



# Participação da Produção Renovável no Mercado de Energia de Reserva de regulação

**TIAGO LUÍS SOUSA PEREIRA**

outubro de 2020

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

Tiago Luís Sousa Pereira



Departamento de Engenharia Eletrotécnica  
Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Eléctricos de Energia

2020



Relatório elaborado para satisfação parcial dos requisitos da Unidade Curricular de DSEE -  
Dissertação do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

Candidato: Tiago Luís Sousa Pereira, Nº 1140424, 1140424@isep.ipp.pt

Orientação científica: Manuel Azevedo, mpa@isep.ipp.pt

Empresa: Energia Simples

Supervisão: Jéssica Chaves, jessica.chaves@energiasimples.pt



Departamento de Engenharia Eletrotécnica  
Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

**2020**



## *Agradecimentos*

Devido aos tempos atuais em que o mundo se encontra, esta dissertação teve um grau acrescido de dificuldade. No entanto, sinto que tive pessoas ao meu lado, que me ajudaram e puxaram por mim de forma a conseguir concluir este trabalho e assim me apoiaram na minha jornada da procura do meu lugar no mundo profissional.

Assim sem ordem em especial eu vou enunciar os meus agradecimentos:

- Aos meus pais, agradeço a possibilidade que me deram em realizar este curso e o apoio constante para que nada me faltasse;
- À engenheira Jéssica Chaves que me auxiliou e orientou durante todo o estágio e fora dele, teve um trabalho excelente e exemplar;
- Aos colaboradores da empresa Energia Simples, pela simpatia com que me receberam no seu local de trabalho;
- À minha namorada, que não só me ajudou a terminar esta dissertação, também me motivou a terminá-la, dando-me força para tal;
- Aos meus amigos e conhecidos que conheci durante o meu tempo na faculdade, sem eles, não teria sido tão divertido.

Sem estas pessoas a conclusão desta etapa da minha vida não seria possível, pelo que é a eles que dedico este trabalho



## *Resumo*

As centrais renováveis em regime especial, têm como principal problema a sua instabilidade de funcionamento e respetiva previsão da sua produção.

Nesse sentido, torna-se muito complicado para o agente de mercado, que possua tais centrais, conseguir reduzir os seus desvios de forma a este poder ganhar dinheiro com elas. Posto isto, é de extrema relevância para o agente de mercado, poder ter formas de conseguir controlar os desvios. Uma dessas potenciais formas é a entrada por parte do agente de mercado no mercado de regulação.

Para apurar o interesse nessa opção, nesta dissertação foi estudado o contexto atual em que esta temática se insere, tendo-se verificado qual a situação energética em Portugal, compreendendo o que foi acontecendo nos anos transatos a nível de energia renovável, o que é o mercado do MIBEL (Mercado ibérico de eletricidade), analisando a forma de como é realizada a troca de energia, e investigando o mercado de reserva de regulação, tendo assim uma noção do seu funcionamento.

Para além deste estudo, foi apurado qual a situação da empresa acolhedora, a Energia Simples, de maneira a compreender, quais são os seus problemas e a ter acesso a informação sobre as suas centrais.

Com as duas análises, foi desenvolvido uma metodologia para o agente de mercado para entrar no mercado de reserva de regulação. Para além disso, foi desenvolvido alguns cenários, que complementam a relação entre o agente de mercado, o produtor e a metodologia adotada.

No final deste trabalho, foi concretizada uma análise à fiabilidade financeira para o agente, de forma a apurar a efetividade da metodologia adotada e perceber se é interessante para a empresa apostar neste mercado.

### *Palavras-Chave*

Previsão de energia renovável, mercado de reserva de regulação, desvios



## *Abstract*

*Renewable power plants under a special regime, have as main problem their operational instability and the respective forecast of their production.*

*In this sense, it becomes very complicated for the market agent, who has such plants, to be able to reduce his deviations so that he can make money from them. That said, it is extremely important for the market agent to be able to have ways of controlling deviations. One of these potential forms is the market agent's entry into the regulation market.*

*In order to determine the interest in this option, this dissertation studied the current context in which this theme is inserted, having verified the energy situation in Portugal, understanding what has been happening in the past years in terms of renewable energy, which is the market of MIBEL (Iberian electricity market), analyzing the way in which the energy exchange is carried out, and investigating the regulation reserve market, having a notion of its functioning.*

*In addition to this study, it was analyzed the situation of the welcoming company, Energia Simples, to understand what problems are and to have access to information about its plants.*

*With both analyzes, a methodology was developed for the market agent to enter the regulatory reserve market, and in addition, some scenarios were developed, which complement the relationship between the market agent, the producer and the methodology adopted.*

*At the end of this work, an analysis of the financial reliability for the agent was carried out, in order to ascertain the effectiveness of the adopted methodology and understand if it is interesting for the company to bet on this market.*

### **Keywords**

*Renewable energy forecast, regulation reserve market, deviations*



# Índice

1.	Introdução.....	1
1.1.	Motivação e Objetivos.....	1
1.2.	Empresa Acolhedora – Energia Simples .....	2
1.3.	Estrutura da dissertação .....	4
2.	Caraterização do Sistema Elétrico Nacional .....	7
2.1.	Produção .....	7
2.2.	Transporte .....	8
2.3.	Distribuição .....	10
2.4.	Comercialização .....	10
2.5.	Evolução da potência instalada e do consumo .....	11
2.6.	Impacto das energias renováveis no SEN.....	13
2.7.	Mitigação do impacto das energias renováveis .....	15
2.8.	Mercado grossista em Portugal.....	16
2.9.	Custos marginais e despacho .....	17
2.10.	Iniciativa Price Coupling of Regions .....	17
3.	Mercado Ibérico de Eletricidade .....	21
3.1.	Introdução ao MIBEL.....	22
3.2.	Mercado Diário .....	22
3.3.	Mercado intradiário de leilões .....	27
3.4.	Mercado intradiário contínuo .....	29
3.5.	Mercado de derivados ou futuro .....	31
3.6.	Contratos bilaterais .....	32
3.7.	Serviços de sistema.....	33
4.	Procedimentos da Gestão Global de Sistema.....	35

4.1.	Agente de mercado .....	35
4.2.	Unidades de programação .....	36
4.3.	Unidades físicas .....	36
4.4.	Programação e resolução de desvios .....	37
5.	Reserva de Regulação .....	41
5.1.	Participantes no mercado de reserva de regulação .....	41
5.2.	Necessidades de reserva terciária .....	42
5.3.	Apresentação de ofertas no mercado de regulação.....	43
5.4.	Verificação das Reservas de Regulação .....	44
5.5.	Contratação de reserva de Regulação .....	45
5.6.	Valorização do serviço de reserva de regulação.....	46
5.7.	Incumprimentos .....	48
6.	Caso de Estudo .....	49
6.1.	Introdução ao Caso de estudo .....	49
6.1.1.	Agregação de energia .....	49
6.1.2.	Dados para o caso de estudo – centrais produtoras .....	51
6.1.3.	Mercado de reserva de regulação .....	52
6.1.4.	Necessidades de investimento .....	55
6.1.5.	Desvios das Centrais .....	57
6.2.	Execução da Proposta de Resolução .....	59
6.2.1.	Método aplicado ao mercado de regulação .....	59
6.2.2.	Proposta de resolução para o produtor .....	63
6.2.3.	Cenário 1.1 – O Produtor implementa o sistema de armazenamento .....	64
6.2.4.	Cenário 1.2 – O produtor paga os desvios .....	65
6.2.5.	Proposta de resolução para os desvios do agente agregador .....	66
6.2.6.	Cenário 2.1 – Desvios da reserva de regulação separados .....	66
6.2.7.	Cenário 2.2 – Utilização do armazenamento para reduzir os desvios.....	67

6.2.8.	Proposta da utilização da unidade de armazenamento no mercado diário .....	69
6.2.9.	Cenário 3 – Armazenamento da hora mais barata.....	70
6.3.	Análise Financeira .....	71
6.3.1.	Ao método aplicado .....	71
6.3.2.	Ao cenário 1.1 .....	72
7.	Conclusões .....	75
7.1.	Conclusões Gerais .....	75
7.2.	Possíveis trabalhos futuros .....	77
8.	Bibliografia.....	79



## *Índice de Figuras*

Figura 1 - Diagrama dos eventos mais importantes da empresa .....	2
Figura 2 - Previsão do volume de eletricidade Renovável.....	3
Figura 3 - Previsão da potência instalada.....	4
Figura 4 - logótipo Energia Simples .....	4
Figura 5 - Cadeia de valor da eletricidade.....	7
Figura 6 - Interligações com Espanha e valores de eletricidade importados e exportados em GWh .....	9
Figura 7 - Evolução previsionial da Pre em Portugal.....	11
Figura 8 - Evolução da ponta de consumo e de produção.....	12
Figura 9 - Dia de maior ponta do anual de inverno.....	13
Figura 10 - Dia de maior ponta anual de verão .....	13
Figura 11 - Curvas de compra e venda tipo do mercado grossista.....	16
Figura 12 - Países aderentes ao PCR.....	18
Figura 13 - Estrutura MIBEL .....	22
Figura 14 – Gráfico da curva venda/compra de eletricidade .....	23
Figura 15 - Esquema exemplificando o market splitting .....	24
Figura 16 - Exemplo de uma curva oficial diária.....	26
Figura 17 - Preço de energia de regulação para o dia 1 de março de 2020.....	46
Figura 18 - Ofertas de reserva de regulação para dia 1 de março de 2020 .....	47
Figura 19 - Unidades Físicas em regime especial .....	50



## *Índice de gráficos*

Gráfico 1 - Mercado de regulação vs spot 2018.....	53
Gráfico 2 - Mercado de regulação vs mercado spot.....	53
Gráfico 3 - Valor Médio do preço do mercado de regulação a subir por hora.....	54
Gráfico 4 – Valor Médio do preço do Mercado de Regulação a descer por hora .....	54
Gráfico 5 - Desvios da central 3 para fevereiro de 2019.....	57
Gráfico 6 - Valorização dos desvios da central 3 para fevereiro de 2019.....	58
Gráfico 7 - Desvios da central 3 para fevereiro de 2019 utilizando o método de armazenamento .....	68
Gráfico 8 - Valorização dos desvios da central 3 para fevereiro de 2019, utilizando o método de armazenamento .....	68
Gráfico 9 - Comparação entre a não utilização de armazenamento e a sua utilização para a central 3 no mês de fevereiro de 2019.....	69
Gráfico 10 - Valor médio do mercado diário por hora no ano 2019 .....	70
Gráfico 11 - Ganho com a implementação de armazenamento para a central 3 .....	71



## *Índice de Tabelas*

Tabela 1 - Situação de Portugal a nível de potência instalada .....	12
Tabela 2 - Sessões do mercado intradiário .....	28
Tabela 3 - Rondas do mercado intradiário contínuo .....	30
Tabela 4 -Centrais para estudo .....	51
Tabela 5 - Valores de ganho anual das centrais em mercado Spot .....	52
Tabela 6 – Valores médios anuais do mercado de reserva de regulação e do mercado spot ...	52
Tabela 7 - Valor de investimento no sistema de armazenamento .....	56
Tabela 8 - Estudo das centrais a nível do mercado de regulação .....	62
Tabela 9 - Valor Médio do ganho em mercado de regulação em MWh .....	64
Tabela 10 - Tempo de retorno das centrais aplicando a metodologia .....	72
Tabela 11 - Tempo de retorno para o cenário 1.1 .....	72



## *Siglas e Acrónimos*

ACER	Agência de Cooperação dos Reguladores de Energia
AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
BTN	Baixa Tensão Normal
CMVM	Comissão do Mercado de Valores Imobiliários
CNE	Comissão Nacional de Energia
CNMV	Comissão Nacional do Mercado de Valores
CUR	Comercializadores de Último Recurso
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
euphemia	Pan-European Hybrid Electricity Market Integration Algorithm
GGs	Gestão Global de Sistema
GS	gestão de sistema
GW	GigaWatt
kV	Quilovolt
kWh	Quilowatt-hora
MAT	Muito Alta Tensão
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
MT	Média Tensão
MW	Megawatt
MWh	Megawatt-hora
OMIE	Operador do Mercado Ibérico de Energia – Pólo Espanhol
OMIP	Operador do Mercado Ibérico de Energia – Pólo Português
ORD	Operadores das Redes de Distribuição
PCR	Price Coupling of Regions
PRE	Produção em Regime Especial

PRO	Produção em Regime Ordinário
PNBEPH	Plano Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico
REN	Redes Elétricas Nacionais
RNT	Rede Nacional de Transporte
SEE	Sistema Elétrico de Energia
SEN	Sistema Elétrico Nacional
ORD	Operadores das Redes de Distribuição

# 1. Introdução

## 1.1. Motivação e Objetivos

Com as preocupações ambientais que têm estado cada vez mais presentes na nossa sociedade, surge a necessidade de reduzir ou até cessar a utilização de recursos poluentes como o gás natural, o carvão e os produtos derivados do petróleo. Este facto, provocou que ao longo dos anos, tenha-se verificado um aumento progressivo de produção de energia a partir de energias renováveis que em conjunto com o processo de liberalização dos mercados, tem tornado cada vez mais desafiante realizar uma boa gestão do SEN (Sistema Elétrico Nacional), devido ao grau de incerteza da produção de energia elétrica.

O facto de ainda não ser possível armazenar a eletricidade em quantidades consideráveis, implica que mal esta seja produzida terá de ser imediatamente consumida, isto traduz-se que no SEN a produção deverá acompanhar e satisfazer o consumo dos clientes ao longo de todos os instantes. No entanto, é quase impossível evitar a existência de desvios consideráveis entre a produção e o consumo, o que provoca a necessidade da existência de reservas capazes de fazer o ajuste, de modo a que o balanço resultante entre produção e consumo seja nulo.

Estes ajustes são vitais porque um excesso de produção conduz a um aumento da frequência do sistema, uma vez que a produção é superior ao que é consumido. Deste modo o sistema torna-se economicamente ineficiente e instável. Por outro lado, um valor reduzido de produção, traduz-se numa diminuição de frequência, levando a que haja falhas de abastecimento prejudicando assim os consumidores.

Com este trabalho pretende-se realizar um estudo ao estado do sistema elétrico português, com especial ênfase ao mercado de regulação, de modo a desenvolver uma metodologia para a participação de produtores de energia renovável no mercado de energia de reserva de regulação e analisar a viabilidade financeira da implementação dessa metodologia.

## 1.2. Empresa Acolhedora – Energia Simples

A Energia Simples é uma comercializadora portuguesa de energia elétrica, gás natural e de soluções integradas de autoconsumo fotovoltaico.

Com sede no Porto a Energia Simples é a marca da empresa PH Energia, LDA para a comercialização de energia elétrica no mercado liberalizado. A Simples foi criada em novembro de 2014 por um grupo de profissionais de renome da área de energia, engenharia e tecnologia com preocupações comuns: a eficiência energética, a sustentabilidade ambiental e a ética empresarial. Na Figura 1, encontram-se alguns dos eventos mais marcantes da empresa.

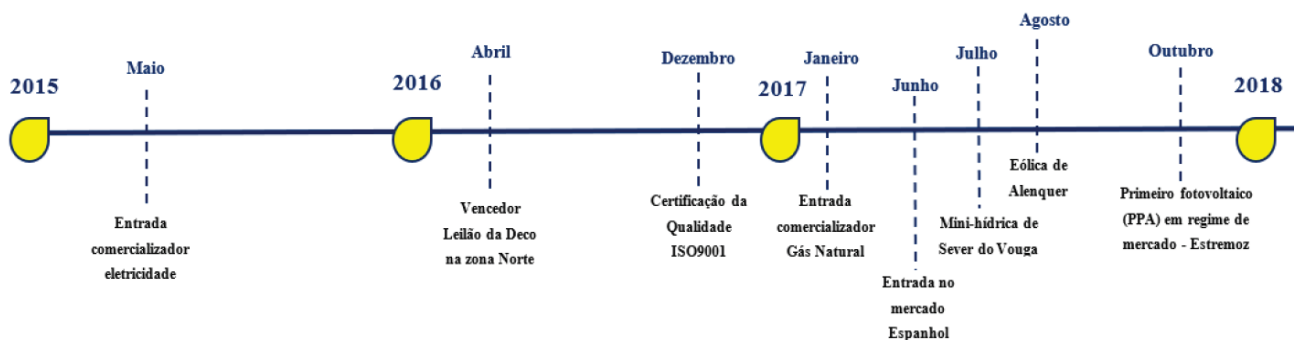


Figura 1 - Diagrama dos eventos mais importantes da empresa

Fonte: (Chaves, 2019)

A empresa tem-se destacado pelo rápido crescimento que tem tido e a forte aposta na comercialização de energia renovável.

**“Entraram no mercado em novembro de 2014. Tinham a estimativa de ser o terceiro maior "player" em 2020. Hoje estão em sétimo. Acredita que é possível atingir esta meta? A terceira maior? Provavelmente daqui a cinco anos é possível. Vai depender muito de como o mercado evoluir.”** (Ribeiro, 2018)

“Segundo Manuel Azevedo, CEO da Energia Simples, “recordo que até à data não era possível prestar Garantias de Origem sobre energia elétrica produzida em Portugal. No entanto, a Energia Simples, enquanto parceira e primeira comercializadora a adquirir energia elétrica renovável em regime de mercado em Portugal pode agora prestar estas garantias de origem aos seus clientes. Desde o início que procurámos incentivar todos os nossos Clientes, quer empresas

quer domésticos, a produzir a sua própria energia verde. Este nosso compromisso faz-nos acreditar na sustentabilidade e na utilização de recursos energéticos limpos e, por isso, pretendemos oferecer a todos os nossos clientes BTN (baixa tensão normal), antigos e novos, energia verde e de fonte renovável”, conclui.” (Ambiente magazine, 2020)

Na Figura 2 é possível verificar a previsão do volume de eletricidade renovável que a empresa prevê ter até 2023.

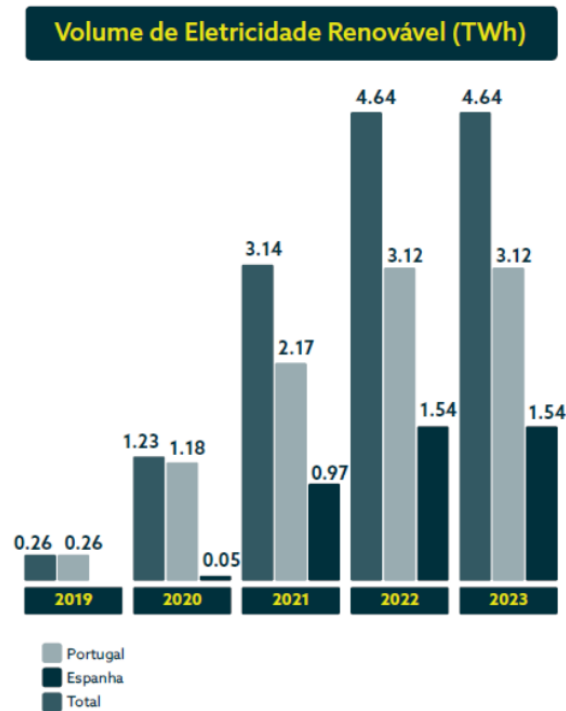
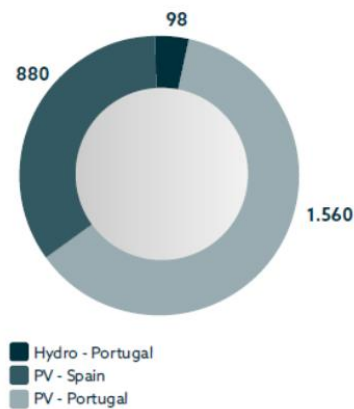


Figura 2 - Previsão do volume de eletricidade Renovável

Para chegar a estes valores de energia produzida, a empresa prevê ter um valor a nível de potência instalada de aproximadamente 2,5 GW (*GigaWatts*) de centrais renováveis em 2023. Tal é observável na Figura 3

**Potência Renovável (2023) (MW)**



*Figura 3 - Previsão da potência instalada*

Na Figura 4, está exibida o logótipo da empresa, bem como algumas das certificações mais importantes que a empresa tem.



*Figura 4 - logótipo Energia Simples*

*Fonte: (Energia Simples, 2020)*

### 1.3. Estrutura da dissertação

A presente dissertação é composta por oito capítulos, sendo estes descritos de forma sucinta:

Capítulo 1 – Introdução: apresentação do tema em estudo, a motivação para a este se realizou, os objetivos principais a atingir e a organização estrutural da tese.

Capítulo 2 – Caracterização do Sistema Elétrico Nacional: estudo do estado recente do setor elétrico de energia e a constituição da atividade do setor em Portugal e na europa

Capítulo 3 – Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL): enquadramento do mercado ibérico de energia, formação do preço de energia e contratos bilaterais

Capítulo 4 – Procedimentos da Gestão global de Sistema: recolha de informação sobre os agentes de mercado, conceitos e fórmulas para o cálculo dos desvios e o seu respetivo custo.

Capítulo 5 – Reserva de Regulação: análise ao funcionamento do mercado de reserva de regulação.

Capítulo 6 – Introdução ao Caso de Estudo: apresentação da empresa acolhedora e estudo das necessidades da empresa

Capítulo 7 – Proposta de Resolução: desenvolvimento de uma metodologia e realização de propostas e de diferentes cenários

Capítulo 8 – Conclusão: Conclusões finais e análise financeira

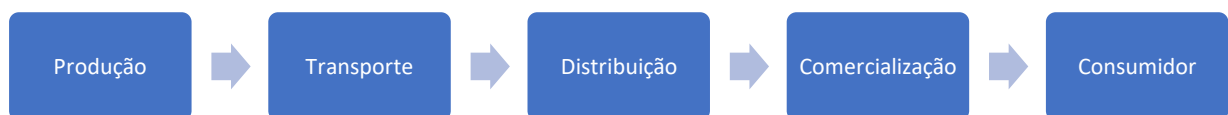


# 2. Caracterização do Sistema Elétrico Nacional

Como produto final a ser entregue ao consumidor, a energia elétrica, é sujeita a um percurso de diferentes fases.

A energia após ser produzida nos centros produtores, é transformada em subestações, onde a tensão é elevada e conduzida através de linhas e postes de muito alta tensão, sendo por fim, de novo transformada em subestações ou em postos de transformação, que diminuem a tensão, para a entrega ao consumidor final.

Na Figura 5, como é possível analisar, a cadeia de valor do setor elétrico é constituída por: produção, transporte, distribuição, comercialização e por fim o consumo da energia elétrica.



*Figura 5 - Cadeia de valor da eletricidade*

## 2.1. Produção

A produção de eletricidade pode ter diferentes origens, variando consoante a fonte de energia utilizada para a gerar:

- Eólica: convertendo a energia do vento em energia elétrica através de geradores eólicos;
- Hídrica: a partir de barragens e cursos de água, aproveitando a energia dos fluxos e quedas de água em centrais hidroelétricas;

- Nuclear: transformando em eletricidade a energia libertada pela cisão dos núcleos dos átomos de urânio em centrais nucleares. Em Portugal, não existem centrais nucleares;
- Solar: através de células fotovoltaicas em painéis que convertem a energia solar em eletricidade;
- Mares: aproveitamento da subida e descida das marés para aproveitamento de energia elétrica;
- Térmica: por queima de substâncias combustíveis como o gás natural, o fuelóleo, o carvão, diversos hidrocarbonetos (propano, metano...), a biomassa florestal, os resíduos urbanos, florestais, agrícolas e perigosos (industriais, hospitalares...).

A produção de eletricidade classifica-se em PRO (Produção em Regime Ordinário) e PRE (Produção em Regime Especial), introduzida pelo Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro.

A PRE inclui a generalidade da produção através de recursos renováveis, tais como, as tecnologias eólicas, solares, hídricas, e térmicas renováveis. A PRO inclui as centrais térmicas a partir de combustíveis como o gás natural, o fuelóleo e o carvão. (ERSE, 2020)

## 2.2. Transporte

A eletricidade produzida em locais afastados das zonas de consumo para ser entregue às redes de distribuição, têm de ser direcionada para a RNT (Rede Nacional de Transporte) e conduzida em MAT (muito alta tensão), com valores entre 150, 220 e 400 kV (*Quilovolt*) (REN, 2019), de modo a fazer chegar grandes quantidades de energia aos vários pontos do território sem perdas significativas, assim garantindo o abastecimento independentemente da distância às centrais elétricas. (ERSE, 2020)

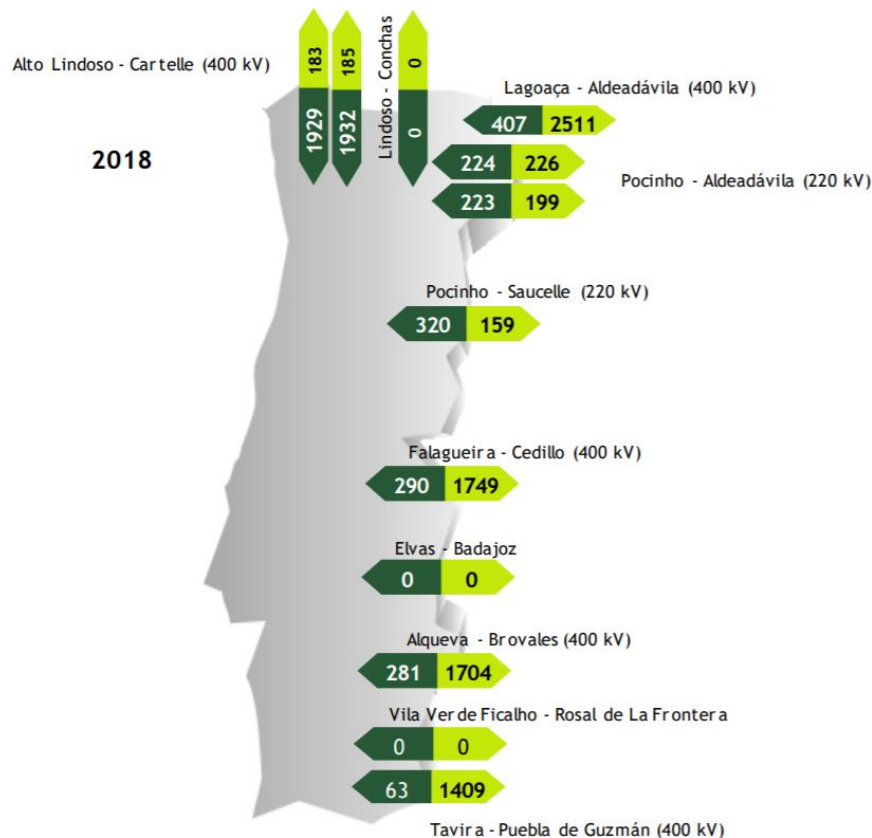


Figura 6 - Interligações com Espanha e valores de eletricidade importados e exportados em GWh

Fonte: (REN, 2019)

A Rede Nacional de Transporte é comandada pela REN (Redes Energéticas nacionais) na medida de gestor do SEE (Sistema Elétrico de Energia), através de centros de controlo. Como ainda é difícil armazenar grandes quantidades de energia, as produções têm de ser geridas em tempo real, sendo necessário o equilíbrio entre a procura e a oferta de energia. Devido a este ponto a RNT é vital para o SEE, pois garante o escoamento de energia elétrica produzida nas centrais electroprodutoras até às redes de distribuição, as quais conduzem essa energia até aos consumidores finais. (ERSE, 2020)

A RNT encontra-se interligada com a rede espanhola em vários pontos do país, permitindo a realização de trocas de eletricidade com Espanha, o aumento da segurança dos sistemas elétricos, como também o fornecimento eficiente dos consumidores de ambos os países. Veja-se na Figura 6, os movimentos físicos entre os dois países no ano 2018.

A evolução da RNT está diretamente ligada com a necessidade de satisfazer as exigências dos consumidores, que originam a ligação de novos centros electroprodutores e novas subestações, e ainda, pela necessidade crescente de ligação de novos produtores em regime especial.

Por questões de organização do território e de redução dos impactos ambientais, tem-se verificado a opção de remodelar, reconstruir ou reforçar instalações existentes e, sobretudo, dotá-los de alguma inteligência (*smart grids*).

Com a adoção das *smart grids* é possível, em tempo real e à distância, reduzir as limitações nas leituras, o estabelecimento ou corte das linhas, a alteração da potência ou oferta de fornecimento, e ainda permite conhecer e controlar os consumos de forma mais precisa. (EDP Distribuição, 2020)

### 2.3. Distribuição

As redes de distribuição asseguram o trânsito de eletricidade entre a RNT e os consumidores: a eletricidade conduzida em grandes distâncias pela rede de transporte, em MAT, é depois entregue à rede de distribuição, que a transforma nas subestações, para a poder conduzir em distâncias menores em AT (Alta Tensão), MT (Média Tensão) e BT (Baixa Tensão) até às instalações dos consumidores. (ERSE, 2020)

Os ORD (operadores das redes de distribuição) asseguram a gestão, operação e manutenção da rede, a expansão para novos locais de abastecimento e a manutenção das linhas, postos de transformação e instalações auxiliares, garantindo a qualidade do serviço prestado. Como o consumo de eletricidade nos diferentes níveis de tensão pode variar no tempo, as redes devem estar preparadas para as suas flutuações em cada ramal. (ERSE, 2020)

### 2.4. Comercialização

A atividade de comercialização de energia elétrica é a última etapa da cadeia de fornecimento de eletricidade e aquela que se relaciona diretamente com os consumidores. Tratando-se atualmente de uma atividade livre é, no entanto, sujeita à atribuição de uma licença. Em Portugal existem mais de 30 comercializadores de energia elétrica que operam no âmbito do mercado de energia, estando todos indicados pela ERSE (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos). (ERSE, 2020)

Os consumidores podem escolher o seu comercializador e mudar sempre que encontrarem ofertas mais adequadas ao seu tipo de consumo. Para garantir o fornecimento de eletricidade aos clientes economicamente vulneráveis, caso o comercializador em regime de mercado tenha ficado impedido de exercer a atividade, ou em segmentos de mercado onde não existam propostas de fornecimento no mercado livre, existem os CUR (Comercializadores de Último Recurso). (ERSE, 2020)

## 2.5. Evolução da potência instalada e do consumo

Com a crescente luta e necessidade de implementar medidas para reduzir a emissão de gases carbónicos, tem-se verificado a importância de inverter a forma de como produzimos eletricidade e investir na implementação de formas de produção renovável.

Tal ficou bem claro no acordo de Paris assinado em 2015, que pede aos assinantes o esse compromisso para poder limitar a subida de temperatura de 2°C para 1.5°C. (UNRIC, 2020)

Nesse sentido, Portugal, têm sido um forte apostador nas tecnologias renováveis. Como se pode verificar na Figura 7 com um aumento considerável da potência instalada entre o intervalo de 2005 a 2010.

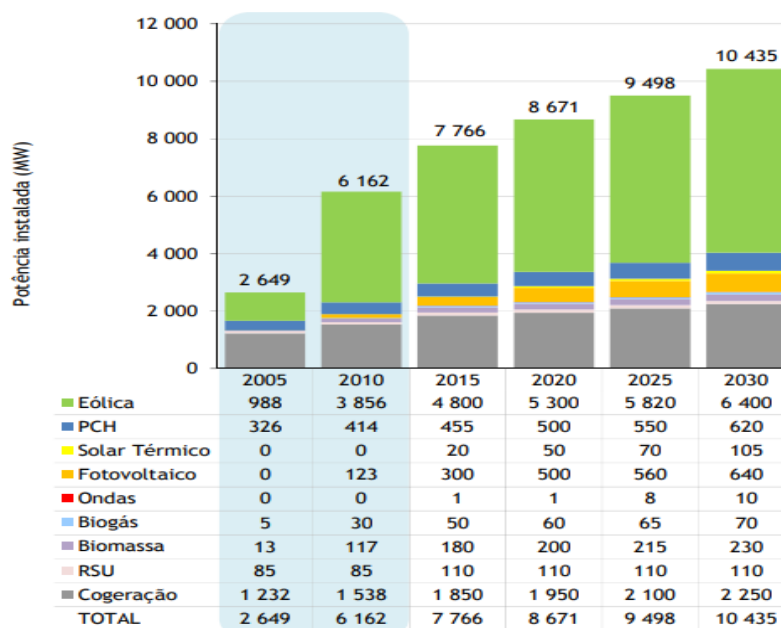


Figura 7 - Evolução previsional da Pre em Portugal

Fonte (ERSE, 2013)

Tabela 1 - Situação de Portugal a nível de potência instalada

Fonte (REN, 2019)

Potência Instalada no Final do Ano [MW]	2018	2017
<b>Total</b>	<b>19 953</b>	<b>19 806</b>
<b>Renovável</b>	<b>13 552</b>	<b>13 409</b>
Hídrica	7 215	7 193
Eólica	5 150	5 099
Biomassa	628	624
Cogeração	356	351
Solar	559	493
<b>Não Renovável</b>	<b>6 401</b>	<b>6 397</b>
Carvão	1 756	1 756
Gás Natural	4 609	4 605
Cogeração	779	775
Outros	36	36
Cogeração	23	23
<b>Bombagem</b>	<b>2 698</b>	<b>2 698</b>
Produção Despachável	12 396	12 368
Produção não Despachável	7 557	7 438

A Figura 7 é uma previsão realizada pela ERSE em 2013. Sendo que em 2018 Portugal já têm cerca de 9080,3 MW (*Megawatt*) de potência instalada em fontes renováveis em regime especial. (REN, 2019)

A Tabela 1 é um resumo de como se encontra Portugal a nível da potência instalada nos anos de 2017 e 2018.

A nível do consumo de eletricidade tem-se verificado que oscila muito com a situação económica do país. Em todo o caso, verifica-se que a potência de ponta de consumo tem aumentado ligeiramente ao longo dos mais recentes anos, como se pode visualizar na Figura 8.

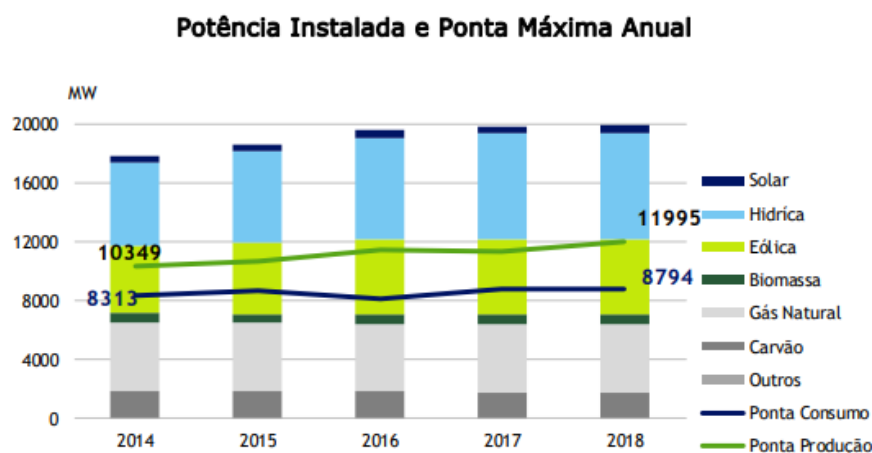


Figura 8 - Evolução da ponta de consumo e de produção

Fonte (REN, 2019)

## 2.6. Impacto das energias renováveis no SEN

Todo este aumento da produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis apresenta vários problemas no SEN, devido a sua instabilidade e incerteza quanto à sua previsão e efetiva existência deste tipo de recurso energético.

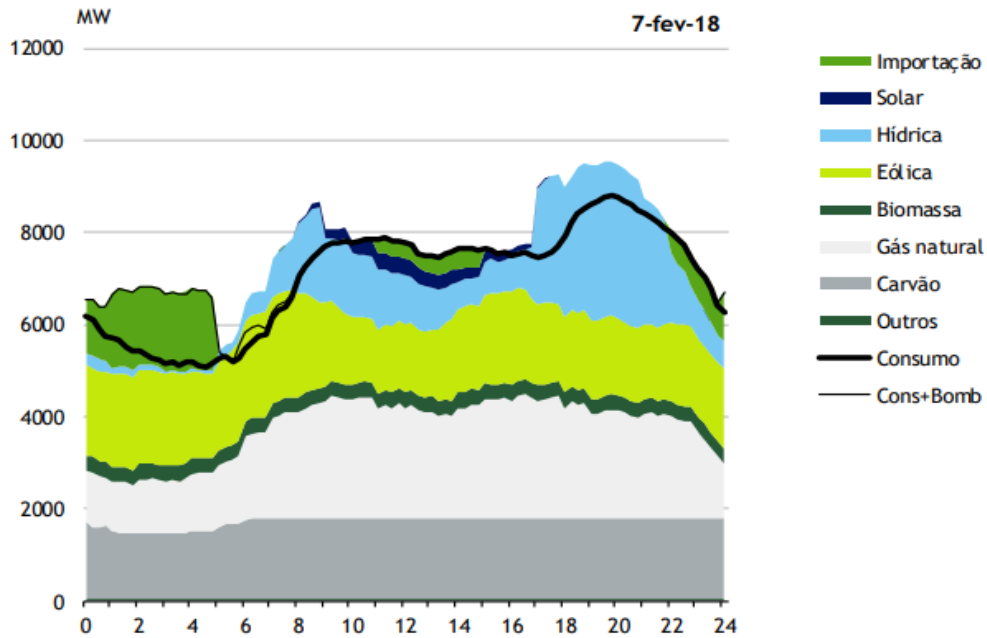


Figura 9 - Dia de maior ponta do anual de inverno

Fonte: (REN, 2019)

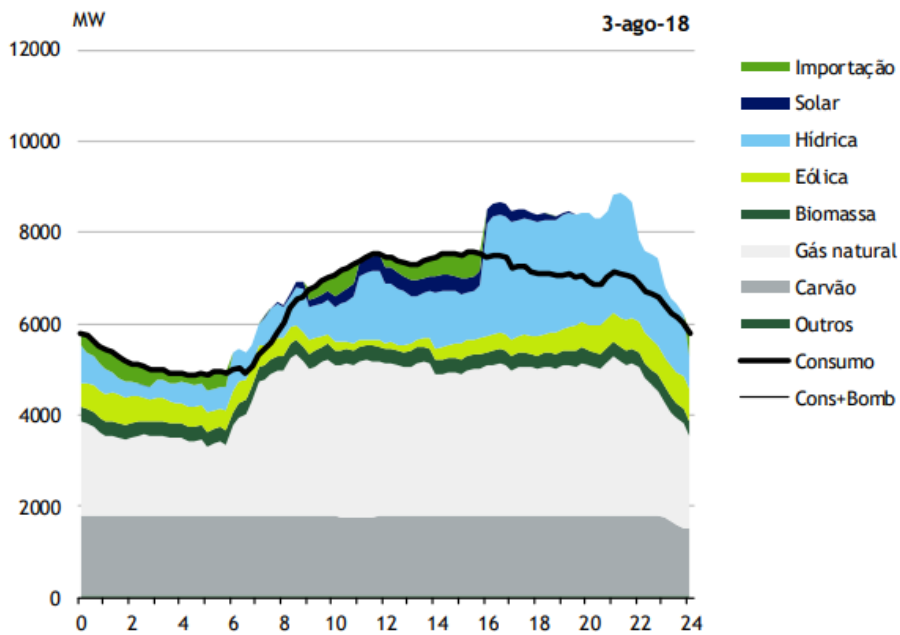


Figura 10 - Dia de maior ponta anual de verão

Fonte: (REN, 2019)

Tal pode ser verificado nas Figura 9 e Figura 10 em que estão representados os dois dias de maior ponta anual de inverno e de verão respetivamente.

Analisando pode-se comprovar a instabilidade e a dificuldade de fazer um correto planeamento da utilização da produção de energia a partir das duas maiores fontes renováveis, a hídrica e a eólica. No dia 7 de fevereiro de 2018 verifica-se que a produção eólica foi relativamente consistente durante o dia todo, mas a hídrica por outro lado, foi muito reduzida durante o intervalo das 0h as 8h e com uma produção muito elevada e até superior á necessária para as suprimir o consumo das 17h as 21h.

No caso do dia 3 de agosto de 2018 verifica-se que a produção de eólica é extremamente reduzida durante o dia todo e que a hídrica segue um padrão semelhante ao caso anterior.

Para os dois dias também é de realçar que Portugal precisou de adquirir eletricidade de fora do país para compensar a produção nestes dias demonstrando que precisou de “ajuda” para suportar o elevado consumo dos dois dias em causa.

Como é obrigatório preencher todos os requisitos de quantidade e qualidade da energia elétrica, é necessário um conjunto de serviços de sistema para manter a segurança, viabilidade e o correto funcionamento de todo o sistema elétrico. Os requisitos de qualidade da energia elétrica baseiam-se na continuidade do serviço e no controlo da frequência (no caso de Portugal são cinquenta *hertz*) e tensão dentro dos padrões definido que variam consoante o segmento em causa (geração, transporte ou distribuição).

Embora o valor da carga seja previsível, existem sempre pequenos excessos ou deficiências na quantidade de energia produzida, muito devido à imprevisibilidade da produção através de fontes renováveis. Este facto provoca flutuações no valor da frequência.

É vital manter a frequência dentro de limites apertados porque a maioria dos motores de corrente alternada giram a velocidades que são diretamente dependentes da frequência. Para os relógios elétricos alimentados pela rede, a precisão do motor síncrono é uma função do integral dos desvios da frequência. Ou seja, a frequência está diretamente associada ao equilíbrio entre a carga ativa alimentada pelo SEE e a energia transformada nas centrais elétricas. Em condições normais de funcionamento, os alternadores giram em sincronismo e, em conjunto, produzem em todos os instantes a potência ativa necessária para alimentar todas as cargas ativas mais as perdas óhmicas do sistema de transmissão. Sendo a energia transmitida à velocidade da luz, em

cada instante, o ritmo da produção tem de igualar o ritmo do consumo adicionada das perdas no sistema. (José António Beleza Carvalho, 2019)

O controlo de um SEE é muito mais fácil quando as flutuações de frequência são mantidas dentro de limites apertados e conhecidos. Sendo normal as flutuações na frequência serem inferiores a 0,1% ( $\pm 0,05\text{Hz}$ ) (José António Beleza Carvalho, 2019)

## 2.7. Mitigação do impacto das energias renováveis

Existem diversas soluções possíveis com o objetivo de mitigar a variabilidade na geração provocada pela penetração de produção renovável, nomeadamente uma melhor gestão da procura e do produção, o fornecimento de uma reserva operacional por parte das centrais que possuam alguma flexibilidade na operação (como, por exemplo, as centrais de ciclo combinado), a produção descentralizada que cada vez mais têm um impacto maior, o corte de produção eólica, as interligações com outros sistemas de energia e o armazenamento de energia. (Fernandes, 2017)

Uma das estratégias em Portugal é o investimento nas centrais hídricas já que estas apresentam características de rapidez de entrada e saída de serviço e de flexibilidade de operação que as tornam extremamente adequadas como complemento da produção eólica. Adicionalmente, ao recorrer-se à instalação de centrais hídricas com bombagem, possibilita-se que as centrais hídricas intervenham quando a produção eólica é inferior à prevista, através do turbinamento da água, ou quando ela é superior, utiliza-se a energia eólica excedentária para bombar água para um reservatório superior, a qual será turbinada mais tarde, quando as necessidades forem maiores e/ou a produção eólica for menor. (Fernandes, 2017)

Neste sentido, o PNBEPH (Plano Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico) concluiu que a relação ideal entre a potência reversível e a potência eólica deveria ser na ordem de 1 MW reversível por cada 3,5 MW eólicos. (COBA/PROCESL, 2007)

Nestas condições, verifica-se que em finais de 2018, Portugal apresenta uma potência de 5150 MW eólicos, o assim sendo seria conveniente ter, aproximadamente 1471 MW reversíveis. Neste momento Portugal apresenta 2698 MW reversíveis, bem acima do que era necessário ter pelo estudo.

## 2.8. Mercado grossista em Portugal

No âmbito de um processo de liberalização dos mercados elétricos, 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. (ERSE, 2020)

A atividade de produção de eletricidade em regime de mercado está associada a um mercado grossista, em que os agentes presentes na produção asseguram a colocação da mesma e os agentes que necessitam de abastecer-se de eletricidade procuram adquiri-la, 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 comercializadores concorrem para assegurar o fornecimento dos clientes finais. (ERSE, 2020)

Estes mercados integram ou administram mecanismos a curto prazo nos quais se pretende equilibrar a produção e o consumo através de propostas comunicadas pelas entidades produtoras, por um lado, e pelos comercializadores e consumidores elegíveis, por outro. (Fernandes, 2017)

Desta forma, os produtores, por um lado, e os comercializadores, intermediários financeiros ou consumidores elegíveis, por outro, transmitem as suas ofertas ao operador de mercado, e este, relativamente a cada um dos intervalos de tempo em causa (tipicamente 1 hora ou 30 minutos), organiza as propostas e constrói curvas de venda e compra, tal como se pode ver na Figura 11.

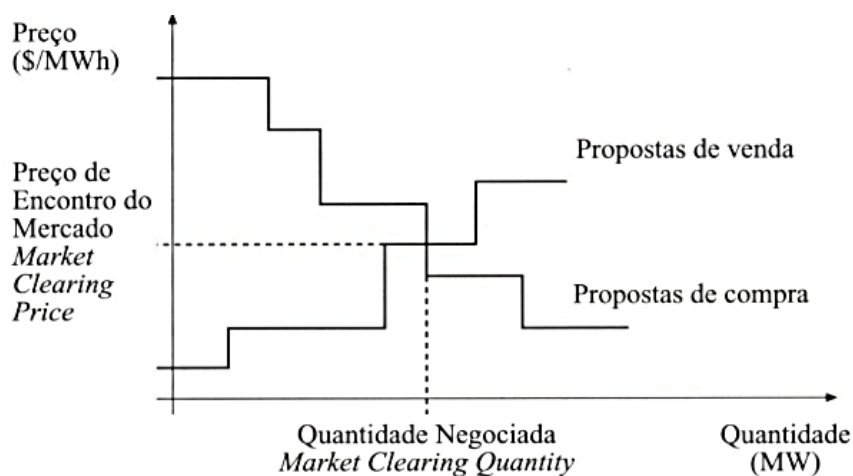


Figura 11 - Curvas de compra e venda tipo do mercado grossista

Fonte: (Fernandes, 2017)

De modo a construir a curva de venda, as ofertas são colocadas por ordem crescente de preço enquanto a curva de compra é constituída por ofertas colocadas por ordem decrescente. Cada segmento de reta representa uma ou mais ofertas (caso tenham o mesmo valor) em relação com a quantidade de eletricidade negociada. O ponto em que as duas curvas se intersejam é o preço final que, para o intervalo de tempo em causa, é fixado o preço da eletricidade.

Todas as ofertas que se encontrem à direita do ponto de interseção, não serão aceites, não existindo troca de eletricidade entre o vendedor e o comprador.

## 2.9. Custos marginais e despacho

O custo marginal da produção elétrica de uma central, está relacionado com preço médio pago pelo combustível para produzir exatamente 1 MWh (*Megawatt-hora*).

O custo marginal de uma central a carvão oscila entre os 40 e os 50 €/MWh, o de uma central a gás natural entre 65 e 80 €/MWh e o de uma central renovável hídrica, eólica ou solar é 0€/MWh, pois a água, o vento ou o Sol não existe um preço de utilização. (Costa, 2019)

E é com base no custo marginais das centrais e na quantidade de energia elétrica pedida à rede que é realizado o despacho da energia elétrica. Ou seja, como as centrais de produção de energia renovável tem um custo marginal de 0€/MWh tem sempre prioridade de venda em relação às centrais elétricas de produção não renovável e serão sempre elas que são a base do diagrama de cargas. Depois entram as centrais térmicas para ajustar a produção de energia elétrica à pedida pela rede, caso ainda esteja em falta, é solicitada eletricidade fora do país.

De uma forma resumida, quanto mais infiltração de energia elétrica proveniente de fontes renováveis no sistema elétrico mais barato será o preço da energia.

## 2.10. Iniciativa Price Coupling of Regions

Como já foi abordado no 2.2 o Sen não opera de uma forma isolada, mas sim em constante troca energética com Espanha que, por sua vez, também está em constantes trocas com França,

que por sua vez, também está em constantes trocas energéticas com outros países europeus. A isto se têm por iniciativa PCR (*Price Coupling of Regions*).

Com o intuito de reduzir desvios e aproveitar as valências energéticas de cada país começou na europa uma iniciativa de juntar os vários mercados existentes na europa num só mercado global onde cada país podia adquirir e vender eletricidade entre os vários países aderentes à iniciativa. O nome dado a este projeto é PCR.

A iniciativa começou em 2009 e a assinatura do Acordo de Cooperação e Copropriedade por todos os membros do PCR ocorreu em junho de 2012.

Neste momento o PCR opera em oito mercados da eletricidade: EPEX SPOT, GME, HEnEX, Nord Pool, OMIE, OPCOM, OTE e TGE; sendo acoplados os seguintes países: Áustria, Bélgica, República Checa, Croácia, Dinamarca, Estónia, Finlândia, França, Alemanha, Hungria, Irlanda, Itália, Letónia, Lituânia, Luxemburgo, Holanda, Noruega, Polónia, Portugal, Roménia, Eslováquia, Eslovénia, Espanha, Suécia e Reino Unido. (OMIE, 2020)

Na Figura 12 pode-se verificar, a verde, os países que já fazem parte do PCR.

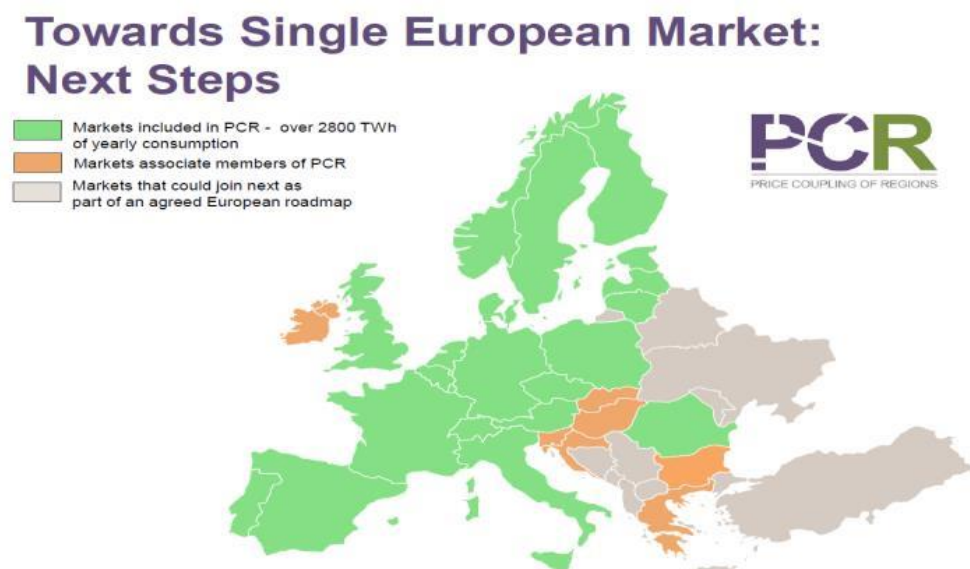


Figura 12 - Países aderentes ao PCR

Para funcionar o PCR tem como base os seguintes fundamentos:

- Ser utilizado um algoritmo comum, chamado de *euphemia* (*Pan-European Hybrid Electricity Market Integration Algorithm*), que realiza uma determinação justa e transparente dos preços da eletricidade nos mercados diários em toda a Europa e aloca

capacidade de transmissão entre fronteiras. O algoritmo foi desenvolvido respeitando as características específicas dos diferentes mercados de eletricidade europeus. A sua aplicação otimizará o bem-estar geral e aumentará a transparência.

- Ser realizada uma distribuição descentralizada de dados, proporcionando um funcionamento robusto e fiável.
- A criação do “PCR Broker” e do serviço “Matcher” que permitem a troca de ordens anónimas de compra e venda e têm em conta as capacidades de transmissão disponíveis entre as diferentes zonas dos mercados de energia, com a finalidade de calcular os preços em todas as áreas e conhecer os fluxos de transmissão entre todas e qualquer uma das zonas.



# 3. Mercado Ibérico de Eletricidade

Desde 1998, ano em que as administrações portuguesa e espanhola iniciaram conversações e estudos para, progressivamente, eliminarem obstáculos e favorecerem a criação de um mercado entre os dois países, que, nos dias de hoje, é o Mercado Ibérico de Eletricidade, cujo arranque, em toda a dimensão, ocorreu no dia 1 de julho de 2007. (ERSE, 2020)

Até o momento do seu arranque oficial, aconteceram quatro momentos que impulsaram a criação do MIBEL( Mercado Ibérico de Eletricidade) e que foram: a celebração, em Novembro de 2001, do Protocolo de colaboração entre as Administrações espanhola e portuguesa para a criação do Mercado Ibérico de Eletricidade; a assinatura, em Outubro de 2004 em Santiago de Compostela, do Acordo entre a República Portuguesa e o Reino de Espanha; a XXII.<sup>a</sup> Cimeira Luso-Espanhola de Badajoz, realizada em Novembro de 2006 e, já em Janeiro de 2008, a assinatura em Braga do Acordo que revê o Acordo de Santiago. (Mibel, 2019)

A regulação deste mercado fica a encargo da ERSE e da CMVM (Comissão do Mercado de Valores Imobiliários) por parte de Portugal e a parte de Espanha é representada pela CNE (Comissão Nacional de Energia) e da CNMV (Comissão Nacional do Mercado de Valores). (ERSE, 2020)

Em 2009, de forma a melhor adequar as condições de desenvolvimento do mercado interno de eletricidade, a legislação europeia voltou a sofrer atualizações, sendo publicado o denominado “Terceiro Pacote Energético” da União Europeia (através da diretiva2009/72/CE) que teve como principais objetivos o aumento da concorrência, a existência de uma regulamentação eficaz e o incentivo ao investimento em benefício dos consumidores. A transposição para Portugal desta diretiva comunitária decorreu entre 2011 e 2012 através da publicação dos Decretos-Lei nº78/2011, nº215-A/2012 enº215-B/2012. (Fernandes, 2017)

### 3.1. Introdução ao MIBEL

A estrutura do mercado elétrico reflete a organização do próprio sector e das atividades que o compõem, designadamente a que decorre do processo de liberalização. Nesse sentido a contratação de eletricidade pode ocorrer de múltiplas formas, desde a contratação para o dia seguinte (mercado diário), para prazos mais longos (mercado a prazo) ou de forma bilateral e/ou através de mecanismos legais ou regulamentares específicos. (ERSE, 2020)

O organigrama estrutural do MIBEL pode ser visualizado na Figura 13.

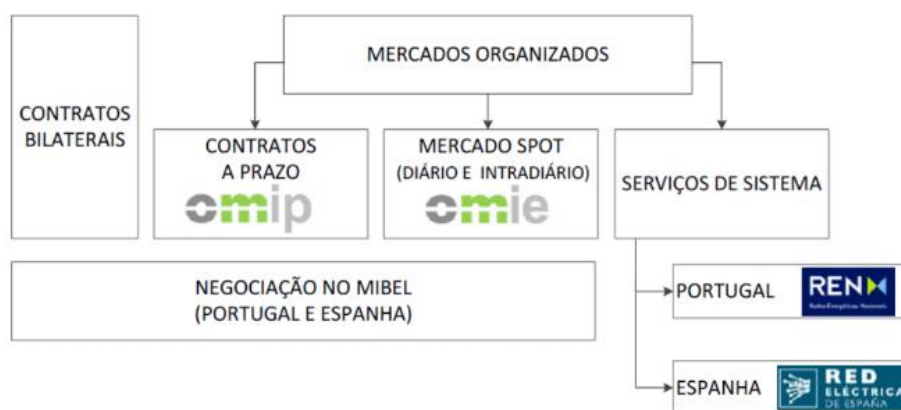


Figura 13 - Estrutura MIBEL

Fonte: (Fernandes, 2017)

### 3.2. Mercado Diário

O mercado diário do MIBEL é a plataforma onde se transaciona eletricidade para entrega no dia seguinte ao da negociação. Este mercado forma preço para cada uma das 24 horas de cada dia e para cada um dos 365 ou 366 dias de cada ano. A plataforma de mercado diário em que se integra Portugal, gerida pelo OMIE (Operador do Mercado Ibérico de Energia – Pólo Espanhol), a hora de negociação é definida pela hora legal espanhola. (ERSE, 2020)

Tal como já foi explicado anteriormente, o preço de mercado é encontrado através de um processo em que se ordenam de forma crescente em preço as ofertas de venda (curva de oferta) e de forma decrescente em preço as ofertas de compra (curva de procura) de eletricidade para uma mesma hora, como se verifica na Figura 14. O preço de mercado (graficamente

corresponde ao cruzamento das curvas de oferta e de procura) é o menor dos preços que garante que a oferta satisfaz a procura. (ERSE, 2020)

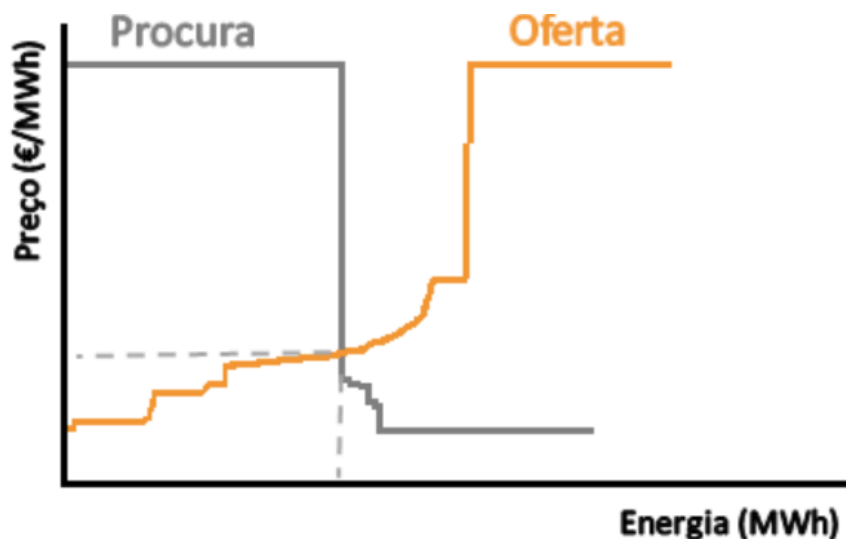


Figura 14 – Gráfico da curva venda/compra de eletricidade

Fonte: (ERSE, 2020)

O funcionamento do mercado diário em que participam os agentes portugueses implica que todos os compradores paguem um mesmo preço e todos os vendedores recebam esse mesmo preço, no que se designa como modelo de preço marginal único. Adicionalmente, como o mercado diário compreende simultaneamente Portugal e Espanha, torna-se necessário prever a circunstância de as capacidades de interligação comercialmente disponíveis entre os dois países não suportarem os fluxos de transfronteiriços de energia que o cruzamento de ofertas em mercado determinaria. Sempre que tal ocorre, as regras atuais de mercado determinam que se separem as duas áreas de mercado correspondentes a Portugal e Espanha e que se encontrem preços específicos para cada uma das áreas mencionadas. Este mecanismo é designado como market splitting ou separação de mercados. Tal pode ser visualizado na Figura 15. (ERSE, 2020)

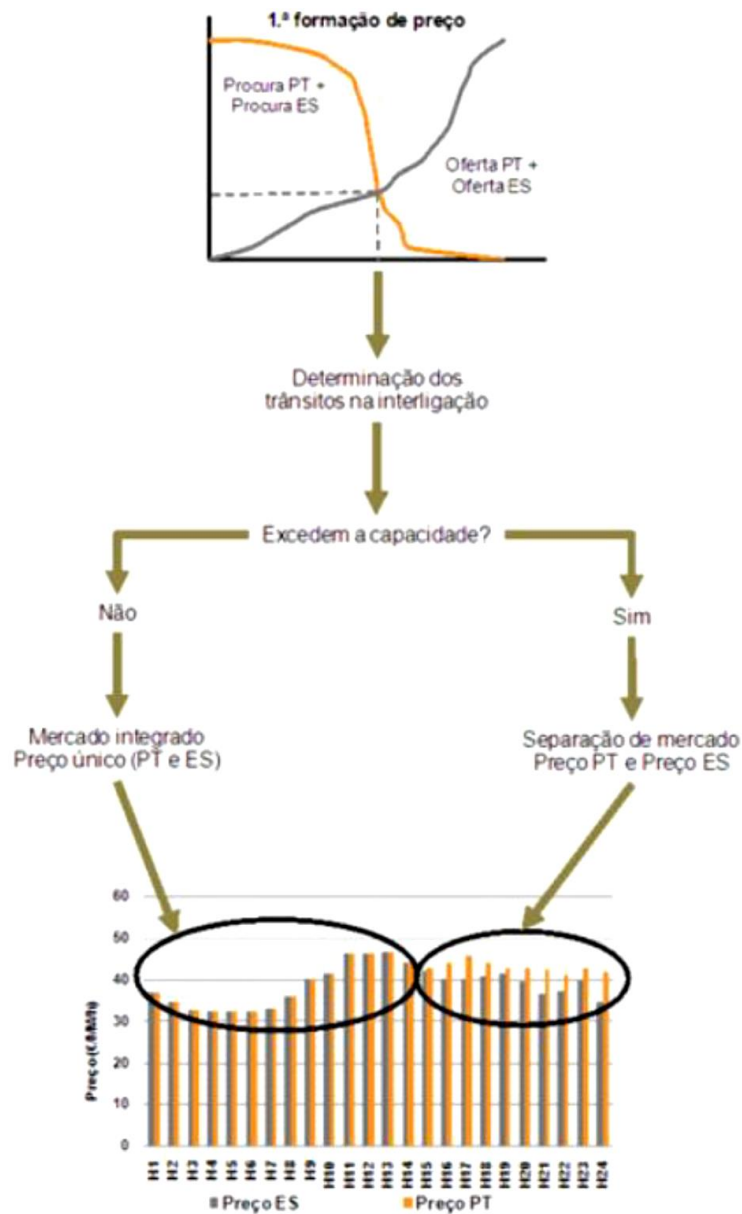


Figura 15 - Esquema exemplificando o market splitting

Fonte: (ERSE, 2020)

As ofertas de compra e venda são realizadas por agentes autorizados e submetidas ao OMIE, sendo permitido para cada hora e a cada agente submeter até um limite de 25 licitações (25 trechos), com uma determinada quantidade de energia (MWh) a um determinado preço (€/MWh). O OMIE estabelece ainda que o preço mínimo de oferta seja 0,00 €/MWh e o preço máximo de 180,3 €/MWh.

No caso das ofertas de venda, estas podem ser simples ou complexas, sendo que estas últimas, além de cumprirem os requisitos exigidos às ofertas simples, incorporam uma ou mais das condições técnicas ou económicas descritas de seguida (OMIE, 2019):

- Condição de indivisibilidade – Esta condição estabelece que uma licitação vendida o será para toda a energia e não para uma fração da mesma a não ser que o preço seja diferente de zero e, nesse caso, o valor da energia poderá ser dividido pela aplicação de regras de distribuição. Os vendedores apenas poderão incorporar como indivisível a primeira licitação das 25 possíveis por período e apenas poderão incorporar a condição de indivisibilidade naquelas ofertas em que não apresentem mais nenhuma condição complexa;
- Graduação de carga – Esta condição protege unidades de produção que, por restrições técnicas, não podem variar bruscamente a sua potência. Desta forma, esta condição permite estabelecer a diferença máxima entre a energia de uma hora e a energia da hora seguinte;
- Rendimentos mínimos – Esta condição permite aos vendedores realizarem ofertas para todos os períodos da sessão, mas apenas serão efetivadas caso se realize, no conjunto da sua produção desse dia, um valor fixo mínimo, estabelecido em Euros, acrescido de um valor variável, estabelecido em Euros por cada MWh que foi concertado;
- Paragem programada – Esta condição permite que o vendedor, cujas ofertas não foram efetivadas devido à condição de entradas mínimas, não pare bruscamente a produção no início do dia. Assim, poderá realizar uma paragem programada num tempo máximo de três horas, alterando as ofertas para simples e, condicionado a que as ofertas sejam decrescentes para os períodos decorrentes desta condição.

Embora não estejam identificados especificamente os dois tipos de ofertas nas curvas agregadas de oferta e procura disponibilizadas pelo OMIE para cada hora, os efeitos das ofertas complexas de venda abaixo do preço de mercado que não foram casadas, podem facilmente ser observados na Figura 16, sendo esta um gráfico oficial das curvas de compra e venda do dia 29/11/2019 referente à primeira hora do dia.

29/11/2019 - Curvas agregadas de oferta e demanda - Hora: 1

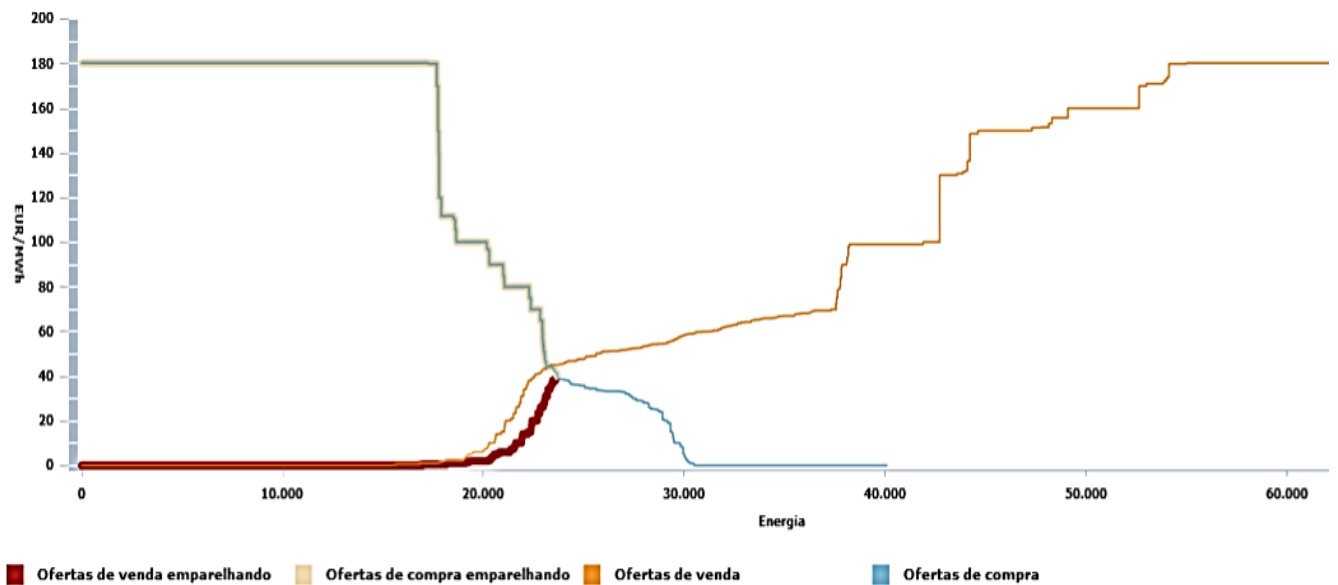


Figura 16 - Exemplo de uma curva oficial diária

Fonte: (OMIE, 2020)

O cruzamento entre a curva da oferta e da compra foi de 38,90 €/MWh, no entanto, há ainda a considerar que as ofertas complexas condicionam a curva da oferta final, sendo o preço final da eletricidade por MWh de 40,40€.

Para realizar o cruzamento das curvas de oferta e de venda é utilizado o algoritmo de emparelhamento *Euphemia*. O algoritmo trata todas as ofertas simples como uma única oferta e soma o conjunto de todas as ofertas simples da zona de oferta. Uma vez finalizado o processo de emparelhamento, o operador do mercado procederá à atribuição dos trechos emparelhados e não emparelhados das ofertas simples em cada zona de oferta.

Uma vez realizado o processo de emparelhamento de *Euphemia*, ficarão atribuídos os valores dos trechos de energia emparelhados e não emparelhados de todas as ofertas que declararem alguma das condições complexas, excluída a condição de indivisibilidade. Assim como os valores dos trechos de energia emparelhados e não emparelhados pelo conjunto de ofertas que não declararam nenhuma condição complexa ou declararam somente a condição de indivisibilidade.

### 3.3. Mercado intradiário de leilões

O mercado intradiário do MIBEL é uma plataforma complementar ao mercado diário, onde se transaciona eletricidade para ajustar as quantidades transacionadas no mercado diário, compreendendo 6 sessões diárias de negociação. Cada uma das sessões de mercado intradiário forma um preço para as horas objeto de negociação em cada sessão. (ERSE, 2020)

A primeira sessão de intradiário inicia às 14 horas do dia da negociação, termina às 15 horas do dia de negociação e abrange as 24 horas do dia seguinte ao da negociação.

A segunda sessão de intradiário abre as 17 horas do dia de negociação, termina às 17 horas e 50 minutos do dia de negociação e forma preço para as 4 horas últimas horas do dia da negociação mais as 24 horas do dia seguinte ao da negociação.

A terceira sessão de intradiário abre às 21 horas do dia de negociação, termina às 21 horas e 50 minutos do dia de negociação e forma preço para as 24 horas do dia seguinte ao da negociação.

A quarta sessão de intradiário abre à 1 hora, termina à 1 hora e 50 minutos e forma preço para as 20 horas compreendidas entre a hora 4 e a hora 24 do dia seguinte ao da negociação.

A quinta sessão de intradiário abre às 4 horas, termina às 4 horas e 50 minutos e forma preço para as 17 horas compreendidas entre a hora 7 e a hora 24 do dia seguinte ao da negociação.

A sexta sessão de intradiário abre às 9 horas, termina às 9 horas e 50 minutos e forma preço para as 12 horas compreendidas entre a hora 12 e a hora 24 do dia seguinte ao da negociação. Tal pode ser visualizado na Tabela 2. (ERSE, 2020)

À Semelhança do mercado diário, o funcionamento do mercado intradiário está assente na sujeição de ofertas, de compra e de venda, por parte dos diversos agentes registados para atuar no mercado diário, indicando cada oferta por sessão o dia e a hora a que se reporta, o preço e a quantidade de energia correspondentes. (ERSE, 2020)

Tabela 2 - Sessões do mercado intradiário

Fonte: (OMIE, 2019)

	SESSÃO 1	SESSÃO 2	SESSÃO 3	SESSÃO 4	SESSÃO 5	SESSÃO 6
<i>Abertura da sessão</i>	14:00	17:00	21:00	01:00	04:00	09:00
<i>Encerramento da sessão</i>	15:00	17:50	21:50	01:50	04:50	09:50
<i>Emparelhamento</i>	15:00	17:50	21:50	01:50	04:50	09:50
<i>Publicação do programa acumulado</i>	15:07	17:57	21:57	01:57	04:57	09:57
<i>Publicação PHF dos OSs</i>	16:20	18:20	22:20	02:20	05:20	10:20
<i>Horizonte da Programação</i>	24 horas (1-24 D+1)	28 horas (21-24 e 1-24 D+1)	24 horas (1-24 D+1)	20 horas (5-24 D+1)	17 horas (8-24 D+1)	12 horas (13-24 D+1)

Podem apresentar ofertas no mercado intradiário todos os agentes de mercado que estejam habilitados a participar no mercado diário e tenham participado na sessão correspondente, tenham realizado um contrato bilateral ou então, como exceção, quem não tenha participado por indisponibilidade e tenha ficado posteriormente disponível. As ofertas de venda ou de compra, similarmente ao mercado diário, podem ser simples ou com condições complexas. As ofertas simples, de 1 a 5 trechos, são realizadas contendo o período horário e expressando o preço e a quantidade de energia, sendo preço crescente por cada trecho.

As ofertas complexas são as que contém alguma ou algumas das seguintes condições: (OMIE, 2019) (Fernandes, 2017)

- Graduação da tensão -- Esta condição protege unidades de produção que, por restrições técnicas, não podem variar bruscamente a sua potência. Desta forma, esta condição permite estabelecer a diferença máxima entre a energia de uma hora e a energia da hora seguinte;
- Rendimentos mínimos ou pagamentos máximos - Esta condição permite aos vendedores realizarem ofertas para todos os períodos da sessão, mas apenas serão

efetivadas caso se realize, no conjunto da sua produção desse dia, um valor fixo mínimo, estabelecido em euros, acrescido de um valor variável, estabelecido em euro por cada MWh que foi acordado; No caso da condição de pagamentos máximos é equivalente ao do rendimento mínimo, mas aplicado às compras de energia, que só serão concretizadas, em caso do custo ser superior a um valor fixo, mais uma variável por MWh emparelhado;

- Condição de aceitação completa no Emparelhamento do trecho primeiro da oferta de venda – condição que permite aos agentes retirar totalmente a oferta no caso de o primeiro trecho não ter sido totalmente casado. Ou seja, com esta condição, oferece-se a possibilidade aos agentes de ajustar os seus programas de produção a um novo perfil, permitindo assim o adiamento de processos de arranque ou paragem ou ainda evitar o engarrafamento das caldeiras;
- Condição de aceitação completa em cada hora no emparelhamento do primeiro trecho de oferta de venda – com esta condição os agentes de mercado podem retirar a oferta total de uma dada hora, caso o primeiro trecho não tenha sido totalmente casado, não sendo retiradas as restantes ofertas realizadas para as restantes horas;
- Condição de energia máxima – Se a energia de uma dada unidade de produção for casada, garante-se que o volume total de energia determinada para um horizonte temporal estabelecido será igual ou inferior e nunca superior ao ofertado.

### 3.4. Mercado intradiário contínuo

O mercado intradiário contínuo, também conhecido como projeto XBID, tal como o mercado intradiário de leilões, permite aos agentes do mercado a possibilidade de gerir potenciais falhas ou excessos de energia, mas com duas diferenças fundamentais relativamente ao mercado intradiário:

- 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, devido à iniciativa *PCR*, na condição de existir capacidade de transporte transfronteiriça disponível entre as zonas.
- O ajuste pode ser realizado até uma hora antes do momento de entrega da energia.

Assim, com a criação deste novo mercado intradiário contínuo, a possibilidade de os agentes de mercado poderem gerir os seus desequilíbrios de energia melhora significativamente. Esta solução, baseia-se num sistema informático comum, tornando-se na coluna vertebral da solução europeia, ao que se enlaçam os mercados intradiário locais, tal como a disponibilidade de toda a capacidade comercial das interligações transfronteiriças que facilitam os operadores do sistema.

Com isto, as ofertas de compra e venda de energia introduzidas pelos participantes no mercado de um determinado país poderão ser emparelhadas pelas ordens apresentadas de forma similar pelos intervenientes no mercado em qualquer outro país que esteja também conectado ao sistema informático (OMIE), considerando a existência da capacidade de transporte transfronteiriço disponível entre as zonas. (OMIE, 2020)

A Tabela 3, mostra as várias rondas e os seus respetivos períodos de negociação, existentes para o mercado intradiário contínuo.

Tabela 3 - Rondas do mercado intradiário contínuo

Fonte: (OMIE, 2020)

RONDAS CONTINUO "D" y "D+1"																										
DIA	ABERTURA	ENCERRAMENTO	RONDA	PERÍODOS DE NEGOCIAÇÃO																						
D-1	14:00	15:00	17	17	18	19	20	21	22	23	24															
D-1	15:00	15:10	18	18	19	20	21	22	23	24																
D-1	15:10	16:00	18	18	19	20	21	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
D-1	16:00	17:00	19	19	20	21	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
D-1	17:00	17:50	20	20	21	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	
D-1	17:50	18:00	20	20																						
D-1	18:00	19:00	21	21	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
D-1	19:00	20:00	22	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	
D-1	20:00	21:00	23	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
D-1	21:00	21:50	24	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
D-1	21:50	22:00	24	24																						
D-1	22:00	23:00	1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	
D-1	23:00	0:00	2	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
D	0:00	1:00	3	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
D	1:00	1:50	4	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24		
D	1:50	2:00	4	4																						
D	2:00	3:00	5	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24			
D	3:00	4:00	6	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24				
D	4:00	4:50	7	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24					
D	4:50	5:00	7	7																						
D	5:00	6:00	8	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24						
D	6:00	7:00	9	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24							
D	7:00	8:00	10	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24								
D	8:00	9:00	11	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24									
D	9:00	9:50	12	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24										
D	9:00	10:00	12	12																						
D	10:00	11:00	13	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24											
D	11:00	12:00	14	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24												
D	12:00	13:00	15	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24													
D	13:00	14:00	16	16	17	18	19	20	21	22	23	24														

### 3.5. Mercado de derivados ou futuro

Todos os mercados já abordados, apenas permitem a negociação do preço da eletricidade para um intervalo de tempo relativamente próximo, no entanto, existe um mercado que possibilita a negociação de eletricidade que só será consumida na próxima semana, mês, trimestre ou até ano.

O OMIP (Operador do Mercado Ibérico de Energia – Pólo Português) oferece a plataforma que possibilita a negociação de contratos de futuro, sendo todos os elementos standardizados (volume, subjacente, variação mínima de preço, etc.). Com efeito, quando um participante do mercado abre uma posição, apenas tem de escolher qual o contrato que irá negociar, a respetiva quantidade e o preço.

Para gerir as operações realizadas pelo OMIP, foi criada uma organização, a OMIClear, que assume as funções de Câmara de Compensação e Contraparte Central. O OMIP e o OMIE detêm uma participação de 50% cada na OMIClear.

O OMIP possibilita a compra de quatro tipos de contratos: contratos futuros, *forwards*, *swaps* e opções. Sendo que a disponibilidade de aquisição de cada contrato varia consoante o país em causa:

- Eletricidade Espanha: Futuros, *Forwards*, *Swaps* e Opções;
- Eletricidade Portugal: Futuros, *Swaps*;
- Eletricidade Alemanha: Futuros;
- Eletricidade França: Futuros. (OMIP, 2020)

Os contratos futuros são contratos negociados no mercado, de compra e venda de eletricidade para um determinado horizonte temporal, em que o comprador se compromete a adquirir eletricidade no período de entrega e o vendedor se compromete a colocar essa mesma eletricidade, a um preço determinado no momento da transação, em quantidades e qualidades padronizadas. Este contrato tem a particularidade de ter liquidações diárias (margens) entre a cotação de mercado spot e o preço estabelecido em contrato, podendo essa liquidação ser física (entrega de eletricidade a mais ou a menos consoante do resultado obtido) ou financeira. (OMIP, 2018)

Os contratos *forward* são contratos negociados dentro ou fora do mercado, parecidos com os contratos de futuro, mas têm a diferença de em vez de existir uma liquidação diária das margens durante o período de negociação, a margem é liquidada integralmente nos dias de entrega física ou financeira. (OMIP, 2018)

Os contratos *swap* é um contrato negociado dentro ou fora do mercado, em que o comprador troca uma posição de preço fixa por uma variável para com o vendedor, por uma quantidade estipulada de um dado ativo, sendo a liquidação exclusivamente financeira. (OMIP, 2018)

Os contratos de opção são contratos financeiros, negociados no mercado ou fora dele, em que o comprador, mediante o pagamento de uma determinada contrapartida financeira, fica com o direito de comprar ao vendedor uma determinada quantidade e qualidade de eletricidade, num local pré-determinado, numa data futura a um preço acordado no presente. (OMIP, 2018)

### 3.6. Contratos bilaterais

Para além dos mercados expostos anteriormente, o MIBEL permite também a negociação direta de compra e venda de energia entre agentes de mercado autorizados. Nesse sentido, os contratos bilaterais físicos são estabelecidos livremente entre as duas partes. Uma das partes compromete-se a colocar na rede e a outra a receber a energia elétrica contratada, ajustada para perdas, aos preços e condições fixadas no mesmo, sendo cada parte responsável pelos respetivos encargos resultantes da sua participação no mercado de eletricidade. (ERSE, 2018)

Os agentes de mercado estão obrigados a informar a GGS (Gestão Global de Sistema), por escrito, os detalhes dos contratos bilaterais de energia elétrica que celebrem, identificando qual é o Agente de Mercado responsável pela comunicação da concretização dos contratos bilaterais estabelecidos. (ERSE, 2018)

### 3.7. Serviços de sistema

No sistema elétrico nacional os serviços de sistema dividem-se em duas grandes categorias, sendo uma delas os serviços de prestação obrigatória, reserva de regulação primária e os serviços complementares.

Os serviços complementares incorporam a reserva secundária, reserva de regulação, controlo de tensão, arranque automático, a resolução de restrições técnicas e a Interruptibilidade

Para manter o equilíbrio os controladores de frequência atuam nos geradores no sentido de regular a potência ativa do sistema. Os serviços de sistema permitem manter a frequência dentro dos valores estipulados no SEN e o controlo de frequência, e encontra-se hierarquizado em três níveis de controlo das reservas de potência ativa no sistema, sendo elas: o controlo de reserva primária, controlo de reserva secundária e o controlo de reserva de regulação. (CARVALHO, 2018)

Os Serviços de Sistemas são uma parte fulcral dos mercados de energia elétrica e caracterizam-se por serem o mercado responsável pela segurança exigida para o correto funcionamento do sistema. É este que tem o maior comprometimento para garantir a satisfação do equilíbrio entre a geração e o consumo de energia em tempo real. (Carneiro, 2016)

No mercado de Serviços de Sistema negocia-se o valor da reserva de regulação secundária e a reserva de regulação terciária, sendo que a reserva de regulação primária não é negociada, uma vez que é de carácter obrigatório por parte dos centros de produção. Este tipo de reservas é utilizado para fazer o afinamento entre o que é ofertado por parte da produção e o que é adquirido por parte dos agentes de comercialização. (Carneiro, 2016)

Através deste mercado é possível otimizar o sistema e minimizar de custos de manutenção associados a este tipo de serviço, pois este garante sempre um nível de reserva de potência elétrica de modo a que não haja falhas para o lado dos consumidores. (Carneiro, 2016)



# 4. Procedimentos da Gestão Global de Sistema

Para poder entender o mercado de energia português é necessário ter presente determinados conceitos e determinados papéis que determinadas entidades têm por detrás do funcionamento deste mercado.

Este capítulo foi todo baseado no manual de procedimentos da gestão global de sistema (ERSE, maio 2020).

## 4.1. Agente de mercado

Um agente de mercado define-se uma entidade que pretende transacionar energia elétrica através de contratação bilateral, participar nos mercados organizados e nos mercados de serviços de sistema, devendo para isso obter o estatuto de Agente de Mercado.

Para constituir-se como Agente de Mercado no âmbito da GGS (Gestão Global de Sistema) as entidades devem-se registar junto de uma Entidade Reguladora Nacional da União Europeia e da ACER (Agência de Cooperação dos Reguladores de Energia), nos termos do artigo 9 do Regulamento (UE) número 1227/2011 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro, relativo à integridade e à transparência nos mercados grossistas da energia, baseado no REMIT (Regulamento (UE) n.º 1227/2011 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro, relativo à integridade e à transparência nos mercados grossistas da energia).

## 4.2. Unidades de programação

As Unidades de programação que permitem a cada agente de mercado concretizar a programação de aquisições e/ou de vendas de energia elétrica relativas à respetiva participação no MIBEL (Mercado Ibérico de Eletricidade), área de controlo portuguesa;

Existem várias unidades de programação possíveis:

- Comercialização;
- Consumo;
- Consumo em bombagem;
- Genérica;
- Portefólio;
- Produção em regime especial;
- Produção em regime ordinário.

Os Agentes de Mercado devem inscrever junto da GGS todas as Unidades de Programação que pretendem utilizar nos mercados organizados, mercados de serviços de sistema e/ou de contratação bilateral.

## 4.3. Unidades físicas

Existem os seguintes tipos de unidades físicas:

- Instalação Consumidora de energia elétrica;
- Instalação de Produção em Regime Ordinário, entendendo-se como Instalação de Produção, cada grupo de uma central termoelétrica ou, conjunto de grupos de um aproveitamento hidroelétrico;
- Instalação de Produção em Regime Especial;
- Instalação de produção com Bombagem, correspondendo a conjunto de grupos reversíveis de um aproveitamento hidroelétrico.

Tal como o que ocorre nas unidades de programação os Agentes de Mercado devem inscrever junto da GGS todas as Unidades Físicas que pretendam utilizar nos mercados organizados, mercados de serviços de sistema geridos pela GGS e/ou contratação bilateral.

A um conjunto de Unidades Físicas relativas a produção ou a bombagem, pertencentes a um mesmo Agente de Mercado e que se encontram ligadas numa área de rede, para as quais se agregam os desvios à programação, chama-se uma área de balanço.

#### 4.4. Programação e resolução de desvios

Os mercados organizados para funcionarem tiveram de implementar determinados procedimentos de forma a ser possível a sua coerência e transparência.

A ordem de acontecimentos específico do mercado diário é a seguinte:

1. **Programa [MWh]:** São inseridas todas as previsões de produção agregadas no mercado organizado (OMIE) no dia anterior a negociação (D-1), onde ocorre a transação de energia elétrica que irá satisfazer a procura do dia seguinte.
2. **Produção [MWh]:** Estão representadas as produções reais agregadas, relativas ao dia de negociação (D).
3. **Desvios [MWh]:** São realizados os cálculos das variações entre o previsto e o real. O resultado pode ser classificado como:
  - Desvios por excesso: Verifica-se quando o consumo (produção real) é superior à programação (previsão).
  - Desvios por defeito: Verifica-se quando a programação é superior ao consumo.
4. **Valorização dos Desvios [€]:** A ocorrência de desvios à programação gera desequilíbrios na relação geração-consumo, sendo necessária à sua regulação, por forma a assegurar a estabilidade do sistema elétrico. Para isso, as valorizações das energias de desvio à programação devem ser renumeradas. A valorização das energias de desvios à programação, afeta a cada Agente de Mercado, traduz-se na seguinte equação:

$$VED(h, a) = DV(h, a) \times PMHMD(h) + SHR(h) \times K(h, a) \quad \text{Equação 1}$$

Sendo:

VED (h, a) – Valorização de Desvios à programação, afetos ao período horário h, do

Agente de Mercado a.

DV (h, a) – Desvios à programação, afetos ao período horário h, do Agente de

Mercado a. Determinado pela seguinte equação:

$$Desvios = Programa - Produção \quad \text{Equação 2}$$

PMHMD(h) – É o Preço Marginal Horário do Mercado Diário, afetos ao período

horário h, expressos em €/MWh. Como referido anteriormente no capítulo 3, o

preço diário é onde ocorre a transação de energia elétrica que irá satisfazer a

procura do dia seguinte ao da negociação, através de propostas de compra e venda

apresentadas pelos agentes, num esquema de cruzamento de ofertas.

SHR(h) – É o Sobrecusto Horário de Regulação, afetos ao período horário h,

expresso em euros. Sendo necessários para assegurar o equilíbrio entre a geração consumo,

determinado pela seguinte equação:

$$SHR(h) = RRS + RR \quad \text{Equação 3}$$

Em que:

RRS – Reserva de Regulação Secundária, onde tem como objetivo controlar o

desvio da interligação com Espanha em relação ao programado.

RR – Reserva de Regulação, sendo ela a variação máxima de potência a subir e a

descer dos grupos do sistema que pode ser mobilizada no horizonte da programação

em vigor.

$K(h, a)$  – É o fator de imputação dos sobrecustos ao agente (a), durante o período h,  
dado pela equação:

$$K(h, a) = \frac{abs[DV(h, a)]}{\sum_a abs[DV(h, a)]} \quad \text{Equação 4}$$

**5. OMIE Recebimento [€]:** Onde é realizado o cálculo do proveito do mercado organizado, OMIE, podendo ser expresso pela seguinte equação:

$$OMIE = PMHMD(h) \times Programa \quad \text{Equação 5}$$



# 5. Reserva de Regulação

De acordo com o Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do Setor Elétrico, a reserva de regulação define-se por “a 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.” (ERSE, 2018)

Desse modo entende-se que a reserva de regulação, também designada por reserva terciária, são centrais produtoras que se destinam a compensar possíveis falhas de potência ativa e reativa existentes na reserva primária e na reserva secundária, de modo a garantir a cobertura do consumo e o funcionamento em segurança do sistema perante desvios entre a produção e o consumo, da forma mais economicamente viável.

A reserva terciária atua tanto de uma forma manual, a mando do operador de rede, como também de modo automático, tendo a variação de potência por parte do grupo gerador um intervalo máximo de atuação de 15 minutos. (ERSE, 2018)

Esta atua no funcionamento dos geradores, retirando carga controlável e ligando ou desligando grupos de produção, alterando a potência que é injetada na rede. (Carneiro, 2016)

A contratação desta reserva é feita por despacho antecipado à hora em que é mobilizada através de mercados específicos, onde o GGS (Gestão Global de Sistema), assume o papel de comprador e as centrais produtoras o papel de vendedores, sendo que estas são obrigadas a ofertar toda a sua reserva de regulação disponível.

## 5.1. Participantes no mercado de reserva de regulação

Podem participar no mercado de reserva de regulação as seguintes entidades (ERSE, 2018):

- Qualquer agente de mercado que detenha uma área de balanço, ou seja, que possua um conjunto de unidades físicas ligadas na mesma área de rede, ao qual são agregados os desvios à programação de produção ou de consumo em bombagem;
- Outros operadores de rede de transporte, ao abrigo do mecanismo de troca de reserva de regulação.

Os Agentes de Mercado, são obrigados a submeter diariamente, dentro do processo de programação da operação para o dia seguinte, uma oferta com toda a sua reserva de regulação disponível, por área de balanço, tanto para subir como para baixar, para cada um dos períodos de programação do dia seguinte, atualizada posteriormente, tendo em conta a sua participação nos mercados intradiários. (ERSE, 2018)

## 5.2.Necessidades de reserva terciária

O gestor global de sistema determinará a reserva de regulação mínima a subir recorrendo a equação abaixo (Equação 6), tendo por base uma previsão de consumo e uma previsão de produção de eólica para cada hora do dia. (ERSE, 2018)

$$RS_h = P_h + 2\% \times C_h + 10\% \times E_h [MW] \quad \text{Equação 6}$$

Em que:

$RS_h$  – Reserva terciária mínima a subir em cada hora h(MW);

$P_h$  – Perda de produção máxima pela falha simples dum elemento do SEN na hora h (MW);

$C_h$  – Previsão de consumo na hora h (MW);

$E_h$  – Previsão de produção eólica em consumo para cada hora h (MW).

Da mesma forma, a reserva mínima a baixar é conseguida recorrendo a uma fórmula semelhante à da reserva mínima a subir, Equação 7. (ERSE, 2018)

$$RB_h = PB_h + 2\% \times C_h + 10\% \times E_h [MW] \quad \text{Equação 7}$$

$RB_h$  – Reserva terciária mínima a baixar em cada hora h (MW);

$PB_h$  – Perda de bombagem máxima na hora  $h$  (MW);

$C_h$  – Previsão de consumo na hora  $h$  (MW);

$E_h$  – Previsão de produção de potência eólica em consumo para cada hora  $h$  (MW).

Por fim, para o cálculo de reserva terciária devem ser levados em consideração os seguintes aspetos, para realizar o cálculo (Carneiro, 2016):

- Unidades desligadas por longos períodos;
- Unidades que se encontrem em manutenção ou reparação;
- Limites apresentados pelas unidades, relacionados com escassez de combustível;
- Limites relacionados a restrições ambientais;
- Limites associados às unidades hídricas devido a restrições hidráulicas e ambientais derivados da escassez de água armazenada na albufeira de uma barragem;
- Banda de regulação primária;
- Reservas necessárias para compensar variações no consumo ou produção;
- Condições e topologia da rede que pode causar estrangimentos no trânsito da energia.

Também necessário considerar que esta reserva também é ativada para responder a situações ocorridas em alturas como, quando a gestão de sistema (GS) prevê que o consumo horário é superior à resultante no mercado diário e intradiário. Outra situação, deriva da previsão de perda de geração superior à reserva secundária, por falha ou atraso de arranque. (Carneiro, 2016)

### 5.3. Apresentação de ofertas no mercado de regulação

Após a publicação dos resultados do mercado da banda de Regulação Secundária, e até às 20:00 horas do dia anterior, os Agentes de Mercado que queiram entrar no mercado de regulação, deverão colocar à disposição da GGS a informação relativa à reserva de regulação, tanto para baixar como para subir, sob a forma de ofertas. (ERSE, 2018)

Os Agentes de Mercado, para as áreas de balanço correspondentes a instalações de produção ou a instalações de consumo para bombagem, deverão oferecer, para cada período de

programação, toda a sua reserva de regulação praticável, tanto para subir como para baixar, em MW, e o preço da energia correspondente em €/MWh. (ERSE, 2018)

Em todo o caso, as ofertas de reserva de regulação poderão estar condicionadas em energia, designadamente devido a limitações de abastecimento de combustível ou inexistência de água nos empreendimentos hídricos, pelo que a contratação num determinado período horário, pode implicar a anulação ou modificação da oferta para os períodos horários subsequentes. (ERSE, 2018)

As ofertas de reserva de regulação deverão respeitar as limitações de valor máximo e mínimo impostas pela GGS.

Os operadores de redes de transporte serão considerados, com as devidas adaptações, como um Agente de Mercado produtor.

Para existir trocas entre operadores de redes de transporte deve ser efetuado um contrato, sendo celebrado entre os operadores de redes de transporte e aprovado pela ERSE (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos), em que são definidos (ERSE, 2018):

- O mecanismo de contratação da reserva de regulação;
- Intercâmbios de informação e horários em que esta ocorre;
- Metodologias de definição dos preços das ofertas trocadas entre operadores de redes de transporte;
- Liquidação e faturação da reserva de regulação contratada por este mecanismo.

Os Agentes de Mercado poderão atualizar as suas ofertas de Reserva de Regulação até 10 minutos após o fecho do mercado intradiário contínuo. (ERSE, maio 2020)

#### 5.4. Verificação das Reservas de Regulação

Cabe à GGS a análise da validação das ofertas, verificando se potências em valor absoluto superiores são tecnicamente disponíveis. A GGS também 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. (ERSE, 2018)

Igualmente cabe à GGS, a análise às ofertas de outros operadores de redes de transporte que não respeitem a capacidade de interligação disponível. (ERSE, 2018)

## 5.5. Contratação de reserva de Regulação

Os critérios gerais, para que possa ser possível a contratação das ofertas de Reserva de Regulação, são os seguintes (ERSE, maio 2020):

- A GGS efetua a prestação deste serviço seguindo ordens de custo mínimo, tendo em conta as ofertas existentes no momento de proceder à sua mobilização;
- Só serão aceites ofertas com um preço superior ou igual a zero;
- São mobilizadas ofertas de potência (MW) e não de energia;
- O processo de mobilização abrange um definido período de programação;
- Admitem-se contratações de duração inferior a um período de programação, consoante as necessidades da rede, sendo que o horizonte de contratação abrange o período compreendido entre os minutos de início e de fim da contratação.
- No caso de a mobilização de uma oferta de regulação originar uma restrição técnica no sistema, esta não será mobilizada;
- 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;
- A GGS poderá mobilizar 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;
- 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 tempo inferior a 6 horas.

## 5.6. Valorização do serviço de reserva de regulação

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. (ERSE, maio 2020)

Nas duas Figuras abaixo, Figura 17 e Figura 18, pode-se verificar os valores do preço do mercado de reserva de regulação.

### Preço de Reserva de Regulação

2020-03-01		Exportar Dados					
HORAS							2020-03-01
HORA	Energia Secundária		Energia Reserva		Preço		
	Subir	Descer	Subir	Descer	Subir	Descer	
1	0,0	9,2	160,0	66,7	34,19	1,01	
2	58,5	0,0	63,0	0,0	25,92		
3	51,3	0,0	298,5	5,0	25,92	45,30	
4	0,0	43,1	254,7	0,0	25,92	0,00	
5	0,0	12,0	50,2	24,0	25,91	0,00	
6	121,6	0,0	61,5	30,3	25,92	1,01	
7	0,0	30,9	156,0	5,0	25,92	41,40	
8	0,0	4,7	0,0	131,5		1,01	
9	27,7	0,0	0,0	330,8	25,92	0,00	
10	94,3	0,0	158,2	24,3	25,92	0,00	
11	120,8	0,0	25,5	145,6	25,92	1,01	
12	50,4	0,0	385,0	0,0	25,92		
13	27,3	0,0	0,0	74,5	25,91	1,01	
14	61,1	0,0	193,2	5,0	25,92	45,30	
15	70,6	0,0	244,6	5,0	25,92	45,30	
16	62,1	0,0	263,0	5,0	25,92	45,30	
17	0,0	3,5	243,8	5,0	25,92	45,30	
18	41,6	0,0	0,0	67,9	25,92	1,01	
19	50,9	9,1	68,3	119,5	34,19	1,01	
20	74,8	0,0	0,0	92,5	34,19	5,21	
21	15,9	0,0	134,2	5,0	34,19	45,30	
22	57,4	0,0	381,3	0,0	34,19		
23	0,0	46,4	319,4	0,0	34,19	5,21	
24	48,0	0,0	150,7	17,3	34,19	5,21	

Unidades: MWh; €/MWh

Figura 17 - Preço de energia de regulação para o dia 1 de março de 2020

Fonte: (REN, 2020)



HORA 1						HORA 2					
Subir			Descer			Subir			Descer		
Área Bal.	MW	Preço	Área Bal.	MW	Preço	Área Bal.	MW	Preço	Área Bal.	MW	Preço
ACAVADO	1045,0	34,19	ASLVAYS	5,0	45,30	ACAVADB	207,0	25,92	ASLVAYS	5,0	45,30
ADOURO	171,0	34,19	ACAVADB	1170,0	1,01	AGUADIB	350,5	25,92	ACAVADB	204,0	1,01
AGUADIA	400,0	34,19	ADOURO	21,5	1,01	ACAVADO	736,0	34,19	ADOUROB	579,0	1,01
ALIMA	579,0	34,19	ADOUROB	579,0	1,01	ADOURO	710,0	34,19	AGUADIB	109,5	1,01
AMONDEG	240,0	34,19	AGUADIB	460,0	1,01	AGUADIA	400,0	34,19	AMONDEB	270,0	1,01
ATEJZEZ	37,9	34,19	AMONDEB	270,0	1,01	ALIMA	579,0	34,19	ACAVADB	63,0	0,00
ARTG	670,0	40,50	ATEJZEZ	273,1	1,01	AMONDEG	240,0	34,19	ACAVADO	116,0	0,00
ARPG	576,0	50,00	ACAVADB	102,0	0,00	ATEJZEZ	158,0	34,19	ADOUROB	11,0	0,00
ALARES	420,0	59,55	ACAVADO	116,0	0,00	ARTG	670,0	40,50	AGUADIB	20,0	0,00
ARIBATE	750,0	59,59	ADOUROB	11,0	0,00	ARPG	576,0	50,00	AMONDEB	6,0	0,00
ALARES	420,0	59,60	AGUADIB	20,0	0,00	ALARES	420,0	59,55			
ARIBATE	375,0	64,64	AMONDEB	6,0	0,00	ARIBATE	750,0	59,59			
ASINES	590,0	79,90	ATEJZEZ	6,0	0,00	ALARES	420,0	59,60			
ACAVADO	291,0	99,00				ARIBATE	375,0	64,64			
ADOURO	2100,0	99,00				ASINES	590,0	79,90			
AGUADIA	108,0	99,00				ADOURO	2100,0	99,00			
ALARES	30,0	99,00				AGUADIA	108,0	99,00			
ALIMA	73,0	99,00				ALARES	30,0	99,00			
AMONDEG	194,7	99,00				ALIMA	73,0	99,00			
ARIBATE	51,0	99,00				AMONDEG	194,7	99,00			
ASINES	580,0	99,00				ARIBATE	51,0	99,00			
ATEJZEZ	383,0	99,00				ASINES	580,0	99,00			
ARTG	18,0	180,00				ATEJZEZ	383,0	99,00			
APEGO2	220,0	180,30				ARTG	18,0	180,00			
APEGO2	198,6	180,31				APEGO2	220,0	180,30			
						APEGO2	198,6	180,31			

Unidades: MW; €/MWh

\* Oferta por omissão

Figura 18 - Ofertas de reserva de regulação para dia 1 de março de 2020

Fonte: (REN, 2020)

Na Figura 17, pode-se analisar as necessidades de potência da reserva de regulação para subir e para descer, e o respetivo preço, para as diferentes horas do dia 1 de março de 2020.

E na Figura 18, é possível averiguar, as respetivas áreas de balanço que submeteram ofertas de potência, o valor dessas potências e os preços pelo qual eles pretendem que essa potência seja comprada, isto tanto para a reserva de regulação a subir como a descer. Ademais pode-se analisar a forma como os preços são organizados, sendo que na reserva de regulação a subir é de ordem crescente e na reserva de regulação a descer é de ordem decrescente.

A formação do preço para a primeira hora do dia 1 de março de 2020, consiste na supressão das necessidades da reserva de regulação, ao melhor preço possível. Com isto verifica-se que foram precisos 160 MW de potência para a reserva de regulação a subir e 66,7 MW de potência para a reserva de regulação a descer. No caso da reserva a subir, como a área de balanço de ACAVADB oferecia 1045 MW de potência para a reserva de regulação a subir, superior ao que era necessário, o preço foi logo fixado a 34,19 €/MW. No caso da reserva a descer, a área de balanço ASLVAYS, oferecia 5 MW de potência, no entanto insuficientes, sendo que foi preciso também recorrer a áreas de balanços a um preço mais desvantajoso, neste caso à ACAVADB, fixando assim o preço a 1,01 €/MW.

## 5.7. Incumprimentos

No caso de falha, em termos de potência, por parte do agente de mercado, serão identificados os períodos de 15 minutos, com deficiente resposta às solicitações de regulação requeridas e determinada a diferença entre a energia emitida por parte da respetiva área de balanço/ unidade física e o valor das potências solicitadas nesse período de programação em causa. (ERSE, maio 2020)

A diferença resultante em cada período quarto-horário será valorizada, conforme o caso, ao preço médio ponderado de desvio por excesso ou por defeito, aplicável no período de programação em causa. (ERSE, maio 2020)

Os encargos resultantes dos desvios serão posteriormente imputados aos agentes de mercados responsáveis pelas respetivas áreas de balanço/ unidade físicas

## 6. Caso de Estudo

Neste capítulo será realizada uma introdução ao caso de estudo de forma a compreender a situação inicial que o autor se encontrava, bem como quais os problemas a ter em conta. Posteriormente, será exposto e esclarecido o método aplicado para a entrada da empresa no mercado de regulação, bem como alguns cenários que melhor complementam o estudo. No final deste capítulo, será realizada uma análise financeira aos cenários e ao método.

Neste capítulo será realizada uma introdução ao caso de estudo de forma a compreender a situação inicial que o autor se encontrava, bem como quais os problemas a ter em conta. Posteriormente, será exposto e esclarecido o método aplicado para a entrada da empresa no mercado de regulação, bem como alguns cenários que melhor complementam o estudo. No final deste capítulo, será realizada uma análise financeira aos cenários e ao método.

### 6.1. Introdução ao Caso de estudo

Devido aos altos custos implicados com os desvios, derivados da incapacidade de ter uma correta previsão das centrais renováveis que a empresa tem na sua carteira, existe a ideia de fazer um estudo à possibilidade de a empresa entrar no mercado da reserva de regulação. Este mercado tem como potenciais valências um superior ganho pela energia vendida nele, como também a possibilidade de corrigir desvios existentes em mercado diário. Neste capítulo será introduzida a empresa acolhedora bem como, uma análise à sua situação e obstáculos que a empresa terá de enfrentar para a entrada no mercado de regulação.

#### 6.1.1. Agregação de energia

A empresa Energia Simples, como agente de mercado elétrico, não só têm funções relativas à comercialização de energia elétrica a consumidores finais, mas também, se apresenta como um agente agregador.

A empresa, através da realização de contratos bilaterais, tem criado um aglutinado de produtores de eletricidade, de unidades físicas em PRE (Produção em regime Especial), de forma a existir uma simbiose empresarial para todas as partes. Assim, existe uma redução de custo e risco para os produtores e uma forma da Energia Simples, faturar com a venda de eletricidade nos mercados organizados.

Unid.Física	Tipo	Unid.Prog.	Agente	Pot.Max	Início	Fim
AFZ1E	Eólica	PHENV02	PHENE	18,0	2017-08-03	2019-02-15
AFZ1E	Eólica	EGLEV2	EGLE	18,0	2019-02-16	
ALVAD	Hídrica	PHENV02	PHENE	10,0	2018-05-05	
ATCFG1	Térmica	GALPWV2	GALPW	0,9	2020-01-23	
ATGC	Térmica	GALPWV2	GALPW	1,1	2019-09-11	
ATPR	Térmica	GALPWV2	GALPW	0,9	2019-09-11	
ATRL1V	Fotovoltaica	PHENV02	PHENE	10,0	2020-01-14	
ATSX	Térmica	GALPWV2	GALPW	1,8	2019-09-11	
AZJA1V	Fotovoltaica	PHENV02	PHENE	6,0	2020-05-20	
BROS1V	Fotovoltaica	PHENV02	PHENE	5,0	2019-07-18	2020-01-09
BROS1V	Fotovoltaica	EGLEV2	EGLE	5,0	2020-01-10	
CAIAG1	Hídrica	PHENV02	PHENE	0,6	2020-01-16	
CASAL	Hídrica	PHENV02	PHENE	1,4	2019-04-06	
CERC	Hídrica	PHENV02	PHENE	5,0	2019-03-30	
CGRAG1	Térmica	PHENV02	PHENE	3,3	2020-03-12	
CNVA1V	Fotovoltaica	PHENV02	PHENE	10,0	2019-01-30	
ERMIG1	Hídrica	LUZBV02	LUZBO	8,5	2019-12-13	
EVRA3V	Fotovoltaica	PHENV02	PHENE	25,0	2019-08-10	
FRAGUA	Hídrica	PHENV02	PHENE	3,2	2018-09-13	
GRELA	Hídrica	PHENV02	PHENE	2,5	2018-11-29	
JELG1V	Fotovoltaica	PHENV02	PHENE	0,0	2019-06-25	
LBRJ	Hídrica	PHENV02	PHENE	1,0	2019-04-01	
LCAL1V	Fotovoltaica	PHENV02	PHENE	0,1	2018-12-12	
LCAL2V	Fotovoltaica	PHENV02	PHENE	0,1	2019-02-06	
LSDO1V	Fotovoltaica	PHENV02	PHENE	0,5	2019-11-14	
MJPM1V	Fotovoltaica	PHENV02	PHENE	0,1	2018-09-13	
MONFRT	Hídrica	PHENV02	PHENE	9,2	2018-04-11	
MTNO1V	Fotovoltaica	PHENV02	PHENE	2,5	2017-10-26	
ORIK1V	Fotovoltaica	CLIDV02	CLIDP	40,5	2018-06-26	2019-01-10
ORIK1V	Fotovoltaica	AUDAV02	AUDAX	40,5	2019-01-11	2019-06-11
ORIK1V	Fotovoltaica	ADREV02	ADXRE	40,5	2019-06-12	
ORQE1V	Fotovoltaica	PHENV02	PHENE	49,5	2019-12-17	
OSELG1	Hídrica	PHENV02	PHENE	0,6	2019-04-25	
OTIMA1V	Fotovoltaica	PHENV02	PHENE	0,0	2020-05-08	
OVAD	Hídrica	PHENV02	PHENE	5,7	2019-04-01	
PALH	Hídrica	PHENV02	PHENE	2,7	2019-04-01	
PAUS	Hídrica	PHENV02	PHENE	3,0	2019-06-30	
PENM1V	Fotovoltaica	GALPWV2	GALPW	4,5	2018-03-03	
PNGR	Hídrica	PHENV02	PHENE	0,3	2019-10-05	
RIBD1E	Eólica	PHENV02	PHENE	2,4	2019-08-10	
SOUTO	Hídrica	PHENV02	PHENE	3,2	2019-03-30	
SPMP1V	Fotovoltaica	PHENV02	PHENE	0,1	2018-11-28	
SPSUL	Hídrica	LUZBV02	LUZBO	9,2	2019-06-06	
TALHAD	Hídrica	PHENV02	PHENE	6,3	2017-06-08	
TDAS1V	Fotovoltaica	PHENV02	PHENE	6,0	2020-05-20	
TERR	Hídrica	PHENV02	PHENE	11,3	2019-04-01	
TORG	Hídrica	PHENV02	PHENE	9,4	2019-04-01	
TROS1V	Fotovoltaica	PHENV02	PHENE	20,0	2019-04-02	
TRVS1V	Fotovoltaica	PHENV02	PHENE	0,0	2020-01-25	
VMAT1V	Fotovoltaica	CLIDV02	CLIDP	6,0	2019-01-01	
VMOU1V	Fotovoltaica	EGLEV2	EGLE	25,0	2019-05-15	
VOFFG1	Térmica	GALPWV2	GALPW	3,4	2018-11-15	
VSOEIRO	Hídrica	PHENV02	PHENE	4,4	2018-12-23	
VYSA	Hídrica	LUZBV02	LUZBO	3,8	2018-09-25	
ZINC	Hídrica	LUZBV02	LUZBO	8,0	2020-04-07	

**Unidades: MW**

Figura 19 - Unidades Físicas em regime especial

Fonte: (REN, 2020)

Na Figura 19 estão apresentadas todas as unidades físicas em regime especial existentes ligadas à REN (Redes Energéticas Nacionais) e os agentes que as representam. Pode-se constatar que a Energia Simples é o agente que tem mais representações de entre todos, isto é uma prova da forma de atuar da empresa, em apostar em energias renováveis e limpas.

#### 6.1.2. Dados para o caso de estudo – centrais produtoras

Para esse estudo poder ser realizado, foi dado o acesso ao aluno a uma plataforma que a Energia Simples conta chamada *Kisense*. Essa plataforma da empresa *Virtual Power Solutions S.A.*, tem a capacidade de fornecer dados de produção e previsão energética dos produtores renováveis em tempo real.

Nela o aluno pode ter acesso a seis diferentes centrais que podem ser vistas na Tabela 4.

*Tabela 4 -Centrais para estudo*

Nome da central	Tipo de central	Potência
Central 1	Biomassa (Térmica)	3.3 MW
Central 2	Hídrica	9.2 MW
Central 3	Hídrica	10 MW
Central 4	Eólica	18 MW
Central 5	Fotovoltaica	10 MW
Central 6	Fotovoltaica	2.5 MW

Com recurso a esta informação e ao valor do preço da eletricidade do mercado spot, foi possível, estimar os recebimentos que cada central proporcionou à empresa.

Serva a Tabela 5, para dar uma noção média dos valores anuais que estas centrais podem obter em mercado spot, consoante a sua produção. Os valores para as variadas centrais são referentes ao ano de 2019, com as exceções da central 4, onde não existem valores de produção referentes ao ano mencionado anteriormente, tendo sido adotado valores para o ano de 2018. Além disso, não existem valores de produção para a central 6 em janeiro de 2019, sendo considerado para o caso de estudo o intervalo de um ano iniciado em fevereiro de 2019 e terminado em 2020.

Tabela 5 - Valores de ganho anual das centrais em mercado Spot

Nome da central	Ganhos anuais em mercado spot
Central 1	1 257 678,78 €
Central 2	875 042,96 €
Central 3	1 150 353,93 €
Central 4	3 917 622,80 €
Central 5	1 051 093,31 €
Central 6	327 554,68 €

### 6.1.3. Mercado de reserva de regulação

No sentido de analisar e ter uma sensibilidade dos valores monetários praticados no mercado de reserva de regulação, foram retirados dados da REN sobre o mercado spot e o mercado de regulação que se pode observar na Tabela 6 e nos Gráfico 1, Gráfico 2, Gráfico 3 e no Gráfico 4, médias anuais, mensais e horárias, para os anos de 2018 e 2019 dos valores de reserva de regulação, tanto para descer como para subir, respetivamente.

Tabela 6 – Valores médios anuais do mercado de reserva de regulação e do mercado spot

Ano	Reserva de regulação a subir	Reserva de regulação a descer	Mercado Spot
2018	69,10203 €	40,50494 €	57,43917 €
2019	66,901 €	37,477 €	47,89833 €

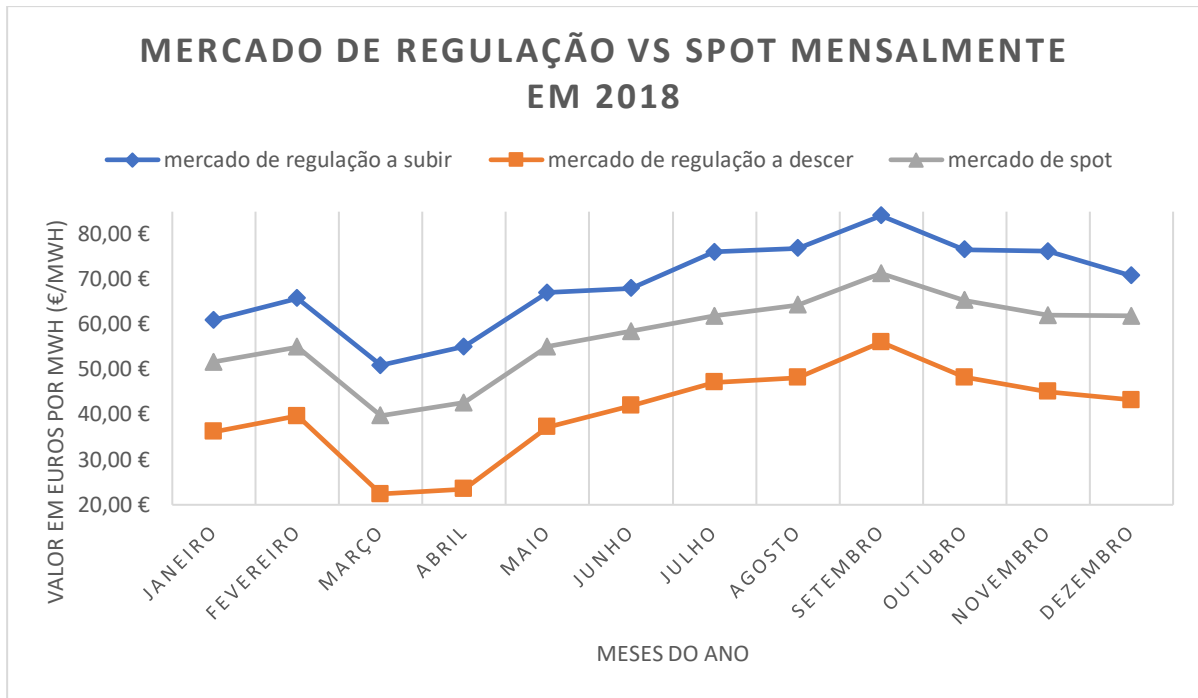


Gráfico 1 - Mercado de regulação vs spot 2018

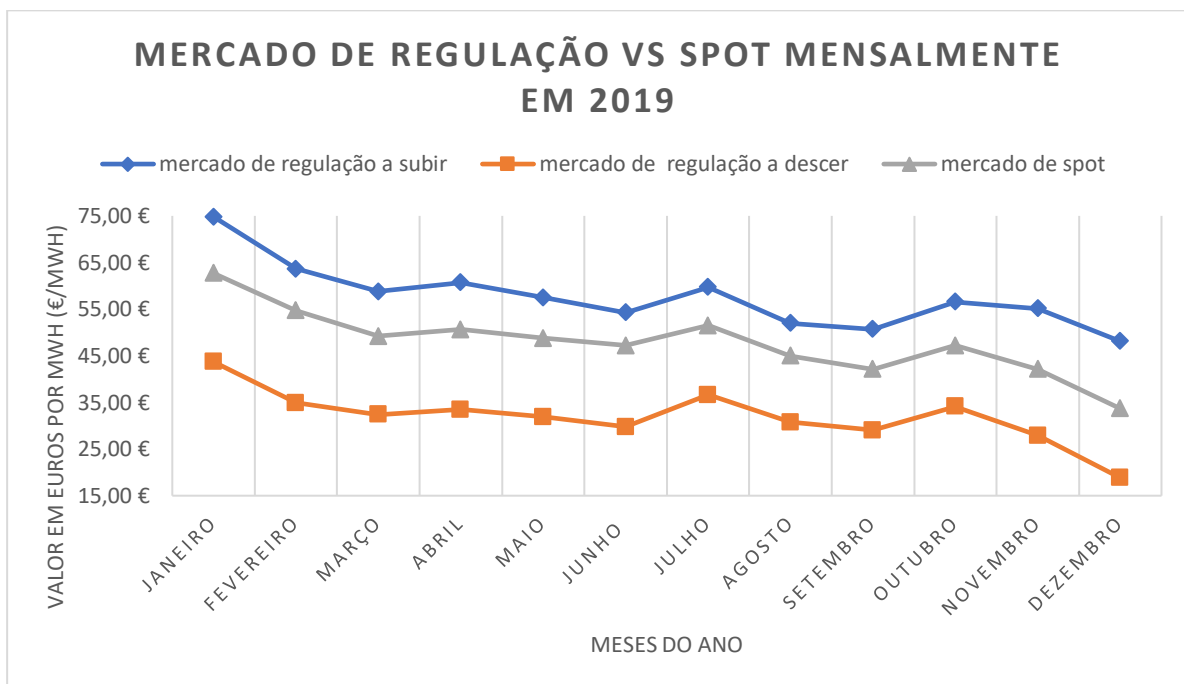


Gráfico 2 - Mercado de regulação vs mercado spot

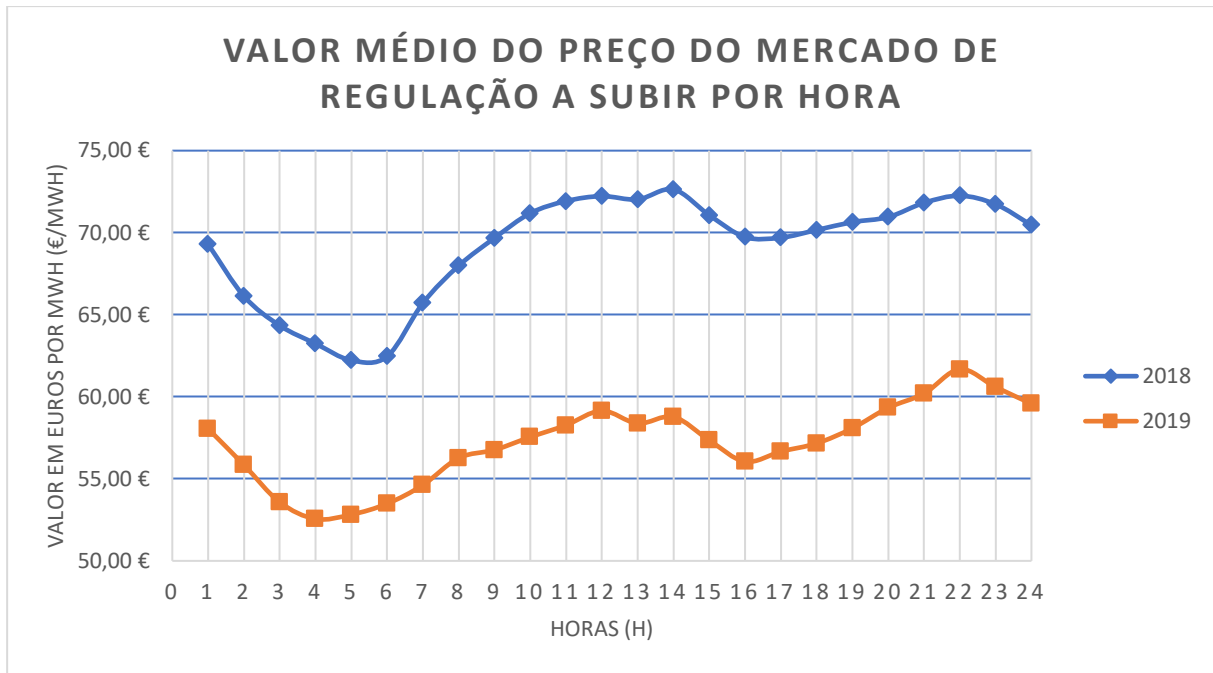


Gráfico 3 - Valor Médio do preço do mercado de regulação a subir por hora

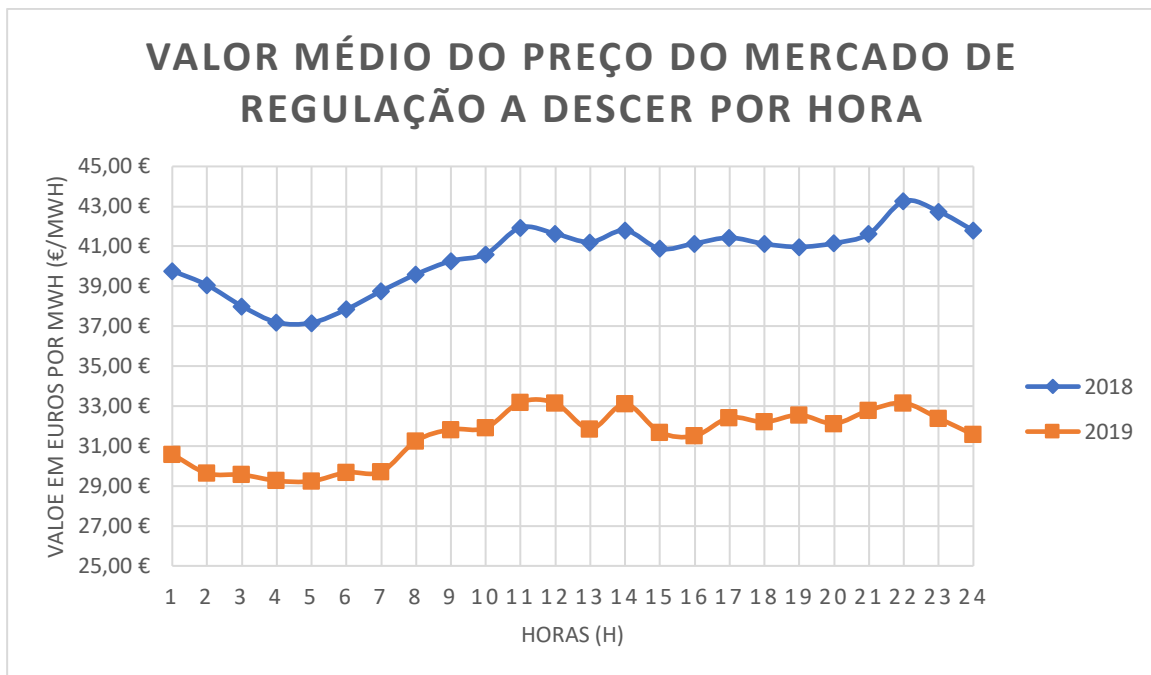


Gráfico 4 – Valor Médio do preço do Mercado de Regulação a descer por hora

Com a análise destes objetos de estudo, existem algumas conclusões que podem ser retiradas. No ano de 2018, o mercado spot e o mercado de regulação a subir, revelaram ter mais proveitos

em comparação ao do ano de 2019, com uma diferença de 9,541€, e de 2,201€, respetivamente. No entanto, o mesmo não aconteceu com o mercado de regulação a descer, com uma diferença de 3,028€ negativa entre 2018 e 2019.

No Ano de 2018, o mês de setembro foi o mês em que a eletricidade custou mais, enquanto em março foi o contrário. No ano de 2019, foi em janeiro o mês mais caro, enquanto setembro, quase que inverte o sentido em comparação com o ano anterior e passa a ser o segundo mês em que a energia têm o preço mais barato. Isto só demonstra a volatilidade do mercado elétrico.

Tanto no ano de 2018 e 2019, se verifica que o preço da energia no mercado de regulação a subir, é superior ao spot, como o do mercado de regulação a descer inferior ao spot. E que ambos os mercados acompanham as variações do mercado spot, ou seja, sempre que o spot sobe, ambos os mercados também o fazem, e vice-versa.

Em ambos os anos, se verifica um maior preço para o mercado de regulação a subir a partir das 10 horas para a frente, e um declive acentuado às 24 horas. O inverso ocorre com o mercado de regulação a descer, obtendo-se os melhores preços, entre o intervalo das 24 horas às 10 horas.

#### 6.1.4. Necessidades de investimento

Para as centrais poderem entrar no mercado de regulação, elas têm de cumprir certos requisitos técnicos estabelecidos pela GGS (Gestão Global de Sistema).

Entre os requisitos, estão a necessidade de as centrais terem de movimentar a sua potência num período inferior a 15 minutos e conseguir oferecer a potência, que se propõem a oferecer em mercado, durante um período estabelecido em leilão (uma hora).

No sentido de conseguir cumprir essas condições, cria-se a necessidade de as centrais, terem uma reserva de energia para suprimirem a potência pedida. Devido a esta situação, apura-se o dever de uma correta gestão da unidade de armazenamento da central, por parte dos agentes, de forma a ter energia/potência suficiente, para poder injetar na rede, de acordo com o que eles pretendem vender em mercado de regulação.

Com isto é necessário averiguar qual será o investimento necessário fazer em unidades de armazenamento, de forma a ter o máximo rendimento e aproveitamento desta.

Com a necessidade de perceber qual será o investimento a ter de ser feito, a empresa Energia Simples, contactou uma empresa que fez a seguinte proposta de sistema de armazenamento:

Sistema de armazenamento, que consiste em contentores de 6264 kWh (*Quilowatt-hora*) de capacidade de armazenamento nominal, porém, a energia útil é aproximadamente 4072 kWh. É garantido 15 anos de vida útil e o orçamento inclui o sistema de baterias, inversor, EMS e a instalação do sistema de baterias. (Oliveira, 2020)

O preço deste sistema de armazenamento de energia elétrica terá um valor entre 330 e 350 €/kWh de capacidade de armazenamento, ou seja, o contentor teria um custo de 1.133 milhões de euros. (Oliveira, 2020)

Considerando que só se iria instalar sistemas de armazenamento que suportem pelo menos o valor da potência máxima das centrais, o custo para cada central seria o exposto na Tabela 7.

*Tabela 7 - Valor de investimento no sistema de armazenamento*

Central	Tipo de central	Potência	Número de contentores a instalar	Preço por contentor	Investimento total
Central 1	Biomassa	3.3 MW	1	1 133 000 €	1 133 000 €
Central 2	Hídrica	9.2 MW	3	1 133 000 €	3 399 000 €
Central 3	Hídrica	10 MW	3	1 133 000 €	3 399 000 €
Central 4	Eólica	18 MW	5	1 133 000 €	5 665 000 €
Central 5	Fotovoltaica	10 MW	3	1 133 000 €	3 399 000 €
Central 6	Fotovoltaica	2.5 MW	1	1 133 000 €	1 133 000€

Constata-se que o investimento em sistemas de armazenamento iria apresentar um custo avultado, sendo que as compensações teriam de ser consideráveis para a empresa Energia Simples se envolver neste investimento.

### 6.1.5. Desvios das Centrais

Para além de a empresa ter pretensões de poder ganhar dinheiro com a entrada no mercado de regulação, existe também a ambição de poder reduzir os custos que a empresa tem atualmente com os desvios existentes com a venda da energia das suas centrais para a rede nacional.

Devido à falta ou incorreta existência de equipamentos que façam uma previsão da produção das centrais, é extremamente difícil prever as suas produções, devido à constante variação do clima e da própria instabilidade reconhecida das centrais renováveis no capítulo da produção.

Devido a este facto, a empresa estudou qual a melhor forma de reduzir os custos com os desvios, e a solução encontrada foi: analisar a produção da central que ocorreu no dia transato e a colocar como a produção prevista para o dia em causa.

No sentido de realizar um caso prático, fez-se o desvio da central 3, para o mês de fevereiro, no ano de 2019, através da aplicação da metodologia da empresa para as previsões da sua produção, verifica-se o seguinte:



Gráfico 5 - Desvios da central 3 para fevereiro de 2019

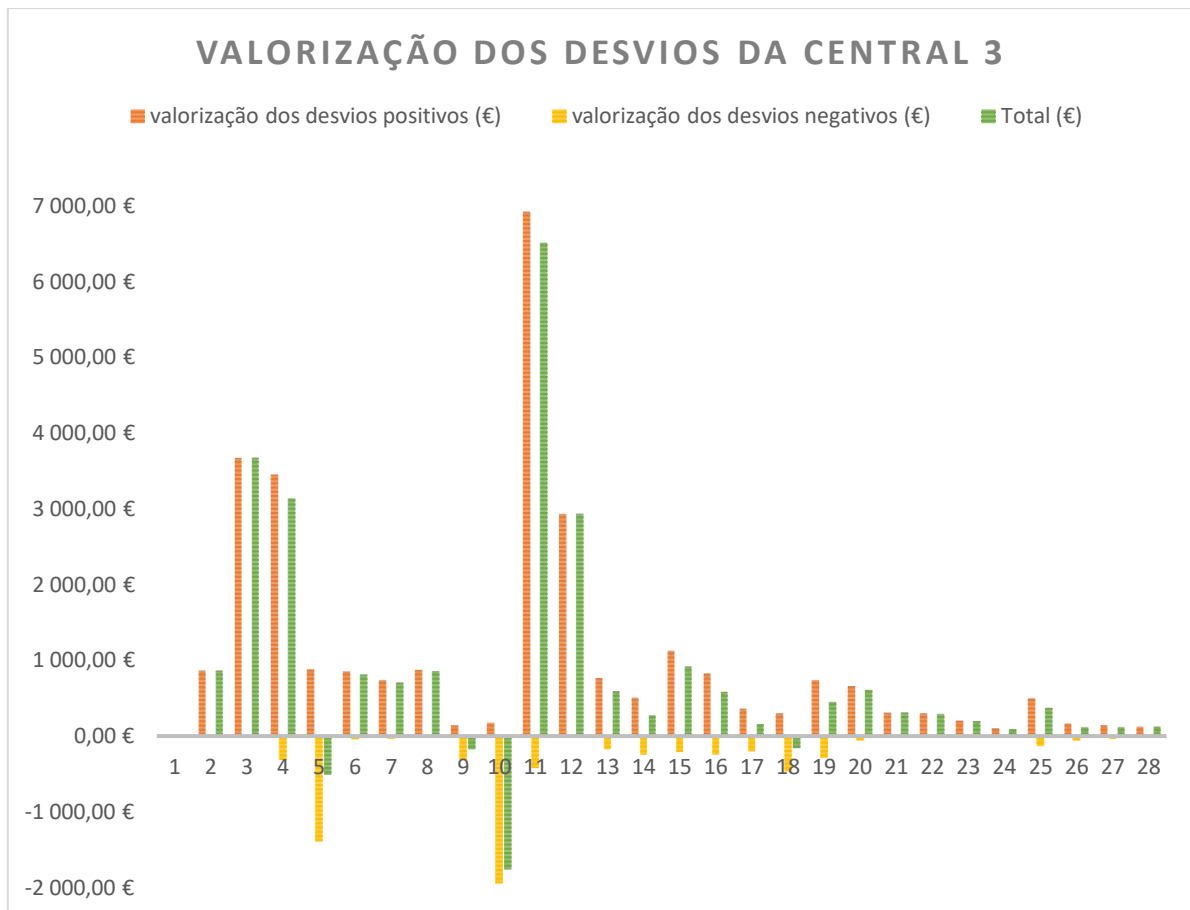


Gráfico 6 - Valorização dos desvios da central 3 para fevereiro de 2019

No Gráfico 5, podemos verificar a variação do somatório dos desvios horários daquele dia. Observa-se que a maior parte dos dias os somatórios dos desvios são positivos, o que significa que a empresa, vai ter de pagar à REN, na maioria das vezes, levando a um gasto considerável de dinheiro por parte da empresa.

No Gráfico 6, está contida a valorização dos desvios, aplicando-se a Equação 1. E neste gráfico podemos ver de forma concreta, o quanto a empresa ganha ou perde com os desvios da central 3.

Com a exceção dos dias 5, 9, 10 e 18 que deram valores negativos de desvio, significando que a REN, teria de compensar a empresa, na ordem dos valores apresentados no gráfico, o resto dos dias do mês, a empresa tem desvios positivos e tem de pagar à REN.

Com um desvio de cerca de 7.05 % para este mês a empresa teria de desembolsar, cerca de 22112.57 €. Num mês em que a empresa faturava cerca de 151540,9 € com a venda da energia da central 3 em mercado Spot, ou seja, só teria um lucro de 129428,33 €, ou por outras palavras, de cerca de 85.4%. Deste lucro, ainda tem de pagar ao fornecedor.

Com a visualização destes valores, dá para constatar que a empresa ainda tem grandes gastos com os desvios das suas centrais e a sua redução traria ganhos importantes para a empresa.

Para tal a empresa Energia Simples, no sentido de poder melhor controlar os desvios existentes na empresa, com as centrais que têm agregadas, está a prever a implementação de um sistema, centro de despacho, que permite a visualização da produção das suas centrais, com uma grande precisão e uma aproximação até 15 minutos, em relação ao que tempo que passou desde que a central produziu a energia e a recessão desta informação (monitorização em tempo real). E uma das potências aplicações deste sistema pode ser, um melhor ajuste da produção, no mercado de regulação.

## 6.2. Execução da Proposta de Resolução

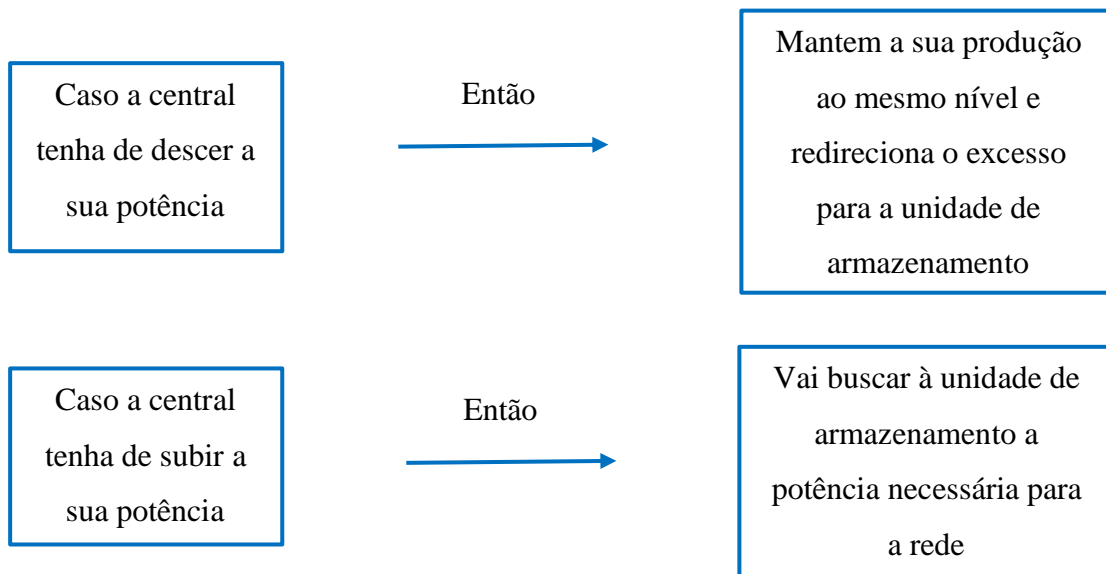
Devido à complexidade do tema e por existir falta de casos práticos para o aluno se basear, existe uma grande dificuldade em idealizar uma metodologia certa para que a empresa Energia Simples (agregador) entre no mercado de regulação. Sendo assim, é proposto pelo aluno alguns cenários para a resolução dos diversos problemas. Tendo esses cenários em conta diferentes possibilidades e ajustes que possam ocorrer com o mercado de regulação.

Para melhor completar o estudo, foi tida em consideração todos os intervenientes que se enquadram com a entrada neste mercado. Ou seja, se existem reais vantagens para o produtor, ou se ele irá ficar a perder e assim exigir compartidas ao agente de mercado. Se a REN (Redes Energéticas Nacionais) obtém a energia que precisa para as suas necessidades de regulação da rede e não impõem multas pela falha desta por parte da empresa, ou até se existe efetivamente proveitos ou vantagens a serem retirados pela empresa, Energia Simples.

### 6.2.1. Método aplicado ao mercado de regulação

O método encontrado para a empresa Energia Simples poder entrar no mercado de regulação, tem por base explorar ao máximo a entrada na reserva de regulação. E fazer uso do sistema de armazenamento, que em teoria tem de existir em cada central.

Nesse sentido a metodologia consiste no seguinte:

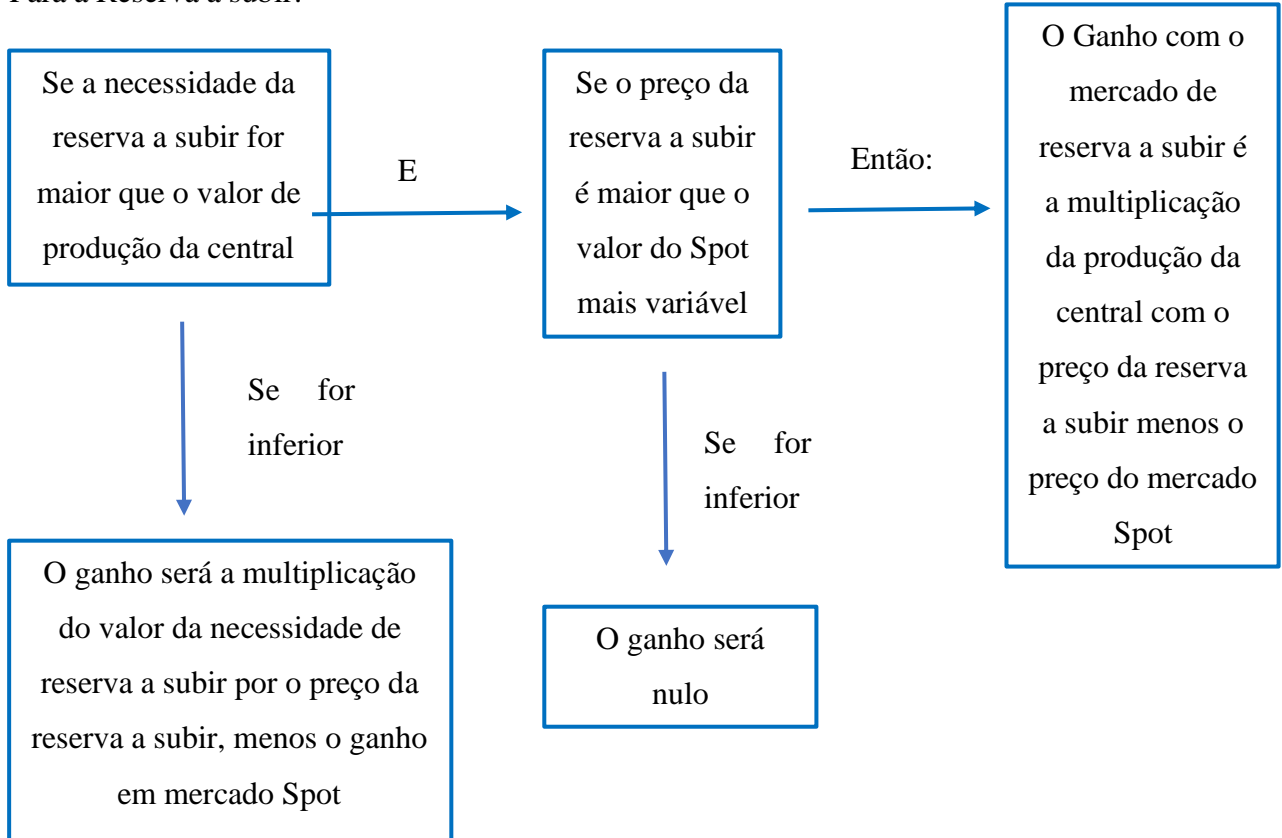


Seguindo esta metodologia, a central, pode estar a produzir a energia no máximo da sua capacidade e controlar, a escassez de recursos ou imprevistos que aconteçam. Isto ocorre, por existir uma reserva de potência que suporta o sistema todo. Ela é carregada sempre que é pedido à central que desça a sua potencia, ou seja, injeta menos energia na rede e a diferença vai para o sistema de armazenamento, e quando é pedido à central que suba a sua potência, ela utiliza essa reserva para o executar.

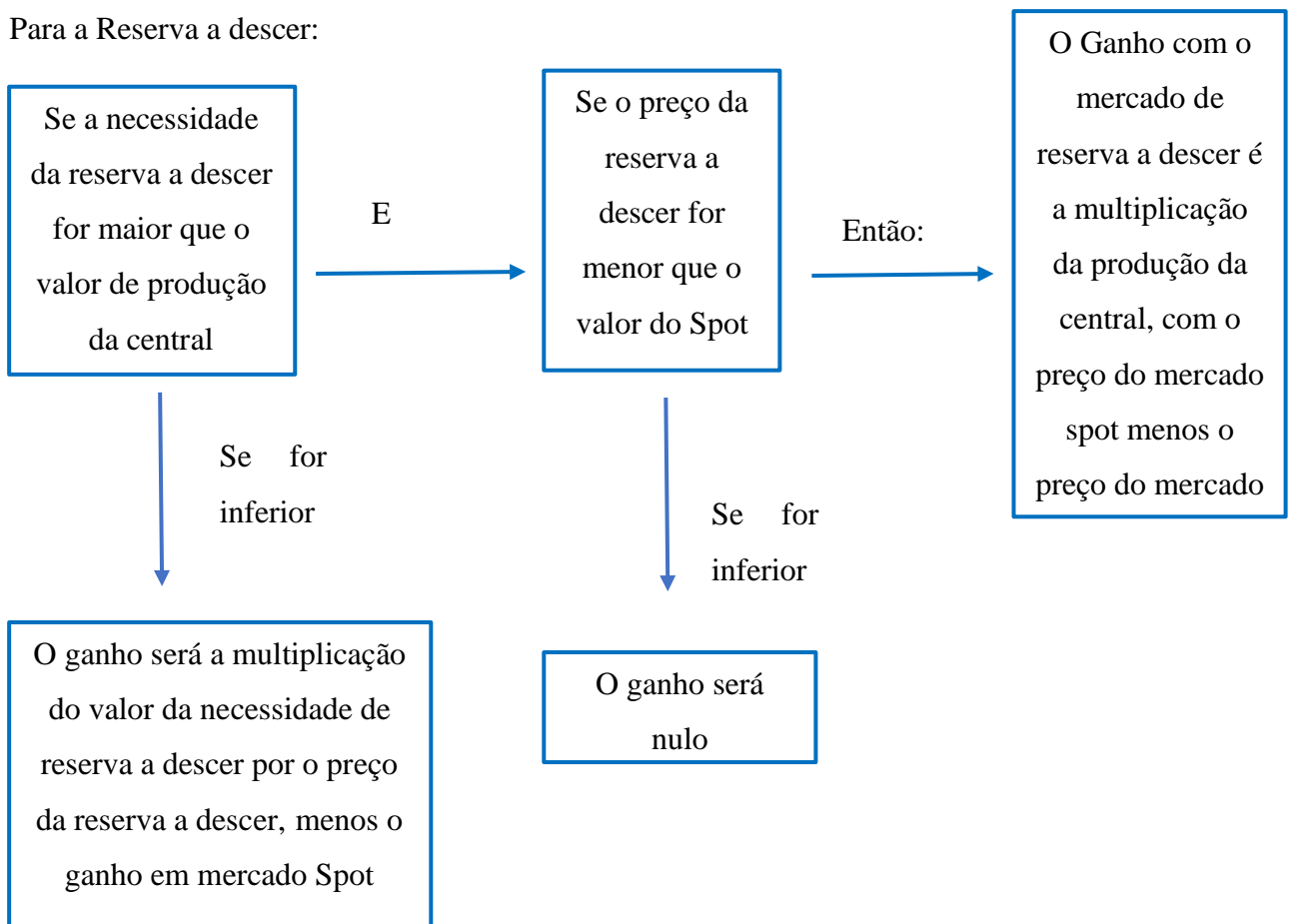
Naturalmente, no caso de a reserva de potência não ser carregada, por a central estar constantemente a ter de ceder potência para a reserva de regulação, o agente pode sair da reserva de regulação, para aquele período de tempo, e só voltar a entrar quando tiver um valor seguro de potência armazenada. Esta situação está prevista no manual de procedimentos da GGS (Gestão Global de Sistema), como já verificamos no capítulo 5.3.

Após ter determinado o método de entrada na reserva de regulação, fez-se uma previsão dos ganhos que a empresa teria com a entrada neste mercado. Para tal, utilizou-se uma metodologia.

Para a Reserva a subir:



Para a Reserva a descer:



As variáveis x e y foram consideradas para fazerem um ajustamento mais correto á facilidade de vender no mercado de regulação em relação à concorrência, sendo que quanto menores forem estes valores menos dinheiro a empresa ganha, contudo maior será a probabilidade de a empresa conseguir vender a sua potência nesse mercado.

No sentido de apurar qual o melhor valor de x e de y para este estudo, analisou-se a Tabela 6, e se verificou que em média para os dois anos o mercado de regulação a subir apresentou uma diferença de 10.5 euros em relação ao mercado spot, enquanto o mercado de regulação a descer apresentou uma diferença de 13.5 euros para o mercado spot. Com isto, arredondou-se os valores e ficou para o valor x o valor de 10 euros, enquanto para o valor de y estabeleceu-se o valor de 15 euros.

Utilizou-se a produção total das centrais, no sentido de simular a potência que elas teriam de fornecer ou baixar para cada hora, apesar de no mercado de regulação não ser assim que funciona. As centrais ajustam a sua potência consoante as necessidades da REN.

No caso de ser possível tanto entrar em mercado de reserva a subir como a descer, considerou-se o valor com maior ganho.

Não foram considerados os desvios, por questões de simplificação.

O método foi aplicado em Excel, aplicando os variados dados necessários para a sua execução, principalmente utilizando os dados dos capítulos 6.1.2 e 6.1.3, tendo-se obtido a seguinte Tabela 8:

*Tabela 8 - Estudo das centrais a nível do mercado de regulação*

Central	Tipo de central	Ganho em mercado spot	Ganho em reserva a subir	Ganho em reserva a descer	Ganho final
Central 1	Biomassa	1 257 678,78 €	162 923,28 €	211 542,28 €	348 425,28 €
Central 2	Hídrica	875 042,96 €	138 879,13 €	167 824,85 €	325 825,34 €
Central 3	Hídrica	1 150 353,93 €	202 296,35 €	224 670,61 €	398 109,59 €
Central 4	Eólica	3 917 622,80 €	316 316,24 €	616 603,11 €	931 525,51 €
Central 5	Fotovoltaica	1 051 093,31 €	107 024,10 €	185 365,51 €	277 878,83 €
Central 6	Fotovoltaica	327 554,68 €	31 861,00 €	57 489,55 €	84 362,62 €

Na Tabela 8 pode-se ver os diferentes ganhos das centrais, para o mercado spot e para as respetivas reservas, tanto a subir como a descer. No final está exposto o ganho previsto final para cada uma das centrais, com a entrada delas no mercado de regulação.

Com uma análise superficial, verifica-se que a central que maior ganho tem é a que utiliza tecnologia eólica. No entanto, é necessário ter presente que os dados desta central, foram referentes ao ano de 2018 em vez do ano de 2019 como nas restantes centrais. O ano de 2018 teve melhor distância entre o valor do mercado spot e o do mercado de regulação, tanto a subir como a descer. O que, em teoria, inflacionava os ganhos desta central em comparação às outras. Também é a central de todas com maior potência o que ajuda a ter ganhos superiores. Se verifica 23.8% de ganhos com a entrada deste tipo de central no mercado de regulação, em comparação a só injetar energia no mercado diário.

A central de biomassa, apesar de ser a segunda central com menos potência é a terceira central com mais ganhos com a entrada no mercado de regulação, examinando-se que tem potencial na entrada deste mercado, com ganhos de 27.7% em comparação a só vender em mercado Spot.

As centrais hídricas têm o valor de ganho final, de maior valor em comparação a todas os outros tipos de centrais. Com uma média de 36 % de ganhos com a entrada no mercado de regulação.

#### 6.2.2. Proposta de resolução para o produtor

No sentido de apurar a melhor forma de como lidar com o produtor, é primeiro necessário, analisar a forma de como a empresa faz os contratos com os seus produtores.

Existem dois tipos de contratos bilaterais que a empresa Energia Simples realiza com os seus produtores.

O primeiro tipo de contratos que a empresa realiza são os contratos de representação. Onde o pagamento ao produtor se rege pelo preço variado do mercado, ou seja, é realizada a multiplicação do preço do horário do mercado diário (€/MWh) por uma comissão (fee) acordada entre as duas partes.

O segundo tipo de contrato, são os contratos PPA. Onde as remunerações mensais da energia elétrica têm um preço base, previamente definido entre as duas partes. Nestes casos os valores de produção encontram-se agregados ao mês correspondente, dividindo-se apenas em horários de ponta, cheia, vazio e super vazio.

No sentido de explorar o interesse do produtor com a entrada criou-se dois cenários que tentam expor possíveis soluções para ambas as entidades.

### 6.2.3. Cenário 1.1 – O Produtor implementa o sistema de armazenamento

Neste cenário, o produtor com o intuito de possibilitar Energia Simples a entrada na reserva de regulação, investia num sistema de armazenamento para a sua central, bem como a sua manutenção, de forma a que o agregador não tivesse de ter de investir nesse sistema, com a contrapartida de ter um valor ajustado do valor mensal fixo, no caso de contrato PPA, ou da comissão acordada, fee, no caso de ser um contrato de representação.

A empresa Energia Simples ficaria assim só com a responsabilidade de fazer o melhor aproveitamento da energia da central de forma a utilizar o mercado de regulação de maneira a ambos terem o melhor aproveitamento possível. Esta solução pode também ser do agrado da Energia Simples por poder reduzir os desvios da central.

*Tabela 9 - Valor Médio do ganho em mercado de regulação em MWh*

Central	Ganho em Mercado Spot	Energia Produzida	Ganho com a reserva de regulação	Valor de ganho com a reserva de regulação em MWh
Central 1	1 257 678,78 €	26257.26 MW	348 425,28 €	13.27 €/MW
Central 2	875 042,96 €	18268.76 MW	325 825,34 €	17.84 €/MW
Central 3	1 150 353,93 €	24016.58 MW	398 109,59 €	16.58 €/MW
Central 4	3 917 622,80 €	68204.70 MW	931 525,51 €	13.66 €/MW
Central 5	1 051 093,31 €	21944.26 MW	277 878,83 €	12.66 €/MW
Central 6	327 554,68 €	6838.54 MW	84 362,62 €	12.34 €/MW

Para podermos fazer uma análise mais financeira, precisamos de obter o preço de ganho da central ao ano em € por MWh. Conseguimos obter este valor dividindo os ganhos com a reserva de regulação com o valor de produção anual da central.

Para podermos fazer uma análise mais financeira, precisamos de obter o preço de ganho da central ao ano em € por MWh. Conseguimos obter este valor dividindo os ganhos com a reserva de regulação com o valor de produção anual da central.

Para tal precisamos de ter o valor da produção anual das centrais. Esse valor é conseguido através da divisão do ganho em mercado spot, pelo preço médio anual do mercado spot.

Na Tabela 9, é possível analisar o valor do ganho com a reserva de regulação em MWh e constatar o quanto a empresa Energia Simples poderia aumentar em termos de valor fixo (€/MWh) se o contrato fosse PPA, ou uma redução a nível da comissão (fee) se contrato por representação. Os valores variam pelo tipo de central, como já era previsível a partir da observação da Tabela 8, sendo que se for uma central do tipo biomassa, os ganhos são consideravelmente reduzidos em relação aos outros tipos de centrais.

Com isto, e analisando de uma forma mais realista, é possível concluir que a empresa Energia Simples, poderia ter ganhos superiores ao que tem neste momento e assim, melhor remunerar os seus produtores, sendo que, por estes valores serem otimistas, os produtores poderiam esperar entre 3 a 5 €/MWh de subida nos seus contratos, se a central for do tipo biomassa, eólica ou solar e entre 5 a 7 €/MWh de subida nos seus contratos, se a central for de tipo hídrica.

Estes valores podem ser um fator importante para os produtores para quando forem assinar um contrato, por isso, este pode ser um cenário a considerar por parte dos produtores.

#### 6.2.4. Cenário 1.2 – O produtor paga os desvios

Uma outra possível forma que pode ser interessante para o produtor entrar no mercado de regulação, é o formato presente neste cenário 2.

No sentido de entrar no mercado de regulação, a empresa Energia Simples, ficaria com o dever de implementar e fazer a manutenção do sistema de armazenamento das centrais. Isto implicará um custo para a empresa que vai durar tempo a recuperar. No entanto, de forma a compensar

este esforço, o produtor ficaria responsável, por desenvolver e implementar um sistema de previsão da produção das suas centrais e assim ficaria com os custos ou recebimentos dos respetivos desvios.

Neste cenário, o produtor, poderia firmar novo contrato de maneira a ter maiores ganhos, na ordem dos valores discutidos no capítulo 6.2.3., mas ficava dependente da empresa Energia Simples na parte da unidade de armazenamento, pois seria sua propriedade.

Este cenário pode ser atrativo, para produtores que não se queiram envolver na construção de um sistema de armazenamento, deixando toda essa logística para a empresa Energia Simples.

#### 6.2.5. Proposta de resolução para os desvios do agente agregador

Tal como foi possível analisar no capítulo 6.1.5, a empresa Energia tem um problema com a existência de desvios por falta de previsão, nesse sentido o aluno considerou a existência de dois possíveis cenários.

#### 6.2.6. Cenário 2.1 – Desvios da reserva de regulação separados

Devido a este ser um assunto ainda sob forte estudo, existe a possibilidade de alteração do paradigma e invés dos desvios da área de balanço, serem realizados em conjunto com os outros mercados organizados (diário, intradiário, intradiário contínuo), serem realizados em separado deles, visto esta energia ter uma função diferente.

Desta forma os desvios seriam em teoria nulos, pois para a empresa só entraria no mercado de regulação a subir, se tivesse uma potência assegurada na unidade de armazenamento e no caso da reserva de regulação fosse a descer, a empresa só teria de reduzir à sua produção. Desta forma, não seria necessário fazer previsões da produção, conseguindo contornar as limitações das centrais renováveis, a nível da volatilidade da sua produção.

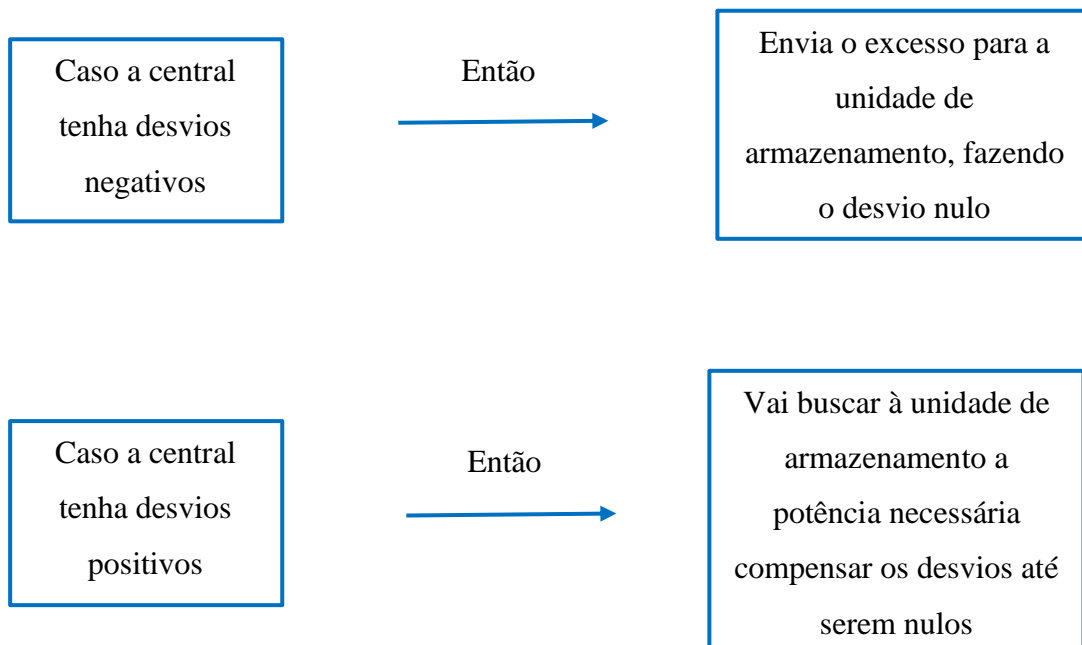
Para finalizar este cenário, é importante referir que foi realizado um estudo por parte da REN sobre a participação de instalações de consumo na reserva de regulação, e uma das conclusões

retidas no relatório, foi a implementação de penalidades aos prestadores de serviços de sistema, sobre os desvios, por forma a assegurar o cumprimento das instruções de potência. (Ren, 2019)

Se tal acontecer, os desvios separados podem ser uma forma mais justa para quem se envolve no mercado de regulação.

#### 6.2.7. Cenário 2.2 – Utilização do armazenamento para reduzir os desvios

Se os desvios continuarem a ser agregados ao resto dos mercados organizados, e existindo armazenamento para ajudar na redução dos desvios é possível implementar um método para reduzir os desvios.



Naturalmente, existem os casos de a unidade de armazenamento estar vazia e não ajudar a compensar os desvios, ou até de estar cheia e dos desvios ficarem negativos. Em todo o caso, com este modelo é possível reduzir o fator  $k$  da fórmula da valorização dos desvios (Equação 4) e assim, em teoria reduzir os custos com os desvios.

Com isto, obriga a dedicar a unidade de armazenamento à correção de desvios, em vez de ser aplicada ao mercado de regulação, podendo a solução passar pela divisão da unidade de armazenamento.

Passando a valores práticos, aplicou-se esta metodologia A central 3 para o mês de fevereiro de 2019, para fazer comparação com os valores obtidos anteriormente no capítulo 6.1.5.

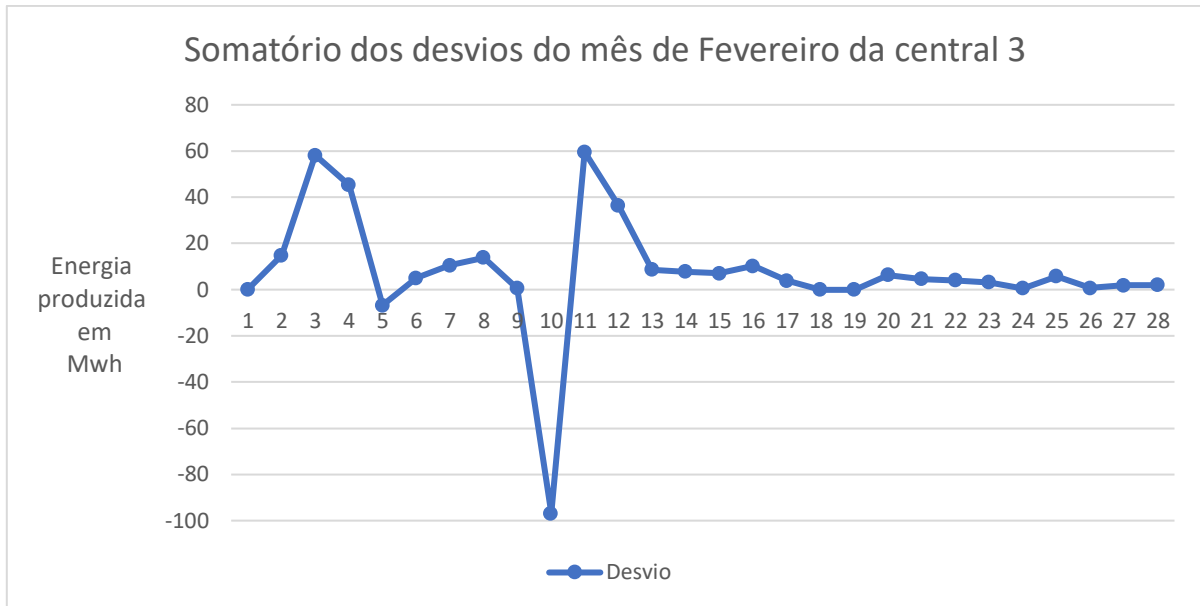


Gráfico 7 - Desvios da central 3 para fevereiro de 2019 utilizando o método de armazenamento

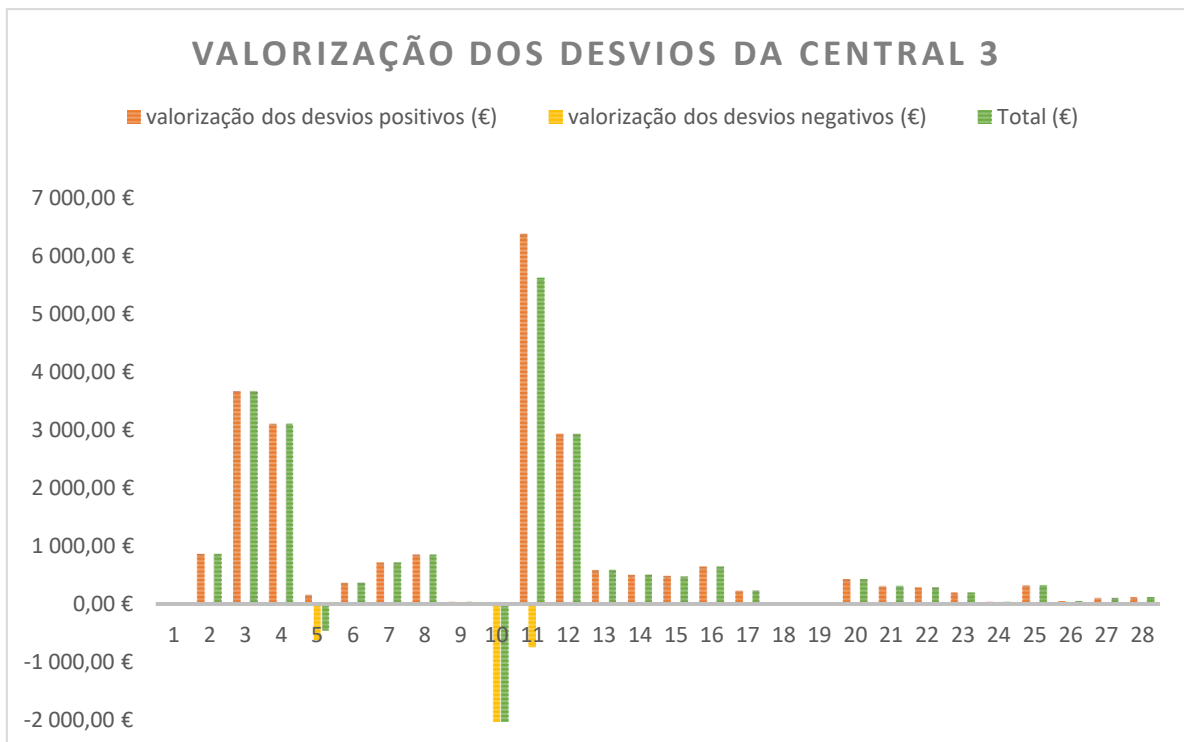


Gráfico 8 - Valorização dos desvios da central 3 para fevereiro de 2019, utilizando o método de armazenamento

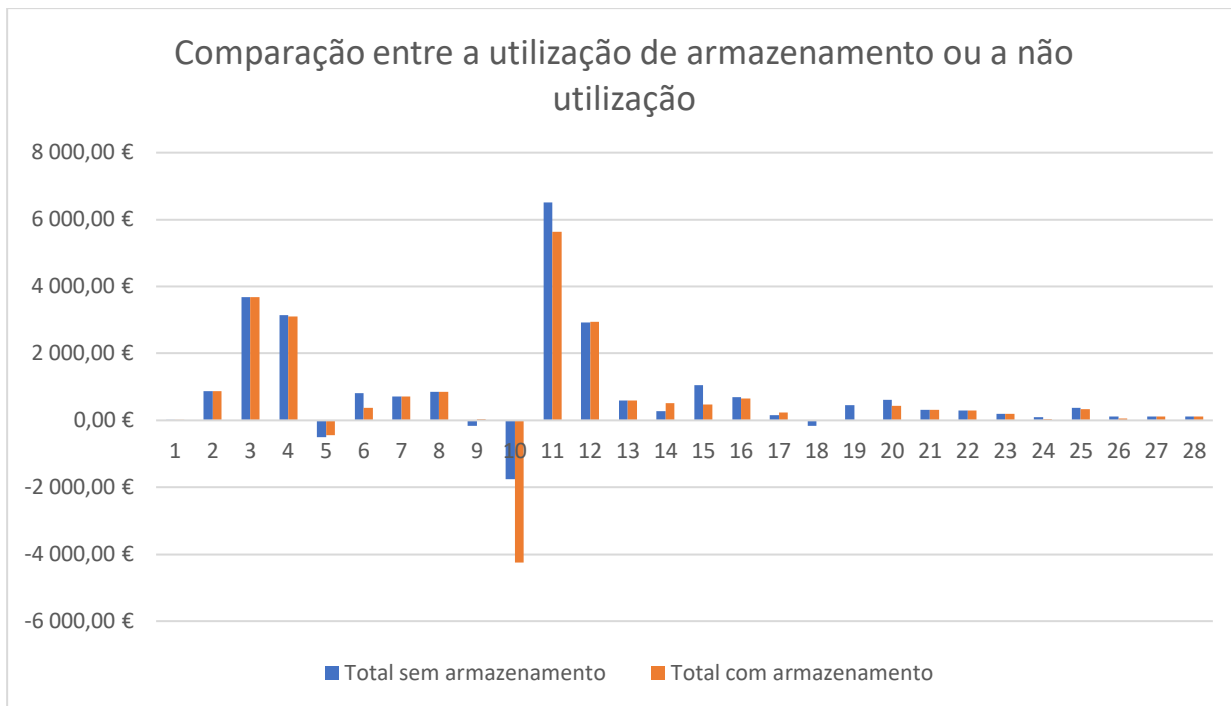


Gráfico 9 - Comparação entre a não utilização de armazenamento e a sua utilização para a central 3 no mês de fevereiro de 2019

No Gráfico 7, apura-se grandes semelhanças com o par respetivo sem a utilização de sistema de armazenamento (Gráfico 5), sendo só verificado algumas pequenas diferenças entre eles, sendo que por aqui não é possível analisar se realmente compensa a utilização de um sistema de armazenamento.

No Gráfico 8, já é possível reparar que existiu menos despesa com os desvios, sendo comprovado isso com o Gráfico 9, onde ocorre uma comparação entre as valorizações com a utilização de armazenamento e sem a utilização de armazenamento.

Somando os desvios todos, em todo o mês, existiu um custo com os desvios de 17 844,74 €, o que em comparação com os 22 348,20 € do que realmente aconteceu, traduz-se na interessante diferença de 4503,46 €, ou seja, cerca de 20.2 % de ganho com a aplicação deste sistema.

#### 6.2.8. Proposta da utilização da unidade de armazenamento no mercado diário

Uma das possibilidades que também é possível realizar é utilizar o sistema de armazenamento nas horas, do mercado diário, quando a energia é mais barata e injetar na rede quando o preço da energia tem um valor superior. Esta ideia pode ser realizada de forma individualizada ou

então de forma combinada, igualmente utilizando a energia armazenada para o mercado de regulação.

A implementação de um modelo combinado, exigiria uma grande complexidade e gestão da unidade de armazenamento, sendo preciso testes práticos para avaliar a capacidade da aplicação deste modelo.

Com o objetivo de apurar as mais valias, da utilização de uma unidade de armazenamento exclusivamente no mercado diário criou-se um cenário para esse efeito.

### 6.2.9. Cenário 3 – Armazenamento da hora mais barata

Analisando a variação do mercado diário, no ano de 2019, verifica-se que em média a hora com o preço mais barato é a quinta hora, como é possível observar no Gráfico 10.

Se o valor da produção das centrais for armazenado e despachado na hora com o preço mais alto, irá apresentar ganhos consideráveis, sendo que neste ano em causa, essa hora foi às vinte horas.

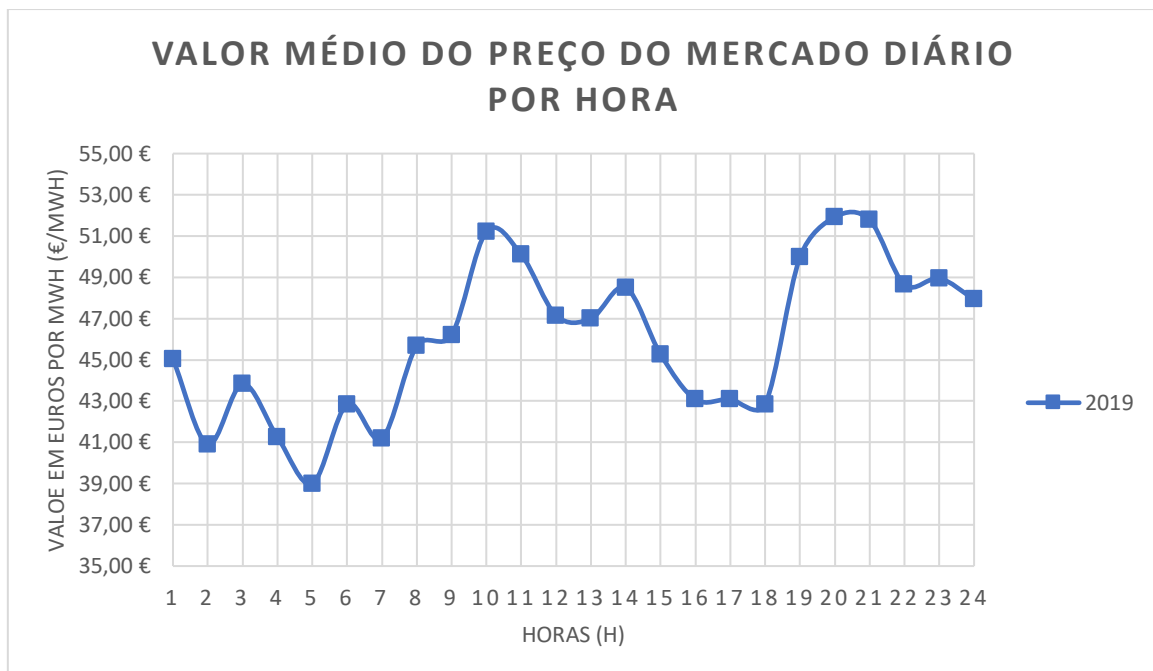


Gráfico 10 - Valor médio do mercado diário por hora no ano 2019

Utilizando os dados das centrais 3, visto ser uma central do tipo hídrica e ter uma produção relativamente constante.

Produção na quinta hora	Preço do mercado diário na quinta hora	Preço do mercado diário na vigésima hora	Proveitos com o armazenamento
862 065 MW	39 €/MW	51.92 €/MW	11 137,88 €

*Gráfico 11 - Ganho com a implementação de armazenamento para a central 3*

Com a análise do Gráfico 11, consegue-se perceber que existe potencial neste cenário, sendo que este processo poderia ser implementado a mais horas do dia, onde a energia tem um preço baixo, e assim melhor potencializar este procedimento.

### 6.3. Análise Financeira

#### 6.3.1. Ao método aplicado

Com os resultados obtidos na Tabela 8, realizou-se o cálculo do tempo de retorno que este método precisaria de forma a chegar ao seu ano cruzeiro, isto se, os valores forem constantes durante os anos seguintes. Na Tabela 10 podemos ver esses resultados.

Nela, é possível averiguar que a central que menos tempo de retorno precisa é a central 1, uma central de biomassa, necessitando de 3.15 anos para ser realizado o retorno do investimento.

Com a análise das outras centrais, fica claro que, quanto mais estável e continua a produção a central tem, maiores serão os ganhos em entrar neste mercado e melhor o investimento será.

De realçar, que seria necessária uma análise financeira mais robusta para ter uma noção mais completa da evolução destes resultados ao longo dos anos seguintes.

Tabela 10 - Tempo de retorno das centrais aplicando a metodologia

Central	Tipo de central	Ganho no mercado de regulação	Investimento	Tempo de retorno(em anos)
Central 1	Biomassa	348 425,28 €	1 133 000 €	3.25
Central 2	Hídrica	325 825,34 €	3 399 000 €	10.43
Central 3	Hídrica	398 109,59 €	3 399 000 €	8.54
Central 4	Eólica	931 525,51 €	5 665 000 €	6.08
Central 5	Fotovoltaica	277 878,83 €	3 399 000 €	12.23
Central 6	Fotovoltaica	84 362,62 €	1 133 000 €	13.43

### 6.3.2. Ao cenário 1.1

Da mesma forma que foi realizado o cálculo do tempo de retorno no subcapítulo anterior, neste também o será realizado as para os resultados do cenário 1.1. Estando eles visíveis na Tabela 11.

Tabela 11 - Tempo de retorno para o cenário 1.1

Central	Energia Produzida	Pior cenário	Melhor cenário	Media do tempo de retorno(em anos)
<b>Central 1</b>	26257.26 MW	78 771.78 €	131 286.3 €	11.5
<b>Central 2</b>	18268.76 MW	91 343.8 €	127 881.32 €	31.90
<b>Central 3</b>	24016.58 MW	120 082.9 €	168 116.06 €	24.26
<b>Central 4</b>	68204.70 MW	204 614.1 €	341 026.5 €	22.15
<b>Central 5</b>	21944.26 MW	65 832.78 €	109 721.3 €	41.3
<b>Central 6</b>	6838.54 MW	20 515.62 €	34 192.7 €	44.18

Analisando a Tabela 11, fez-se o cálculo dos ganhos do produtor, para o pior cenário de subida de preço nos seus contratos por energia vendida, e para o melhor cenário de subida de preço, bem como o tempo de retorno para este investimento.

Afere-se que pode não ser uma das melhores soluções para o produtor, sendo que seria necessário existir um melhor contrato para eles, ou um investimento inferior na unidade de armazenamento.



# 7. Conclusões

Neste capítulo será realizada a conclusão ao trabalho, bem como estabelecidos possíveis trabalhos futuros que o aluno considera importantes para este tema

## 7.1. Conclusões Gerais

Tal como foi visto, no capítulo 1 e 6, as empresas que tenham interesse em colocar as suas centrais renováveis no mercado de regulação têm acrescidas dificuldades devido à difícil previsão e controlo das produções dessas centrais.

Este mercado, em comparação com o mercado diário, tem maiores valências a nível de potenciais ganhos, como é possível analisar na Tabela 6, e nos Gráfico 1 e Gráfico 2. Para além disso, é observável que o mercado diário e o de regulação estão diretamente relacionados, ou seja, variam da mesma forma ao longo do ano. Apesar das regalias, oferece em contrapartida, maiores exigências a nível do rigor na injeção ou não injeção da energia na rede (reserva de regulação a subir ou a descer), e na velocidade de realizar essas operações, sendo o limite de tempo 15 minutos.

A única forma encontrada de conseguir solucionar esses problemas e de poder garantir que as centrais teriam uma produção assegurada e fiável durante um período no mercado de regulação, seria através do investimento em unidades de armazenamentos nas centrais.

No capítulo 6.1.4, ficasse com uma noção de uma solução de unidade de armazenamento que foi proposta à empresa Energia Simples, que solucionava a necessidade de garantia de potência e na Tabela 7, é discriminado qual o investimento a ser realizado em unidades de armazenamento para cada uma das centrais, que o aluno teve acesso aos seus dados.

Foi estabelecida uma metodologia para entrada no mercado de regulação (6.2.1), aproveitando ao máximo a produção das centrais e assim tentar se obter os maiores ganhos possíveis. Os resultados deste método estão na Tabela 8. Para além disso foi realizada uma análise financeira, sendo obtidos os resultados na Tabela 10.

Após se ter criado um método de entrar no mercado de regulação, se analisou como seria a interação com os produtores. Sendo que foram criados dois cenários para isso. Em ambos foram analisados qual seria o tempo para o ano de cruzeiro, estando os resultados na Tabela 11.

Para além de tentar aproveitar os melhores preços de energia do mercado de regulação, também se verificou a necessidade de atenuar os elevados custos, existentes com as centrais ao nível dos desvios. Por não existir uma fácil previsão da energia, se torna difícil a sua previsão, sendo que no Gráfico 5, temos uma noção desses desvios para o mês de fevereiro da central 3 e no Gráfico 6, as suas valorizações.

No sentido de os atenuar, foram também criados dois cenários, sendo que o primeiro está relacionado com a separação dos desvios do mercado de regulação dos restantes desvios dos mercados organizados. Este cenário, está suportado num estudo que foi realizado pela REN (Redes Energéticas Nacionais), que considerou ser necessário criar penalizações adicionais para quem entra no mercado de regulação.

No segundo cenário, é utilizado a unidade de armazenamento para atenuar os desvios. Fez-se um caso prático da implicatividade da ideia ao mês de fevereiro da central 3 e obteve-se uma redução no custo dos desvios desse mês de 4503,46 €, ou seja, cerca de 20.2 %, obtidos no Gráfico 9.

Para finalizar, foi proposta uma análise, á possibilidade de armazenar a energia na hora do mercado diário com menor preço de eletricidade e despachar essa energia na hora de maior valor. Fez-se esse caso prático, para a central 3, durante um ano e obteve-se 11 137,88 € de proveitos com esta ideia. Esta proposta em conjunto com a entrada no mercado de regulação, constituem um modelo misto de entrada no mercado, que necessita de ser estudada a fundo, por poder ser, a forma mais conveniente de aproveitar o mercado de regulação.

Em conclusão, os mercados de regulação ainda são um assunto em caso de estudo, e que pode ser revisto e reestruturado num futuro próximo, sendo que se pode tornar mais vantajoso para os seus intervenientes. Em todo o caso, apesar dos resultados obtidos durante este estudo serem otimistas, verifica-se que este mercado pode ser monetariamente interessante para quem queira participar com centrais renováveis. O maior obstáculo vai ser a necessidade de existir um investimento considerável inicial e a falta de incentivos para quem está a ajudar o SEE (Sistema Elétrico de Energia) a funcionar corretamente.

## 7.2. Possíveis trabalhos futuros

Com a finalidade de melhor aplicar os conhecimentos adquiridos neste trabalho, o aluno, vê com bons olhos, o teste prático da metodologia que foi desenvolvida, para apurar a sua aplicabilidade, bem como os seus ganhos.

Para melhor otimização e aplicação do método, o estudante considera interessante o desenvolvimento de um algoritmo que faça a interação entre as previsões estabelecidas nas centrais, o valor de energia existente numa unidade de armazenamento, e o valor que pode ser oferecido em mercado de regulação, tanto a descer como a subir.

É ainda de relevância para o autor, o estudo aprofundado de uma solução mista, de forma a fazer uma gestão da unidade de armazenamento, de modo a injetar energia quando o preço do mercado diário está alto, como também conseguir entrar no mercado de regulação.



## 8. Bibliografia

- Ambiente magazine. (2020). ENERGIA SIMPLES PODE OBTER CERTIFICADOS SOBRE A ENERGIA VERDE DA PRODUÇÃO EM PORTUGAL. *Ambiente magazine*.
- Carneiro, C. M. (novembro de 2016). *Mecanismos de funcionamento do Mercado*. Instituto Superior de Engenharia do Porto, Mestrado em engenharia eletrotécnica - Sistemas eletricos de energia. Obtido em 13 de fevereiro de 2020, de [https://recipp.ipp.pt/bitstream/10400.22/10644/1/DM\\_CeliaCarneiro\\_2016\\_MEESE.pdf](https://recipp.ipp.pt/bitstream/10400.22/10644/1/DM_CeliaCarneiro_2016_MEESE.pdf)
- CARVALHO, I. F. (2018). *Análise da integração dos mercados de banda de reserva secundária de Portugal e Espanha*. tese de mestrado, Instituto superior de engenharia de Lisboa. Obtido em 25 de novembro de 2019
- Chaves, J. L. (2019). *Agregação de produção Renovável no Âmbito da produção em regime de Mercado em Portugal*. Tese de Mestrado. Obtido em 25 de Junho de 2020
- COBA/PROCESL. (2007). *PROGRAMA NACIONAL DE BARRAGENS COM ELEVADO POTENCIAL HIDROELÉTRICO*. Estudo de viabilidade. Obtido em 26 de novembro de 2019, de [http://rioslivresgeota.org/wp-content/uploads/2015/04/plano\\_barragens\\_memoria\\_final1.pdf](http://rioslivresgeota.org/wp-content/uploads/2015/04/plano_barragens_memoria_final1.pdf)
- Costa, A. S. (6 de fevereiro de 2019). *Especialistas que não sabem há muito*. Obtido em 27 de novembro de 2019, de <https://www.publico.pt/2019/02/06/economia/opiniao/especialistas-nao-sabem-ha-1860811>
- EDP Distribuição. (2020). *The Future of Energy distribution in Portugal*. Obtido em 3 de fevereiro de 2020, de <https://www.edpdistribuicao.pt/en/networks-future/intelligent-networks/smart-grids>
- Energia Simples. (2020). *Energia Simples*. Obtido em 6 de julho de 2020, de <https://www.energiasimples.pt/>
- ERSE. (2013). *Monitorização da Segurança de Abastecimento do SEN*. Obtido em 20 de novembro de 2019, de

[http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/consultas/Documents/49\\_1/RMSA-E%202012.pdf](http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/consultas/Documents/49_1/RMSA-E%202012.pdf)

ERSE. (2018). *Manual De Procedimento Da Gestão Goblal Do Sistema Do Setor Elétrico*. Técnico/científico. Obtido em 25 de novembro de 2019

ERSE. (2020). *Página oficial ERSE*. Obtido em 27 de novembro de 2019, de <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/Paginas/default.aspx>

ERSE. (maio 2020). *Manual de Procedimentos da Gestão Global de Sistema*. setor elétrico.

Fernandes, F. A. (2017). *Despacho de uma Central Hídrica Reversível no Mercado Diário e no Mercado de Banda secundária*. tese de mestrado, Técnico Lisboa. Obtido em 26 de novembro de 2019

Gomes, B. A. (2020). *Research Gate*. Obtido em 29 de novembro de 2019, de [https://www.researchgate.net/figure/Figura-34-Sequencia-de-actividades-no-mercado-intradiario-fonte-Operador-del-mercado\\_fig2\\_37655258](https://www.researchgate.net/figure/Figura-34-Sequencia-de-actividades-no-mercado-intradiario-fonte-Operador-del-mercado_fig2_37655258)

José António Beleza Carvalho. (2019). *Operação e planeamento das sistemas elétricos de energia*. apontamentos das aulas (ciêntífico/ técnico), Instituto Superior de Engenharia do Porto. Obtido em 25 de novembro de 2019

Mibel. (2019). *Mercado Ibérico de Electricidade*. Obtido em 29 de novembro de 2019, de <https://www.mibel.com/>

Oliveira, T. M. (2020). *Otimização de produção em parque renováveis através da utilização de unidades de armazenamento*. tese de mestrado, Faculdade de Engenharia do Porto, Porto.

OMIE. (2019). *Mercado diário*. Obtido em 10 de janeiro de 2020, de <http://m.omie.es/pt/principal/mercados-e-productos/mercado-da-electricidade/os-nossos-mercados-de-eletricidade/mercado-di?m=yes>

OMIE. (2019). *Mercado intradiário*. Obtido em 10 de janeiro de 2020, de <http://m.omie.es/pt/principal/mercados-e-productos/mercado-da-electricidade/os-nossos-mercados-de-eletricidade/mercado-in?m=yes>

- OMIE. (2020). Obtido em 29 de novembro de 2019, de <http://www.omie.es/files/flash/ResultadosMercado.html#>
- OMIP. (2018). *Regulamento da negociação*. Obtido em 5 de fevereiro de 2020, de [https://www.omip.pt/system/files/2020-01/omip\\_regulamento\\_da\\_negociacao\\_29.junho.2018\\_pt\\_0.pdf](https://www.omip.pt/system/files/2020-01/omip_regulamento_da_negociacao_29.junho.2018_pt_0.pdf)
- OMIP. (2020). *Modelo de Mercado*. Obtido em 05 de fevereiro de 2020, de <https://www.omip.pt/pt/modelo-de-mercado>
- REN. (2019). *caraterização da rede nacional de transporte para efeitos de acesso à rede. técnico/científico*. Obtido de <http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/ActServ/AcessoRedes/CaractRNT//BibRelAno/CaracterizacaoRNT2018.pdf>
- Ren. (2019). *Projeto Piloto de Participação do Consumo no mercado de reserva de regulação*
- REN. (2020). *REN - Sistema de Informação de Mercados de Energia*. Obtido em 28 de maio de 2020, de <http://www.mercado.ren.pt/>
- Ribeiro, S. (2018). Há um problema efectivo na produção de electricidade. *Jornal de negocios*.
- UNRIC. (2020). (U. NATIONS, Ed.) Obtido em 20 de novembro de 2019, de <https://www.unric.org/pt/actualidade/32116-o-que-muda-com-o-acordo-de-paris-sobre-acao-climatica>