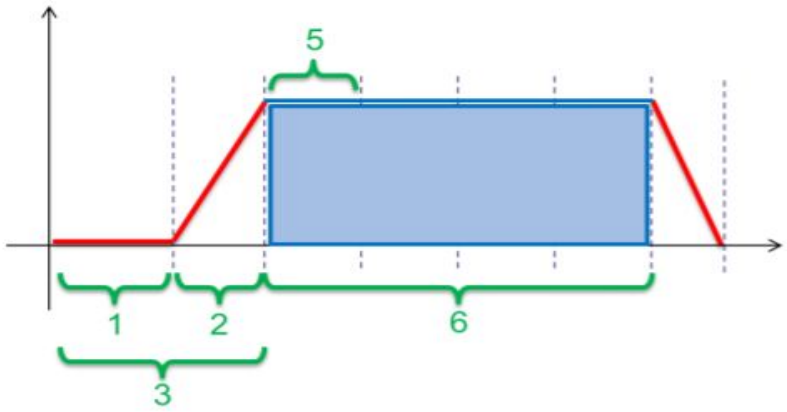


Figura 2.10: Produto a ofertar segundo o projeto TERRE.

Tabela 2.2: Caraterísticas do produto a ser ofertado de acordo com o projeto TERRE.

Caraterísticas	Valor
(1) Período de Preparação	De 0 a 30 minutos
(2) Período de Rampa	De 0 a 30 minutos
(3) Período de ativação total	30 minutos
(4) Quantidade mínima	1MW
(5) Período de entrega mínimo	15 minutos
(6) Período de entrega máximo	60 minutos
Oferta máxima	Em caso de oferta divisível não é requerido um máximo, e no caso de oferta indivisível o máximo é regulado pelo ORT do país
Volume divisível	De acordo com o BSP (para ofertas divisíveis o valor deverá ser 0,1MW)

As ofertas a ser realizadas podem seguir os seguintes formatos [17] :

1. Ofertas divisíveis;

2. Ofertas de bloco;
3. Ofertas exclusivas;
4. Ofertas *Multi-part*;
5. Ofertas ligadas.

As ofertas divisíveis e as de bloco são as mais exploradas, sendo que a diferença entre ambas é de que as ofertas divisíveis têm um mínimo de aceitação face ao que é ofertado, enquanto que as ofertas de bloco têm de ser correspondidas a 100% [17] . Estas ofertas remetem-se a um intervalo de tempo e uma determinada quantidade, assim como as ofertas ligadas. Deste modo são válidas a ser ofertadas em modelo de mercado do tipo *pool* enquanto que as restantes remetem-se a ofertas típicas de um contrato bilateral, acentes huma oferta de quantidade, período de tempo e também preço pré-definido.

Por sua vez, as ofertas exclusivas consistem num conjunto de ofertas que permitem ao ORT optar por uma das propostas, permitindo maior flexibilidade ao mesmo. Estas opções são limitadas a um número máximo. Para exemplificar um tipo de ofertas exclusivas a figura 2.11 exemplifica perfeitamente, sendo que apenas uma das propostas pode ser aceite pelo ORT.

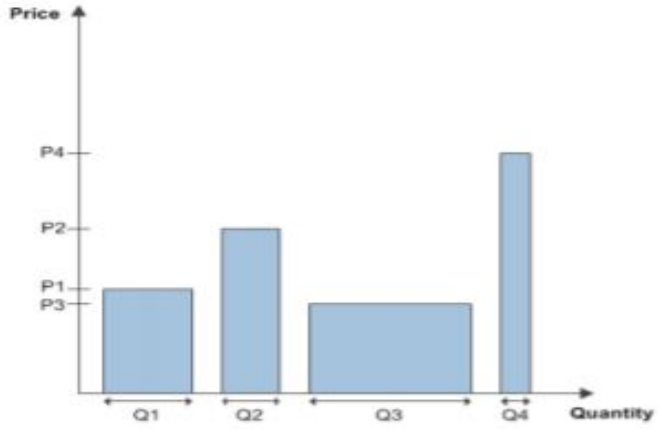


Figura 2.11: Modelo de ofertas exclusivas.

Uma oferta *multi-part* corresponde a uma oferta num período de tempo específico, com preços variáveis e quantidades variáveis. Em conjunto com as ofertas exclusivas estas permitem ao BSP calcular um estudo dos ganhos face aos outros tipos de oferta que dependem do preço marginal do mercado de reserva de regulação em questão. Ambos estes tipos de oferta podem ser divisíveis ou em bloco. Para exemplificar uma oferta deste tipo a pode-se analisar a figura 2.12, sabendo que a oferta decorre para o período H + 15 minutos e termina em H + 60 minutos. A oferta consiste em três partes [17] :

1. A quantidade Q1 (Q1 $\leq$ 20MW) a um preço de 50€/MWh;
2. A quantidade Q2 (Q2 $\leq$ 25MW) a um preço de 70€/MWh;

3. A quantidade Q3 (Q3 $\leq$ 40MW) a um preço de 100€/MWh;

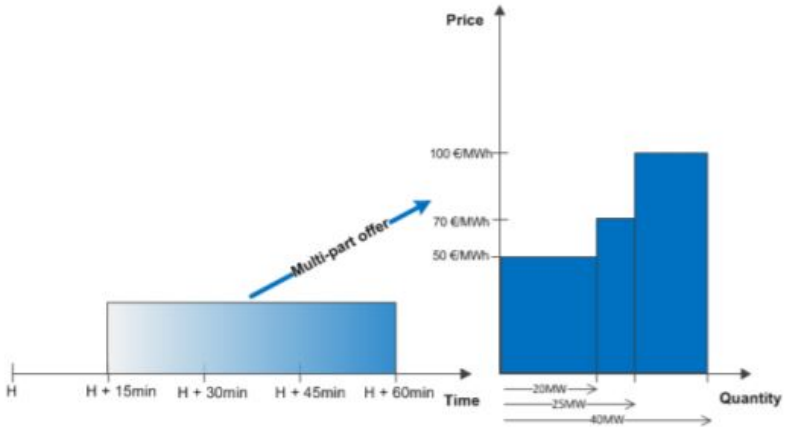


Figura 2.12: Exemplo de oferta *multi-part*.

Por último, as ofertas ligadas são ofertas interpedentes entre elas, ou seja, uma oferta apenas é aceite se a sua correspondente também o for, caso isso não aconteça a oferta em questão não pode ser ativada. Estas ofertas permitem ao BSP gerir as suas ofertas de um ponto de vista de interdependência entre as que apresenta neste tipo de oferta. Estas ofertas podem ser executadas sob a forma de um bloco ou divisíveis, sendo que no caso de serem divisíveis a percentagem de oferta a ser aceite deve ser constante para as outras ofertas presentes na oferta ligada. Este caso particular é observado na figura 2.13 [17] .

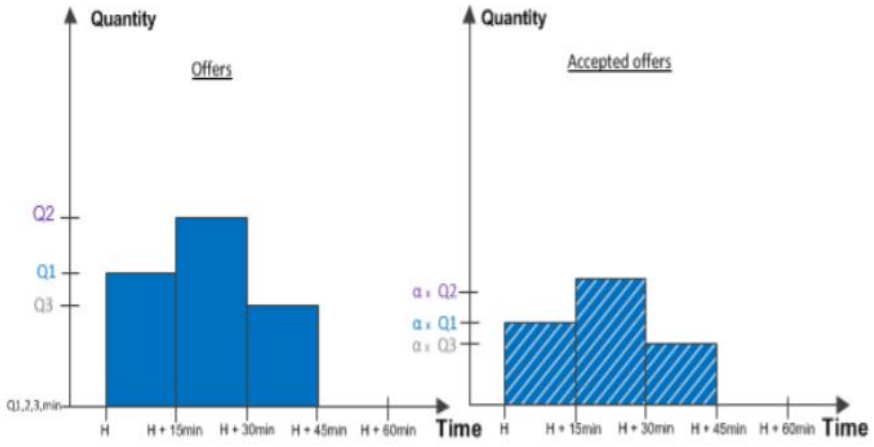


Figura 2.13: Exemplo de uma oferta ligada divisível.

2.5.1.3 Desvios de Mercado

Segundo o Regulamento da Comissão Europeia UE 2017/2195, define-se desvio como 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 dessa mesma parte, incluindo os ajustes dos desvios aplicados ao dito agente responsável, num dado período de liquidação de desvios [1] .

Os desvios globais do sistema correspondem à energia correspondente à mobilização de energia de regulação da reserva secundária e da reserva de regulação. Estas duas reservas contribuem para anular os desvios dos agentes em tempo real.

Nos países membros da União Europeia, o preço da energia de regulação ativada para os processos de restabelecimento da frequência e reposição de reservas, deve ser definido para cada sentido de ativação da reserva, de acordo com a Tabela 2.3:

Tabela 2.3: Sentido de pagamento da energia de regulação.

	Preço da energia de regulação positivo	Preço da energia de regulação negativo
Energia de regulação a subir	Pagamento do ORT ao BSP	Pagamento do BSP ao ORT
Energia de regulação a descer	Pagamento do BSP ao ORT	Pagamento do ORT ao BSP

Na tabela acima entendemos o BSP como os provedores da restituição da energia, que no caso do estudo efetuado nesta dissertação, correspodonde aos agentes agregadores de consumo.

Relativamente ao cálculo dos desvios relativos à reserva de regulação a nível europeu, este é realizado por cada ORT face à 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:

• Positivo, indicando o excedente do agente de mercado responsável pela liquidação dos desvios;

• Negativo, indicando um défice do agente de mercado responsável pela liquidação dos desvios.

O preço dos desvios, é estabelecido pelo o ORT e devem ser espelhados no valor em tempo real da energia, conforme a Tabela 2.4.

Tabela 2.4: Sentido de pagamento dos desvios.

	Preço do desvio positivo	Preço do 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

As regras definidas na Tabela 2.4 devem compreender a definição do valor da ativação que foi evitada, da energia de regulação proveniente de reservas de restabelecimento de frequência ou de reservas de reposição. O preço de desvio é determinado para cada período de liquidação dos desvios, para as zonas de preço de desvio e para cada sentido de desvio.

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 [9] . 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 [9] .

2.5.2 Mercado de Reserva de Regulação em Portugal

No Mercado de Reserva de Regulação em Portugal podem participar todos os Agentes de Mercado que detenham Áreas de Balanço, correspondentes a instalações de produção ou a instalações de consumo para bombagem, como também outros operadores de redes de transportes ao abrigo do mecanismo de troca de reserva de regulação, de acordo com o ponto 8 do Procedimento n.º 13 do MPGGS. Contudo, nesta disssertação preve-se a inserção de agregadores de consumo neste mesmo mercado de reserva de regulação, sendo que essa medida ainda não está prevista na legislação em vigor atualmente, mas que tenderá a ser inserida nos próximos anos não só no mercado de reserva de regulção português como nos restantes países europeus [18], [23], [21].

2.5.2.1 Ofertas

Segundo o MPGGS, os Agentes de Mercado estarão obrigados a submeter diariamente, dentro do processo de programação de operação para o dia seguinte, uma oferta com toda a reserva de regulação disponível, por área de balanço, tanto para subir como para baixar, para cada um dos períodos de programação do dia seguinte, sendo esta atualizada posteriormente tendo em conta a sua participação nos mercados intradiários. O valor da reserva de regulação mínima necessária ao sistema, para cada período de programação do dia seguinte será estabelecido pelo GGS, atendendo a cada situação particular de exploração [18].

Podem participar na prestação deste serviço de sistema:

• Todos os Agentes de Mercado que detenham Áreas de Balanço, correspondentes a instalações de produção ou a instalações de consumo para bombagem;

• Outros operadores de redes de transporte, ao abrigo do mecanismo de troca de reserva de regulação.

Após a publicação dos resultados do mercado da banda de Regulação Secundária, os Agentes de Mercado deverão colocar à disposição do GGS as respetivas ofertas com a informação relativa à reserva de regulação para as áreas de balanço correspondentes a instalações de produção ou instalações de consumo para bombagem, sendo que estas ofertas deverão oferecer, para cada período de programação, a totalidade da reserva de regulação exequível, tanto para subir como para baixar, em MW, e o preço da energia correspondente em €/MW, até às 20:00 horas do dia anterior referente ao dia de entrega da energia [18] .

As ofertas de reserva de regulação deverão respeitar as limitações de valor máximo e mínimo impostas pela GGS na sequência da validação técnica efetuada através das declarações de disponibilidade e da Banda de Regulação Secundária contratada em cada Unidade Física. Relativamente ao preço da oferta pela mobilização de reserva de regulação para baixar, esta tem carácter de preço de recompra da energia não produzida equivalente.

A contratação num determinado período horário, pode implicar a anulação ou modificação da oferta para os períodos horários subsequentes devido a limitações da energia nas ofertas na medida em que estas dependem do abastecimento de combustível ou inexistência de água nos empreendimentos hídricos. Por outro lado, a GGS pode adiar o fecho do período de receção das ofertas de reserva de regulação, em situações excecionais, devendo informar os Agentes de Mercado da referida modificação.

As ofertas de reserva de regulação deverão ser atualizadas pelos Agentes de Mercado, sendo que se entende por atualização, o processo de apresentação de novos pares de potência e preço. Os Agentes de Mercado deverão atualizar as ofertas de reserva de regulação sempre que a sua reserva for modificada por um dos seguintes motivos:

1. Participação no mercado intradiário contínuo ou nas sessões do mercado intradiário que conduz à alteração da reserva de regulação disponível, obrigando a Área de Balanço afetada a atualizar a curva de ofertas de reserva de regulação inicialmente apresentada, tendo em conta os novos valores limite, segundo cada sentido de regulação;

2. Indisponibilidades fortuitas que necessitam de ser comunicadas até 50 minutos antes do período de programação, para efeitos de incorporação no processo de validação das Ofertas de Reserva de Regulação que induzem a alteração da curva de ofertas devida à submissão de uma declaração de indisponibilidade de instalações;

3. Falta ou excesso de água nas albufeiras contíguas, ou situações hidrológicas extremas, em áreas de balanço com centrais hídricas.

As Ofertas de Reserva de Regulação deverão ser apresentadas até 20 minutos após a publicação do PHF relativo às sessões do mercado intradiário. Na circunstância de ocorrer um atraso na publicação dos resultados das sessões dos mercados intradiários, as Ofertas de Reserva de Regulação deverão ser apresentadas até 5 minutos após a sua publicação [18] .

Na eventualidade de existirem novas publicações dos resultados das sessões dos mercados intradiários, as Ofertas de Reserva de Regulação apresentadas na sequência de versões anteriores dos resultados das sessões dos mercados intradiários deverão permanecer válidas até à apresentação de novas atualizações às respetivas Ofertas de Reserva de Regulação. Caso as mesmas não sejam atualizadas nos tempos estabelecidos anteriormente, as mesmas serão corrigidas tendo em conta a nova versão dos resultados das sessões do mercado intradiário.

As ofertas de reserva de regulação deverão ser atualizadas pelos Agentes de Mercado até 10 minutos após o fecho do mercado intradiários contínuo. Sendo que ao décimo minuto de cada hora, a GGS verificará se existe coerência entre a última Oferta de Reserva de Regulação válida e

a repartição por Unidade Física apresentada pelo Agente de Mercado. Na eventualidade de ser detetada uma incoerência na informação disponível, a GGS procederá à retificação da última Oferta de Reserva de Regulação válida de modo a garantir a coerência face à repartição por Unidade Física apresentada pelo Agente de Mercado ao minuto 10 da respetiva hora [18] .

Estas ofertas necessitam de ser validadas pela GGS, sendo que na eventualidade de serem comunicadas potências em valor absoluto superiores às tecnicamente disponíveis, a GGS retirará os pares com preços mais elevados, no caso das ofertas para subir, ou mais baixos, no caso das ofertas para baixar, até que a potência total declarada perfaça a potência máxima efetivamente disponível, segundo cada sentido de regulação.

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

2.5.2.2 Contratação da reserva de regulação

No que diz respeito à contratação de reserva de regulação, os critérios gerais para a sua execução são os seguintes [18] :

1. A GGS mobilizará a prestação deste serviço com critérios de custo mínimo, tendo em conta as ofertas existentes no momento de proceder à sua mobilização, incluindo as ofertas disponibilizadas por outro operador de rede de transporte ao abrigo do mecanismo de troca de reserva de regulação, não impondo nenhuma restrição;

2. Só serão tidas em consideração as ofertas que tenham um preço superior ou igual a zero;

3. São mobilizadas ofertas de potência (MW) e não de energia;

4. O processo de mobilização abrange um determinado período de programação;

5. Com exceção das ofertas disponibilizadas por outro operador de rede de transporte, admitem-se contratações de duração inferior a um período de programação. Neste caso, o horizonte de contratação abrange o período compreendido entre os minutos de início e de 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;

6. No caso da mobilização duma oferta de regulação originar uma restrição técnica no sistema, esta não será mobilizada;

7. Quando se mobiliza uma Área de Balanço num determinado sentido de regulação, se posteriormente dentro da mesma hora existir a necessidade de mobilizar energia de regulação em sentido contrário, mobilizar-se-á esta última em primeiro lugar, reduzindo-se de seguida as anteriormente mobilizadas e só depois as de sentido contrário. Os direitos de cobrança ou as obrigações de pagamento serão unicamente pela energia efetivamente mobilizada;

8. Respeitar-se-ão os parâmetros dinâmicos das instalações associadas à Área de Balanço, nomeadamente os gradientes de subida e descida das instalações que a constituem;

9. Na eventualidade de estar esgotada a reserva de regulação apresentada pelos Agentes de Mercado e por outro operador de rede de transporte, ou para solucionar uma restrição técnica, a GGS poderá mobilizar a reserva associada a uma Área de Balanço que não tenha apresentado oferta e que seja exequível sendo esta valorizada ao preço marginal do mercado diário;

10. No caso das centrais térmicas, dever-se-á ter em conta o tempo mínimo de permanência e de paragem dos grupos, considerando-se como tempo mínimo as 4 horas, com exceção dos grupos de centrais a carvão que deverão permanecer na rede pelo menos 8 horas, e não deverão parar por um período de tempo inferior a 6 horas.

Em situações de emergência para o sistema, ou na ausência de ofertas de reserva de regulação suficientes, ou indisponibilidade do sistema informático de gestão, a GGS poderá adotar as decisões que considere mais oportunas para a utilização da reserva de regulação disponível no sistema, justificando posteriormente as suas atuações aos agentes afetados e à ERSE, sem prejuízo das retribuições a que haja lugar pela referida prestação do serviço e pelas modificações dos programas de produção que sejam necessárias.

2.5.2.3 Remuneração da reserva de regulação

Para cada período de programação, o serviço de fornecimento de reserva de regulação para subir e para baixar é remunerado pelo preço da última oferta a ser mobilizada total ou parcialmente, segundo cada sentido de regulação, na escada de ofertas de reserva de regulação, denominado, respetivamente, preço de reserva de regulação a subir e a baixar. O preço da última oferta a ser mobilizada total ou parcialmente, por período de programação, segundo cada sentido de regulação, encontra-se associado ao preço do último bloco mobilizado por oferta [18], [23] .

Na eventualidade de se verificar mobilização de ofertas para resolução de restrições técnicas posteriores à publicação do PHF, estas serão devidamente assinaladas e não intervirão na formação do preço de reserva de regulação. Se uma oferta apresentar mobilizações por reserva de regulação e para resolução de restrições técnicas posteriores à publicação do PHF, afetam-se os últimos blocos mobilizados à resolução de restrições técnicas posteriores ao PHF.

A mobilização por reserva de regulação de um par potência/preço que tenha sido introduzido automaticamente pelo Sistema Informático da GGS será valorizada ao preço marginal do mercado diário da respetiva hora, e não será tida em conta para definição do preço do serviço de reserva de regulação.

Respeitando o controlo da resposta, a GGS comprovará o cumprimento do requisito solicitado de regulação em energia, como a diferença entre a energia entregue ou recebida pela Área de Balanço, conforme a mobilização solicitada, e o PHF, e em potência, pelo registo dos valores de potência ativa injetada/consumida pela Área de Balanço/Unidade Física, conforme a mobilização

solicitada, registados no sistema de controlo da GGS, considerando-se cumprido se alcançar o valor requerido antes do instante indicado na informação enviada ao respetivo Agente de Mercado.

Em caso de incumprimento reiterado, em termos de potência, das instruções emitidas pela GGS, serão identificados os períodos de tempo de 15 minutos, com deficiente resposta às solicitações de regulação requeridas, devendo estas situações serem registadas e objeto de um relatório a enviar à ERSE, trimestralmente. Para cada um dos períodos quarto-horários com incumprimento, determina-se a diferença entre a energia emitida pela respetiva Área de Balanço/Unidade Física e o integral das solicitações de potência registadas no sistema informático da GGS. A diferença resultante em cada período quarto-horários determinada através da diferença entre a energia emitida pela respetiva Área de Balanço/Unidade Física e o integral das solicitações de potência registadas no sistema informático da GGS será valorizada, conforme o caso, ao preço médio ponderado de desvio por excesso ou por defeito, aplicável no período de programação em causa [18] .

Os módulos das valorizações das referidas diferenças quarto-horárias, serão contabilizados por período de programação, e o encargo resultante imputado ao Agente de Mercado responsável pela Área de Balanço/Unidade Física em incumprimento.

No que diz respeito à reserva de regulação, segundo o Manual de Procedimentos de Acerto de Contas, o custo de regulação, resulta da soma de duas parcelas referentes respetivamente, aos custos da regulação a subir e a baixar, de acordo com a seguinte expressão [24] :

$$CRT = CRTS + CRTB \tag{2.3}$$

Sendo:

- CRT - Custo de regulação;
- $CRTS$ - Custo de regulação a subir;
- $CRTB$ - Custo de regulação a baixar;

Relativamente à reserva de regulação a baixar temos que No que diz respeito apenas ao custo de reserva de regulação a baixar, temos que:

$$CRTB = PE - PRTB \times \sum ERTB \tag{2.4}$$

Sendo:

- $ERTB$ - Energia de regulação terciária a baixar;
- PE – Preço de encontro do mercado diário;
- $PRTB$ - Preço marginal das ofertas de regulação terciária a baixar.

De igual forma a reserva de regulação a subir é calculada da mesma forma, segundo uma fórmula idêntica com a respetiva modificação dos dados da reserva de regulação a baixar para a rserva de regulação a subir.

Respeitando o MPAC, relativamente ao custo horário de regulação resulta da soma de duas parcelas referentes respetivamente, aos custos horários de regulação secundária e aos custos horários

de regulação terciária (a regulação primária não é remunerada), sendo obtido pela expressão:

$$CR = CRS + CRT \tag{2.5}$$

Sendo:

• CR - Custo de regulação;

• CRS - Custo da regulação secundária;

• CRT - Custo da regulação terciária; Por outro lado, este custo pode ser decomposto em termos de custos fixos e custos variáveis, do seguinte modo [24] :

• Custos variáveis - todos os custos referentes às energias de regulação (custos da regulação secundária e terciária a subir e a baixar);

• Custos fixos - custos da banda de regulação secundária do sistema.

Deste modo, podemos concluir que o custo de regulação é dado por:

$$CR = CRV + CRF \tag{2.6}$$

Sendo:

• CR - Custo de regulação;

• CRV - Custos de regulação variáveis;

• CRF - Custos de regulação fixos; Na equação 3.4. os valores requeridos provêem de:

$$CRV = CRVB + CRVS \tag{2.7}$$

Sendo:

$$CRVB = CRSB + CRTB \tag{2.8}$$

$$CRVS = CRSS + CRTS \tag{2.9}$$

Entende-se $CRSB$ e $CRTB$ como os custos de regulação da reserva secundária a baixar e o custo de reserva de terciária a baixar, respetivamente. De modo coerente $CRSS$ e $CRTS$ correspondem aos mesmos custos mas no sentido de regulção a subir.

Relativamente aos custos de regulação fixos, são dados pela expressão:

$$CRF = CBR \tag{2.10}$$

Sendo:

• CBR - custo da banda de regulação secundária contratada pelo Gestor de Sistema

Concluindo, os custos variáveis de regulação serão pagos somente por quem se desvia, pois ocorrem quando existe necessidade de regulação de frequência e consequente gestão da reserva do

sistema, motivada pela existência de desvios à programação. Os custos fixos, por ocorrerem independentemente de se verificarem ou não desvios de regulação, serão pagos por todos os Agentes de Mercado consumidores [24] .

Relativamente aos custos de regulação fixos, estes são calculados através da experssão [24] :

$$PCFR = K \times CRF \tag{2.11}$$

Sendo:

• $PCFR$ - parcela de custos fixos de regulação a cargo do agente agregador;

• CRF - Custos de regulação fixos;

• K - fator de imputação dos custos fixos ao agente agregador, calculado pela expressão:

$$K = \frac{ECA}{\sum ECA} \tag{2.12}$$

Sendo:

• ECA - Energia de consumo afeta ao agente agregador

A valorização dos desvios a imputar ao agente agregador deve cobrir os custos variáveis de regulação dessa mesma hora, de forma a estabelecer-se um jogo de soma nula. Desta forma, é necessário considerar uma parcela que anule a diferença entre o custo de regulação e a valorização das energias de desvio a preço de encontro (sobrecusto). Esta parcela funciona como uma penalização à ocorrência do desvio. O sobrecusto total de regulação horária resulta da soma dos sobrecustos horários devidos à regulação a subir (compra de energia pelo Gestor de Sistema) e, dos sobrecustos devidos à regulação a baixar (venda de energia pelo Gestor de Sistema), de acordo com a expressão [24] :

$$SBR = SBRB + SBRS \tag{2.13}$$

Onde:

• SBR - sobrecusto total de regulação;

• $SBRB$ - sobrecusto de regulação a baixar;

• $SBRS$ - sobrecusto de regulação a subir.

Relativamente ao sobrecusto de regulação a baixar, este resulta do custo de regulação variável a baixar (diferença entre a valorização da energia de regulação a preço de encontro e o preço de venda às unidades de regulação) [24] :

$$SBRB = CRSB + CRTB \tag{2.14}$$

O que resulta em:

$$SBRB = (PE - PRSB) \times \sum ERSB + (PE - PRTB) \times \sum ERTB \tag{2.15}$$

Sabendo que $PRSB$ é igual a $PRTB$

$$SBRB = (PE - PRSB) \times (\sum ERSB + \sum ERTB) \tag{2.16}$$

Sendo:

- $SBRB$ - sobrecusto de regulação a baixar;
- PE – preço de encontro do mercado diário;
- $PRSB$ - preço da energia de regulação secundária a baixar;
- $ERSB$ - energia de regulação secundária a baixar assignada ao agente de mercado;
- $ERTB$ - energia de regulação terciária a baixar assignada ao agente de mercado.

Relativamente ao pagamento dos sobrecustos horários de regulação, este será pago por todos os Agentes de Mercado que se desviarem em cada hora, na proporção do valor absoluto do desvio, de acordo com a expressão [24] :

$$PCVR = K \times SBR \tag{2.17}$$

Sendo:

- $PCVR$ – parcela de custos variáveis de regulação a cargo do agente agregador;
- SBR - sobrecusto total de regulação
- K - fator de imputação dos custos variáveis ao agente agregador, dado pela expressão:

$$K = \frac{|D|}{\sum |D|} \tag{2.18}$$

Sendo que D corresponde à energia de desvio.

No que diz respeito aos custos variáveis de regulação, estes estão diretamente ligados aos desvios do mercado, sendo que de acordo com o MPAC da REN, para cada hora h, um agente de mercado pode possuir dois tipos de desvio [24]:

- Desvio por defeito - Desvio com valor positivo, visto como uma compra de energia à REN;
- Desvio por excesso - Desvio com um valor negativo, visto como uma venda de energia à REN.

A energia de desvio (D) de um Agente de Mercado para a hora h, é calculada através da Equação 2.19:

$$D = |CP_M| - |CR| \tag{2.19}$$

Sendo,

- D - Energia de Desvio [MWh];
- CP_M - Consumo programado em mercado diário [MWh];

• CR - Consumo real [MWh]. Para o caso em que o consumo real do agente de mercado foi

superior a programada ($CR > CP_M$), tem-se um valor negativo, correspondendo a um desvio por defeito. Caso a consumo real do agente seja inferior ao programado ($CR < CP_M$), tem-se um valor positivo, isto é, resultando em um desvio por excesso.

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.

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 defeito) para cada agente de mercado na hora h, é dada pela soma de duas parcelas, como pode ser observado na Equação 2.20:

$$CVR = VEPDM + CIP \tag{2.20}$$

Sendo:

• CVR - Custo variável de regulação do sistema [€];

• $VEPDM$ - Valorização das energias de desvio, dos agentes de mercado, no sistema, a preço marginal do mercado diário [€];

• CIP - Custo de incumprimento da programação (diferença entre os custos variáveis de regulação e as energias de desvio no sistema, dos agentes de mercado valorizadas a preço de encontro [€].

Para cada hora h, o custo variável de regulação no sistema corresponde à agregação da valorização dos desvios de todos os agentes para a mesma hora, podendo ser dado pela seguinte expressão [24] :

$$CVR = \sum VD \tag{2.21}$$

Em que:

VD – valorização do desvio do agente.

A parcela CIP pode ser considerada como o sobrecusto da valorização dos mecanismos de gestão de desvios, face à valorização das energias de desvio, do agente agregador, a preço de encontro. De agora em diante, refere-se à parcela de custo por incumprimento do programa estabelecido, na valorização dos desvios, como sendo a parcela de sobrecusto.

A imputação do CIP é efectuada através de um rateio, função dos módulos dos desvios verificados nessa hora.

Assim sendo, quer a valorização do desvio por excesso, quer a valorização do desvio por defeito é dada pela soma de duas parcelas:

$$VD = VD_1 + VD_2 \tag{2.22}$$

A parcela $VD1$, da Equação 2.22, refere-se a energia de desvio que será valorizada ao preço marginal horário do mercado diário 2.23. Por sua vez, $VD2$ refere-se ao sobrecusto resultante dos mecanismos que são utilizados pela REN para realizar a gestão dos desvios entre a geração e o consumo 2.24.

$$VD_1 = D \times PE \tag{2.23}$$

$$VD_2 = K \times SBR \tag{2.24}$$

Sendo:

- D - Energia de desvio [MWh];
- PE - Preço de mercado diário [€/MWh];
- K - Fator de imputação dos sobrecustos de regulação ;
- SBR - Sobrecusto horário de regulação [€].

2.5.2.4 Divulgação de informação

No âmbito da prestação de informação referente ao Mercado de Serviços de Sistema, a GGS divulgará na sua página pública na Internet a seguinte informação relativa às matérias e prazos assinalados:

1. Energia de reserva de regulação a subir e a baixar, resultante da mobilização de reserva de regulação, em cada hora do dia d (a publicar em d+1);

2. Preços marginais da energia de reserva de regulação a subir e a baixar, em cada hora do dia d (a publicar em d+1);

3. Cotas horárias de energia de reserva de regulação resultantes da mobilização de reserva de regulação, a subir e a baixar, por área de balanço, no dia d (a publicar em d+30);

4. Ofertas de reserva de regulação, no dia d (a publicar em d+30).

O mercado de reserva de regulação está sujeito a negociar apenas com as distintas áreas de balanço dispersas pelo país, sendo que segundo o projeto-piloto de abordado na próxima secção, prevê-se a inserção de unidades de consumo no mercado de reserva de regulação de modo a se tornarem um recurso válido ao GGS para corresponder às proposta de reserva.

Por área de balanço sabemos que é o conjunto de Unidades Físicas ligadas na mesma área de rede e pertencentes a um mesmo Agente de Mercado, para as quais se agregam os desvios à programação de produção ou de consumo em bombagem, as quais segundo a legislação em vigor em Portugal com exceção do projeto-piloto são as únicas unidades físicas habilitadas a participar neste mercado.

Relativamente às áreas de balanço representadas no país temos atualmente 16 em atividade, sendo que a Tabela 2.5 demonstra a sua abreviatura, a sua descrição e ainda o tipo de produção ou consumo que prestam.

Tabela 2.5: Áreas de balanço representadas no país.

Abreviatura	Descrição	Tipo
ACAVADB	Área de Balanço-Cávado	Bombagem
ACAVADO	Área de Balanço-Cávado	Hídrica
ADOURO	Área de Balanço-Douro	Hídrica
ADOUROB	Área de Balanço-Douro	Bombagem
AGUADIA	Área de Balanço-Guadiana	Hídrica
AGUADIB	Área de Balanço-Guadiana	Bombagem
ALARES	Área de Balanço-Central Térmica Lares	Térmica
ALIMA	Área de Balanço-Lima	Hídrica
AMONDEB	Área de Balanço-Mondego	Bombagem
AMONDEG	Área de Balanço-Mondego	Hídrica
APEGO2	Área de Balanço-Central Térmica Pego C.C.	Térmica
ARIBATE	Área de Balanço-Central Térmica Ribatejo	Térmica
ARPG	Área de Balanço-Central Térmica Pego	Térmica
ARTG	Área de Balanço-Central Térmica Turbogás	Térmica
ASINES	Área de Balanço-Central Térmica Sines	Térmica
ATEJZEZ	Área de Balanço-Tejo e Zêzere	Hídrica

Capítulo 3

Enquadramento legislativo relativo ao consumo no Mercado de Reserva de Regulação

3.1 Projeto-piloto de participação do consumo no Mercado de Reserva de Regulação

Apesar da regulamentação vigente já prever a participação do consumo no mercado de serviços de sistema, constata-se que a falta de definição expressa de algumas regras que explicitem essa possibilidade tem funcionado, na prática, como barreira de mercado a que instalações consumidoras iniciem a sua participação neste mercado. Assim, considerou-se prudente avançar com uma solução de curto prazo que incentiva-se a participação do consumo no mercado de serviços de sistema, apontando-se para a criação de um Projeto-Piloto, circunstanciado no tempo, cujos resultados e lições aprendidas beneficiem à criação de um regulamentação posterior.

3.1.1 Parametrização do Projeto Piloto

Com o intuito de implementar este Projeto Piloto, foi decretada a Diretiva n.º 4/2019, que esprime as condições para a inclusão de unidades de consumo no mercado de reserva de regulação. Segundo esta diretiva, as instalações de consumo habilitadas, ou quem as represente, podem participar no mercado de reserva de regulação com os mesmo direitos e obrigações do que as unidades de produção ou de bombagem, segundo o previsto no ROR e no Procedimento nº 13 do MPGGS.

De acordo com o Artigo 3º, são elegíveis para participar no Projeto-Piloto as instalações de consumo, ou comercializadores em representação de uma instalação de consumo específica, que [2]:

1. Tenham uma capacidade de oferta igual ou superior a 1 MW;

2. Obtenham junto do ORT, na sua atividade de GGS a habilitação necessária que comprove a capacidade técnica e operativa à prestação do serviço de reserva de regulação;

3. Estejam ligadas à rede em nível de tensão igual ou superior a Média Tensão.

Relativamente a este último tópico, salienta-se o facto de no projeto estudado nesta dissertação, os níveis de tensão passíveis de ser agregados numa oferta no mercado de reserva de rgulação passam também por níveis de tensão inferiores à média tensão, entre os quais a baixa tensão nominal (BTN) e a baixa tensão especial (BTE).

O consumo habilitado a oferecer reserva de regulação não é obrigado a apresentar ofertas, sendo a sua participação voluntária. As ofertas apresentadas (potência exequível, tanto para subir como para baixar, em MW, e o preço da energia correspondente, em EUR/MWh) correspondem a produtos horários constantes até ao final da hora, mobilizáveis até 15 minutos antes do início da hora. As ofertas de reserva de regulação de instalações de consumo habilitadas são efetuadas no referencial da instalação de consumo, não sendo ajustadas para perdas nas redes [2] .

Um dos pilares do estudo da viabilidade de agregadores de mercado de pequenos e médios consumidores na participação do consumo no Mercado de Reserva de Regulação passa pela análise do Projeto Piloto de o consumo no mercado de reserva de regulação, conforme estipulado pela diretiva n.º 4/2019, aprovada a 15 de janeiro de 2019, na qual a empresa Energia Simples não participa ativamente como um dos 65 participantes neste projeto inovador, contudo acompanha ativamente os desenvolvimentos do mesmo [2].

Esta diretiva estabelece que as regras na determinação do preço de encontro se mantêm com a inclusão das ofertas recebidas ao abrigo do Projeto Piloto, sendo que estabelece igualmente como são tratadas as ordens da GGS, no que diz respeito a penalizações associadas a desvios da componente de energia, estabelecendo ainda regras associadas à liquidação e faturação das instalações de consumo que participam no Mercado de Reserva de Regulação, incluindo os aspetos das tarifas de acesso e do ajustamento para perdas.

No que diz respeito às regras de contabilização de energia, bem como quais as especificações técnicas necessárias para envio de ordens de mobilização de ofertas e para troca de informação entre a GGS e a instalação de consumo, a diretiva nº. 4/2019 estabelece o Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados como o documento a seguir nestas situações.

Relativamente à prestação de garantias no âmbito do contrato de adesão ao mercado de serviços de sistema, à instalação de RTU, ou seja, referenciadas como controladores e unidades remotas de rede, dedicada para ligação ao SCADA do ORT bem como as condições que podem determinar a suspensão do Contrato de Adesão ao Mercado de Serviços de Sistema são também fatores estabelecidos nesta diretiva.

Este projeto-piloto iniciou-se a 2 de abril de 2019 e teria a duração de um ano, terminando a 1 de abril de 2020, sendo que o seu fim foi adiado devido aos bons resultados que este estava a obter ao momento em que se presumia que este projeto acabasse, contudo no seguimento desta secção iremos abordar essa prorrogação. Este projeto visa assegurar a igualdade de tratamento da

participação no Mercado de Reserva de Regulação dos consumidores elegíveis e dos produtores, aumentando assim a concorrência no mercado de reserva de regulação.

A participação do consumo no mercado de serviços de sistema permite alargar a concorrência neste mercado, potenciando custos de gestão do sistema elétrico mais competitivos e uma melhor adequação do modelo de mercado aos interesses dos diferentes consumidores. Este foi um dos aspetos estudados pela ERSE para potenciar a melhoria da eficiência e da operação do SEN.

De acordo com esta diretiva, estabelecem-se as "Condições Gerais do Contrato de Adesão ao Mercado de Serviços de Sistema no âmbito do Projeto Piloto de participação do consumo no mercado de reserva de regulação estabelecido no MPGGS do setor elétrico", sendo que são definidas as funções, responsabilidades, direitos e obrigações do Agente de Mercado e do ORT, na sua atividade de GGS, assim como as condições técnicas que devem ser cumpridas pelo Agente de Mercado para que este possa participar neste Projeto Piloto [2] . Um elemento importante após o enquadramento regulamentar, o processo de adesão e posterior processo de habilitação passa por definir o produto do Projeto Piloto, sendo este explicado na seguinte figura, tendo como base de suporte um gráfico bastante simples que permite uma melhor perceção do produto que foi tratado no Projeto Piloto.

	Caraterísticas base	
	Modo de ativação	Agendado com ativação manual
1	Período de preparação	De 0 a 15 minutos
2	Período de rampa	De 0 a 15 minutos
3	Tempo de ativação total	15 minutos
	Quantidade mínima	1 MW
	Quantidade máxima	Não é requerido máximo, só em caso de limitações técnicas.
4	Duração mínima do período de entrega	60 minutos
5	Duração máxima do período de entrega	60 minutos
	Localização	Instalação Consumidora Habilitada
	Divisibilidade	Ofertas divisíveis e/ou indivisíveis permitidas. (Resolução para ofertas divisíveis = 0,1MW)
	Preço da oferta	Definido pelos agentes de mercado habilitados para prestar serviços de sistema €/MWh

Figura 3.1: Caraterísticas técnicas do produto comercializado no Projeto Piloto.

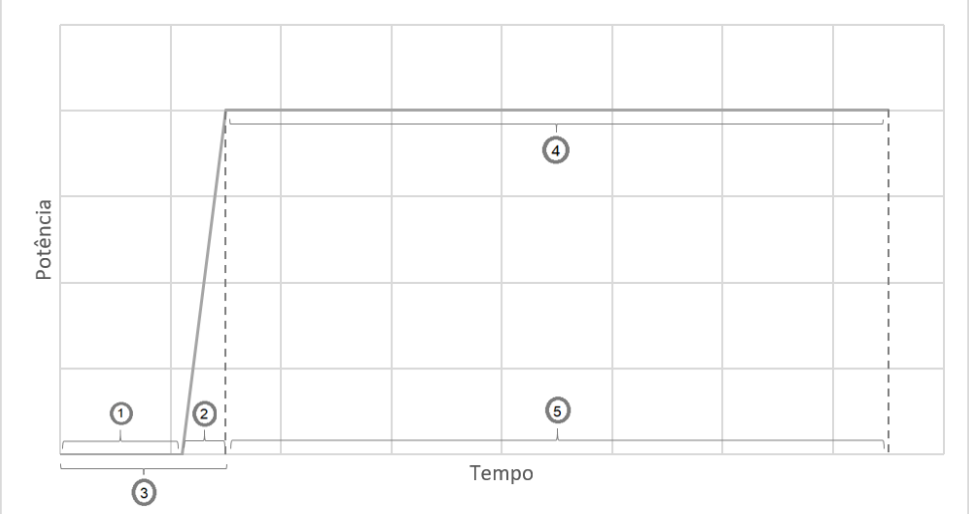


Figura 3.2: Gráfico que relaciona a potência comercializada en função do tempo, de acordo com a correspondência numerária da Figura 3.1.

Relativamente aos aspetos técnicos deste projeto-piloto no que diz respeito à mobilização de reserva de regulação podemos definir três componentes essenciais ao entendimento da mesma, sendo que antes da análise destes componentes definimos que uma oferta de reserva de regulação a subir significa que estamos a subir geração e/ou baixar consumo e uma oferta de reserva de regulação a baixar precisamente o oposto, baixar geração e/ou subir consumo.

Um destes componentes que permite estabelecer o Mercado de Reserva de Regulação são as ofertas, estas são divisíveis (com exceção do primeiro MW oferecido, sendo este o valor correspondente à quantidade mínima apresentada a leilão) e apresentadas por Área de Balanço. De referir que estas ofertas são apresentadas no referencial de consumo, isto é, sem ajustamento para perdas. Uma oferta vem devidamente referenciada com a potência (MW) e com o preço (€/MW). Em segundo lugar falamos das contratações, estas são efetuadas segundo a ordem de mérito de acordo com os critérios predefinidos no procedimento nº13 do MPGGS [18] . Nesta fase, a GGS poderá impor determinadas limitações às ofertas de reserva de regulação de modo a que o PHO (Programa Horário Operativo) não viole os critérios da RNT ou da RND. A GGS poderá impor limitações de máximo ou de mínimo sendo que nas limitações de máximo, o valor oferecido a baixar adicionado do programa comunicado não poderá exceder um determinado valor definido, enquanto que nas limitações de mínimo, o valor oferecido a subir subtraído do programa comunicado não poderá ser inferior um determinado valor definido.

Por último, em contexto de mobilização de reserva de regulação, refere-se a valorização, tendo por base o facto de que a energia mobilizada no mercado de reserva de regulação será valorizada ao preço marginal horário do mercado de reserva de regulação [2] . Neste parâmetro salienta-se que a oferta de reserva de regulação a subir apresentada pelo Agente de Mercado, caso seja contratada, corresponde a um recebimento por parte do Agente de Mercado. Por outro lado, uma oferta de reserva de regulação a baixar apresentada pelo Agente de Mercado, caso seja contratada, corresponde a um pagamento por parte do Agente de Mercado.

3.1.2 Análise dos resultados

Após a divulgação dos primeiros resultados por parte da REN a 16 de outubro de 2019 evidencia-se que 28 instalações consumidoras mostraram-se interessadas em participar neste Projeto Piloto, sendo que 8 destas instalações se propuseram a participar diretamente no Projeto Piloto enquanto que as restantes 20 instalações consumidoras de propuseram a participar através de um Representante, sendo que dois distintos Agentes de Mercado mostraram-se interessados a atuar como Representante neste Projeto Piloto [25] .Nesta mesma divulgação de resultados evidencia-se o facto de 5 instalações consumidoras terem estado a implementar os requisitos técnicos para participar no projeto, sendo estes a implementação dos canais de comunicação, a instalação do terminal SIME e a implementação dos processos de envio de ofertas e dos programas de consumo [26] . A realização de ensaios para comprovar a capacidade de variação mínima de 1 MW foi realizada por 16 instalações consumidoras.

Contudo, apenas 6 instalações foram aprovadas para a fase de execução, sendo que a globalidade das instalações consumidoras referem que o processo de habilitação da instalação para participação do serviço, deveria ser simplificado e devidamente especificado por forma a permitir uma rápida adesão por parte dos consumidores, comercializadores ou agregadores que o pretendam. O atual processo de adesão, sem o inequívoco apoio da ERSE, retardaria significativamente a obtenção do registo devido a múltiplas restrições técnicas da plataforma e o fornecimento mandatório de informação menos clara, que obriga ao reinício de todo o processo.

Após a publicação da Diretiva n.º 6/2020, de 20 de abril de 2020, aprovando que, transitoriamente, se continuem a aplicar as regras aprovadas pela Diretiva n.º 4/2019, sobre a participação do consumo no Mercado de Reserva de Regulação, mais outras 4 instalações pertencentes ao Grupo Águas de Portugal e representadas por um comercializador entraram em operação [27] .

Nas figuras seguintes providenciadas pela ERSE numa sessão pública de demonstração dos primeiros resultados realizada em 16 de outubro de 2019, observa-se a mobilização de reserva de regulação desde julho de 2018 a agosto de 2019, sendo que é facilmente perceptível que as instalações consumidoras mobilizadas a baixar (ou seja, aumentar o consumo) têm um alcance na quantidade de energia negociada que é aproximadamente duas vezes superior às instalações consumidoras a subir (ou seja, diminuir o consumo), sendo o respetivo preço duas vezes inferior no caso que significa aumentar o consumo.

	A subir - acumulado até Ago		
Energia [GWh]	**2018**	**2019**	**Δ**
Carvão	28.8	41.7	45%
Gás natural	63.5	50.0	-21%
Hídrica	283.3	243.4	-14%
Bombagem	32.9	30.0	-9%
Consumo	0.0	0.4	---
Total	**408.5**	**365.4**	**-11%**
Preço médio ponderado [€/MWh]	**72.3**	**67.3**	**-7%**

Figura 3.3: Representação da quantidade de energia a subir e o respetivo preço no mercado de reserva de regulação.

	A baixar - acumulado até Ago		
Energia [GWh]	**2018**	**2019**	**Δ**
Carvão	160.3	55.0	-66%
Gás natural	175.0	102.6	-41%
Hídrica	316.1	281.4	-11%
Bombagem	373.8	343.1	-8%
Consumo	0.0	1.3	---
Total	**1025.2**	**783.4**	**-24%**
Preço médio ponderado [€/MWh]	**35.9**	**32.9**	**-8%**

Figura 3.4: Representação da quantidade de energia a baixar e o respetivo preço no mercado de reserva de regulação.

A diferença entre a reserva negociada a subir e a baixar demontrada na figura 3.5. possibilita uma fácil perceção do descrito anteriormente, sendo que apenas no mês de novembro de 2018 se evidencia que a reserva a subir foi superior à reserva a baixar. Nos restantes meses observou-se que a energia de regulação a baixar foi superior à energia de regulação a subir.

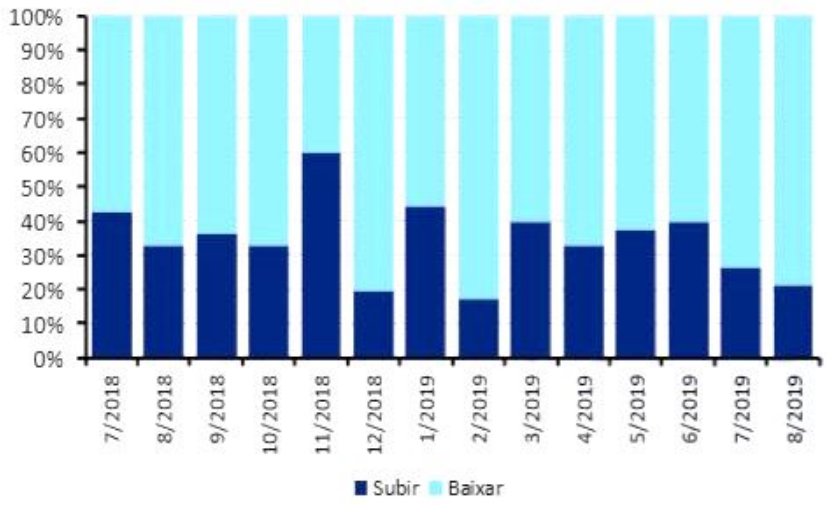


Figura 3.5: Comparação percentual da energia (eletricidade) de reserva a subir (traço azul escuro) e a descer (traço azul claro) entre os meses 07/2018 e 08/2019.

Na figura 3.6 evidencia-se a diminuição do recurso ao carvão na reserva a baixar, sendo que de acordo com os dados das figuras anteriores pode-se traduzir isso numa diminuição de 66%, sendo que na reserva a subir, gerou-se um aumento de 45%. O facto de ser uma fonte de energia de mais rápido acesso pode ser o motivo dessa subida quando se procura a produção mais imediata, sendo que a descida no consumo se traduz no facto de ser uma fonte de combustível bastante poluente. A inserção do consumo no mercado de reserva de regulação não irá interferir nesta proporcionalidade uma vez que a produção renovável será o fator decisivo para fazer diminuir a penetração das fontes de energia mais poluentes nos mercados de serviços de sistemas.



Figura 3.6: Comparação das diferentes tipologias comercialização de energia utilizadas no mercado de reserva de regulação tanto a subir como a baixar.

Na figura 3.6 evidenciamos a discrepância entre a penetração do consumo neste mercado face

às tipologias pré-existentes e sobejamente impregnadas no mercado de serviço de sistemas, de um modo particular no mercado de reserva de regulação.

De acordo com os dados intermédios disponibilizados pela ERSE, durante os meses de julho, agosto e setembro do ano de 2019, aquando da execução deste projeto-piloto, o preço médio ponderado das mobilizações de reserva de regulação a baixar foi 30,67 €/MWh, enquanto o preço médio ponderado das mobilizações de reserva de regulação a subir foi 62,09 €/MWh. O preço médio de eletricidade no mercado diário foi 45,66 €/MWh [26] .

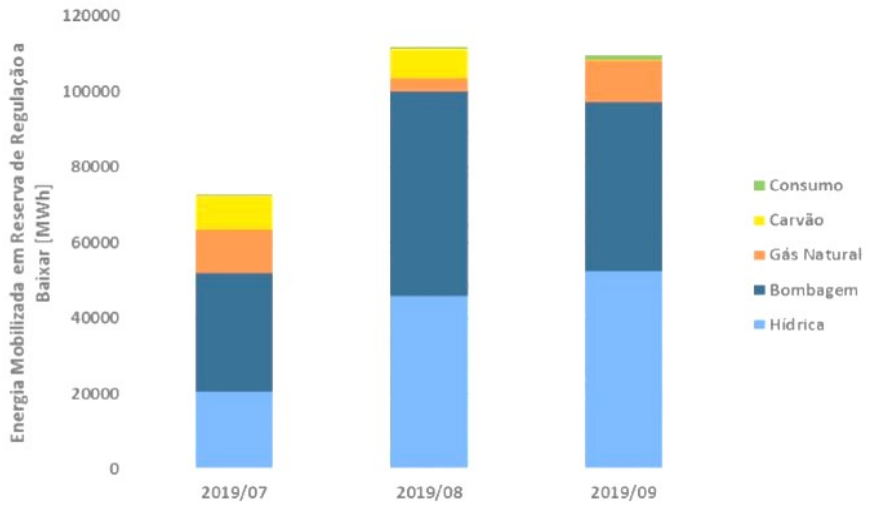


Figura 3.7: Comparação da reserva de regulação a baixar nos meses de julho, agosto e setembro de 2019.

Instalações Consumidoras Mobilizadas a Baixar	2019/07	2019/08	2019/09
Energia Mobilizada [MWh]	676 MWh	618 MWh	1 108 MWh
Percentagem do Total Mobilizado a Baixar	0.9 %	0.6 %	1.0 %

Figura 3.8: Quantidade de energia negociada no mercado a baixar e respetivo preço nos meses de julho, agosto e setembro de 2019.

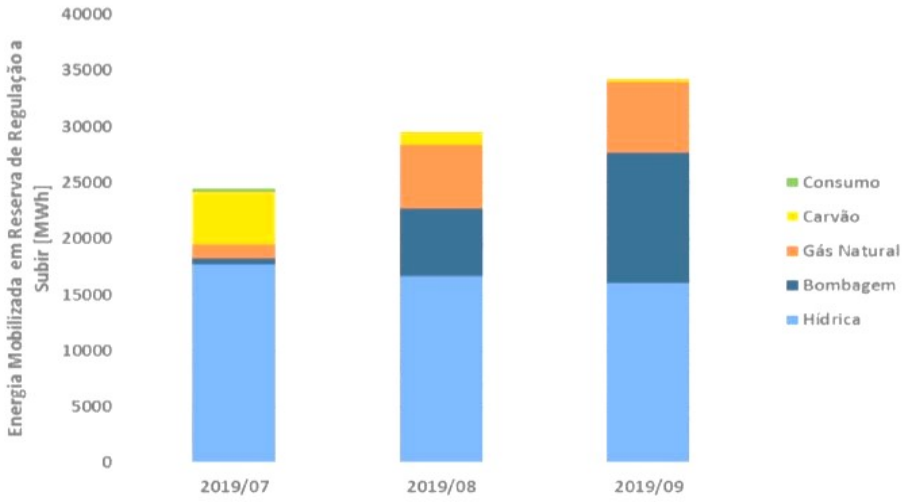


Figura 3.9: Comparação da reserva de regulação a subir nos meses de julho, agosto e setembro de 2019.

Instalações Consumidoras Mobilizadas a Subir	2019/07	2019/08	2019/09
Energia Mobilizada a Subir [MWh]	353 MWh	39 MWh	58 MWh
Percentagem do Total Mobilizado a Subir [%]	1.44 %	0.13 %	0.17 %

Figura 3.10: Quantidade de energia negociada no mercado a subir e respetivo preço nos meses de julho, agosto e setembro de 2019.

Nas figuras 3.11 e 3.12 observam-se os intervalos médios do preço da energia de regulação negociados a baixar e a subir, respetivamente.



Figura 3.11: Intervalos do preço com que a energia de reserva de regulção a baixar foi negociada.



Figura 3.12: Intervalos do preço com que a energia de reserva de regulção a subir foi negociada.

Dados publicados pela REN em julho de 2020, permitem identificar que durante o período da fase de execução do Projeto Piloto em que houve participação do consumo, de 12 de julho de 2019 a 31 de março de 2020, a energia total mobilizada no Mercado de Reserva de Regulação foi de 547 GWh no sentido a subir e de 856 GWh, no sentido a baixar. Durante este período, a participação

do consumo no Mercado de Reserva de Regulação representou 900,6 MWh no sentido a subir (cerca de 0,2% da energia total mobilizada a subir) e 10527,6 MWh no sentido a baixar (cerca de 1,2% da energia total mobilizada a baixar), revelando uma forte tendência neste sentido [28] .

A figura 3.13 mostra a energia total mobilizada pelas instalações consumidoras no âmbito da sua participação no Projeto Piloto durante a fase de execução. Da análise da Figura 3.13 verifica-se que a energia mobilizada foi maioritariamente no sentido a baixar, tendo registado um máximo mensal de 353,1 MWh em julho de 2019 no sentido a subir, e de 2858,5 MWh em março de 2020 no sentido a baixar.

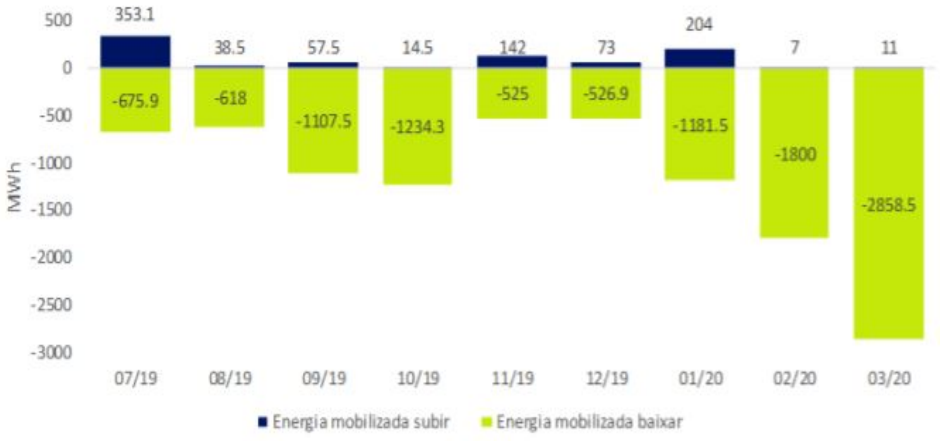


Figura 3.13: Energia Mensal Mobilizada solicitada aos participantes do Projeto-Piloto.

De salientar que durante o período em análise, das seis instalações consumidoras habilitadas a participar no Projeto Piloto, apenas quatro apresentaram ofertas.

A Figura 3.14. representa a totalidade da potência das ofertas apresentadas pelas instalações consumidoras em cada mês e a percentagem da energia mensal mobilizada em relação às ofertas apresentadas a subir e a baixar. A Figura 3.14 permite verificar que a opção das instalações consumidoras foi maioritariamente por ofertas de regulação a baixar, ou seja, aumentar o consumo. Apesar da reduzida expressão das ofertas de regulação a subir, em média, foram mobilizadas 24% das ofertas apresentadas pelos participantes no sentido a subir e 48% no sentido a baixar, mostrando que a participação do consumo no Mercado de Reserva de Regulação funcionou em ambos os sentidos.

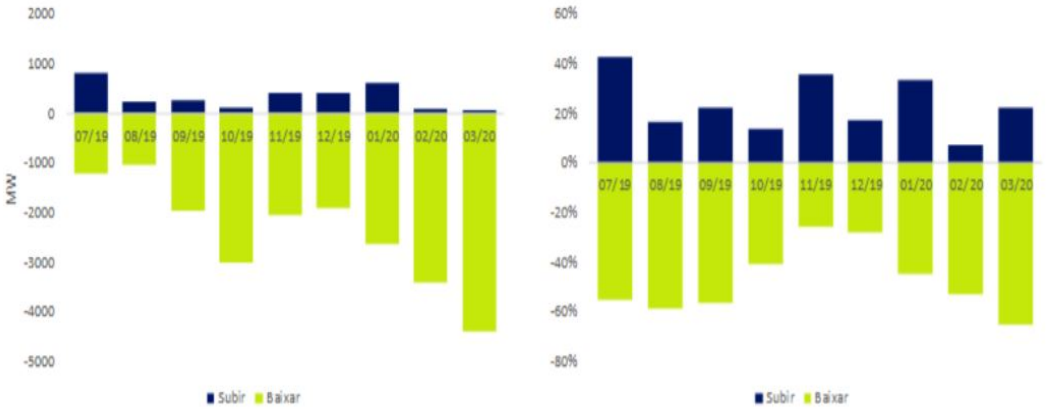


Figura 3.14: Volumes mensais e percentagem das ofertas mobilizadas pelos participantes no Projeto Piloto.

Os dados acima referidos têm em conta as quantidades de energia mobilizadas no período correspondente aos meses entre julho de 2019 e março de 2020, sendo que neste período de tempo a evolução do preço médio ponderado mensal pelas energias de reserva de regulação mobilizadas a subir e a descer é observada na figura 3.15.

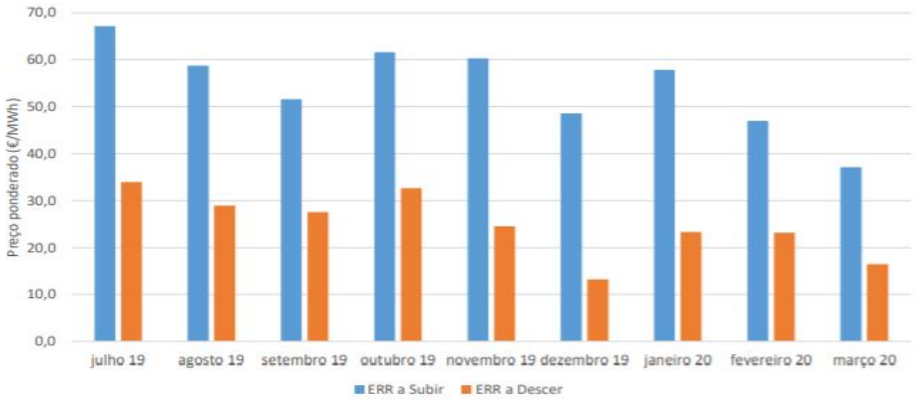


Figura 3.15: Preço ponderado da energia de regulação secundária de julho 2019 a março de 2020.

O preço médio ponderado mensal da reserva de regulação a subir apresentou o seu valor máximo de 67,17 €/MWh no mês de julho de 2019 e o seu valor mínimo de 37,10 €/MWh no mês de março de 2020. A média ponderada dos preços da reserva de regulação a subir, durante o período analisado, foi de 54,90 €/MWh. No caso do preço médio ponderado mensal da reserva de regulação a descer, este apresentou o seu valor máximo de 33,93 €/MWh no mês de julho de 2019 e o seu valor mínimo de 13,26 €/MWh no mês de dezembro de 2019. A média ponderada dos preços da reserva de regulação a descer, durante o período analisado, foi de 24,69 €/MWh. De acordo com estes dados, reforça-se a ideia de que os preços da energia de reserva de regulação a baixar é cerca de metade da reserva de regulação a subir, facto que já se provara nos dados intermédios publicados pela ERSE.

A participação das instalações consumidoras no Mercado de Reserva de Regulação a subir, é induzida quando o preço marginal do Mercado de Reserva de Regulação é efetivamente superior ao preço da energia elétrica estabelecido no contrato de fornecimento de energia elétrica, sendo que a energia mobilizada a subir corresponde ao desfazer duma transação efetuada no mercado diário.

No caso da reserva de regulação a baixar, a participação das instalações de consumo neste mercado é induzida quando o preço marginal do Mercado de Reserva de Regulação é efetivamente inferior ao preço da energia elétrica estabelecido no contrato de fornecimento de energia elétrica, tendo também em consideração as tarifas de acesso e as perdas das redes.

Relativamente à energia de reserva de regulação a descer observa-se um preço ponderado dos consumidores superior ao do mercado para todos os meses observados, excluindo o mês de julho de 2019 em que o preço ponderado dos consumidores foi inferior ao observado no mercado.

Durante o período de análise da participação das instalações de consumo no Projeto Piloto, as que ofereceram no Mercado de Reserva de Regulação a subir, marcaram o preço de reserva da regulação a subir em 70 horas das 329 horas em que houve mobilizações neste sentido (o que corresponde a cerca de 21% do total de mobilizações). No caso do Mercado da Reserva de Regulação a descer, as instalações de consumo que apresentaram ofertas que marcaram o preço da reserva de regulação a descer em 231 horas das 2633 horas em que houve mobilizações (correspondendo a cerca de 9% do total de mobilizações). Estes resultados obtidos indiciam que as instalações de consumo estão mais dispostas a subir consumo face ao seu programa de fornecimento previamente estabelecido do que a descer consumo, sinalizando esse facto ao mercado. Uma outra conclusão passível de ser retirada destes dados passa pelo facto de existir um total de horas em que se verificam transações no mercado de reserva de regulação a baixar, cerca de oito vezes superior ao total de horas em que se verificam transações ao nível de energia a subir, neste mesmo mercado de reserva de regulação.

Através da avaliação do perfil horário das instalações consumidoras que marcaram o preço para o período de análise, é possível constatar e observar que as instalações de consumo marcam, em média, mais o preço no vazio2 (6:00h - 8:00h) do que no período de ponta3 (18:00h - 20:30h) no caso do Mercado do Mercado de Reserva de Regulação a descer, sendo estes valores bastante superiores à média observada no Mercado de Reserva de Regulação a subir.

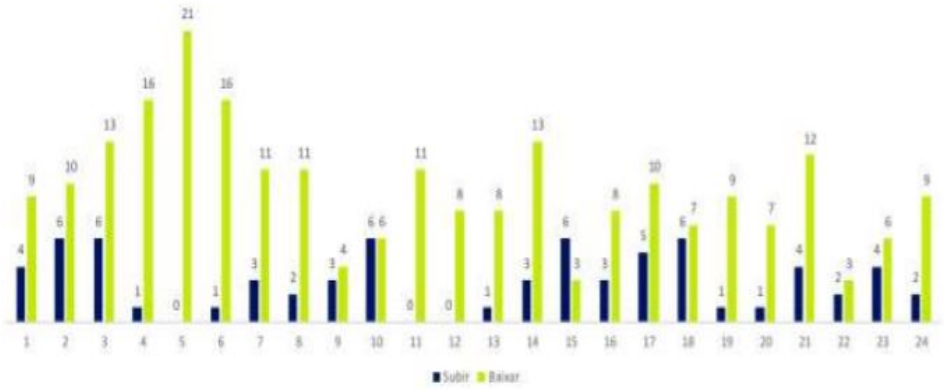


Figura 3.16: Horas em que as instalações consumidoras marcaram o preço para o período de análise.

3.1.3 Observações Obtidas do Projeto Piloto

De acordo com a ERSE, as primeiras conclusões que se conseguiram retirar aquando do lançamento dos resultados intermédios são a necessidade de se considerar a possibilidade de: inclusão de ofertas indivisíveis nos mercados de serviços de sistemas, por forma a refletir as caraterísticas técnicas das instalações consumidoras; a implementação de penalidades aos Agentes de Mercado que sejam Prestadores de Serviços de Sistema, por forma a assegurar o cumprimento das Instruções de Potência emitidas pela GGS e por último assegurar que existe capacidade de monitorização em tempo real das instalações que prestam serviços de sistema.

Com o desenvolvimento do Projeto Piloto, foram enunciadas algumas alterações dos Horários do Mercado Intradiário que já estão inseridas atualmente e que estão descritas na secção do Mercado Intradiário, sendo as medidas adotadas:

1. Implementação de um novo leilão de abertura para os 24 períodos do dia d + 1, com abertura às 14:00h e encerramento às 15:00h;

2. Eliminação do atual sexto leilão intradiário (MI6);

3. Adiamento em uma hora do horário da atual quinta sessão, abrindo às 09:00h e fechando às 09:50h, com um total de 12 períodos de negociação (13:00h-24:00h);

4. Antecipar em uma hora de fecho da primeira sessão, abrindo às 17:00h e fechando às 17:50h, com um total de 28 períodos de negociação (21:00h-24:00h d, 1:00h-24:00h d+1).

O desenvolvimento do Projeto Piloto proporcionou novos desafios ao SEN e ao modo como este se estrutura, sendo que se gerou a necessidade de forçar o início dos trabalhos de adaptação dos fluxos de informação para os 15 minutos, apostou-se no desenvolvimento da atividade de Representação por forma a poderem representar diversas Áreas de Balanço (independentemente do seu Agente de Mercado Comercializador) no seu relacionamento com a GGS em termos de todas as interações/fluxos de informação, nomeadamente:

1. Apresentação de Ofertas e Programas de Consumo;
2. Recepção de Instruções de Despacho;
3. Liquidação e a faturação no âmbito da GGS;
4. Pagamentos e recebimentos no âmbito da GGS.

Esta figura de Representação pode ser repercutida sob a forma da figura do agente agregador de mercado com o intuito de proceder à agregação do consumo para negociar no mercado de reserva de regulação.

Depois do início de atividade de um Representante e após a concretização do TERRE, início dos trabalhos por forma a possibilitar à participação no Projeto Piloto de Agregadores de consumo.

De acordo com a directiva n.º 6/2020 que aprova a prorrogação do Projeto Piloto de participação do consumo no mercado de reserva de regulação, os resultados preliminares obtidos sobre o funcionamento do Projeto Piloto são positivos, pelo que a ERSE considera adequado que, transitoriamente, se continuem a aplicar as regras do Projeto Piloto até à aprovação das alterações a introduzir na revisão mais alargada do MPGGS, decorrente da aprovação dos regulamentos europeus que estabelecem os códigos de rede, previstos no Regulamento (CE) n.º 714/2009 do Terceiro pacote Legislativo europeu para a energia e antevendo alterações que decorrerão da aprovação do pacote legislativo "Energia Limpa para todos os Europeus" [27] . Na recente consulta a interessados para revisão limitada do MPGGS, os agentes e o ORT manifestaram-se também a favor da prorrogação do Projeto Piloto de participação do consumo no mercado de reserva de regulação

Durante o decorrer do Projeto Piloto, deverá ainda ser avaliada a metodologia de alocação das perdas das redes que estão associadas às mobilizações de reserva de regulação, assim como em situações de incumprimento das instruções de despacho, o processo de afetação das mobilizações de reserva de regulação no processo de determinação dos desvios dos Agentes de Mercado Comercializadores e das tarifas de acesso.

Um dos maiores participantes neste Projeto Piloto trata-se da empresa *Solvay*, que opera as suas atividades industriais na fábrica de Póvoa de Santa Iria (concelho de Vila Franca de Xira) que se baseam na produção de peróxido de hidrogénio, vulgarmente conhecido por água oxigenada, produto destinado ao branqueamento da pasta de papel e de fibras têxteis, tratamento de efluentes líquidos e gasosos, desinfecção industrial e hospitalar, descontaminação de solos, cosmética e extracção e recuperação de metais preciosos e também clorato de sódio, utilizado no branqueamento da pasta de papel.

Relativamente à sua participação no Projeto Piloto, a *Solvay* tem variabilidade na gestão do diagrama de consumo, que se situa entre o mínimo técnico (7MW) e o máximo técnico (20MW), sendo que se verifica uma variação continua dentro destes limites. Contudo, esta variabilidade do consumo está diretamente ligada ao ritmo das vendas da empresa como também à capaciadade de armazenamento do produto fabricado pela empresa, sendo que estes fatores condiconam diretamente a capacidade de aumentar a energia a consumir de modo a poder intervir no mercado de reserva de regulação

Relativamente à implementação do serviço de reserva de regulação, a empresa sentiu diversas dificuldades sendo que o facto de participar no grupo pioneiro revela problemas que as levas seguintes não irão enfrentar.

A implementação do serviço de reserva de regulação sofreu diversas dificuldades entre as quais salienta-se a existência de um número elevado de entidades envolvidas e a necessidade de interação entre diversos departamentos da REN, do Prestador de Serviço e do fornecedor do serviço de comunicações.

A falta de uma definição inicial clara dos endereços e especificidades da configuração da infraestrutura de comunicações, levaram à existência de problemas de aparente fácil resolução que acabaram por consumir muito tempo e energia a todos os envolvidos aquando da transmissão da informação em cascata.

Algumas sugestões para acelerar a implementação do serviço de reserva de regulação passam por confirmar com a equipa da REN o caderno de encargos a fornecer ao prestador do serviço de comunicações para tentar arrancar bem logo à primeira, sendo que é necessário ser perseverante e discutir os problemas abertamente, uma vez que quando estes surgirem é necessário formar uma equipa operacional que envolva as três entidades presentes: o prestador de serviço, a equipa da REN e o prestador do serviço de comunicações, para que em conjunto possam testar e procurar soluções para os diversos problemas.

Após a implementação do serviço deu-se o início da exploração do mercado de reserva de regulção com participação do consumo, sendo que segundo relato da *Solvay*, após o arranque do sistema não houve mais problemas de comunicações entre a gestão de energia e os operadores de sala de controlo da empresa, e o Mercado.

O modelo de operação da *Solvay*, devido à sua planificação de produção, inicia-se com a participação no primeiro mercado intradiário de leilões, contudo em caso de problemas imprevistos na fábrica corrigem a oferta inicial no mercado intradiário contínuo.

Com a implementação deste Projeto Piloto cerca de 10 a 15% do consumo de energia tem sido aprovisionado através do mercado de reserva de regulação

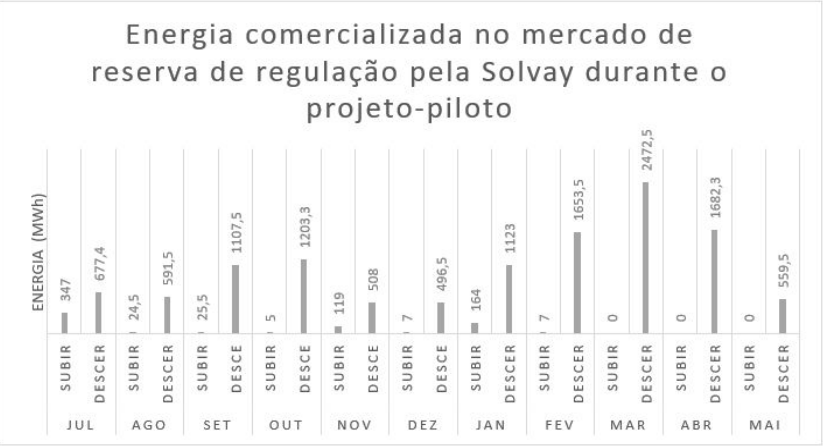


Figura 3.17: Energia de reserva de regulação comercializada pela *Solvay* durante o Projeto Piloto.

Da Figura 3.17 é possível ainda observar a crescente exploração da reserva de regulação a baixar pela empresa, sendo que nos meses de abril e maio de 2020 essa tendência baixou devido aos efeitos do COVID-19 na indústria nacional, e em caso particular, na *Solvay*.

Relativamente às dificuldades encontradas na exploração do serviço, releva-se o facto de a informação disponibilizada aos comercializadores ainda não atingir o *standard* previsto inicialmente, o que proporciona aos comercializadores, o aumento das dificuldades em gerir o seu aprovisionamento de energia e deste modo a faturação mensal também é afetada pelo défice de informação. A necessidade de clarificar que diagrama de consumo deve ser considerado para o cálculo da interruptibilidade é também um dos problemas, sendo que na opinião da *Solvay*, o mais indicado deveria ser utilizar o diagram real de consumo medido à entrada da fábrica. No entanto, a percepção das necessidades de reserva de regulação não é fácil de calcular.

3.2 Regime de Interruptabilidade do Consumo: Portaria n.º 592/2010

Tendo em conta a Portaria n.º 592/2010, decretada pelo Ministério da Economia, da Inovação e do Desenvolvimento no Diário da República no dia 29 de julho de 2010, neste decreto-lei estabelecem-se as condições aplicáveis ao serviço de interruptibilidade, a prestar por um consumidor de eletricidade ao ORT, bem como o regime retributivo do referido serviço e as penalizações associadas a eventuais incumprimentos, no sentido de harmonizar as condições de interruptibilidade no MIBEL.

Segundo este mesmo decreto-lei, entende-se por serviço de interruptibilidade o serviço de sistema que consiste na redução voluntária pelo consumidor do seu consumo de eletricidade para um valor inferior ou igual ao valor da potência residual, em resposta a uma ordem de redução de potência dada pelo ORT, nos termos estabelecidos na presente portaria e no contrato de prestação de serviços de interruptibilidade previsto no artigo 9.º [29].

O serviço de interruptibilidade é gerido pelo ORT, no caso do setor elétrico português esta entidade é a REN, em todas as suas vertentes: administrativa, técnica e operacional. A presente portaria aplica-se a todos os consumidores de eletricidade em MAT, AT e MT que contratem a sua energia diretamente no mercado organizado ou de contratação bilateral ou através de comercializadores não regulados. No entanto, no caso deste estudo de viabilidade, são também agrupados consumidores em BTN e BTE, caso particular que ainda não está devidamente regulamentado neste serviço de interruptabilidade.

No artigo 3.º desta portaria definem-se as diferentes tipologias de redução de potência, sendo que estas são determinadas através de características como o tempo mínimo de pré-aviso de solicitação do serviço, isto é, o tempo mínimo necessário entre o instante de emissão da ordem de redução de potência e o início do primeiro período de aplicação; como também a duração total máxima, sendo esta duração a soma da duração máxima de todos os períodos que compõe a ordem de redução de potência. De salientar que cada tipologia de redução se caracteriza por um número inteiro máximo de períodos por ordem de redução de potência, a duração máxima de cada período e o máximo valor de potência residual a consumir em cada um deles [29] .

Tabela 3.1: Caraterização dos diferentes tipos de interruptabilidade.

Tipo	Pré-aviso mínimo	Duração total máxima
1	2 horas	12 horas
2	2 horas	8 horas
3	1 hora	3 horas
4	5 minutos	2 horas
5	0 minutos	1 hora

Tabela 3.2: Caraterização dos diferentes tipos de interruptabilidade.

Tipo	Número máximo de pedidos de ordem	Duração máxima por período	Máximo valor de potência residual a consumir em cada dos períodos
1	3	4 horas	$P_{max\ b}$ em dois períodos $P_{50\%}$ em um período
2	2	4 horas	$P_{max\ b}$
3	1	3 horas	$P_{max\ a}$
4	1	2 horas	$P_{max\ a}$
5	1	1 hora	$P_{max\ a}$

De acordo com as Tabelas 3.1 e 3.2, compreeende-se que $P_{max\ a}$ corresponde à potência residual máxima para os períodos 3, 4 e 5 enquanto que $P_{max\ b}$ corresponde a esta mesma potência nos tipos 1 e 2. P_{ca} corresponde à potência de consumo dos tipos 3, 4 e 5, isto é, ao valor máximo da potência média anual dos consumos verificados, em cada prestador do serviço, nos últimos três anos de serviços de interruptibilidade nos períodos horários de ponta ou de cheia, definido para a tarifa de uso da rede de transporte, entendendo-se que o ano de serviços de interruptibilidade tem início no dia 1 de Novembro; por outro lado P_{cb} corresponde exatamente ao mesmo tipo de potência nos tipos 1 e 2 [29] .

Relativamente à potência máxima interruptível, esta é determinada pela diferença entre potência de consumo e potência residual máxima e é dada pela fórmula:

$$P_{int\ a} = P_{ca} - P_{max\ a} \tag{3.1}$$

E também:

$$P_{int\ b} = P_{cb} - P_{max\ b} \tag{3.2}$$

Respetivamente a $P_{50\%}$ esta representa a potência residual 50%, calculado através da fórmula:

$$P_{50\%} = P_{max\ b} + 0,5 \times (P_{cb} - P_{max\ b}) \tag{3.3}$$

De salientar que tempo decorrido entre o instante de início do primeiro período e o instante final do último período de uma ordem não pode ser superior à duração total máxima definida para o tipo dessa ordem de interrupção. O número máximo de horas de utilização do serviço de interruptabilidade, dado pela soma da duração de todos os períodos em que se solicite a redução de potência, é de 120 horas para todos os tipos de redução existentes. Relativamente à frequência destas interrupções, refira-se que segundo este mesmo decreto-lei, apenas podem surgir cinco ordens de redução por semana e uma ordem por dia por cada operador do serviço [29] .

Existem duas modalidades de redução de potência, sendo estas, a modalidade *a* passível de contratação dos tipos 3, 4 e 5; e a modalidade *a+b* passível de contratação dos 5 diferentes tipologias de redução.

As necessidades de utilização do serviço de interruptibilidade são identificadas em cada momento pelo ORT em função das necessidades de segurança na operação do sistema eléctrico. O ORT envia, através do sistema informático estabelecido para este fim, onde poderá confirmar a potência de consumo atual, uma ordem de redução de potência aos prestadores deste serviço, dando conhecimento ao ORD, relativamente aos consumidores ligados em AT e MT [29] .

Em resposta à ordem, os prestadores do serviço ficam designados a reduzir a sua potência de consumo para um valor inferior ou igual ao da potência residual solicitada na ordem, sendo que o ORD pode solicitar ao ORT que este emita uma ordem de redução de potência, quando devidamente justificado. O ORT analisa a viabilidade do pedido e emite uma ordem de redução de potência, informando o ORD. A ordem de redução de potência deve conter as seguintes informações:

1. O tipo de redução;
2. O número de períodos em que se divide a redução;
3. A especificação, para cada período, do seguinte:
   (a) O instante de início do período de redução;
   (b) O instante de finalização do período de redução;
   (c) A potência residual máxima a consumir pelo prestador do serviço.

A verificação da disponibilidade para reduzir potência, a comunicação das ordens de redução de potência, a verificação do seu cumprimento e o processo de selecção dos consumidores para deslastre nas situações de accionamento de interruptibilidade efectua- se através de um sistema informático de comunicações, execução e controlo da interruptibilidade, a aprovar pela ERSE, sob proposta do ORT.

Respetivamente à retribuição do serviço de interruptabilidade ao prestador de serviço, esta é dividida entre as duas modalidades existentes. De acordo com a modalidade *a* temos as seguintes parcelas que se somam para obter a retribuição do serviço [29] :

• Remuneração base mensal (rb_a), em €:

$$rb_a = \alpha \times TGCC \times P_{int\ a} \times \Delta_a \tag{3.4}$$

Sendo:

α = coeficiente multiplicativo;

Δ_a = coeficiente multiplicativo.

$TGCC$ = preço associado ao investimento e custos fixos de operação em turbinas a gás de ciclo combinado, em €/MW;

$P_{int\ a}$ = potência máxima interruptível a, em MW;

De referir que o produto de $P_{int\ a}$ por Δ_a não pode exceder a média das potências tomadas mensais, em cada prestadorde serviço, no último ano de serviços de ininterruptabilidade, no período horário de ponta e cheia, definidos para a tarifa de uso da rede de transporte.

• Remuneração adicional por utilização (ra_a), em €:

$$ra_a = \gamma \times P_{int\ a} \times pm \times T_a \tag{3.5}$$

Sendo:

γ = coeficiente multiplicativo;

pm = média dos preços do mercado diário, nas horas em que houve pedidos de interrupção, em €/MWh;

T_a = somatório de todas as interrupções dos tipos 3, 4 e 5, ocorridos no mês, em horas.

De acordo com a modalidade a+b temos as seguintes parcelas que somamos para obter a retribuição do serviço:

• Remuneração base mensal (rb_{ab}), em €:

$$rb_{ab} = \alpha \times TGCC \times P_{int\ a} \times \Delta_a + \beta \times TGCC \times P_{int\ b} \times \Delta_b \tag{3.6}$$

α = coeficiente multiplicativo;

βc = coeficiente multiplicativo;

Δ_a = coeficiente multiplicativo.

Δ_b = coeficiente multiplicativo.

$TGCC$ = preço associado ao investimento e custos fixos de operação em turbinas a gás de ciclo combinado, em €/MW;

$P_{int\ a}$ = potência máxima interruptível a, em MW;

$P_{int\ b}$ = potência máxima interruptível b, em MW;

De salientar que tanto o produto de $P_{int\ a}$ por Δ_a como o produto de $P_{int\ b}$ por Δ_b não podem exceder a média das potências tomadas mensais, em cada prestadorde serviço, no último ano de

serviços de ininterruptabilidade, no período horário de ponta e cheia, definidos para a tarifa de uso da rede de transporte [29] .

• Remuneração adicional por utilização (ra_{ab}), em €:

$$ra_{ab} = \gamma \times P_{int\ a} \times pm \times T_a + \delta \times P_{int\ b} \times pm \times T_b \tag{3.7}$$

Sendo:

γ = coeficiente multiplicativo;

δ = coeficiente multiplicativo;

pm = média dos preços do mercado diário, nas horas em que houve pedidos de interrupção, em €/MWh;

T_b = somatório de todas as interrupções dos tipos 1 e 2, ocorridos no mês, em horas.

Nas situações de interrupção do tipo 1 a remuneração adicional por utilização deve considerar o valor de $P_{int\ b}$ determinado com base no valor máximo de potência residual a consumir em cada período P_{maxb} ou $P_{50\%}$ consoante o caso aplicável.

Todos os parâmetros utilizados nas fórmulas de retribuição do serviço de interruptibilidade são determinados por despacho do ministro responsável pela área da energia, sob proposta da DGEG, após recorrerem a uma conversação com a entida de reguladora do setor, a ERSE.

Para a prestação do serviço de interruptabilidade, segundo o respetivo decreto-lei analisado, estes são os requisitos significativos para a análise pretendida [29] :

1. Ser um consumidor em MAT, AT ou MT que contrate a sua energia diretamente no mercado organizado ou de contratação bilateral, ou através de comercializadores não regulados;

2. Oferecer um valor de potência máxima interruptível (P_{int}), não inferior a 4 MW, para todos os tipos de interruptibilidade;

3. Não desenvolver uma atividade que inclua serviços essenciais em que a aplicação do serviço de interruptibilidade possa pôr em risco a segurança de pessoas ou bens, sendo que necessita de apresentar uma declaração da DGEG que confirme esta condição aquando da assinatura do contrato da adesão.

Um aspeto que este mesmo decreto-lei salienta é de que os custos dos equipamentos necessários à prestação do serviço de interruptibilidade são suportados pelos consumidores que pretendam aderir a este serviço.

Para a adequada aplicação e execução do serviço de interruptibilidade, o prestador do serviço de interruptibilidade deve facultar a seguinte informação à GGS [29] :

1. As previsões de consumo - Antes das 14:00h do dia 15 de cada mês, os prestadores do serviço de interruptibilidade comunicarão à GGS, segundo o formato e procedimento de comunicação estabelecido por este, as previsões de consumo para os dois meses seguintes.

Estes programas terão um carácter previsional, devendo ser comunicadas atempadamente quaisquer alterações do mesmo;

2. A GGS deverá receber, com uma periodicidade horária, os quatro últimos valores de consumo médio quarto-horário da instalação consumidora;

3. O consumo em tempo real – A GGS, para concretizar a aplicação e controlo da prestação do serviço de interruptiblidade, deverá dispor, com uma periodicidade que não exceda os 12 segundos, os valores instantâneos da potência ativa e reativa da instalação consumidora. Esta informação será, automaticamente, rececionada através do EMCC;

4. As paragens programadas - O prestador do serviço de interruptibilidade deverá enviar à GGS, antes do dia 15 de cada mês, os programas previsionais de paragem e manutenção para os 12 meses subsequentes, assim como quaisquer outras causas previstas que possam afetar a disponibilidade total ou parcial da instalação de consumo, para prestar o serviço de interruptibilidade;

5. As indisponibilidades - O prestador do serviço deverá comunicar à GGS qualquer anomalia que se verifique na instalação consumidora, que afete a previsão de consumo, os equipamentos de comunicações ou de tratamento da interruptibilidade;

6. A informação associada à ordem de redução de potência - O prestador do serviço enviará à GGS, o aviso de recepção das ordens de redução de potência, a sua alteração ou anulação, desagregado por tipo de ordem de redução, que incluirá o perfil potência/tempo, num tempo máximo de dois minutos após a sua recepção. Esta informação será, automaticamente, recepcionada através do EMCC.

Para efeitos de celebração do contrato de adesão ao serviço de interruptabilidade, o consumidor deve prestar as seguintes informações ao ORT[29] :

1. Modalidade de redução de potência que deseja prestar e o valor da potência residual máxima (P_max) para cada uma delas;

2. As previsões de consumo por período horário para o ano seguinte de serviços de interruptibilidade;

3. Perfil histórico de consumos (mínimo de três anos de serviços de interruptibilidade);

4. As características do prestador do serviço e as especificações técnicas das suas instalações;

5. O ponto de acesso às redes, ao qual o prestador está ligado;

6. A potência de consumo P_{ca} ou P_cb, consoante o caso;

7. A potência tomada nos 12 meses do ano anterior de serviços de interruptibilidade.

Caso seja um novo consumidor, a informação a prestar relativa ao perfil histórico é substituída pela informação previsional de consumo, que nunca pode ultrapassar a potência de ligação contratada pela instituição.

No que remete à liquidificação por redução de potência, o consumidor que adquire energia no mercado organizado ou mediante contratação bilateral, quer diretamente quer através de um comercializador não regulado, é compensado pela redução de potência resultante de um pedido do ORT. De modo a assegurar este objetivo e para efeito de cálculo dos desvios, a redução de energia resultante da ordem de interrupção não é descontada ao programa do mercado gerando um excedente de energia do programa, face à redução do consumo do cliente. Deste modo, o comercializador que abastece um cliente interruptível pode, por sua iniciativa, solicitar ao ORT a isenção da aplicação dos sobrecustos de desvio resultantes do acionamento da interruptibilidade ao seu cliente, sendo essa isenção limitada à energia efectivamente reduzida [29] .

Em dezembro de 2019 estavam habilitadas a prestar o serviço de interruptibilidade em Portugal Continental 49 instalações consumidoras. Destas instalações, 48 contratualizaram a modalidade "a+b" e 1 apenas a modalidade "a". A potência total interruptível ao abrigo desta Portaria totalizou 695,7 MW referente à modalidade contratual "a" e 691,2 MW à modalidade contratual "a+b", sendo que no ano de 2019, a remuneração total pela prestação do serviço de interruptibilidade ascendeu a 122,2 M€ [30] .

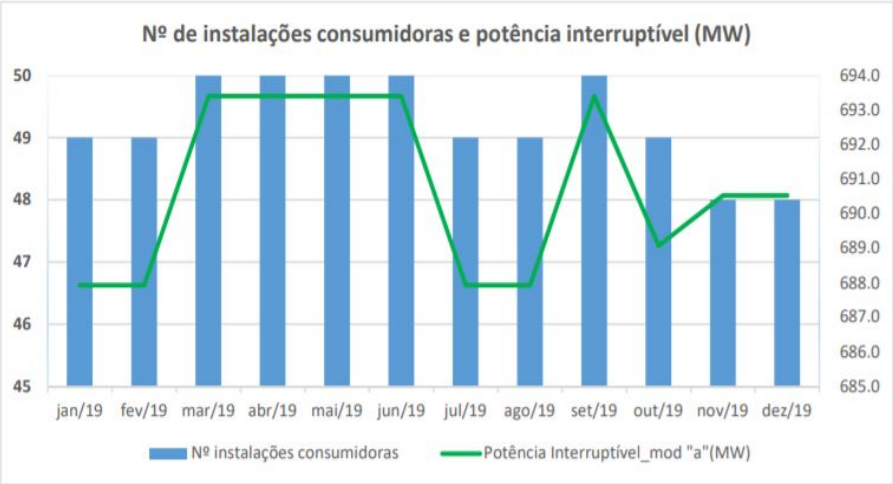


Figura 3.18: Número de instalações consumidoras e potência interruptível das ordens cumpridas do serviço de interruptabilidade em 2019.

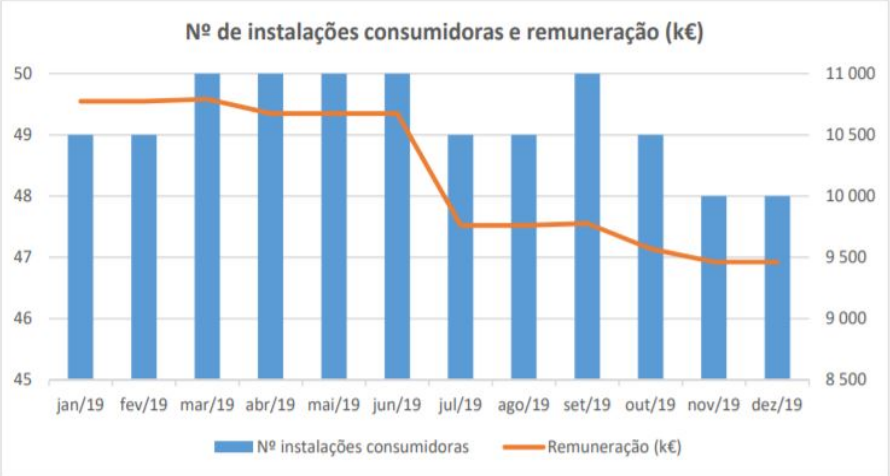


Figura 3.19: Número de instalações consumidoras e remuneração das ordens cumpridas do serviço de interruptabilidade em 2019.

3.3 Figura de Agregador de Mercado

De acordo com o Regulamento nº. 266/2020, agregação é a função desempenhada por uma pessoa singular ou coletiva, que pode ser ou não um comercializador, que combina a eletricidade produzida, consumida ou armazenada de múltiplos clientes para compra ou venda em mercados de energia ou de serviços de sistema [31] .

A figura do agregador tem como princípio de funcionamento a representação de uma grande capacidade de carga passível de ser vendida no mercado elétrico ou a uma empresa produtora de energia, de um modo direto através de contratos bilaterais, acumulando a flexibilidade de consumo dos seus clientes, quer estes sejam consumidores, ou de consumo e geração no caso de os seus clientes serem *prosumers* e, posteriormente, vender esse volume de energia ao BRP ou produtor de energia, ao ORD, ou ao ORT (através de um BSP) [7] .

O agente agregador é uma figura que pode desempenhar diferentes funções no setor energético, podendo atuar como comercializador de energia, como operador de redes móveis e como empresa de serviço energético.

Trabalhando como comercializador de energia, os agregadores podem ser representados por retalhistas ou *brokers*, isto é, um agente ou empresa que interliga o comprador e o vendedor no que respeita à comercialização energética, sendo que os clientes do agregador podem ser desde os consumidores, os produtores ou os *prosumers*, que são uma junção dos consumidores e produtores numa entidade negocial operando na compra e/ou venda de energia elétrica [8] .

A rentabilidade da figura do agregador de mercado passa pela economia de tempo, esforço e dinheiro aos seus clientes, através de uma constante análise do mercado elétrico onde estes se inserem de modo a auxiliar os seus clientes no que respeita a aos termos e condições dos contratos em que estes estão envolvidos, quer a nível das vantagens do preço como da capacidade de variabilidade de carga que estes necessitam.

Do ponto de vista negocial, a capacidade do agregador aglutinar a demanda e/ou a procura dos seus diferentes clientes, com diferentes características e necessidades, permite-lhe ganhar um poder negocial que os seus clientes isoladamente não obteriam que se reflete na quantidade de energia que estes pretendem transacionar.

Um agente agregador tem como funções: agrupar consumidores e participar no mercado grossista com o objetivo de obter os preços mais baixos possíveis, executar a planificação do uso dos Produtores Distribuídos, quando o custo associado é menor que os preços de mercado, alterar e gerir as cargas móveis dos consumidores para horas com um baixo preço de eletricidade.

No que diz respeito ao papel do agregador de produção elétrica, estes permitem aglutinar um vasto conjunto de produtores com distintas quantidades de energia produzidas em distintas Áreas de Balanço, sendo que com o aumento da produção distribuída existe a necessidade de integração destes produtores de energia renovável no mercado através de agregadores [8] , [32].

Como comercializador de energia, a intermediação que o agregador faz, ao maximizar os proveitos dos produtores e minimizar os custos dos consumidores, assemelha-se ao que o retalhista e o *broker* desempenham. Deste desempenho surge o termo usado para o agente agregador como um facilitador do mercado, uma vez que este permite transacionar energia e o serviço de sistema no sentido das necessidades dos seus clientes, através de estabelecimento de contratos bilaterais.

Segundo a legislação em vigor em Portugal o agregador independente refere-se a um participante no mercado envolvido na agregação que não se encontra associado ao comercializador do cliente, o que não é o desejado no que diz respeito ao agregador de consumo. A figura do agente agregador em vigor atualmente está diretamente relacionada com a produção elétrica, sendo a legislação mais recente relacionada com a produção elétrica renovável e o autoconsumo. É neste aspecto do autoconsumo que podemos encontrar alguns paralelismos com a figura do agente agregador de consumo, sendo que no caso desta dissertação a figura do agente facilitador de mercado que segundo a legislação atual refere-se ao comercializador que estiver sujeito à obrigação de aquisição da energia produzida pelos produtores em regime especial com remuneração de mercado [33] [31] .

No mais recente regulamento publicado pela REN que entrou em vigor a 6 de março de 2020, relativamente ao autoconsumo e fazendo o paralelismo para o agente agregador de consumo, é importante salientar que o relacionamento comercial entre o ORT e o agregador ou o facilitador de mercado responsável pela integração em mercado do excedente, para efeitos da faturação da tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicável a produtores, é estabelecido através da celebração de um contrato de uso das redes aplicável a produtores, nos termos previstos no Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações. O contrato relativo a consumo deverá ser posteriormente alterado sendo que os mesmo regulamentos deverão ser analisados e utilizados como referência. De salientar que os restantes relacionamentos comerciais entre o ORT e o agregador ou o facilitador de mercado são enquadrados pelo contrato de adesão ao mercado dos serviços de sistema, bem como pela legislação e regulamentação aplicável [31] .

No que diz respeito aos equipamentos de medição, os operadores das redes são responsáveis pelos encargos associados à aquisição do equipamento de medição a instalar no ponto de ligação

da instalação de utilização do autoconsumidor à rede interna ou à Rede Elétrica de Serviço Público, para efeitos de medição do consumo da instalação de utilização. No caso das instalações em BTN, a instalação de utilização deverá ser portadora de um contador inteligente. Uma vez instalados, os equipamentos de medição referidos integram o parque de equipamentos de medição do respetivo operador da rede. Os operadores das redes têm o dever de divulgar, designadamente nas suas páginas na internet, os requisitos de interoperabilidade aplicáveis aos equipamentos de medição a instalar e, se for o caso, a lista de equipamentos de medição qualificados [31] .

Em suma, o agente agregador adquire a eletricidade para vender aos seus clientes, através de um acordo que obedece às regras, em que ambas as partes estão de acordo. Sendo ele uma entidade que integra clientes, consumidores, produtores ou consumidores/produtores, cria uma carteira de clientes, e posteriormente interage no mercado liberalizado com as restantes entidades da rede elétrica. Consoloidando todas as funções do agente agregador no mercado elétrico existente atualmente, este permite desenvolver as seguintes vantagens:

1. Criação de novas ofertas de produtos e serviços para os seus clientes;
2. Agregação de uma dimensão considerável com capacidade interventiva/competitiva no mercado, e uma diminuição da complexidade de acesso ao mercado;
3. Atenuação de riscos comerciais;
4. Criação de novas oportunidades de negócio.

A atividade do agente agregador no mercado assume um papel estritamente comercial, num período que varia desde horas, dias a semanas, com a finalidade de minimizar o risco dos seus clientes no acesso a este mesmo mercado no qual os seus clientes pretendem inserir-se.

Nesta dissertação pretendemos explorar a possibilidade da existência de um agregador de consumo que permita a inserção de consumidores de médio e baixo volume de carga no mercado elétrico de reserva de regulação. A participação de um agregador no mercado elétrico de energia segue as regras do MIBEL.

De acordo com as necessidades de agregação presentes no setor elétrico europeu, desde à uns anos a esta parte, surgiu o projeto MIRABEL (*MicroRequest-Based Aggregation, Forecasting and Scheduling of Energy Demand, Supply and Distribution*). O MIRABEL propõe uma abordagem conceptual que se baseiam na existência de *flex-offers*, ou seja, ofertas flexíveis, tanto a nível do consumo como também de produção. Estas propostas indicam a flexibilidade na produção/consumo, tanto a nível horário como também ao nível do volume de energia a ser negociado [34] [17] .

Com o intuito de utilizar este sistema de agregação no Mercado de Reserva de Regulação é necessário ter em consideração os três processos intrínsecos a esta metodologia que passa por agregar, desagregar e agendar as diferentes ofertas a serem interpeladas ao mercado.

Nesta dissertação estudar-se-á o papel do agregador de consumo enquanto agente comercializador de mercado que viabilize a aglutinação de diferentes consumidores independentes para realizar transações no Mercado de Reserva de Regulação.

O papel proposto pelo agente agregador de mercado nesta dissertação passa por acumular a flexibilidade dos diferentes consumidores, sendo posteriormente capaz de a negociar no Mercado de Reserva de Regulação. O objetivo do agregador neste projeto passa por maximizar o valor da quantidade de energia passível de ser negociada através da exploração da flexibilidade dos seus diversos clientes. Para isto, o agregador deverá ter em atenção as incertezas relacionadas com a variabilidade de consumo dos seus clientes dependendo de diversas formas de controlo de consumo dos mesmos, quer através de previsão de consumo partindo da análise do historial dos seus clientes, quer através de um controlo em tempo real que permite uma maior fiabilidade das ofertas que este colocará ao gestor do Mercado de Reserva de Regulação [34] [8] .

Capítulo 4

Metodologia Adotada

Para proceder a uma agregação do consumo para posteriormente ser comercializado no Mercado de Reserva de Regulação, será necessário responder a um conjunto de desafios diferentes para que esta metodologia seja viável quer a nível técnico quer a nível económico, tanto para os clientes como para o agregador.

As questões que necessitam de ser respondidas para o desenvolvimento desta hipótese são relativas a:

1. Medição e Validação - Como será medida e calculada a agregação de consumo? Quem é o responsável por esse processo? Como garantir que os dados são corretos e confiáveis?

2. Metodologia de Base - Necessária para quantificar a performance dos serviços de agregação providenciados aos clientes deste serviço e acautelar uma base para a transferência da energia. Quem está responsável por estabelecer esta metodologia e quais os parâmetros usados para assegurar um eficiente nível de precisão e reprodutibilidade?

3. Troca de informação e confidencialidade - necessário para todos os elementos integrados neste sistema de modo a obter uma eficiente resposta do serviço, sendo que alguma desta informação pode ser mais sensível de um ponto de vista comercial. Qual a informação a ser partilhada, encontrando um equilíbrio entre a confidencialidade e a necessidade de partilha de informação?

4. Definição do preço do serviço - Como será feita a compensação do agregador pelo serviço?

No intuito de responder às questões acima apresentadas, sabe-se que será o próprio agente agregador o responsável pelo processo de agregar o consumo dos distintos clientes, sendo que para a medição destes valores será necessário a utilização das ferramentas necessárias à medição em tempo real ou o recurso a perfis de consumo. Os perfis de consumo aplicam -se às instalações de clientes finais que não dispõem de equipamento de medição com registo de consumos em períodos de 15 minutos. Com efeito, para estas instalações, a estimação dos consumos discriminados por períodos de 15 minutos é feita a partir dos consumos registados nos equipamentos de medição dos clientes finais, ou obtidos por estimativa, e do perfil de consumo aplicável [35] . O Guia de

Medição e Leitura e Disponibilização de Dados equipara as obrigações relativas à Baixa Tensão Especial (BTE) às de Média Tensão (MT), Alta Tensão (AT) e Muito Alta Tensão (MAT), designadamente no que se refere à periodicidade diária de leitura e à recolha dos diagramas de carga quarto -horários, permitindo dispensar a aplicação de perfis de consumo na BTE, razão pela qual os operadores das redes não apresentaram proposta de perfis para este segmento de instalações. O GMLDD prevê, no entanto, a não integração no sistema de telecontagem de instalações em BTE ou em MT, motivada por impedimentos de ordem técnica, situações nas quais há lugar à aplicação de perfis de consumo [36], [35] .

No que diz respeito à metodologia de base, esta será avaliada respeitando os resultados do serviço de agregação conforme diferentes propostas de reserva de regulação a ser ofertadas pelo agente agregador à REN. A precisão e reprodutabilidade destas ofertas está dependente do grau de precisão da oferta agregada e da correspondente resposta por parte dos consumidores finais às ofertas a serem aceites pelo GGS.

As trocas de informação entre os clientes consumidores e o agente agregador deverão ser o mais transparentes e confiáveis possível na medida em que se pretende um diálogo aberto entre ambas as figuras de mercado para facilitar a implementação deste serviço e uma correta exploração do mesmo sem ocorrerem desvios de carga que retirem a vantagem económica gerada pela obtenção de energia no Mercado de Reserva de Regulação a baixar. Já entre o agente agregador e o GGS/ORT a comunicação deve procurar o máximo de transparência quanto à mobilização de ofertas, em especial no que concerne aos volumes e preços transacionados de cada tipo de produto, e garantir informação sumária, em tempo oportuno, com a identificação dos erros sempre que os ficheiros são rejeitados.

A definição do preço de serviço da reserva de regulação é calculado através do preço marginal deste mesmo mercado, sendo o preço da última oferta aceite aquela que define o preço do serviço no determinado período em análise.

De acordo com uma análise do relevo da agregação de consumo no Mercado de Reserva de Regulação e após uma análise aos dados retirados do Projeto Piloto interpretou-se que o consumo seria de grande importância na reserva de regulação a baixar, contudo, na reserva de regulação a subir este para além de não ser muito explorado no Projeto Piloto, tende a futuramente ser encarregue pela produção renovável e clientes de autoconsumo com geração renovável que serão capaz de fazer aumentar a produção. Esta perspetiva de aumentar a produção é de mais fácil execução do que baixar o consumo de um conjunto de diferentes clientes consumidores, sendo este um dos principais fatores que culminou em que nesta dissertação apenas se realiza-se um estudo matemático de agregação de consumo para ser comercializado apenas no Mercado de Reserva de Regulação a baixar, como o que é apresentado no Capítulo 5.

Sendo que nesta dissertação o cerne da questão passa pelo estudo da viabilidade da agregação do consumo para a comercializar no Mercado de Reserva de Regulação a baixar, considera-se que o agregador tem a intenção de aglutinar o consumo dos seus clientes para poder efetuar propostas de reserva de regulação a baixar, ou seja, aumentar o seu consumo de modo a ter uma quantidade capaz de ser comercializada neste mercado.

4.1 Modelo de Agregação

De acordo com o plano de inserção dos agregadores de consumo no Mercado de Reserva de Regulação, colocamos em perspetiva as diferentes possibilidades do agente agregador de mercado juntar os diversos clientes consumidores num contexto de agrupar uma determinada quantidade de consumo energético capaz de ser negociada no Mercado de Reserva de Regulação a descer.

Numa fase inicial, estudar-se-á o modelo de agregação ideal ao esquema do SEN, sendo que uma das variantes do estudo do modelo de agregação passa por agrupar os distintos consumidores nas diferentes horas do dia, de acordo com os diagramas de consumo dos determinados clientes. No modelo de agregação iremos estudar a possibilidade de agregar o consumo dos distintos clientes num contexto de aproximação geográfica entre a totalidade destes, sabendo que existe também a possibilidade de as instações de utilização dos clientes consumidores não se encontrarem próximas geograficamente. No caso deste afastamento geográfico, todo o critério de agregação deverá ser igual ao caso em que estão mais próximos sendo que relativamente à remuneração do serviço, as perdas serão um fator a ter em conta visto que serão maiores.

A agregação ao nível regional, passa por entender que os clientes se encontram bastante próximos em termos físicos, isto é, entendendo que estão ligados ao mesmo posto de transformação.

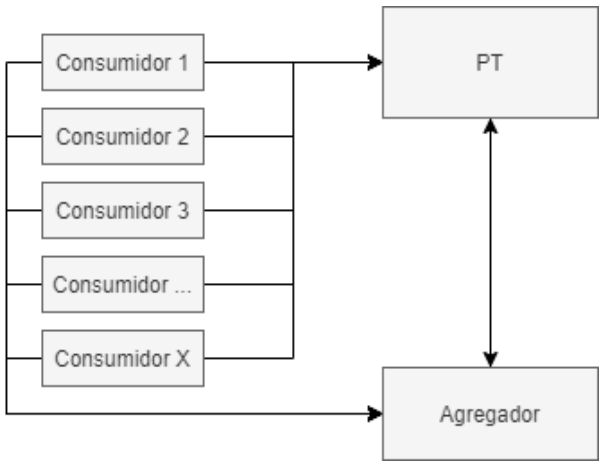


Figura 4.1: Esquema de agregação dos diferentes clientes consumidores num mesmo posto de transformação.

Quando se refere a agregação a nível nacional, falamos de agregar clientes dispersos pelo espaço do país, salientando uma maior fatia do ganho dos consumidores a ser perdida face ao facto de as tarifas de uso de redes seriam superiores.

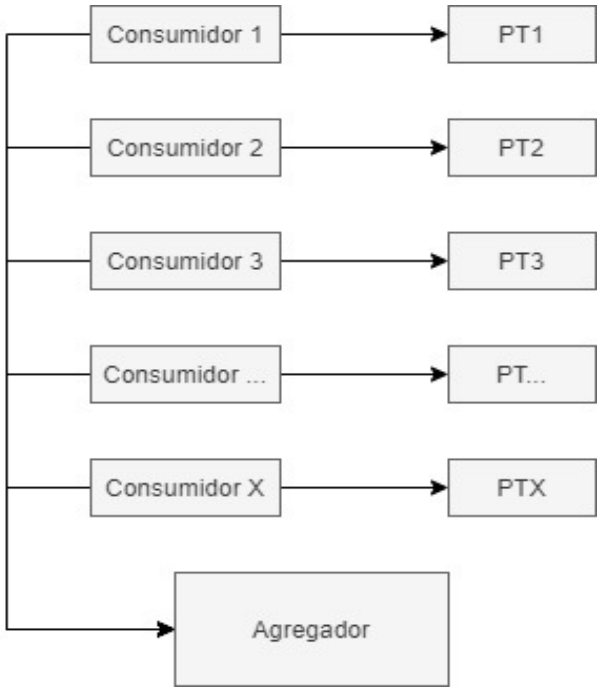


Figura 4.2: Esquema de agregação dos diferentes clientes consumidores em diferentes postos de transformação.

Relativamente à agregação da quantidade de energia a negociar, ou seja, ao papel desempenhado pelo agente agregador nesta proposta, foram estudadas duas hipóteses relativas ao valor mínimo a ofertar. Em primeiro lugar, e de acordo com o Projeto Piloto abordado na Secção 3.1 foi definido o valor mínimo do produto a ofertar igual a 1 MW, e se assim fosse o caso, a valores superiores múltiplos deste. Através de uma outra perspetiva presente na proposta do mercado de reserva de regulação espanhol em que a oferta pode ser de valor inferior a 1 MW, tendo como quantidade mínima a ser negociada o valor de 0,1 MW, podendo ser negociadas quantidades de energia que sejam múltiplos deste valor (0,2 MW; 0,3 MW; até valores mais elevados seguindo esta perspetiva) [17] . Estas ofertas de menor quantidade permitem a um maior número de consumidores de menor relevo, ou seja, menor quantidade de energia disponível a ver o seu consumo aumentado, ingressaram em ofertas realizadas pelo seu agente agregador ao Mercado de Reserva de Regulação a baixar.

Existem dois tipos de agregação possíveis, entre os quais, "agrupamento"e "agregação *N-to-1*". De acordo com a metodologia "agrupamento", a oferta de agregação deve ser agrupada de acordo com a quantidade de energia a ser consumida de um ponto de vista equitativo, ou seja, agregam-se consumidores com uma quantidade aproximada entre eles de consumo a aumentar num período de tempo específico, sendo definido o período de início e de fim da oferta. Este modelo de agregação segue um modelo de estudo de flexibilidade sendo que se definem parâmetros de agregação para uma mesma proposta sendo estes o tempo inicial da oferta, a duração da oferta e a flexibilidade de tempo da oferta [32], [34].

Caso este método não seja conseguido devido a uma grande variabilidade dos clientes e das

suas caraterísticas, os parâmetros da oferta são anulados e procede-se a um estudo da oferta ideal. De um modo sequencial, deve ser definido o período de início da oferta assim como a flexibilidade da duração do mesmo, seguidos de uma análise que irá demonstar a duração ótima da oferta. Esta análise consiste em adicionar o mínimo e o máximo de energia possível a ser comercializada para os determinados períodos de tempo de acordo com o perfil dos diferentes consumidores, concluindo o momento ideal de início da oferta assim como o seu final e respetiva energia negociada [34] .

Estes parâmetros controlam a "forma"da oferta, sendo que na ausência de parâmetros especificados a oferta segue o modelo de "agregação *N-to-1*"produzindo uma oferta como resultado da análise. O perfil desta oferta deve ser relativamente longo de modo a explorar todas as ofertas divergentes dos diferentes consumidores, desde o tempo de início, a duração e a quantidade de energia a ser consumida. Estas ofertas são definidas pelo período mínimo de duração, começando no mesmo instante, sendo que atualmente este período é de uma hora no caso português contudo já existe a análise da possibilidade das ofertas decorrem durante um período de 15 minutos, como no caso do projeto TERRE [22], [34] .

Uma fase importante deste processo passa pelo agendamento das ofertas, ou seja, a definição dos períodos de início e quantidade de energia a ser comercilizada pela oferta de modo a minimizar o custo para os diferentes clientes e deste modo para o agente agregador. Neste processo são estudadas três metodologias de otimização sendo elas:

1. a otimização do período de início da oferta, no qual se define uma determinada quantidade de energia a ser negociada e daí ocorre um estudo que determinará o melhor momento para a iniciar;

2. a otimização da quantidade de energia, no qual se fixa o período de início da oferta e se analisa qual a quantidade de energia entre um mínimo e um máximo a ser negociada que mais lucro gerará. É necessário ter em atenção a escolha de uma quantidade que não ultrapasse os limites de equilíbrio pretendidos pela reserva;

3. a otimização do tempo inicial e da quantidade de energia, que estuda todas as possibilidades de modo a gerar a melhor oferta possível.

De um ponto de vista de análise de propostas a ser negociadas, pode ser utilizada a otimização local ou um modelo de algoritmo evolucionário. O primeiro consiste em analisar o período de início e a quantidade de energia a ser consumida de um modo aleatório, processando os dados de um modo a obter as ofertas que se enquadrem nos critérios definidos pelo agregador. Por outro lado, o algoritmo evolucionário começa com um conjunto de ofertas possíveis e analisa as que de um melhor modo se adequam aos critérios pretendidos como no caso da otimização local. O algoritmo evolucionário recorre aos princípios de população, seleção e cruzamento; princípios comuns neste tipo de otimização [34] .

Dentro do modelo de agregação podem ser estudadas ofertas de acordo com aquelas exploradas na Sub-Subsecção 2.5.1.2.

4.2 Modelo de Remuneração

Relativamente ao modelo de remuneração do serviço de agregação de consumo a ofertar no Mercado de Reserva de Regulação, este é dividido entre duas entidades que se interligam, sendo estes o agente agregador da oferta a submeter ao mercado e os diferentes clientes consumidores que visam a aumentar o seu consumo de modo a integrar a oferta.

A energia de regulação utilizada será valorizada ao preço marginal das ofertas de regulação mobilizadas em cada período de programação. No caso de aparecer uma restrição técnica em tempo real, programando-se para a sua resolução ofertas de reserva de regulação, estas ofertas não intervirão na formação do preço marginal da utilização da energia de regulação no período correspondente. Para cada período de programação, o serviço de fornecimento de reserva de regulação para baixar é remunerado pelo preço da última oferta a ser mobilizada total ou parcialmente, segundo cada sentido de regulação, na escada de ofertas de reserva de regulação, denominado, respetivamente, preço de reserva de regulação a baixar. O preço da última oferta a ser mobilizada total ou parcialmente, por período de programação, segundo cada sentido de regulação, encontra-se associado ao preço do último bloco mobilizado por oferta [18] .

Relativamente ao resultado económico que resulta desta oferta a aumentar o consumo, este é pago pelo consumidor ao ORT, sendo calculado de acordo com a expressão [23] :

$$VRR = \sum(PRR \times ERR) \tag{4.1}$$

Sendo:

- VRR - valor a pagar pelo serviço de reserva de regulação a baixar [€];
- PRR - preço do Mercado de Reserva de Regulação a baixar [€/MWh];
- ERR - energia comercializada no Mercado de Reserva de Regulação a baixar[MWh].

No que diz respeito a desvios de mercado, estes não serão avaliados no Capítulo 5, contudo devem seguir as normas que advêm do Manual de Procedimentos de Acerto de Contas, relatados na Sub-Subsecção 2.5.2.3, como aqueles provenientes das normais europeus relatados na Sub-Subsecção 2.5.1.2, caso ocorra alguma situação que necessita de ser acertada economicamente em caso de ocorrer uma destas situações.

4.2.1 Valorização do cliente consumidor

A valorização relativa face à compra da energia em Mercado de Reserva de Regulação a baixar em deterimento do Mercado Diário de um determinado cliente consumidor agregado será definida pelo preço marginal de reserva de regulação a baixar, sendo que para um cálculo das mais-valias financeiras provocadas pela alteração de mercado em que este compra a sua energia, definiu-se a seguinte expressão:

$$G_O = \sum(PM \times ERR) - \sum(PRR \times ERR) \tag{4.2}$$

Sendo:

- G_O - ganho da oferta [€];
- PM - preço do Mercado Diário [€/MWh];
- PRR - preço do Mercado de Reserva de Regulação [€/MWh];
- ERR - energia comercializada no Mercado de Reserva de Regulação [MWh].

Após o cálculo do G_O será necessário retirar a este valor a percentagem do agente agregador pela prestação deste serviço. Ou seja, o ganho da oferta deverá ser dividido em uma percentagem para os agentes consumidores e numa percentagem para o agente agregador. A expressão 4.3 define esse raciocínio.

$$G_O = G_X + G_A \tag{4.3}$$

Sendo:

- G_O - ganho da oferta [€];
- G_X - ganho do consumidor X[€];
- G_A - ganho da agregador [€];

4.2.2 Valorização do agente agregador

Relativamente à remuneração do agente agregador, este deverá receber uma percentagem do ganho económico relativo ao lucro gerado em cada um dos consumidores por receberem a sua energia através do Mercado de Reserva de Regulação.

No que diz respeito ao ganho do agente agregador, este deverá corresponder a uma percentagem do ganho dos respetivos clientes presentes na proposta de agregação. Contudo e sabendo que para uma oferta de reserva de regulação a baixar, a percentagem de ganho do agente agregador pode ser definida de duas formas: percentagem igual para todos os consumidores, uma vez que constituem uma determinada oferta e a sua percentagem de oferta será também a sua percentagem de lucro, retirando a parte do agente agregador; percentagem próximas mas distinta para os diversos consumidores uma vez que através de um raciocínio simples, percebe-se que para apresentar uma proposta de reserva de regulação a baixar, os consumidores que correspondam a uma maior quantidade de energia a ser negociada correspondem a uma maior percentagem dessa oferta, facilitando o papel do agregador no processo de juntar uma determinada quantidade de consumo energético a aumentar. Em paralelo com este raciocínio, consumidores de uma menor quantidade de energia, necessitam de um maior ajuste por parte do agente agregador de modo a encontrar a flexibilidade de consumo necessária no seu role de clientes que resulte numa proposta de reserva de regulação a baixar a ser enviada à REN, sendo que que dentro de uma determinada oferta de Mercado de Reserva de Regulação a baixar, um consumidor de uma carga maior, resultará com que o agente agregador obtenha uma percentagem do seu ganho menor face a um consumidor

de menor relevo, pelos motivos acima apresentados. Estas duas eventualidades são viáveis a nível comercial por parte do agente agregador, sendo que a liberalização deste mercado através do agente agregador e o aprimoramento deste serviço irão estabelecer o método preferencial tanto dos clientes como do próprio agente agregador e da sua estratégia.

No entanto, a equação 4.4 é viável para ambos os casos anteriormente descritos, sendo que o resultado económico do agente agregador é dado pela multiplicação de um fator multiplicativo α, que representa uma percentagem do ganho de cada um dos diferentes consumidores, pelo ganho dos respetivos consumidores, sendo este α igual, ou diferente em todos os clientes. Deste modo resulta que o valor total do resultado económico do agente agregador é dado pela expressão:

$$G_A = \sum_X (G_X \times \alpha_X) \tag{4.4}$$

Sendo:

- G_A - ganho do agente agregador[€];
- G_X - ganho do consumidor X [€];
- α_X - fator multiplicativo percentual correspondente à energia negociada com o consumidor X.

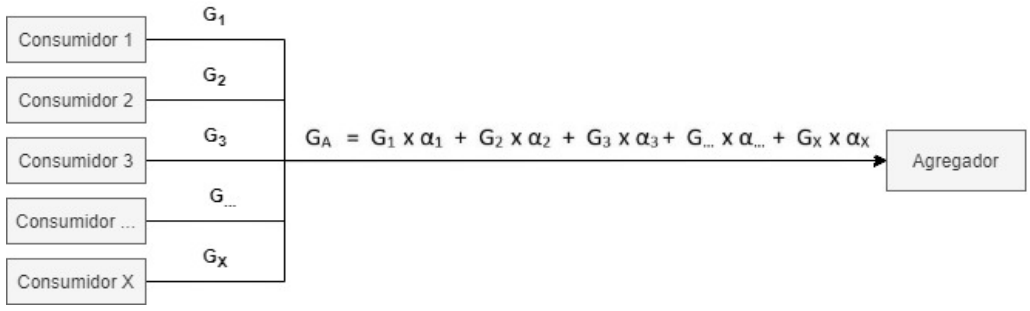


Figura 4.3: Esquema representativo do ganho do agregador.

Capítulo 5

Simulação, Aplicação e Resultados

Relativamente aos dados explorados nesta dissertação, estes contêm o consumo de energia dos diversos consumidores ao longo de um ano, sendo estes consumidores divididos em três grupos distintos, de acordo com os valores de potência com que estes obtêm a energia por parte da RND. O primeiro dos quais compreende o consumo de treze consumidores domésticos distintos, o segundo compreende quinze clientes empresariais, entre os quais oito encontram-se contratualizados ao recebimento de energia de média tensão enquanto que os restantes sete estão conectados à rede de distribuição de baixa tensão, sob contrato de energia de baixa tensão especial. Todos estes dados remetem à totalidade do ano de 2019. No Capítulo 5 demonstra-se a variabilidade dos diferentes consumidores, quer a nível da quantidade de energia que estes consomem, quer a nível das escala temporal deste consumo, sendo que realizamos um estudo que comtempla o consumo nos diferentes dias da semana, um estudo que estuda a variabilidade das estações do ano no consumo, de modo a poder caraterizar as diferentes cargas e escolher o melhor método para as agregar.

Tabela 5.1: Tabela de códigos dos consumidores, respetiva potência contratada e energia diária média consumida.

Código do consumidor	Potência Contratada (kW)	Energia Média Consumida diariamente (kWh)
bte1	50,00	12,0
bte2	55,00	13,6
bte3	67,00	24,5
bte4	120,00	60,3
bte5	195,00	74,9
bte6	177,00	67,9
bte7	70,00	6,2
mt1	146,48	65,0
mt2	130,67	47,5
mt3	465,85	119,4
mt4	292,95	81,2
mt5	50,00	5,1
mt6	689,00	63,0
mt7	292,95	50,2
mt8	186,00	6,2
dom1	39,60	1,7
dom2	23,25	3,4
dom3	187,49	26,4
dom4	23,25	0,4
dom5	47,00	8,0
dom6	46,50	12,2
dom7	65,00	9,2
dom8	41,41	3,7
dom9	46,00	4,9
dom10	41,41	3,3
dom11	74,40	13,2
dom12	93,00	12,4

Para proceder à análise de todas estas variáveis foi utilizado o software *Excel* para o processamento dos dados de consumo dos diversos clientes da empresa *Energia Simples*, assim como dos diferentes dados relativos ao Mercado de Reserva de Regulação a baixar, retirados apartir do site da REN [5] e dados do Mercado Diário provenientes também da página internet da REN [4] para o período de análise em questão, estes dados estavam no formato *.xlxs*, de acordo com a ferramenta utilizada para a sua análise, *Excel*. Posteriormente utilizou-se o software *Matlab* para processamento de todos os dados recolhidos, entre os quais, os dados de consumo dos clientes, as

ofertas de reserva de regulação, os valores comercializados após a análise das ofertas pela REN e o respetivo preço, assim como o preço em Mercado Diário.

Relativamente ao Mercado de Reserva de Regulação a baixar, através do processamento dos dados disponibilizados pela REN e com o auxílio do *Matlab* conseguimos obter a quantidade média da reserva de regulação negociada ao longo do ano de 2019, analisando o dia médio da totalidade do ano, o dia médio em cada uma das estações do ano, como também a reserva de regulação ao longo do ano, com relevo dos dias da semana.

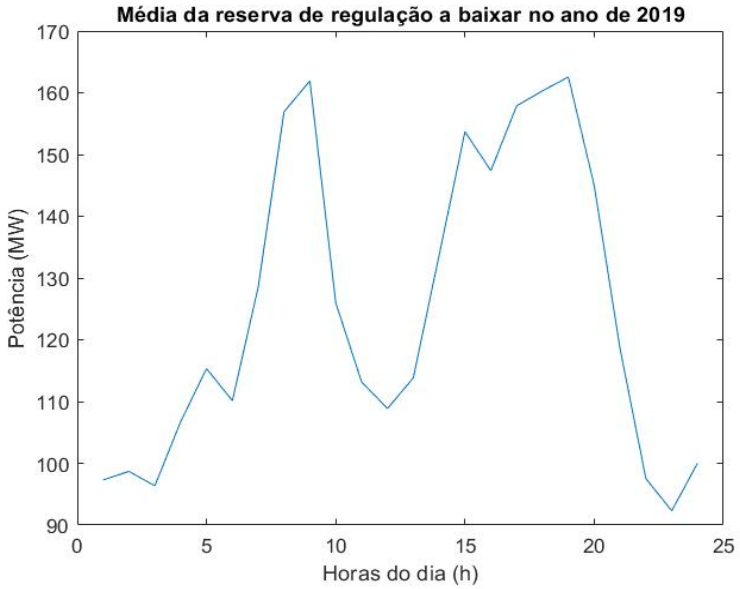


Figura 5.1: Média da reserva de regulação a baixar ao longo do dia no ano de 2019.

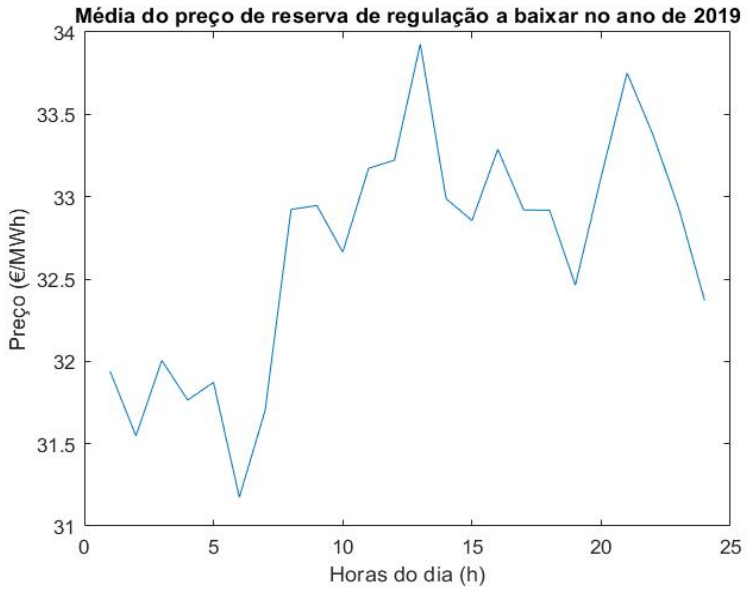


Figura 5.2: Média do preço da reserva de regulação a baixar ao longo do dia no ano de 2019.

Analisando as ofertas de reserva de regulação a baixar que acabaram por ocorrer no ano de 2019, relativamente ao preço com que estas propostas acabaram por ser comercializadas, de acordo com um regime de obtenção de preço marginal, observamos que o preço médio da reserva de regulação a baixar foi de 32,66 €/MW.

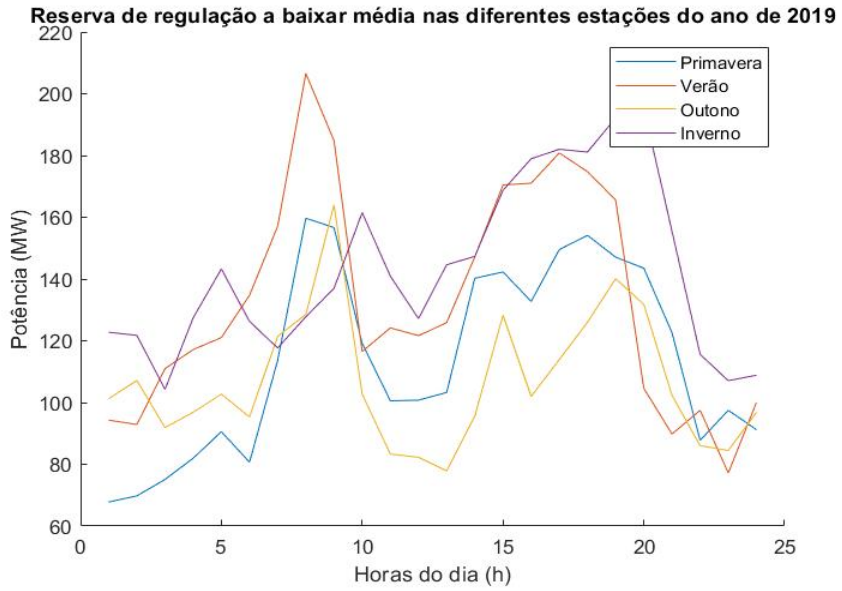


Figura 5.3: Média da reserva de regulação a baixar nas diferentes estações do ano de 2019.

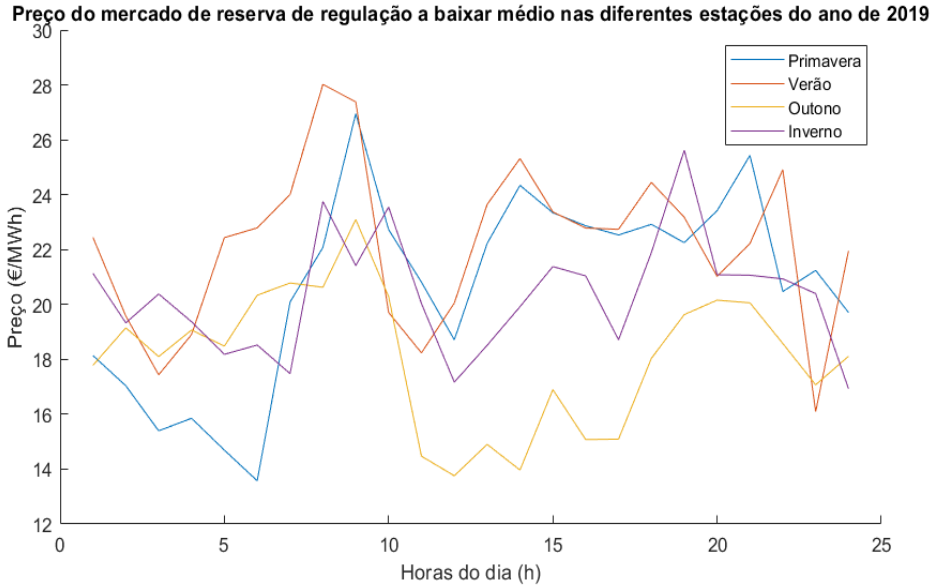


Figura 5.4: Média do preço da reserva de regulação a baixar nas diferentes estações do ano de 2019.

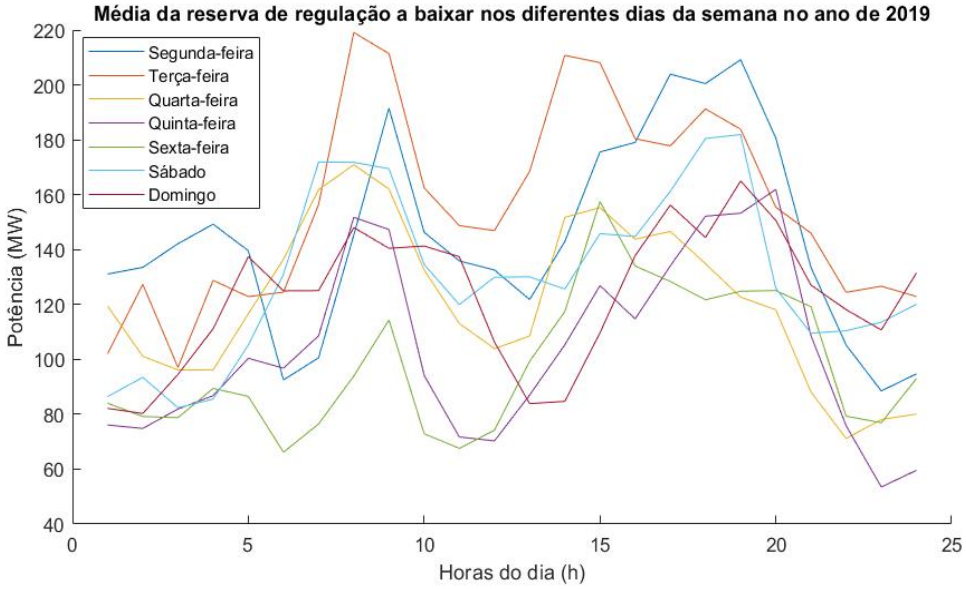


Figura 5.5: Média da reserva de regulação a baixar nos diferentes dias da semana do ano de 2019.

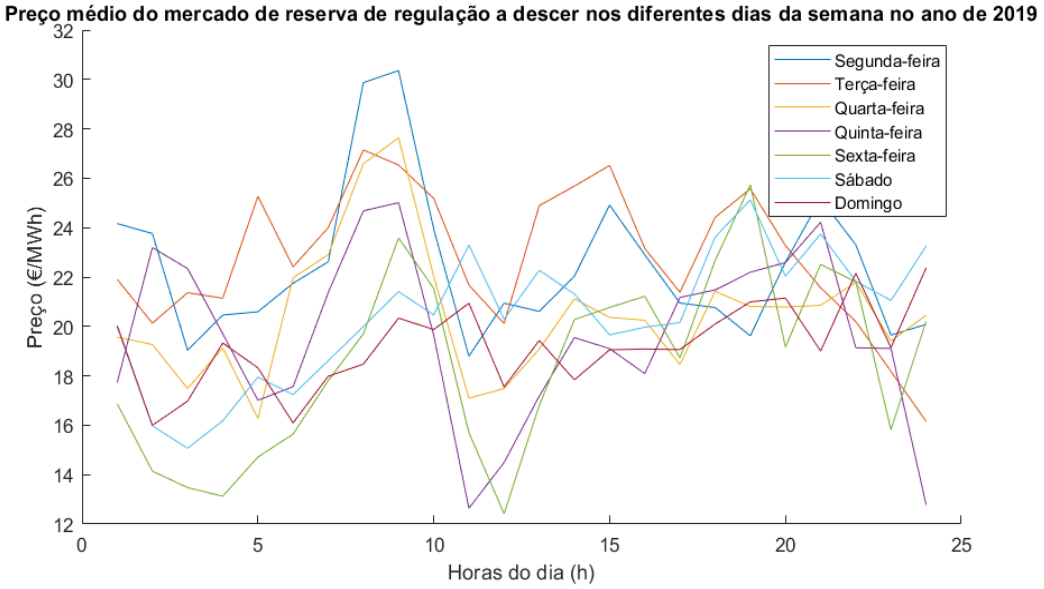


Figura 5.6: Média do preço da reserva de regulação a baixar nos diferentes dias da semana do ano de 2019.

Para uma melhor análise do consumo realizou-se um estudo do programa médio de consumo dos distintos clientes com o intuito de ajustar de melhor forma o seu consumo com as ofertas de reserva de regulação a descer.

Com o auxílio do software *Matlab*, começou-se por analisar o consumo médio diário dos diferentes consumidores, quer para as diferentes estações do ano, quer para os diferentes dias da

semana, quer na globalidade do ano de 2019. No anexo A.1 observa-se os gráficos dos diferentes consumidores de acordo com o consumo diário médio.

A análise do consumo ao longo da semana permite estudar a carga de trabalho e consequente consumo dos clientes ao longo dos diferentes dias da semana e das diferentes horas compreendidas nos próprios dias, enquanto que a análise ao longo das estações do ano permite analisar o consumo relativo quer a iluminação, mas principalmente a nível de climatização, quer a aquecimento do ar no inverno, quer a arrefecimento no verão. Esta análise permite aumentar a perceção dos perfis dos clientes que analisamos nesta dissertação de modo a obter um maior conhecimento destes e assim uma maior aproximação da realidade no momento em que se insere o consumo destes clientes numa oferta agregada no Mercado de Reserva de Regulação a baixar. No anexo A.2 encontram-se três tabelas que exploram esta diversidade de consumo nos diferentes clientes.

Posteriormente à análise média do consumo, recorremos à agregação dos clientes para obter um volume de energia sufiente à realização de ofertas no Mercado de Reserva de Regulação a descer.

5.1 Propostas realizadas com diferente agregação dos clientes consumidores

Na análise de propostas de agregação foram consideradas ofertas de 1 MW, que correspondem à oferta mínima no caso do Projeto Piloto abordado nesta dissertação, sendo que também se consideraram ofertas de menor volume, entre as quais o valor mínimo considerado em alguns países europeus com valores variáveis desde 0,1 MW até valores superiores múltiplos deste valor.

Posteriormente à análise do consumo procedeu-se à agreação sob diversas formas:

1. Agregação da totalidade dos clientes, com ofertas de 1 MW e também com ofertas de ordem de 0,1 MW e múltiplos;

2. Agregação dos clientes de maior volume, com ofertas de 1MW e também com ofertas de ordem de 0,1 MW e múltiplos ;

3. Agregação de alguns clientes domésticos, com ofertas de 0,1 MW e múltiplos;

Um facto passível de se observar com a análise destes quatro gráficos é de que o gráfico do consumo agregado de todos os consumidores segue a forma do gráfico de média tensão uma vez que estes consumidores são os que consomem grande parte da energia a ser agregada. Analisando os dados da reserva de regulação [5] conclui-se que realizaram-se propostas em 5494 horas das 8760 horas presentes no ano de 2019, correspondendo a 62,7% da totalidade do período horário sendo que na Figura 5.7 se encontra a distribuição horária destas propostas ao longo das diferentes horas do dia.



Figura 5.7: Dispersão da frequência de ofertas negociadas de reserva de regulação a baixar ao longo do ano de 2019.

No que diz respeito à agregação considerou-se uma percentagem de lucro para o agente agregador de 5% de cada cliente, sendo este valor o $alpha$ presente na equação 4.4 na totalidade das propostas realizadas e que fazem parte deste capítulo.

5.1.1 Proposta 1

Esta proposta consiste em ofertar 1 MW aquando o consumo total dos consumidores o permitir, sendo que este valor reflete uma grande percentagem do consumo total, que tornaria esta proposta praticamente inviável face à necessidade de uma banda de segurança aos consumidores uma vez que não pode depender da aceitação destas propostas de reserva de regulação por parte do GGS.

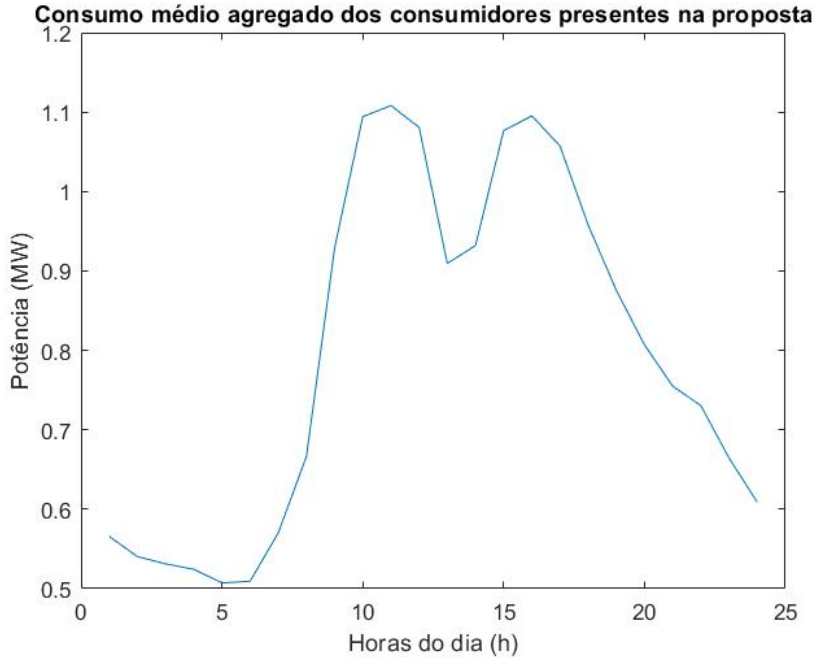


Figura 5.8: Consumo médio diário da totalidade dos consumidores presentes na proposta 1.

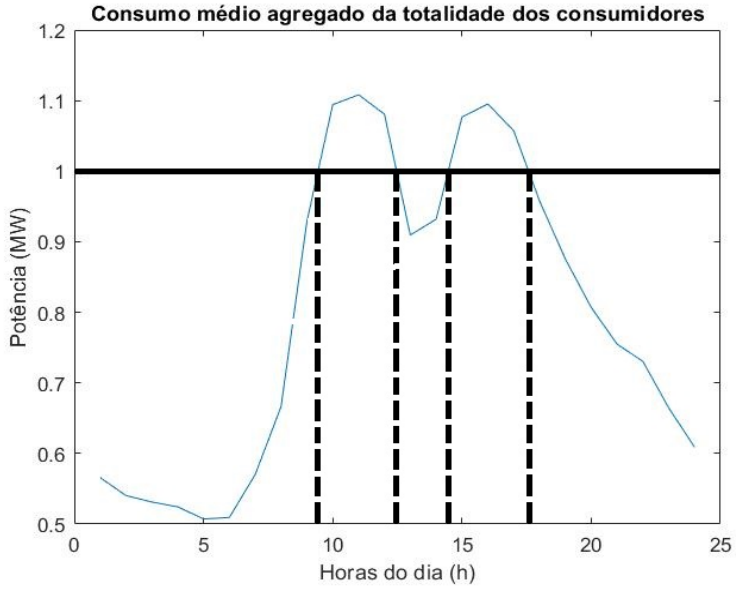


Figura 5.9: Comparação do consumo médio ao longo de 2019 com o valor de 1MW.

De denotar que a totalidade do consumo do agregado dos consumidores não excede os 1 MW na generalidade do tempo sendo apenas superior no intervalo entre as 9:30h e as 12:30h e no intervalo entre as 14:30h e as 17:30h. Este facto reflete o consumo baixo destes consumidores face a consumidores de maior relevo como aqueles que estão inseridos no Projeto Piloto.

Num estudo realizado ao total agregado de todos os consumidores chegou-se ao resultado de que em apenas 1420 horas das 5494 horas em que se negociou energia de reserva de regulação a

baixar no ano de 2019, foi possível ofertar aquando potência consumida pelos consumidores em agregação foi superior a 1 MW. Este período horário ofertado corresponde a 25,8% do total em que seria possível ofertar. Relativamente à realização destas proposta de 1 MW ao preço marginal do Mercado Diário, o total do consumo energético seria de 73624,32 €. A mesma quantidade de energia a ser comercializada no Mercado de Reserva de Regulação a baixar teria o custo de 48943,5 €. O resultado líquido para o conjunto de consumidores seria de 24680,82 €, ainda sem retirar a percentagem pertencente ao agregador.

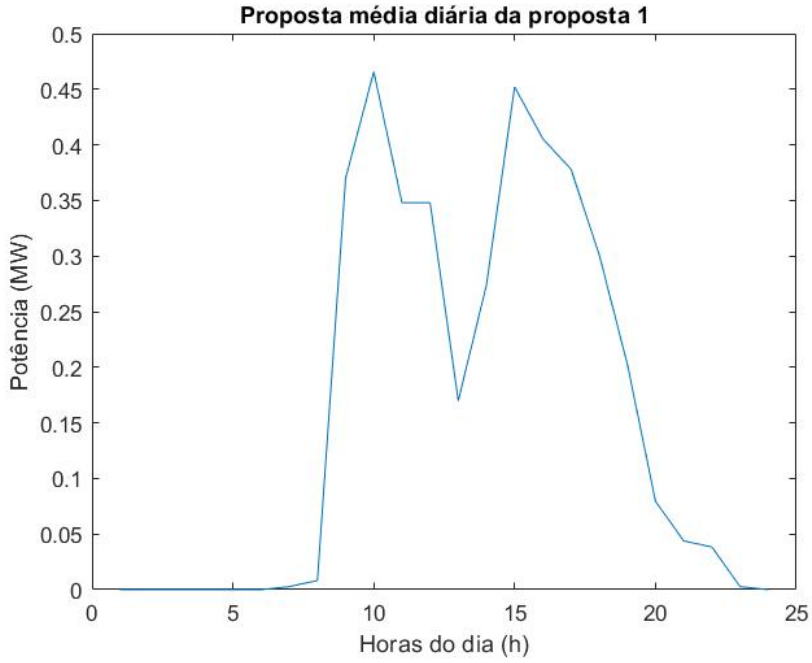


Figura 5.10: Oferta média diária na proposta 1.

Tabela 5.2: Tabela de códigos dos consumidores da proposta 1, respetiva percentagem de consumo e o lucro relativo da oferta.

Consumidor	Percentagem de consumo na oferta (%)	Quantidade de energia negociada (MWh)	Lucro total (€)	Lucro do consumidor (€)	Lucro do agente agregador (€)
dom1	0,31	4,38	76,12	72,31	3,81
dom2	0,23	3,27	56,81	53,97	2,84
dom3	1,96	27,79	483,04	458,89	24,15
dom4	0,04	0,58	10,09	9,58	0,5
dom5	0,48	6,82	118,54	112,61	5,93
dom6	1,09	15,47	268,93	255,48	13,45
dom7	0,88	12,46	216,507	205,68	10,83
dom8	0,31	4,47	77,66	73,78	3,88
dom9	1,05	14,89	258,88	245,93	12,94
dom10	0,26	3,68	63,92	60,72	3,2
dom11	1,15	16,28	283,05	268,89	14,15
dom12	2,93	41,62	723,47	687,29	36,17
bte1	1,65	23,43	407,18	386,82	20,36
bte2	1,96	27,89	484,74	460,5	24,24
bte3	2,81	39,95	694,37	659,65	34,72
bte4	6,73	95,61	1661,81	1578,72	83,09
bte5	10,17	144,45	2510,73	2385,2	125,54
bte6	6,52	92,65	1610,38	1529,86	80,52
bte7	1,28	18,2	316,25	300,44	15,81
mt1	5,73	81,41	1414,92	1344,18	70,75
mt2	6,30	89,4	1553,82	1476,13	77,69
mt3	17,52	248,75	4323,57	4107,39	216,18
mt4	7,14	101,42	1762,74	1674,61	88,14
mt5	0,70	9,91	172,32	163,71	8,62
mt6	14,56	206,77	3593,79	3414,1	179,69
mt7	4,83	68,61	1192,46	1132,83	59,62
mt8	1,40	19,83	344,74	327,5	17,24

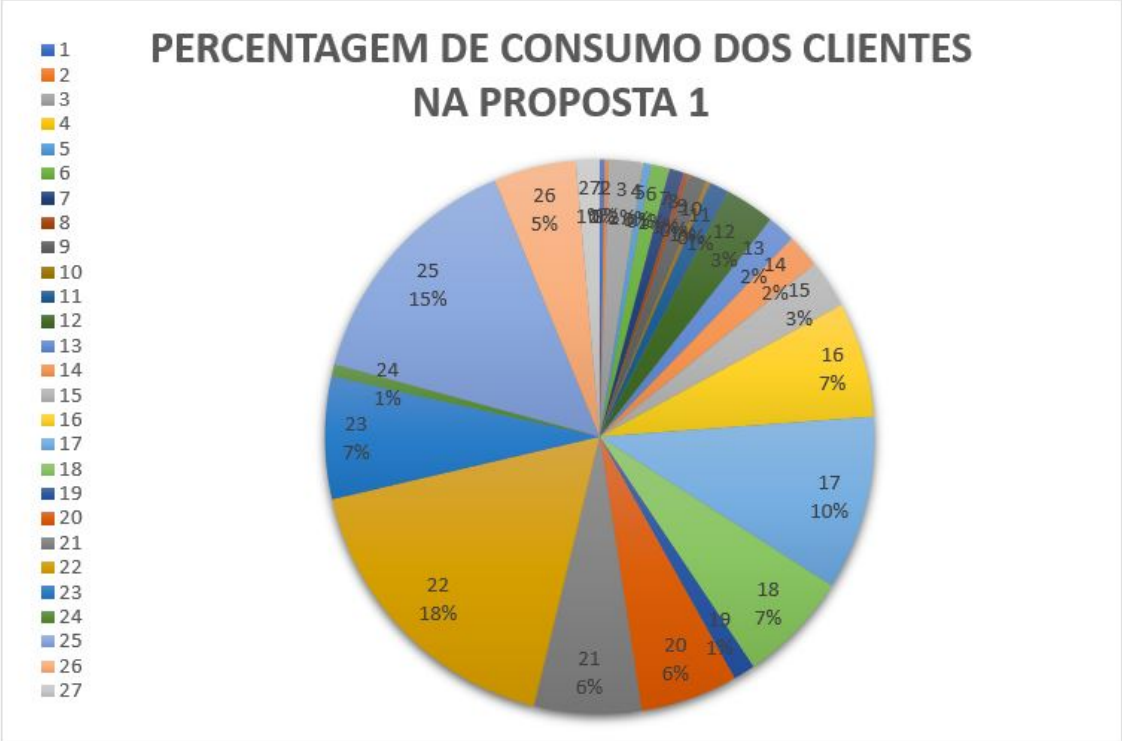


Figura 5.11: Gráfico das percentagens dos diferentes clientes na proposta 1.

5.1.2 Proposta 2

De modo a obter uma análise com um número similar de clientes, contudo com um consumo maior, através de uma análise do consumo optou-se por escolher os consumidores:

1. dom3
2. dom6
3. bte1
4. bte3
5. bte4
6. bte5
7. bte6
8. mt1
9. mt2
10. mt3
11. mt4

12. mt6
13. mt7

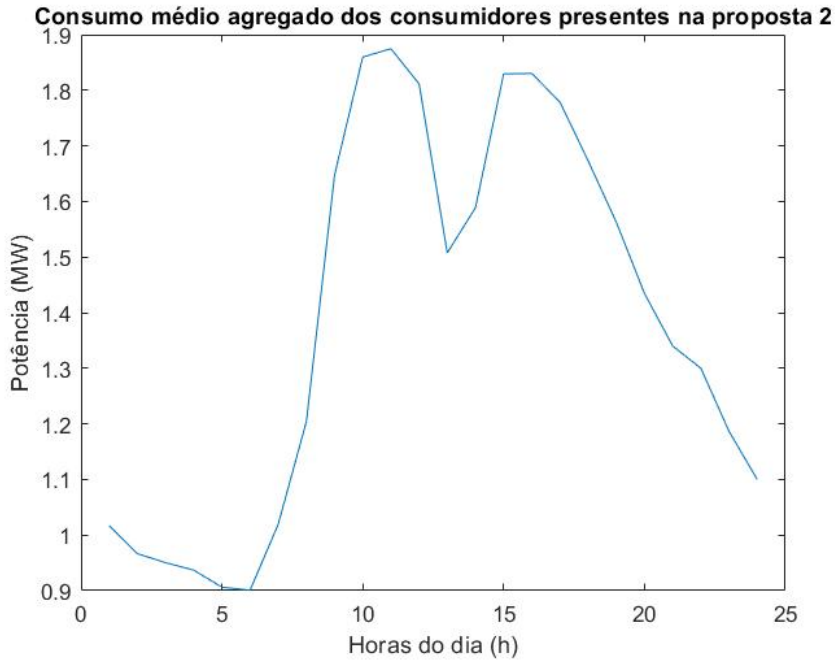


Figura 5.12: Consumo médio diário da totalidade dos consumidores presentes na proposta 2.

Sendo que se colocou estes 13 consumidores em duplicado de modo a obter uma oferta com 26 consumidores, número praticamente idêntico ao total de consumidores em análise no proposta 1, contudo com uma energia ofertada bastante superior. Nesta hipótese estudaram-se 3 propostas:

1. Cerca de 10% do consumo nas diferentes horas;
2. Cerca de 20% do consumo nas diferentes horas;
3. Cerca de 30% do consumo nas diferentes horas.

5.1.2.1 Proposta 2.1

De acordo com os cálculos processados, as ofertas foram de 0,1 MW até 0,3 MW, de acordo com a variação do volume de consumo total, sendo que para estas propostas de menor volume foi possível ofertar em 826 horas das 5494 horas em que surgiram trocas de energia de regulação abaixar em 2019, que corresponde a 15% do período total. Deste modo o resultado agregado com o lucro total da oferta antes da divisão destes mesmo lucros entre os consumidores e o agente agregador foi de 2835,13 € no total do ano, sendo transferida 165,7 MWh com um custo da energia transferida no Mercado Diário de 8511,61 € e no Mercado de Reserva de Regulação de 5676,48 €.

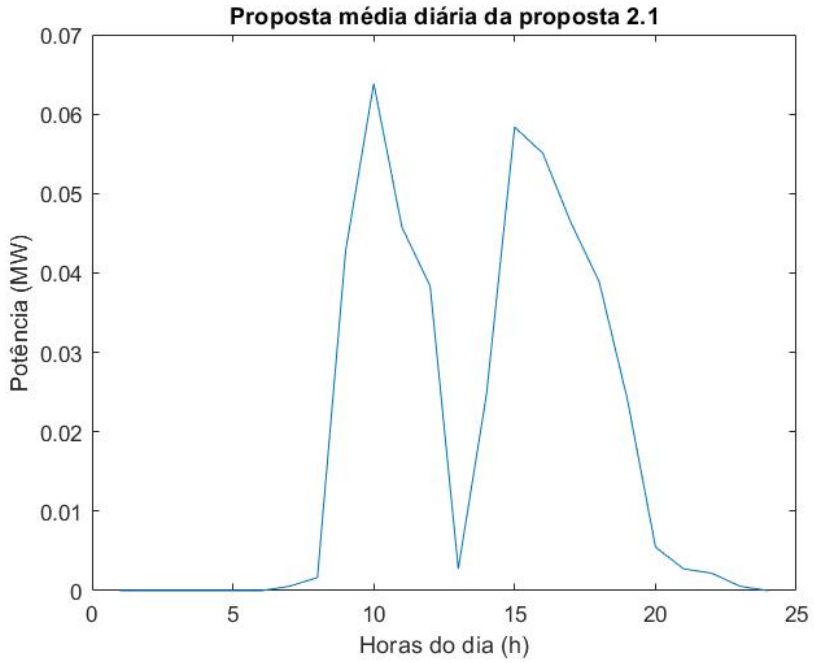


Figura 5.13: Oferta média diária na proposta 2.1.

Tabela 5.3: Tabela de códigos dos consumidores a duplicar a proposta 2.1, respetiva percentagem de consumo e o lucro relativo da oferta.

Consumidor	Percentagem de consumo na oferta (%)	Quantidade de energia negociada (MWh)	Lucro total (€)	Lucro do consumidor (€)	Lucro do agente agregador (€)
dom3	1,12	1,86	31,82	30,23	1,59
dom6	0,58	0,97	16,56	15,73	0,83
bte1	0,89	1,47	25,16	23,9	1,26
bte3	1,47	2,44	41,70	39,61	2,08
bte4	3,53	5,85	100,02	95,02	5
bte5	5,51	9,13	156,20	148,39	7,81
bte6	3,52	5,84	99,87	94,88	4,99
mt1	3,08	5,11	87,40	83,03	4,37
mt2	3,32	5,51	94,23	89,52	4,71
mt3	9,44	15,64	267,55	254,17	13,38
mt4	3,74	6,2	106,16	100,85	5,31
mt6	11,26	18,65	319,18	303,22	15,96
mt7	2,53	4,19	71,72	68,13	3,59

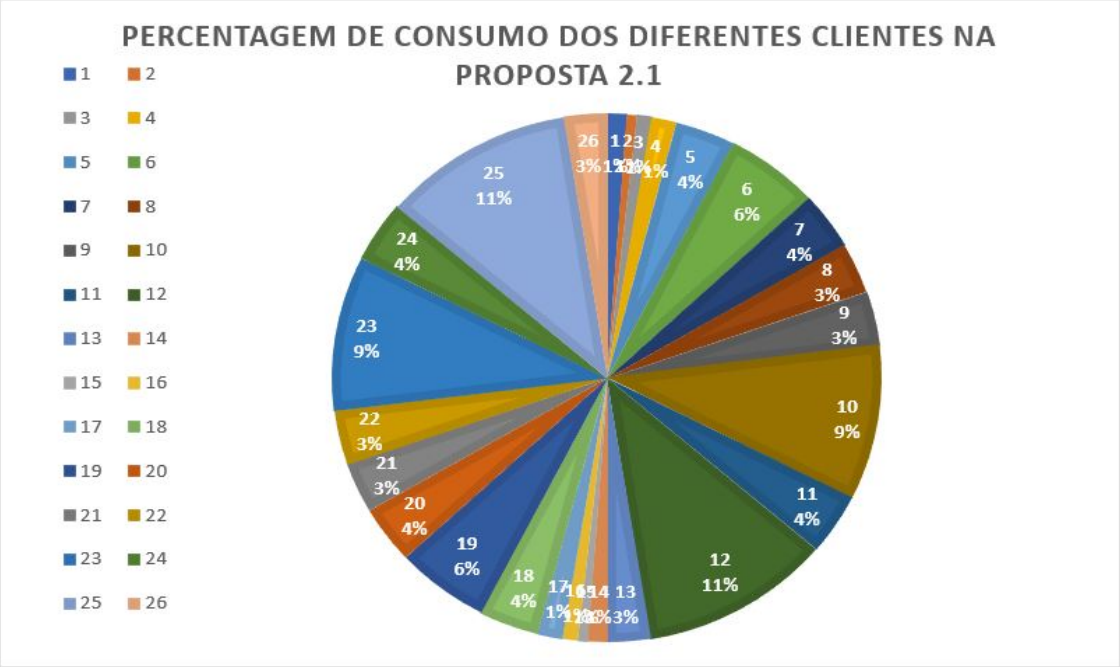


Figura 5.14: Gráfico das percentagens dos diferentes clientes na proposta 2.1.

5.1.2.2 Proposta 2.2

De acordo com os cálculos processados, as ofertas foram desde 0,1 MW até 0,5 MW, de acordo com a variação do volume de consumo total, sendo que para estas propostas foi possível ofertar em 4034 horas das 5494 horas em que surgiram trocas de energia de regulação abaixar em 2019, que corresponde a 73,4% do período total. Deste modo o resultado agregado com o lucro total da oferta antes da divisão destes mesmo lucros entre os consumidores e o agente agregador foi de 19115 € no total do ano, sendo transferida 1112,4 MWh com um custo da energia transferida no Mercado Diário de 56703 € e no Mercado de Reserva de Regulação de 37587,72 €.

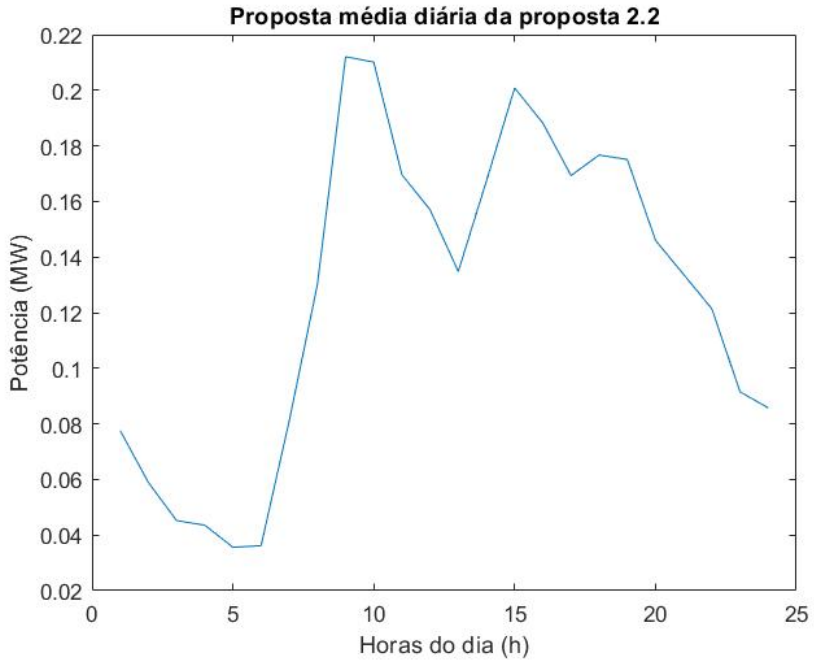


Figura 5.15: Oferta média diária na proposta 2.2.

Tabela 5.4: Tabela de códigos dos consumidores a duplicar a proposta 2.2, respetiva percentagem de consumo e o lucro relativo da oferta.

Consumidor	Percentagem de consumo na oferta (%)	Quantidade de energia negociada (MWh)	Lucro total (€)	Lucro do consumidor (€)	Lucro do agente agregador (€)
dom3	2,00	36,68	394,52	374,8	19,73
dom6	0,79	13,95	150,04	142,54	7,5
bte1	0,88	15,47	166,36	158,04	8,32
bte3	1,65	30	322,75	306,61	16,14
bte4	4,12	73,54	791,08	751,53	39,55
bte5	5,41	96,92	1042,57	990,44	52,13
bte6	4,44	79,66	856,96	814,11	42,85
mt1	4,23	77,85	837,41	795,54	41,87
mt2	3,61	62,65	673,94	640,25	33,7
mt3	9,04	156,95	1688,33	1603,92	84,42
mt4	5,18	92,34	993,27	943,61	49,66
mt6	5,37	93,85	1009,59	959,11	50,48
mt7	3,28	58,65	630,87	599,32	31,54

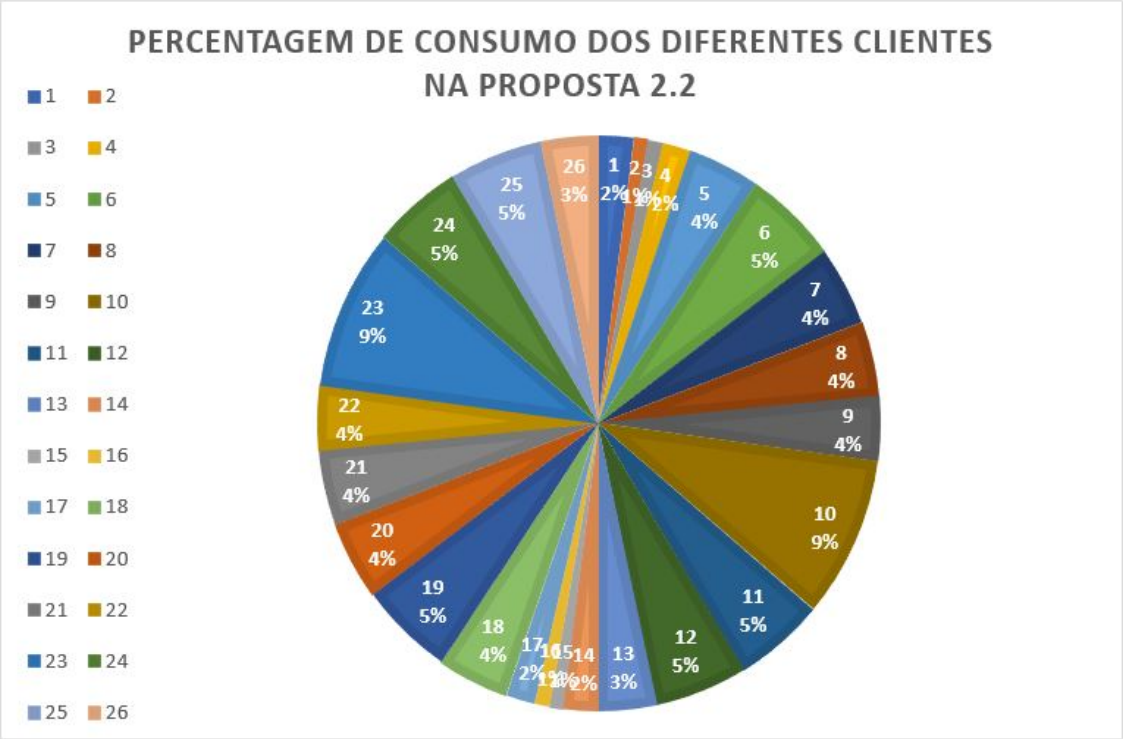


Figura 5.16: Gráfico das percentagens dos diferentes clientes na proposta 2.2.

5.1.2.3 Proposta 2.3

De acordo com os cálculos processados, as ofertas foram de 0,1 MW até 0,9 MW, de acordo com a variação do volume de consumo total, sendo que para estas propostas foi possível ofertar em 5416 horas das 5494 horas em que surgiram trocas de energia de regulação abaixar em 2019, que corresponde a 98,6% do período total. Deste modo o resultado agregado com o lucro total da oferta antes da divisão destes mesmo lucros entre os consumidores e o agente agregador foi de 34289,24 € no total do ano, sendo transferida 2029,5 MWh com um custo da energia transferida no Mercado Diário de 101935,76 € e no Mercado de Reserva de Regulação de 67646,52 €.

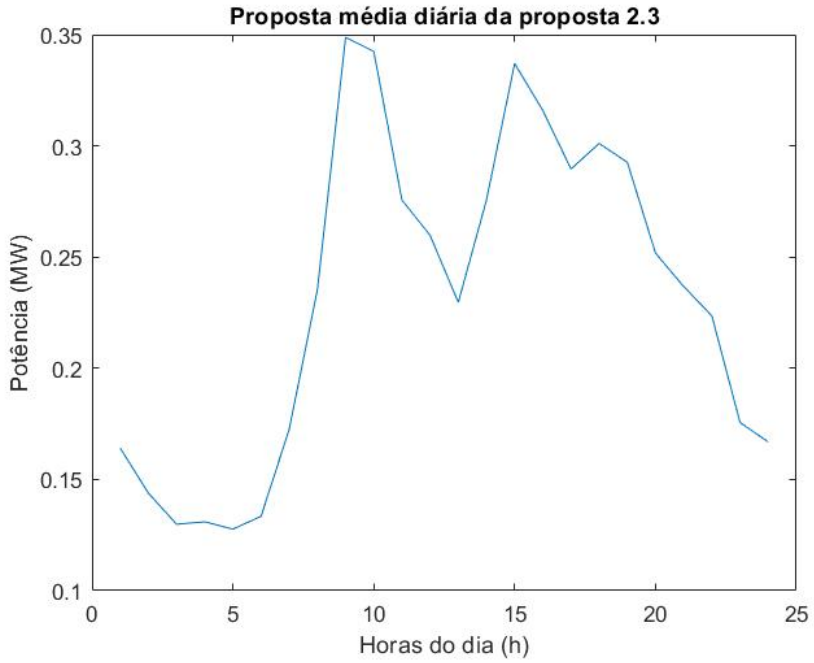


Figura 5.17: Oferta média diária na proposta 2.3.

Tabela 5.5: Tabela de códigos dos consumidores a duplicar a proposta 2.3, respetiva percentagem de consumo e o lucro relativo da oferta.

Consumidor	Percentagem de consumo na oferta (%)	Quantidade de energia negociada (MWh)	Lucro total (€)	Lucro do consumidor (€)	Lucro do agente agregador (€)
dom3	1,94	39,35	664,75	631,51	33,24
dom6	0,83	16,91	285,75	271,46	14,29
bte1	0,85	17,29	292,17	277,56	14,61
bte3	1,75	35,6	601,46	571,39	30,07
bte4	4,26	86,37	1459,33	1386,36	72,97
bte5	5,383	109,16	1844,311	1752,1	92,22
bte6	4,77	96,72	1634,13	1552,43	81,71
mt1	4,66	94,62	1598,57	1518,64	79,93
mt2	3,36	68,15	1151,45	1093,88	57,57
mt3	8,42	170,89	2887,27	2742,91	144,36
mt4	5,65	114,75	1938,71	1841,77	96,94
mt6	4,61	93,5	1579,71	1500,72	78,99
mt7	3,52	71,44	1207,01	1146,66	60,35

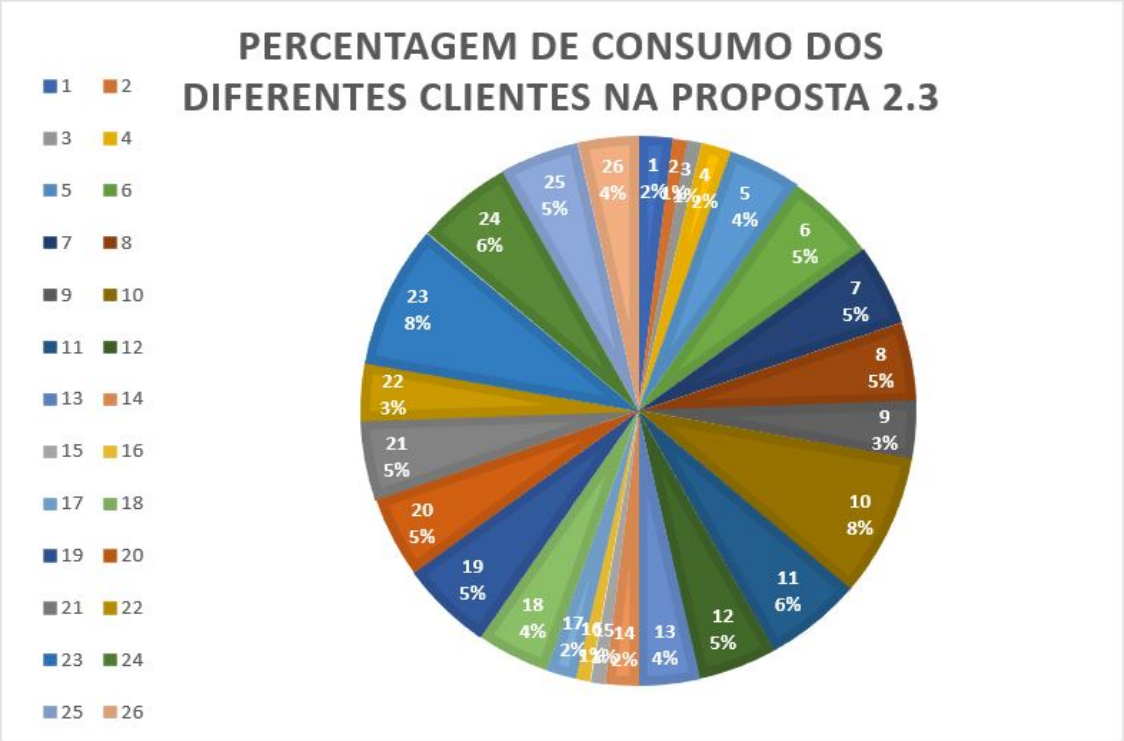


Figura 5.18: Gráfico das percentagens dos diferentes clientes na proposta 2.3.

5.1.3 Proposta 3

Nesta proposta, realizou-se um estudo que congrega-se apenas consumidores domésticos com uma potência contratada similar entre si, assim como a energia média consumida ao longo do ano de 2019. As ofertas a realizar ao Mercado de Reserva de Regulação a baixar, agregam 24 clientes, sendo estes provenientes dos dados de 8 clientes triplicados. Deste modo, os clientes que viram os seus dados serem triplicados para a inserção de 24 clientes nas propostas e assim tornar o volume de potência mais elevado foram:

1. dom2
2. dom5
3. dom7
4. dom8
5. dom9
6. dom10
7. dom11
8. dom12

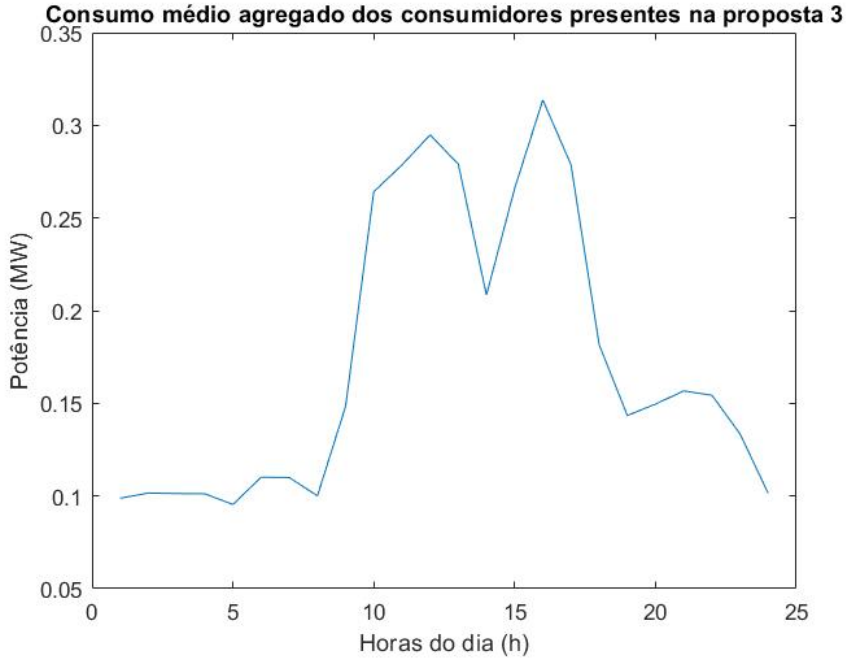


Figura 5.19: Consumo médio diário da totalidade dos consumidores presentes na proposta 3.

Esta proposta foi subdividida em duas distintas, uma que pretendia negociar no Mercado de Reserva de Regulação a baixar cerca de 25% do consumo total do clientes (Proposta 3.1) enquanto que numa outra proposta esta percentagem foi de 50% (Proposta 3.2). Esta diferença em percentagem de consumo provoca uma diferença entre as horas em que é passível de negociar no mercado de 352 horas para 2557 horas, correspondendo a 6,4% e 46,5% da totalidade de horas negociadas neste mercado em 2019, respetivamente.

5.1.3.1 Proposta 3.1

Nesta proposta a energia de reserva de regulação negociada foi de 35MWh. O resultado líquido conjunto do agente agregador e dos clientes foi de 297,03€ sendo que este lucro advém da diferença entre 933€ caso fosse negociado no Mercado Diário e 635,97€ no Mercado de Reserva de Regulação a baixar.

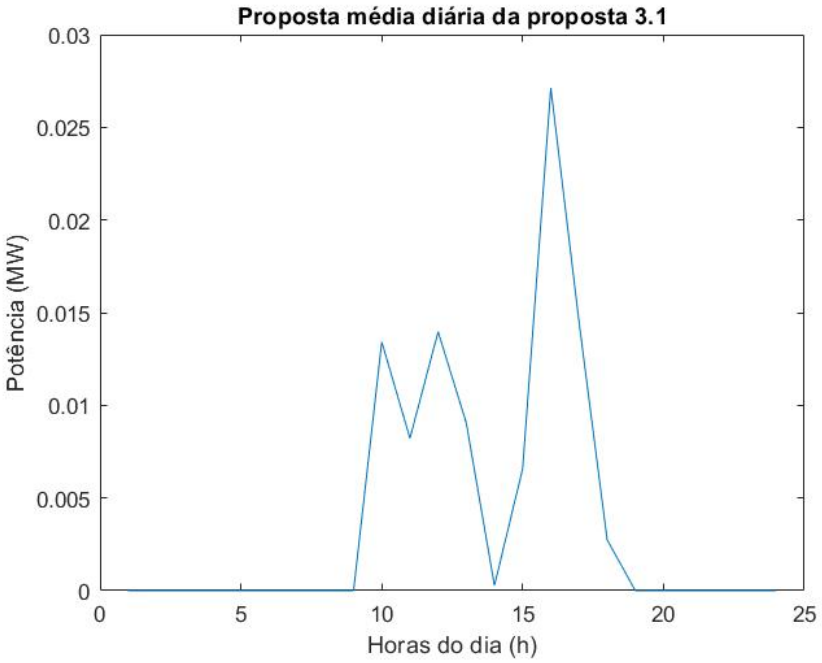


Figura 5.20: Oferta média diária na proposta 3.1.

Tabela 5.6: Tabela de códigos dos consumidores a triplicar na proposta 3.1, respetiva percentagem de consumo e o lucro relativo da oferta.

Consumidor	Percentagem de consumo na oferta (%)	Quantidade de energia negociada (MWh)	Lucro total (€)	Lucro do consumidor (€)	Lucro do agente agregador (€)
dom2	1,03	0,36	3,07	2,92	0,15
dom5	1,63	0,57	4,84	4,59	0,24
dom7	3,69	1,29	10,97	10,42	0,55
dom8	1,35	0,47	4,02	3,82	0,2
dom9	3,68	1,29	10,92	10,38	0,55
dom10	1,15	0,4	3,42	3,25	0,17
dom11	4,38	1,53	13,00	12,35	0,65
dom12	16,42	5,75	48,78	46,34	2,44

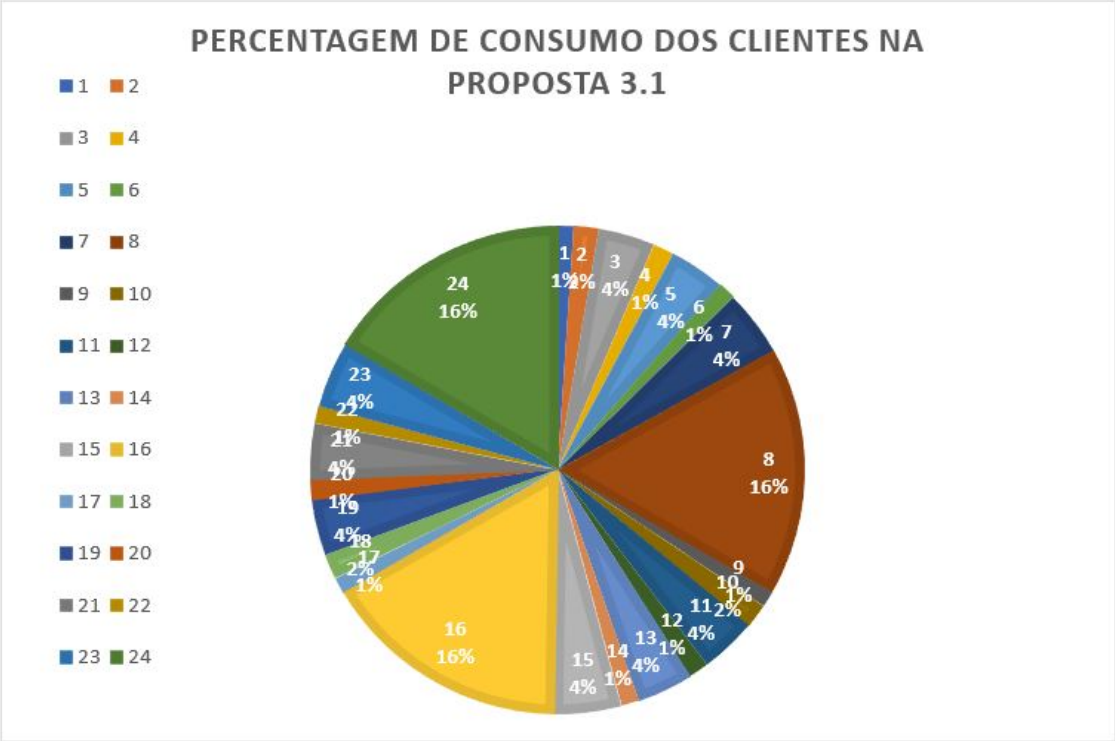


Figura 5.21: Gráfico das percentagens dos diferentes clientes na proposta 3.1.

De acordo com a Tabela 5.6 é claramente visível o peso que o consumidor *dom12* tem nas propostas a realizar ao longo do ano de 2019, sendo que nesta oferta em que se colocou estes consumidores triplicados como se tratassem de três diferentes consumidores com o mesmo diagrama de carga obtém-se que este consumidor face aos restantes corresponde a aproximadamente 49,26% do consumo total negociado o que perfaz a mesma percentagem no que diz respeito ao lucro obtido. Estes valores obtidos permitem analisar o motivo de se calcular o ganho do agente agregador com um peso diferente em diferentes clientes, como mencionado na Figura 4.3 na medida em que este cliente com um consumo similar aos restantes no que diz respeito a média anual, permite a realização de propostas agregadas num determinado período de tempo em que, tanto o consumo agrupado dos clientes é relevante e capaz de ser ofertado no Mercado de Reserva de Regulação como também corresponde ao período de tempo em que este mesmo mercado coincide com preços mais elevados face à energia de reserva de regulação determinada pelo preço marginal do mercado.

5.1.3.2 Proposta 3.2

Na proposta 3.2 que consagrava cerca de 50% do consumo a poder ser negociado no Mercado de Reserva de Regulação a baixar, a energia a ser negociada foi de 290,5 MWh. Deste modo o resultado agregado com o lucro total da oferta antes da divisão destes mesmo lucros entre os consumidores e o agente agregador foi de 2837,98 € no total do ano, com um custo da energia

transferida no Mercado Diário de 8517,33 € e no Mercado de Reserva de Regulação de 5679,35 €.

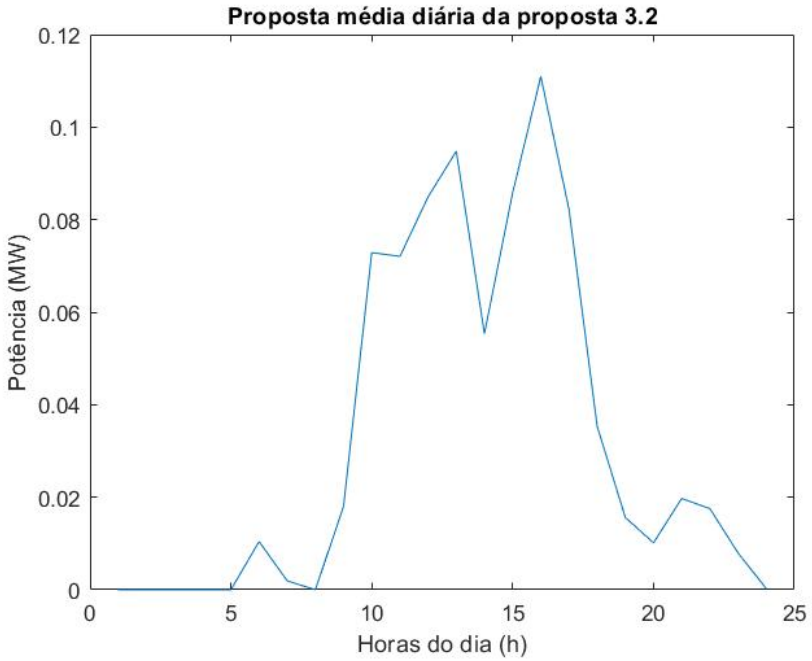


Figura 5.22: Oferta média diária na proposta 3.2.

Tabela 5.7: Tabela de códigos dos consumidores a triplicar na proposta 3.2, respetiva percentagem de consumo e o lucro relativo da oferta.

Consumidor	Percentagem de consumo na oferta (%)	Quantidade de energia negociada (MWh)	Lucro total (€)	Lucro do consumidor (€)	Lucro do agente agregador (€)
dom2	1,17	3,4	33,24	31,57	1,66
dom5	2,47	7,19	70,22	66,71	3,51
dom7	5,24	15,22	148,68	141,24	7,43
dom8	1,45	4,23	41,28	39,21	2,06
dom9	3,52	10,22	99,86	94,87	4,99
dom10	1,21	3,51	34,27	32,56	1,71
dom11	6,48	18,82	183,90	174,71	9,2
dom12	11,79	34,25	334,55	317,82	16,73

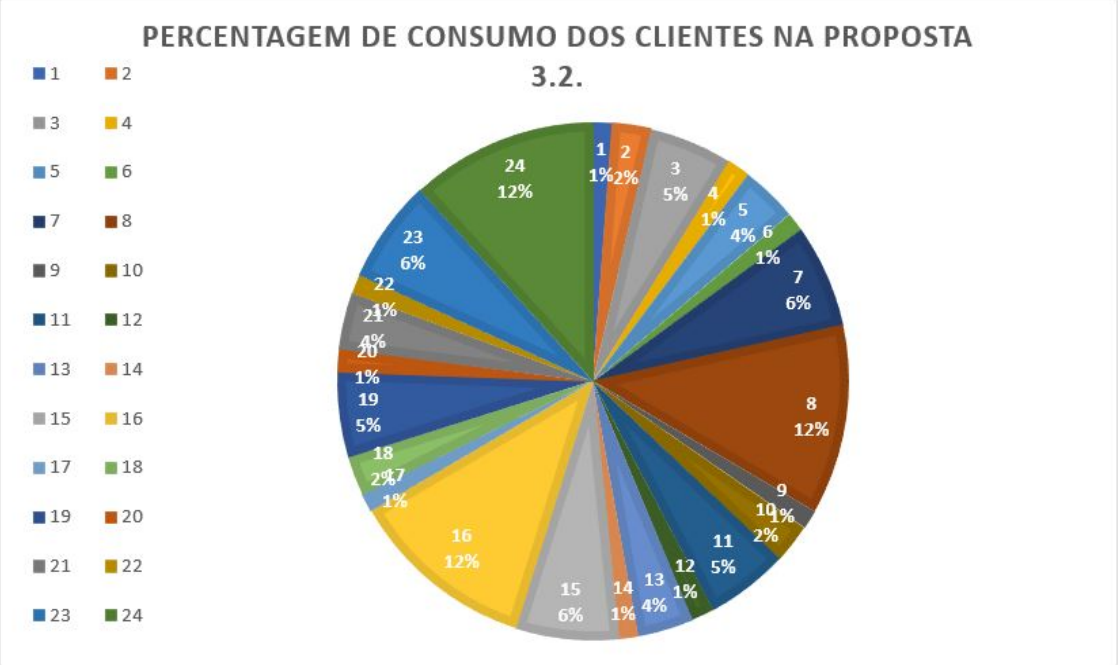


Figura 5.23: Gráfico das percentagens dos diferentes clientes na proposta 3.2.

Estas propostas foram realizadas exatamente com os mesmos clientes, e no mesmo sentido, com consumos iguais, sendo que a diferença explorada passou pela percentagem de consumo a ser passível de ser contratada no Mercado de Reserva de Regulação a baixar face a ser obtida a energia no Mercado Diário. Uma diferença entre os 25% do consumo na Proposta 3.1. para 50% na Proposta 3.2. equivalente ao dobro da energia passível a ser comercializada traduziu-se num ganho conjunto cerca de dez vezes superior na totalidade dos clientes o que reflete a necessidade de um estudo prévio das propostas a realizar e na quantidade máxima a ser agregada pelo agente de mercado para permitir uma maior poupança por parte destes clientes.

5.1.4 Proposta 4

De acordo com a agregação realizada na proposta 1 que engloba a totalidade dos consumidores, ao invés de realizar proposta de valor de 1 MW, realizou-se um estudo relativo à utilização de cerca de 20% do consumo total dos clientes, diferente do que foi feito na proposta 1 que recorreu a uma percentagem média de 90% do consumo dos clientes nas horas a ofertar. Nesta proposta que se definiu por proposta 4, estudaram-se proposta de volume mínimo de 0, 1MW, sendo em algumas das horas ofertadas, um valor superior a 0, 1MW, contudo múltiplo do mesmo.

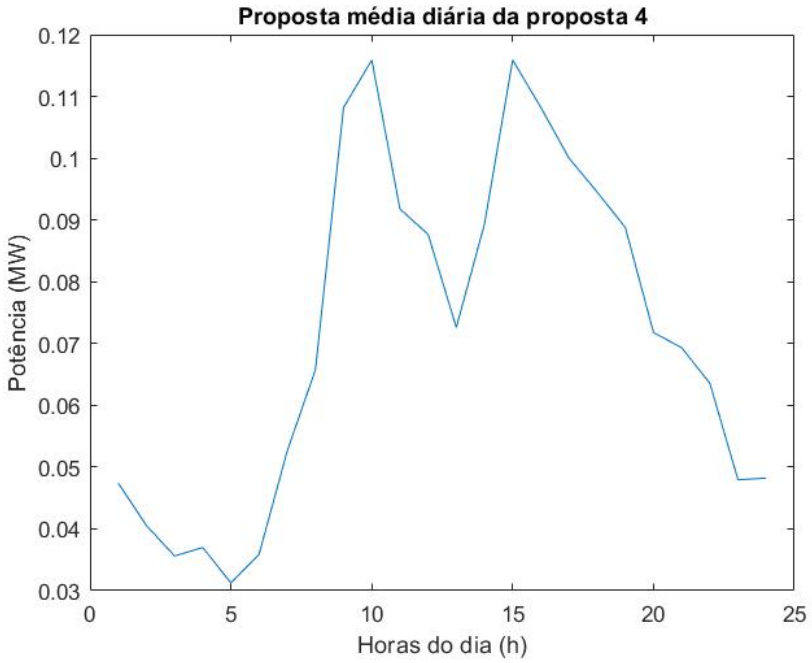


Figura 5.24: Oferta média diária na proposta 4.

Nesta proposta, face às 5494 horas em que se realizaram ofertas de reserva de regulação a baixar, foi possível negociar com este mercado em 4727 horas, correspondentes a 86% da totalidade horária, ao invés de 1420 horas negociadas na proposta 1, e uma quantidade de energia de 1394,01 MWh, inferior aos 1420 MWh da proposta 1. De realçar que o lucro relativo desta proposta ao conjunto do resultado líquido do agregador e dos diferentes clientes foi de 10645,4 €.

Tabela 5.8: Tabela de códigos dos consumidores da proposta 4, respetiva percentagem de consumo e o lucro relativo da oferta.

Consumidor	Percentagem de consumo na oferta (%)	Quantidade de energia negociada (MWh)	Lucro total (€)	Lucro do consumidor (€)	Lucro do agente agregador (€)
dom1	0,21	2,88	21,99	20,89	1,1
dom2	0,38	5,34	40,78	38,74	2,04
dom3	3,56	49,67	379,29	360,32	18,96
dom4	0,06	0,77	5,88	5,59	0,29
dom5	1,01	14,1	107,64	102,26	5,38
dom6	1,45	20,28	154,88	147,13	7,74
dom7	1,12	15,65	119,54	113,57	5,98
dom8	0,44	5,94	45,36	43,09	2,27
dom9	0,65	9,04	69,02	65,57	3,45
dom10	0,37	5,13	39,15	37,19	1,96
dom11	1,59	22,1	168,74	160,31	8,44
dom12	1,55	21,6	164,95	156,7	8,25
bte1	1,53	21,32	162,79	154,65	8,14
bte2	1,69	3,52	179,48	170,51	8,97
bte3	3,09	43,04	328,71	312,27	16,44
bte4	7,45	103,9	793,43	753,76	39,67
bte5	9,60	133,73	1021,24	970,18	51,06
bte6	8,28	115,39	881,15	837,09	44,06
bte7	0,82	11,4	87,06	82,71	4,35
mt1	8,07	112,45	858,75	815,81	42,94
mt2	6,00	83,6	638,43	606,51	31,92
mt3	15,20	211,86	1617,85	1536,96	80,89
mt4	9,75	135,98	1038,40	986,48	51,92
mt5	0,66	9,21	70,30	66,79	3,52
mt6	8,57	119,47	912,33	866,72	45,62
mt7	6,15	85,67	654,20	621,49	32,71
mt8	0,79	11,01	84,05	79,85	4,2

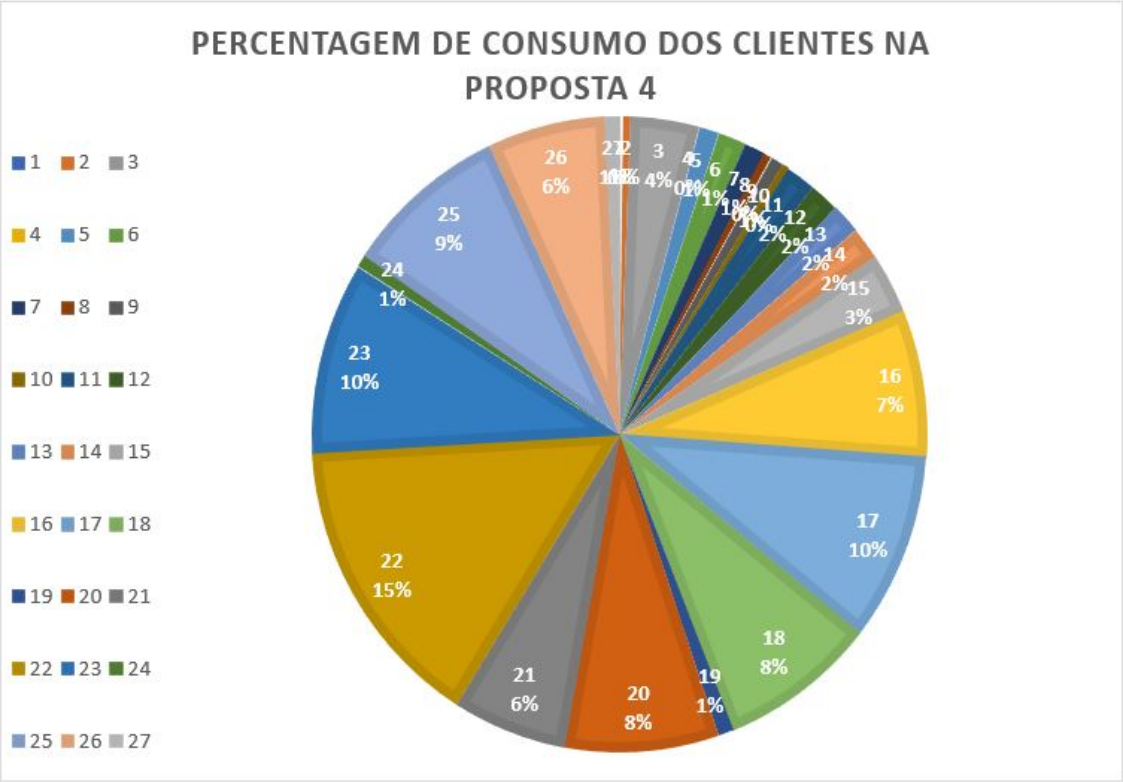


Figura 5.25: Gráfico das percentagens dos diferentes clientes na proposta 4.

5.1.5 Proposta 5

Nesta proposta estudou-se novamente a possibilidade de ofertar apenas o valor mínimo de 1 MW, caso que apenas se estudou na proposta 1, sendo que ao invés de utilizar uma percentagem muito alta do consumo total dos diversos clientes a agregar para ofertar no Mercado de Reserva de Regulação a baixar, facto que torna esta proposta praticamente inviável, nesta proposta 5 examinou-se a possibilidade de reproduzir o grupo dos clientes agrupados na proposta 2, sendo que desta vez a percentagem de utilização do consumo total deste consumidores ficou circunscrita a cerca de 40%, uma vez que para uma menor percentagem de utilização, não seria possível realizar qualquer proposta superior a 1 MW.

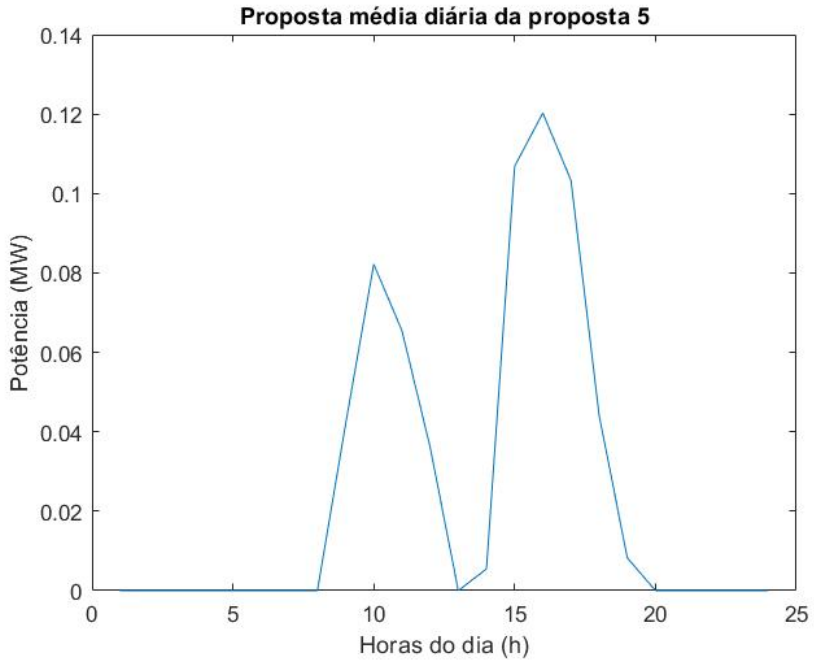


Figura 5.26: Oferta média diária na proposta 5.

Deste modo, obteve-se uma quantidade negociada de 224,1MWh em 218 horas, correspondentes a 4% do total em que estas propostas foram possíveis de negociar no ano de 2019. O resultado líquido dos clientes consumidores, também nesta proposta duplicados de modo a obter um volume de energia maior, sem retirar o ganho do agente agregador foi de 3587,71€ sendo estes o resultado da subtração entre 11234,34€ caso negociado em Mercado Diário e 7646,64€ na eventualidade desta quantidade de energia fosse comercializada no Mercado de Reserva de Regulação.

Tabela 5.9: Tabela de códigos dos consumidores a duplicar na proposta 5, respetiva percentagem de consumo e o lucro relativo da oferta.

Consumidor	Percentagem de consumo na oferta (%)	Quantidade de energia negociada (MWh)	Lucro total (€)	Lucro do consumidor (€)	Lucro do agente agregador (€)
dom3	0,77	1,73	27,67	26,29	1,38
dom6	0,48	1,07	17,12	16,27	0,86
bte1	0,73	1,62	26,01	24,71	1,3
bte3	1,28	2,86	45,76	43,47	2,29
bte4	3,11	6,97	111,57	105,99	5,58
bte5	4,74	10,62	170,03	161,52	8,5
bte6	2,81	6,3	100,88	95,84	5,04
mt1	2,20	4,93	78,96	75,01	3,95
mt2	2,95	6,6	105,74	100,45	5,29
mt3	9,16	20,52	328,46	312,03	16,42
mt4	3,02	6,76	108,28	102,86	5,41
mt6	16,75	37,53	600,77	570,73	30,04
mt7	2,02	4,54	72,62	68,99	3,63



Figura 5.27: Gráfico das percentagens dos diferentes clientes na proposta 5.

Capítulo 6

Viabilidade Financeira

Relativamente à viabilidade financeira, esta será estudada por dois pontos de vista distintos. Primeiramente estudar-se-á a viabilidade financeira para os clientes consumidores agregados numa proposta de reserva de regulação a baixar, calculando o lucro dos diferentes consumidores face à sua comercialização em preço de mercado diário e em preço de Mercado de Reserva de regulação a baixar, sendo estes dados relativos ao ano de 2019. Em seguida estudar-se-á a viabilidade financeira para o agente agregador, sendo que este receberá pelos seus serviços, uma determinada percentagem do lucro dos distintos clientes relativamente ao que estes pouparam face à diferença entre comprarem energia no Mercado Diário face a comprarem no Mercado de Reserva de Regulação.

Por último de referir que este tipo de ofertas será de uma enorme importância para o ORT responsável pela gestão do sistema uma vez que permitirá uma maior flexibilidade para a gestão de ofertas, sendo que a existência de ofertas de menor quantidade permitirá ajustes mais precisos, sem ter de recorrer a mecanismos mais dispendiosos a nível financeiro para o equilíbrio entre a geração e o consumo. A possibilidade de ofertas como as estudadas no projeto TERRE e exploradas na Sub-Subsecção 2.5.1.2 permitirão uma maior gestão de ofertas por parte do Operador do Sistema.

Para uma melhor análise dos resultados obtidos no Capítulo 5 procedeu-se ao processamento dos dados para uma melhor análise das diferentes propostas, sendo a Tabela 6.3 um resumo das distintas propostas. Através de uma análise da Tabela 6.1 conclui-se que da diferença do aumento de consumo de 10% para 20%, os ganhos dos consumidores e do agregador são praticamente 9 vezes superiores, enquanto que se se aumentar de 20 para 30% do consumo, a diferença financeira será em média o dobro em 30% face ao lucro obtido em 20%. Contudo de salientar que no que diz respeito ao valor absoluto em euros, estas duas mudanças significam uma quantidade bastante próxima que se ganharia caso se altera-se a proposta.

Tabela 6.1: Tabela de códigos dos consumidores a duplicar na proposta 2.1, respetiva percentagem de consumo e o lucro relativo da oferta.

Consumidor	Percentagem de consumo na proposta 2.1 (%)	Percentagem de consumo na proposta 2.2 (%)	Percentagem de consumo na proposta 2.3 (%)	Lucro relativo da proposta 2.1 (€)	Lucro relativo da proposta 2.2 (€)	Lucro relativo da proposta 2.3 (€)
dom3	1,12	2,00	1,94	31,82	383,26	664,75
dom6	0,58	0,79	0,83	16,56	151,95	285,75
bte1	0,89	0,88	0,85	25,16	168,06	292,17
bte3	1,47	1,65	1,75	41,70	315,35	601,46
bte4	3,53	4,12	4,26	100,02	786,65	1459,33
bte5	5,51	5,41	5,383	156,20	1034,03	1844,311
bte6	3,52	4,44	4,77	99,87	848,36	1634,13
mt1	3,08	4,23	4,66	87,40	808,89	1598,57
mt2	3,32	3,61	3,36	94,23	689,16	1151,45
mt3	9,44	9,04	8,42	267,55	1728,30	2887,27
mt4	3,74	5,18	5,65	106,16	990,07	1938,71
mt6	11,26	5,37	4,61	319,18	1025,73	1579,71
mt7	2,53	3,28	3,52	71,72	627,88	1207,01

Já analisando a Tabela 6.2, em que se simularam duas propostas a aumentar o consumo num conjunto de clientes domésticos, por sua vez uma oferta de 25% e outra de 50%, conclui-se o mesmo que na tabela anterior, para uma maior percentagem de energia a poder ser aumentada, maior será o ganho dos agentes presentes nesta proposta na medida em que conseguirão comercializar de maiores quantidades de energia e também em mais períodos horários, como é possível observar na sexta coluna da Tabela 6.3 .

Tabela 6.2: Tabela comparativa das propostas 3.1 e 3.2.

Consumidor	Percentagem de consumo na oferta na proposta 3.1 (%)	Percentagem de consumo na oferta na proposta 3.2 (%)	Lucro relativo na proposta 3.1 (€)	Lucro relativo na proposta 3.1 (€)
dom2	1,03	1,17	3,07	33,24
dom5	1,63	2,47	4,84	70,22
dom7	3,69	5,24	10,97	148,68
dom8	1,35	1,45	4,02	41,28
dom9	3,68	3,52	10,92	99,86
dom10	1,15	1,21	3,42	34,27
dom11	4,38	6,48	13,00	183,90
dom12	16,42	11,79	48,78	334,55

Analisando a tabela que agrega todas as propostas, observa-se que os resultados financeiros da proposta 2.1, em que se aumenta 10% do consumo são bastante similares aos que se obtêm quando se aumenta o consumo em cerca de 50% no caso da proposta 3.2, o que reflete uma clara importância do perfil de consumo do agregado dos clientes consumidores, sendo que não se refere apenas à quantidade de energia a ser negociada, uma vez que na proposta 2.1, se negociaram apenas 165,7 MWh em 826 horas do mercado, enquanto que na proposta 3.2 se negociaram 290,5 MWh em 2557 horas. Isto reflete que a proposta 2.1 ofertou mais energia a ser aumentada em horários mais favoráveis à sua aquisição do que as horas de comercialização da oferta 3.2. A importância da remuneração das ofertas é de capital importância no momento em que se realizam as ofertas, pois existem períodos horários mais compensatórios, como se observa na Figura 5.2, assim como dias da semana (Figura 5.6) e até mesmo meses do ano 5.4.

Tabela 6.3: Tabela comparativa das diferentes propostas.

Proposta	Lucro total dos clientes (€)	Lucro do agente agregador (€)	Energia comercializada (MWh)	Quantidade mínima ofertada (MW)	Número de horas comercializadas
Proposta 1	23446,78	1234,04	1420	1	1420
Proposta 2.1	2693,37	141,76	165,7	0,1	826
Proposta 2.2	18159,25	955,75	1112,4	0,1	4034
Proposta 2.3	32574,78	1714,46	2029,5	0,1	5416
Proposta 3.1	282,18	14,85	35	0,1	352
Proposta 3.2	2696,08	141,90	290,5	0,1	2557
Proposta 4	10113,13	532,27	1394,01	0,1	4727
Proposta 5	3408,32	179,39	224,1	1	218

Através da análise da tabela 6.3 pode-se aferir a viabilidade financeira do agente agregador sendo as propostas analisadas se referem à totalidade do ano de 2019. É de salientar o facto de quanto maior a quantidade de energia a negociar, maior a flexibilidade do agente agregador de ajustar as ofertas mais proveitosas, de modo a poder negociar quantidades superiores que resultam em ganhos maiores. O resultado financeiro desta ação está diretamente relacionada com as próprias necessidades do mercado e das ofertas que todos os agentes que neste mercado comercializam energia propõem à REN. Refira-se também que a possibilidade de ofertar 0,1MW e seus múltiplos permite uma oferta bastante mais recorrente no que diz respeito aos períodos de tempo acessíveis no Mercado de Reserva de Regulação a baixar.

Sendo que para uma remuneração de 5% dos ganhos totais da alteração de mercado a comprar a energia proporciona ganhos de 955,75 € numa oferta de aumento de 20% do consumo, com a agregação de 26 consumidores, revela uma possibilidade de mercado para o agente agregador, sendo que esta percentagem de ganho poderá ser ajustada para um valor mais elevado, dependendo da intenção do prestador deste serviço. Este aumento é bastante exequível na medida em que os agentes consumidores gerarão sempre um resultado económico positivo pela alteração do mercado

no qual adquirem energia, sendo de salientar o rigor com que estes clientes terão que respeitar de modo a não sofrerem consequências económicas que diminuam o seu lucro no caso de ocorrem desvios face à programação da proposta.

Relativamente à proposta 2.2, utilizada como exemplo no parágrafo anterior, de acordo com os dados da tabela 5.4 observa-se um lucro de cerca de 10 € por MWh comercializado, o que em pequenas quantidades e na análise diária não terá grande impacto económico, mas a longo prazo se traduzirá num resultado financeiro bastante favorável tendo em conta, que apenas dependerão de si próprios para o cumprimento das ofertas a que se propõem, sendo estas de interesse para estes mesmos clientes. A análise destes dados está dependente dos consumidores analisados, sendo que com uma carteira de consumidores maior, um agente agregador poderá aprimorar estas ofertas de modo a possibilitar ainda melhores resultados e serviços aos seus clientes.

Concluindo o estudo desta possibilidade de negócio, uma vez que diz respeito à prestação de um serviço que acrescentará mais valias aos elementos pertencentes ao mesmo, é de salientar a capacidade de este modelo de negócio ser introduzido no panorama elétrico europeu, e de um modo particular no europeu, sabendo do crescente aumento do consumo elétrico e também uma maior flexibilidade do mesmo decorrente de novas diretivas europeias que visam eletrificar cada vez mais o mundo em que vivemos, desde à eletrificação automóvel, como também ao maior recurso à obtenção de energia através de fontes renováveis, quer a um nível centralizado, quer a um nível disperso, com o aumento da figura do *prosumer*.

Capítulo 7

Conclusões e Trabalho Futuro

Relativamente ao Mercado de Reserva de Regulação, sabemos que é um mercado bastante específico, contudo fulcral ao correto e eficaz funcionamento do SEN, sendo que a penetração de geração renovável, assim como da produção dispersa através de *prosumers* irá influenciar bastante o futuro deste mercado. Estes consumidores capazes de produzir energia gerarão uma maior facilidade em apresentar tanto propostas a baixar a produção, aumentando o consumo como também a aumentar a produção, não tendo necessariamente que baixar o consumo. É assim que se irá observar a preduminância das propostas a subir no que diz respeito aos clientes consumidores na medida em que baixar o consumo requer um novo nível de análise e variabilidade dos diagramas de carga destes agentes de mercado. O consumo será relevante quando este possa ser aumentado, na realização de ofertas a baixar que possibilitem mais valias financeiras aos seus intervenientes e uma maior agilidade ao gestor do sistema.

Através do estudo dos resultados do Projeto Piloto que foi pioneiro na inserção do consumo neste mercado podemos reter que o consumo é um valor importante no futuro deste mercado, sendo que apenas foi estudado o consumo em AT e MT.

A agregação de pequenos e médios consumidores passa também por um processo de estudo e constante aprendizagem sendo que no relatório publicado em julho de 2020 pela ERSE, tendo por base o Projeto Piloto, a possibilidade de agregação é referida como um tópico a ser abordado num futuro próximo. Ainda neste estudo, determinadas entidades apelaram ao alargamento da participação no Mercado de Reserva de Regulação aos agregadores da procura e comercializadores, por forma a garantir a igualdade entre todos os seus participantes. Para que tal possa ocorrer, será necessária a adoção de uma regulamentação em que as responsabilidades dos agregadores fiquem claramente definidas no que respeita:

1. à sua função no mercado;
2. aos serviços a prestar aos clientes;
3. à relação com o comercializador do cliente;
4. às suas obrigações para com o sistema;

5. à fixação de sanções para o incumprimento das ofertas.

É fulcral aproveitar a experiência adquirida no Projeto Piloto para refletir sobre o futuro quadro de agregação, enviando uma proposta de modelo de agregação independente que envolve a intervenção da GGS no relacionamento entre agregadores e comercializadores e, em particular, sobre a alocação de desvios relacionados com a prestação de serviços de sistema fornecidos por um agente independente do comercializador, bem como a compensação ao comercializador. Para efeitos de agregação, deverão ser realizados testes de qualificação de forma agregada, agrupando vários consumidores através de um comercializador ou agregador. Tanto a habilitação, como as ofertas, deverão poder fazer-se de maneira conjunta.

A criação da figura de agregador, sem limitação geográfica, funcionando como um dinamizador deste mercado, e a redução das restrições técnicas de acesso a este mercado, permitindo que os agregadores mobilizem cargas de potência inferior, mesmo que a potência mínima a mobilizar se mantenha em 1 MW, é uma necessidade do setor elétrico português, sendo que para ofertas de menor volume, os resultados serão ainda mais proveitosos para todo o setor, contudo de maior dificuldade de implementação. Testar a agregação, é indispensável para aumentar o número de participantes, sendo que é consensual que existem riscos associados, mas é neste momento de iniciação que se podem correr estes riscos, uma vez que a potência a mobilizar será sempre pouco relevante para o sistema. É na gestão destes riscos que estarão importantes aprendizagens que permitem, mais tarde, ter um mercado mais competitivo e mais seguro.

A complexidade do SEN e as interações entre os seus diferentes agentes, como o ORT/GGS, ORD, comercializadores, agregadores, autoconsumidores e restantes consumidores, exigem que a futura regulamentação deste tipo de iniciativas garanta uma correta e segura articulação e coordenação entre estas entidades, para que as novas soluções possam ser implementadas sem implicarem riscos para o SEN.

Segundo o que foi possível entender, o ORD não vê inconvenientes em que as ofertas em mercado possam ser realizadas de forma agregada, por um conjunto de clientes ou pelo seu representante. No entanto, para efeitos de validação técnica, será necessário saber de antemão quais são os clientes/pontos de entrega que vão efetivamente prestar o serviço.

Relativamente às ofertas divisíveis, de forma a refletir as características técnicas das instalações consumidoras, deverá considerar-se a possibilidade de inclusão de ofertas divisíveis nos mercados de serviços de sistema.

É neste sentido de estudo contínuo da viabilidade da inserção de agregadores de consumo no Mercado de Reserva de Regulação que esta dissertação se insere, demonstrando o que já existe no mercado elétrico português e europeu, salientando o sucesso do Projeto Piloto que foi um enorme dinamizador e rampa de lançamento para a viabilidade do consumo no Mercado de Reserva de Regulação. A figura do agregador de consumo ainda requer um determinado nível de aperfeiçoamento, quer a nível legislativo, mas também a nível técnico, salientando o projeto europeu TERRE que surgem na vanguarda desta inovação, não descartando os esforços das entidades portuguesas na implementação deste serviço.

De acordo com o que foi possível perceber através dos resultados do Projeto Piloto, e da vontade dos agentes presentes no SEN, a preparação de um novo projeto que inclua a figura do agregador é uma realidade, salientando: a necessidade de simplificação do processo de habilitação da instalação para participação do serviço através da realização de testes de qualificação e uma devida avaliação; a revisão dos sistemas e processos atuais, que dificultam a adesão de novos participantes, devendo estes ser mais ágeis e simples; a definição de uma metodologia que permita aferir o cumprimento das ordens de mobilização para que se verifique uma correta partilha de desvios entre o consumo afeto ao programa do comercializador e o cumprimento pela instalação de consumo da ordem do operador do sistema, devendo estas ser devidamenente penalizadas; a decisão sobre manter, ou não, a igualdade de tratamento com a produção hidroelétrica com bombagem, relativamente às tarifas de acesso e o aumento da transparência nos fluxos de informação quanto à mobilização de ofertas, em especial no que concerne aos volumes e preços transacionados de cada tipo de produto, garantindo uma informação sumária, em tempo oportuno, com a identificação dos erros sempre que os ficheiros são rejeitados. Também a alteração dos períodos de integração de 1 hora para 15 minutos, como o sugerido no projeto TERRE é algo que deva ser refletido.

Apesar de todas estas dificuldades inerentes à criação desta metodologia, são notórias as mais valias financeiras para os elementos que nela se inserem, desde os clientes consumidores que poderão obter energia a um custo mais baixo, até aos agregadores e comercializadores que poderão obter um lucro com esta poupança proporcionada aos seus clientes. Do ponto de vista da gestão do sistema, esta metodologia acarreta uma pequena reforma nos mercados de serviços de sistema, sendo que no fim deste processo burocrático estar assimilado e as operações de compra e venda de energia se tornarem uma ação corrente, tanto o ORT como o GGS obterão no seu leque de soluções para a manutenção do equilíbrio entre a produção e o consumo, uma nova ferramenta que facilite o seu trabalho que é manter o sistema equilibrado.

Anexo A

Anexos

Depois das conclusões e antes das referências bibliográficas, apresenta-se neste anexo numerado o texto usado para preencher a dissertação.

A.1 Dados dos consumidores

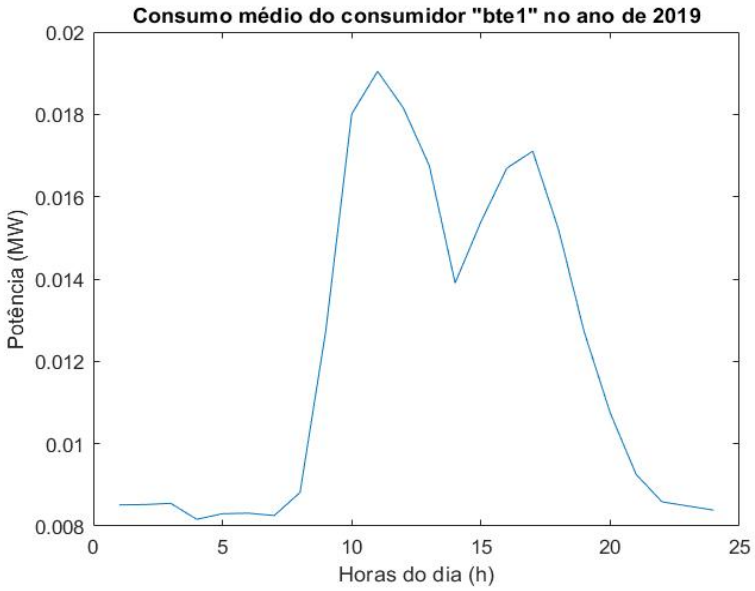


Figura A.1: Consumo médio do consumidor "bte1"no ano de 2019

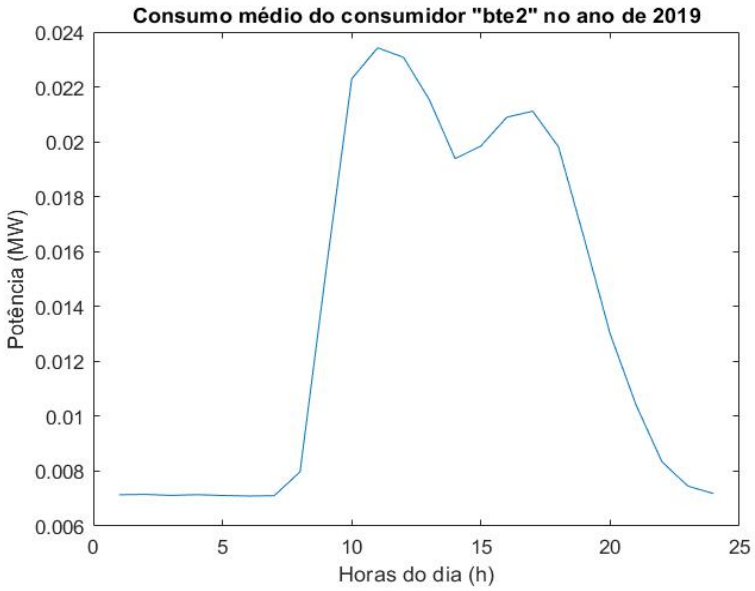


Figura A.2: Consumo médio do consumidor "bte2"no ano de 2019

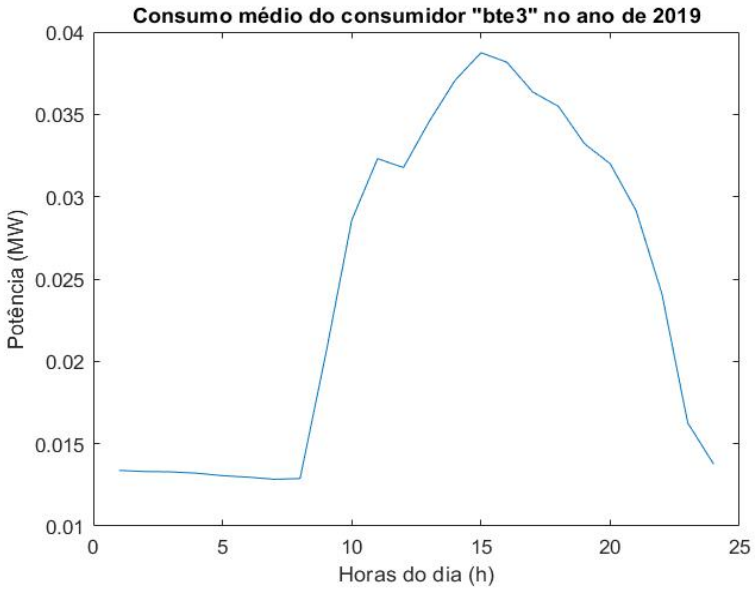


Figura A.3: Consumo médio do consumidor "bte3"no ano de 2019

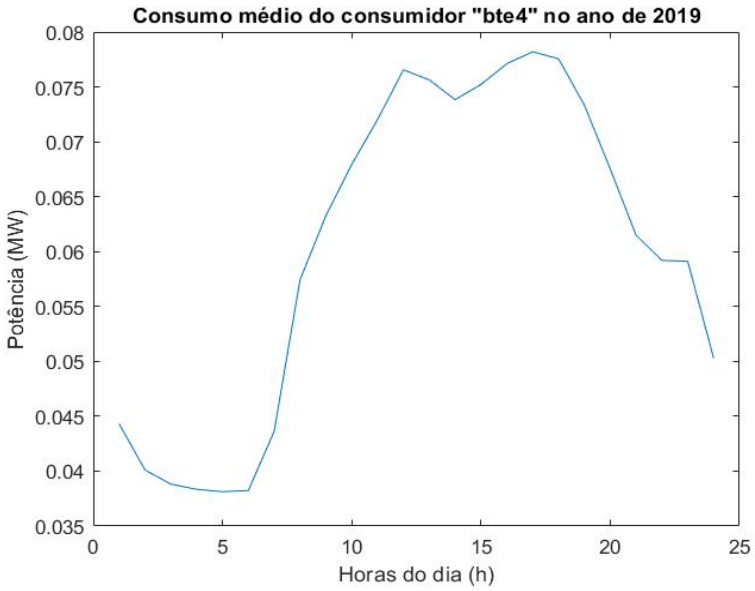


Figura A.4: Consumo médio do consumidor "bte4"no ano de 2019

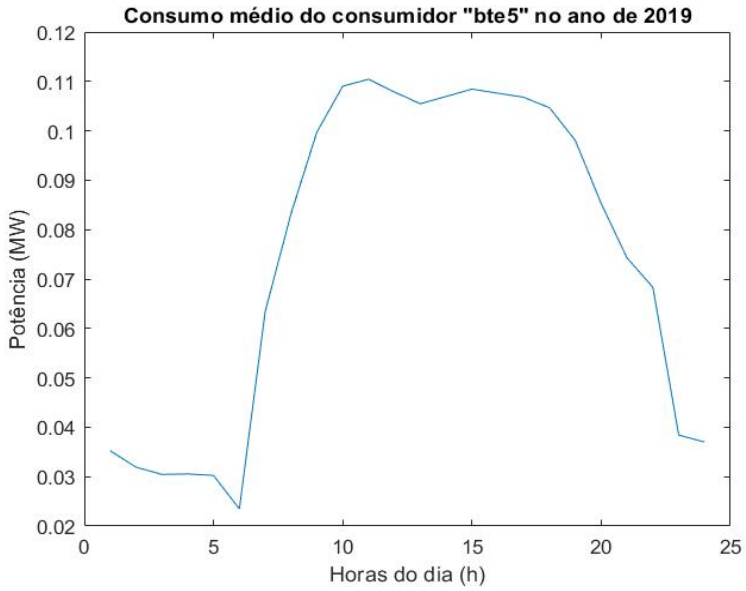


Figura A.5: Consumo médio do consumidor "bte5"no ano de 2019

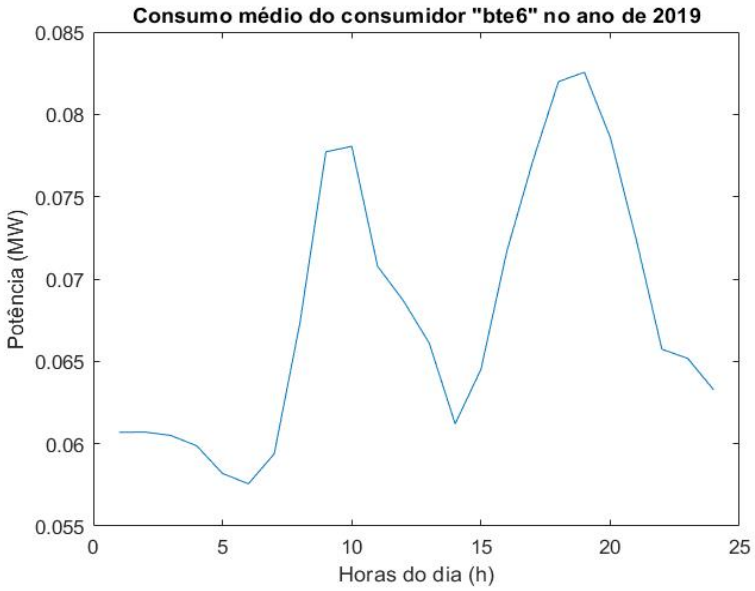


Figura A.6: Consumo médio do consumidor "bte6"no ano de 2019

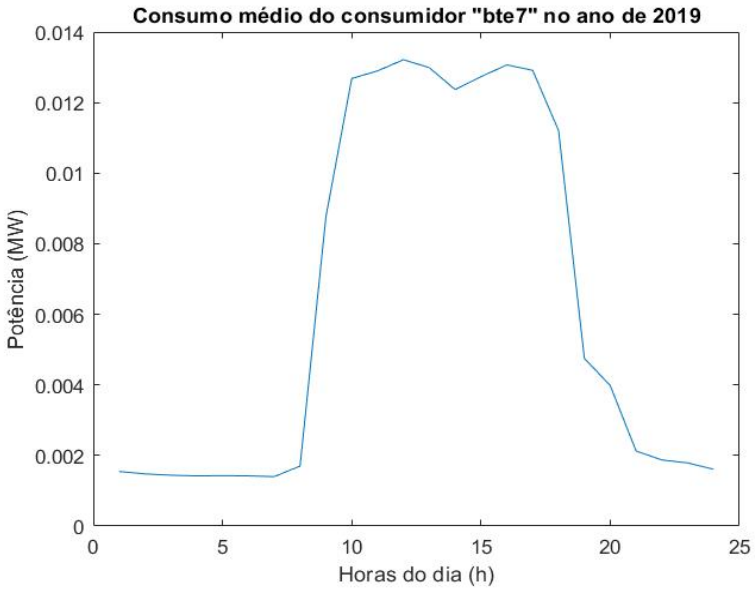


Figura A.7: Consumo médio do consumidor "bte7"no ano de 2019

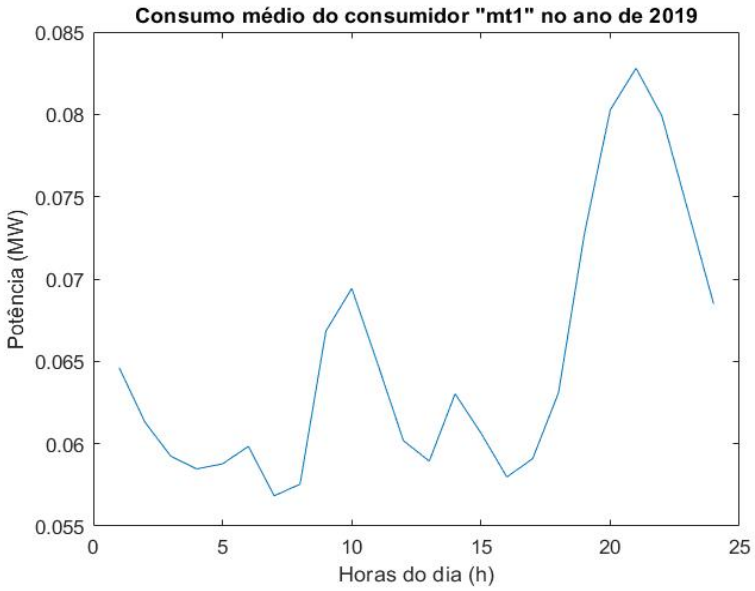


Figura A.8: Consumo médio do consumidor "mt1"no ano de 2019

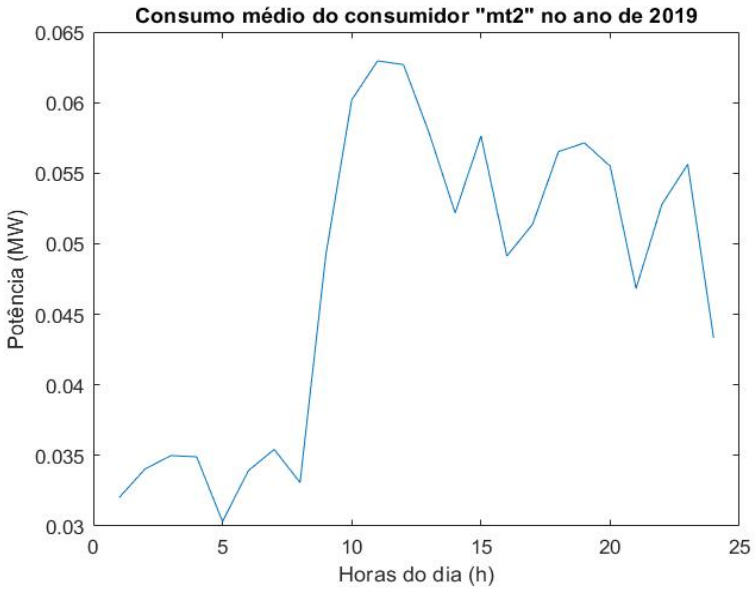


Figura A.9: Consumo médio do consumidor "mt2"no ano de 2019

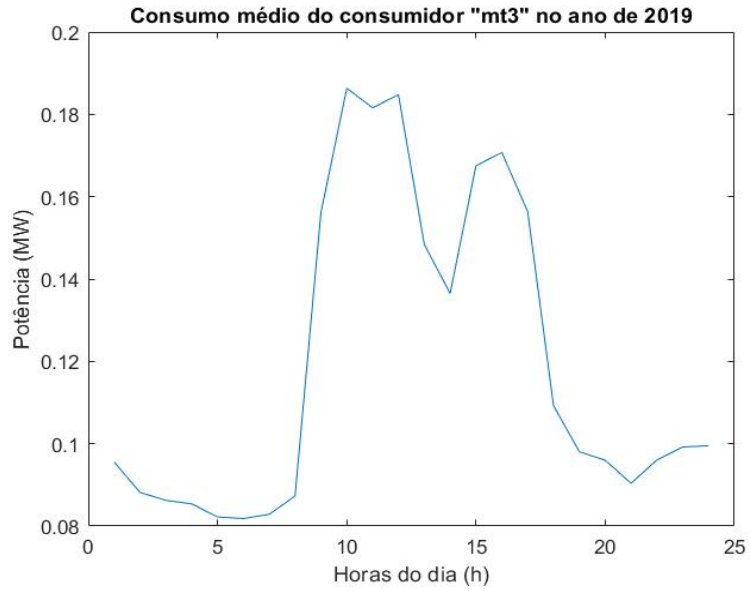


Figura A.10: Consumo médio do consumidor "mt3"no ano de 2019

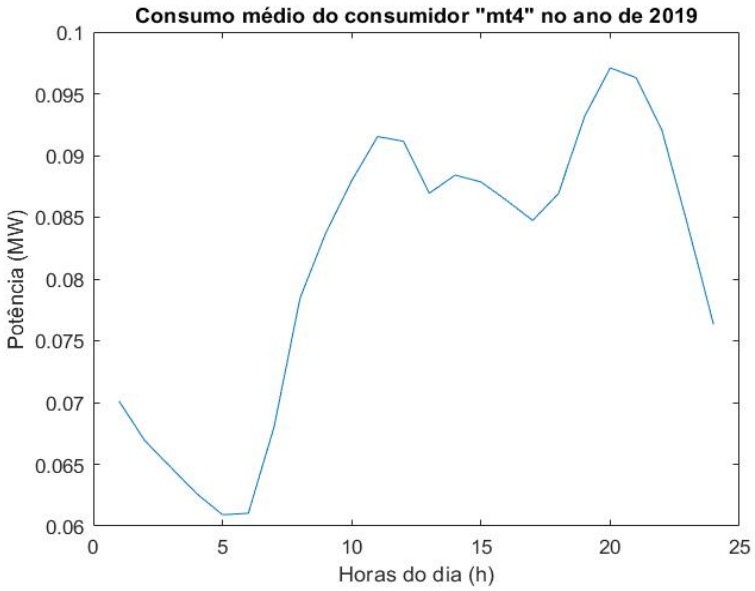


Figura A.11: Consumo médio do consumidor "mt4"no ano de 2019

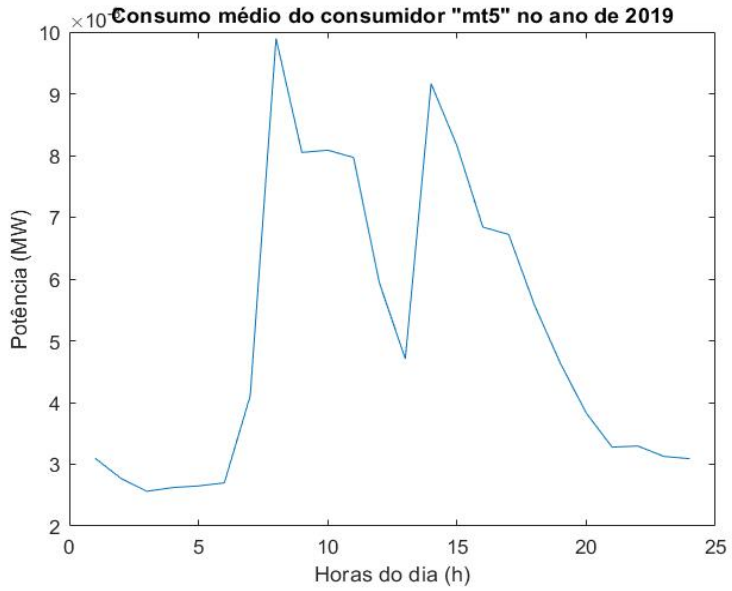


Figura A.12: Consumo médio do consumidor "mt5"no ano de 2019

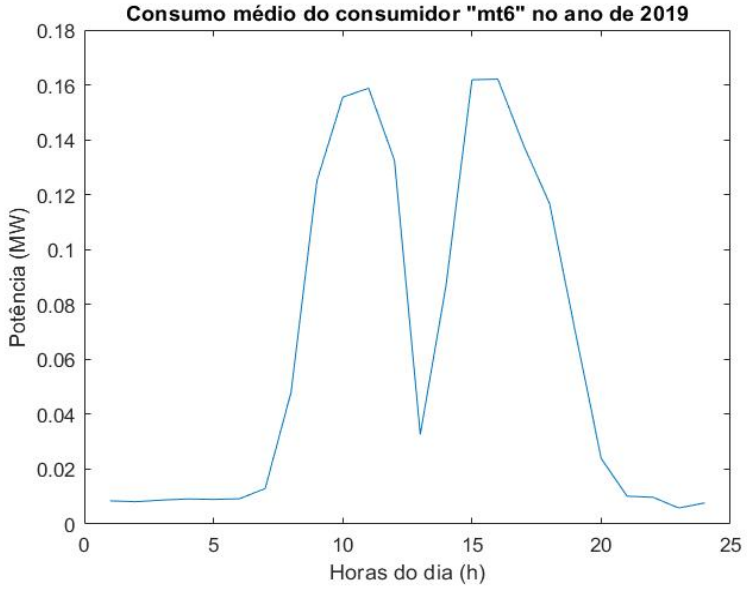


Figura A.13: Consumo médio do consumidor "mt6"no ano de 2019

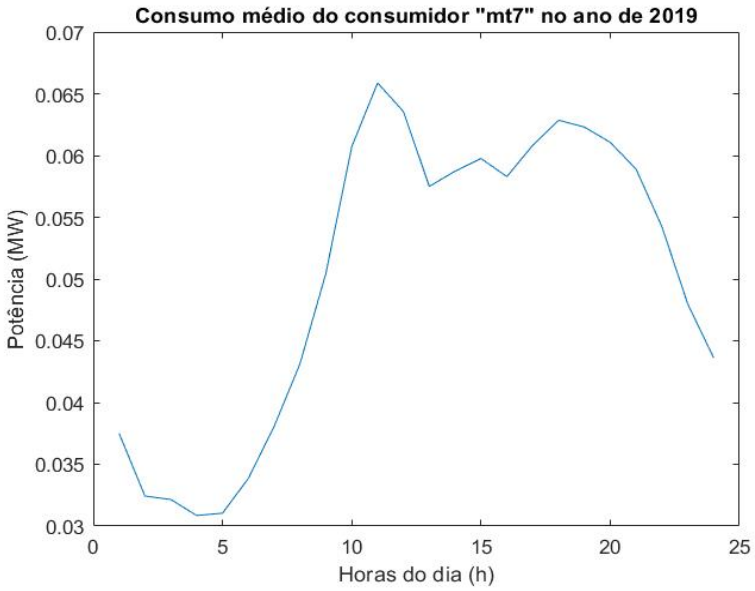


Figura A.14: Consumo médio do consumidor "mt7"no ano de 2019

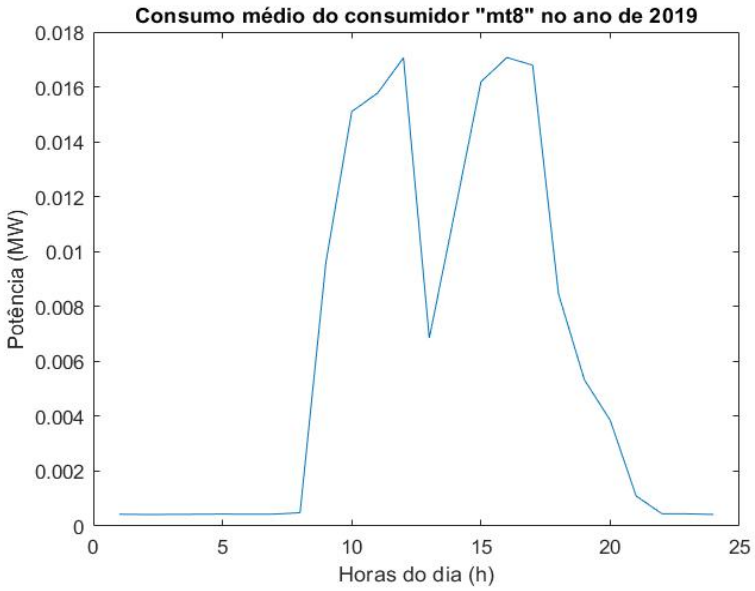


Figura A.15: Consumo médio do consumidor "mt8"no ano de 2019

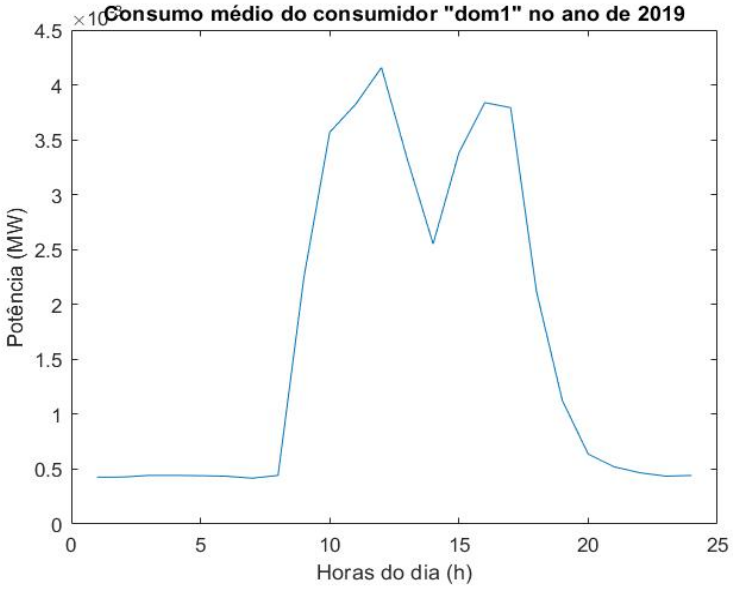


Figura A.16: Consumo médio do consumidor "dom1"no ano de 2019

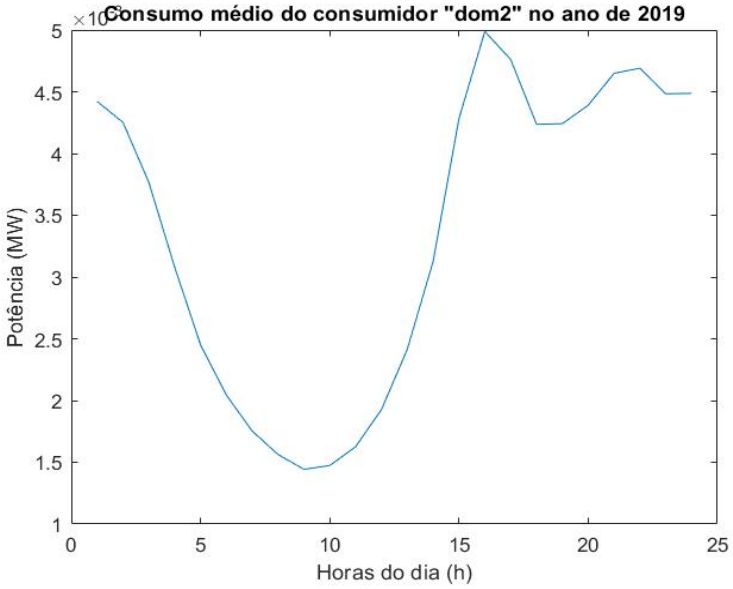


Figura A.17: Consumo médio do consumidor "dom2"no ano de 2019

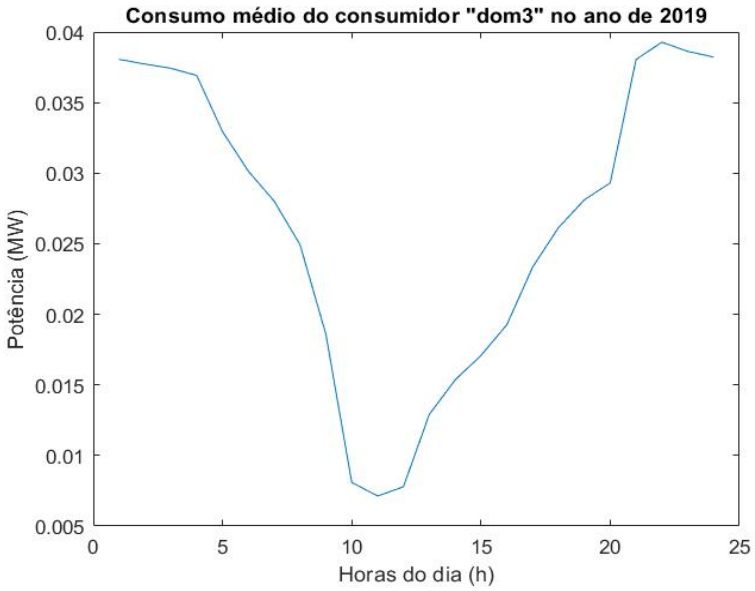


Figura A.18: Consumo médio do consumidor "dom3"no ano de 2019

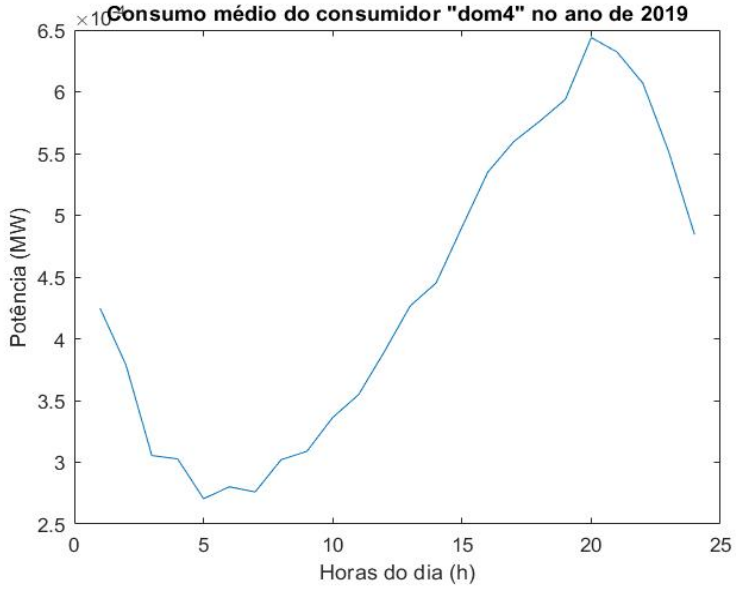


Figura A.19: Consumo médio do consumidor "dom4"no ano de 2019

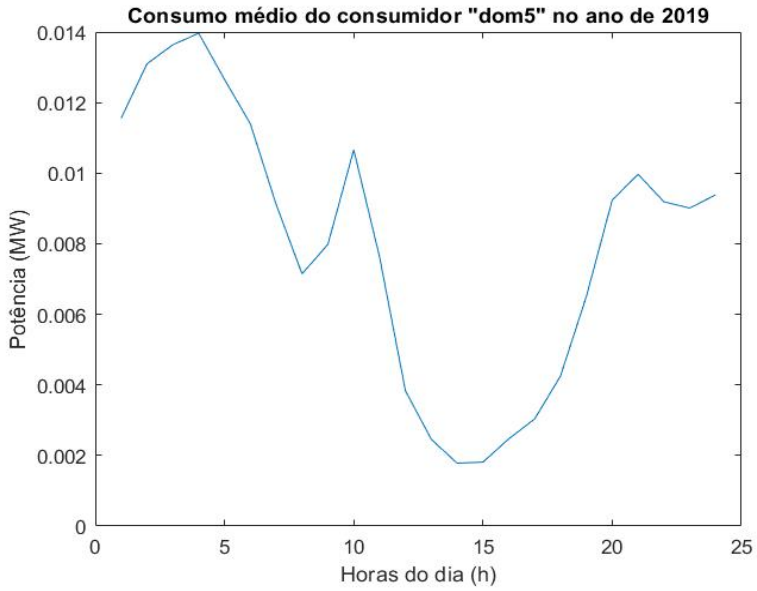


Figura A.20: Consumo médio do consumidor "dom5"no ano de 2019

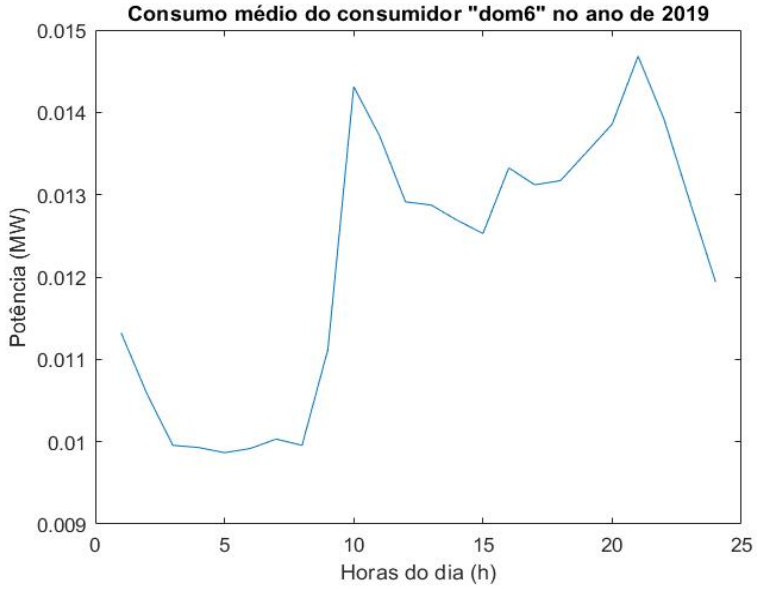


Figura A.21: Consumo médio do consumidor "dom6"no ano de 2019

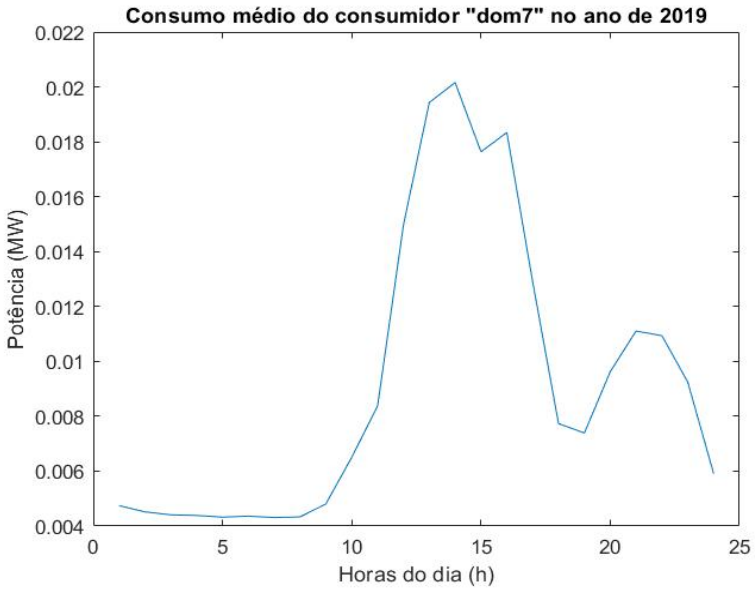


Figura A.22: Consumo médio do consumidor "dom7"no ano de 2019

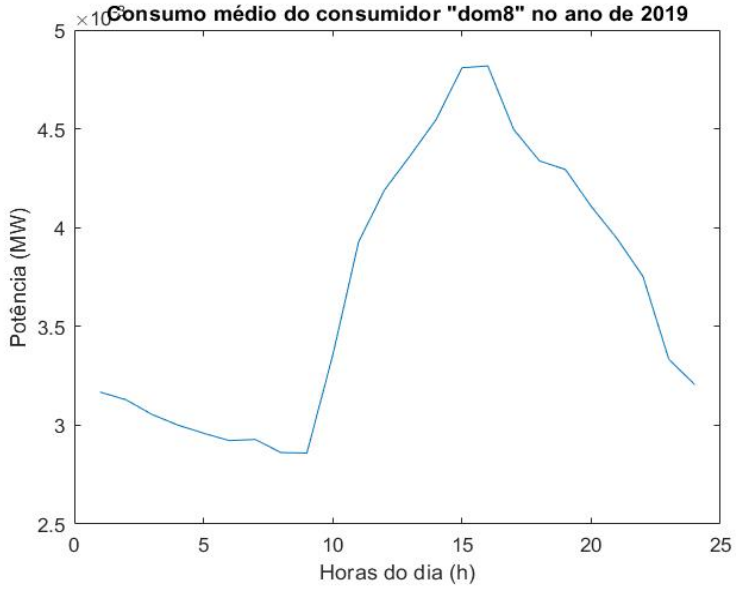


Figura A.23: Consumo médio do consumidor "dom8"no ano de 2019

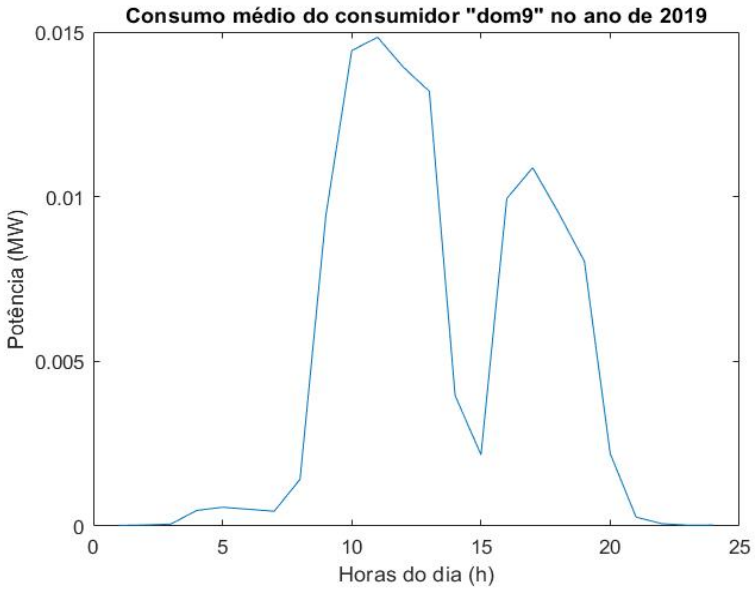


Figura A.24: Consumo médio do consumidor "dom9"no ano de 2019

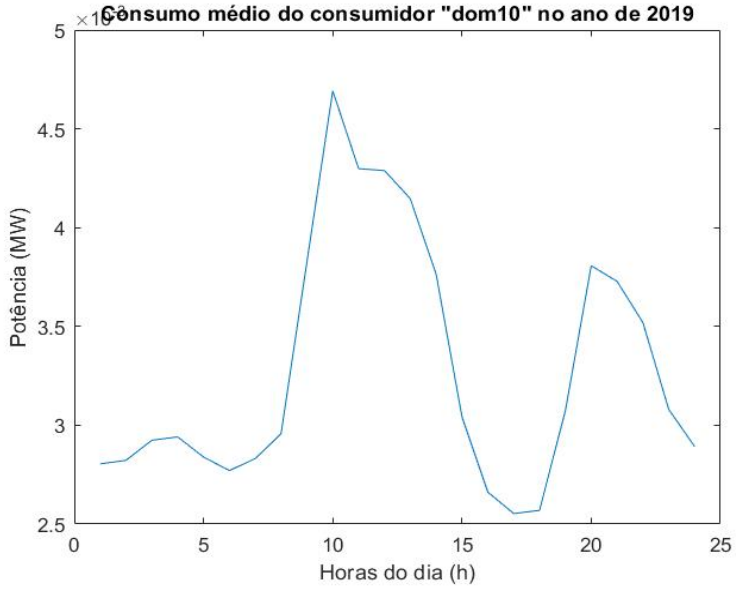


Figura A.25: Consumo médio do consumidor "dom10"no ano de 2019

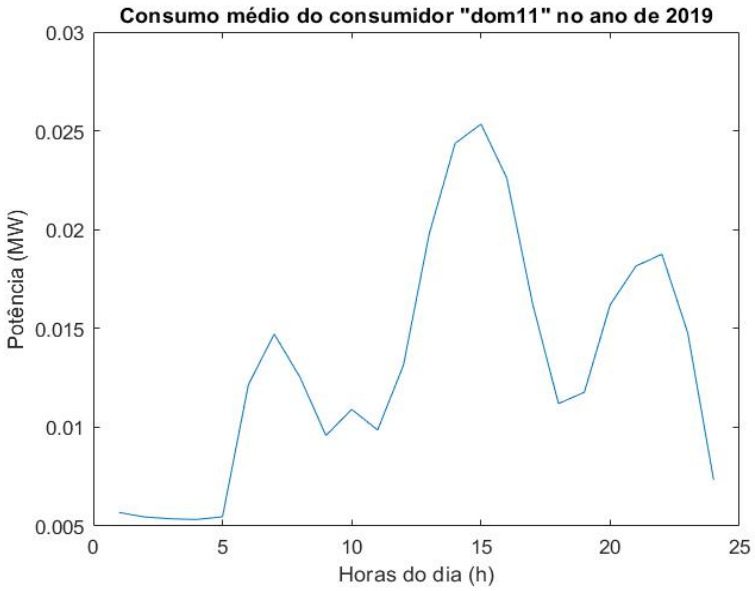


Figura A.26: Consumo médio do consumidor "dom11"no ano de 2019

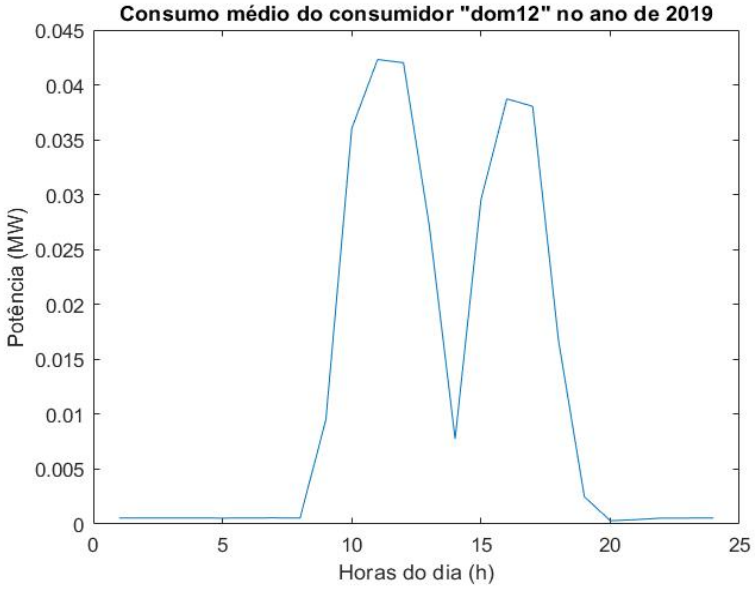


Figura A.27: Consumo médio do consumidor "dom12"no ano de 2019

A.2 Análise do consumo dos consumidores

Tabela A.1: Tabela de códigos dos consumidores em baixa tensão especial, respetiva potência contratada e comportamento semanal e por estações do consumo

Código	**Potência Contratada (kW)**	**Análise de consumo ao longo da semana**	**Análise de consumo por estações do ano**
bte1	50,00	Paragem ao sábado e domingo	Consumo menor na primavera do que nas restantes estações
bte2	55,00	Paragem depois das 12:00h de sábado e na totalidade do domingo	Maior no inverno do que nas restantes estações, sendo a com menor consumo o verão
bte3	67,00	Consumo constante ao longo da semana	Menor no inverno do que nas restantes estações, sendo a com maior consumo o verão
bte4	120,00	Redução do consumo para metade aos fins de semana	Consumo constante ao longo do ano
bte5	195,00	Redução do consumo para metade aos fins de semana	Maior consumo nas estações outono/verão do que em inverno/primavera
bte6	177,00	Consumo contante ao longo da semana com redução de 50% na hora de almoço de domingo	Maior consumo no verão
bte7	70,00	Paragem ao sábado e domingo	Menor consumo no verão e posteriormente no inverno

Tabela A.2: Tabela de códigos dos consumidores em média tensão, respetiva potência contratada e comportamento semanal e por estações do consumo

Código	**Potência Contratada (kW)**	**Análise de consumo ao longo da semana**	**Análise de consumo por estações do ano**
mt1	146,48	Consumo constante ao longo da semana	Consumo maior no verão do que nas restantes estações sendo que no horário das 8:00h às 10:00h o consumo maior ocorre no inverno
mt2	130,67	Consumo constante durante a semana menos ao fim de semana, onde ocorre apenas um consumo de cerca de 20% do normal e apenas das 7:00h às 13:00h	Consumo constante ao longo do ano embora inferior no verão, sendo que no verão das 00:00h até às 8:00h o consumo é praticamente nulo
mt3	465,85	Manhã de sábado com menor consumo face aos restantes dias da semana, ocorrendo uma paragem às 12:00h, retomando às 21:00h de domingo, com um consumo baixo até às 7:00h de segunda feira	Menor consumo no verão do que nas restantes estações
mt4	292,95	Consumo constante ao longo da semana	Maior consumo no inverno do que nas restantes estações
mt5	50,00	Paragem ao sábado e domingo	Consumo constante ao longo do ano embora inferior no outono
mt6	689,00	Paragem na totalidade do domingo e depois das 17:00h de sábado, sendo que nos restantes dias da semana pára às 20:00h	Maior consumo na primavera do que nas restantes estações
mt7	292,95	Consumo constante ao longo da semana	Maior consumo no inverno do que nas restantes estações
mt8	186,00	Paragem ao sábado e domingo	Maior consumo no inverno, seguido do outono, da primavera e por último do verão

Tabela A.3: Tabela de códigos dos consumidores domésticos, respetiva potência contratada e comportamento semanal e por estações do consumo

Código	**Potência Contratada (kW)**	**Análise de consumo ao longo da semana**	**Análise de consumo por estações do ano**
dom1	39,60	Paragem na totalidade do domingo, sendo que dos restantes dias o sábado é o dia de menor consumo	Consumo constante ao longo do ano embora inferior no verão
dom2	23,25	Consumo constante ao longo da semana	Consumo maior no inverno, sendo nos meses de outono e primavera cerca de 50% do consumo no inverno, e por último no verão onde o consumo é de apenas 20% do consumo invernil
dom3	187,49	Consumo maior de noite, sendo que na hora de almoço de domingo o consumo é supeior ao de sábado que por sua vez é superior aos restantes dias da semana	Consumo praticamente nulo em todas as estações relativamente ao consumido no verão, sendo que este perfil de consumo tem o pico às 00:00h
dom4	23,25	Consumo constante ao longo da semana	Consumo maior nos meses de verão e outono, seguidos pelo inverno que tem um consumo de cerca de 60% inferior ao do verão
dom5	47,00	Consumo constante ao longo da semana, sendo que o pico de consumo ocorre durante a noite	Consumo praticamente nulo no inverno, sendo que o verão é a estação com maior consumo, seguindo-se o outono e a primavera respectivamente
dom6	46,50	Consumo constante ao longo da semana	Consumo com perfis de onda similares nas estações outono/verão e inverno/primavera, sendo que tanto no verão como no inverno o consumo é superior aos seus pares
dom7	65,00	Paragem à terça-feira, sendo que o início do consumo se dá pelas 11:00h e as horas de maior consumo coincidem com as horas de alomoço dos dias de fim de semana e o jantar de sexta-feira, sábado e domingo	Consumo constante ao longo do ano embora superior no verão
dom8	41,41	Consumo constante ao longo da semana com uma redução de cerca e 30% no período da tarde de domingo	Consumo maior nas estações inverno/primavera, com um maior consumo no inverno desde as 10:00h até às 00:00h, sendo o consumo ainda menor no verão do que no outono

Tabela A.4: Tabela de códigos dos consumidores domésticos, respetiva potência contratada e comportamento semanal e por estações do consumo

Código	**Potência Contratada (kW)**	**Análise de consumo ao longo da semana**	**Análise de consumo por estações do ano**
dom9	46,00	Paragem às 15:00h de sábado e na totalidade do domingo	Consumo constante ao longo do ano
dom10	41,41	Consumo constante ao longo da semana	Consumo bastante superior no inverno do que nas restantes estações, sendo a de monor consumo o verão
dom11	74,40	Paragem à terça-feira, sendo que o dia de maior consumo é o domingo	Consumo constante ao longo do ano
dom12	93,00	Paragem ao domingo	Menor consumo no verão do que nas restantes estações

Referências

[1] Comissão Europeia. Regulamento (UE) 2017/2195 da comissão. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017R2195&from=GA, novembro 2017.

[2] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. Diretiva n.º 4/2019. https://dre.pt/application/conteudo/117821525, janeiro 2019.

[3] Eletricidade e gás - energia simples. https://www.energiasimples.pt/.

[4] REN. SIMEE - Diário e Intradiário - Preços. https://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfOp/MercOmel/Paginas/Precos.aspx, 2019.

[5] REN. SIMEE - Reserva de Regulação - Preços. https://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfOp/Energia_de_Regulacao/Paginas/ReservadeRegulacao.aspx, 2019.

[6] U.S. Department of Energy. International Energy Outlook 2019. https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/ieo2019.pdf, dezembro 2019.

[7] Hans de Heer e Marten van der Laan. *USEF: Workstream on Aggregator Implementation Models: Recommended Practices and Key Considerations for a Regulatory Framework and Market Design on Explicit Demand Response: Update 2017: Includes Residential Customer Segment*. USEF, 2017.

[8] José Iria, Filipe Soares, e Manuel Matos. Optimal bidding strategy for an aggregator of prosumers in energy and secondary reserve markets. *Applied Energy*, 238:1361–1372, 2019.

[9] Parlamento Europeu e Conselho da União Europeia. Regulamento (UE) 2019/943. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019R0943&from=EN, junho 2019.

[10] Conselho de Reguladores do MIBEL. Descrição do Funcionamento do MIBEL. novembro 2009.

[11] OMIE. Funcionamento do Mercado Diário. https://www.omie.es/sites/default/files/inline-files/mercado_diario_p_0.pdf.

[12] OMIE. Detalhes do funcionamento do Mercado Intradiário. https://www.omie.es/sites/default/files/inline-files/mercados_intradiario_y_continuo_p.pdf.

[13] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. Relatório anual sobre os mercados de eletricidade e de gás natural em 2019. https://www.erse.pt/media/dtddnvtr/relat%C3%B3rio_ce-2019.pdf, julho 2020.

[14] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. Relatório anual sobre os mercados de eletricidade e de gás natural em 2018. https://www.ceer.eu/documents/104400/6693346/C19_NR_Portugal_NL.pdf/2d8c066b-c74d-87b8-e1dc-47a771d7340e, julho 2019.

[15] João Tomé Saraiva, Helder Heitor, Nuno Correia, e Rui Araújo. Ancillary services in the iberian electricity market—current situation and harmonization approaches. Em *2011 8th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, páginas 556–561. IEEE, 2011.

[16] R Elsen, B Aouini, Z Barócsi, T Bonnet, A Bouzoualegh, HJ Compter, J Galindo, M Gomes, C Ioanitescu, R Jacquet, et al. Ancillary services unbundling electricity products–an emerging market. *Union of the Electricity Industry–EURELECTRIC*, página 84, 2004.

[17] Terre Consultation Document. https://consultations.entsoe.eu/markets/terre/user_uploads/20160307__terre_consultation.pdf, março 2016.

[18] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do Setor Elétrico. https://www.apren.pt/contents/publicationsothers/manual-do-sistema-eletrico--junho-2018-erse.pdf, junho 2018.

[19] Comissão Europeia. Regulamento (UE) 2017/ 1485. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017R1485&from=EN, agosto 2017.

[20] ENTSO-E. Survey on ancillary services procurement, balancing market design 2019. https://eepublicdownloads.azureedge.net/clean-documents/mc-documents/200505_WG_AS_survey_ancillary_services_2019.pdf, maio 2020.

[21] Salla Annala, Gonçalo Mendes, Samuli Honkapuro, Luisa Matos, e Lurian Pires Klein. Comparison of opportunities and challenges in demand response pilots in finland and portugal. Em *2018 15th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, páginas 1–5. IEEE, 2018.

[22] TERRE, howpublished = https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/terre/,.

[23] Ministério da Economia, da Inovação e do Desenvolvimento. Portaria n.º 41/2017. https://dre.pt/application/conteudo/105820581, janeiro 2017.

[24] REN. Manual de Procedimentos de Acerto de Contas. https://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/publicacoes/ManuaisProcedimentos/MPACDezembro2008.pdf, dezembro 2008.

[25] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. Comunicado: Aprovação Regras Projeto Piloto. https://www.erse.pt/media/te2dmqli/comunicado_aprova%C3%A7%C3%A3o-regras-projeto-piloto-consumo_vf.pdf, janeiro 2019.

[26] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. Participantes no projeto-piloto de consumo no mercado de reserva de regulação apresentaram os primeiros resultados. https://www.erse.pt/comunicacao/destaques/participantes-no-projeto-piloto-de-consumo-no-mercado-de-reserva-de-regulacao-ap outubro 2019.

[27] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. Diretiva n.º 6/2020. https://dre.pt/application/file/a/131986656, abril 2020.

[28] Entidadade Reguladora dos Serviços Energéticos. Relatório previsto no artigo 16.º da diretiva n.º 4/2019. https://www.erse.pt/media/zwfhzifs/relat%C3%B3rio-erse.pdf, julho 2020.

[29] Ministério da Economia, da Inovação e do Desenvolvimento. Portaria n.º 592/2010. https://dre.pt/application/file/a/333947, julho 2010.

[30] REN. Relatório Anual do Serviço de Interruptabilidade. https://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/ActServ/Interruptibilidade/BibRelAnual/Relatorio%20Anual_Interrupt_2019_Publico.pdf, julho 2020.

[31] Regulamento n.º 266/2020. Entidadade reguladora dos serviços energéticos. https://dre.pt/application/conteudo/130469272, março 2020.

[32] José Iria, Filipe Soares, e Manuel Matos. Optimal supply and demand bidding strategy for an aggregator of small prosumers. *Applied energy*, 213:658–669, 2018.

[33] Presidência do Conselho de Ministros. Decreto-lei n.º 162/2019. https://dre.pt/application/conteudo/125692189, outubro 2019.

[34] Tea Tušar, Laurynas Šikšnys, Torben Bach Pedersen, Erik Dovgan, e Bogdan Filipic. Using aggregation to improve the scheduling of flexible energy offers. *Proc. of BIOMA*, páginas 347–358, 2012.

[35] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. Diretiva (extrato) n.º 6/2019. https://dre.pt/application/conteudo/118010900, janeiro 2019.

[36] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados de energia elétrica em Portugal continental. https://dre.pt/application/conteudo/73725597, fevereiro 2016.