



Mecanismos de funcionamento do Mercado de Serviços de Sistema - aplicação ao MIBEL

CÉLIA MARIA DOS SANTOS CARNEIRO

novembro de 2016

MECANISMOS DE FUNCIONAMENTO DO MERCADO DE SERVIÇOS DE SISTEMA - APLICAÇÃO AO MIBEL

Célia Maria dos Santos Carneiro



Departamento de Engenharia Eletrotécnica

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

2016

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

Candidato: Célia Maria dos Santos Carneiro, Nº 1111444, 1111444@isep.ipp.pt

Orientação científica e Supervisão: Tiago Andrade, tba@isep.ipp.pt

Empresa: REN-Redes Energéticas Nacionais

Co-Orientação científica: Maria Judite Ferreira, mju@isep.ipp.pt



Departamento de Engenharia Eletrotécnica

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

2016

“Se você não tentar fazer algo além do que você já domina, você nunca vai crescer.”

(Ralph Emerson)

Nota biográfica

Célia Maria dos Santos Carneiro nascida a 29 de janeiro de 1993 é natural do concelho do Porto, distrito do Porto, Portugal.

Concluiu o ensino secundário, em 2011 na Escola Carolina Michaelis, no entanto, apenas realizou lá o 12º ano. O restante percurso foi realizado na Escola Clara De Resende. Ingressou no ensino superior, em finais de 2011, no Instituto Superior De Engenharia (ISEP), na licenciatura de Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétrico de Energia (LEE-SEE), concluindo a mesma em 2014.

Nesse mesmo ano, em setembro, deu início ao Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétrico de Energia (MEE-SEE), também no ISEP.

Entre fevereiro e julho de 2016 desenvolveu a sua dissertação de Mestrado no âmbito de um estágio curricular que decorreu na Rede Elétrica Nacional, S.A. (REN), empresa constituinte do grupo REN- Redes Energéticas Nacionais, SGPS,S.A.

Durante o período de estágio, ingressou na equipa de Operações de Mercado da REN no qual desenvolveu um trabalho que resultou nesta tese e que apenas foi possível devido ao contributo dado pela equipa de engenheiros e matemáticos deste departamento, com vista a fornecer o máximo de conhecimento possível.

O orientador do ISEP e externo, pertencente à empresa onde o trabalho foi desempenhado, Rede Energéticas Nacionais, S.A. (REN), foi o Eng.º Tiago Branco Andrade, membro integrante no departamento de Operações de Mercado, da direção da Gestão de Sistema também professor adjunto convidado no ISEP. O departamento é responsável pela gestão dos Serviços de Sistema necessários para manter a segurança no sistema elétrico, atuando no Mercado de Serviço de Sistemas, garantindo o equilíbrio entre a produção e consumo, através da contratação de energia de produção e liquidação da mesma, de forma competitiva, competente e transparente.

A Coorientação foi feita pela Professora Maria Judite Ferreira, com o cargo de professora adjunta, responsável pela Licenciatura de Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia, no ISEP. A professora também é membro ativo no centro de Tecnologia, Investigação e Desenvolvimento (TID), centro de prestação de prestação de serviços do ISEP.

Relativamente à empresa onde desenvolveu o trabalho, a REN, Rede Energéticas Nacionais, S.A., é a única empresa responsável pelo transporte de energia, apresentando-se como o agente que possui a gestão da Rede Nacional de Transporte (RNT), ligando os produtores aos centros de consumo assegurando que todos os portugueses tenham energia em suas casas.

A missão desta empresa orienta-se para o transporte de energia elétrica em Portugal e assegura o cumprimento de critérios de segurança e funcionamento aplicados à operação do sistema elétrico português, tendo como objetivo a garantia da continuidade do abastecimento de acordo com a segurança e qualidade requeridas. A REN como único Operador do Sistema de Transmissão (TSO) têm um papel fundamental na aplicação dos códigos de rede, desenvolvidos a nível europeu com a finalização da criação de um mercado europeu interno de eletricidade, nomeadamente, na harmonização das regras de balanceamento e de utilização de Serviços de Sistema. Um mercado eficiente garante a segurança de abastecimento ao menor custo e proporciona outros benefícios com a redução da necessidade de produção de reserva.

Agradecimentos

Esta dissertação representa a finalização de uma etapa da minha formação académica e um passo em frente para uma vida profissional que se encontra já ao virar da esquina. Como tal gostaria de agradecer ao Instituto Superior de Engenharia do Porto (ISEP), aos seus docentes e a toda a infraestrutura que com tanto carinho e empenho, ajuda todos os seus alunos a terem a melhor preparação possível, seja essa em mestrado como na licenciatura. Foi com grande carinho e com enorme prazer que fiz parte desta instituição de ensino.

A todas as pessoas que tornaram possível a realização deste trabalho, de modo a tornarem-no viável, um sincero agradecimento.

Agradeço ao Professor Doutor Engenheiro Tiago Andrade pela motivação, dedicação, disponibilidade, apoio e orientação dada no decurso do trabalho desenvolvido ao longo de vários meses e que permitiu a consecução deste relatório, dando um tema pertinente a desenvolver.

À REN deixo o meu agradecimento pela oportunidade que me concedeu por me proporcionar as melhores condições para o desenvolvimento desta dissertação, assim como uma palavra de apreço aos colaboradores do Complexo da REN em Ermesinde, não esquecerei a forma como me acolheram e me integraram no ambiente de trabalho.

De igual modo, expresso o meu agradecimento à Professora Doutora Engenheira Judite Ferreira pela disponibilidade, apoio e orientação dada no decurso do trabalho desenvolvido.

Por fim, mas não menos importante, fico grata há minha família que sempre me acompanhou e encorajou, ao longo desta etapa da minha vida, com muita compreensão e carinho.

Resumo

Todos os dias o Operador da Rede de Transporte (ORT) depara-se com novos desafios que terá que ultrapassar em prol de proporcionar aos utilizadores do sistema elétrico nacional um serviço com qualidade, fiabilidade e segurança. Em tempos, o sector elétrico era tradicionalmente visto como um monopólio natural, em que uma empresa, a EDP, era a responsável por todas as atividades do sector. Porém, dada a reestruturação que ocorreu em todo o sector, que culminou com a introdução em peso das fontes de energia renovável e a liberalização de diversas atividades, levou à separação da cadeia de valor e a admitir a participação de vários agentes em diversas atividades, nomeadamente, na de Produção e Comercialização, com a finalidade de se criar um ambiente mais competitivo e mais vantajoso para o consumidor final. Este processo deu origem a desafios de maior complexidade, entre os quais se regista uma maior volatilidade na produção de energia elétrica e uma possibilidade de ocorrerem desequilíbrios, para os quais é necessário a provisão de Serviços de Sistema para a manutenção da plenitude do sistema elétrico.

O contínuo desenvolvimento do processo de liberalização do sector, culminou na criação de mercados transnacionais de eletricidade, agrupando mercados de eletricidade de diferentes países num único mercado. O Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), é um exemplo de um mercado internacional que incorpora em si os mercados de eletricidade de Portugal e de Espanha. O MIBEL para além de outras responsabilidades coordena a gestão do Mercado Diário e Mercado Intradiário, onde é definido o valor de energia elétrica e o preço da mesma a ser transacionada no dia seguinte e para cada uma das horas do dia.

No que diz respeito ao Mercado de Serviços de Sistema, cuja responsabilidade é do gestor de sistema, e caracterizam-se por estimar as divergências que poderão ocorrer num sistema elétrico, elaborar planos de resolução para as mesmas e por fim, providenciar e implementar a solução. A resolução passa pela contratação de provisões, em quantidades capazes de fazer frente às anomalias registadas no mercado de Serviços de Sistema.

A presente investigação debruça-se sobre os Serviços de Sistema, em particular sobre regulação de frequência, nomeadamente reserva de regulação secundária e terciária para os sistemas elétricos de Portugal e Espanha relativamente aos anos de 2013, 2014 e 2015.

No âmbito da reserva de regulação, foi realizada uma análise sobre a criação de um mercado interno referente à comercialização da reserva de regulação, e paralelamente, concebeu-se uma ferramenta de apoio à análise em Microsoft Office Excel, que permite visualizar sob a forma de gráficos os dados armazenados, relativos a ofertas dos agentes de mercado, reserva contratada, o custo marginal dessas ofertas e finalmente, o custo de fecho do mercado. A mesma ferramenta possibilita também ao utilizador fazer uma simulação para o dia desejado do que poderá ocorrer em mercado de reserva de regulação de acordo com o estipulado pela ERSE.

No que diz respeito à reserva de regulação secundária, realizou-se um estudo sobre a possível otimização dos valores das necessidades de provisão deste tipo de reserva, tendo como intuito, diminuir o preço de fecho de mercado em cada uma das horas.

Os resultados obtidos permitiram concluir que ainda há um grande potencial de desenvolvimento dos Serviços de Sistema, mais especificamente, na gestão do mercado de reserva de secundária e de regulação, que irão culminar na criação de um mercado único a nível europeu, cujo benefício assentará na redução de custos para o sistema e consequentemente para os consumidores finais. A constituição de um mercado único de reserva de regulação é uma das propostas apresentadas, sendo que os valores positivos alcançados viabilizam a sua criação, no entanto, devido à complexidade que o mercado de reserva secundária apresenta a criação de um mercado único é ainda um processo que terá dificuldades de ser implementado. No entanto, a proposta apresentada para obtenção do valor das necessidades de reserva secundária possibilita ao GGS uma otimização dos custos associados ao sistema.

PALAVRAS-CHAVE:

Mercado de eletricidade, Operador de Sistema, Serviços de Sistema, Reserva de Regulação, Reserva de Regulação Secundária, MIBEL, Mercado Serviço de Sistemas.

Abstract

Every day the Operator Transport Network (ORT) is facing new challenges that will have to overcome in favor of providing users of the national electricity system with a service quality, reliability and safety. At times, the electric sector was traditionally seen as a natural monopoly, where a company, EDP, was responsible for all sector activities. However, given the restructuring that took place throughout the sector, which led to the introduction by weight of renewable energy sources and the liberalization of various activities led to the value chain separation and accept the participation of various actors in various activities, namely, the production and marketing, with the aim of creating a more competitive and more advantageous environment for the consumer. This process gave rise to challenges of greater complexity, among which there is the greatest volatility in electricity production and a possibility of experiencing imbalances, for which system services provision for the maintenance of the electrical system fullness is needed.

The continued development of the sector liberalization process culminated in the creation of transnational electricity markets, grouping electricity markets in different countries in a single market. The Iberian Electricity Market (MIBEL), is an example of an international market which incorporates in itself the electricity markets in Portugal and Spain. The MIBEL in addition to other responsibilities coordinates the management of the Daily Market and Intraday Market, where you set the electricity price and the price thereof to be traded the next day and every hour of the day.

With regard to the System Services Market, whose responsibility is the system manager, and are characterized by estimating the differences that may occur in an electrical system, develop resolution plans for them and finally arrange and implement the solution. The resolution involves the procurement of supplies in quantities able to cope with anomalies recorded in the system services market.

This research focuses on the System Services, in particular on frequency regulation, including secondary and tertiary regulation reserve for the electrical systems of Portugal and Spain for the years 2013, 2014 and 2015.

Under the regulation reserve, an analysis of the creation of an internal market concerning the commercialization of regulation reserve was carried out in parallel, was conceived to

one analysis support tool in Microsoft Office Excel that allows you to view as graphics stored data relating to offers of market agents, contracted reserve, the marginal cost of these offers and finally, the cost of closing the market. The same tool also enables the user to make a simulation to the desired day of what may occur in regulatory reserve market in accordance with the provisions ERSE.

With respect to the reserve secondary regulation, we carried out a study of the possible optimization of the values of the supply requirements of such reserves, with the intention to decrease the closing market price at each time.

The results showed that there is still great potential for development of system services, more specifically in the management of the secondary reserve and regulating the market, which will culminate in the creation of a single market at European level, the benefit of which will be based on reduced costs for the system and therefore to the final consumers. The creation of a single regulatory reserve market is one of the proposals, and the positive values achieved enable its creation, however, due to the complexity of the secondary reserve market presents the creation of a single market is still a process which will have difficulties to be implemented. However, the proposal for obtaining the value of secondary reserve enables the GGS needs an optimization of the costs associated with the system.

Keywords

Electricity Market Operator, System Services, Regulatory Reserve, Secondary Regulation Reserve, MIBEL, Systems Services Market.

Índice

NOTA BIOGRÁFICA.....	I
AGRADECIMENTOS	III
RESUMO	V
ABSTRACT	VII
ÍNDICE.....	IX
ÍNDICE DE FIGURAS	XI
ÍNDICE DE TABELAS	XIII
ÍNDICE DE EQUAÇÕES	XV
LISTA DE ABREVIATURAS	XVII
LISTA DE SÍMBOLOS	XXI
1. ENQUADRAMENTO.....	1
1.1. INTRODUÇÃO.....	1
1.2. MOTIVAÇÃO E OBJETIVOS	3
1.3. ESTRUTURA DO RELATÓRIO	4
2. MERCADO IBÉRICO DE ELETRICIDADE	7
2.1. MERCADO INTERNO DE ELETRICIDADE	7
2.2. SISTEMAS ELECTROPRODUTORES DA PENÍNSULA IBÉRICA	17
2.3. IMPORTÂNCIA DOS SERVIÇOS DE SISTEMA	20
3. MERCADO SERVIÇO DE SISTEMAS.....	23
3.1. CATEGORIAS DOS SERVIÇOS DE SISTEMA	23
3.2. RESERVA PRIMÁRIA	26
3.3. RESERVA SECUNDÁRIA.....	28
3.4. RESERVA TERCIÁRIA	39
3.5. CONFORMIDADE DOS SERVIÇOS DE SISTEMA NO MIBEL	45
3.6. CONCLUSÃO	49
4. METODOLOGIA.....	51
5. ESTUDO DE OTIMIZAÇÃO E FERRAMENTA DE APOIO.....	59
5.1. OTIMIZAÇÃO DO MEIO DE CÁLCULO DAS NECESSIDADES DE BRRS.....	59
5.2. FERRAMENTA DE APOIO À ANÁLISE DE DADOS DE RESERVA DE REGULAÇÃO.....	68

6.	CONCLUSÃO	85
7.	BIBLIOGRAFIA E REFERÊNCIAS DOCUMENTAIS	91

Índice de Figuras

Figura 1 Fases do Sector Eléctrico.	2
Figura 2 Resumo cronológico da formação do MIBEL.	8
Figura 3 Principais intervenientes no MIBEL.	10
Figura 4 Processos do Mercado MIBEL.	11
Figura 5 Linhas temporais de contratação da OMIP.	12
Figura 6 Curva agregada de ofertas e de procura 20-05-2016 às 20 Horas.	13
Figura 7 Separação do Mercados.	14
Figura 8 <i>Market split</i> no dia 30-06-2016.	14
Figura 9 Preço e Volume Horário do Mercado Diário, dia 30/06/2016.	15
Figura 10 Sessões do Mercado Intradiário.	16
Figura 11 Estrutura do mercado MIBEL.	16
Figura 12 Serviços do Sector Eléctrico.	21
Figura 13 Serviços de Sistema.	24
Figura 14 Tempo de atuação máximo da reserva de regulação primária.	27
Figura 15 Ativação das reservas de controlo de frequência do sistema.	28
Figura 16 Curva da agregação das ofertas de BS para o dia 31-12-2015, hora 10.	33
Figura 17 Curva agregada de oferta de banda secundária e a reta das necessidades.	34
Figura 18 Assiguação de BRS, hora de programação 10, 31-12-2015.	35
Figura 19 Assiguação de BRS para a hora de programação 11, 29-01-2016.	35
Figura 20 Mercado de BRRS no dia 31-12-2015.	39
Figura 21 Blocos de Oferta de RR a subir no dia 24-12-2015 na hora 1.	43
Figura 22 Blocos de Oferta de RR a baixar no dia 24-12-2015 na hora 1.	44
Figura 23 Energia mobilizada nas interligações.	48
Figura 24 Aplicação <i>Solver</i> do <i>Microsoft Office Excel</i> .	54
Figura 25 Fluxograma do funcionamento da ferramenta de apoio a análise do MRR.	58
Figura 26 Ficheiro que contém a ferramenta realizada.	69
Figura 27 <i>Template</i> derivado da escolha Estudo Provisório.	69
Figura 28 <i>Template</i> derivado da escolha Estudo Provisório.	70

Figura 29 Composição do ficheiro de Previsão a ser lido pelo programa.	71
Figura 30 Análise gráfica realizada com dados da base de dados.	72
Figura 31 Relatório com os dados resultantes da previsão para o dia especificado.	73
Figura 32 Relatório derivado da Análise dos valores Históricos.	73
Figura 33 Relatório derivado da Análise dos valores Históricos, em PDF.	74
Figura 34 Mensagem de erro referente ao encerramento do programa.	75
Figura 35 Mensagem de aviso de encerramento do programa.	75
Figura 36 Mensagem de erro devido a conflito de dados.	76
Figura 37 Necessidades totais de RR 01-01-2014.	78
Figura 38 Preço de reserva a subir e a descer e preço do mercado diário, ano 2014.	80
Figura 39 Preço de reserva a subir e a descer e preço do mercado diário, ano 2015.	83

Índice de Tabelas

Tabela 1 Capacidade Instaladas em nos sistema eletrico Português e Espanhol.	17
Tabela 2 Consumo e Produção em Espanha e em Portugal.	18
Tabela 3 Níveis de Tensão de RNT.	25
Tabela 4 Valores de β , fórmula da REN.	32
Tabela 5 Ofertas de Banda de Secundaria, hora 10, 31-12-2015.	33
Tabela 6 Necessidades de BRRS no ano de 2013, 2014 e 2015.	60
Tabela 7 Necessidades de BRRS, fórmula da UCTE no ano 2013, 2014 e 2015.	61
Tabela 8 Valores otimizados para a fórmula da UCTE.	61
Tabela 9 Valores otimizados para a fórmula da REN.	62
Tabela 10 Valores otimizados para a fórmula proposta.	63
Tabela 11 Valores médios das diferentes variáveis dos 3 métodos de cálculo.	63
Tabela 12 Aplicação dos valores médios otimizados.	64
Tabela 13 Valores anuais otimizados para cada uma das situações estudadas	64
Tabela 14 Reduções alcançadas em 2013, 2014 e 2015 com método proposto.	65
Tabela 15 Quadro resumo dos dados do dia 23-07-2013.	66
Tabela 16 Quadro resumo do dia 23-07-2013 após aplicação de calculo proposto.	66
Tabela 17 Valores totais atingidos com metodologia proposta.	67
Tabela 18 Necessidades de RR emPortugal no dia 01-01-2014.	78
Tabela 19 Reserva de Regulação assignada para o dia 01-01-2014 caso real.	79
Tabela 20 Reserva de Regulação assignada para o dia 01-01-2014 (simulação).	79
Tabela 21 Resultado do mercado integrado entre Portugal e Espanha de RR.	79
Tabela 22 3 Cenários distintos de estudo de remuneração ao AM.	81
Tabela 23 Resumo do ano 2014.	82
Tabela 24 Análise dos valores dos preços do MRR e do mercado diário, ano 2014.	82
Tabela 25 Resumo do ano 2015.	83
Tabela 26 Análise dos valores dos preços do MRR e do mercado diário, ano 2015.	84

Índice de Equações

Equação 1 Balanço energético.	23
Equação 2 Reserva Primária.	27
Equação 3 Necessidade mínima de Reserva Secundária.	30
Equação 4 Necessidades de Reserva Secundária, REN.	31
Equação 5 Valor mínimo de banda de reserva secundária.	36
Equação 6 Limites de contratação de banda.	36
Equação 7 Remuneração da BRRS.	37
Equação 8 Necessidades mínimas de reserva terciária a subir.	40
Equação 9 Necessidades mínimas de reserva terciária a baixar.	41
Equação 10 Cálculos das necessidades mínimas de Reserva Secundária.	52
Equação 11 Cálculo das Necessidades de Reserva Secundária, REN.	52
Equação 12 Formulação matemática aplicada no Solver.	54
Equação 13 Proposta para cálculo das NRRS.	55
Equação 14 Formulação matemática aplicada no Solver para a solução proposta	56
Equação 15 Função Objetivo UCTE e REN.	61
Equação 16 Formulação matemática para a solução proposta.	62

Lista de Abreviaturas

ACE	–	<i>Area Control Error</i> (Erro da Áreas de Controlo)
AM	–	Agente de Mercado
AT	–	Alta Tensão
BAN _{min}	–	Banda de Regulação Secundária Mínima Admissível
BRBA	–	Banda de Regulação Secundária a Baixar
BRRS	–	Banda de Reserva de Regulação Secundária
BS	–	Banda Secundária
BRSA	–	Banda de Regulação Secundária a Subir
BRSBAI	–	Banda de Regulação Secundária a Baixar da Oferta
BRSSUB	–	Banda de Regulação Secundária a Subir da Oferta
CE	–	Comissão Europeia
CNE	–	<i>Comisión Nacional de Energía</i>
CNSE	–	<i>Comisión Nacional del Sistema Eléctrico</i>
CUR	–	Comercializador de Último Recurso
EDP	–	Energias de Portugal, S.A.
ENTSO-E	–	<i>European Network of Transmission System Operators for Electricity</i>
ERSE	–	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
GGs	–	Gestor Global do Sistema
GS	–	Gestor do Sistema
IPP	–	<i>Independent Power Producers</i>
ISEP	–	Instituto Superior de Engenharia do Porto
LEE-SEE	–	Licenciatura em Engenharia Eletrotécnica- Sistemas Eléctricos de Energia
LOSEN	–	<i>Ley Orgánica del Sector Eléctrico Nacional</i>

MBRRS	–	Mercado de Banda de Reserva de Regulação Secundária
MIBEL	–	Mercado Ibérico de Eletricidade
MLE	–	<i>Marco Legal y Estable</i>
MRR	–	Mercado de Reserva de Regulação
MT	–	Média Tensão
NRRS	–	Necessidades de Reserva de Regulação Secundária
OMIE	–	Operador do Mercado Ibérico- Pólo Espanhol
OMIP	–	Operador do Mercado Ibérico- Pólo Português
ORT	–	Operador da Rede de Transporte
OS	–	Operador de Sistema
PDBC	–	Programa Diário Base
PDBF	–	Programa Diário Base de Funcionamento
PDVD	–	Programa Diário Viável Definitivo
PHF	–	Programa Horário de Funcionamento
PHO	–	Programa Horário Operativo
PMBR	–	Preço Marginal de Banda de Regulação Secundária
PPR	–	Programa Previsional de Reserva
PRE	–	Produção em Regime Especial
PRO	–	Produção em Regime Ordinário
PURPA	–	<i>Public Utility Regulatory Policies Act</i>
REE	–	Red Eléctrica de España
REN	–	Redes Energéticas Nacionais
RR	–	Reserva de Regulação
RRB	–	Reserva de Regulação a Baixar
RRS	–	Reserva de Regulação a Subir
RSB	–	Reserva Secundária a Baixar

RSBAI	–	Necessidades de Reserva de Regulação Secundária a Baixar no Sistema
RSS	–	Reserva Secundária a Subir
RSSUB	–	Necessidades de Reserva de Regulação Secundária a Subir no Sistema
SEE	–	Sistema Elétrico de Energia
SEN	–	Sistema Elétrico Nacional
TID	–	Tecnologia Investigação e Desenvolvimento
TSO	–	<i>Transmission System Operator</i>
VBA	–	<i>Visual Basic for Application</i>
UCTE	–	<i>Union for the Coordination of the Transmission of Electricity</i>
UE	–	União Europeia

Lista de Símbolos

- MW – MegaWatt, Unidade de Potência
- MWh – MegaWatt hora, Unidade de Energia
- €/MW – Euro por MegaWatt hora, Unidade de custo por unidade de Potência
- €/MWh – Euro por MegaWatt hora, Unidade de custo por unidade de Energia

1. ENQUADRAMENTO

Neste capítulo será feito um enquadramento geral do estudo realizado, a motivação para a realização do mesmo e os objetivos que se tencionam alcançar. É apresentada, também, a estrutura pela qual se rege o trabalho, de forma a simplificar o entendimento sequencial adquirido para a sua realização.

1.1. INTRODUÇÃO

Na maioria dos países a energia elétrica é sem dúvida considerado um dos bens essenciais ao funcionamento da sociedade moderna dos quais dispomos no decorrer da era moderna da industrialização. A energia possibilita o correto funcionamento de bancos, hospitais, indústrias e escolas, de toda a sociedade representando assim um papel de importância vital. Por esta razão, a segurança e qualidade de abastecimento de energia elétrica exigem um elevadíssimo grau de fiabilidade por parte do funcionamento e da gestão das redes.

O Sistema Elétrico de Energia (SEE) abraça a produção, o transporte, a distribuição e a comercialização (Figura 1), sendo um dos sistemas mais complexo criados até aos dias de hoje. A energia, após ser produzida, nos centros produtores, é convertida em subestações e conduzida através de linhas e postes de transmissão de muito alta e alta

tensão, por fim, é convertida de novo em subestações que diminuem a voltagem, até à entrega ao consumidor final.

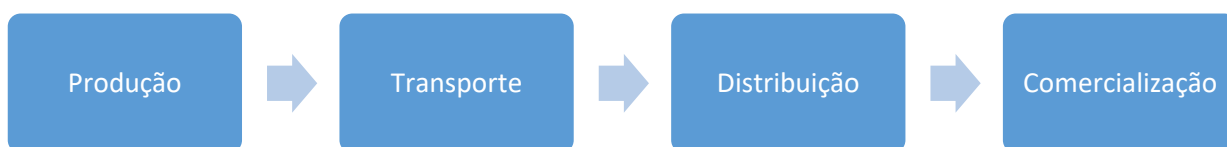


Figura 1 Fases do Sector Elétrico.

O crescente aumento da competitividade e indispensabilidade de redução dos preços da energia representaram as principais forças motrizes que levaram a cabo as reformas realizadas nos últimos tempos, culminando na liberalização e integração de mercados no sector da energia. Inicialmente o sistema elétrico era constituído por pequenos sistemas, sendo que a evolução originou a passagem para grandes sistemas, envolvendo investimentos cada vez maiores e formando-se assim o mercado de energia, associado à venda e aquisição da energia.

Os Serviços de Sistemas são uma parte integrante dos mercados de energia elétrica e caracterizam-se por serem o mercado responsável pela segurança exigida para o bom 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, vindo de igual forma a exacerbar os níveis de volatilidade a que os variados agentes se encontram sujeitos.

O mercado de Serviços de Sistema é o mercado onde se negocia o valor da reserva de regulação secundária e a reserva de regulação terciária, realçando-se 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.

Este mercado tem como principal objetivo a otimização do sistema e a minimização de custos de manutenção associados a este tipo de serviço, pois garante sempre um nível de reserva de potência elétrica de modo a que não hajam falhas do lado dos consumidores.

No presente documento abordar-se-á o tema em volta dos movimentos reformistas ocorridos nos últimos tempos que ocorreram, com profundidades diferentes, por todo o mundo, realçando-se as principais alterações decorridas da *desverticalização* do sector elétrico, com destaque para o papel desempenhado pelos Serviços de Sistema e o impacto que este tipo de serviços pode ter no sistema.

1.2. MOTIVAÇÃO E OBJETIVOS

Ao longo dos anos tem-se tornado cada vez mais desafiante realizar uma boa gestão do SEN, devido não só ao início do processo de liberalização dos mercados, como também ao aumento progressivo de produção de energia a partir de energias renováveis que veio conferir um elevado grau de incerteza à produção de energia elétrica.

A eletricidade é uma forma de energia não armazenável em volumes consideráveis, o que se traduz de forma implícita que a quando produzida deverá ser consumida, logo no SEN a produção deverá acompanhar e satisfazer o consumo dos clientes ao longo de todos os instantes. Porém, é quase impossível verificar-se esta simetria entre estes dois fatores, o que motiva a existência de reservas capazes de fazer o ajuste, de modo a que o balanço entre produção e consumo seja nulo. Desta forma, os ORT's e os agentes de mercado através de operações em mercado trabalham no sentido de, com valores estatísticos, efetuarem os melhores acordos de modo a que a diferença entre o que é previsto e o real seja a mais pequena possível. Caso contrário, haverá divergências que poderão por em causa o sistema e a entrega de eletricidade.

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, diminuição de frequência, destina a que hajam falhas de abastecimento prejudicando assim os consumidores.

A possibilidade de venda de reserva de potência e de reserva de energia cuja finalidade é a regulação de frequência do sistema elétrico pode configurar uma outra fonte de rendimento para os produtores de energia elétrica.

Com a abertura de um mercado específico para estes Serviços de Sistema possibilitou-se a negociação em regime de mercado livre e concorrencial. O incentivo de uma atitude de concorrência entre os diversos fornecedores tem com objetivo a diminuição dos preços e uma melhor utilização dos recursos energéticos, permitindo assim diminuir os encargos suportados pelo ORT comprador para fazer a gestão global do SEN.

Nesta perspetiva, pretende-se alargar o conhecimento sobre o mercado de serviço de sistema, com ênfase nos seguintes pontos:

- Analisar os mecanismos de funcionamento do mercado de Serviços de Sistema.
- Identificar as alterações provocadas pela nova regulamentação no funcionamento do mercado.
- Efetuar uma aplicação prática destes mecanismos ao caso do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL).

O *primeiro ponto* consiste em fazer-se um estudo sobre os mercados de Serviços de Sistema, compreender a sua função, meios de atuação e implicações no valor económico final a imputar ao sistema elétrico nacional.

O *segundo ponto* pretende analisar e identificar as alterações que a nível da União Europeia tem sido discutida de forma contínua, cuja finalidade é a constituição de um mercado interno europeu, que se perspetiva por um lado permitir uma redução de custos associados a este tipo de mercados, e por outro lado garantir uma maior fiabilidade e segurança ao mercado europeu de eletricidade.

O *terceiro ponto*, baseia-se na elaboração de um estudo para verificar as alterações inerentes da aplicação dos mecanismos discutidos ao caso MIBEL.

1.3. ESTRUTURA DO RELATÓRIO

A presente dissertação encontra-se dividida em 7 capítulos, sendo eles:

O capítulo 1 tem como finalidade fazer uma introdução ao tema, no qual é definido o objetivo do estudo.

Por outro lado, no capítulo 2 faz-se uma abordagem à evolução do sector elétrico em geral, detalhando as principais alterações ocorridas com a reestruturação do sector. O

último ponto deste capítulo relata algumas experiências europeias, onde são apresentadas as diversas diretivas que culminaram no atual funcionamento do mercado.

No capítulo 3 é efetuada uma caracterização do mercado interno de eletricidade. A fim de se apresentar de forma detalha algumas estruturas do mercado de energia elétrica em Portugal e Espanha, e a importância do mercado de Serviços de Sistema.

O capítulo 4 consiste na apresentação dos Serviços de Sistemas em Portugal e Espanha, terminando com a descrição de possíveis modelos de harmonização destes serviços para a área Ibérica.

O capítulo 5 tem como principal função apresentar a metodologia utilizada para a realização, inicialmente, de um estudo de otimização de um dos fatores do mercado de reserva de regulação secundária, mas especificamente, do dimensionamento das necessidades de reserva de regulação secundária estabelecidas pelo GGS. Posteriormente, é exibida a metodologia utilizada para a realização de uma análise de alteração do modelo pelo qual se rege o mercado de reserva de regulação. É ainda detalhada uma ferramenta de apoio à análise de dados do mercado de reserva de regulação, feita em MS Excel®, aplicando o novo modelo de mercado, sendo esse o do mercado integrado.

O capítulo 6 apresenta uma análise feita após aplicação do método de otimização no mercado de reserva de regulação secundária. Expõem-se também, com apoio da ferramenta elaborada em MS Excel®, os resultados derivados da aplicação de um mercado integrado ao mercado de reserva de regulação terciária.

Por fim, no capítulo 7 apresenta as principais conclusões do trabalho efetuado, sendo também apresentadas algumas questões passíveis de serem tratados num trabalho futuro.

2. MERCADO IBÉRICO DE ELETRICIDADE

Nas últimas décadas o sector elétrico tem sofrido várias alterações, em particular na sua organização, estruturação e regulação. Criando-se um mercado competitivo de modo aproxima-lo cada vez mais do ideal de concorrência perfeita protegendo sempre a parte mais vulnerável, neste caso o consumidor final. Atualmente o mercado de eletricidade está dividido por 3 vias de aquisição de eletricidade, contratação de longo prazo e curto prazo (mercado diário e intradiário) e por fim, no mercado afeto ao Serviços de Sistemas. Neste capítulo será feita uma introdução a estes diferentes meios de contratação.

2.1. MERCADO INTERNO DE ELETRICIDADE

Em 1996 foi aprovada a Diretiva Europeia 96/92/CE com que promovia a liberalização as atividades do setor elétrico com o objetivo final de alargar os mercados regionais para um mercado europeu de energia elétrica. Nesta perspetiva, é apresentado o Mercado Ibérico de Eletricidade, MIBEL, resultante de um compromisso político entre os Governos de Portugal e de Espanha.

2.1.1. FUNCIONAMENTO DO MIBEL

O Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL) entrou em funcionamento pleno, em 2007, tomando assim o segundo lugar como mercado europeu transnacional a ser constituído, sendo que o primeiro lugar do pódio pertence ao *NordPool*.

Na figura seguinte é ilustrado um sumário dos acontecimentos decorridos que culminaram na formação do MIBEL^{[21][23]}.

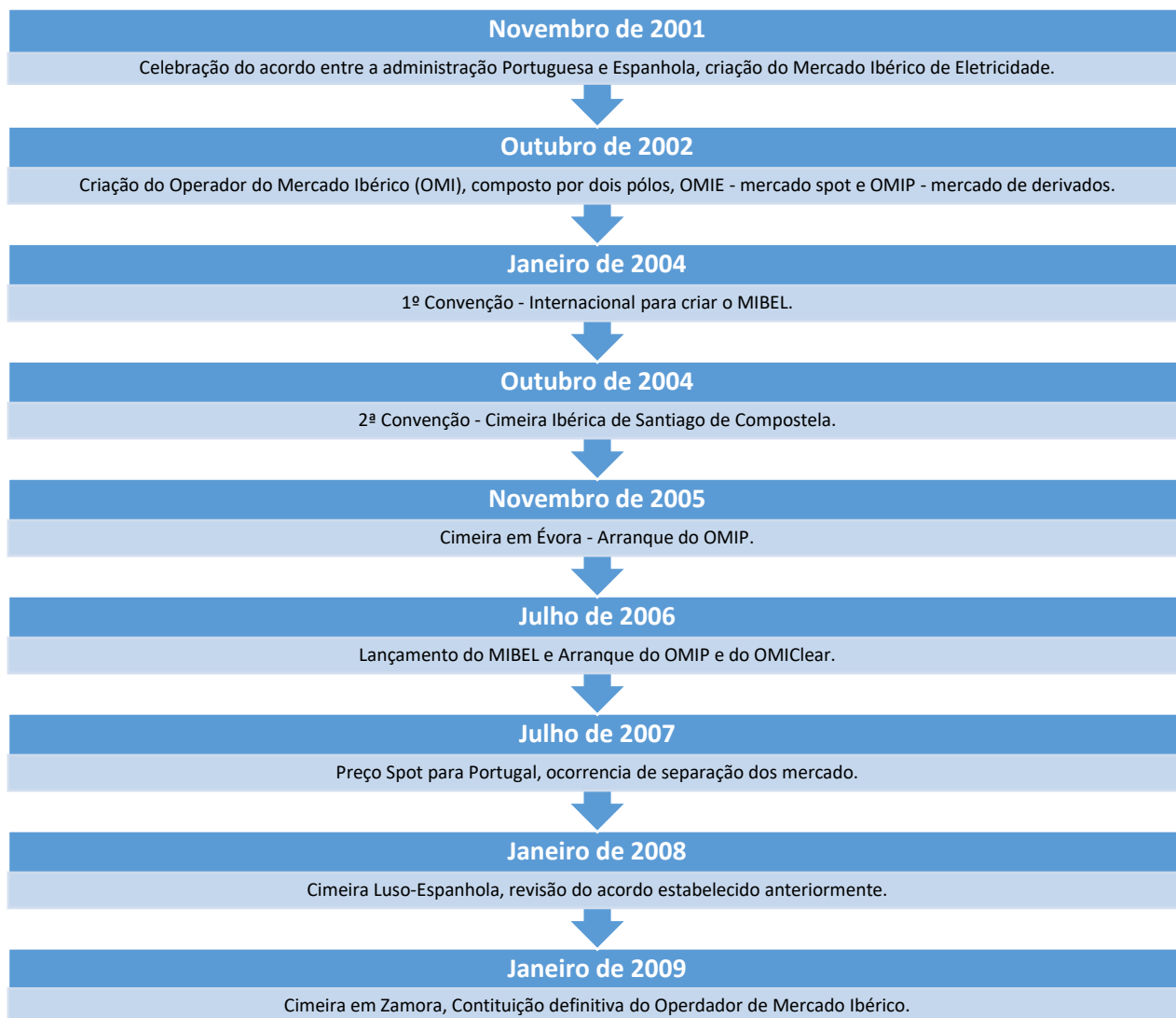


Figura 2 Resumo cronológico da formação do MIBEL.

O MIBEL está centrado numa bolsa gerida pelo Operador de Mercado Ibérico (OMI) a qual tem dois polos, um em território espanhol, responsável pelo mercado diário e intradiário e outro em território português, cuja ação se centra no mercado a prazo. A sua criação deriva da crescente internacionalização dos mercados e do aumento da

competitividade da economia Europeia, tendo em 1996 a CE publicado uma diretiva 96/92/CE a apontar para a criação de um mercado interno de eletricidade. Neste segmento de ideias, as administrações Portuguesa e Espanhola iniciam conversações, em 1998, com a finalidade de criação do MIBEL, sendo oficializado o acordo em 2001 e entrado em funcionamento a 1 de janeiro de 2003. Mais tarde, em junho de 2003, o objetivo da CE havia passado para o nível seguinte, colocando-se em cima da mesa a ideia de criação de um mercado interno a nível Europeu, sendo a mesma reforçada pela diretiva apresentada em 2006.

A junção dos dois mercados perspectivava o funcionamento de um mercado de forma transparente, livre de concorrência, a promoção do desenvolvimento do mercado de eletricidade de ambos os países, trazer benefícios aos consumidores de eletricidade de ambos os países através da integração dos seus sistemas, o livre acesso ao mercado, em condições de igualdade de direitos e obrigações e por fim, favorecer a eficiência económica das empresas^[22].

O MIBEL tem por base um modelo misto, incluindo o mercado diário e intradiário, e o regime de contratos bilaterais físicos e financeiros.

A contratação de energia em MIBEL pode ocorrer de 3 formas distintas, sendo elas através de mercado de contratação a prazo, que é gerido pelo Operador do Mercado Ibérico- Pólo Português (OMIP), em que se estabelece o compromisso entre a produção e a procura.

O mercado a prazo de eletricidade é um tipo de mercado que fornece os utensílios necessários para a gestão de risco sob a forma de derivados, como mencionado anteriormente, o OMIP é o responsável pela gestão deste mercado, tendo sido criado a 16 de julho de 2003. Adicionalmente, foi criada a *OMIClear* que constitui uma camara de compensação e contraparte central, detida pela OMIP. A negociação neste mercado pode ser feita por duas vias, sendo elas, a negociação em contínuo, ou seja, dentro de tempos definidos em Regulamento de Negociação, ou por outro lado, negociação em leilão, em que são realizadas sessões de leilão, onde os CUR encontram-se obrigados a comprar energia^[9].

Outro meio de contratação é através do **mercado spot**, “contratação à vista”, gerido pelo Operador de Mercado Ibérico- Pólo Espanhol (OMIE) que incorpora o mercado diário e intradiário, onde se efetua a compra e vende de energia apara o dia seguinte. Por fim, existe o mercado de contratação bilateral, em que os agentes acordam para diferentes

horizontes temporais a energia a ser comprada e vendida^[21]. No contornó de ação do MIBEL, a OMIE é a entidade responsável pela gestão económica do mercado de eletricidade. Na figura seguinte (Figura 3), é apresentada os principais intervenientes no MIBEL.

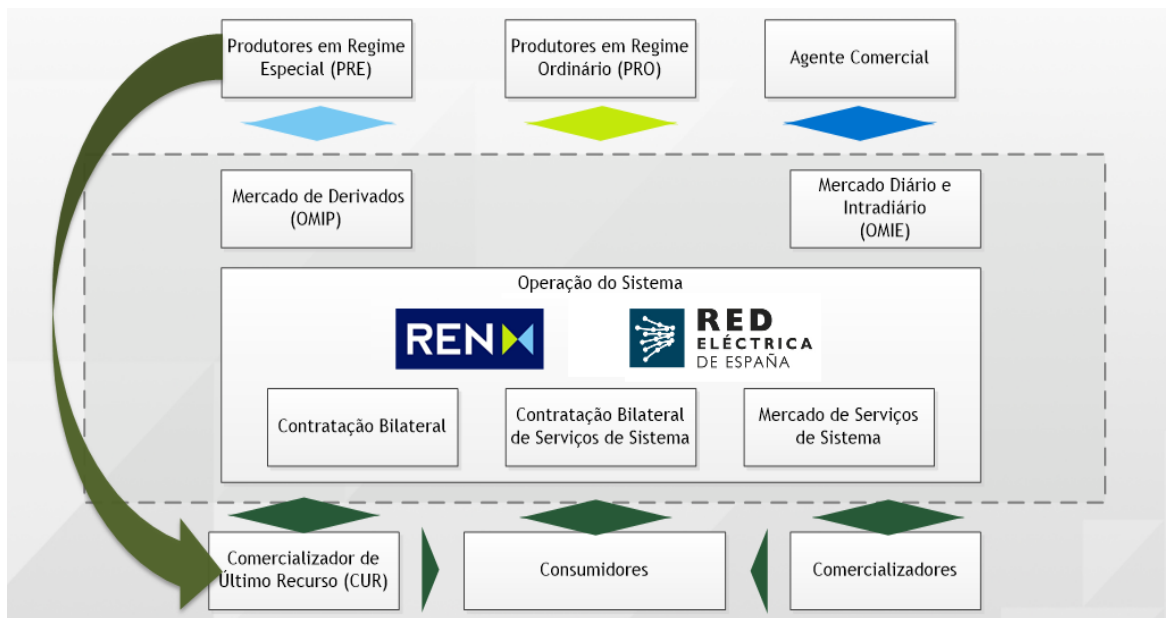


Figura 3 Principais intervenientes no MIBEL^[33].

Neste mercado as negociações entre os diversos agentes passaram a ser feitas num mercado comum, por outras palavras, as licitações poderão ser feitas independentemente do país em que os mesmos se encontrem, nomeadamente, Portugal ou Espanha. Pelo contrário, o mercado de Serviços de Sistema é separado, sendo que a REN é a empresa responsável pela gestão global do sistema em território Português e a REE em território Espanhol. Na Figura 4, é apresentado o processo do mercado MIBEL^{[4][21]}.

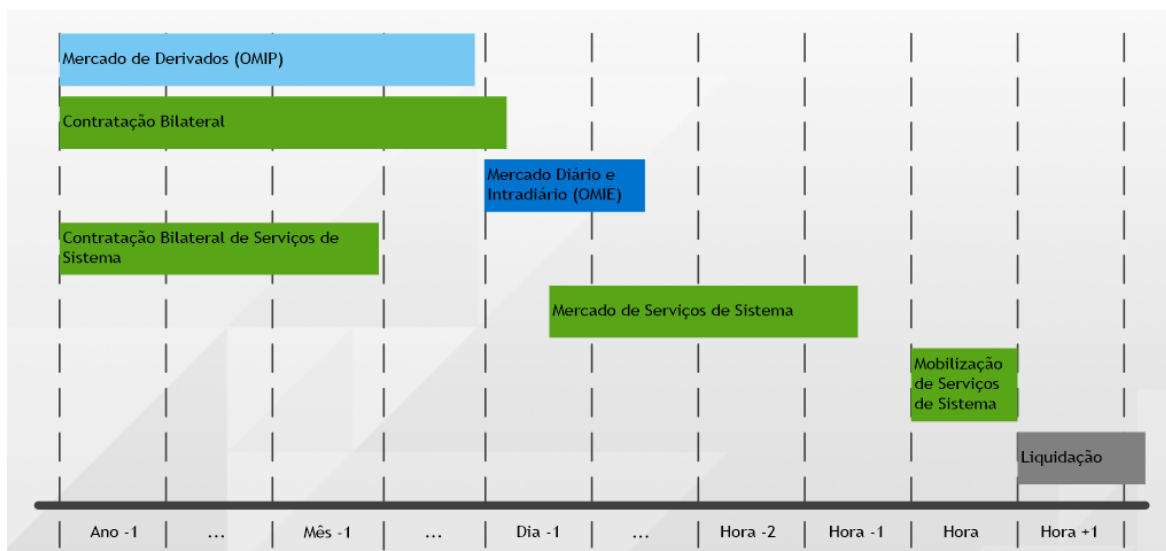





Figura 4 Processos do Mercado MIBEL^[33].

No OMIP são negociados contratos de futuros, contratos *forwards* e contratos SWAP. Os contratos de futuros são contratos padronizados de compra ou venda de energia para um determinado horizonte temporal, por outro lado, os contratos *forward* diferem dos contratos de futuro especialmente no que toca à base temporal em que se dá a liquidação. Por fim os contratos SWAP são padronizados e de cariz exclusivamente financeiro. Este tipo de negociações realizam-se com diferentes bases temporais, isto é, é possível realizar-se um contrato para o ano seguinte, mês seguinte, semana seguinte e até para o dia seguinte (Figura 5). O mesmo acontece com os contratos bilaterais e os contratos bilaterais de Serviços de Sistema.

A OMIE está encarregue da gestão económica do mercado, mais concretamente do mercado de contratação à vista em que se insere o Mercado Diário, onde as contratações de energia são feitas para o dia seguinte, e Mercado Intradiário, onde é no próprio dia em que decorre a contratação de energia complementando a contratada em mercado diário. A mobilização a energia só ocorre na hora em que a mesma é necessária, sendo a sua liquidação feita a posteriori.

	SPANISH POWER		PORTUGUESE POWER	
	Base	Peak	Base	
YR-17	42,08	47,98	42,33	•
YR-18	41,10	46,67	41,50	•
YR-19	41,50	47,11	41,90	•
YR-20	41,00	46,55	41,40	•
Q4-16	43,00	50,28	43,09	•
Q1-17	41,13	46,91	41,37	•
Q2-17	38,50	43,89	38,76	•
Q3-17	46,26	52,73	46,50	•
Q4-17	42,37	48,39	42,63	•
Q1-18	40,17	45,59	40,57	•
Q2-18	37,60	42,68	38,00	•
M Aug-16	42,15 	46,81	41,75	•
M Sep-16	43,25 	48,22	43,05	•
M Oct-16	43,00	50,33	43,09	•
M Nov-16	42,75	49,97	42,84	•
M Dec-16	43,24	50,54	43,33	•
M Jan-17	44,11	50,30	44,35	•
Wk31-16	42,45	47,54	42,40	•
Wk32-16	41,50	46,48	41,45	•
Wk33-16	41,25	46,19	41,20	•
WE 30Jul-16	40,00	N/A	39,99	•
D Fr29Jul-16	43,38	46,90	43,37	•
D Sa30Jul-16	41,80	N/A	41,79	•
D Su31Jul-16	38,20	N/A	38,19	•

Última actualização: 12:30:44

Figura 5 Linhas temporais de contratação da OMP^[25].

2.1.1.1. MERCADO DIÁRIO

O maior volume de transação de energia entre os sistemas elétricos dos países constituintes da Península Ibérica dá-se nas negociações do mercado diário, é neste mercado que é acordada a energia para o dia seguinte ao da negociação. A base deste mercado apoia-se no cruzamento de ofertas de energia com a curva da procura da energia. Este cruzamento faz-se para cada uma das horas do dia seguintes, realizando-se assim, durante os 365 dias, ou 366 dias, e as 24 horas de cada um dos dias. Este modelo de encontro do valor do preço é designado de modelo de “preço marginal único” (Figura 6).



Figura 6 Curva agregada de ofertas e de procura 20-05-2016 às 20 Horas^[24].

As ofertas devem-se fazer acompanhar de uma panóplia de dados, sendo eles, o preço unitário em €/ MWh para cada bloco ofertado, volume do bloco ofertado em MWh e por fim a que hora de programação se encontra a candidatar, salientando-se as ofertas de compra e de venda de energia podem apenas conter 25 lanços para cada hora. O preço das ofertas deverá ser organizado de forma crescente no caso de venda e decrescente no caso de compra. As negociações são concretizadas até as 9 horas do dia anterior ao dia em que será realizada a transferência propriamente dita. A publicação do Programa Diário Base Final (PDBF) ocorre às 11 horas, uma vez que as mesmas têm de ser verificadas pelos gestores de rede, de modo, a ser verificado se os acordos alcançados são passíveis de ocorrerem, tendo em conta a capacidade de interligação, previsão de procura, indisponibilidades e contratos bilaterais.

Por fim, os licitadores vão ser compostos preços distribuidores, comercializadores, consumidores qualificados, entre outros que se encontrem ligados à RNT ou com influência direta na mesma.

Na eventualidade da programação global do sistema, ou por outras palavras, o processo de encontro o mercado diário advir num valor superior ao valor de capacidade da interligação, dá-se a separação dos mercados, resultando preços diferentes para Portugal e Espanha (Figura 7).

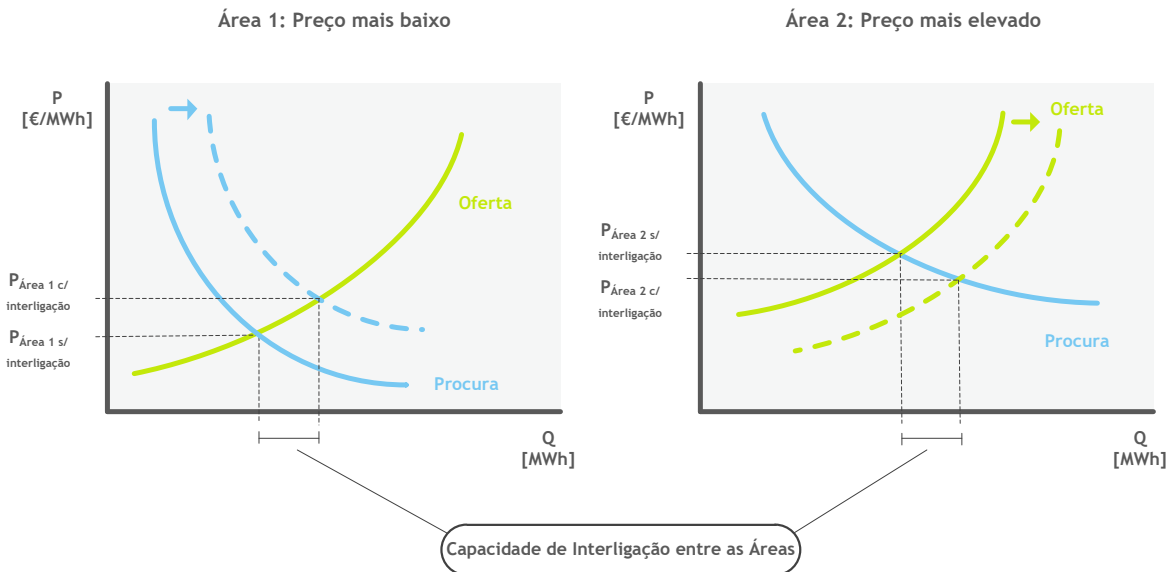


Figura 7 Separação do Mercados^[33].

À separação de mercados dá-se o nome de *market splitting*, no entanto, a ocorrência deste tipo de mercado não é usual, decorrendo apenas em determinados momentos, nas figuras abaixo (Figura 9 e Figura 8) podemos ver que ocorreu no dia 30 de junho de 2016, nas horas 8,9,10, 22 e 23.

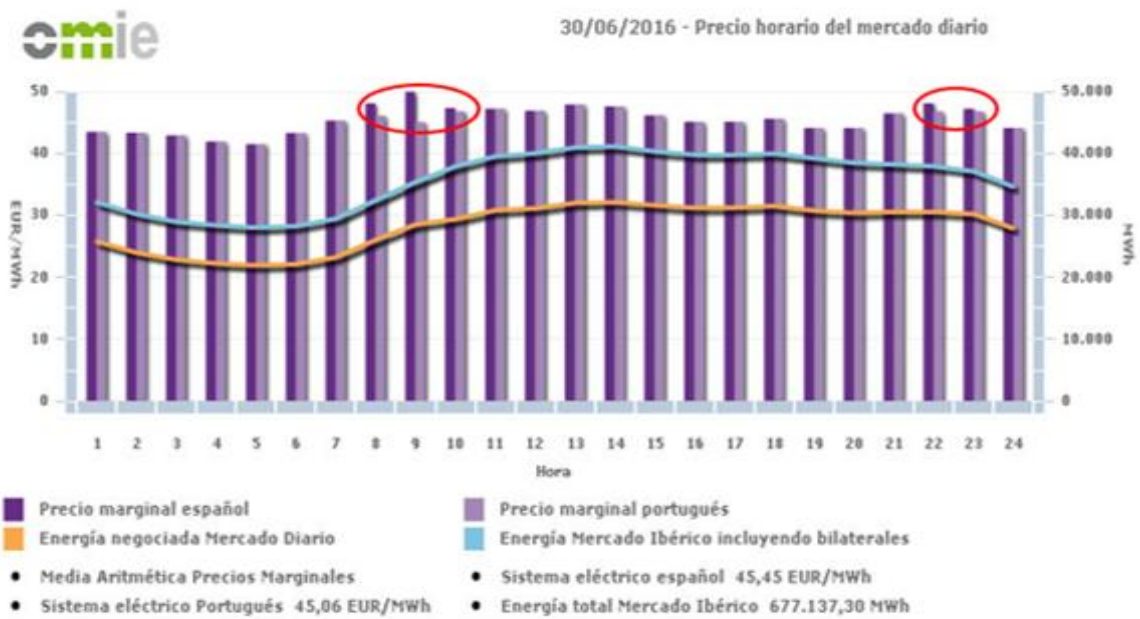


Figura 8 *Market split* no dia 30-06-2016^[24].

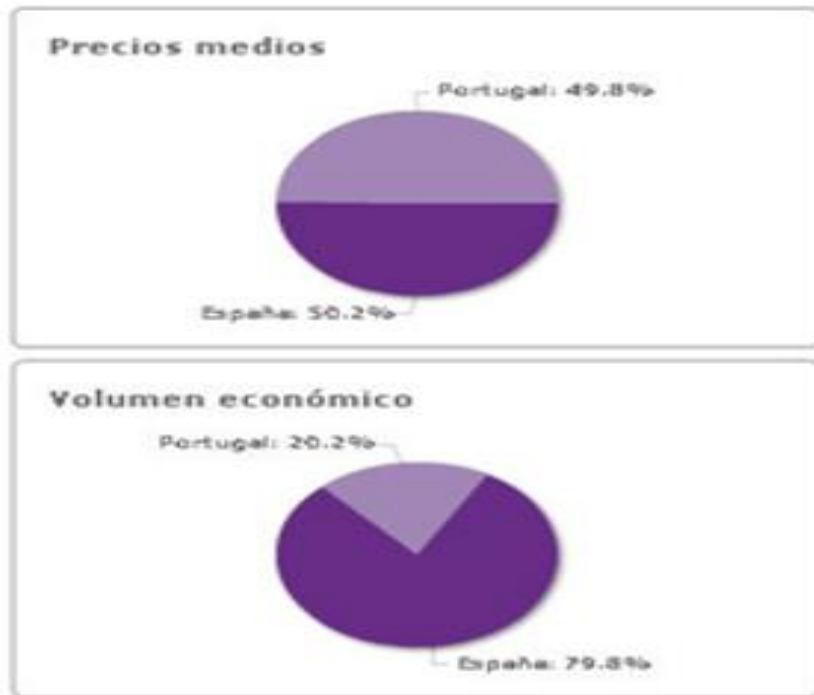


Figura 9 Preço e Volume Horário do Mercado Diário, dia 30/06/2016^[24].

2.1.1.1. MERCADO INTRADIÁRIO

O mercado intradiário é um mercado complementar do mercado diário, permitindo que além do que já foi assignado no mercado diário, possa fazer-se nova assignação com a finalidade de obter um balanço nulo entre produção e consumo, para cada hora do presente dia. Este mercado permite que haja uma inversão de papéis, os agentes produtores podem desempenhar um papel de compradores e os agentes consumidores, por sua vez, um papel de vendedores.

O mercado intradiário é composto por 7 sessões (Figura 10) programadas ao longo do dia, em cada uma das sessões, tal como ocorre no mercado diário, o preço de mercado é obtido pelo cruzamento das curvas das ofertas de compra com a curva das ofertas de vendas.

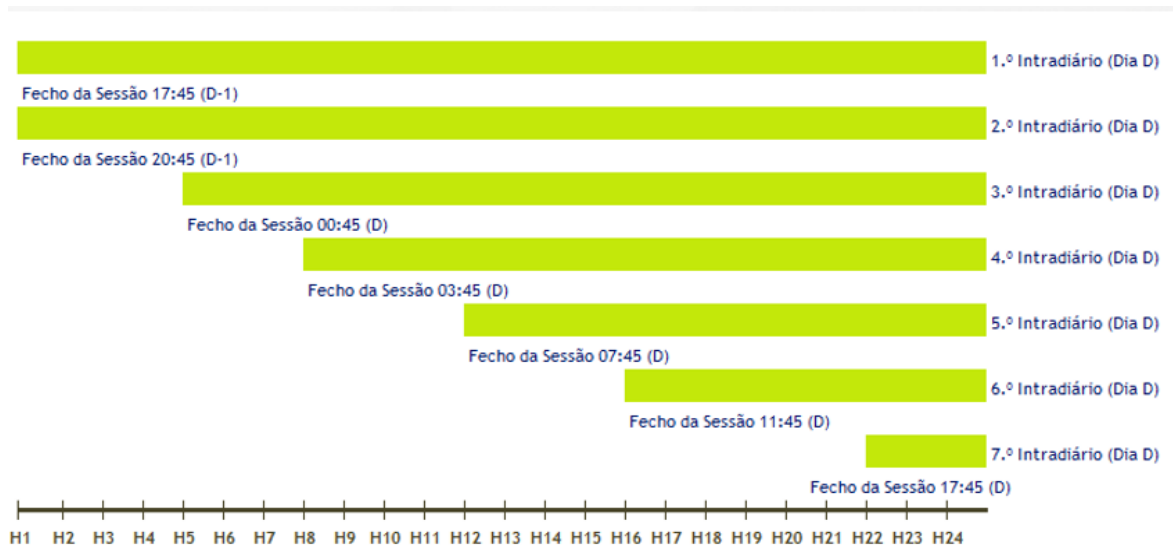


Figura 10 Sessões do Mercado Intradário^[33].

Também neste mercado o gestor da rede de Serviços de Sistema deverá fazer uma avaliação das restrições, com publicação posterior do Programa Horário Final, onde o PDBF se encontra incorporado. Na ilustração seguinte (Figura 11) são apresentados os tempos em que decorrem os diversos processos constituintes do mercado diário, intradiário e serviço de sistemas.

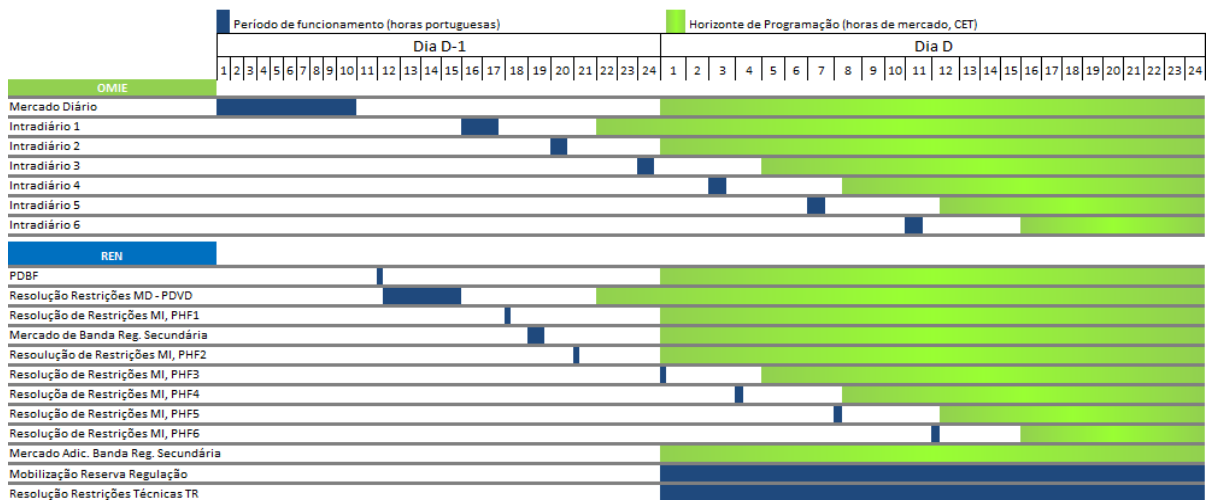


Figura 11 Estrutura do mercado MIBEL^[33].

Como se observa na figura anterior o mercado diário decorre no dia anterior, bem como as 3 primeiras sessões do mercado intradiário, as seguintes ocorrem no próprio dia. No mercado de Serviços de Sistema também existem alguns fatores a serem contratados no dia anterior e outros que apenas a sua contratação decorre no próprio dia.

O MIBEL é assim composto por diversos mercados sendo que cada um deles tem um tempo pré-determinado para ocorrer, facilitando a gestão do operador de sistema e ao mesmo tempo o acompanhamento por parte do vasto número de agentes de mercado.

2.2. SISTEMAS ELECTROPRODUTORES DA PENÍNSULA IBÉRICA

A procura de conformidade entre o sistema elétrico Português e Espanhol, apesar de todos os esforços realizados revela ser tarefa difícil, devido a estes apresentarem uma característica que os diferencia intrinsecamente.

Portugal é um país mais pequeno em relação a Espanha, e tal como as nossas reduzidas dimensões territoriais também o nosso sistema elétrico é mais pequeno que o Espanhol, quer a nível de capacidade instalada quer a nível de produção e consumo de eletricidade (Tabela 1 e Tabela 2).

Tabela 1 Capacidade Instaladas em nos sistema eletrico Português e Espanhol^{[32][24]}.

		2014		2015	
		Portugal (MW)	Espanha (MW)	Portugal (MW)	Espanha (MW)
Renovável	Hídrica	5 684	2 105	6 146	-
	Eólica	4 541	22 845	4 826	22 864
	Térmica	601	10 387	613	2 300
	Solar	396	4 428	429	4 420
	Total	11 222	39 765	12 014	37 687
Não Renovável	Carvão	1 756	10 972	1 756	10 468
	Gás Natural	4 717	25 868	4 698	24 948
	Outros	138	25 657	65	27 925
	Total	6 611	62 497	6 519	63 341

PRO	10 855	62 497	11 309	63 341
PRE	6 979	39 765	7 224	37 687
Total	17 834	102 262	18 533	101 028

Tabela 2 Consumo e Produção em Espanha e em Portugal^{[32][24]}.

	2014		2015	
	Portugal	Espanha	Portugal	Espanha
Produção	48 999	253 564	48 165	267 584
Consumo	48 822	258 131	48 964	262 931
Bombagem	902	5 330	1 467	4 520
Saldo Importador	4 084	3 56	4 549	7 320
Saldo Exportador	3 184	3 406	2 283	1 336

Observado as tabelas acima é de salientar o tamanho do sistema electroprodutor espanhol em relação ao sistema português, enaltecendo a sua grande capacidade instalada, contudo, uma grande diferenciação entre os sistemas reside na existência de centrais nucleares do outro lado da fronteira.

Outro ponto de grande de distinção assenta no modo de comercialização da PRE. Portugal estabeleceu que o CUR é obrigado a contratar toda a energia produzida em regime de PRE, não indo esta a mercado, no entanto, no país vizinho, toda a energia produzida em regime PRE e PRO é transacionada em mercado^[21].

No ano de 2014 a produção renovável, em Portugal, abasteceu 62% do consumo, repartida pelas hídricas (31%), eólica (24%), biomassa (6%) e por fim, fotovoltaica (1%). Em Espanha, a produção de energia renovável correspondeu a 42,8% da produção total,

faseada por eólica (20,5%), hídrica (15,5%), fotovoltaica (3,1%) e por fim, térmica renovável (1,9%).

No ano de 2015, em Portugal, regista-se um aumento do consumo de eletricidade, contudo a energia renovável só conseguiu abastecer 47% do consumo, havendo um decréscimo relativo ao ano anterior. Justificado pelo regime muito seco registado neste ano, interferindo assim no índice de produtividade das centrais hídricas. Neste ano a hídrica contribui para saldar o consumo em 17%, enquanto a eólica foi na ordem dos 23%, biomassa em 5% e fotovoltaica em 1,5%.

No mesmo ano em Espanha, a produção de energia renovável continuou a assumir um papel de destaque, correspondendo a 36,8% da produção, porém como ocorreu em Portugal, este valor também diminuiu em relação ao ano anterior devido à descida de produção de eletricidade a partir da hídrica.

Conforme as tabelas acima, é possível concluir que ambos os sistemas elétricos possuem na sua produção uma grande penetração das energias renováveis, em particular da que deriva do vento, o que apresenta um leque vasto de benefícios ambientais, no entanto, a sua intermitência de produção condiciona a boa gestão do sistema elétrico. Os impactos destas variações vão depender do nível de penetração da energia eólica no sistema, afetando assim a gestão do sistema, de modo, a estabelecer a igualdade entre a produção e o consumo.

Um meio encontrado pelo gestor de sistema para colmatar este desafio imposto pela produção eólica, e dado que o sistema é dotado de uma larga capacidade hidroelétrica, o que permitirá dar resposta a estas variações de vento. A produção térmica também constitui um meio de resposta, porém escolhe-se a hídrica em prol da térmica por ser menos agressiva para o ambiente.

Todo este tipo de ações constitui o cerne de atuação dos mercados de serviço de sistema, uma vez que a resolução deste tipo de questões passa pelo acionamento e contratação de energia em mercado.

Perante estes dois sistemas que se encontram sujeitos diariamente às alterações de produção a partir da energia eólica, emerge a preocupação e a motivação para o estudo

da volatilidade sentida em mercado de Serviços de Sistema, derivada da variação das necessidades de reservas de regulação.

2.3. IMPORTÂNCIA DOS SERVIÇOS DE SISTEMA

Os Serviços de Sistema surgem da evolução do sector eléctrico nos últimos anos, em que todas as mudanças sofridas colocaram o sistema mais vulnerável. Neste sentido para efetivar a manutenção do equilíbrio entre produção e consumo, o sistema eléctrico requer uma série de serviços auxiliares, sendo estes providenciados pelos diversos utilizadores da rede^{[16][27]}.

O consumo é uma variável difícil de prever com um elevado grau de exatidão, pois difere de acordo com diversos fatores, como por exemplo, as condições meteorológicas, épocas sazonais, entre outras. Os serviços auxiliares permitirão contornar o resultado derivado desta dificuldade.

As necessidades associadas aos Serviços de Sistema, bem como a sua respetiva contratação dos serviços auxiliares, encontram-se, na maioria dos casos, a cargo do TSO, uma vez que é o principal gestor da rede, em casos excecionais, esta responsabilidade poderá ser repartida pelos diferentes utilizadores da rede^[29].

Em suma, os Serviços de Sistema são os serviços providenciados pelo operador de sistema a todos os utilizadores da rede, garantindo a integridade do sistema e o serviço de transporte, por outro lado, os serviços auxiliares são serviços prestados por um grupo de utilizadores da rede ao operador de sistema^[30].

Por uma questão de clareza e por se encontrar estipulado pela Entidade Reguladora de Serviços Energéticos, a terminologia de Serviços de Sistema engloba os serviços auxiliares e os Serviços de Sistema num só termo como se pode ver na Figura 12.

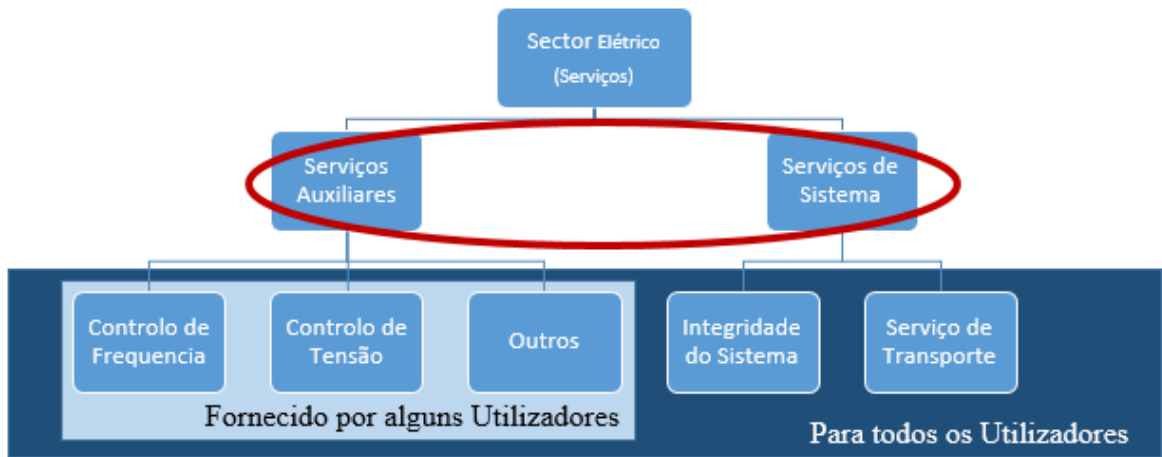


Figura 12 Serviços do Sector Eléctrico^{[27][30]}.

3. MERCADO SERVIÇO DE SISTEMAS

Neste capítulo será apresentada uma breve introdução aos conceitos de relacionados com o mercado Serviços de Sistema. A função geral dos Serviços de Sistema consiste em manter o equilíbrio entre o que é consumido e o que é produzido, tendo em conta perdas de transporte e a viabilidade técnica de operação. A qualidade deste serviço é de grande importância na exploração dos sistemas elétricos.

3.1. CATEGORIAS DOS SERVIÇOS DE SISTEMA

A qualidade dos Serviços de Sistema é de grande importância na exploração dos sistemas elétricos. É necessário manter alimentação das cargas de um modo contínuo mantem dentro determinados valores a tensão e a frequência. Consideremos uma pequena rede, composto por um gerador e uma carga, desprezando as perdas inerentes ao circuito, podemos afirmar o balanço energético é obtido a partir da seguinte equação:

$$\Delta P_M - \Delta P_C = \frac{dW_{cin}}{dt}$$

Equação 1 Balanço energético^[26].

Sendo,

P_M – Potência mecânica fornecida pela máquina geradora

P_C – Potência da carga

W_{cin} – Energia cinética das massas

Um desequilíbrio, causado pela variação da energia cinética armazenada nos grupos em serviço, poderá levar a uma alteração da frequência ou pelo contrário uma variação da potência de carga, devido ao efeito de elasticidade. Considerando a grande barreira existente para o armazenamento da energia esta situação exige uma rápida resolução, é neste sentido que os Serviços de Sistemas operam de modo a que o balanço seja nulo.

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 (Figura 13).



Figura 13 Serviços de Sistema.

O Controlo de Tensão assegura os critérios de segurança e funcionamento para a operação do sistema elétrico exigíveis, de acordo com o estabelecido para o funcionamento do sistema. O gestor do sistema irá operar os meios de controlo de tensão de forma a solicitar o fornecimento ou a absorção de potência reativa por parte dos geradores, grupos de bombagem e compensadores síncronos, efetuar manobras com elementos de compensação reativa ligados à RNT, entre outras ações com o objetivo de efetuar a manutenção das tensões nos diferentes nós da rede dentro dos limites estabelecidos (Tabela 3).

Tabela 3 Níveis de Tensão de RNT^{[12][17]}.

	Mínimo	Máximo
Nível de 400 kV	380 kV	420 kV
Nível de 220 kV	209 kV	245 kV
Nível de 150 kV	142 kV	165 kV

Considerando todas as transações de energia elétrica resultantes dos vários mercados e das variadas sessões de intradiário, torna-se necessário realizar análises de segurança para identificar as restrições técnicas, incorrendo na sua resolução, para restabelecer o equilíbrio no sistema.

As Restrições Técnicas são, assim, qualquer limitação, derivada da situação da rede de transporte ou do sistema, para que o fornecimento de energia elétrica se possa realizar nas condições de segurança, qualidade e fiabilidade. No caso de serem detetadas incompatibilidades para que o sistema funcione nas condições de segurança, qualidade e fiabilidade, efetua-se uma alteração da programação aumentando/diminuindo a produção/consumo adicional de grupos geradores/de bombagem alterando o programa inicialmente estipulado em mercado. Após a concretização destas ações, o GS publica programa horário de funcionamento (PHF), 15 minutos antes da aplicação do mesmo.

A Interruptibilidade é um serviço que consiste na redução voluntária do consumo de eletricidade para um valor inferior ou igual ao valor da potência residual, em resposta a uma ordem de redução de potência dada pelo OS. Este serviço pode derivar como

resolução de uma ação de emergência, sendo que, só o será se o plano de deslastre automático de cargas não for suficiente para fazer face à emergência.

Como referido anteriormente, os serviços de regulação de frequência podem ser de cariz obrigatórios e impostos pela *European Network of Transmission System Operators for Electricity* (ENTSO-E) ou de prestação voluntária. É o gestor do sistema elétrico que se encontra encarregue de garantir os valores impostos pela ENTSO-E de reserva de potência, de acordo com a legislação portuguesa. O gestor global do sistema (GGS) deverá estabelecer para o SEN os níveis de reserva de regulação, necessários para fazer frente aos desequilíbrios entre geração e consumos reais, de acordo com as necessidades de Serviços de Sistema identificados.

As reservas que tornam possível o controlo de frequência, dividem-se em 3 níveis:

- Reserva de Regulação Primária;
- Reserva de Regulação Secundária;
- Reserva de Regulação.

De seguida, é apresentado cada um dos tipos de reserva, definindo os mesmos, apresentando os seus tempos de atuação, entre outros.

3.2. RESERVA PRIMÁRIA

É a regulação que se encontra associado a todos os geradores ligados à RNT ou que por sua vez tem influencia direta sobre esta, baseando na função automática do regulador de velocidade para ajustar a potência do gerador, em resultado de um desvio de frequência. É este tipo de reserva que atua quando há registo de pequenas variações entre o consumo e a produção. É da responsabilidade do OS determinar a reserva necessária para a gestão do sistema, tendo por base as normas e as regras estabelecidas pela UCTE. Chama-se atenção para o facto de a UCTE ter-se dissolvido em 2009, sendo transferidas todas as suas atividades para a ENTSO-E^[12].

De acordo com ENTSO-E, o valor mínimo de reserva primária deveria ser de 15000 MW/Hz, em todo o sistema europeu, repartindo-se este valor pelos diversos elementos síncronos constituintes do sistema europeu que se encontrem interligados, normalmente

o valor de reserva primária ronda um valor 30% acima do mínimo estabelecido. Todos os grupos ligados à rede de transporte têm que contribuir, no mínimo, com 5% da potência nominal em qualquer ponto de estável de funcionamento.

Para cada sistema nacional, a regulação de reserva primária (RP) é determinada pela seguinte equação.

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

Equação 2 Reserva Primária^[12].

Sendo,

RP – Reserva de regulação primária necessária (MW).

RP_T – Reserva mínima de regulação primaria estabelecida para o conjunto do sistema europeu interligado.

E – Energia total produzida no ano anterior pelos sistemas interligados, a nivel europeu.

Esta reserva deverá atuar num período máximo de 15 segundos, para desvios até à ordem dos 100mHz, para desvios entre os 100mHz e os 200mHz, potência deverá variar linearmente entre os 15 e os 30 segundos (Figura 14).



Figura 14 Tempo de atuação máximo da reserva de regulação primária^[12].

De acordo com a ENTSO-E a reserva mínima necessária para corrigir um “incidente referência” será no mínimo de 3000MW, sendo que esta resulta do cálculo efetuado para

todo o sistema síncrono de 15000MW/Hz, considerando um desvio máximo admissível de 200mHz.

Em Portugal este serviço é não remunerado e de carácter obrigatório para todos os produtores vinculados e produtores não vinculados com potência aparente instalada superior a 10 MVA. Igualmente, em Espanha este serviço também é não remunerado e obrigatório devendo as unidades produtoras dispor de uma banda de regulação estabelecida pelo OS.

3.3. RESERVA SECUNDÁRIA

A reserva de regulação secundária tem como finalidade manter o equilíbrio entre a produção e o consumo em determinadas Áreas de Balanço (AB), manter a frequência no valor programado e ainda, assegurar que as trocas entre redes interligadas se mantêm nos valores estipulados. Entendendo-se por área de balanço o conjunto das unidades físicas ligadas na mesma área da rede atribuídas ao mesmo AM.

A reserva secundária é um serviço semelhante ao da reserva primária, porém, deverá iniciar a sua atuação em 30 segundos após assinalado o desvio, sendo que até este instante a reserva primária já terá terminado a sua atuação, e deverá estar concluída em 15 minutos, no caso de perda de um grande grupo de produção (figura 23).

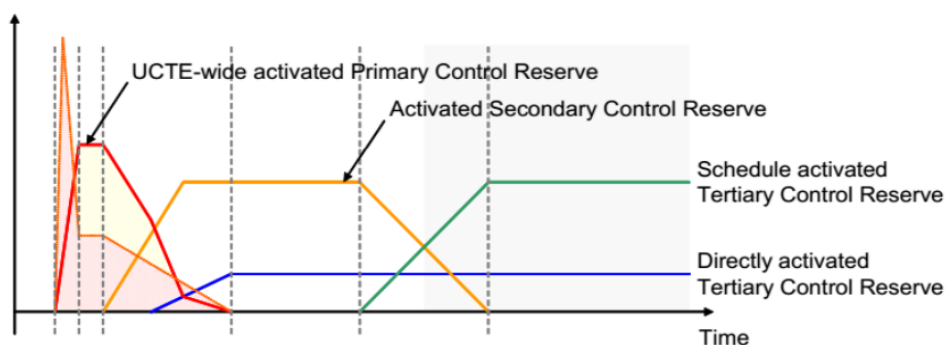


Figura 15 Ativação das reservas de controlo de frequência do sistema^[10].

Cada operador de rede é responsável pelo controlo primário, secundário e terciário, sendo também responsável pela operação da rede de transporte correspondente à sua área de controlo. Normalmente, uma área de controlo de um operador diz respeito ao território de

um país, outras vezes, é referente à rede do qual é proprietário ou concessionário, sendo este o único responsável dentro dela.

Em Portugal, o controlo do SEN é do tipo centralizado onde apenas um operador de rede que atua diretamente nas unidades físicas afetas ao serviço de regulação secundário, através do seu regulador automático.

3.3.1. MERCADO DE RESERVA DE REGULAÇÃO SECUNDÁRIA

O serviço de reserva de regulação secundária destaca-se por ser composta por um intervalo de potência, podendo a central atuar, por meio de teleregulação, nesse espaço para efetuar a função de controlo de potência ativa.

Este serviço, tal como o da regulação terciária, encontra-se sujeito a ações de mercado desde junho de 2007. Os limites deste intervalo representam o valor de potência a subir, isto é, o máximo de potência injetada passível de ser atingida e o valor de potência a baixar, valor mínimo possível reduzir na injeção de potência. O valor final de reserva de regulação secundária disponível para utilização por parte do GS decorre do somatório do valor absoluto das contribuições de cada grupo que se qualificou para ir a mercado.

Em suma, a reserva utilizada para a regulação secundária assenta em mecanismos de negociação prévia de reserva a ser mobilizadas pelas unidades físicas, sendo que estes podem ser de produção (geradores) e de consumo (bombagem) no mercado orientado para este tipo de reserva, Mercado de Banda de Reserva de Regulação Secundária (MBRRS). Este mercado decorre, como o mercado diário, no dia anterior ao dia em que poderá ser mobilizada a reserva.

3.3.1.1. DIMENSIONAMENTO DAS NECESSIDADES DE RESERVA DE REGULAÇÃO SECUNDÁRIA

O dimensionamento da reserva necessária é feito recorrendo a diversos métodos determinísticos e probabilísticos de acordo as necessidades dos operados de rede e das áreas de balanço.

O primeiro método, o método probabilístico, estabelece o valor de reserva total necessária para anular em 99,9 % das horas do ano os erros ocorridos nas áreas de controlo (ACE), derivadas de incidentes ou perturbações na rede elétrica.

Outro método assenta na ideia do “Controlo do maior incidente”, derivado da perda de produção passível de ocorrer numa determinada área de controlo, dito isto de outra forma,

a perda de uma unidade de geração, de um barramento, de uma linha de transmissão, ou de um conjunto de unidades geradoras interligadas ao mesmo barramento podem advir na uma perda de uma quantidade significativa de energia produzida. A reserva é então definida de acordo com o valor a suprimir pela falta desta produção.

Por fim, é possível determinar-se as necessidades de reserva de regulação secundária de forma empírica, através da fórmula apresentada na equação abaixo. Sendo que esta fórmula é apresentada pela ENTSO-E como o método de cálculo para determinar qual a reserva de regulação mínima necessária para se manter o correto funcionamento do sistema elétrico.

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

Equação 3 Necessidade mínima de Reserva Secundária^[22].

Sendo,

RS – Reserva de regulação secundária necessária (MW)

a e b – Coeficientes empíricos, *a* = 10 MW e *b* = 150 MW

L_{max} – Pico máximo de consumo em MW

Ainda assim, a rede encontra-se suscetível de ocorrência de fenómenos de carácter extraordinários, isto é, derivados a acontecimentos ocorridos em determinados momentos, tornando-se assim necessário a contratação de uma banda extraordinária para fazer frente a estas variações inesperadas.

Como referido anteriormente, existe um valor mínimo recomendado para esta reserva estipulado pela ENTSO-E, obtido pela Equação 3.

Uma forma prática da aplicação da fórmula resulta no seguinte cálculo.

No dia 19 de janeiro de 2016, escolhido de forma aleatória, o consumo máximo registado foi de 7 936 MW, às 20 horas (hora de programação). Aplicando fórmula de aproximação empírica fornecida pela ENTSO-E, obtemos o seguinte:

$$R = \sqrt{10 \times 7936 + 150^2} - 150 \Leftrightarrow R = 169,16 \text{ MW}$$

Acedendo à informação disponibilizada pelo GS podemos ver que a banda licitada (agregação da banda a subir com a banda a descer) para a hora de programação 21 foi de 297, 8 MW. Pode-se concluir que a banda que foi licitada pelo GS é superior ao valor mínimo estipulado pela ENTSO-E, sendo que a diferença de valores representa um montante de 128,65 MW. Neste mesmo dia, a porção de banda de reserva secundária contratada foi de 297,7 MW.

O gestor de rede na definição das necessidades de banda secundária recorre ao estudo do histórico dos consumos dos anos anteriores, sendo a sua publicação feita até as 7:30h do dia d-1, dia anterior ao dia de entrega física da energia transacionada em mercado.

Este procedimento é realizado para todos os dias do ano, para cada uma das horas do dia e deverá fazer-se acompanhar da seguinte informação:

- Necessidades de reserva de regulação secundária a subir no sistema, RSSUBh em MW;
- Necessidades de reserva de regulação secundária a baixar no sistema, RSBAIh em MW;
- Banda de regulação secundária mínima admissível no bloco de oferta ao preço mais baixo, BANmin em MW.

A REN, empresa detentora da função de gestor de rede, utiliza a fórmula abaixo (Equação 4) para a determinação das suas necessidades, tendo por base a formulação matemática utilizada pela UCTE, para determinar o valor mínimo recomendado.

$$NRS = \beta \times \sqrt{a \times Consumo + b^2} - b$$

Equação 4 Necessidades de Reserva Secundária, REN.

Sendo,

NRS – Necessidades de reserva de regulação secundária (MW)

a e b – Coeficientes empíricos, a = 10 MW e b = 150 MW

Consumo – Consumo estimado em MW

β – coeficiente empírico variável, estipulado pela REN

Dependendo da hora o valor de β varia entre os valores de 1,2 e 1,6, conforme apresentado na tabela seguinte (Tabela 4).

Tabela 4 Valores de β , fórmula da REN.

Hora	β
1 / 2 / 8 / 9 / 24	1,6
3 / 7 / 10 / 11 / 19 / 20	1,4
4	1,3
5 / 6 / 12 / 13 / 14 / 15 / 16 / 17 / 18 / 22 / 23 / 21	1,2

Aplicando os valores do caso acima mencionado teríamos então para o dia de exemplo, dia 19 de janeiro de 2016, o valor seguinte:

$$R = 1,4\sqrt{10 \times 7936 + 150^2} - 150 \Leftrightarrow R = 296,83 \text{ MW}$$

Como se pode ver o valor a ser apresentado pela REN em mercado para esta hora seria de 296,83 MW, este valor cumpre o requisito de ser superior ao valor mínimo exigido pela UCTE, que era na ordem dos 169,16 MW e que é muito próximo do valor que foi efetivamente contratado 297,7 MW.

3.3.1.2. OFERTAS DE BANDA SECUNDÁRIA PELOS AGENTES DE MERCADO

Cada agente de mercado credenciados para participar no mercado de serviços complementares deverão realizar ofertas de banda secundária, para cada hora de programação entre as 18:00h e as 18:45h do dia d-1 para cada uma das horas do dia d, devendo a proposta ser acompanhada dos elementos seguintes:

- Número de oferta, k;
- Oferta de banda de reserva de regulação secundária a subir k, BRSSUBK_h em MW;
- Oferta de banda de reserva de regulação secundária a baixar k, BRSBAIK_h em MW;

- Preço unitário da banda de reserva de regulação secundária k, PUBRSK_h em €/MW.

Cada bloco de oferta será definido como 2/3 da reserva é a subir e 1/3, o restante, é reserva a baixar.

Na ilustração abaixo (Figura 16) podemos ver o alinhamento das ofertas, por ordem crescente de valor unitário €/MW.

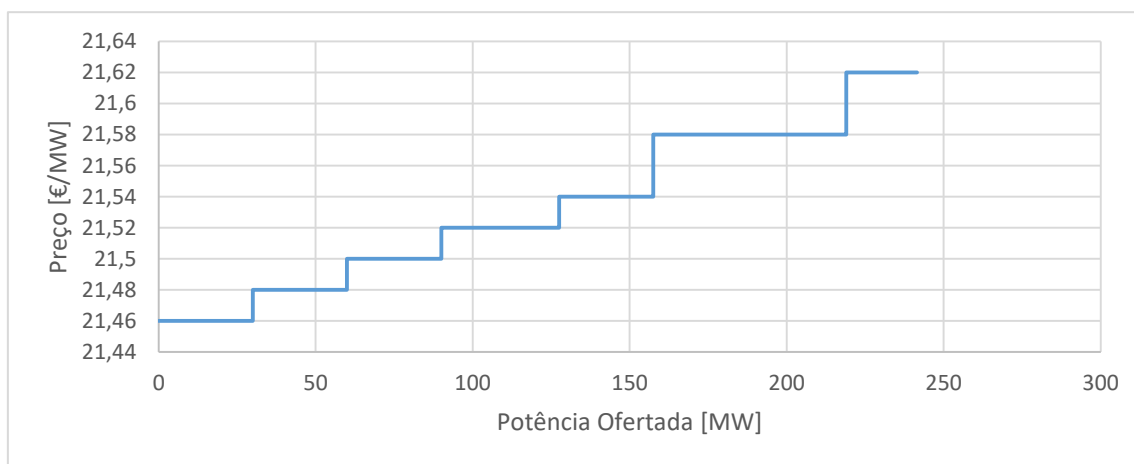


Figura 16 Curva da agregação das ofertas de BS para o dia 31-12-2015, hora 10.

Na tabela abaixo (Tabela 5) é possível ver as ofertas de banda secundária, realizadas por parte dos AM, ordenadas de forma crescente do preço.

Tabela 5 Ofertas de Banda de Secundaria, hora 10, 31-12-2015.

Data	Hora	Unidade Física	Subir [MW]	Descer [MW]	Preço
31/12/2015	10	RIBATE1	20	10	21,46
31/12/2015	10	RIBATE1	20	10	21,48
31/12/2015	10	RIBATE1	20	10	21,5
31/12/2015	10	RIBATE3	25	12,5	21,52
31/12/2015	10	RIBATE3	20	10	21,54
31/12/2015	10	ALQUE	41	20,5	21,58
31/12/2015	10	PICOTE	15	7,5	21,62

Neste dia, a banda licitada foi de 231,8 MW, tendo o mercado fechado com uma banda secundária contratada de 239,5 MW, a um preço de 21,62 €/MW.

Na imagem abaixo (Figura 17) é possível verificar-se o cruzamento entre a banda secundária ofertada e o valor das necessidades de banda.

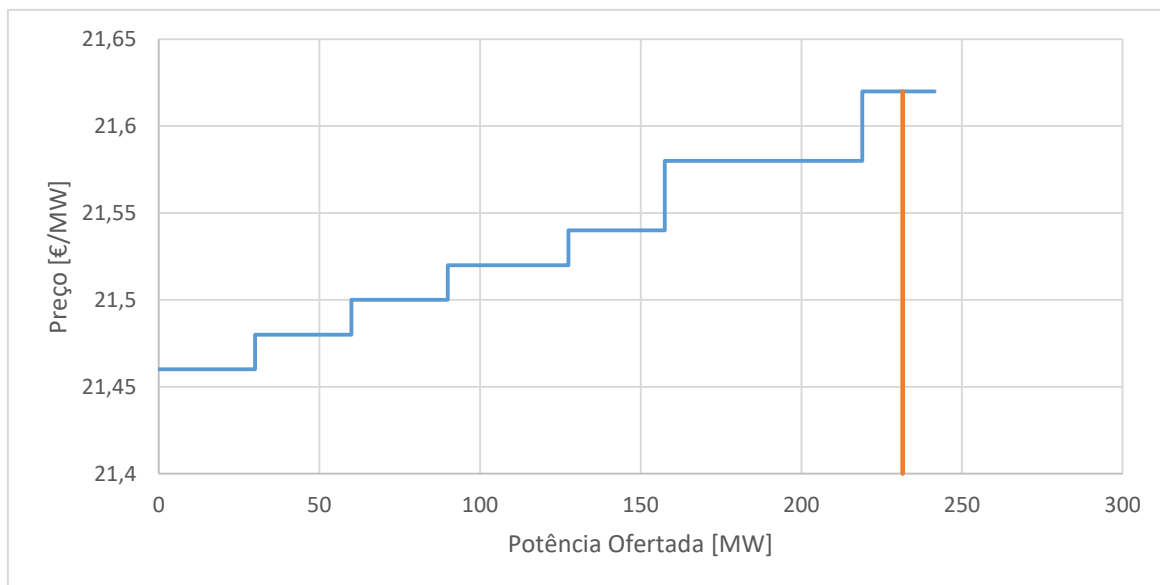


Figura 17 Curva agregada de oferta de banda secundária e a reta das necessidades.

É possível deduzir-se que todas as ofertas para esta hora de programação, possivelmente, serão assignadas, uma vez que a soma total das ofertas, conforme a Tabela 5, é igual a 241,5 MW e as nossas necessidades na ordem dos 231,8 MW. Na figura seguinte (Figura 18) é possível ver as ofertas organizadas de forma crescente do preço, e a confirmação da dedução realizada, todos os blocos ofertados para a hora de programação 10 foram licitados, com um preço marginal unitário de 21,62 €/MW. Do mesmo modo verifica-se que os AM detentores das unidades físicas de produção realizaram mais que uma oferta de potência, estas ofertas apenas são diferenciadas de acordo com a unidade física em questão.

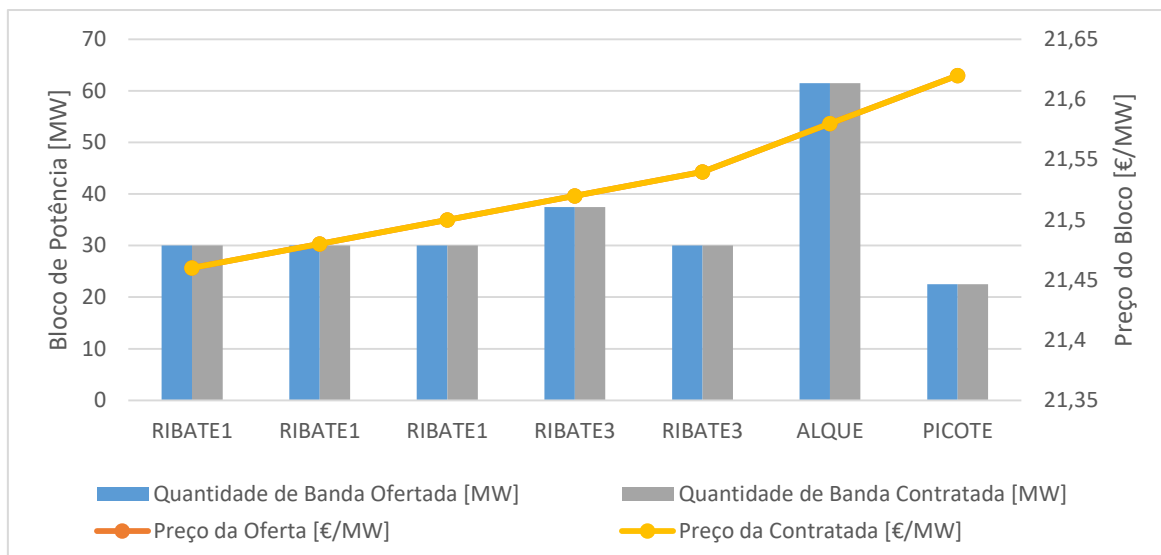


Figura 18 Assigação de BRS, hora de programação 10, 31-12-2015.

Contudo nem todas as ofertas são assignadas, existem alguns momentos do dia em que as ofertas realizadas pelos AM poderão não ser assignadas, devido diversas situações, tais como, um preço demasiado elevado ou devido a restrições técnicas.

Na Figura 19 é possível ver-se um desses momentos. Na hora de programação 11 do dia 29 de janeiro de 2016, existiram duas ofertas que não foram assignadas, tendo o mercado fechado, para esta hora, com um valor de banda de reserva de secundária igual a 339 MW a 15,10 €/MW.

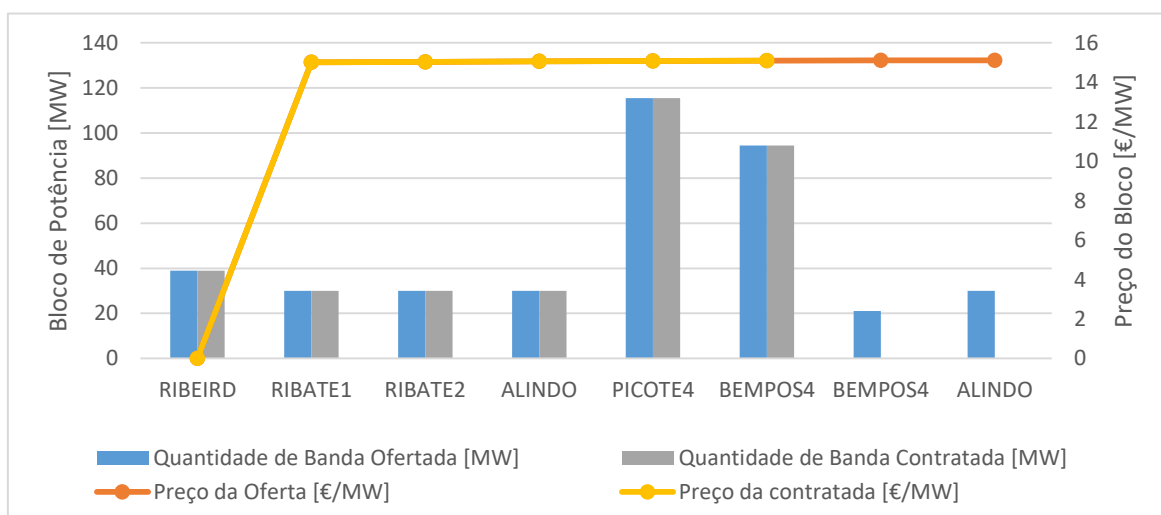


Figura 19 Assigação de BRS para a hora de programação 11, 29-01-2016.

3.3.1.3. PROCESSO DE CONTRATAÇÃO DE BANDA SECUNDÁRIA

O gestor global do sistema no processo de determinação de atribuição das ofertas k terá em conta alguns dos aspetos. Inicialmente o GGS começa por eliminar todas as propostas que não cumpram os seguintes pontos:

- O valor da oferta excede o limite máximo disponível pela unidade física
- O valor da oferta não cumpre o valor limite mínimo estabelecido pelo GGS, calculado de acordo com a Equação 5.

$$BRSSUBk_h + BRSBAIk_h < BAN_{min} [MW]$$

Equação 5 Valor mínimo de banda de reserva secundária^[12].

sendo,

BRSSUB k_h – Banda de regulação secundária a subir da oferta k (MW)

BRSBAIk $_h$ – Banda de regulação secundária a baixar da oferta k (MW)

BAN $_{min}$ – Banda de regulação secundária mínima admissível (MW)

Seguidamente, o GGS organiza uma lista com todas as ofertas consideradas válidas para atribuição por ordem crescente de preço unitário das ofertas de banda (PUBRSK $_h$) para cada um dos períodos de programação (h).

A contratação será feita de forma acumulada, isto é, percorre-se a lista até se obter um valor banda de secundária que satisfaça as necessidades, sendo que o processo de contratação acaba quando o somatório de banda de reserva de regulação secundária a subir e a baixar se encontram em torno de $\pm 10\%$ do valor estabelecido pelo GGS para reserva de secundária a subir e a baixar, de acordo com a equação 6, no caso a subir.

$$1,1 \times RSSUB_h > \sum BRSSUB_h > 0,9 \times RSSUB_h$$

Equação 6 Limites de contratação de banda^[12].

Sendo,

BRSSUB $_h$ – Banda de regulação secundária a subir da oferta k ,

no período de programação h (MW)

RSSUB $_h$ – Necessidades de Reserva secundária,

no período de programação h (MW)

Na contratação de banda reserva secundária deverá ter-se em conta que os grupos térmicos devem ser capazes de efetuar uma variação contínua de potência de 10% da sua potência nominal e para além da banda de regulação primária definida em 5%. Por outro lado, os grupos hidráulicos a percentagem de banda de regulação secundária sobe para 30%.

3.3.1.4. REMUNERAÇÃO DE BANDA SECUNDÁRIA

A remuneração da banda de reserva de regulação secundária (BRRS) contratada é feita de forma simples, de acordo com (Equação 7):

$$\text{Remuneração de Banda} = (BRSA_{h,uf} + BRBA_{h,uf}) \times PMBR_h \quad [€]$$

Equação 7 Remuneração da BRRS^[12].

onde,

BRSA_{h,uf} – Banda de regulação secundária a subir de cada unidade física na hora h (MW)

BRBA_{h,uf} – Banda de regulação secundária a baixar de cada unidade física na hora h (MW)

*PMBR_h – Preço marginal da banda de regulação na hora h €/MW física na hora h (MW) **

*O preço marginal é igual ao preço unitário da última oferta contratada para cada uma das horas do dia d.

3.3.1.5. CONTRATAÇÃO ADICIONAL DE BANDA SECUNDÁRIA

Por vezes é necessária uma contratação de banda de regulação secundária extra para dar resposta a transições nas interligações superiores a 600MW ou a alterações nos programas horários de produção ou de consumo. Este mercado é aberto aos AM após o fecho da sessão intradiária do MIBEL, sendo que as ofertas são assignadas num período entre 10 e 25 minutos.

A banda adicional deverá obedecer à expressão presente no UCTE:

$$\text{Banda Adicional}_{\text{mín. ENTSO-E}} = 6 \times \sqrt{P_{\text{máx}}}$$

sendo, o valor de $P_{\text{máx}}$ o valor da transição na interligação na hora em causa.

A banda adicional é contratada do mesmo modo que a banda de regulação secundária, diferenciando apenas no período em que é feita, isto é, contratada entre os 45 minutos da hora-1 e os 15 minutos da hora h.

A banda adicional utilizada nos redespachos decorridas das alterações dos programas horários de produção serão remunerados da seguinte forma:

- Banda de potência será valorizada a 115% do preço marginal de banda secundária;
- A potência a subir será valorizada a 115% do preço de fecho do mercado diário;
- E a potência a baixar será valorizada 85% do preço de fecho do mercado diário.

3.3.1.6. MOBILIZAÇÃO DA ENERGIA DE REGULAÇÃO SECUNDÁRIA

Á energia de regulação secundária, mobilizada dentro da banda de regulação secundária, que é contratada por unidade física, é contabilizada num programa designado por Programa Horário de Secundária, que é composto por duas partes. A primeira resulta da diferença entre a energia solicitada, pelo gestor, à unidade física através da teleregulação e a energia a ser mobilizada no final do horizonte diário de programação. E a segunda consiste na diferença entre a contagem da energia na unidade física em teleregulação e a integração do sinal de regulação secundária, não devendo este ultrapassar os 10%.

Para efeito de valorização a energia mobilizada ao abrigo da regulação secundária é contabilizada por área de balanço. Por fim, a energia de regulação secundária é valorizada ao preço da última oferta de reserva de regulação mobilizada em cada período de programação.

Na ilustração abaixo (Figura 20) é ilustrada a energia mobilizada de regulação secundária para o dia 31 de dezembro de 2015, em comparação com a banda de regulação secundária assignada para o mesmo dia, em paralelo também com as necessidades apresentadas pelo GS para esse mesmo dia, bem como o preço de fecho do mercado de banda e o preço associado à mobilização de energia.

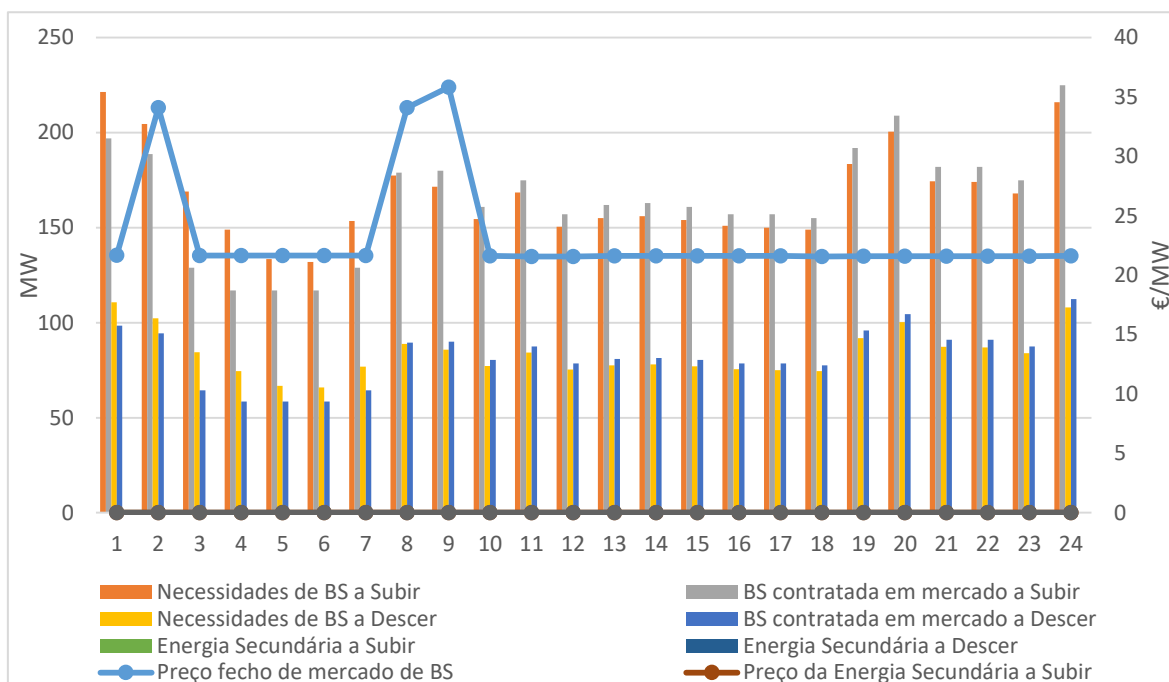


Figura 20 Mercado de BRRS no dia 31-12-2015.

Como se pode observar na figura acima, as necessidades, para cada hora, apresentadas pelo GS são muito superiores à quantidade de energia que é mobilizada em cada uma das horas. Um valor alto de necessidade implica a contratação de uma, também, elevada quantidade de BRRS, tanto a subir como a baixar, que por sua vez implica que poderá levar a um custo considerável em comparação a um possível valor de assignar caso as necessidades estipuladas fossem mais próximas do valor de mobilização de energia.

3.4. RESERVA TERCIÁRIA

A reserva de terciária, também designada de reserva de regulação pode ser ativada de forma manual a mando do operador de rede ou de forma automática. A reserva de regulação é fundamentalmente utilizada para repor os níveis da reserva primária e secundárias utilizadas em respostas em tempo real, distribuindo a utilização da mesma de forma economicamente viável. É caracterizada por ser a variação máxima de potência de um grupo gerador ou de uma área de balanço, cujo tempo de atuação será iniciado, no máximo, em 15 minutos e perdurará por longos períodos de tempo.

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

A contratação desta reserva é feita por despacho antecipado à hora em que é mobilizada através de mercados específicos onde o GGS 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.

3.4.1. MERCADO DE RESERVA DE REGULAÇÃO TERCIÁRIA

O SEN, para ser explorado corretamente, exige uma reserva adicional ativa suscetível de garantir a que a produção iguale o consumo e o funcionamento em segurança de todo o sistema, perante situações que provoquem desequilíbrios superiores às reservas de regulação primária e secundária.

Para este tipo de reserva também existe um mercado, Mercado de Reserva de Regulação (MRR), que vai permitir celebrar contratos de forma a se acautelar sobre a ocorrência de situações inesperadas capazes de provocar alterações negativas no SEN, estes contratos terão sempre em vista a vertente de otimização económica. No caso de não se poder fazer um contrato considerado economicamente melhor em relação a outros, por motivos de segurança o mesmo será celebrado sob os mecanismos aplicados a situações de emergência.

3.4.1.1. NECESSIDADES DE RESERVA TERCIÁRIA

O gestor do sistema determinará a reserva de regulação mínima a subir recorrendo a equação abaixo (Equação 8), tendo por base uma previsão de consumo e uma previsão de produção de eólica para cada hora do dia.

$$RS_h = P_h + 2\% \times C_h + 10\% \times E_h \quad [MW]$$

Equação 8 Necessidades mínimas de reserva terciária a subir^[12].

onde,

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

P_h – Perda de produção máxima na hora h (MW)

C_h – Previsão de consumo psrs na hora h (MW)

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

As necessidades de reserva de regulação a subir são assim calculadas tendo por base a reserva estabelecida pelo GGS, assentando na estimativa da perda máxima de produção provocada de forma direta pela falha simples dum elemento do SEN, aumentada em 2% do consumo previsto e em 10% da produção eólica prevista.

Por outro lado, a reserva de regulação mínima a baixar é obtida recorrendo um fórmula semelhante à anterior, Equação 9.

$$RB_h = PB_h + 2\% \times C_h + 10\% \times E_h \quad [MW]$$

Equação 9 Necessidades mínimas de reserva terciária a baixar^[12].

onde,

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 psrs na hora h (MW)

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

As necessidades de reserva mínima de regulação terciária a baixar são estabelecidas de acordo com a referência de perda máxima de bombagem provocada de forma direta pela falha simples dum elemento do SEN, incrementada em 2% do consumo previsto e em 10% da produção eólica prevista.

Por fim, para o cálculo de reserva terciária devem ser levados em consideração para exclusão no calculo os seguintes pontos^[12]:

- Unidades desligadas por longos períodos;
- Unidades que se encontrem em manutenção ou reparação;

- Limites apresentados pelas das unidades, relacionados com escassez de combustível;
- Limites relacionados a restrições ambientais;
- Limites associados as unidades hídricas devido 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 constrangimentos no trânsito da energia.

Esta reserva também é ativada para responder a situações ocorridas em determinadas alturas, como por exemplo, quando GS prevê que o consumo horário é superior à resultante no mercado diário e intradiário. Outro caso deriva da previsão de perda de geração superior à reserva secundária, por falha ou atraso de arranque. Por fim, a injeção de uma grande quantidade de potência por parte de um grupo térmico se ultrapassar a reserva terciária programada para esse período, poderá levar a ativação da mesma.

3.4.1.2. OFERTAS DE RESERVA DE REGULAÇÃO TERCIÁRIA PELOS AGENTES DE MERCADO

No mercado de reserva de regulação podem participar todos os agentes, detentores de instalações de produção ou bombagem inseridos numa das diversas áreas de balanço, e outros Operadores de Redes de Transporte (ORT).

Após a publicação dos resultados do mercado de reserva de regulação secundária, os AM's encontram-se obrigados a submeter, todos os dias, uma oferta com toda a reserva de regulação existente na área de balanço, tanto para subir como para baixar, em MW agregada do preço associado em €/MW. Salienta-se que a reserva de regulação a subir disponível de cada grupo é caracteriza pelo diferencial do limite técnico superior de produção da unidade física e o valor da potência contratada nos mercados organizados (diário, intradiário e de reserva de regulação secundária) e que a reserva de regulação terciária a baixar caracteriza-se pela diferença entre a potência contratada nos mercados organizados e o limite técnico inferior da unidade física.

Os AM's poderão realizar atualizações do valor oferecido, caso tenha participado nas diversas sessões do mercado intradiário, ocorra uma indisponibilidade imprevista, caso tenha efetuada uma troca de produção entre áreas de balanço e por fim, devido a falta ou excesso de água nas albufeiras contíguas, no entanto, se o AM alterar a sua oferta sem que o motivo seja um dos mencionados não poderá efetuar a atualização da sua oferta. Além disso, as alterações só poderão ser concretizadas após a publicação do Programa Horário de Funcionamento (PHF).

O GGS faz uma triagem das ofertas, excluindo as que apresenta os preços mais elevados, os AM's que não ofertarem, o GGS identificará quantidade em falta e colocará em mercado ao preço marginal do mercado diário, sendo que esta só será licitada caso a que tenha sido disponibilizada em mercado pelos AM's não seja suficiente. Por fim, serão colocadas de parte as ofertas feitas pelos operadores de redes de transporte em situação de não cumprimento de regras definidas pela ENTSO-E. Na figura abaixo é apresentada um exemplo de ofertas de regulação terciária realizadas em mercado no dia 24 de dezembro de 2015, na hora 1.

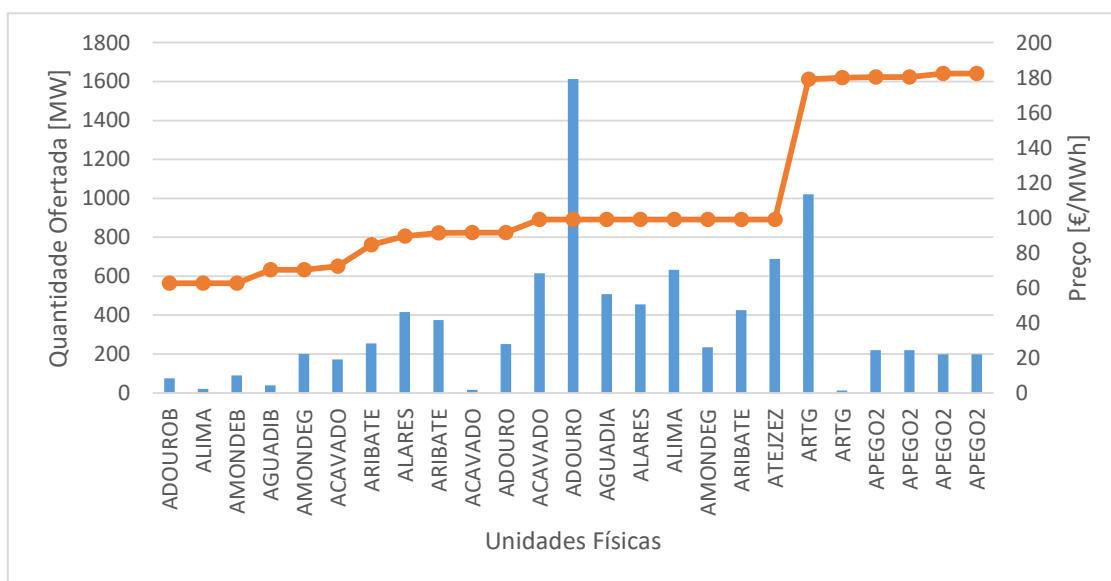


Figura 21 Blocos de Oferta de RR a subir no dia 24-12-2015 na hora 1^[32].

A ofertas de reserva de regulação a subir, como se pode ver na figura acima, são organizadas de forma crescente de preço, de modo, a permitir a contratação das mesmas de forma a se obter a reserva ao menor custo. Porém, as ofertas de reserva de regulação a baixar são dispostas de modo decrescente uma vez que tem caracter de preço de recompra

de energia não produzida, o GGS atribuirá uma recompensa ao AM que fornece a regulação a baixar (Figura 22).

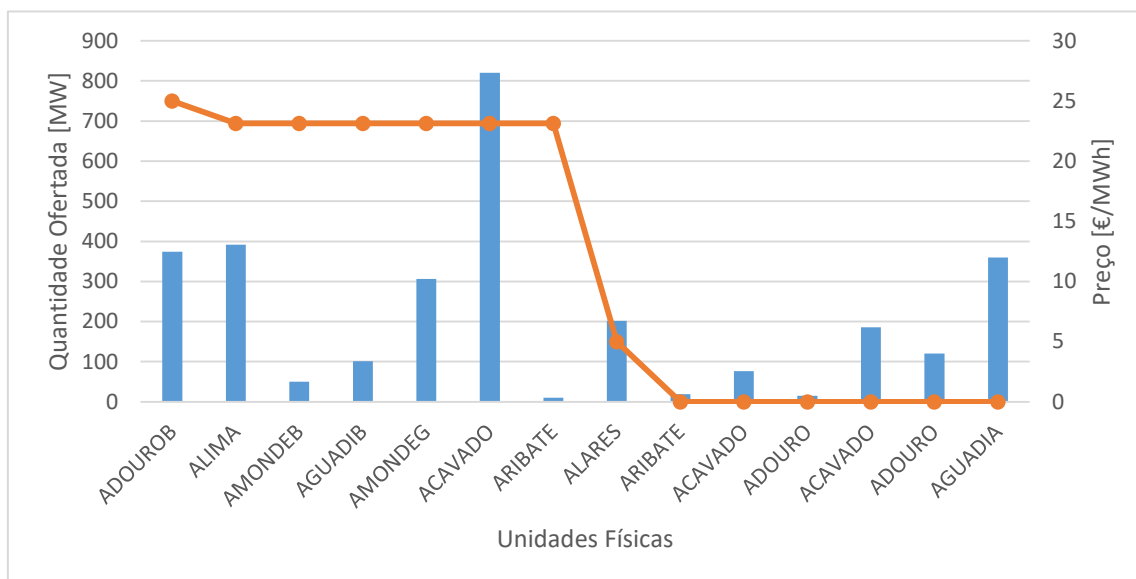


Figura 22 Blocos de Oferta de RR a baixar no dia 24-12-2015 na hora 1^[32].

3.4.1.3. CONTRATAÇÃO DE RESERVA DE REGULAÇÃO TERCIÁRIA

O GGS tem a intenção de mobilizar reserva de regulação com o menor custo possível, considerando para a contratação da mesma a outros ORT's que realizaram ofertas em mercado no mesmo instante que o GGS apresenta as suas necessidades.

As ofertas legíveis para assignação terão que ter um preço superior ou igual a zero e respeitar as regras estipuladas pela ENTSO-E. Sublinha-se que existem centrais, disponíveis para fornecer reserva de regulação, que, no entanto, apresentam limitações técnicas de funcionamento, veja-se o caso das centrais térmicas quem tem um tempo de permanências, de pelo menos, 4 horas ligadas à rede, em caso de serem centrais de carvão, esse tempo aumenta para as 8 horas.

A reserva de regulação a subir e a baixar é remunerada ao preço marginal da última oferta mobilizada totalmente ou parcialmente, de acordo, com o sentido em que a mesma é transferida^[12].

3.4.1.4. TROCAS DE RESERVA DE REGULAÇÃO TERCIÁRIA ENTRE OPERADORES DE REDES DE TRANSPORTE

Um outro modo que o GGS tem para obter reserva de regulação terciária é recorrendo a outros ORTs. Traçados os objetivos a otimização dos recursos disponíveis nas suas áreas

de atuação e redução da mobilização de reserva de regulação, os ORT procuram, juntos de outros ORT's soluções para atingirem seus objetivos. Os ORT serão vistos em mercados como agentes detentores de unidades de produção.

Contrariamente ao que acontece noutros mercados, a troca de reserva de regulação entre os diversos ORT's está sujeita à celebração de contratos entre ambos, aprovado pela ERSE, onde se encontra estabelecida a informação relativa ao mecanismo de contratação, as trocas de informação, metodologias de estipulação de preço e, por fim, o método de liquidação e faturação da reserva contratada por este procedimento.

Na submissão das ofertas para cada período de programação junto GGS deverão ter em consideração os seguintes aspetos:

- As ofertas são compostas por blocos indivisíveis de 50 MW;
- Identificara quais as ofertas economicamente vantajosas para o correto funcionamento do SEN.

O GGS ordenará as ofertas de acordo com o preço a elas associado, isto é, na reserva de regulação a subir o preço é ordenado de forma crescente e a baixar de forma decrescente. No final, quando já são conhecidas todas as transações a serem realizadas é elaborado o Programa Horário Operativo (PHO) correspondente.

As ofertas economicamente mais vantajosas ao ORT de uma determinada área de balanço serão usadas para satisfazer as necessidades de regulação do SEN e as restantes serão ordenadas para elaborar as ofertas de regulação a outros operadores.

3.5. CONFORMIDADE DOS SERVIÇOS DE SISTEMA NO MIBEL

3.5.1. MODELOS DE HARMONIZAÇÃO DOS SERVIÇOS DE SISTEMA

Uma correta e harmonizada gestão dos Serviços de Sistema conduz ao bom funcionamento dos mercados de eletricidade a nível Europeu, possibilitando a sua convergência, cujo objetivo se centra num funcionamento mais eficiente para uma prestação de serviços com melhor qualidade junto dos consumidores.

Todavia, nem todos os tipos de Serviços de Sistema são englobados no processo de convergência devido ao seu elevado grau de complexidade, que é o caso das reservas primária e secundária, porém, a reserva terciária apresenta-se, a nível económico, um fator de interesse, desenvolvendo-se mecanismos que viabilizem trocas entre operadores da rede transporte.

A convergência e partilha dos Serviços de Sistema permite beneficiar os sistemas envolvidos, possibilitando efetuar as trocas de reservas entre eles, contudo, os operadores de sistema deparam-se com uma tarefa bastante complexa relacionada com a segurança de abastecimento e os procedimentos necessários para a aquisição dos serviços.

Existem 3 tipos de modelos que podem ser implementados de acordo com o grau de harmonização regulatória que se deseja e os objetivos que se pretendem atingir, sendo eles^{[1][37]}:

- Modelo 1 – Troca de serviços entre Operadores de Sistema
- Modelo 2 – Agentes operam em diversos mercados ao mesmo tempo
- Modelo 3 – Mercado Integrado

No modelo 1 é criada uma relação direta entre ORT's de áreas de controlo distintas, onde se estabelece contratos de aquisição de reserva. O ORT, além de, ter a função de estabelecer o equilíbrio na sua área de atuação será também responsável pelas trocas de Serviços de Sistema entre ORT's, definindo as quantidades e os preços de oferta aos operadores vizinhos.

Este modelo assenta exclusivamente no pagamento de energia, sendo que o ponto essencial para de efetuar esta transição é necessário existir uma capacidade de interligação livre após decorridas as trocas acordadas nos mercados organizados. Na fronteira do entre França e o Reino Unido encontra-se implementado este método^[1].

No modelo 2 a aquisição dos Serviços de Sistema incorpora o pagamento de uma reserva de capacidade por parte do OS, ficando assim reservado o uso exclusivo da mesma. Os agentes de mercado têm a possibilidade de contratar Serviços de Sistema diretamente de outro Os, responsável por uma área de controlo distinta da sua. O agente poderá também efetuar ofertas em diversos mercados com a finalidade de obter uma valorização maior. Contudo, para que este modelo seja implementado é necessário que a coordenação entre os OS's seja elevada, para que quando uma oferta é requerida por um OS a mesma seja eliminada da lista de ofertas dos restantes OS's. Outro aspeto a considerar é a possível diminuição da capacidade de interligação para as operações acordadas em mercado diário

e intradiário, uma vez que, uma parte da capacidade destina-se aos mercados de Serviços de Sistema. Atualmente, este modelo encontra-se em vigor na Alemanha^[37].

Por fim, o modelo 3, equaciona a situação dos OS's partilharem uma reserva comum, reunindo toda a capacidade de reserva disponível em cada área. As ofertas são apresentadas pelos OS's junto de um Coordenador de Operadores de Sistema (COS), sendo que este assumiria a função de gestor da reserva em todos os sistemas. O COS reuniria todas as ofertas numa lista comum, de modo a identificar quais as ofertas que responderão às necessidades identificadas pelos diferentes OS's considerando as restrições da rede.

Com aplicação deste método, o OS perde alguma autonomia, uma vez que, deixaria de ser responsável pela contratação de reserva, assumindo apenas o papel de fiscal do cumprimento das restrições técnicas. Para que implementação deste modelo seja feita corretamente é necessário que haja um elevado grau de harmonização, cooperação entre OS's e que seja respeitado o valor das interligações visto que por vezes poderão surgir alguns conflitos devido à capacidade de interligação não ser suficiente.

3.5.2. CONFORMIDADE DOS SERVIÇOS DE SISTEMA NO MIBEL

No caso do MIBEL, a harmonização entre os Serviços de Sistema entre Portugal e Espanha, revelou-se essencial para o bom funcionamento dos sistemas em ambos os países, além das diversas vantagens que provém da mesma, tais como, maior segurança de abastecimento, aumento da competitividade na utilização dos recursos de reserva e redução de situações de congestionamento nas interligações que tem como consequência a separação dos mercados. Em suma, a harmonização entre os sistemas de ambos os países proporcionaria um aumento da fiabilidade, segurança e qualidade a todo o sistema^[13].

No final de 2007, foi proposto que ambos os países apresentassem um documento cuja finalidade centrava-se na harmonização e integração dos mercados de Serviços de Sistema, sendo o mesmo apresentado no início do ano de 2008, junto do conselho de reguladores do MIBEL. Da análise dos projetos, destacaram-se algumas soluções, sendo que as mesmas se encontram em concordância com modelo 1, apresentado no capítulo anterior.

Inicialmente, numa tentativa de viabilizar a implementação das soluções, Portugal e Espanha celebraram um acordo de intercâmbio de energia com o intuito de manter as condições exigidas pelos sistemas de elétricos, contudo, ficou estabelecido no acordo que a solicitação desta energia ao país vizinho seria, somente, usada em último recurso, uma vez que o preço da mesma é em função do máximo entre o preço de mercado diário, preço médio da energia de reserva de regulação de balanço empregada no sistema que presta apoio.

Mais tarde, no início de 2011, ambos os países elaboraram uma nova proposta conjunta para alargarem a França o processo de harmonização e coordenação de trabalhos. Neste segmento de ideias propõem a utilização de uma plataforma *Balancing InterTSO* (*Balancing InterTSO*), já em uso por outros sistemas^[31].

No ano de 2015 na fronteira entre Portugal e Espanha as ativações REN no BALIT representaram 49,4 GWh (46,4 GWh a subir e 3,0 GWh a descer), por outro lado as ativações REE no BALIT representaram 74,2 GWh (30,3 GWh a subir e 43,9 GWh a descer), conforme apresentado na figura seguinte (Figura 23), que representam no total 7% do total da reserva^[31].

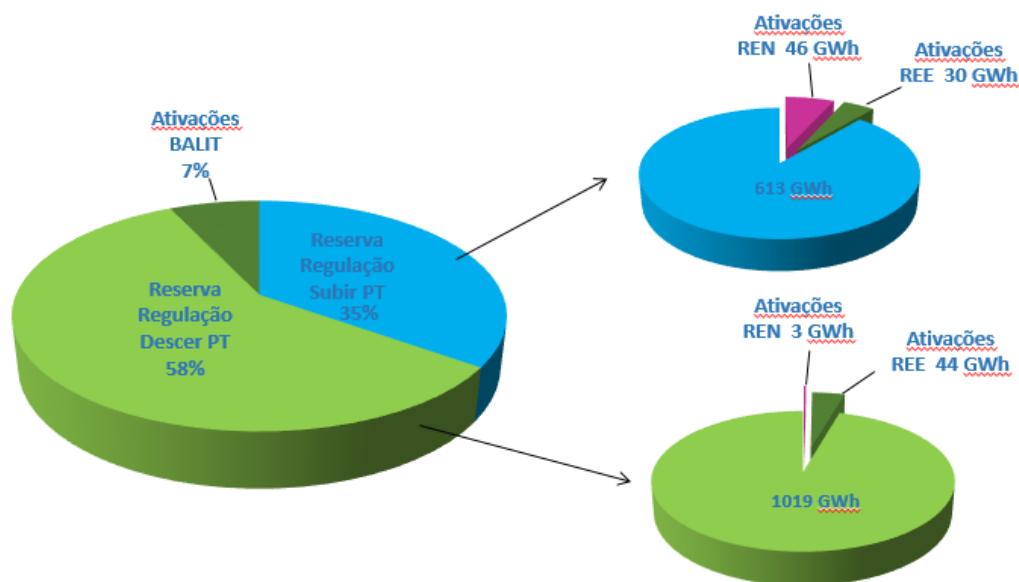


Figura 23 Energia mobilizada nas interligações.

Onde o preço médio de importações ativadas pela REN rondou os 71,1 €/MWh e os ativados pela REE os 20,4 (€/MWh), já nas exportações de Portugal ativas pela REN apresentou o valor de 42,8 €/MWh e ativadas pela REE os 64,2 €/MWh.

Segundo os TSO's de Portugal e do país vizinho, as supremacias desta solução residem na plataforma BALIT ser o ponto de partida para a criação de um ambiente multi-TSO com a finalidade de trocas de energia entre sistemas elétricos, onde participam todos os TSO's da Europa.

3.6. CONCLUSÃO

Neste capítulo refere-se a importância dos Serviços de Sistema na gestão do sistema elétrico nacional para a redução dos impactos passíveis de ocorrerem juntos dos utilizadores finais deste sistema a quando da existência de defeitos.

Como referido anteriormente o controlo de frequência apresenta-se como um ramo de atuação dos Serviços de Sistema sendo a prestação de reserva de regulação primária é de carácter não remuneratório e, por outro lado, a reserva de regulação secundária e terciária de carácter remuneratório. Destaca-se que a remuneração neste tipo de reserva é proporcional ao valor apresentado pelos GGS como necessidade necessária para solucionar os possíveis defeitos passíveis de ocorrerem na rede. Quanto maior for o valor da necessidade de reserva secundária a subir e a descer maior será o custo de fecho de mercado de banda de regulação secundária, uma vez que a banda de reserva de regulação secundária contratada terá que abranger o valor necessário a subir e a descer de reserva. O mesmo se verifica no caso da reserva de regulação terciária. Contudo, como se pode ver anteriormente, existem momentos em que as necessidades apresentadas pelo GGS são bastante superiores ao valor da energia mobilizada na situação real o que implicou um custo superior, associado ao custo de disponibilização de reserva em relação ao valor que foi utilizado.

Outro aspeto importante a ser salientado é que a criação do MIBEL tinha como principal objetivo a criação de um mercado único, passando de dois mercados nacionais para um transaccional, com a finalidade de aumentar a concorrência e beneficiar os consumidores de ambos os países. O bom funcionamento do MIBEL depende, em grande parte, das interligações existentes entre ambos os países, uma vez que desempenham um papel de elevada relevância, sendo que quando a capacidade da interligação é insuficiente, é

necessário recorrer-se a mecanismo de *Market Splitting*. Este mecanismo promove a separação dos mercados estabelecendo-se preços distintos nas áreas interligadas fruto do congestionamento verificado nas interligações. Uma forma de se alcançar o objetivo traçado pelo MIBEL é realizando um reforço das interligações conduzindo a uma redução do congestionamento nas mesmas. Após a criação de um preço único de referência a nível da Península Ibérica será muito mais fácil ocorrer a evolução para um mercado de dimensão europeia, sendo para isso imprescindível uma boa coordenação entre todos os agentes envolvidos, nomeadamente, o operador de mercado e o operador de sistema.

A conformidade dos Serviços de Sistema no MIBEL é um meio adicional para se alcançar o objetivo traçado a quando da criação do MIBEL. Atualmente, a nível da Península Ibérica o modelo aplicado, conforme citado anteriormente, é o modelo de trocas de serviços entre operadores de sistema.

4. METODOLOGIA

Neste capítulo será apresentada a metodologia usada para dar resposta a algumas questões levantadas durante o estudo da temática dos Serviços de Sistema.

Conforme foi identificado no capítulo 4, existe um conjunto de questões de relevantes a serem colocadas, sobre as quais ressaltam as seguintes:

- Questão 1:

É possível diminuir as necessidades de reserva de regulação secundária de modo a diminuir-se os custos do sistema?

- Questão 2:

Existirão vantagens na implementação de um mercado integrado de reserva de regulação, onde não exista restrições na capacidade da interligação?

- **QUESTÃO 1**

Uma das componentes práticas do trabalho desenvolvido do presente relatório centrou-se na tentativa de responder à questão 1, acima, colocada.

Inicialmente, recorreu-se à fórmula da UCTE (Equação 10) e REN (Equação 11) para se efetuar uma otimização das variáveis cumprindo os requisitos técnicos e procurando a minimização do custo que derivaria no caso de as necessidades serem mais baixas.

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

Equação 10 Cálculos das necessidades mínimas de Reserva Secundária^[22].

Sendo,

RS – Reserva de regulação secundária necessária (MW)

a e b – Coeficientes empíricos, a = 10 MW e b = 150 MW

L_{max} – Pico máximo de consumo em MW

$$NRS = \beta \times \sqrt{a \times Consumo + b^2} - b$$

Equação 11 Cálculo das Necessidades de Reserva Secundária, REN.

Sendo,

NRS – Necessidades de reserva de regulação secundária (MW)

a e b – Coeficientes empíricos, a = 10 MW e b = 150 MW

Consumo – Consumo estimado em MW

β – coeficiente empírico variável, estipulado pela REN

Primeiramente, recorrendo aos dados históricos do consumo realizou-se a aplicação das duas fórmulas, averiguando quais os valores iniciais antes de se proceder a qualquer tipo

de otimização. Após estabelecidos os valores de partida, verificamos que os valores das necessidades apresentadas pelo GGS eram bastante superiores aos valores das necessidades mínimas exigidas pela UCTE. Por outro lado, as necessidades alcançadas com a fórmula da REN, levando à contratação de banda de reserva secundária, não permitiam fazer uma cobertura total da energia mobilizada em determinados períodos da programação, uma vez que estes apresentavam valores superiores aos que haviam sido estabelecidos como necessidades para esses instantes. No entanto, existem situações onde o valor determinado como necessidade e posteriormente contratado era bastante superior ao valor da energia que havia sido mobilizado nesse momento. Os agentes de mercado que fornecem reserva de regulação secundária, como referido anteriormente, são remunerados pela disponibilização de banda de reserva de regulação secundária e posteriormente pela mobilização de energia de regulação secundária, no caso de ser ativada.

Chama-se a atenção que é dada a designação de “desvio a subir” as situações em que se verifica que o valor de energia mobilizada a subir é superior ao limite superior da banda de reserva de regulação secundária, por sua vez, a designação “desvios a descer” é caracterizada pelo valor de energia mobilizada a descer apresentar supremacia em relação ao limite inferior de banda de reserva de regulação secundária.

Seguidamente, após estabelecida a relação entre os valores históricos e os valores obtidos pela implementação das fórmulas procedeu-se a uma otimização das variáveis comuns às duas equações. As duas variáveis, a e b, de acordo com a UCTE, foram calculadas de forma empírica, de tal modo, recorrendo à ferramenta de cálculo do Microsoft Office Excel Solver (Figura 24).

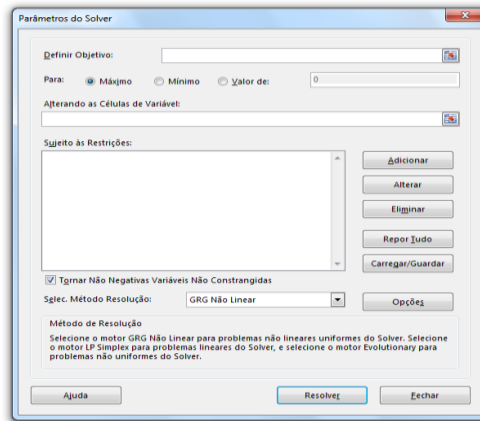


Figura 24 Aplicação *Solver* do *Microsoft Office Excel*.

A ferramenta *Solver* faz parte de um conjunto de comandos existente no Microsoft Office Excel, que possibilita a análise de hipóteses. Recorrendo ao Solver, é possível encontrar um valor ideal para uma função que se encontra sujeito a restrições, ou limites. Logo, para a realização da otimização estabeleceu-se uma função objetivo (função que associa cada ponto no espaço de soluções a um número real) de modo a medir a qualidade da resposta que num problema de minimização, quanto menor for este valor, melhor será a resposta e ainda algumas restrições.

A função objetivo aplicada caracteriza-se pela minimização do somatório dos valores do custo derivados da atribuição de banda de reserva secundária baseados nos índices de necessidades apresentados pelo GGS, Equação 12. Considerou-se que a fórmula deveria incidir sobre a minimização dos custos associados ao mercado de reserva secundária, uma vez que é este tipo de mercado que se encontra em estudo. Por outro lado, as restrições aplicadas consistiram em limitar os valores das variáveis *a* e *b* aos valores estipulados pela UCTE, $a = 10$ MW e $b = 150$ MW. Deste modo, o valor máximo que ambas as variáveis nunca viriam a ultrapassar os valores determinados pela UCTE, uma vez que a necessidade de reserva secundária deverá ser superior ao valor mínimo estipulado pela fórmula da UCTE.

$$\text{Min } Z = \sum ([\beta \times (\sqrt{a \times L_{max} + b^2}) - b] \times PMBR_n)$$

Equação 12 Formulação matemática aplicada no Solver^{[22][33]}.

sujeita a:

$$RS > (\sqrt{a \times L_{max} + b^2} - b), \text{ onde } a = 10 \text{ MW e } b = 150 \text{ MW (MW)}$$

$$a < 10 \text{ MW}$$

$$b < 150 \text{ MW}$$

Nota:

A variável $PMBR_h$ refere-se ao custo associado ao preço unitário de fecho do mercado da banda de regulação secundária.

Em seguida, correu-se a ferramenta solver para cada um dos métodos de cálculo acima mencionados, reunindo um conjunto de valores para as duas variáveis, a e b.

De forma determinística determinou-se as médias dos fatores a e b, aplicando o resultado nas equações da UCTE e REN.

No entanto, o Gestor de Sistema da REN, após diversas conversações e alguns pequenos estudos, demonstrou a intenção de verificar a sensibilidade da variável b, uma vez que a REN já tinha considerado no seu meio de cálculo um “fator de ajuste” na 1ª parcela (β), foi, assim, proposto um fator de ajuste na 2ª parcela na equação, dando assim origem à seguinte:

$$NRS = \left(\beta \times \sqrt{a \times Consumo + b^2} \right) - b \times K$$

Equação 13 Proposta para cálculo das NRRS.

Sendo,

NRS – Necessidades de reserva de regulação secundária (MW)

a e b – Coeficientes empíricos, a = 10 MW e b = 150 MW

Consumo – Consumo estimado em MW

β – coeficiente empírico variável estipulada pela REN, varia entre 1,2 e 1,6

K – coeficiente empírico proposto.

O fator K é um fator introduzido de forma a verificar a sensibilidade da componente da segunda parcela.

Ampliando o método proposto de cálculo, recorreu-se, novamente ao Solver, aplicando os mesmos parâmetros de cálculo, acrescentando apenas uma nova restrição referente ao fator k , introduzido pela primeira vez, limitando o valor deste ao intervalo de 0 a 1, Equação 14.

$$\text{Min } Z = \sum (\left[\beta \times \left(\sqrt{a \times \text{Consumo} + b^2} \right) - b \times K \right] \times \text{PMBR}_h)$$

Equação 14 Formulação matemática aplicada no Solver para a solução proposta

sujeita a:

$$RS > (\sqrt{a \times L_{max} + b^2} - b), \text{ onde } a = 10 \text{ MW e } b = 150 \text{ MW (MW)}$$

$$a < 10 \text{ MW}$$

$$b < 150 \text{ MW}$$

$$0 < K < 1$$

Nota:

A variável PMBR_h refere-se ao custo associado ao preço unitário de fecho do mercado da banda de regulação secundária.

Ao limitar a constante k a um intervalo positivo, garante-se que esta parcela nunca será eliminada, permitindo cumprir a restrição associada à apresentação de valores de necessidade superiores aos valores mínimos obtidos pela equação elaborada pela UCTE. A realização da otimização do processo de determinação das necessidades apresenta como vantagem ao gestor de sistema a redução do valor do custo do sistema ao apresentar valores de necessidades de reserva secundária a contratar mais baixos que os atualmente exibidos. A aproximação do valor das necessidades ao valor da energia que é efetivamente mobilizada permitirá contratar bandas de reserva de regulação secundárias mais baixas, o que por si só já resulta numa diminuição da remuneração associada à disponibilidade deste tipo de reserva.

• **QUESTÃO 2**

Como mencionado no capítulo 4, quando Conselho de Reguladores do MIBEL tinha como principal função a criação de um único mercado, integrando o mercado Português

e Espanhol num só. Como tal, torna-se, assim, interessante o estudo da implementação e um mercado integrado para a harmonização e conformidade dos mercados de Serviços de Sistema no MIBEL.

Seguindo a linha pensamento anterior, elaborou-se uma proposta baseada na implementação de um modelo baseado na criação de uma reserva de regulação comum entre diferentes áreas, colocando de parte a ocorrência de mercado de reserva de regulação de forma distinta entre os dois países, adotando-se apenas a existência de um mercado. Esta solução exige um elevado grau de coordenação e organização.

Numa tentativa de se tentar perceber como é que o mercado decorria caso fosse implementada esta solução, elaborou-se um estudo para esse fim, concebendo para apoio de análise de resultados, uma ferramenta de análise de dados e de previsão de mercado de reserva de regulação.

Neste mercado, os operadores de sistema de ambas as áreas continuam distintos um do outro, sendo cada um responsável por assegurar o correto funcionamento do sistema na sua área, estabelecendo para isso o equilíbrio entre produção e consumo.

As unidades físicas de cada uma das áreas permanecem ligadas à rede da área em que se inserem, sendo por isso coordenada pelo operador de rede na sua área. E ainda, o agente de mercado responsável, tanto pelas unidades físicas (produção) como pelas unidades de programação (consumo), apenas poderão apresentar ofertas junto do Operador de sistema encarre da área em que as mesmas se inserem.

Por fim, os operadores de sistema reúnem numa única lista as ofertas de reserva provenientes dos agentes das suas áreas, e enviam-na a uma terceira entidades, o coordenador de operadores de sistema, as ofertas apresentadas incorporam delate quando a volume e preço, sendo orientas por ordem de mérito.

Logo, após a o levantamento das necessidades e das ofertas de reserva de regulação de Portugal e Espanha, elaborou-se uma lista conjunta.

O valor monetário associado a cada oferta foi a única ordem de mérito considerada para se realizar a ordenação das ofertas, sendo crescente para a reserva a subir e decrescente para baixar.

Posteriormente, considerou-se que as ofertas seriam assignadas até perfazerem o volume de necessidades apresentado para aquele período horário.

Em paralelo, compôs-se uma ferramenta capaz de simular o mercado de reserva de regulação, por outras palavras, o programa após conhecer as necessidades ira agrupar os blocos das ofertas indispensáveis para satisfazer o valor de necessidades de reserva de regulação apresentados pelos Operadores de Sistema, tendo o intuito de a minimização do valor custo final. A ferramenta apresentada seguirá o fluxograma funcional seguinte, Figura 25.

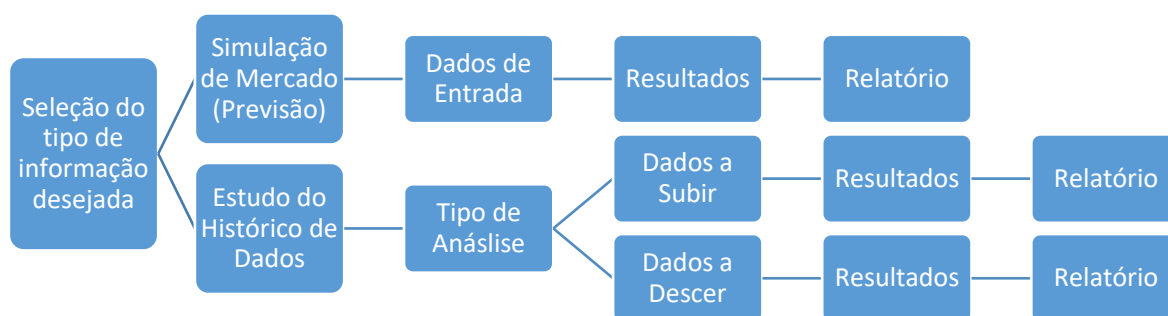


Figura 25 Fluxograma do funcionamento da ferramenta de apoio a análise do MRR.

No mercado normal é necessário ter em conta as restrições técnicas aquando da aquisição das ofertas, contudo, por falta de dados disponíveis publicamente, assumiu-se que estas seriam sempre nulas.

Respondendo de forma sucinta a questão 2 colocada no início do capítulo, após a apresentação das necessidades de reserva regulação e a assignação das ofertas que perfazem a procura, podemos ver que a possibilidade de reunir todas as ofertas a nível Peninsular Ibérica irá permitir considerar assignar ofertas de reserva de regulação, por vezes, a valores de valor inferiores aos que atualmente se encontram em mercado. Deste modo, monetariamente este mercado apresentaria melhores resultados, uma vez que os valores transacionados seriam da uma categoria inferior quando é necessária reserva a subir e superiores quando se fala em reserva a descer.

5. ESTUDO DE OTIMIZAÇÃO E FERRAMENTA DE APOIO

A temática central deste capítulo consiste na apresentação da otimização do valor das necessidades de banda de reserva de regulação secundária. É ainda apresentada uma ferramenta projetada para apoio da análise de dados de mercados, permitindo a visualização sob a forma de gráficos e de relatórios as ofertas dos agentes de mercado, o custo marginal e preço de fecho.

5.1. OTIMIZAÇÃO DO MEIO DE CÁLCULO DAS NECESSIDADES DE BRRS

O trabalho consistiu num estudo cujo objetivo é tentar perceber se os valores indicados nas fórmulas que são neste momento aplicadas, são os mais corretos para a realidade Portuguesa.

Neste estudo foram analisados dois casos de estudo, sendo que o primeiro tinha como objetivo perceber se aplicação da nova fórmula apresentava alterações significativas numa linha temporal de um ano. O segundo caso, é semelhante ao anterior, porém a linha temporal foi reduzida para um dia do ano escolhido aleatoriamente, 23 de julho de 2013.

5.1.1. CASO DE ESTUDO 1

Primeiramente, recolheu-se os dados dos anos 2013, 2014 e 2015, e efetuou-se um levantamento referente à sua situação real do mercado, quantidade necessária de banda de reserva de regulação secundária apresentada em mercado, e custo derivado da atribuição de banda e ainda os desvios incorridos da mobilização de um volume superior de energia secundária em comparação à reserva de regulação contratada para determinado período horário (Tabela 6). Salienta-se que a situação real deriva da aplicação da fórmula usada pela REN, uma vez que é a empresa responsável pela gestão do sistema.

Tabela 6 Necessidades de BRRS no ano de 2013, 2014 e 2015.

Situação Real					
	Necessidades (MW)	Banda Secundária Contratada (MW)	Preço Total* (€)	Desvios Subir	Desvios Descer
2013	2 349 578	2 386 766,9	88 046 043	5	2
2014	2 255 959,9	2 253 597,4	55 330 226	25	11
2015	2 265 319	2 247 471,1	46 078 768	6	3

*O preço total incorpora os custos inerente à atribuição de banda normal, mais os custos inerentes à contratação de banda adicional para fazer face aos desvios registados.

Chama-se a atenção para as colunas “Desvios a Subir” e “Desvios a Descer”, que apresentam o número de vezes que a estimativa de necessidade de banda de reserva de regulação secundária e posterior contratação de banda com base nesses valores ficou abaixo do valor da energia que foi mobilizada para cada período de programação horária.

Aplicando a fórmula estipulada pela UCTE para obtenção do valor mínimo de necessidades de banda de reserva de regulação secundária alcançou-se os seguintes resultados (Tabela 7).

Tabela 7 Necessidades de BRRS, fórmula da UCTE no ano 2013, 2014 e 2015.

UCTE	
	Necessidades (MW)
2013	1 448 280,21
2014	1 375 631,06
2015	1 382 635,29

Como se pode verificar os valores apresentados em mercado cumprem o valor mínimo, isto é, o valor apresentado é superior ao mínimo estabelecido pela UCTE.

Recorrendo-se ao Solver aplicando a função objetivo e restrições apresentadas no capítulo 5 (Equação 15) para as duas situações, da UCTE e da REN, obtiveram-se os valores apresentados nas seguintes tabelas (Tabela 8 e Tabela 9).

$$\text{Min } Z = \sum \left[\left(\beta \times \sqrt{a \times \text{Consumo} + b^2} - b \right) \times \text{PMBR}_h \right]$$

Equação 15 Função Objetivo UCTE e REN.

sujeita a:

$$RS > (\sqrt{a \times L_{max} + b^2} - b), \text{ onde } a = 10 \text{ MW e } b = 150 \text{ MW (MW)}$$

$$a < 10 \text{ MW}$$

$$b < 150 \text{ MW}$$

Nota:

A variável PMBR_h refere-se ao custo associado ao preço unitário de fecho do mercado da banda de regulação secundária.

Tabela 8 Valores otimizados para a fórmula da UCTE.

	a	b	Necessidades (MW)	Preço Total* (€)	Desvios Subir	Desvios Descer
2013	9,5	5,92	2 310 717,51	86 443 722,83	47	18
2014	9,93	15,92	2 197 976,96	53 866 711, 21	85	27
2015	9,71	12,67	2 206 696,06	44 920 962,08	49	26

*O preço total representa o preço da banda de regulação secundária inerente aos valores de banda de reserva secundária que seriam assignados de acordo com os valores das necessidades. Neste preço também já se encontra o preço associado à contratação de banda adicional para fazer face aos desvios registados.

Tabela 9 Valores otimizados para a fórmula da REN.

	a	b	β^{*2}	Necessidades (MW)	Preço Total* ¹ (€)	Desvios Subir	Desvios Descer
2013	9,03	125,32	1,2-1,6	2 290 052,03	85 806 679,35	8	4
2014	8,98	121,96		2 203 359,31	54 037 088,02	41	13
2015	8,85	128,75		2 169 888,81	44 137 305,97	14	8

*¹O preço total representa o preço da banda de regulação secundária inerente aos valores de banda de reserva secundária que seriam assignados de acordo com os valores das necessidades. Neste preço também já se encontra o preço associado à contratação de banda adicional para fazer face aos desvios registados.

*² O valor de β varia entre o intervalo 1,2 e 1,6, dependendo da hora, sendo que cada hora tem um valor associado (Tabela 4).

Posteriormente, aplicando a Equação 16 no Solver, e correndo o programa, foi possível obter as variáveis a, b e K que resultam na minimização do somatório dos custos associados à banda de reserva de regulação secundária que seria contratada de acordo com o valor das necessidades. Os resultados obtidos encontram-se na Tabela 10.

$$Min Z = \sum \left[\left[\left(\beta \times \sqrt{a \times \text{Consumo} + b^2} \right) - b \times K \right] \times PMBR_h \right]$$

Equação 16 Formulação matemática para a solução proposta.

sujeita a:

$$RS > (\sqrt{a \times L_{max} + b^2} - b), \text{ onde } a = 10 \text{ MW e } b = 150 \text{ MW (MW)}$$

$$a < 10 \text{ MW}$$

$$b < 150 \text{ MW}$$

$$0 < K < 1$$

Nota:

A variável $PMBR_h$ refere-se ao custo associado ao preço unitário de fecho do mercado da banda de regulação secundária.

Tabela 10 Valores otimizados para a fórmula proposta.

	a	b	β^{*2}	K	Necessidades (MW)	Preço Total* ¹ (€)	Desvios Subir	Desvios Descer
2013	5,28	12,68	1,2-1,6	0,63	2 262 970,36	84 830 424,92	10,00	3,00
2014	5,65	63,25		0,44	2 201 283,605	53 992 538,26	27,00	13,00
2015	7,22	82,98		0,85	2 212 528,768	45 048 426,07	8,00	8,00

*¹O preço total representa o preço da banda de regulação secundária inerente aos valores de banda de reserva secundária que seriam assignados de acordo com os valores das necessidades. Neste preço também já se encontra o preço associado à contratação de banda adicional para fazer face aos desvios registados.

*² O valor de β varia entre o intervalo 1,2 e 1,6, dependendo da hora, sendo que cada hora tem um valor associado (Tabela 4).

Realizando-se a médias entre os valores obtidos para cada uma das variáveis, de cada um dos métodos estudados, obteve-se uma variável comum cada uma das equações existentes e proposta para otimizar o custo anual associado à BRRS. Na tabela seguinte (Tabela 11) é apresentado um quadro resumo dos diversos valores obtidos para as diferentes variáveis, nomeadamente, a b, β e K.

Tabela 11 Valores médios das diferentes variáveis dos 3 métodos de cálculo.

	a	b	β	K
UCTE	9,71	11,50	-	-
REN	8,95	125,34	1,2-1,6	-
Proposta	6,17	94,20	1,2-1,6	0,59

Aplicando os valores acima obtidos às 3 diferentes metodologias de cálculo, compôs-se a Tabela 12.

Tabela 12 Aplicação dos valores médios otimizados.

		Necessidades (MW)	Preço Total* (€.MW)	Desvios Subir	Desvios Descer
UCTE	2013	2 290 052,026	85 177 779,48	52,00	21,00
	2014	2 196 801,465	53 883 474,89	62,00	24,00
	2015	2 2047 99,932	44 877 985,43	49,00	26,00
REN	2013	2 277 813,28	85 348 994,22	11,00	5,00
	2014	2 187 069,75	54 037 088,02	44,00	14,00
	2015	2 196 194,97	44 671 315,3	11,00	7,00
Proposta	2013	2 266 928,533	85 017 158,3	10,00	3,00
	2014	2 190 349,124	53 731 056,02	32,00	16,00
	2015	2 192 666,291	44 642 890,62	7,00	9,00

*O preço total representa o preço da banda de regulação secundária inerente aos valores de banda de reserva secundária que seriam assignados de acordo com os valores das necessidades. Neste preço também já se encontra o preço associado à contratação de banda adicional para fazer face aos desvios registados.

Finalmente, para comprovar a existência de uma otimização procedeu-se à soma dos valores obtidos em cada um dos anos em cada uma das soluções, após aplicação dos valores otimizados, de modo, a ser fazer um paralelismo entre as 3 (Tabela 13).

Tabela 13 Valores anuais otimizados para cada uma das situações estudadas

	Necessidades (MW)	Preço Total* (€.MW)	Desvios Subir	Desvios Descer
Situação Real	6 870 857,60	189 455 036,5	36,00	16,00
UCTE	6 668 529,93	183 939239,8	163,00	71,00
REN	6 661 077,99	183 751 365,5	66,00	26,00
Proposta	6 649 943,94	183 391 104,9	49,00	28,00

*O preço total representa o preço da banda de regulação secundária inerente aos valores de banda de reserva secundária que seriam assignados de acordo com os valores das necessidades. Neste preço também já se encontra o preço associado à contratação de banda adicional para fazer face aos desvios registados.

Posto isto, os resultados finais obtidos são representados no que concerne às necessidades totais anuais e ao valor de custo a elas associados na

Tabela 14.

Tabela 14 Reduções alcançadas em 2013, 2014 e 2015 com método proposto.

		Necessidades (MW)	Preço Total (€)	Redução do Custo (€)
2013	Situação Real	2 349 578,30	88 046 043,20	3 028 884,90
	Proposta	2 266 928,53	85 017 158,30	
2014	Situação Real	2 255 959,90	55 330 225,63	1 435 877,04
	Proposta	2 190 349,12	53 731 056,02	
2015	Situação Real	2 265 319,40	46 078 767,65	1 599 169,62
	Proposta	2 192 666,29	44 642 890,62	
Total	Situação Real	6 870 857,60	189 455 036,51	6 063 931,55
	Proposta	6 649 943,94	183 391 104,90	

Como se percebe pela

Tabela 14 a execução da equação apresentada para obtenção das necessidades de banda de reserva de regulação secundárias acarreta como benefício uma poupança para o sistema. No caso de 2013 a poupança seria no valor dos 3 028 884,90 €, o que correspondia a 3,4%, já no caso de 2014 e 2015 seria uma redução de valor inferior a 2013, sendo, respetivamente, 1 435 877,04 € e 1 599 169,62 €, correspondendo a 2,59% e 3,47%, pelo que se justifica a adoção do processo de determinação das necessidades.

De seguida é apresentado um caso de estudo a seguir onde a linha foi reduzida a um dia.

5.1.2. CASO ESTUDO 2

Com a otimização da fórmula apresentada anteriormente efetuar-se-á uma simulação para um dia, 23 de julho de 2013, escolhido aleatoriamente.

Começou-se por recolher os dados referentes às necessidades de banda de reserva de regulação secundárias e da energia mobilizada, tanto a subir como a descer, e ainda, o

consumo de energia, do *site* de mercados da REN. Na Tabela 15 encontra-se um quadro resumo referente às necessidades a subir e a descer, do dia 23 de julho de 2013.

Tabela 15 Quadro resumo dos dados do dia 23-07-2013.

Data	Necessidade de BRSA (MW)	Necessidade de BRBA (MW)	Consumo de Energia (MW)	Energia Secundária a Subir (MWh)	Energia Secundária a Descer (MWh)
23/07/2013	4 479,50	2 240,2	200 342,21	1 469,40	1 90,08

Como se pode observar de imediato, o gestor apresentou valores de necessidades de banda de reserva de regulação secundária a subir e a descer bastante superiores ao que foi na realidade necessário mobilizar. Esta situação implica a uma contratação de blocos de potência, por hora, superiores ao utilizado.

Após a aplicação da fórmula proposta no capítulo anterior, obtém-se os seguintes valores, Tabela 16.

Tabela 16 Quadro resumo do dia 23-07-2013 após aplicação de calculo proposto.

Data	Necessidade de BRSA (MW)	Necessidade de BRBA (MW)	Consumo de Energia (MW)	Energia Secundária a Subir (MWh)	Energia Secundária a Descer (MWh)
23/07/2013	4 296,09	2 148,04	200 342,21	1 469,40	1 90,08

Como se percebe pela Tabela 16 são evidentes as diferenças entre os valores propostos como necessidades de banda de reserva de regulação secundária e as necessidades reais apresentadas pelo gestor do sistema.

Considerando que os valores monetários a transacionar neste mercado correspondiam ao múltiplo da soma dos valores de necessidades a subir e a descer pelo preço do bloco que foi contratado, alcança-se os seguintes resultados (Tabela 19).

Tabela 17 Valores totais atingidos com metodologia proposta.

Data	Necessidades Reais (MW)	Custo Real (€)	Necessidades Previstas (MW)	Custo Previsto (€)	Redução de Custo (€)
23/07/2013	6 719,70 ^{*1}	196 583,64	6 444,13 ^{*2}	188 354,21	8 229,43

^{*1}Necessidades de BRSA = 4 479,50 MW e Necessidades de BRBA = 2 240,2 MW

^{*2}Necessidades de BRSA = 4 296, 09 MW e Necessidades de BRBA = 2 148,04 MW

Como se conclui pela Tabela 19 o mercado para o dia 23-07-2013, após aplicação da metodologia de cálculo proposta no capítulo anterior, permitia uma redução do valor de fecho de mercado na ordem dos 8 229,43, o que significa uma diminuição na ordem dos 4% para este dia.

Neste dia, garantiu-se a cobertura da energia mobilizada para fazer face às variações entre consumo e produção e à segurança do sistema, porém, aplicação deste método de cálculo apresenta um número maior de desvios entre o que é necessário mobilizar e o que é previsto, contudo, os valores associados à contratação adicional já se encontram dentro do valor de custo total previsto.

Em suma, todos os pontos apresentados anteriormente demonstram a complexidade que caracteriza todo o processo de determinação do valor das necessidades de banda de reserva de regulação secundária.

A possibilidade de reduzir as necessidades apresentadas em mercado é um processo que se tem vindo a implementar ao longo dos 3 anos, como se pode observar no caso de estudo 1. A proposta apresentada nesta dissertação vai de encontro ao problema já sinalizado pelo gestor de sistema, que procura além de manter a qualidade e segurança do sistema, torna-lo o mais otimizado e eficiente possível, identificando sempre as melhores soluções tanto a nível técnico como económico.

A solução proposta permitirá que o gestor de sistema realize o seu plano de necessidades de banda de reserva de regulação de um modo mais “estrito” e próximo do que ocorre na realidade em relação à mobilização de energia para compensação de desvios ocorridos entre produção e consumo, remetendo sempre para uma otimização dos valores, procurando o encargo menor para o sistema.

5.2. FERRAMENTA DE APOIO À ANÁLISE DE DADOS DE RESERVA DE REGULAÇÃO

A ferramenta apresentada neste capítulo tem como objetivo dar apoio ao estudo de uma possível implementação de um mercado integrado para a comercialização de reserva de regulação terciária. Esta permitirá fazer uma simulação dos resultados possíveis de derivar do mercado de reserva de regulação para um determinado dia considerando que a capacidade de interligação é “infinita” e ainda um estudo de como seria o comportamento do mercado, nos dois últimos anos, 2014 e 2015, caso esta situação fosse aplicada.

Como complemento, a ferramenta permitira também a simulação do mercado de reserva de regulação como atualmente é realizado e ainda apresentar um histórico do mercado referente aos dois últimos anos, utilizando os dados disponíveis.

A aplicação foi desenvolvida em ambiente *Microsoft Office Excel-Visual Basic for Applications* (VBA), com recurso a vários *Userforms* (formulários de utilização), numa linguagem de programação semelhante à linguagem JAVA.

Uma vez que a programação utilizada pelo *Visual Basic* implementado no *Microsoft Excel* envolve um elevado nível de programação, foi necessário recorrer de forma a eliminar lacunas existentes a alguns fóruns adequados ao tema e à página oficial da Office.

Este simulador é constituído por duas partes essenciais, numa primeira parte o utilizador poderá inserir as suas necessidades de reserva de regulação, sendo que através deste possibilitado uma previsão do que decorrerá em mercado afeto a este tipo de reserva e ainda ter acesso aos resultados sob a forma de relatório para impressão.

Numa segunda parte, o utilizador, para efeitos de estudo, poderá observar diversos gráficos associados a dados históricos.

5.2.1.1. ESCOLHA DO TIPO DE INFORMAÇÃO

Numa primeira fase da utilização da ferramenta, o utilizador terá que abrir o ficheiro Excel, com a designação de Simulador, com a extensão *.xlsm*, como se apresenta na figura seguinte (Figura 26).

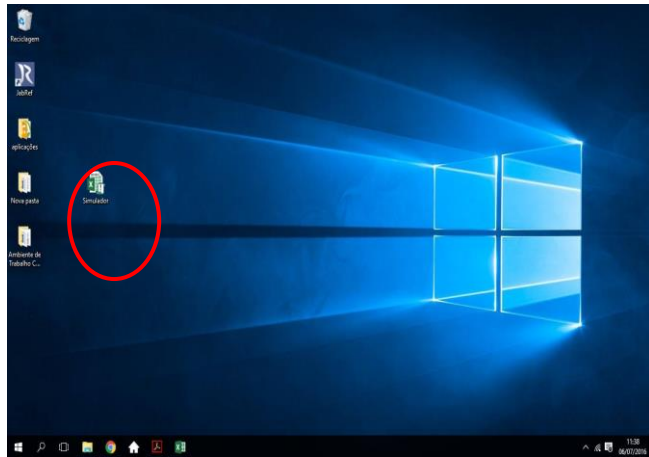


Figura 26 Ficheiro que contém a ferramenta realizada.

Seguidamente, é pedido ao utilizador que faça uma seleção do tipo de estudo que pretende fazer, tendo este disponível apenas duas opções sendo elas a “Estudo Provisório” e “Análise Histórica”.

Só após a eleição de uma destas opções é que o utilizador conseguirá usufruir da aplicação realizada. O *template* inicial irá diferenciar de acordo com a opção tomada. No caso de ser selecionada a opção “Estudo Provisório”, o *template* será então o ilustrado na Figura 27.

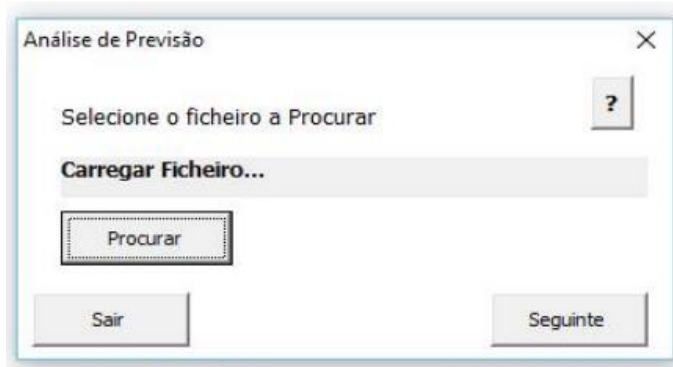


Figura 27 *Template* derivado da escolha Estudo Provisório.

Este menu permitirá ao utilizador carregar o ficheiro que contém a informação referente ao dia que se tenciona simular as operações de mercado.

Se, por outro lado, a escolha recair sobre “Análise Histórica”, o modelo a surgir irá ser o representado na Figura 28.

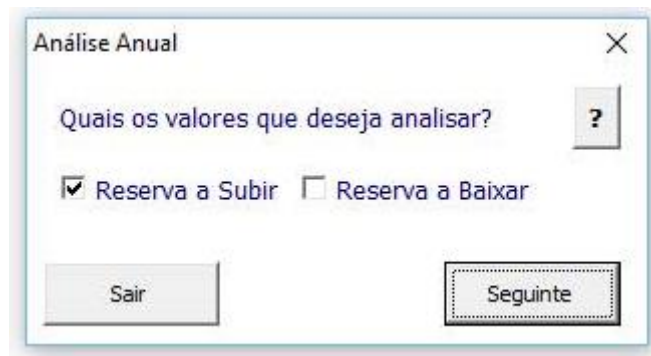


Figura 28 Template derivado da escolha Estudo Provisório.

Neste caso, existem duas opções principais, sendo elas, a realização da análise da reserva de regulação a subir ou a análise da reserva de regulação a descer, podendo o utilizador assignar a que deseja observar. Esta distinção deve-se ao facto da existência de ofertas distintas de acordo com o sentido em que a energia é mobilizada.

Na análise histórica foram realizados dois tipos de estudo, no primeiro apenas demonstra o que ocorreu na realidade, isto é, quais os valores de necessidades e de ofertas apresentados por Portugal e Espanha, de forma distinta, bem como o resultado de mercado de reserva de regulação para cada um desses pais no ano 2014 e 2015.

Por outro lado, o segundo estudo baseou-se na criação de um semelhante ao anterior, mas aplicado à comercialização de reserva de regulação. Neste caso, as ofertas de reserva de regulação de Portugal e Espanha são enviadas a um Coordenador de Operadores de Sistema que mobilizaria a reserva baseada na lista de ofertas comum para um determinado sistema respondendo às necessidades identificadas.

5.2.1.2. ESTRUTURA DOS DADOS

O programa faz uma leitura direta do ficheiro gravado com a extensão *.xlsx*. Para cada previsão a realizar o nome do ficheiro deverá obedecer à regra da seguinte nomenclatura: “Previsão_XXXXXX.xlsx” onde XXXXXX é a data escrita da seguinte forma DIAMESANO (por exemplo, 290114 que diz respeito ao dia 29 de janeiro de 2014). O ficheiro de previsão deverá conter a informação referente às necessidades para cada uma das horas, e as ofertas, tanto a subir como a descer, acompanhadas dos respetivos preços. Estes dados verão encontrar-se todos na mesma folha/ *sheet* do ficheiro *excel* a qual deverá ser atribuído o nome “Previsão”.

Na Figura 29 mostra-se um excerto de um ficheiro de previsão, onde é possível ver as necessidades para o dia 1 de janeiro de 2014 (Previsão_01012014), e de igual forma os pares das ofertas de reserva de regulação para ambos os sentidos, compostas pelo bloco de potência e preço unitário.

Necessidades				Ofertas Subir					Ofertas Descer				
DATA	HORA	CONT.SUBIR	CONT.BAIXAR	PAIS	DATA	HORA	MW	PREÇO	PAIS	DATA	HORA	MW	PREÇO
01/01/2014	1	0	617,07	ESP	01/01/2014	1	100	26	ESP	01/01/2014	1	84	180
01/01/2014	2	0	545	ESP	01/01/2014	1	100	26,5	ESP	01/01/2014	1	3,4	35,41
01/01/2014	3	0	312,5	ESP	01/01/2014	1	200	27	ESP	01/01/2014	1	3,4	30,36
01/01/2014	4	0	151,9	ESP	01/01/2014	1	200	28	ESP	01/01/2014	1	3,4	25,31
01/01/2014	5	0	224,8	ESP	01/01/2014	1	96	40	ESP	01/01/2014	1	3,4	20,26
01/01/2014	6	0	158,6	ESP	01/01/2014	1	58,5	41,15	ESP	01/01/2014	1	3,4	15,21
01/01/2014	7	0	147,8	ESP	01/01/2014	1	40	42,38	ESP	01/01/2014	1	73	15
01/01/2014	8	0	196,8	ESP	01/01/2014	1	40	42,43	PORT	01/01/2014	1	70	15
01/01/2014	9	0	110,6	ESP	01/01/2014	1	20	42,48	ESP	01/01/2014	1	73	13
01/01/2014	10	0	281,5	ESP	01/01/2014	1	30	42,58	PORT	01/01/2014	1	70	12
01/01/2014	11	0	463,6	ESP	01/01/2014	1	50	43,12	ESP	01/01/2014	1	3,4	10,16
01/01/2014	12	0	444,5	ESP	01/01/2014	1	80	44,58	PORT	01/01/2014	1	62	10
01/01/2014	13	0	412,5	ESP	01/01/2014	1	45	45	PORT	01/01/2014	1	172	10
01/01/2014	14	0	208,48	ESP	01/01/2014	1	50	46,32	PORT	01/01/2014	1	76	10
01/01/2014	15	0	210,6	ESP	01/01/2014	1	50	46,38	PORT	01/01/2014	1	230	10
01/01/2014	16	0	146,7	ESP	01/01/2014	1	28	47	PORT	01/01/2014	1	60	10
01/01/2014	17	62,5	0	ESP	01/01/2014	1	74	47,15	PORT	01/01/2014	1	40	10
01/01/2014	18	115	0	ESP	01/01/2014	1	45	49	ESP	01/01/2014	1	3,4	5,11
01/01/2014	19	0	191	ESP	01/01/2014	1	25	50	PORT	01/01/2014	1	70	4
01/01/2014	20	0	83	ESP	01/01/2014	1	50	50,15	ESP	01/01/2014	1	52	2
01/01/2014	21	0	265	ESP	01/01/2014	1	45	53	ESP	01/01/2014	1	52	1
01/01/2014	22	0	382,5	ESP	01/01/2014	1	50	53,25	ESP	01/01/2014	1	52	0,5
01/01/2014	23	0	222	ESP	01/01/2014	1	60	55	ESP	01/01/2014	1	37	0,01
01/01/2014	24	0	222	ESP	01/01/2014	1	88	57	ESP	01/01/2014	1	1471,2	0
01/01/2014				ESP	01/01/2014	1	22	60	PORT	01/01/2014	1	185	0

Figura 29 Composição do ficheiro de Previsão a ser lido pelo programa.

A tabela referente as necessidades, deverá conter informação conforme acima demonstrado, data, hora, e a necessidade de reserva de regulação determinada pelo GGS para cada um dos sentidos, a subir e a descer.

Por outro lado, as ofertas necessitam de conter a formação relativa ao país que oferece, data, hora, volume de potência disponível a mobilizar e por fim, custo inerente a essa mobilização.

Chama-se atenção para a seguinte informação:

- **PAÍS:** País para o qual se pretende fazer uma simulação de mercado, no caso da simulação do mercado integrado de reserva de regulação para a Península Ibérica deverá colocar-se junto de cada oferta o País que ofertou.
- **DATA:** dia de programação a que se refere a necessidade, que será igual ao referente da oferta;
- **HORA:** hora de programação a que se destina a oferta;
- **MW_Subir:** quantidade ofertada a subir, em MW;

- MW_Descer: quantidade ofertada a Descer, em MW;
- PREÇO: preço de venda do volume ofertado, em €/MW.

Caso o ficheiro carregado no programa não possuir esta estrutura não será possível prosseguir o mesmo, surgindo uma mensagem de erro automática dada pelo VBA.

5.2.1.3. ANÁLISE DE HISTÓRICO

Estando definido o tipo de análise, irá haver diferenciação entre os dados apresentados, pelo que valores para estes dois casos são diferenciados. Para que o simulador possa gerar internamente os gráficos históricos necessita que seja selecionado o ano que se tenciona estudar, sendo que atualmente só se encontram disponíveis os de 2014 e 2015. O menu que aparecerá junto do utilizar encontra-se ilustrado na figura abaixo (Figura 30).



Figura 30 Análise gráfica realizada com dados da base de dados.

Os gráficos apresentados poderão resultar em 3 pares diferenciados de dados, sendo eles, potência contratada – potência prevista pelo programa realizado, outro par assenta na apresentação do par energia – preço e por fim, preço da potência contratada- potencia prevista.

5.2.1.4. APRESENTAÇÃO DOS RESULTADOS

No caso da previsão, simulando o MRR, os resultados alcançados serão expostos num relatório inserido no ficheiro *excel* base do simulador, conforme está ilustrado um excerto na Figura 31.

REN
Redes Energéticas Nacionais

Reserva de Regulação

Após um estado inicializado e da realização de alguns pressupostos chegam-se aos seguintes resultados.

Os pressupostos feitos em conta é que os blocos de reserva de regulação seriam contratados com blocos individuais, sendo é considerado apenas o abastecimento das ofertas, sendo que a "Subir" é feita de forma crescente e a "Descida" de forma decrescente de valor de oferta. Por fim, não foram feitas em consideração as diversas restrições técnicas decorrentes do funcionamento do sistema elétrico.

Resultados: Ano: 2014

Contratado (kW)	Preço (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Preço (€/MWh)
1	0,00	0	0
2	0,00	0	0
3	0,00	0	0
4	0,00	0	0
5	0,00	0	0
6	0,00	0	0
7	0,00	0	0
8	0,00	0	0
9	0,00	0	0
10	0,00	0	0
11	0,00	0	0
12	0,00	0	0
13	0,00	0	0
14	0,00	0	0
15	0,00	0	0
16	0,00	0	0
17	0,00	0	0
18	0,00	0	0
19	0,00	0	0
20	0,00	0	0
21	0,00	0	0
22	0,00	0	0
23	0,00	0	0
24	0,00	0	0

* Contratação Prevista/Realidade

Figura 31 Relatório com os dados resultantes da previsão para o dia especificado.

Neste relatório é apresentada para cada hora, a potencia a contratar e o preço que se prevê para a atribuição. O mesmo relatório é possível ser impresso para posterior comparação com os valores de fecho de mercado. O relatório ilustrado na Figura 31 é referente à análise considerando que não existe fronteira entre Portugal e Espanha, aplicando-se as regras dos mercados integrados ao mercado de Serviços de Sistema referente a reserva de regulação terciária. Nestes relatórios é possível ver os resultados da simulação referente aos blocos que seriam contratados em mercado face as necessidades apresentadas pelo GGS e ainda o preço unitário de fecho deste mercado.

Por outro lado, na realização da análise histórica também é possível ter acesso aos dados finais que permitiram a elaboração dos gráficos sendo os mesmos apresentados num relatório (Figura 32).

Relatório

Relatório: Ano 2014 Subir

Valor Anual Real 3 664 635,07 Valor Anual Previsto 4 477 148,70 Poupança 0,81

Janeiro	370 088,70 / 291 356,13* [MWh]	Mai	358 757,00 / 270 764,20* [MWh]	Setembro	328 936,10 / 304 897,70* [MWh]
Fevereiro	332 261,30 / 245 143,83* [MWh]	Junho	419 372,50 / 333 846,35* [MWh]	Outubro	269 149,10 / 247 889,14* [MWh]
Março	341 163,00 / 244 416,69* [MWh]	Julho	434 511,30 / 339 460,54* [MWh]	Novembro	462 406,00 / 383 773,28* [MWh]
Abril	360 458,10 / 273 738,67* [MWh]	Agosto	340 678,90 / 313 347,86* [MWh]	Dezembro	459 366,70 / 416 000,68* [MWh]

* Contratação Prevista/Real

Sair Voltar Imprimir Relatório

Figura 32 Relatório derivado da Análise dos valores Históricos.

Neste *template*, serão apresentados o valor da reserva de regulação contratada em mercado e o valor das necessidades apresentadas pelo GSS nos anos 2014 e 2015, para cada um dos países, Portugal e Espanha. No entanto, caso a análise assente no estudo dos dados decorridos da implementação de um mercado integrado, os dados serão ilustrados de acordo com a figura de cima, onde são apresentados o valor real contratado e o valor que COS mobilizaria de reserva face as necessidades apresentadas por Portugal.

O botão “Imprimir Relatório” possibilita ao utilizador passar os valores desta janela para uma folha devidamente estruturada em *excel*, guardo a mesmo em formato de PDF, excerto ilustrado na Figura 33.

REN
Redes Energéticas Nacionais

Reserva de Regulação

Estes dados são dados reais do decorrer do mercado de reserva de regulação. Diferenciando-se de acordo com o país. No caso do estudo assente sobre a verificação das alterações proveniente de uma implementação de mercado integrado, os dados são referidos ao país Portugal.

Resultados: Ano: 2014 País: Portugal

Mercado Integrado: Sim Não

Contratação Anual	Valor	Unidade
Contratação Anual	335423	[MW]
Janeiro	2,70E+05	[MW]
Fevereiro	3,70E+05	[MW]
Março	3,32E+05	[MW]
Abril	3,63E+05	[MW]
Mai	3,60E+05	[MW]
Junho	3,30E+05	[MW]
Julho	4,10E+05	[MW]
Agosto	4,32E+05	[MW]
Setembro	3,43E+05	[MW]
Outubro	3,20E+05	[MW]
Novembro	2,80E+05	[MW]
Dezembro	4,60E+05	[MW]

* Contratação Prevista/Necessidade

Figura 33 Relatório derivado da Análise dos valores Históricos, em PDF.

A partir deste ponto o utilizador já poderá imprimir, devidamente, os dados para realização de estudos, para arquivamento ou para outros fins que ache adequados.

5.2.1.5. MENSAGENS DE AVISO E ERRO

O programa tem ainda uma funcionalidade baseada na apresentação de mensagens de aviso e de erro.

Numa tentativa de precaver o utilizador para um possível encerramento incorreto do programa, o botão no canto superior direito, usualmente representado a vermelho com uma “X” foi desativado. Contudo, sempre que é acionado o mesmo apresenta uma mensagem de erro, Figura 34, indicando que este, caso deseje fechar o programa deverá

clique no botão de “Sair” ou no botão “Finalizar”, de acordo com o que é apresentado no menu.

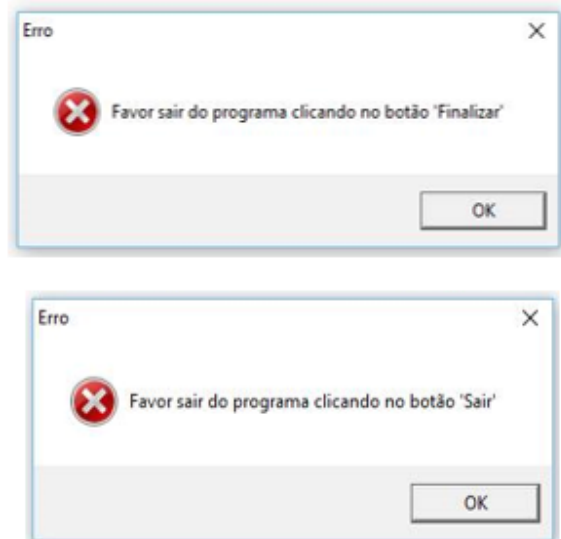


Figura 34 Mensagem de erro referente ao encerramento do programa.

Por outro lado, quando se clica no botão “Sair”/”Finalizar” surge uma mensagem de alerta, ilustrada na Figura 35, questionando o utilizador se a opção tomada é a desejada.

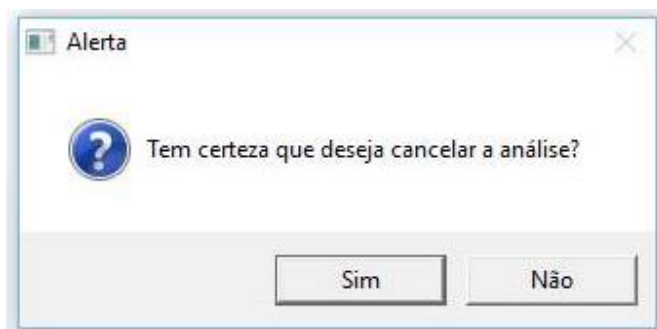


Figura 35 Mensagem de aviso de encerramento do programa.

No caso de a resposta ser afirmativa, a aplicação encerra, no caso de ser negativa, apenas a mensagem de erro é encerrada.

Durante o processo de análise de dados históricos, caso os dados introduzidos sejam considerados conflituosos, de acordo com o estabelecido como tal, será apresentada uma mensagem de erro, sendo acompanhada de uma imagem de erro e anulação dos dados introduzidos, conforme se poderá ver na Figura 36.



Figura 36 Mensagem de erro devido a conflito de dados.

A ocorrência de conflitos de dados deriva da repetição de dados e do par selecionado para visualizar apresentar unidades distintas, ou simplesmente não apresentarem nenhuma relação entre eles, como por exemplo selecionar o par potencia real a subir - preço previsto a subir. O conjunto de dados correto seria potência real a subir - preço real a subir.

A ferramenta desenvolvida no âmbito desta dissertação, apresentada ao longo deste capítulo, irá permitir ao utilizador perceber de que forma o mercado de reserva de regulação se comportou no ano 2014 e 2015, tanto em Portugal como em Espanha, através da visualização dos dados históricos. Por outro lado, o utilizador rapidamente irá ser capaz de simular uma sessão do mercado de reserva de regulação, utilizando a vertente de simular, existente nesta aplicação, podendo futuramente efetuar uma relação entre o comportamento real do mercado e o previsto previamente. Será expectável que os dois

não sejam idênticos, pois no caso real diversas situações poderão decorrer condicionando assim o comportamento do operador de sistema, que não se encontram contempladas no modo e operação da aplicação.

Numa tentativa de demonstrar a aplicabilidade da ferramenta, de forma direta, identificar a ordem valor de custo associado às necessidades de reserva de regulação apresentadas em mercado, foi elaborado o estudo sobre o comportamento do mercado de regulação terciária, caso fossem aplicadas as regras associadas ao mercado integrado, a nível da Península Ibérica.

5.2.2. CASO DE ESTUDO

Neste capítulo realizar-se-á uma apresentação dos resultados obtidos a partir da ferramenta usando os dados referentes ao mercado de Serviços de Sistema, em específico, mercado de reserva de regulação terciária em Portugal e em Espanha, no período entre 2014 e 2015.

5.2.2.1. APLICAÇÃO DA FERRAMENTA

Até 2007, em Portugal a obtenção de reserva de regulação não se encontrava sujeita a mecanismos de mercados. Os agentes de mercado que tomavam parte do processo de transferência de energia eram remunerados de acordo com o que despachavam para a rede, contudo, a implementação de regras de funcionamento de mercado para a aquisição deste tipo de serviços proporcionou uma maior liquidez aplicada ao mercado de eletricidade. Atualmente, os agentes de mercado detentores de unidades físicas, além dos custos incorridos da produção tem também os custos de oportunidade, derivados da venda de energia no mercado Serviços de Sistema. No decurso do tempo real, o operador necessita de ter reversas capazes de atuarem em caso de anomalias no sistema, para tal, o Operador assegura essa reserva contratando-a no sector do mercado competitivo de Serviços de Sistema específico para tal.

Neste tipo de mercado as ofertas a subir, passíveis de serem contratadas, são percorridas de forma crescente, quanto menor for a energia a mobilizar para cima menor será o custo associada a esta operação, por outro lado, a reserva necessária descer é alinhada de forma decrescente, quanto maior for a reserva de regulação a baixar menor será o preço. Foi com base nesta metodologia de atribuição que a ferramenta foi desenvolvida.

Para validação da ferramenta realizou-se uma simulação, para o caso Português, utilizando o dia 1 de janeiro de 2014, considerando que a reserva de regulação era comum a Portugal e a Espanha. Deste modo, além de se poder validar a ferramenta em si, serão fornecidos dados que permitiram analisar se existiriam ou não vantagens na implementação desta solução. Na tabela seguinte são apresentadas as necessidades de reserva de regulação apresentadas por Portugal. Os valores assumidos como necessidades por parte de Portugal correspondem ao valor que na realidade foi contratado, uma vez que os valores referentes às necessidades não são dados públicos.

Tabela 18 Necessidades de RR em Portugal no dia 01-01-2014.

Data	Necessidades a Subir	Necessidades a Baixar
01-01-2014	177,50	5 998,45

Na figura seguinte (Figura 37) é representado grafico com as necessidades totais, e de igual forma as necessidades apresentadas por cada um dos países.

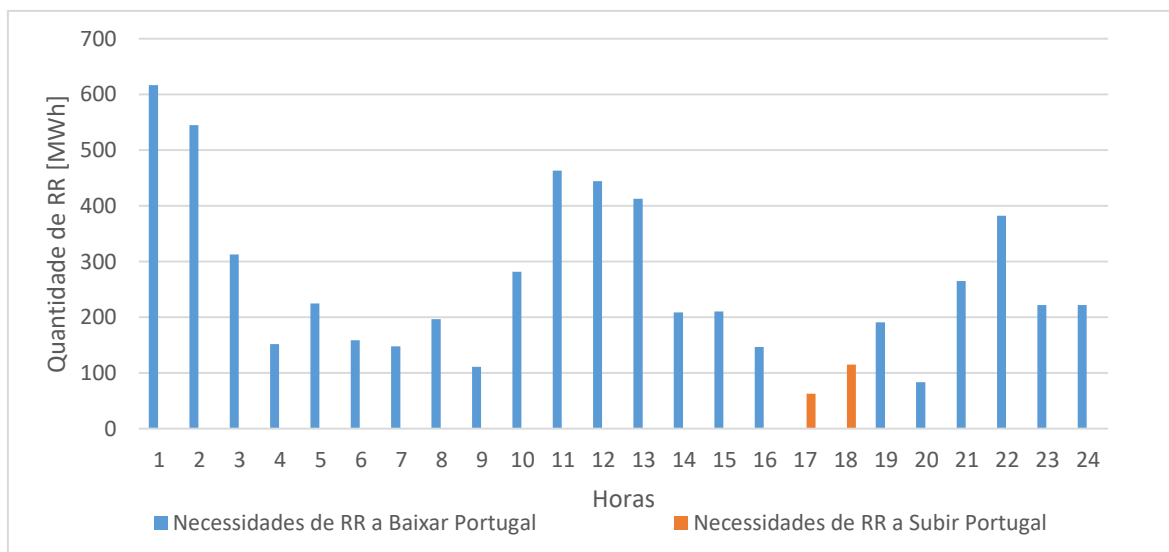


Figura 37 Necessidades totais de RR 01-01-2014.

É possível ver que neste dia a mobilização do volume de necessidade de RR a descer foi muito superior à necessidade a subir em Portugal.

De seguida é apresentada a Tabela 19 com o valor totas das ofertas assignadas para satisfazer a procura reserva de regulação demonstrada pelos Operadores de Rede, de acordo com o simulador realizado.

Tabela 19 Reserva de Regulação assignada para o dia 01-01-2014 caso real.

Data	Contratada Subir (MW)	Preço Subir (€)	Contratada Baixar (MW)	Preço a Baixa (€)
01-01-2014	177,50	4 457,03	5 998,45	7 408,90

Aplicando os dados na ferramenta, obteve-se os seguintes valores (Tabela 22):

Tabela 20 Reserva de Regulação assignada para o dia 01-01-2014 (simulação).

Data	Contratada Subir (MW)	Preço Subir (€)	Contratada Baixar (MW)	Preço a Baixa (€)
01-01-2014	177,50	4 457,10	5 998,50	20 218,49

Neste dia, uma vez que a energia de reserva de regulação foi maioritariamente a descer o que significa que será atribuída uma remuneração do GGS pelo agente que fornece a regulação a baixar, sendo essa remuneração na ordem dos 20 218,49 €.MW.

Para este também é possível verificar que aplicação de um mercado integrado a nível da Península Ibérica seria vantajoso, uma vez que, de uma lista conjunta com as ofertas dos dois países, Portugal e Espanha, o COS teria recorrido, em determinados períodos de programação, a mobilização de reserva ofertada pelo país vizinho, satisfazendo as necessidades apresentadas por Portugal, como se pode ver na Tabela 21.

Tabela 21 Resultado do mercado integrado entre Portugal e Espanha de RR.

Data	Portugal			
01-01-2014	Contratada a Subir MW	Preço a Subir €·MW	Contratada a Baixar MW	Preço a Baixa €·MW
	177,50	4 457,03	4 236,60	15 437,19
	Espanha			
	Contratada a Subir MW	Preço a Subir €·MW	Contratada a Baixar MW	Preço a Baixa €·MW
	0	0	1 761,90	4 781,30

Por fim, é possível concluir-se que ferramenta elaborada cumpre a sua função, apresentando os valores suscetíveis de resultarem do mercado de reserva de regulação, possibilitando a arquivo dos mesmos em formato PDF e/ou a impressão do mesmo.

5.2.3. ANÁLISE DO PREÇO DE ENERGIA DE MERCADO DE RR EM PORTUGAL E EM ESPANHA

O mercado de obtenção de reserva de regulação tem evoluído desde a sua criação. Torna-se indispensável acompanhar a este desenvolvimento.

Vejamos os preços de reserva a subir e a baixar praticados em Portugal, em 2014 e 2015. Na figura seguinte (Figura 38) encontra-se uma representação gráfica do preço de reserva e o preço do mercado diário.

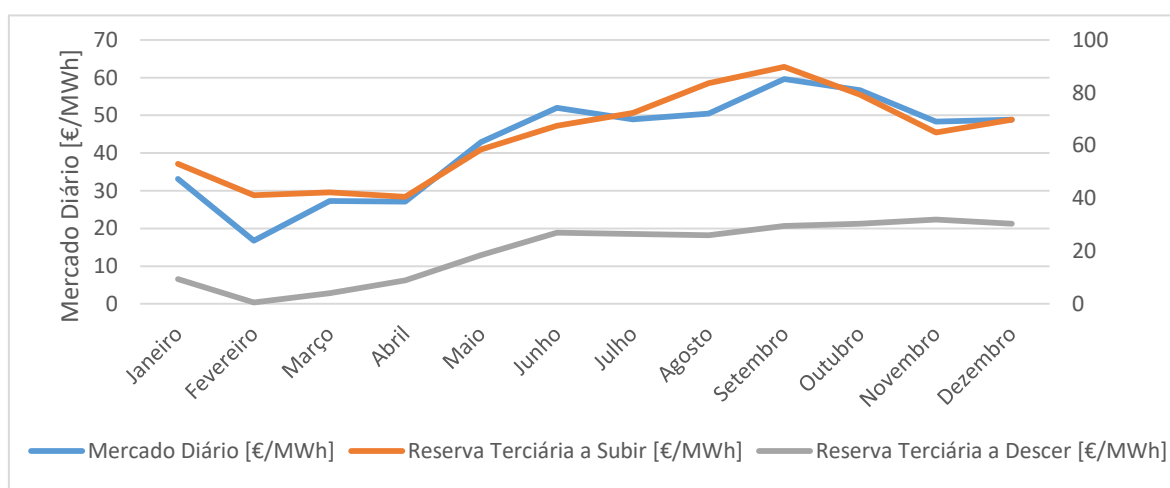


Figura 38 Preço de reserva a subir e a baixar e preço do mercado diário, ano 2014.

Neste ano o preço de reserva de regulação a baixar é sempre inferior ao que é assignado em mercado diário. Neste caso, sempre que uma unidade física reduz a sua produção, este quando reduz baixa a sua produção, terá de pagar um preço menor do que vendeu no mercado diário. Nesta situação, o agente produtor seria remunerado por um produto que não forneceu.

Pelo contrário, o preço da reserva a subir encontra-se em alguns casos pontuais superior ao preço do mercado diário, todavia geralmente é inferior. Os agentes produtores podem assim aumentar a sua remuneração com a venda de energia a um preço superior ao do mercado diário.

Encetando uma breve explicação de como o processo anterior decorre. Na Tabela 214 encontram-se simulados 3 cenários distintos de possíveis remunerações junto do agente de mercado.

Tabela 22 3 Cenários distintos de estudo de remuneração ao AM.

	Mercado Diário		Mercado de Reserva		Valor de Remuneração	
	Energia (MW)	Preço (€/MW)	Energia (MW)	Preço (€/MW)	Reserva Mobilizada	Reserva Não Mobilizada
1º Cenário	200	29,99	0	50,99	-	5998
2º Cenário	100	29,99	100	50,99	8098	2999
3º Cenário	50	29,99	150	50,99	9148	1499,5

No primeiro cenário o agente apenas participa em mercado diário, assumindo que é licitada a sua oferta, a remuneração nessa hora seria no valor de 5998€, contudo, o cenário dois, apresenta o mesmo agente, mas com participação em ambos os mercados, diário e de reserva. Neste segundo panorama, o agente oferece um igual volume de energia no mercado diário e no mercado de reserva, o que resultaria numa remuneração no valor de 8098€, resultando assim num aumento de 35%, contudo, caso a reserva ofertada não seja assignada, teria uma perda de 50%. Por fim, o último cenário exhibe o caso de o agente fazer uma pequena participação no mercado diário e ofertar o restante volume todo em mercado de reserva, recebendo assim uma remuneração na ordem dos 9148€, representando um aumento de 53%, todavia, no caso de a reserva não ser contratada, perderia à volta de 25% em relação à não participação no mercado de serviço de sistemas.

Os agentes de mercado procuram assim identificar qual a probabilidade de as suas ofertas serem contratadas nos respetivos mercados.

Como observado anteriormente, o preço de reserva de regulação a descer acompanha a variação do preço do mercado diário ao longo dos meses. Atendendo aos dois preços referidos, encontra-se na

Tabela 23 um resumo dos valores mobilizados em ambos os mercados no ano 2014.

Tabela 23 Resumo do ano 2014.

Ano	Mercado Diário		Mercado de Reserva de regulação	
	Energia (MWh)	Preço Médio (€/MWh)	Energia (MWh)	Preço Médio (€/MWh)
2014	49 497 828,1	42,46	2 018 078,57	30,47

Na Tabela 24 é exposta uma análise dos valores dos preços da reserva de regulação a subir e a descer e do preço médio de mercado diário.

Tabela 24 Análise dos valores dos preços do MRR e do mercado diário, ano 2014.

	Preço máximo (€/MWh)	Preço mínimo (€/MWh)	Preço médio (€/MWh)
Reserva Regulação a subir	190	0	60,81
Reserva Regulação a baixar	89,6	0	21,22
Mercado Diário	110	0	41,08

A reserva terciária a subir atingiu o preço máximo de 190 €/MWh, o preço máximo da reserva terciária a descer é de 89,6 €/MWh, valor bastante superior em relação à reserva a subir.

Fazendo a mesmo tipo de abordagem analítica para 2015, inicia-se por apresentar, na imagem abaixo (Figura 39) o gráfico do preço de reserva e o preço do mercado diário deste ano.

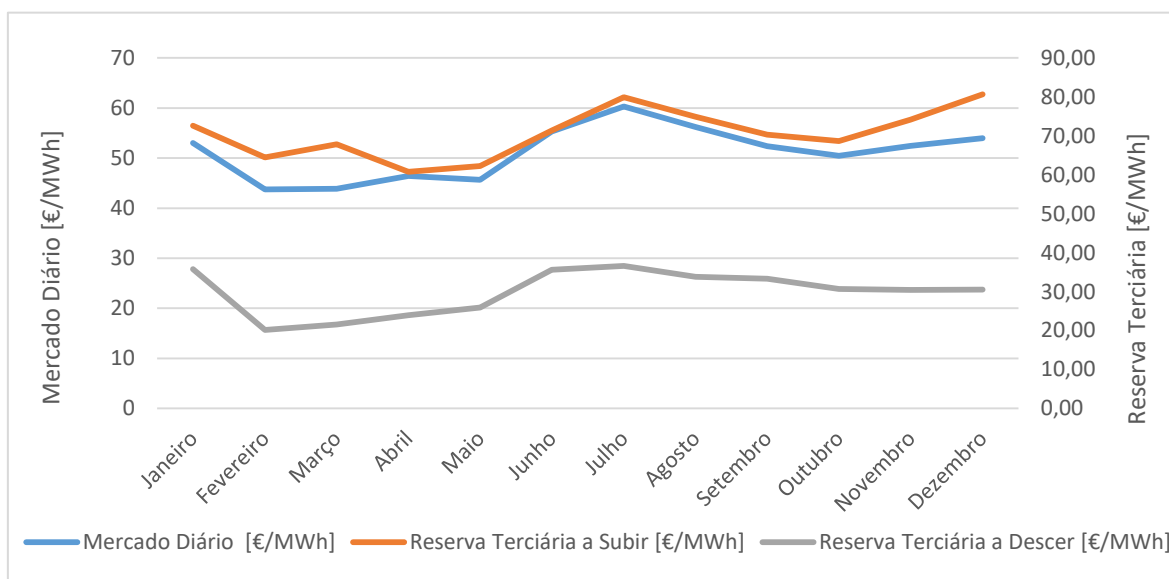


Figura 39 Preço de reserva a subir e a descer e preço do mercado diário, ano 2015.

Neste ano o preço de reserva a descer é sempre inferior ao preço do mercado diário, mas, por outro lado, o preço da reserva a subir encontra-se sempre acima do preço do mercado diário. Os agentes de mercados detentores de unidades físicas podem assim aumentar a sua remuneração com a venda de energia a um preço superior ao do mercado diário.

Atendendo aos dois preços referidos anteriormente, encontra-se na tabela abaixo, um resumo do mesmo.

Tabela 25 Resumo do ano 2015.

Ano	Mercado Diário		Mercado de Reserva de regulação	
	Energia (MWh)	Preço Médio (€/MWh)	Energia (MWh)	Preço Médio (€/MWh)
2015	49 655 196,10	51,18	1 960 583	43,44

Na Tabela 26 é exposta uma análise dos valores dos preços da reserva de regulação a subir e a descer e do preço médio de mercado diário.

Tabela 26 Análise dos valores dos preços do MRR e do mercado diário, ano 2015.

	Preço máximo (€/MWh)	Preço mínimo (€/MWh)	Preço médio (€/MWh)
Reserva Regulação a subir	180,3	9	70,43
Reserva Regulação a baixar	69,99	0	28,73
Mercado Diário	85,05	4	51,18

A reserva terciária a subir atingiu o preço máximo de 180,3€/MWh E o preço máximo da reserva terciária a descer é de 69,99 €/MWh. Em 2015, os valores das reservas de regulação a subir e a descer são inferiores ao do ano de 2014, porém, a diferença entre os valores de reserva de regulação a baixar é reduzida.

6. CONCLUSÃO

Esta última fase do documento contempla as conclusões dos trabalhos conduzidos ao longo da presente dissertação, assim como possíveis áreas futuras de investigação sobre o tema.

Ao longo do tempo, tem-se assistido à reestruturação do sector elétrico, o principal passo dado no passado que permitiu impulsionar o desenvolvimento da componente económica deste sector. Antes, este caracterizava-se pela existência de monopólios verticalmente integrados, onde as diversas fases de produção, transporte, distribuição e comercialização eram unicamente da responsabilidade de uma só empresa. Atualmente, o sistema é um sistema *desverticalizado*, deixa de haver uma única empresa encarregue das variadas fases do sistema elétrico. Encontravam-se assim reunidas as condições propícias à existência de concorrência na produção e na comercialização, e consequentemente, o aparecimento de novas entidades, entre as quais se encontram o Operador de Mercado, Operador de Sistema e entidades reguladoras. Um dos pontos de destaque decorridos da reforma do sector elétrico reside na implementação de mecanismos de mercado, abandonando assim o conceito anteriormente existente que consistia na negociação de energia por contratação bilateral, passando para a negociação de energia elétrica em mercado de eletricidade (mercado *pool*). Este mercado organiza-se pela apresentação de

propostas de compra e de venda de energia elétrica, dentro de regras e normas estipuladas para este tipo de mercado.

As alterações efetuadas no funcionamento do sector elétrico culminaram na criação do Mercado Ibérico de Eletricidade, que tem como finalidade reunir dois mercados nacionais em um só mercado transacional, possibilitando o aumento da concorrência beneficiando os consumidores finais de ambos os países, e aproveitar de modo eficiente os recursos de ambos os países adotando, para tal, um método de operação idêntico e único que conduziu à estipulação de um preço de referência único ao nível da península ibérica. Deste modo, o passo seguinte na evolução será mais fácil, abrindo portas à integração destes dois mercados num mercado único a nível Europeu, sendo para tal, necessário uma boa coordenação entre o Operador de Mercado e o Operador de Sistema. O primeiro tem como responsabilidade a gestão económica para o dia seguinte, realizando a ordenação das propostas de compra e venda, encontrando o ponto de encontro entre as duas e assim alcançando o valor de despacho. Por outro lado, o operador de sistema encontra-se encarregue de contratar, em Mercado de Serviço de Sistema, e providenciar os Serviços de Sistema no sentido da manutenção da exploração do sistema elétrico, mantendo o mesmo nos níveis adequados de segurança, fiabilidade e estabilidade.

À semelhança da contratação de eletricidade para fins comerciais, também estes serviços são contratados em mercados próprios, existentes para o efeito. No entanto, questões como a volatilidade dos preços de mercado, métodos de valorização, custos associados e requisitos técnicos aplicados ao sistema demonstram a elevada complexidade dos Mercados de Serviço de Sistemas.

Em diferentes países, é possível observar-se diferentes estruturas e funcionamentos de mercado, que se diferenciam na questão dos níveis de reserva e tempos de atuação das mesmas. No caso de Portugal e Espanha, estes inserem-se no grupo da ENTSO-E, onde o controlo de frequência é separado em três tipos de reserva, de acordo com o seu tempo de atuação, sendo elas, a reserva primária, a reserva secundária e a reserva terciária.

A maior vantagem inerente à separação do mercado diário e intradiário do Mercado de Serviços de Sistema é a colocação dos agentes de mercado num grau elevado de

concorrência, uma vez que, poderão participar em ambos os mercados de acordo com as características das unidades físicas que possuem.

Em Portugal é a REN que desempenha a função de Operador de Sistema, sendo membro da ENTSO-E, entidade que tem como objetivo a harmonização das redes elétricas europeias e promoção de mercados regionais de eletricidade. Esta entidade é a responsável pela publicação de regras a ter em conta na gestão dos serviços e ainda de metodologias de cálculo associadas à correta operação de gestão dos sistemas elétricos, adaptando cada operador as mesmas ao seu sistema, sendo no caso de Portugal do encargo da REN e no caso de Espanha da responsabilidade da REE.

Neste sentido, tendo por base os dados recolhidos relativos aos mercados de Serviços de Sistema de banda de reserva de regulação secundária, energia de regulação de reserva secundária e de reserva de regulação, bem como de Mercado Ibérico de Eletricidade para os anos de 2013 e 2014, procedeu-se a uma análise de mercado com o intuito de se estabelecer um método de otimização do mesmo. Adicionalmente, para apoio à análise de dados de mercado e perfis de ofertas dos AM de reserva de regulação, foi desenvolvida uma ferramenta em *Microsoft Office Excel -Visual Basic for Application* na qual se implementou a leitura direta de ficheiros *.xlsm* que contêm as ofertas dos diversos AM, as suas unidades físicas participantes e as necessidades de reserva de regulação apresentadas pelo gestor de serviço neste mercado e com isso traçar uma previsão de comportamento do mercado para cada uma das horas do dia seguinte. O custo marginal de produção foi calculado com base ordenação de forma crescente, no caso de ser a subir, e decrescente, caso seja a descer, das propostas de venda, assignando as quantias precisas para satisfazer as necessidades apresentadas pelo gestor do sistema.

Outro meio de utilização da ferramenta consiste no estudo de valores históricos referente aos anos 2014 e 2015, para Portugal e Espanha, contudo, o ano 2013 só possui dados relativos a Portugal, uma vez que do lado espanhol esses mesmos não se encontravam disponíveis. Neste caso são apresentados gráficos com uma base mensal, com o volume assignado de reserva de regulação a subir e a descer e o valor de fecho de mercado para cada um dos meses.

Adicionalmente, foi feito um estudo referente à metodologia aplicada pela REN para cálculo das necessidades de reserva de regulação secundária. Tomando em consideração a análise de eficiência dos mercados de Serviços de Sistema em Portugal, procedeu-se a formulação de uma proposta de otimização da equação até agora em vigor. Relativamente à aplicação desta para os anos 2013, 2014 e 2015, foi possível verificar que se alcançaria uma poupança na ordem dos 6 milhões de euros para o sistema, justificando-se o valor pela redução do valor de necessidades totais nestes 3 anos de estudo.

A redução da mobilização de energia de secundária, resulta na diminuição da energia de regulação terciária, isto é, energia associada à reserva de regulação, tendo como justificação o facto de a energia terciária ser utilizada para substituir e complementar a energia secundária e servir ainda para colmatar erros associados a previsões de PRE, especificamente, eólica.

De modo geral, é possível concluir que a implementação do MIBEL apresentou um saldo positivo na evolução do sector elétrico ao longo dos anos.

Do ponto de vista do estudo da criação de um mercado integrado de reserva de regulação, do lado Portugal as vantagens são evidentes, pois a capacidade de interligação tem um peso elevado no sistema elétrico. Portugal beneficiará uma vez terá a possibilidade de comprar energia ao país vizinho a preços ainda mais baixos e de escoar a produção renovável excedente. Numa forma de abrir portas para a criação deste tipo de mercado a meta de 3000 MW de capacidade de interligação entre Portugal e Espanha parece ser um passo em frente para o seu alcance.

Neste sentido, as linhas de orientação para estudos futuros assentam na publicação das diretivas europeias tem vindo sido apontado para uma harmonização dos mercados. No que toca aos Serviços de Sistema, é de extrema importância dar continuidade ao que já se encontra em execução, procurando a harmonização do mesmo no âmbito do MIBEL, abrindo porta para a implementação de uma solução multi-TSO para um intercâmbio de reservas entre os diferentes sistemas elétricos integrados na Europa.

Seguidamente, seria interessante analisar a possibilidade de em Portugal permite que a PRE fosse a mercado tal como ocorre com as PRO. Uma vez que em Portugal a produção abrangida pelo regime especial não vai a mercado, sendo remunerada de acordo com

tarifas específicas, designadas de tarifas *feed-in*. Por outro lado, em Espanha, a produção neste regime pode ir a mercado ou à semelhança de Portugal ser remunerada de acordo com um valor especificado à priori. Com inserção da PRE em mercado diário seria expectável que a energia disponibilizada em mercado aumentasse e conseqüentemente, possibilitada uma redução do preço de fecho deste tipo de mercado, o que seria benéfico a todo o sistema.

Dado como terminado o trabalho é de salientar que o mesmo foi alcançado com sucesso, apesar do aparecimento de diversos contratemplos ao longo de todo este percurso.

7. BIBLIOGRAFIA E REFERÊNCIAS DOCUMENTAIS

- [1] J. P. Tomé Saraiva, “Mercados de Electricidade - Regulação e Tarificação de Uso das Redes,” *slides da Disciplina “Mercados e Qualidade”, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto*, vol. 2011, 2010.
- [2] W. Taylor, “Competition in electricity markets,” *IEEE Power Engineering Review*, vol. 16, n° 7, 1996.
- [3] P. P. Sarmiento, “Análise dos resultados do mercado Ibérico de eletricidade no ano 2013 e no primeiro semestre de 2014,” 2015.
- [4] J. P. T. Saraiva, M. T. C. P. da Silva e P. de Leão, *Mercados de Electricidade - Regulação e Tarificação de Uso das Redes*, FEUP Edições, 2002.

- [5] V. Santos, “A Regulação do Sector Energético,” *Apresentação realizada na FEUC, ERSE*, 2012.
- [6] G. M. e. L. R. E. N. REN, *Operação do Mercado Ibérico de Energia Eléctrica*, 2013.
- [7] REN, *Redes Energéticas Nacionais [Consultado em Fevereiro de 2016]*, Disponível em: <https://www.ren.pt/>.
- [8] REN, *Mecanismo BALIT - Perspetiva de funcionamento e evolução*, 2015.
- [9] Y. Rebours, D. Kirschen e M. Trotignon, “Fundamental design issues in markets for ancillary services,” *The Electricity Journal*, vol. 20, nº 6, pp. 26-34, 2007.
- [10] Y. G. Rebours, D. S. Kirschen, M. Trotignon e S. Rossignol, “A survey of frequency and voltage control ancillary services—part II: economic features,” *IEEE Transactions on power systems*, vol. 22, nº 1, pp. 358-366, 2007.
- [11] R. Raineri, S. Rios e D. Schiele, “Technical and economic aspects of ancillary services markets in the electric power industry: an international comparison,” *Energy policy*, vol. 34, nº 13, pp. 1540-1555, 2006.
- [12] A. M. Pirbazari, “Ancillary services definitions, markets and practices in the world,” em *Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America (T&D-LA), 2010 IEEE/PES*, 2010.
- [13] J. P. S. Paiva, *Redes de energia eléctrica: uma análise sistémica, 2ª Edição*, Lisboa, IST Press, 2007.
- [14] OMIE, *Operador del Mercado Ibérico de Energía - Polo Español [Consultado em Maio de 2016]*, Disponível em: <http://www.omie.es/pt/inicio>.
- [15] D. M. Newbery, “Competition, contracts, and entry in the electricity spot market,” *The RAND Journal of Economics*, pp. 726-749, 1998.
- [16] C. d. R. MIBEL, “Descrição do funcionamento do MIBEL,” 2009.

- [17] MIBEL, *Conselho de Reguladores [Consultado em Maio de 2016]*, Disponível em: <http://www.mibel.com/index.php?mod=pags\&mem=detalle\&relmenu=26\&relcategoria=10>.
- [18] T. Jamasb e M. Pollitt, “Electricity market reform in the European Union: review of progress toward liberalization \& integration,” *The Energy Journal*, pp. 11-41, 2005.
- [19] T. Jamasb e M. Pollitt, “Electricity market reform in the European Union: review of progress toward liberalization \& integration,” *The Energy Journal*, pp. 11-41, 2005.
- [20] N. Horner e I. Azevedo, “Power usage effectiveness in data centers: overloaded and underachieving,” *The Electricity Journal*, vol. 29, nº 4, pp. 61-69, 2016.
- [21] W. W. Hogan, “Electricity market restructuring: reforms of reforms,” *Journal of Regulatory Economics*, vol. 21, nº 1, pp. 103-132, 2002.
- [22] U. C. T. E. O. Handbook, “Policy 1. Load-Frequency Control and Performance”.
- [23] U. C. T. E. O. Handbook, “Load-Frequency Control and Performance,” *Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity, Brussels*, 2004.
- [24] M. H. R. Gomes, “Novos mecanismos de mercado de energia eléctrica e de serviços auxiliares em sistemas eléctricos,” 2007.
- [25] C. J. Gallego e M. Victoria, “Entiende el mercado eléctrico,” *El Observatorio Crítico de la Energía (OCE)*, 2012.
- [26] M. E. Flynn, M. P. Walsh e M. J. O'Malley, “Efficient use of generator resources in emerging electricity markets,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 15, nº 1, pp. 241-249, 2000.
- [27] M. E. Flynn, M. P. Walsh e M. J. O'Malley, “Efficient use of generator resources in emerging electricity markets,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 15, nº 1, pp. 241-249, 2000.
- [28] E. R. D. S. d. E. E. R. S. E. ERSE, *Manual de procedimentos da gestão global do sistema do setor eléctrico*, 2014.

- [29] E. R. D. S. d. E. E. R. S. E. ERSE, *Comercializadores em regime de mercado*, 2009.
- [30] ERSE, *Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema.*, 2014.
- [31] J. C. L. de Sousa, “Os serviços de sistema no MIBEL-regras de fornecimento e de contratação e resultados obtidos de 2010 a 2012,” 2013.
- [32] L. B. da Cruz, *A liberalização do sector da energia, o MIBEL (Mercado Ibérico de Electricidade) e o OMIP (Operador do Mercado Ibérico de Energia - pólo português)*, Principia, 2008.
- [33] C. E. Comissão Europeia, *Directiva 96/92/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 19 de Dezembro de 1996 que estabelece regras comuns para o mercado interno da electricidade. Jornal Oficial nº L 027 de 30/01/1997 p. 0020 - 0029*, 1996.
- [34] C. E. Comissão Europeia, *Directiva 2009/72/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 13 de Julho de 2009 que estabelece regras comuns para o mercado interno da electricidade e que revoga a Directiva 2003/54. Jornal Oficial nº L 211 de 14/8/2009, p. 55–93*, 2009.
- [35] C. E. Comissão Europeia, *DIRECTIVA 2005/89/CE DO PARLAMENTO EUROPEU E DO CONSELHO de 18 de Janeiro de 2006 relativa a medidas destinadas a garantir a segurança do fornecimento de electricidade e o investimento em infra-estruturas*, 2005.
- [36] C. E. Comissão Europeia, *Directiva 2003/54/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de Junho de 2003, que estabelece regras comuns para o mercado interno da electricidade e que revoga a Directiva 96/92/CE - Declarações relativas às actividades de desmantelamento e gestão dos resíduos. Jornal Oficial nº L 176 de 15/07/2003 p. 0037 - 0056*, 2003.
- [37] C. F. d. M. Cardoso, “A Interligação Elétrica entre Portugal e Espanha,” 2011.
- [38] L. Brien, “Why the ancillary services markets in California don’t work and what to do about it,” *The Electricity Journal*, vol. 12, nº 5, pp. 38-49, 1999.

- [39] K. E. Binder, J. W. Mjelde e R. T. Woodward, “Price interaction in state-level renewable energy credit trading programs,” *The Electricity Journal*, vol. 29, n° 4, pp. 15-21, 2016.