



**INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA**

**Área Departamental de Engenharia Eletrotécnica de Energia e Automação**



## **Análise do Mercado de Serviços de Regulação de Frequência Secundária e Terciária no Sistema Eléctrico Português**

**JOÃO MICAEL OLIVEIRA DAMIÃO**

(Licenciado em Engenharia Electrotécnica)

Dissertação para obtenção do grau de Mestre em  
Engenharia Electrotécnica - Ramo Energia

**Orientadores:**

Professor Jorge Alberto Mendes de Sousa

Professor João Hermínio Ninitas Lagarto

**Júri:**

Presidente: Professor Luís Manuel dos Santos Redondo (ISEL)

Vogais:

Professor João Hermínio Ninitas Lagarto (ISEL)

Professor Rui José Nóbrega Pestana (ISEL)

**Julho de 2015**



## **Agradecimentos**

Ao meu orientador, Professor Dr. Jorge de Sousa pela sua disponibilidade, contributos científicos e orientação no caminho a seguir ao longo do período em que estive a realizar da dissertação.

Ao meu co-orientador, Professor Dr. João Lagarto, pela colaboração e disponibilidade ao longo de toda a dissertação, e por me ajudar também a encontrar o caminho a seguir de forma a ser-me possível atingir os objectivos deste trabalho. Ao seu tempo despendido nas suas leituras atentas de tudo o que fui escrevendo ao longo de todo este trabalho.

Ao ISEL pelo contributo na minha formação académica desde o primeiro ano até a fase final do meu curso.

Aos meus pais Teresa e António, que sempre me apoiaram e acreditaram em mim. Sem eles nada teria sido possível.

À minha namorada Marlene, pelo carinho e paciência com que me apoiou ao longo deste trabalho e à motivação que sempre me incutiu.

Aos meus amigos e a todas as outras pessoas que directa ou indirectamente colaboraram para o sucesso desta dissertação.



## Resumo

Os operadores das redes de transporte (ORT) enfrentam desafios cada vez maiores e mais imprevisíveis. A forte penetração de energias renováveis e a liberalização do mercado de energia eléctrica dão origem a uma maior volatilidade na produção de energia eléctrica e a desencontros entre produção e consumo, passíveis de acontecer no decorrer da operação do sistema eléctrico. Os serviços de sistema são um complemento aos mercados de energia eléctrica e caracterizam-se como sendo uma segurança necessária ao bom funcionamento do sistema pois é através destes que é feito o equilíbrio entre geração e consumo em tempo real e assim feita a regulação de frequência da rede eléctrica.

Com o presente trabalho pretende-se fazer uma análise aprofundada do que são os serviços de sistema para regulação de frequência, nomeadamente sobre a regulação secundária e a regulação terciária bem como abordar a regulamentação que as fundamenta. Será também aprofundado o funcionamento do mercado de serviços de sistema para regulação de frequência em Portugal e o encadeamento cronológico deste com o mercado diário e com as diversas sessões intradiárias do Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL). Serão ainda referidos diversos serviços de sistema noutros países europeus em comparação com Portugal.

Para apoio a esta análise desenvolveu-se uma ferramenta em Matlab<sup>®</sup> que permita visualizar sob a forma de gráficos as ofertas dos agentes de mercado participantes através das suas unidades físicas (grupos geradores), o custo marginal dessas mesmas centrais e ainda visualizar o preço de fecho de mercado na respectiva hora.

Os resultados obtidos apontam para uma dependência do perfil de licitação relativamente à tecnologia da central. Foram ainda analisadas as correlações entre centrais e a dependência do preço das ofertas e da banda contratada relativamente à existência de meses mais ou menos chuvosos, ou seja com maior ou menos índice de produtibilidade hidroeléctrica (IPH). Denota-se ainda uma elevada participação das centrais hídricas neste mercado de banda secundária.

## PALAVRAS-CHAVE

Banda de regulação secundária. Mercado de serviços de sistema. Regulação de frequência. Regulação secundária. Regulação terciária. Reserva de regulação terciária. Serviços de sistema.



## **Abstract**

The transmission system operators (TSO) face increasing and more unpredictable challenges. The high penetration of renewable energy and the liberalization of the electricity market rises the volatility in electricity generation and bigger differences between production and consumption, in the course of the electrical system operation. Ancillary services are a complement to electricity markets and are characterized as a necessary service that allows a proper and reliable functioning of the system as it is the mechanism that allows the TSO to balance generation and consumption in real time operation and control the frequency of the system.

The present work aims to make a thorough analysis of what are the ancillary services for frequency regulation, particularly on secondary regulation and tertiary regulation and to address the laws that allow to develop the frequency regulation in Portugal. It will also be studied the operation of the ancillary services market for frequency regulation in Portugal and the chronological connection with the daily market and the various intraday market sessions of Iberian Electricity Market (MIBEL). It will be studied also various ancillary services in other European countries compared to Portugal.

To support this data analysis a Matlab<sup>®</sup> tool was developed allowing the user to view in the graphical form the offers of market players participating with their physical units (power plants), the marginal cost of these same power plants and the market clearing price, all for the same selected period of time.

The results show a dependence of the bidding profile relative to the power plant technology. It will be also studied the correlations between different power plants and the price variation of the market due to the variation of the hydroelectric capability factor (HCF) variation. It is also relevant the high share of hydro power plants participating in the ancillary services market for secondary frequency control.

## **KEYWORDS**

Ancillary services. Ancillary services market. Frequency regulation. Secondary control. Secondary control reserve. Tertiary control. Tertiary control reserve.





# Índice

Agradecimentos .....	i
Resumo .....	iii
Abstract .....	v
Índice .....	vii
Lista de Figuras .....	x
Lista de Tabelas .....	xiii
Lista de Acrónimos.....	xiv
1. Introdução.....	1
1.1. Enquadramento.....	3
1.2. Motivação e objectivos.....	4
1.3. Estrutura da dissertação.....	5
2. Mercados de Energia Eléctrica.....	7
2.1. Mercados de energia eléctrica no MIBEL.....	9
2.1.1. Mercado diário.....	9
2.1.2. Mercado intradiário .....	11
2.1.3. Mercado a prazo .....	12
2.1.4. Contratação bilateral.....	12
2.1.5. Mercado de serviços de sistema .....	13
2.2. Mercados de serviços de sistema na Europa.....	15
2.2.1. Mercado nórdico (Nord Pool).....	15
2.2.1.1. Reserva de controlo de frequência.....	15
2.2.1.2. Reservas rápidas .....	15
2.2.1.3. Reservas lentas .....	16
2.2.1.4. Controlo de tensão .....	16
2.2.1.5. Black-start.....	17
2.2.2. Mercado na Bélgica.....	17
2.2.2.1. Reserva primária.....	17
2.2.2.2. Reserva secundária .....	18
2.2.2.3. Reserva terciária .....	19
2.2.2.4. Controlo de tensão .....	20
2.2.2.5. Black start.....	20
2.2.2.6. Compra dos serviços de sistema no âmbito europeu .....	21
2.3. Serviços de sistema para a regulação de frequência.....	21

---

2.3.1.	Regulação primária.....	24
2.3.2.	Regulação secundária .....	26
2.3.2.1.	Organização e operação do controlo secundário .....	27
2.3.2.2.	Método da característica de potência activa – frequência da rede.....	28
2.3.2.3.	Dimensionamento das reservas de regulação secundária .....	30
2.3.3.	Regulação terciária .....	32
3.	Mercados de Reserva de Regulação Secundária e Terciária no SEN.....	35
3.1.	Mercado de reserva de regulação secundária no SEN.....	37
3.1.1.	Introdução.....	37
3.1.2.	Definição das necessidades de banda secundária .....	39
3.1.3.	Apresentação de ofertas de banda secundária pelos agentes de mercado.....	39
3.1.4.	Contratação da banda de reserva secundária .....	42
3.1.5.	Processo de atribuição das ofertas.....	43
3.1.6.	Remuneração do serviço de regulação secundária .....	44
3.1.6.1.	Banda de regulação secundária contratada .....	44
3.1.6.2.	Energia de regulação secundária mobilizada.....	45
3.1.7.	Mercado adicional de contratação de banda secundária.....	46
3.1.8.	Mecanismos de contratação excepcional de banda secundária .....	47
3.1.9.	Tempos e intervalos de regulação das unidades físicas .....	48
3.1.10.	Incumprimento do dever de regulação secundária .....	48
3.2.	Mercado de reserva de regulação terciária no SEN.....	50
3.2.1.	Introdução.....	50
3.2.2.	Agentes e ofertas .....	51
3.2.3.	Contratação da reserva de regulação terciária .....	54
3.2.4.	Valorização do serviço mobilizado .....	55
3.2.5.	Controlo do fornecimento e incumprimentos .....	56
3.2.6.	Troca de reserva de regulação entre ORT's .....	57
3.2.7.	Estabelecimento de ofertas e definição do Programa Horário Operativo.....	58
3.3.	Negociação no MIBEL e nos mercados de serviços de sistema.....	59
3.3.1.	Introdução.....	59
3.3.2.	Definição dos programas diários .....	60
3.3.3.	Definição dos programas horários .....	60
3.3.4.	Negociações no âmbito do mercado diário.....	61
3.3.5.	Negociações no âmbito do mercado intradiário .....	63
4.	Ferramenta em Matlab® de Apoio à Análise de Dados de Mercado .....	65
4.1.	Ferramenta em Matlab® de apoio à análise de dados de mercado.....	67

---

4.2.	Estrutura dos dados e fundamentos teóricos da ferramenta.....	69
4.3.	Funcionamento da ferramenta Matlab® usando <i>functions</i> e <i>scripts</i> .....	73
4.3.1.	Parâmetros de visualização.....	73
4.3.2.	Seleção do período de tempo a simular .....	75
4.3.3.	Número de gráficos a visualizar .....	76
4.3.4.	Acumular gráficos das várias horas seleccionadas .....	76
4.3.5.	Seleção das centrais .....	77
4.4.	Visualização de gráficos.....	77
4.4.1.	Quantidade de gráficos a apresentar .....	79
4.4.2.	Acumular gráficos .....	80
4.5.	Alertas de erro na introdução de parâmetros .....	81
5.	Análise do Mercado de Banda Secundária.....	83
5.1.	Introdução.....	85
5.2.	Avaliação da relação entre o IPH e banda secundária no SEN .....	86
5.3.	Análise de preço das ofertas e banda secundária.....	96
5.4.	Avaliação da relação entre produtividade eólica e ofertas de banda secundária no SEN .....	97
5.5.	Ofertas de banda secundária e co-relação entre centrais .....	98
5.6.	Análise de ofertas de banda secundária e preço de fecho de mercado – contratação de ofertas .....	101
5.7.	Análise do impacto da participação no mercado diário, no mercado secundário .....	103
6.	Conclusões e Trabalho Futuro.....	107
6.1.	Conclusões.....	109
6.2.	Trabalho futuro.....	111
	Referências .....	112
	Anexo I – Características das unidades físicas da RNT .....	113
	Anexo II – Áreas de balanço e unidades físicas da RNT .....	116
	Anexo III – Negociação nos mercados diário e intradiário de serviços de sistema em Portugal .....	118
	Anexo IV – Matriz de correlação entre ofertas de banda secundária .....	121
	Anexo V – Matriz de correlação entre banda atribuída das centrais e ofertas casadas em mercado.....	122

## Lista de Figuras

Figura 2.1 – Estrutura de negociação de energia no MIBEL.....	9
Figura 2.2 – Curvas agregadas de oferta e procura, dia 01/09/2012, hora 20 [4].....	10
Figura 2.3 – Preços para o sistema português, para o sistema espanhol e quantidade de energia transaccionada no MIBEL, dia 01/09/2012 [4].....	11
Figura 2.4 – Estrutura de organização dos mercados de energia eléctrica no MIBEL [5]. .....	13
Figura 2.5 – Organização da estrutura de Controlo e Reservas [10]. .....	22
Figura 2.6 – Esquema de activação do controlo de frequência partir da frequência do sistema [10]..	23
Figura 2.7 – Activação das reservas de controlo perante um desvio na frequência do sistema [10]...24	
Figura 2.8 – Curva do tempo de actuação máximo de regulação primária em função do valor da perturbação. ....	25
Figura 2.9 – Activação do controlo secundário de frequência [10]. .....	27
Figura 2.10 – Activação das reservas de regulação ao longo do tempo [10].....	33
Figura 3.1 – Reserva secundária mínima em função do consumo máximo previsto [10]. .....	38
Figura 3.2 – Curva agregada de ofertas de banda de regulação secundária – hora 1 do dia 30/08/2012 [6]. .....	40
Figura 3.3 – Ofertas de banda de regulação secundária – hora 1 (00:00 às 01:00) do dia 31/08/2012. ....	42
Figura 3.4 – Preço de fecho e banda secundária contratada, dia 31/08/2012. ....	46
Figura 3.5 – Ofertas de regulação terciária ordenadas por preço crescente – hora 1 do dia 31/08/2012. ....	52
Figura 3.6 – Curva agregada das ofertas de regulação terciária – hora 1 dia 31/08/2012. ....	53
Figura 4.1 – Diagrama da ferramenta Matlab®. ....	67
Figura 4.2 – Fluxograma funcional da ferramenta Matlab de apoio à análise de dados de mercado. .	68
Figura 4.3 – Janela inicial de interface gráfico com o utilizador para introdução de parâmetros. ....	74
Figura 4.4 – Caixa de selecção do ano e mês. ....	75
Figura 4.5 – Caixa de selecção dos dias e horas. ....	75
Figura 4.6 – Caixa de selecção do número de gráficos a visualizar. ....	76
Figura 4.7 – Caixa de selecção “Acumular Gráficos”. ....	76
Figura 4.8 – Caixa de selecção “Escolha de Centrais”. ....	77
Figura 4.9 – Oferta de banda secundária da central Aguieira na hora 20 do dia 29/11/2012.....	78
Figura 4.10 – Oferta de banda secundária do grupo 2 da central do Pego na hora 20 do dia 29/11/2012.....	78
Figura 4.11 – Janela de Plot com 3 gráficos. ....	80
Figura 4.12 – Janela de Plot com 9 gráficos. ....	80
Figura 4.13 – Acumulação das curvas de oferta de banda da unidade física Aguieira, custo marginal e preço de fecho para todas as horas escolhidas. ....	81
Figura 4.14 – Gráfico sem acumulação das curvas de oferta de banda da unidade física Aguieira, custo marginal e preço de fecho da última hora simulada. ....	81
Figura 4.15 – Mensagem de aviso de central seleccionada inexistente para o mês e ano escolhidos. 81	
Figura 4.16 – Mensagem de aviso de ano escolhido inferior ao existente. ....	82

Figura 4.17 – Mensagem de aviso de hora inicial maior que a final. ....	82
Figura 5.1 – Repartição da produção no SEN [13] .....	85
Figura 5.2 – Evolução do IPH e IPE [13] .....	85
Figura 5.3 – Banda secundária contratada por tecnologia, banda licitada pela REN e preço de fecho de mercado em Janeiro de 2012. ....	87
Figura 5.4 – Banda secundária contratada por tecnologia, banda licitada pela REN e preço de fecho de mercado em Fevereiro de 2012. ....	87
Figura 5.5 – Banda secundária contratada por tecnologia, banda licitada pela REN e preço de fecho de mercado em Março de 2012. ....	87
Figura 5.6 – Banda secundária contratada por tecnologia, banda licitada pela REN e preço de fecho de mercado em Abril de 2012. ....	88
Figura 5.7 – Banda secundária contratada por tecnologia, banda licitada pela REN e preço de fecho de mercado em Maio de 2012. ....	88
Figura 5.8 – Banda secundária contratada por tecnologia, banda licitada pela REN e preço de fecho de mercado em Junho de 2012. ....	88
Figura 5.9 – Banda secundária contratada por tecnologia, banda licitada pela REN e preço de fecho de mercado em Julho de 2012. ....	89
Figura 5.10 – Banda secundária contratada por tecnologia, banda licitada pela REN e preço de fecho de mercado em Agosto de 2012. ....	89
Figura 5.11 – Banda secundária contratada por tecnologia, banda licitada pela REN e preço de fecho de mercado em Setembro de 2012. ....	89
Figura 5.12 – Banda secundária contratada por tecnologia, banda licitada pela REN e preço de fecho de mercado em Outubro de 2012. ....	90
Figura 5.13 – Banda secundária contratada por tecnologia, banda licitada pela REN e preço de fecho de mercado em Novembro de 2012.....	90
Figura 5.14 – Banda secundária contratada por tecnologia, banda licitada pela REN e preço de fecho de mercado em Dezembro de 2012. ....	90
Figura 5.15 – Ofertas de banda secundária das centrais hídricas vs banda licitada pela REN em Fevereiro de 2012.....	92
Figura 5.16 – Ofertas de banda secundária das centrais hídricas vs banda licitada pela REN em Dezembro de 2012. ....	92
Figura 5.17 – Banda secundária licitada pela REN e ofertas das centrais hídricas de albufeira no mês de Dezembro de 2012.....	93
Figura 5.18 – Banda secundária licitada pela REN e ofertas das centrais hídricas de fio-de-água no mês de Dezembro de 2012. ....	93
Figura 5.19 – Banda secundária licitada pela REN para cada hora do mês de Dezembro de 2012. ...	94
Figura 5.20 – Evolução horária da banda secundária licitada pela REN para o dia 18 de Dezembro de 2012.....	95
Figura 5.21 – Diagrama de carga da RNT no dia 18 de Dezembro de 2012 [14]. ....	95
Figura 5.22 – Preço de mercado médio mensal e contratação de banda secundária por tecnologia em 2012.....	96
Figura 5.23 – Banda secundária média mensal vs IPE mensal em 2012.....	98
Figura 5.24 – Ofertas das centrais hidroeléctricas para o mercado de banda secundária.....	98

Figura 5.25 – Curvas de ofertas horárias e preços de fecho de mercado do mês de Fevereiro de 2012. .....	99
Figura 5.26 – Curvas de ofertas horárias e preços de fecho de mercado do mês de Dezembro de 2012. .....	100
Figura 5.27 – Curva agregada de oferta de banda secundária da Central Aguieira para a hora 22 do dia 04/11/2012.....	101
Figura 5.28 – Produção em mercado diário vs ofertas de banda secundária da área de balanço ADOUINT em Dezembro de 2012. ....	104
Figura 5.29 – Produção em mercado diário vs ofertas de banda secundária da área de balanço ADOUINT em Fevereiro de 2012.....	105

## Lista de Tabelas

Tabela 3.1 - Ofertas de banda de regulação secundária – hora 1 do dia 31/08/2012 [6].....	41
Tabela 3.2 - Excerto de tabela de resultados de Energia Secundária e Energia de Regulação Terciária mobilizada no dia 01-11-2012 [6].....	56
Tabela 3.3 - Excerto de tabela de resultados e preço médio de energia de desvios do dia 01-11-2012 [6]. .....	57
Tabela 4.1 - Excerto do ficheiro “5-OferSec_2012_11.xlsx” da base de dados de ofertas de banda secundária.....	69
Tabela 4.2 - Excerto do ficheiro ‘SENDECO2_Magnitudes_2012.xlsx’ da base de dados de preços de combustíveis [12] .....	72
Tabela 4.3 - Excerto do ficheiro ‘SENDECO2_PreciosCO2_2012.xlsx’ da base de dados de preços de CO2 [12].....	73
Tabela 4.4 - Excerto da tabela de ofertas de banda secundária para a hora de programação 20 do dia 29/11/2012 [6]. .....	79
Tabela 5.1 - IPH anuais (ano civil) [14] .....	86
Tabela 5.2 - IPH mensais do ano civil de 2012 [14].....	86
Tabela 5.3 - Banda secundária média contratada, preço médio da banda secundária e participação por tecnologia .....	96
Tabela 5.4 - Índices de produtividade eólica mensais do ano civil de 2012 [6].....	97
Tabela 5.5 - Excerto da tabela de ofertas de banda secundária para a hora de programação 22 do dia 04/11/2012 [6]. .....	102
Tabela 5.6 - Excerto das tabelas de banda secundária contratada em mercado para a hora de programação 22 do dia 04/11/2012 [6]. .....	102

## Lista de Acrónimos

<b>ACE</b>	Area Control Error (Erro da Área de Controlo)
<b>AM</b>	Agente de Mercado
<b>CREG</b>	Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz (regulador belga)
<b>CUR</b>	Comercializador de Último Recurso
<b>EDP</b>	Energias de Portugal, S.A.
<b>EDPGP</b>	Energias de Portugal – Gestão da Produção de Energia, S.A.
<b>ENTSO-E</b>	European Network of Transmission System Operators for Electricity
<b>ERSE</b>	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
<b>GGS</b>	Gestor Global de Sistema (ou genericamente Gestão Global de Sistema)
<b>Hz</b>	Hertz
<b>IGCC</b>	International Grid Control Cooperation
<b>IPE</b>	Índice de Produtibilidade Eólica
<b>IPH</b>	Índice de Produtibilidade Hidroelétrica
<b>MAT</b>	Muito Alta Tensão
<b>MIBEL</b>	Mercado Ibérico de Electricidade
<b>MW</b>	MegaWatt
<b>MWh</b>	MegaWatt hora
<b>OM</b>	Operador de Mercado
<b>OMIE</b>	Operador de Mercado Ibérico (Polo Espanhol)
<b>OMIP</b>	Operador de Mercado Ibérico (polo Português)
<b>ORT</b>	Operador da Rede Transporte de Energia Elétrica
<b>OS</b>	Operador de Sistema
<b>PDBC</b>	Programa Diário Base
<b>PDBF</b>	Programa Diário Base de Funcionamento
<b>PDVD</b>	Programa Diário Viável Definitivo
<b>PDVP</b>	Programa Diário Viável Provisional
<b>PHF</b>	Programa Horário de Funcionamento
<b>PHO</b>	Programa Horário Operativo
<b>PHOF</b>	Programa Horário Operativo Final
<b>PPR</b>	Programa Previsional de Reserva
<b>PPR</b>	Programa Previsional de Reserva



<b>PTN</b>	Pressão e temperatura normais
<b>REN</b>	Rede Eléctrica Nacional, S.A.
<b>RNT</b>	Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica
<b>SEN</b>	Sistema Eléctrico Nacional
<b>TUR</b>	Tarifa de Último Recurso
<b>TSO (ORT)</b>	Transmission System Operator (Operador da Rede de Transporte de Energia Eléctrica)
<b>kcal/kg</b>	Quilocalorias por quilograma
<b>kcal/Nm<sup>3</sup></b>	Quilocalorias por metro cúbico a condições PTN
<b>kgCO<sub>2</sub>/kg</b>	Quilogramas de CO <sub>2</sub> por quilograma (de combustível)
<b>kgCO<sub>2</sub>/Nm<sup>3</sup></b>	Quilogramas de CO <sub>2</sub> por metro cúbico (de combustível) a condições PTN
<b>kgCO<sub>2</sub>/MWh</b>	Quilograma de CO <sub>2</sub> por MegaWatt hora
<b>kV</b>	kiloVolt
<b>€</b>	Euros
<b>€/MW</b>	Euros por MegaWatt
<b>€/MWh</b>	Euros por MegaWatt hora
<b>€/kg</b>	Euros por quilograma
<b>€/Nm<sup>3</sup></b>	Euros por metro cúbico a condições PTN
<b>€/kgCO<sub>2</sub></b>	Euros por quilograma de CO <sub>2</sub>



# Capítulo 1

Introdução



## **1.1. Enquadramento**

Os serviços de sistema são um complemento aos mercados de energia eléctrica e caracterizam-se como sendo uma segurança necessária ao bom funcionamento do sistema pois é através destes que é feito o equilíbrio entre geração e consumo em tempo real e assim feita a regulação de frequência da rede eléctrica. Nos serviços de sistema é de destacar a reserva de regulação secundária e a reserva de regulação terciária, serviços estes que são remunerados, ao contrário do serviço de regulação primária que é obrigatório e não remunerado [1].

O surgimento de um mercado exclusivo destes serviços de sistema deriva da necessidade de minimização dos custos associados à manutenção e utilização deste tipo de serviços e permite ainda a optimização do parque produtor ligado à rede eléctrica nacional, mantendo-se sempre um nível de reserva de potência activa necessário à segurança da rede eléctrica.

Numa lógica de optimização do portfólio de produção dos agentes de mercado produtores torna-se apetecível a possibilidade de ofertar e vender capacidade de produção não vendida nos mercados diários e intradiários. Por outro lado o operador de sistema (OS) é o único comprador e é este que define as necessidades de regulação para cada hora do dia, pois é este que está encarregue de garantir a qualidade de energia eléctrica, segurança do sistema e garantia de continuidade no fornecimento de energia eléctrica aos consumidores.

Em Portugal o OS, também chamado de operador da rede de transporte de energia eléctrica (ORT) é a Rede Eléctrica Nacional, S.A. (REN), também concessionária da rede nacional de transporte de energia eléctrica (RNT). Cabe à REN a actividade de transporte de energia eléctrica, desenvolvimento, exploração e manutenção da rede eléctrica e gestão técnica do sistema eléctrico nacional (SEN), bem como a coordenação entre instalações produtoras e consumidoras [2] de acordo com o Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto e alterado pelo Decreto-Lei n.º 264/2007, de 24 de Julho.

## 1.2. Motivação e objectivos

O aumento da energia eólica em Portugal bem como a liberalização dos mercados de energia eléctrica provocam uma grande variabilidade na produção de energia eléctrica e motivam o aumento das reservas necessárias para uma boa gestão do SEN.

A electricidade é por natureza, de difícil armazenamento em grandes quantidades o que faz com que a produção tenha que acompanhar e satisfazer o consumo dos clientes a cada momento das vinte e quatro horas do dia. Consequentemente os participantes nos mercados de energia eléctrica e os ORTs trabalham com previsões do consumo de energia, derivando daí necessariamente uma diferença para o consumo real verificado a cada instante. Esta diferença entre a energia, transaccionada com base em previsões, e a energia efectivamente consumida origina alguns problemas na manutenção da frequência da rede, a saber:

- Excesso de produção – Aumento da frequência do sistema, provocando a instabilidade deste e o aumento dos preços da energia eléctrica pois é transaccionada mais electricidade do que a necessária para suprir o consumo. Estas razões tornam o sistema instável e economicamente ineficiente;
- Escassez de produção – Diminuição da frequência do sistema e falta de energia para suprir o consumo dos clientes, provocando falhas no abastecimento de energia ou mesmo *blackouts*;

Por outro lado a possibilidade de venda de reserva de potência e de reserva de energia para efectuar a regulação de frequência do sistema eléctrico síncrono pode configurar uma fonte de rendimento para os produtores de energia eléctrica. A abertura de um mercado específico para estes serviços de sistema permite ainda uma negociação em regime de mercado livre e concorrencial. Ao potenciar uma atitude de concorrência entre os diversos fornecedores pretende-se que haja uma 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 perspectiva pretende-se estudar aprofundadamente o mercado de serviços de sistema para a regulação de frequência com ênfase na banda secundária de regulação e as condicionantes que afectam a actuação dos agentes de mercado (AM) participantes neste mercado, tais como, a tecnologia utilizada, as condições hidrológicas que afectam a produção das centrais hídricas ou o facto de algumas centrais hídricas estarem instaladas e utilizarem o mesmo curso de água para gerar energia.

Pretende-se ainda desenvolver uma ferramenta em Matlab<sup>®</sup> para apoio à análise do mercado de banda secundária no SEN.

A área de trabalho em que a presente dissertação se insere envolve diferentes tipos de conhecimento, destacando-se a informática, a matemática, e a gestão e controlo de sistemas energéticos. Nesta perspectiva, pretende-se adoptar uma abordagem multidisciplinar, com particular ênfase para a gestão de sistemas de energia eléctrica e a informática.

### **1.3. Estrutura da dissertação**

A presente dissertação encontra-se repartida em seis capítulos.

O capítulo 2 analisa, de forma detalhada, algumas estruturas de mercados de energia eléctrica em Portugal e Espanha (MIBEL) e o mercado de serviços de sistema em Portugal. São também descritos os diversos tipos de mercados de serviços de sistema na Europa e no caso particular da Bélgica. O capítulo descreve ainda detalhadamente os serviços de sistema para a regulação de frequência, em Portugal.

O capítulo 3 descreve detalhadamente os mercados de serviços de sistema para a regulação de frequência em Portugal, nomeadamente o mercado de banda de regulação secundária e o mercado de reserva de regulação terciária no SEN. É ainda detalhado o processo de negociação e o estabelecimento da remuneração de cada serviço de regulação de frequência bem como os diversos programas diários e horários decorrentes dos mercados de energia do Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL) e dos mercados de banda secundária e reserva terciária.

O capítulo 4 descreve a ferramenta de apoio à análise de dados do mercado de banda secundária, feita em Matlab<sup>®</sup>. É descrita também a estrutura de dados e os fundamentos teóricos que serviram de base à construção desta ferramenta.

O capítulo 5 descreve a análise feita com apoio da ferramenta elaborada em Matlab<sup>®</sup> e em MS Excel<sup>®</sup>. Apresentam-se estudos de correlação entre as ofertas dos diversos agentes de mercado (AM) participantes no mercado de Banda Secundária do SEN. Estuda-se também a relação das ofertas dos AM com o índice de produtibilidade hidroeléctrica (IPH) e índice de produtibilidade eólica (IPE). Estudam-se também os perfis das ofertas dos diferentes AM consoante a tecnologia da central, a área geográfica e o facto de pertencerem a um mesmo curso de água, nos casos das centrais hídricas.

O capítulo 6 apresenta as principais conclusões do trabalho efectuado. Neste capítulo são também apresentados algumas questões passíveis de serem tratados num trabalho futuro.



# Capítulo 2

**Mercados de Energía Eléctrica**



## 2.1. Mercados de energia eléctrica no MIBEL

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

Os mercados de serviços de sistema são geridos independentemente em Portugal e em Espanha, sendo que o Gestor Global de Sistema (GGS) detém as funções de operador desse mercado no respectivo país, como mostra a Figura 2.1.

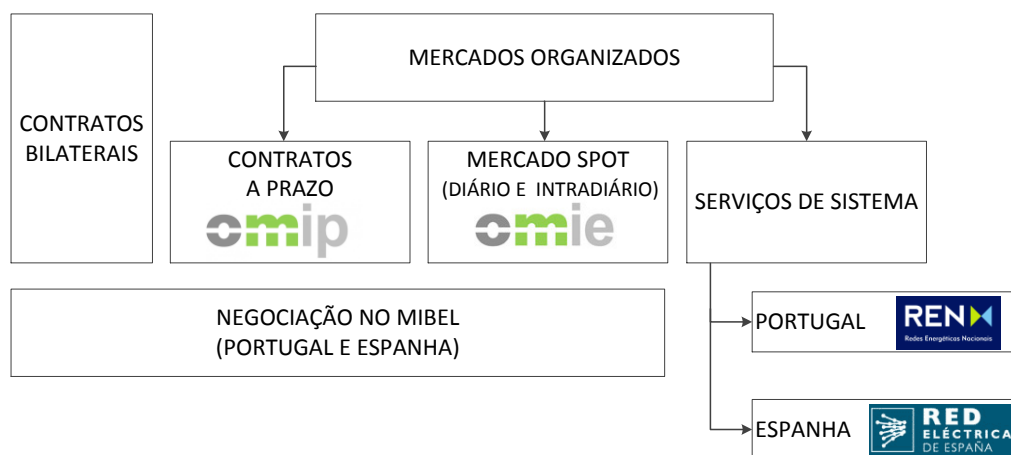


Figura 2.1 – Estrutura de negociação de energia no MIBEL.

### 2.1.1. Mercado diário

O mercado diário ou mercado *spot* é a plataforma de transacção de energia eléctrica gerida pelo OMIE - Operador de Mercado Ibérico (Polo Espanhol) onde é feita a negociação de energia eléctrica para cada hora do dia seguinte. O funcionamento deste mercado consiste no cruzamento da curva da oferta com a curva da procura para achar um preço, chamado preço de mercado, para cada hora do dia seguinte, seguindo um modelo de “preço marginal único” [3].

Para determinação da curva de oferta, as ofertas de venda são ordenadas por ordem crescente de preço e para achar a curva da procura, são ordenadas as ofertas de compra por ordem decrescente de preço. O preço de mercado é definido então pelo menor preço de venda que satisfaça a procura, sendo que todos os produtores com ofertas de venda casadas receberão este preço unitário pelos seus blocos de energia vendidos. Por sua vez os compradores com ofertas de compra casadas irão pagar por elas este mesmo preço unitário de mercado.

Por vezes existem ofertas chamadas complexas do lado da produção que resultam da necessidade de atender aos limites técnicos das instalações, como por exemplo os gradientes de variação de potência de uma central térmica, que limitam as variações possíveis entre diferentes horas de programação. As ofertas complexas podem condicionar assim o casamento da oferta de determinado agente, numa determinada hora de programação, ao casamento das ofertas postas por este nas horas adjacentes fazendo assim com que a oferta complexa possa não ser casada em mercado apesar de ter um preço inferior ao preço de mercado. O desvio na curva de oferta da Figura 2.2 demonstra o deslocamento da curva e do ponto de encontro das curvas de oferta e procura para a esquerda devido às ofertas complexas. Em consequência, podemos ver que também houve um deslocamento para cima do ponto de encontro das curvas de oferta e procura, ou seja, o preço ficou estabelecido num valor superior ao que resultaria do encontro das curvas se não existissem ofertas complexas tornadas inválidas.



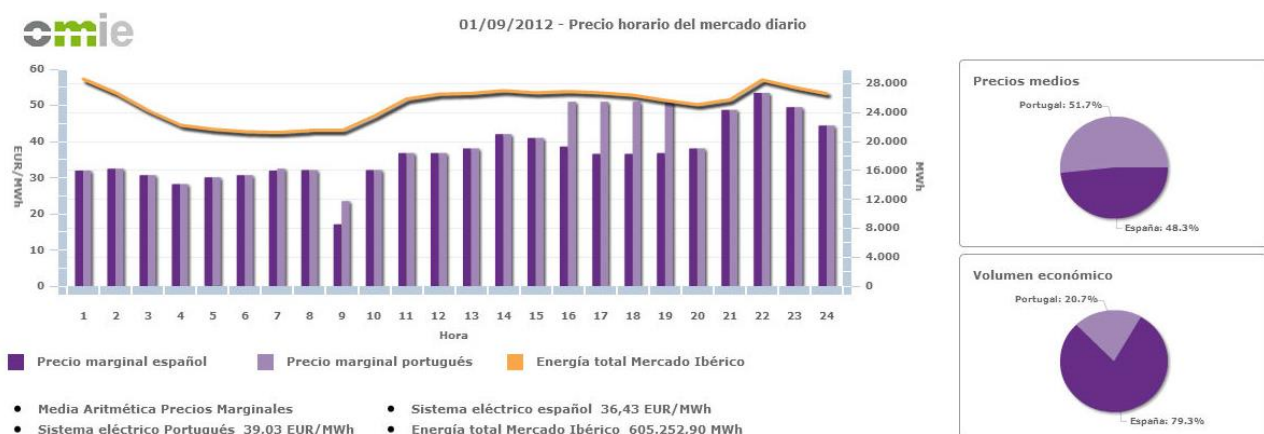
**Figura 2.2** – Curvas agregadas de oferta e procura, dia 01/09/2012, hora 20 [4].

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

A negociação encerra às 09:00 horas do dia anterior ao do fornecimento da energia eléctrica transaccionada, sendo que o fuso horário de referência utilizado neste mercado é a hora de Espanha. Os resultados das negociações são publicados às 11h.

Os licitadores neste mercado são distribuidores, comercializadores de energia, consumidores qualificados, agentes externos autorizados, os produtores em regime ordinário e produtores em regime especial ligados à RNT ou com influência directa nesta.

Devido à capacidade de interligação entre os dois sistemas eléctricos, português e espanhol, ser limitada, o fluxo de energia eléctrica originado pelas transacções deste mercado pode criar um congestionamento. Para resolução do congestionamento e salvaguarda da segurança dos sistemas e suas interligações é utilizado um mecanismo de separação dos mercados português e espanhol, ao qual se dá o nome de market splitting, para permitir a continuação das negociações em dois mercados distintos com preços de mercado horários diferentes. Na Figura 2.3 pode-se ver nas horas de programação 9, 16, 17, 18 e 19 as diferenças de preço nos dois sistemas eléctricos, português e espanhol, resultantes do market splitting.



**Figura 2.3** – Preços para o sistema português, para o sistema espanhol e quantidade de energia transaccionada no MIBEL, dia 01/09/2012 [4].

## 2.1.2. Mercado intradiário

O mercado intradiário é um mercado de ajustes e foi criado para permitir uma alteração dos valores da produção e do consumo resultantes do mercado diário, aproximando-os dos valores verificados para cada hora da programação diária. Neste mercado, os agentes de mercado produtores podem tomar uma posição de compra de energia eléctrica e os agentes consumidores uma posição de venda

permitindo assim a cada um deles compensar o excesso de energia eléctrica vendida ou comprada, respectivamente, no mercado diário.

O mercado intradiário é constituído por 6 sessões para diferentes horizontes da programação diária. Todas estas sessões estão sujeitas, tal como no mercado diário, às regras do mercado, aos mesmos métodos de determinação de preço e quantidade de energia eléctrica transaccionada bem como à análise de restrições e consequente publicação do Programa Horário de Funcionamento (PHF) que substituirá o Programa Diário Base Final (PDBF) determinado pelo mercado diário e pelas negociações através dos contratos bilaterais.

Na tabela do Anexo III podemos ver os tempos de negociação das várias sessões intradiárias, transpostas para o fuso horário português.

### **2.1.3. Mercado a prazo**

No mercado a prazo gerido pelo OMIP - Operador de Mercado Ibérico (Polo Português) são disponibilizados produtos normalizados. Estes produtos podem assumir a forma de “blocos de potência” com uma duração fixa e pré-definida. Os produtos transaccionados neste mercado são os contratos futuros, contratos forward e os contratos de permuta (swap). Todos estes produtos permitem a gestão do risco aos diversos intervenientes no mercado tais como intermediários financeiros, produtores em regime ordinário, comercializadores de energia eléctrica entre outros.

### **2.1.4. Contratação bilateral**

A contratação bilateral consiste num dos principais pilares do MIBEL, à semelhança da maioria dos mercados eléctricos europeus. São permitidos contratos entre todo o tipo de produtores e os de mais agentes qualificados, e estabelecidas as condições em que os comercializadores e produtores poderão vender energia eléctrica previamente adquirida a outros produtores ou agentes externos.

Na Figura 2.4 está representada a estrutura dos mercados grossista e retalhista no MIBEL. Os mercados referidos neste capítulo (diário, intradiário, a prazo e contratos bilaterais) inserem-se ao nível do mercado grossista de energia eléctrica.

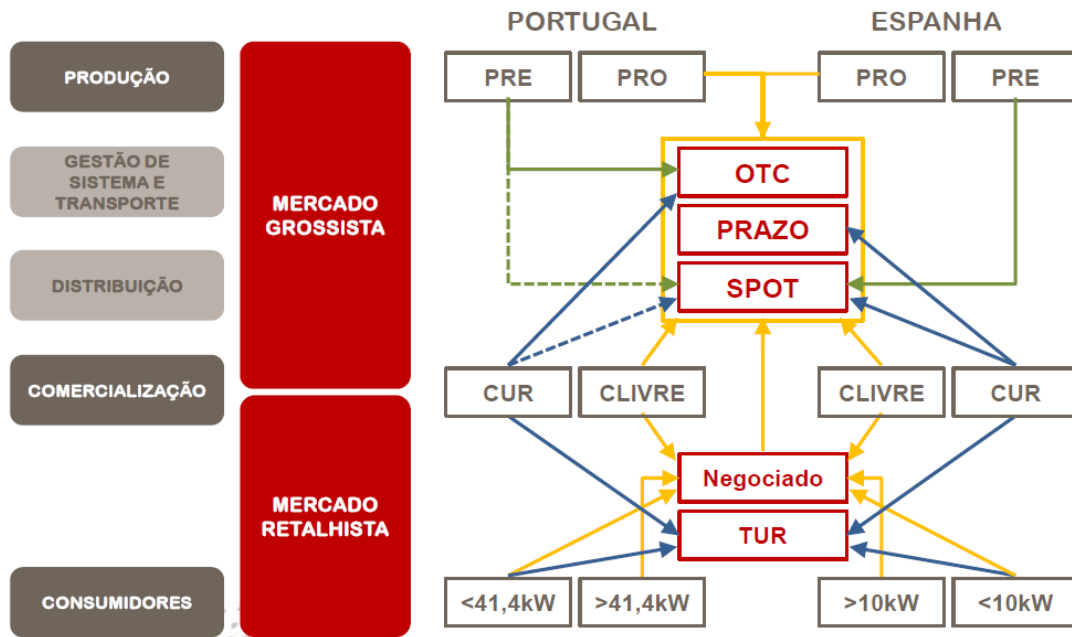


Figura 2.4 – Estrutura de organização dos mercados de energia eléctrica no MIBEL [5].

**Legenda da Figura 2.4:**

- OTC – Contratos bilaterais - “Over the Counter”;
- PRAZO – Futuros, SWAPs, forwards;
- SPOT – Mercado no curto prazo: Diário e Intradiário.
- TUR – Tarifa de último recurso;
- CUR – Comercializador de último recurso;
- CLIVRE – Comercializador livre.

### 2.1.5. Mercado de serviços de sistema

A energia eléctrica não pode ser armazenada em grandes quantidades e por isso a geração tem que igualar o consumo a cada instante de cada dia do ano. A isto chama-se balanceamento ou equilíbrio entre geração e consumo.

Dado que o consumo é uma variável difícil de prever com exactidão, os agentes de mercado transaccionam nos mercados as suas necessidades futuras com base em previsões e históricos de consumo. Com o decorrer da operação da rede eléctrica existirão assim necessariamente diferenças entre consumo real e produção contratada. Os serviços de sistema permitem assim efectuar esse equilíbrio entre geração e consumo, tendo como base determinados parâmetros da rede eléctrica que têm que ser garantidos entre limites restritos, tais como níveis de tensão nos nós da rede e estabilidade do valor de frequência, entre outros.

Os serviços de sistema possuem duas vertentes principais: os serviços obrigatórios e os serviços complementares. Os serviços obrigatórios não remunerados são caracterizados pela regulação de tensão e regulação primária de frequência mantendo a estabilidade do sistema e ainda o chamado black-start que consiste na reposição de serviço da rede a partir do zero (rede totalmente ou parcialmente desligada). Os serviços complementares são constituídos pela regulação secundária e terciária de frequência associadas ao arranque autónomo, telearranque de grupos geradores e interruptibilidade rápida, serviços estes que são remunerados em mercado ou contratados através de contratos bilaterais.

Adicionalmente a estes serviços o gestor de sistema recorre ainda aos processos de resolução de restrições técnicas, restrições essas provocadas pelos programas de funcionamento obtidos nos mercados diário, intradiário e da contratação bilateral ou ainda as que possam surgir em tempo real durante a operação da rede.

A REN, como concessionária exclusiva da RNT, é responsável pela actividade de transporte de energia eléctrica e pelo desenvolvimento, exploração e manutenção da RNT, a gestão técnica global do SEN e a gestão conjunta das suas interligações com outras redes, assegurando a coordenação e equilíbrio entre as instalações de produção e de consumo em Portugal.

A gestão global do SEN compreende ainda a contratação e gestão dos serviços de sistema efectuada através de um mercado próprio operado pela REN. Neste mercado o gestor de sistema assegura a contratação e liquidação respectivas destes serviços de sistema complementares remunerados [6].

O mercado de serviços de sistema, ao contrário dos mercados spot e a prazo, funcionam separadamente em Portugal e em Espanha.

O funcionamento ideal do MIBEL seria aquele em que os serviços de sistema fossem geridos de forma unificada nos dois sistemas eléctricos, baseados em regras de mercado transparentes, como se existisse apenas um operador de sistema ibérico. Tal situação não é exequível no curto prazo devido à existência de uma capacidade de interligação limitada, que impediria a utilização de serviços comuns de operação do sistema. Existem assim dois gestores de sistema, a REN em Portugal e a Red Eléctrica de España, S.A. (REE) em Espanha que garantem a gestão do sistema e operação do mercado de serviços de sistema no respectivo país [7].



## **2.2. Mercados de serviços de sistema na Europa**

### **2.2.1. Mercado nórdico (Nord Pool)**

Nos países nórdicos que constituem a Nord Pool, nomeadamente a Noruega, Finlândia, Suécia e Dinamarca, a gestão dos serviços de sistema é feita com a colaboração dos operadores de sistemas dos vários países [8].

Os serviços de sistema na área da Nord Pool dividem-se nos seguintes:

- Reserva de controlo de frequência;
- Reservas rápidas:
  - Ofertas de regulação;
  - Reserva rápida para resolução de perturbações;
- Reservas lentas;
- Controlo de tensão;
- Reposição de serviço (Black Start);

#### **2.2.1.1. Reserva de controlo de frequência**

A reserva de controlo de frequência assemelha-se à reserva de regulação primária no SEN, pois a variação de potência é feita pelo controlador automático de cada grupo gerador, em tempo real, para limites de variação de frequência de  $\pm 0,1\text{Hz}$ .

#### **2.2.1.2. Reservas rápidas**

As reservas rápidas de regulação e de resolução de perturbações têm como objectivo restaurar os níveis de reserva de controlo de frequência utilizada. Esta reserva é obtida em mercado próprio, chamado de mercado de regulação, comum a todos os países pertencentes à Nord Pool. Os gestores de sistema de cada país submetem ao mercado as listas de ofertas dos agentes do seu país.

Estas ofertas são ordenadas por ordem crescente de preço, tal como em Portugal, e são casadas as ofertas necessárias para satisfazer as procuras dos respectivos operadores de sistema. O operador de sistema é neste caso o único comprador deste serviço, para o respectivo país.

Existe neste mercado um operador de mercado (OM), tal como no mercado spot, que tem como função gerir o acervo de ofertas submetidas pelos operadores de sistema de todas as áreas e assim casar as ofertas numa lógica de mercado concorrencial.

Os fornecedores deste tipo de serviço de sistema, maioritariamente produtores de energia eléctrica, são remunerados de acordo com o preço marginal do mercado a subir e a baixar, respectivamente para a subida e descida de injeção de potência.

### **2.2.1.3. Reservas lentas**

As reservas lentas são como um back-up das reservas rápidas e assemelham-se à reserva de regulação terciária em Portugal.

Estas demoram mais tempo a serem accionadas que as reservas rápidas, podendo levar horas. São fornecedores deste serviço de sistema, muitas centrais com grupos em vias de desactivação.

Ao contrário do MIBEL, em que os serviços de sistema são geridos e transaccionados de forma separada em Portugal e em Espanha, no Nord Pool estes serviços são transaccionados num mercado comum em que todos os agentes fornecedores destes serviços podem licitar, independentemente do país ou área de balanço em que se encontram.

Outra das diferenças no mercado de serviços de sistema do Nord Pool consiste na existência de preços diferenciados para a reserva rápida a subir e a descer. No SEN o preço do serviço equivalente, o de banda de regulação secundária, é remunerado ao mesmo preço quer na faixa a subir quer na faixa a baixar, da banda secundária contratada.

Os operadores de sistema são os únicos compradores para o respectivo país, à semelhança de Portugal, no entanto existe um operador de mercado de serviços de sistema comum em toda a Nord Pool.

### **2.2.1.4. Controlo de tensão**

O controlo de Tensão consiste na manutenção dos níveis de tensão nos diversos nós da rede eléctrica dentro dos parâmetros definidos no código de operação da rede. É por natureza um serviço local e

não transaccionável entre as diversas zonas de controlo e de difícil apuramento dos seus custos de fornecimento.

### **2.2.1.5. Black-start**

O black-start, ou reposição de serviço, consiste na reposição do serviço da rede eléctrica em caso de apagão total. Este serviço, tal como o controlo de tensão, é de natureza local e não pode ser transaccionado entre as diversas zonas de controlo. Apenas pode ser fornecido por grupos geradores capazes de efectuar o arranque sem auxílio da rede eléctrica. Este serviço é fornecido maioritariamente por centrais a gás natural na Dinamarca e Finlândia e centrais hídricas na Noruega e Suécia.

## **2.2.2. Mercado na Bélgica**

Os serviços de sistema na Bélgica, à semelhança de Portugal, são caracterizados pelos seguintes serviços:

- Regulação de frequência primária;
- Regulação de frequência secundária;
- Regulação de frequência terciária;
- Controlo de tensão;
- Black start.

### **2.2.2.1. Reserva primária**

A regulação de frequência primária na Bélgica consiste no aumento ou diminuição da potência injectada a cada momento pelas unidades produtoras ligadas à rede e está associada à actuação do regulador automático de grupo das diversas unidades produtoras que reúnem condições técnicas para fornecer este serviço.

O valor da reserva primária é publicado pela empresa operadora do sistema eléctrico belga, a Elia, seguindo esta as recomendações da European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) para o sistema síncrono interligado europeu. O valor da reserva primária na Bélgica situa-se em torno dos 100MW.

Os agentes de mercado que tenham capacidade técnica, económica e financeira demonstrada que sejam seleccionados pela Elia para fornecer este serviço serão pagos mensalmente pela disponibilização de uma banda de potência de reserva a subir e a descer. A energia gerada para efectuar a regulação primária não é remunerada ao contrário da energia das reservas secundária e terciária.

A activação desta reserva é automática e deve ser disponibilizada pelo menos metade da potência em 15 segundos e 100% da potência no máximo em 30 segundos. Os produtores que assegurem este serviço são ainda obrigados a manter 100% da potência de reserva primária durante 15 minutos, dando tempo para activação da reserva secundária [9].

#### **2.2.2.2. Reserva secundária**

A regulação de frequência secundária caracteriza-se como a potência injectada na rede, a subir ou a baixar, um pouco à semelhança da reserva de regulação primária. Por sua vez a reserva secundária é a reserva que permite a estabilização da frequência com caracter de maior longevidade temporal, assumindo a estabilização da frequência em permanência e substituindo a reserva primária no equilíbrio entre geração e consumo.

Esta reserva é activada automaticamente, através do envio de sinais do centro de despacho da Elia para o centro de despacho das unidades produtoras que sejam requisitadas a fornecer este serviço.

Os produtores de energia eléctrica que estejam contratados para fornecer este serviço de sistema são remunerados de duas formas, ou seja, recebem um valor fixo pela disponibilização da reserva de potência e um valor variável aquando da activação da reserva que disponibilizam. O valor variável que remunera o produtor pela activação da reserva pode ser positivo (a Elia paga a energia eléctrica gerada ao produtor) ou negativo (o produtor paga à Elia a energia eléctrica que deixou de produzir) consoante a reserva activada é a subir ou a descer, respectivamente.

O preço da activação está relacionado com os custos reais de produção, associado ao preço dos combustíveis e ao preço de referência do mercado publicado no dia anterior no mercado diário operado pela Belpex (Belgian Power Exchange).

O valor de reserva contratada no sistema eléctrico belga é em média de 140MW.

Antes da activação das reservas secundárias a Elia, como participante no *International Grid Control Cooperation* (IGCC), trocará desequilíbrios entre geração e consumo com outros GGS que participem também no IGCC e que possuam nas suas áreas de balanço desequilíbrios contrários diminuindo assim a necessidade de activação das reservas secundárias contratadas.

### **2.2.2.3. Reserva terciária**

A reserva terciária destina-se a complementar a reserva primária e a reserva secundária na eventualidade de existir uma grande diferença entre geração e consumo de energia eléctrica. É usada ainda na eventualidade de existirem congestionamentos na rede.

A reserva terciária é composta por duas componentes:

- A reserva terciária de produção que consiste na injeção adicional de potência na rede;
- A reserva de interruptibilidade que consiste na diminuição do consumo de energia de grandes consumidores para um valor pré determinado (shedding limit).

A reserva terciária de produção deve estar disponível em 15 minutos e será usada até que estejam resolvidos os problemas de congestionamento ou de desequilíbrio entre geração e consumo na rede. A sua activação é feita manualmente, sendo necessário uma decisão e comunicação por parte da Elia ao fornecedor de reserva terciária.

À semelhança da remuneração da reserva secundária, a reserva terciária de produção também é remunerada de duas formas:

- Um valor fixo previamente acordado em contrato celebrado entre a Elia e o produtor, remunerando assim a garantia de fornecimento de potência;
- Um valor variável pela activação da reserva que envolve o pagamento pela energia produzida e o pagamento dos custos de arranque do grupo gerador.

Por sua vez a reserva terciária de interruptibilidade deve estar disponível em 3 minutos e será usada durante um período máximo de 4 ou 8 horas consoante o contrato (“Interruptibility Contract”) assinado entre a Elia e o fornecedor do serviço (grande consumidor). Os serviços fornecidos pelos agentes de mercado são assim classificados como A4 ou A8, respectivamente para interrupções de até 4 horas ou para interrupções de até 8 horas.

Esta reserva pode ser activada pela Elia apenas 4 vezes por ano com espaçamento mínimo entre activações de 24 horas.

A remuneração desta reserva compreende também duas componentes, são elas:

- A parte fixa com um valor previamente acordado no contrato celebrado entre a Elia e o produtor, remunerando assim a garantia de redução de potência consumida;
- A parte variável pela activação do serviço.

#### **2.2.2.4. Controlo de tensão**

O serviço de controlo de tensão consiste na manutenção do valor da tensão dentro de determinados limites de funcionamento, nos vários nós da rede eléctrica.

Esta regulação pode ser feita de duas formas, são elas:

- Controlo primário, associado à regulação automática de tensão dos grupos geradores;
- Controlo centralizado, efectuado pelos produtores de energia, a pedido da Elia.

Esta regulação é feita através da injeção de energia reactiva na rede e é remunerada consoante o volume contratado e a duração do uso deste serviço.

#### **2.2.2.5. Black start**

O black start, ou reposição de serviço, consiste na reposição do serviço da rede eléctrica em caso de apagão total. Este serviço pode ser fornecido apenas por grupos geradores capazes de efectuar o arranque sem auxílio da rede eléctrica.

### **2.2.2.6. Compra dos serviços de sistema no âmbito europeu**

A compra de serviços de sistema é feita a nível europeu, onde qualquer fornecedor ligado na rede europeia interligada síncrona pode participar. No final de cada ano a Elia publica os serviços que irá comprar no ano seguinte e no início do ano publica as quantidades de reserva que necessita. Os agentes de mercado que pretendam participar no fornecimento de serviços de sistema devem responder ao anúncio de contratação até Maio do respectivo ano.

Todos os agentes são analisados e seleccionados com base em critérios económicos, financeiros e técnicos.

Os preços de compra dos serviços a pagar pela Elia são submetidos ao Ministério do Clima e da Energia da Bélgica para aprovação e os volumes comprados são submetidos à aprovação da Comissão para a Regulação da Electricidade e Gás (CREG).

## **2.3. Serviços de sistema para a regulação de frequência**

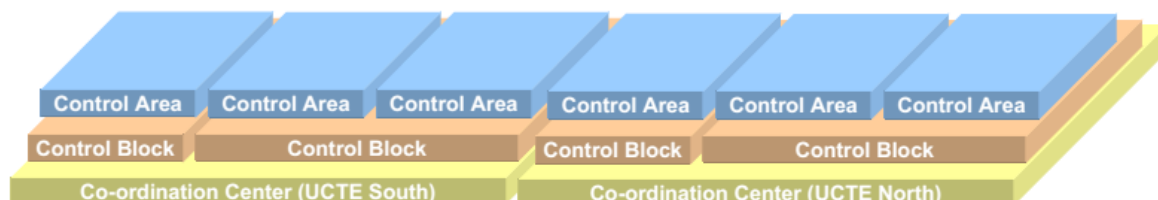
Os serviços de regulação são obrigatórios e impostos pela ENTSO-E. É da responsabilidade do gestor de cada sistema eléctrico garantir os valores de reserva de potência para estes serviços de acordo com os valores estabelecidos pela ENTSO-E e em conformidade com a legislação portuguesa.

As reservas de regulação de frequência dividem-se nos seguintes tipos:

- Reserva de regulação primária;
- Reserva de regulação secundária;
- Reserva de regulação terciária ou simplesmente reserva de regulação.

Segundo a ENTSO-E, no seu “Continental Europe Operation Handbook” [10], o controlo de potência activa – frequência (“load-frequency-control”) é necessário para uma operação segura e de qualidade das áreas síncronas que compõem a Rede Europeia Interligada e é composto por um conjunto de serviços que permitem ao GGS operar diariamente a rede em tais condições.

Na rede europeia interligada da ENTSO-E, a regulação é feita a vários níveis, ou seja, ao nível da área de controlo que representa normalmente um país ou cada uma das diversas partes de uma rede operada por vários ORT, ao nível do bloco de controlo que pode englobar várias áreas de controlo e diversos operadores de rede havendo para isso um ORT coordenador e ao nível dos dois centros de coordenação sul e norte europeus, tal como demonstra a Figura 2.5:

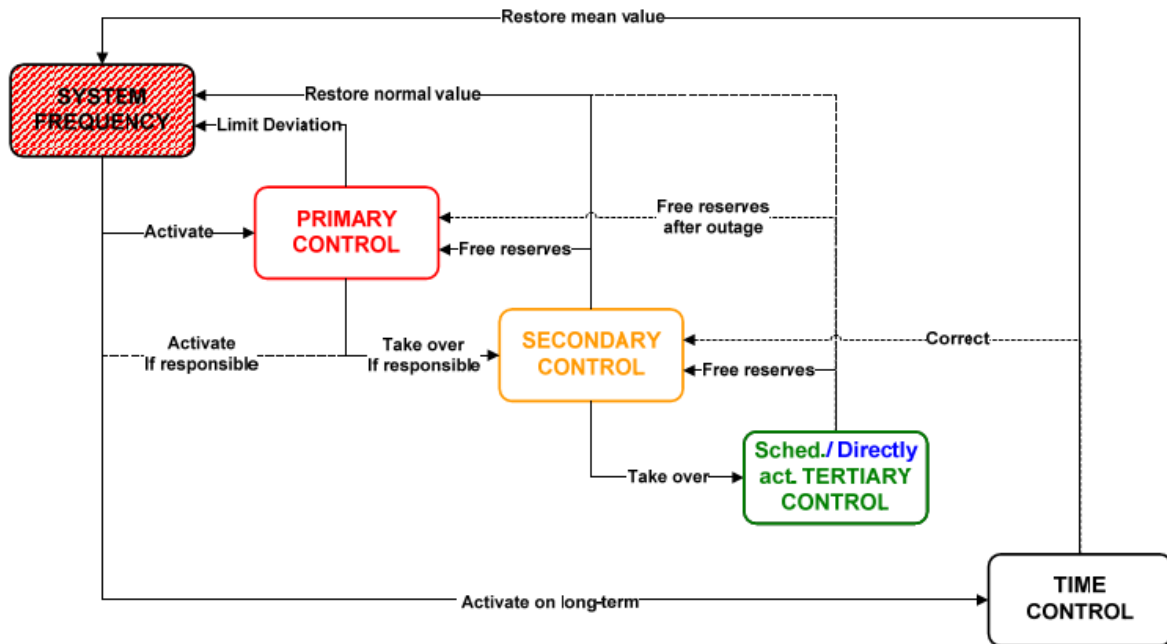


**Figura 2.5** – Organização da estrutura de Controlo e Reservas [10].

Os centros de coordenação da ENTSO-E e seus respectivos blocos e áreas de controlo fazem parte da rede europeia interligada síncrona.

A actuação das diversas reservas segue uma sequência de activação, das reservas primária, secundária e terciária, de acordo com a função a que se destinam. As diversas reservas destinam-se a limitar o desvio no valor da frequência da rede e a repor o valor da frequência no seu valor nominal, no caso das reservas primária e secundária, e a substituir as reservas de primeira linha, ou seja a reserva primária, pela reserva secundária e esta pela reserva terciária, de modo a repor os níveis das reservas primária e secundária para os valores anteriores à perturbação que provocou a sua activação, como podemos ver no esquema de activação da Figura 2.6.





**Figura 2.6** – Esquema de activação do controlo de frequência partir da frequência do sistema [10].

A reserva primária é a primeira a ser activada aquando de uma perturbação de rede ou desequilíbrio entre geração e consumo que provoque um desvio da frequência do sistema em relação ao seu valor programado, limitando esse desvio de frequência dentro do espaço de tempo de segundos. Por sua vez a reserva secundária é activada em minutos, liberando assim a reserva primária para futuras activações que se verifiquem necessárias. A reserva secundária repõe também o valor da frequência da rede no valor programado.

Por sua vez a reserva terciária é activada em caso de necessidade de complementar a acção da reserva secundária por insuficiência desta e finalmente para reposição da reserva secundária nos níveis normais anteriores à activação. A activação da reserva terciária permite aos gestores de sistema resolver os desvios de potência activa-frequência no longo prazo por alteração do programa de geração e libertar assim os dois primeiros níveis de actuação do controlo de frequência, ou seja, a reserva primária e a reserva secundária.

Na Figura 2.6 podemos ver ainda o chamado “Time Control” que consiste na alteração do valor programado de frequência de modo a compensar e corrigir desvios na hora síncrona tomando partido nesta acção todos os agentes e operadores de rede. Esta correcção é feita alterando o valor da frequência programada do sistema ( $f$ ) para um valor superior ou inferior ao valor da frequência nominal do sistema ( $f_0$ ) que é de 50,000Hz.

Na Figura 2.7 podemos ver um gráfico genérico do que seria um desvio de frequência em relação ao valor programado em função do tempo.

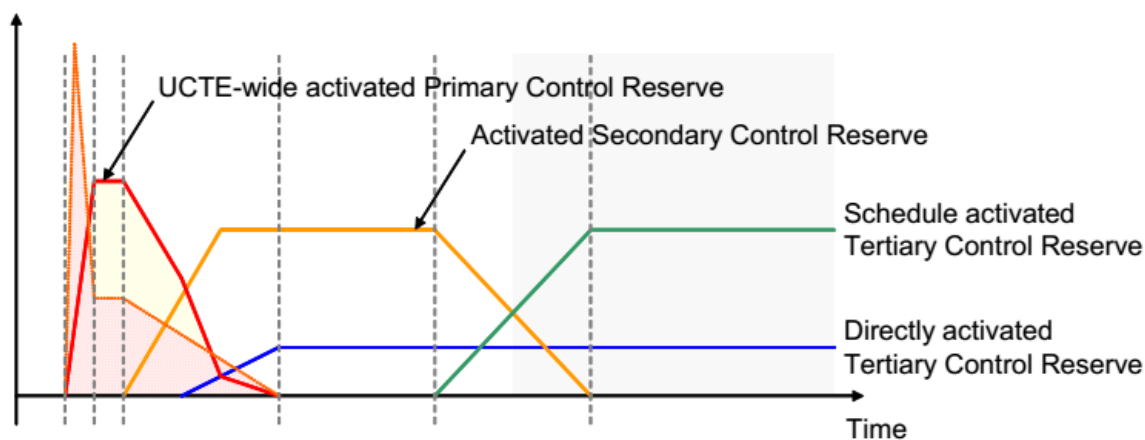


Figura 2.7 – Activação das reservas de controlo perante um desvio na frequência do sistema [10].

Representado pela linha laranja temos o desvio de frequência e as activações coordenadas em diferentes tempos das reservas primária a vermelho, secundária a amarelo e terciária nas linhas azul e verde. A reserva primária é activada em segundos estabilizando o valor da frequência e a reserva secundária elimina o desvio repondo a frequência no valor programado.

No caso da reserva terciária existem dois tipos de activação, constituindo a linha azul da Figura 2.7 a activação automática quando necessária para complementar a actuação da reserva secundária na reposição do valor da frequência e a linha a verde a reserva terciária mobilizada pelo GGS para substituição e reposição dos níveis de reserva secundária após estabilizado e corrigido o valor da frequência para o seu valor programado.

### 2.3.1. Regulação primária

A regulação primária é a regulação associada a qualquer grupo gerador ligado à RNT ou com influência directa sobre esta, e caracteriza-se pelo sistema de controlo automático de velocidade dos grupos. O valor mínimo da reserva de regulação primária é estabelecido pela ENTSO-E em 15000MW/Hz para toda a sistema europeu interligado e o seu valor médio é habitualmente 30% superior ao mínimo [10], ou seja 19500MW/Hz. O valor da reserva primária é repartido pelos vários sistemas síncronos dos vários países que constituem o sistema europeu interligado de forma proporcional à geração de cada sistema nacional de acordo com a expressão (2.1) abaixo indicada:

$$P_{prim,c} = \frac{E_c}{E_{total}} \times P_{prim,total} \quad (2.1)$$

Onde:

$P_{prim,c}$  – Potência de regulação primária na área/país  $c$  em MW;

$P_{prim,total}$  – Potência de regulação primária em todo o sistema síncrono da ENTSO-E em MW (3000MW);

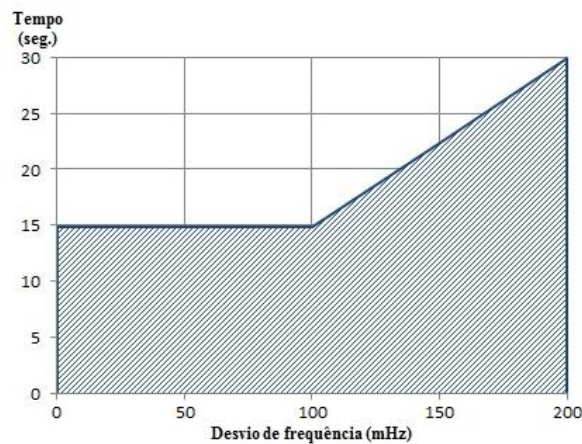
$E_c$  – Energia gerada na área/país  $c$  em MWh;

$E_{total}$  – Energia gerada em todo o sistema síncrono da ENTSO-E em MWh;

$c$  – Índice da área ou país.

A regulação primária é um serviço de sistema obrigatório e não remunerado sendo que todos os grupos ligados à RNT ou que nela tenham influência directa e que tenham capacidade técnica para tal, têm que contribuir com pelo menos 5% da sua potência nominal em qualquer ponto de funcionamento estável em que se encontrem.

A regulação primária constitui o primeiro nível de actuação das reservas de regulação de frequência e deverá ser activada no máximo em 15 segundos perante perturbações que causem um desvio de frequência igual ou inferior a 100mHz. Deverá ainda variar linearmente a potência entregue entre os 15 e os 30 segundos perante desvios de frequência entre 100 mHz e 200mHz [2], como podemos ver no gráfico da Figura 2.8.



**Figura 2.8** – Curva do tempo de actuação máxima de regulação primária em função do valor da perturbação.

Os reguladores dos grupos não podem ter sensibilidade superior a  $\pm 10\text{mHz}$  e banda morta de actuação nula. A actuação da regulação primária dá-se antes do desvio ( $\Delta f$ ) atingir  $\pm 20\text{mHz}$  relativamente à frequência nominal ( $f_0$ ), que correspondem a  $\pm 10\text{mHz}$  da insensibilidade máxima do regulador e  $\pm 10\text{mHz}$  da precisão máxima de medição de frequência permitidas.

Por sua vez, o máximo desvio de frequência admissível e regime quase estacionário (quasi-steady-state) é de  $\pm 180\text{mHz}$  na área síncrona da ENTSO-E após o acontecimento de um incidente e assumindo que existe o efeito de auto-regulação da carga no sistema de  $1\%/Hz$ . Assumindo a inexistência deste efeito de auto-regulação das cargas (consumo), o desvio máximo permitido é estabelecido em  $\pm 200\text{mHz}$ , valor que tem que provocar a actuação de toda a reserva primária existente no sistema.

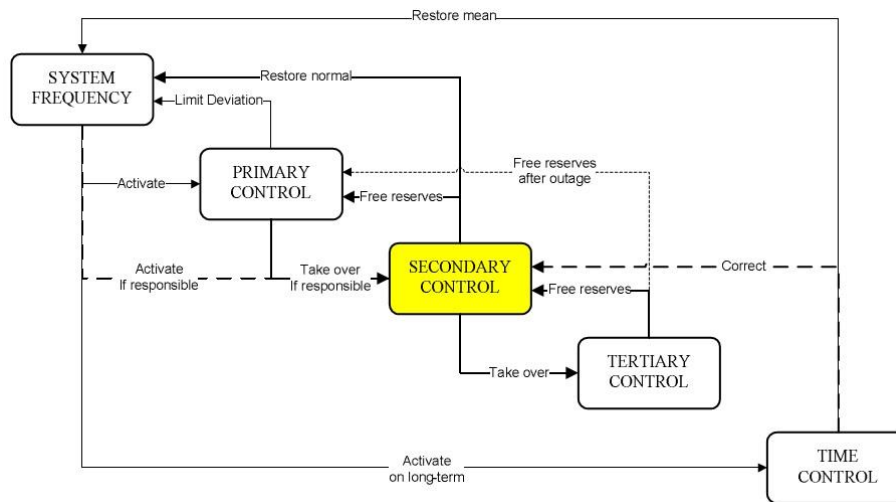
Como limites em regime transitório são permitidos valores de desvio de  $+ 800\text{mHz}$  ou de  $- 800\text{mHz}$  instantaneamente em caso de haver perda de consumo ou perda de geração, respectivamente.

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

### **2.3.2. Regulação secundária**

O objectivo da regulação secundária é manter o balanço entre geração e consumo dentro de determinada Área de Controlo (por ex. num País), manter e repor a frequência no seu valor programado e manter as trocas entre redes interligadas nos valores programados. A actuação da regulação secundária não pode contrariar o sentido de regulação da regulação primária definida na secção 2.3.1 e actua a par desta mas de forma independente. Está associada a um controlo por áreas ou blocos e consiste na telerregulação automática e contínua que altera os valores de referência de potência activa injectada dos geradores ligados ou actuando em cargas que sejam controláveis.

Para cumprir estas necessidades o regulador automático tem que ser do tipo Proporcional-Integral (PI) e é operado pelo método da “Característica de potência activa – frequência da rede”, constituindo este o segundo nível de actuação das reservas de regulação de frequência, como se pode ver na Figura 2.9.



**Figura 2.9** – Activação do controlo secundário de frequência [10].

A regulação secundária assenta em reservas de regulação secundária previamente negociadas e disponibilizadas pelas unidades físicas (geradores ou consumo bombagem) que fiquem sob a actuação do regulador automático central. A actuação não pode demorar mais que 30 segundos a iniciar-se, limite temporal no qual deverá já estar completa a actuação total da regulação primária. A actuação deve por sua vez ser concluída no período de tempo máximo de 15 minutos para casos de perda grave no sistema produtor nacional.

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

### 2.3.2.1. Organização e operação do controlo secundário

A operação do controlo Potência Activa – Frequência compreende não só o controlo dentro da área de controlo respectiva de cada operador, no caso do SEN a RNT operada pelo GGS que é a REN, mas também uma coordenação a nível dos diversos operadores de rede das redes de transporte pertencentes a rede europeia interligada síncrona. Existem assim três tipos de organização do controlo secundário a saber [10]:

1. **Controlo centralizado:** Existe um só controlador secundário na área de controlo e uma só área de controlo dentro do bloco de controlo, tendo assim o operador do bloco de controlo as mesmas responsabilidades do operador da área de controlo.
2. **Controlo pluralista:** Neste tipo de organização existem diversas áreas de controlo dentro do bloco de controlo, por exemplo um país com vários operadores de rede que gerem cada um a sua rede de transporte, e cada operador é responsável pela regulação dentro da sua área de controlo, ou seja na sua rede de transporte. Neste tipo de controlo existe ainda um operador de rede coordenador que opera o controlo de todo o bloco com o seu próprio regulador secundário e que é responsável pela regulação com os blocos de controlo vizinhos, de todo o bloco de controlo como um só.
3. **Controlo hierárquico:** É um tipo de controlo feito de forma descentralizada aplicado a um bloco de controlo com diversas áreas de controlo (exemplo conjunto de países cada um com o seu operador que se agrupem num bloco). Existe um único operador, o operador coordenador de bloco de controlo, responsável pela operação do bloco como um todo e que tem influência directa, através do seu controlador, em todos os controladores subordinados pertencentes aos operadores das diversas áreas de controlo pertencentes ao seu bloco de controlo.

Cada operador de rede tem a responsabilidade de efectuar o controlo primário, secundário e terciário e é responsável pela disponibilidade e operação da rede de transporte correspondente à sua área de controlo. Habitualmente, a área de controlo de um operador coincide com o território de um país ou com a rede do qual é proprietário ou concessionário, sendo este o único responsável dentro dela.

Em Portugal, o controlo é do tipo centralizado existindo apenas um operador de rede que actua directamente nas unidades físicas afectas ao serviço de regulação secundário, através do seu regulador automático.

### **2.3.2.2. Método da característica de potência activa – frequência da rede**

De modo a determinar se o desvio de potência é devido a um desequilíbrio dentro da área de controlo ou é devido à activação da regulação primária o método da “Característica de Potência Activa –

Frequência da Rede” tem que ser aplicado a todas as áreas de controlo da rede interligada síncrona. O método define que todas as áreas de controlo, consequentemente Portugal, têm que ter um regulador secundário capaz de minimizar o erro da área de controlo ( $G_i$ ) em tempo real.

Um incidente ou perturbação na rede eléctrica resulta num chamado erro da área de controlo ( $G_i$ ) ou em Inglês *area control error* (ACE) que é dado pela soma do erro de potência ( $\Delta P$ ) e Erro de Frequência ( $\Delta f$ ) multiplicado pelo factor característico da área de controlo ( $K$ ):

$$G_i = \Delta P + K \cdot \Delta f \quad (2.2)$$

Ou

$$G_i = P_{med} - P_{prog} + K_{ri} \times (f_{med} - f_{prog}) \quad (2.3)$$

Onde:

$G_i$  – Erro da área de controlo em MW;

$\Delta P$  – Erro de Potência Activa ( $P_{med} - P_{prog}$ ) em MW;

$\Delta f$  – Erro de Frequência dado pelo desvio da frequência ( $f_{med} - f_{prog}$ ) em Hz;

$K_{ri}$  – Factor da regulação da área de controlo  $i$  caracterizado por ser um valor definido no controlador secundário, em MW/Hz;

$P_{med}$  – Soma das medições instantâneas de potência activa nas Linhas de interligação em MW;

$P_{prog}$  – Programa resultante das trocas com as áreas de controlo adjacentes e dos programas de compensação em MW;

$f_{med}$  – Frequência da rede medida instantaneamente em Hz;

$f_{prog}$  – Frequência programada (habitualmente a frequência nominal  $f_0$ ) em Hz;

Sendo assim, o ACE é o desvio de potência  $P_{med} - P_{prog}$  subtraído da contribuição da regulação primária, se o  $K_{ri}$  for igual à característica Potência Activa – Frequência da área de controlo e deve ser mantido o mais próximo possível de zero. Um valor de ACE positivo significa excesso de produção face ao consumo e requer uma redução de potência secundária, por sua vez um ACE negativo requer um aumento da potência injectada pela regulação secundária.

A potência de regulação primária é dada pela seguinte expressão  $-\lambda_i \times (f_{med} - f_0)$ , onde  $\lambda_i$  é o factor característico da rede ou área de controlo. A quantidade de potência dada pela expressão, aquando da actuação da regulação primária, tem que ser subtraída ao valor de potência do Erro de Potência do ACE de modo a que o regulador secundário não actue de forma a contrariar a acção de regulação primária. O factor  $K_{ri}$  do regulador secundário tem assim um papel fundamental e deve ser definido num valor ligeiramente superior ao factor característico da área de controlo ( $\lambda_i$ ) de modo a compensar o efeito de auto-regulação das cargas (consumo) e assim acentuar o efeito da regulação primária e não a contrapor.

Se o erro de frequência for nulo ( $\Delta f = f_{med} - f_{prog} = 0$ ) então o ACE é apenas a diferença de potência  $P_{med} - P_{prog}$ , significando assim um desequilíbrio na área de controlo. Por exemplo, o défice dado pela diferença entre a potência medida ( $P_{med}$ ) e a potência que deveria ser entregue devido aos programas de troca entre áreas de controlo (exportação).

O controlador secundário desejado é obtido com recurso à utilização do controlo Proporcional-Integral (PI) nos circuitos de controlo do regulador secundário, de acordo com a equação (2.4):

$$\Delta P_{di} = -\beta_i \times G_i - \frac{1}{\tau_i} \int G_i dt \quad (2.4)$$

Onde:

$\Delta P_{di}$  – Valor da correcção feita pelo regulador secundário através dos grupos geradores em regulação secundária da área de controlo  $i$  em MW;

$\beta_i$  – Ganho proporcional do regulador secundário da área de controlo  $i$ ;

$\tau_i$  – Constante de tempo de integração do regulador secundário da área  $i$ ;

$G_i$  – Erro da Área de Controlo (ACE) da área de controlo  $i$  em MW.

### 2.3.2.3. Dimensionamento das reservas de regulação secundária

As reservas de regulação secundária são determinadas recorrendo a diversos métodos, determinísticos e probabilísticos de acordo com as necessidades do operador de rede e da respectiva área de controlo.

Os diferentes métodos de dimensionamento da reserva necessária a uma área de controlo são:



1. O controlo das variações de geração e consumo por aproximação empírica, que permite determinar o valor mínimo de reserva recorrendo à fórmula dada pela expressão (2.5):

$$R = \sqrt{a \times L_{max} + b^2} - b \quad (2.5)$$

Onde:

R – Valor da reserva secundária necessária em MW;

$L_{máx}$  – Pico máximo de consumo em MW;

a e b – coeficientes empíricos com o valor de 10MW e 150MW, respectivamente;

2. O método probabilístico que permite determinar o valor da reserva total necessária para anular os desvios de frequência (ACE) em 99,9% das horas do ano. Este método é baseado em dados estatísticos, ou seja tendo em conta a curva de distribuição do desequilíbrio individual das diversas unidades participantes da área de controlo (geração, consumo ou outros participantes neste controlo).
3. Método de “Controlo do maior incidente” de perda de geração passível de acontecer na área de controlo, ou seja, a perda de um grupo gerador, de um barramento, de uma linha muito alta tensão (MAT) ou de um conjunto de geradores ligados a um mesmo barramento. A reserva deverá ser capaz de suprimir a falta de potência injectada na rede decorrente da falha de um destes elementos.
4. Outros métodos de cálculo de reservas extraordinárias são aceites de modo a fazer face a acontecimentos tais como grandes mudanças horárias nos programas de geração, grandes variações horárias nos programas de troca através das interligações com outras áreas de controlo, necessidades derivadas da topologia da rede, variações de consumo esperadas ou outros fenómenos de carácter especial como condições climatéricas adversas ou eventos de grande importância que necessitem de uma maior fiabilidade e segurança no abastecimento de energia eléctrica.

### **2.3.3. Regulação terciária**

A regulação terciária usa a reserva de regulação terciária, reserva de regulação ou simplesmente reserva dos 15 minutos, e pode ser activada automática ou manualmente pelo operador de rede. É usada principalmente para libertar as reservas de regulação secundária numa situação de equilíbrio na rede, repondo assim o nível de segurança do sistema. É também usada para complementar a actuação da reserva secundária, actuando em simultâneo com esta, no caso de haver um grave desequilíbrio na rede, ajudando assim a restaurar o valor da frequência no seu valor programado e consequentemente ajudando a libertar a reserva primária, que no caso de um grave desequilíbrio é amplamente activada.

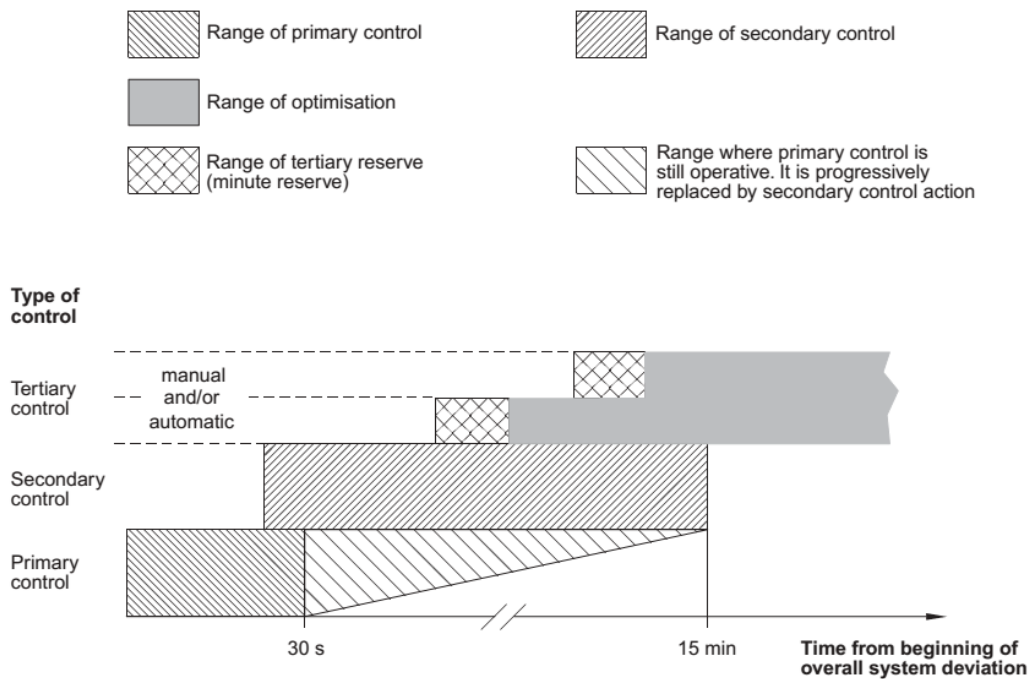
Os principais objectivos da reserva terciária são:

1. Garantir o fornecimento da reserva de regulação secundária nos devidos tempos;
2. Distribuir a utilização da potência de regulação secundária da forma mais viável do ponto de vista económico;

Estes objectivos são conseguidos actuando no ponto de funcionamento dos geradores ligados, desligando cargas controláveis inclusive centrais em funcionamento de bombagem (consumo) e ligando ou desligando grupos da rede. Isto permite assim aumentar ou diminuir a potência injectada na rede ou aumentar ou diminuir a potência consumida na rede em alguns casos. A regulação terciária actua também redistribuindo a potência injectada por grupos em regulação secundária e alterando a potência transitada nas interligações.

A reserva de regulação terciária para reposição da reserva secundária pode demorar no máximo até quinze minutos a actuar enquanto a reserva de regulação terciária usada para otimizar a operação da rede do ponto de vista técnico e económico pode demorar mais tempo.

No gráfico da Figura 2.10 podemos ver os diversos tempos de actuação e reposição das reservas:



**Figura 2.10** – Activação das reservas de regulação ao longo do tempo [10].

Devem ser tidos em conta para a exclusão do cálculo da reserva de regulação terciária os seguintes casos:

1. Unidades que estejam desligadas por longos períodos;
2. Unidades em manutenção ou reparação;
3. Limites das unidades, impostos pela escassez de combustíveis;
4. Limites na produção devidos a restrições ambientais (por exemplo: elevada temperatura da água rejeitada pelos circuitos de refrigeração da central ou poluição emitida);
5. Limites das unidades hídricas devido restrições hidráulicas e ambientais (por exemplo a escassez de água armazenada na albufeira de uma barragem);
6. Banda de regulação primária;
7. Reservas necessárias para compensar variações no consumo ou produção
8. Condições e topologia da rede que pode causar constrangimentos no trânsito da energia.

O nível mínimo da reserva de regulação terciária em cada período de programação é determinado pelo GGS tendo como referência a perda máxima associada a uma falha simples de um elemento do sistema eléctrico e aumentada de 2% do consumo previsto para essa hora de programação (períodos do dia em que existe um consumo previsto e uma produção contratada).

Para além das reservas de regulação primária, secundária e terciária é necessário ainda uma reserva de potência activa para os seguintes casos:

1. Quando o consumo horário previsto pelo gestor de sistema supere em 2% o consumo horário resultante dos mercados de produção diários e intradiários;
2. Quando a previsão de perda de geração devida a falhas ou atrasos no arranque seja superior à reserva secundária;
3. Quando a subida de injeção de potência de um grupo térmico seja superior à reserva terciária estabelecida para o período de programação.

# Capítulo 3

**Mercados de Reserva de Regulação Secundária e  
Terciária no SEN**



### 3.1. Mercado de reserva de regulação secundária no SEN

#### 3.1.1. Introdução

O serviço de reserva de regulação secundária caracteriza-se como uma margem de variação da potência em que o regulador central pode actuar automaticamente por telerregulação, para efectuar a função de controlo de potência activa – frequência. Esta actuação é feita a partir do ponto de funcionamento em que se encontram os grupos geradores em determinado instante, para além da banda de regulação primária. Esta reserva é caracterizada por um valor de potência a subir (aumento da potência injectada) e um valor de potência a baixar (diminuição da potência injectada).

O valor da reserva de regulação secundária é dado pela soma do valor absoluto das contribuições individuais de cada grupo com este tipo de capacidade de regulação e que participe no mercado destinado à negociação desta reserva. Esta margem de potência de regulação tem o nome de banda secundária a subir e a baixar e é negociada diariamente (dia d-1)\* para cada uma das 24 horas de programação do dia seguinte (dia d)\*.

O valor mínimo da banda de reserva secundária é determinado de acordo com as recomendações da ENTSO-E [10], para cada hora do dia e para todos os dias do ano, usando o método de controlo das variações de geração e consumo por aproximação empírica dada pela expressão (2.5).

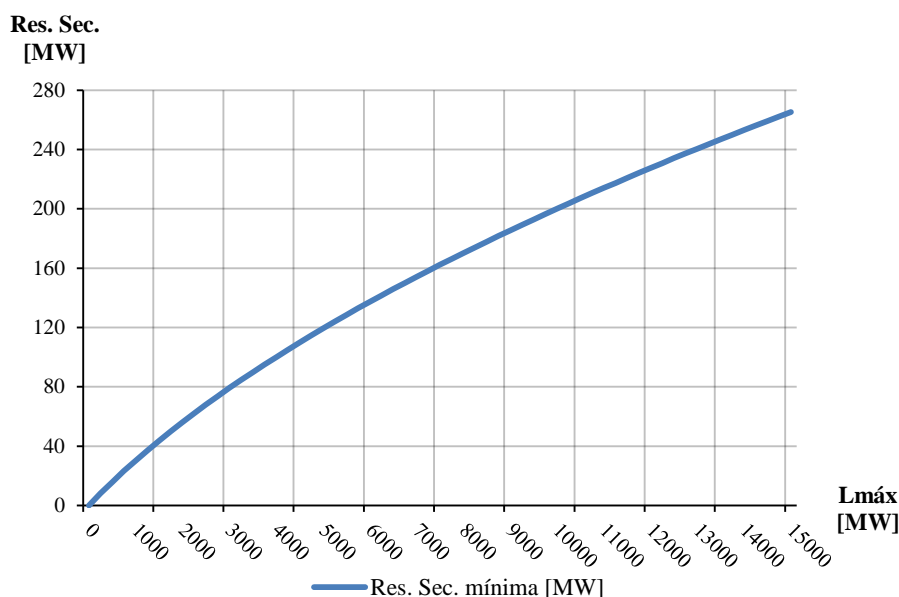
Usando a expressão (2.5) para cálculo do dia 13-02-2012 (Ponta de consumo de 2012) aleatoriamente escolhido, mas demonstrativo do que habitualmente acontece, em que o consumo máximo foi de 8531MW na hora de programação 22 (entre as 20:00 e as 21:00) temos o seguinte valor de reserva secundária mínima recomendada:

$$R = \sqrt{10 \times 8531 + 150^2} - 150 = 178\text{MW}$$

Analisando os dados disponibilizados pelo GGS no *website* específico para divulgação da informação de mercados [6] podemos ver que a banda licitada pelo GGS para a hora de programação 22 foi de 360,8MW (valor total da soma de banda a subir com banda a baixar), superior ao valor mínimo recomendado e a reserva de banda secundária efectivamente contratada neste mercado foi de 353,6MW.

\* - Nota: Considera-se o dia d como sendo o dia da entrega física da energia transaccionada nos mercados.

A curva da Figura 3.1 representa o valor de reserva secundária mínima em função do consumo máximo previsto ( $L_{m\acute{a}x}$ ), calculado usando a expressão empírica (2.5).



**Figura 3.1** – Reserva secundária mínima em função do consumo máximo previsto [10].

Para participar neste mercado de regulação o agente de mercado (AM) tem que ser habilitado para tal pelo GGS que concede esta autorização a todas as instalações que reúnam capacidade técnica e operativa para tal. Segundo o Regulamento da Rede de Transporte [11] “Os grupos térmicos previstos para telerregulação deverão ser capazes de variar continuamente a sua potência numa banda correspondente a, pelo menos, 10% da sua potência nominal, dentro da sua gama de potência de funcionamento e para além da banda disponível para regulação primária. Para os grupos hidráulicos esta banda de regulação deve ser de, pelo menos, 30% da potência nominal”.

Esta lista é publicada anualmente pelo GGS. O GGS pode ainda retirar a habilitação para participar no fornecimento deste serviço de sistema a qualquer gerador que apresente falhas técnicas ou forneça um serviço que não cumpra com os requisitos de qualidade exigidos. Podemos ver no Anexo I a lista de unidades físicas participantes, os respectivos códigos usados em mercado e os códigos dos agentes de mercado que as operam.



### 3.1.2. Definição das necessidades de banda secundária

Com base nos dados do histórico de consumos de anos anteriores o GGS elabora uma estimativa de consumo com uma base quarto-horária. Com base na previsão de consumos o GGS publicará até às 16:00 do dia d-2 as necessidades de banda secundária que calculou para cada uma das 24 horas de programação (h) do dia d. Este valor poderá sofrer actualizações que deverão ser publicadas pelo GGS até às 7:30 do dia d-1.

Este processo é efectuado para todos os dias do ano sem excepção e deve conter a seguinte informação:

- Necessidades de reserva de regulação secundária a subir no sistema,  $RSSUB_h$  em MW;
- Necessidades de reserva de regulação secundária a baixar no sistema,  $RSBAI_h$  em MW;
- Banda de regulação secundária mínima admissível no bloco de oferta ao preço mais baixo,  $BAN_{min}$  em MW.

### 3.1.3. Apresentação de ofertas de banda secundária pelos agentes de mercado

Os agentes de mercado credenciados para participar no mercado de serviços complementares de sistema deverão passar nas avaliações técnicas efectuadas pela GGS que pretendem determinar a capacidade de comunicar com o regulador central que actuará na regulação secundária da unidade física, a capacidade de manter o fornecimento de potência em regime constante, qual o gradiente de variação contínua de geração e a capacidade de manter esse valor de geração e ainda capacidade de responder a variações de carga aleatórias e inversões do sentido de regulação.

Cada AM oferecerá para cada hora de programação do dia seguinte, uma banda de regulação a subir e banda de regulação a descer, em MW, a um determinado preço em €/MW, preço este que poderá ser limitado a um máximo aprovado pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE). As ofertas devem ser feitas no período de tempo entre as 18:00h e as 18:45h do dia d-1, para cada uma das 24 horas de programação do dia d.

Sendo assim cada produtor deve referir obrigatoriamente na sua oferta a seguinte informação:

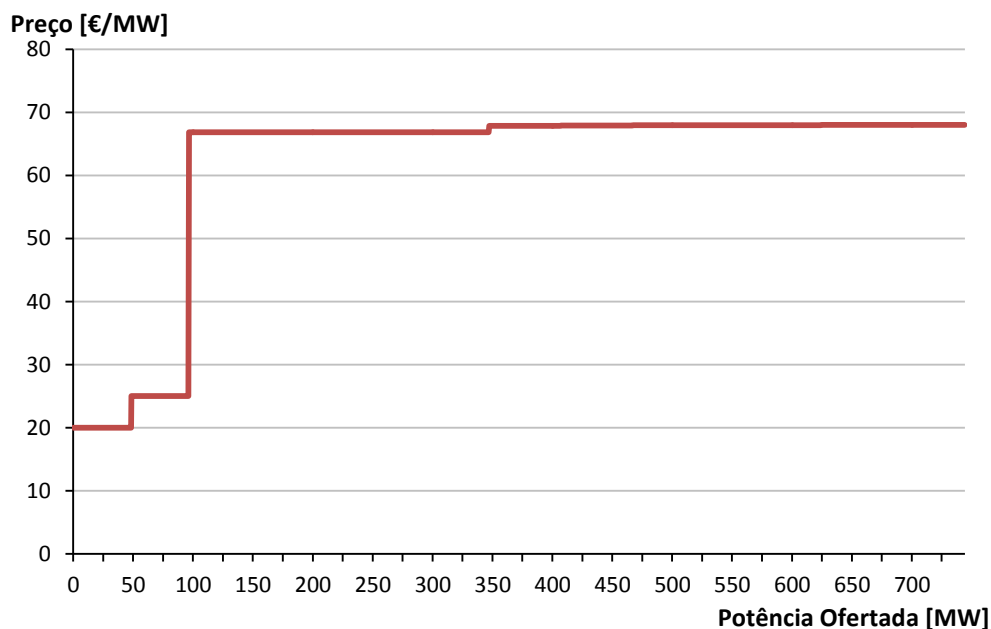
- Número da oferta,  $k$ ;
- Oferta de reserva de regulação secundária a subir  $k$ ,  $BRSSUBK_h$  em MW;
- Oferta de reserva de regulação secundária a baixar  $k$ ,  $BRSBAIK_h$  em MW;
- Preço unitário da banda de regulação secundária  $k$ ,  $PUBRSK_h$  em €/MW.

Cada bloco de oferta deve ainda respeitar o rácio definido pelo GGS entre reserva a subir e reserva a baixar. Este valor é definido habitualmente como dois terços do bloco de oferta a subir e o restante terço será a baixar (banda a subir será o dobro da banda a baixar), com uma tolerância de 5%:

$$RSB_h = \frac{RSSUB_h}{RSBAI_h} \text{ (p.u.)} \quad (3.1)$$

Deverá ainda respeitar o valor mínimo da banda em MW, definido pelo GGS para bloco de menor preço e ter em conta os limites técnicos da própria unidade física.

Na Figura 3.2 podemos ver um exemplo de uma curva agregada das ofertas ordenadas por preço crescente.



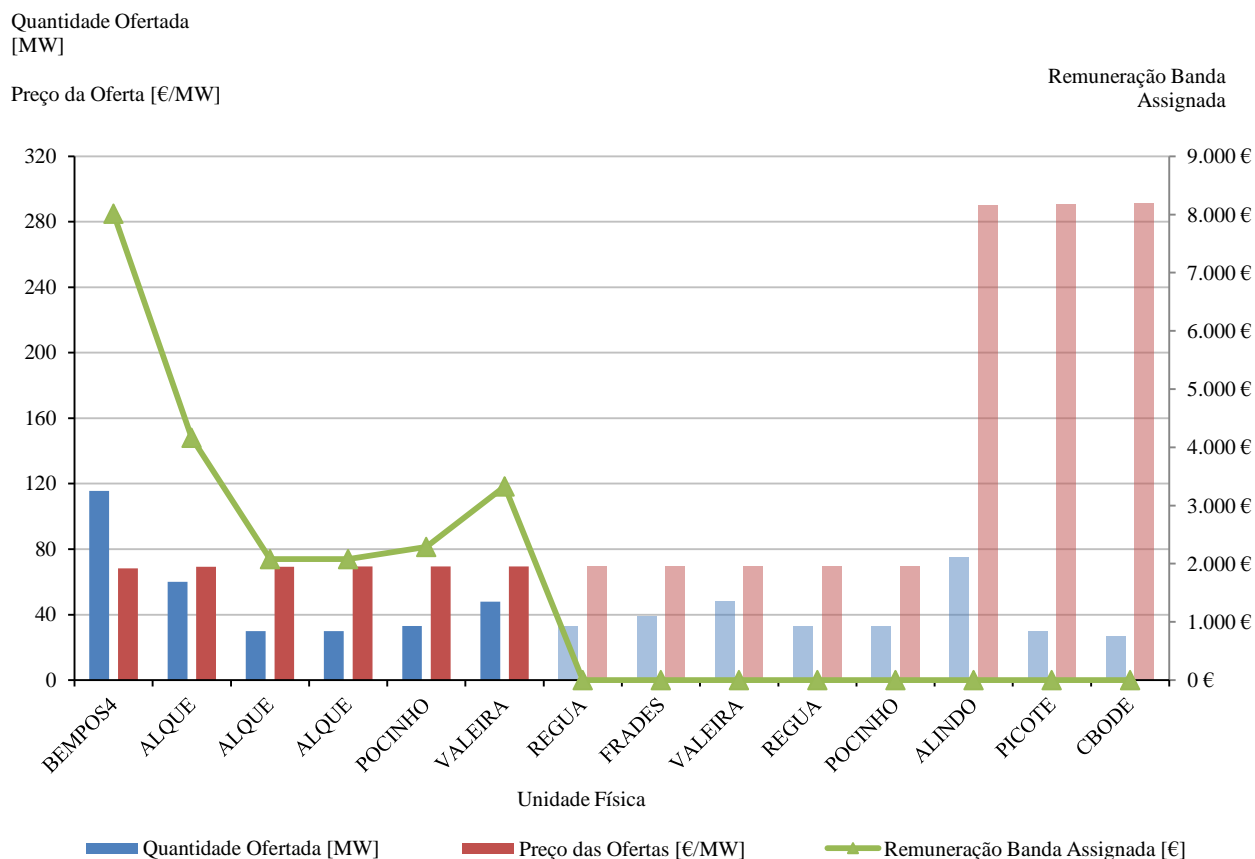
**Figura 3.2** – Curva agregada de ofertas de banda de regulação secundária – hora 1 do dia 30/08/2012 [6].

Na Tabela 3.1 podemos ver um exemplo das ofertas de banda de regulação secundária, feitas em mercado, e organizadas por preço crescente.

**Tabela 3.1** - Ofertas de banda de regulação secundária – hora 1 do dia 31/08/2012 [6]

Data	Hora	Unidade Física	MW subir	MW descer	Preço €/MW
31-08-2012	1	BEMPOS4	77	38,5	68,31
31-08-2012	1	ALQUE	40	20	69,33
31-08-2012	1	ALQUE	20	10	69,34
31-08-2012	1	ALQUE	20	10	69,35
31-08-2012	1	POCINHO	22	11	69,37
31-08-2012	1	VALEIRA	32	16	69,38
31-08-2012	1	REGUA	22	11	69,39
31-08-2012	1	FRADES	26	13	69,40
31-08-2012	1	VALEIRA	32	16	69,41
31-08-2012	1	REGUA	22	11	69,42
31-08-2012	1	POCINHO	22	11	69,43
31-08-2012	1	ALINDO	50	25	290,00
31-08-2012	1	PICOTE	20	10	290,51
31-08-2012	1	CBODE	18	9	291,02

Na Figura 3.3 podemos ver as mesmas ofertas da Tabela 3.1, ambas ordenadas por preço crescente, em que cada AM detentor de unidades físicas (grupos geradores ligados à RNT) faz uma ou mais ofertas de potência. Por exemplo, a unidade física, ou grupo gerador, com o código BEMPOS4 corresponde ao grupo gerador da Central Hidroelétrica da Bemposta II no rio Douro, localizada na área de balanço - Douro Internacional e pertencente ao produtor EDP – Gestão da Produção de Energia, S.A. [6]. Esta oferta foi casada e remunerada ao preço de mercado, já a oferta da unidade física CBODE (Central Hidroelétrica de Castelo de Bode) na mesma tabela, por exemplo, não foi casada.



**Figura 3.3** – Ofertas de banda de regulação secundária – hora 1 (00:00 às 01:00) do dia 31/08/2012.

As ofertas não assignadas aparecem numa cor esbatida, ofertas essas que não receberam remuneração pois não foram casadas em mercado.

Podemos ver ainda na linha verde a remuneração correspondente a cada unidade física, onde as unidades físicas que não venderam a sua oferta aparecem com remuneração nula.

### 3.1.4. Contratação da banda de reserva secundária

Para a assignação das ofertas o GGS terá em conta os seguintes critérios:

- O conjunto de ofertas que minimizem o custo da banda secundária contratada, sendo que, as ofertas contratadas serão valorizadas ao preço unitário de fecho deste mercado;
- No caso de igualdade de custo de ofertas, é feito o rateio da banda assignada pelos diversos agentes, de forma proporcional às mesmas ofertas;

- As ofertas de banda de regulação que causem restrições de sistema aquando do seu redespacho serão excluídas do processo de contratação;
- O somatório das bandas assignadas deverá estar em torno de  $\pm 10\%$  do valor da banda de regulação estabelecida pelo GGS para cada hora.

### 3.1.5. Processo de assignação das ofertas

O GGS seguirá de forma sequencial os seguintes passos para determinação das ofertas ( $k$ ) a assignar em cada hora de programação ( $h$ ):

1. São eliminadas as ofertas cujo valor ultrapasse o limite técnico máximo disponível da unidade física.
2. São eliminadas as ofertas de banda que não cumpram o valor mínimo estabelecido ( $BAN_{min}$ ) pelo GGS se:

$$BRSSUBK_h + BRSBAIK_h < BAN_{min} \text{ (MW)}, \quad (3.2)$$

então oferta  $k$  é eliminada;

3. São eliminadas as ofertas de banda que não cumpram o rácio entre reserva a subir e a baixar estabelecido pela GGS ( $RSB_h$ ), com uma tolerância de 5%;
4. É feita uma lista das ofertas válidas, para cada período de programação  $h$ , ordenada por ordem crescente de preço unitário da banda ( $PUBRSK_h$ );
5. É feita a contratação por método iterativo, segundo a lista ordenada por  $PUBRSK_h$  das ofertas válidas. Em cada iteração de contratação de uma oferta será garantida com uma tolerância de 5% o rácio  $RSB_h$  estabelecido pelo GGS, truncando-se a oferta pelo menor valor caso o rácio não seja respeitado, permanecendo esta contratação pendente da contratação nas ofertas posteriores. Realiza-se então na contratação de cada oferta o seguinte:
  - a. Para a banda de regulação a subir:

$$BRSSUBA_{n,h} = \text{Mínimo} (BRSSUBK_{n,h} + \sum BRSSUBK_{m,h}, (BRSBAIK_{n,h} + \sum BRSBAIK_{m,h}) * RSB_h) - \sum BRSSUBA_{m,h} \text{ (MW)} \quad (3.3)$$

- b. Para a banda de regulação a baixar:

$$BRSBAIA_{n,h} = \text{Mínimo} ((BRSSUBK_{n,h} + \sum BRSSUBK_{m,h}) / RSB_h, BRSBAIK_{n,h} + \sum BRSBAIK_{m,h}) - BRSBAIA_{m,h} \text{ (MW)} \quad (3.4)$$

onde:

$n$  = Índice da oferta segundo a lista ordenada por PUBRSK<sub>*h*</sub>;

$m$  = Índice das ofertas de ordem inferior a  $n$ ;

BRSSUBA<sub>*n,h*</sub> = Banda de regulação secundária a subir atribuída na oferta  $n$  em MW;

BRBAIA<sub>*n,h*</sub> = Banda de regulação secundária a baixar atribuída na oferta  $n$  em MW.

6. O processo de contratação acaba assim quando os valores de  $\sum$  BRSSUB<sub>*n,h*</sub> e  $\sum$  BRBAIA<sub>*n,h*</sub> se encontrarem em torno de  $\pm 10\%$  dos valores estabelecidos pelo GGS para RSSUB<sub>*h*</sub> e RSBAI<sub>*h*</sub>:

$$1,1 \times \text{RSSUB}_h > \sum \text{BRSSUB}_{n,h} > 0,9 \times \text{RSSUB}_h \quad (3.5)$$

7. Caso existam ofertas de igual custo será repartido o valor de fecho de maneira proporcional pelas bandas referidas.

### 3.1.6. Remuneração do serviço de regulação secundária

#### 3.1.6.1. Banda de regulação secundária contratada

A banda de regulação contratada a cada unidade produtora será valorizada ao preço unitário da última oferta contratada da respectiva hora de programação:

$$\text{Remuneração da Banda (€)} = (\text{BRSA}_{h,uf} + \text{BRBA}_{h,uf}) \times \text{PMBR}_h \quad (3.6)$$

onde:

$h$  – Índice da hora de programação  $h$ ;

$uf$  – Índice da unidade física;

BRSA<sub>*h,uf*</sub> – Banda de regulação secundária a subir atribuída à unidade física  $uf$  na hora  $h$  em MW;

BRBA<sub>*h,uf*</sub> – Banda de regulação secundária a baixar atribuída à unidade física  $uf$  na hora  $h$  em MW;

PMBR<sub>*h*</sub> – Preço marginal da banda de regulação na hora  $h$  em €/MW;

### **3.1.6.2. Energia de regulação secundária mobilizada**

A energia de regulação secundária é contabilizada num programa horário chamado Programa Horário de Secundária (PHS) e é dada pela soma quarto-horária de duas parcelas:

1. A diferença entre a energia solicitada pelo regulador central, dada pelo integral da curva de potência ao longo do tempo, e a energia atribuída à unidade física em sede de Programa Horário Operativo Final (PHOF), para cada unidade física;
2. Diferença ou proporcional da diferença entre a contagem de energia da unidade física em telerregulação e a energia resultante da integração do sinal enviado pelo regulador central à unidade física em telerregulação, não devendo exceder os 10% deste último.

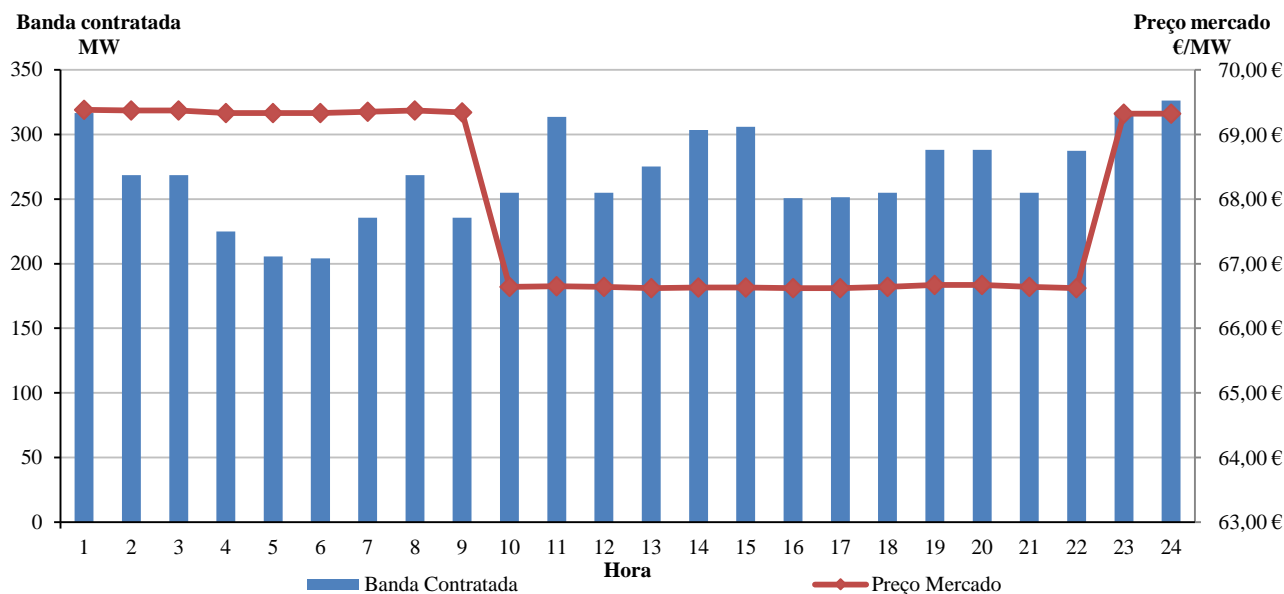
Na segunda parcela, toda a energia que exceder os 10% do valor da integração do sinal do regulador central será contabilizada como desvio horário afecto à área de balanço à qual pertence a unidade física.

A remuneração da energia de regulação secundária, contabilizada no PHS, será remunerada ao preço da última oferta de reserva de regulação terciária mobilizada no respectivo período de programação para complementar a regulação secundária mobilizada, não contribuindo porém para a formulação do preço do mercado de reserva terciária. A remuneração será feita ao valor da reserva de regulação terciária mobilizada no respectivo sentido de regulação, a subir ou a baixar.

A contabilização da energia do PHS é feita por área de balanço para efeitos de remuneração.

Na ausência de preço de energia de regulação será determinado um preço devido à reserva de regulação terciária que seria necessária mobilizar no mesmo sentido de regulação para repor a reserva de regulação secundária da área de balanço afectada. Este preço é determinado a partir da curva agregada de ofertas de reserva de regulação terciária do sistema.

Na Figura 3.4 podemos ver o exemplo de banda assignada e respectiva valorização, registados nas várias horas de programação do dia 31/08/2012.



**Figura 3.4** – Preço de fecho e banda secundária contratada, dia 31/08/2012.

No gráfico a vermelho da Figura 3.4 está representado preço de mercado, pago pelo GGS pela banda contratada aos AM. No gráfico de barras da mesma figura podemos ver as respectivas quantidades contratadas pelo GGS para cada hora do dia.

### 3.1.7. Mercado adicional de contratação de banda secundária

O Mercado adicional de reserva secundária resulta da necessidade do GGS contratar mais banda secundária para fazer face a transições horárias previsíveis nas interligações superiores a 600MW, resultantes dos mercados organizados.

Para efectuar a contratação adicional o GGS abre uma nova sessão de mercado de banda secundária após o fecho da sessão intradiária do MIBEL, analisando para isso as horas do horizonte de programação desta sessão intradiária que não são passíveis de sofrer mais alterações devido às sessões intradiárias seguintes. Se nesse conjunto de horas houver transições horárias superiores a 600MW o GGS convoca os Agentes de Mercado para uma sessão adicional de mercado de banda secundária no período de tempo de até 5 minutos após a publicação de cada PHF, sendo as ofertas aceites no período de tempo entre o minuto 10 e o minuto 25 após a publicação do PHF respectivo.



As ofertas adicionais não invalidam as posições já anteriormente assumidas pelos agentes no mercado de banda de regulação secundária e deverão satisfazer a procura do GGS, procura essa que deverá obedecer à expressão utilizada pela UCTE:

$$\text{Banda Adicional}_{\text{mín. UCTE}} = 6 \times \sqrt{P_{\text{máx}}} \quad (3.7)$$

Onde  $P_{\text{máx}}$  é o valor da transição horária na interligação verificada entre horas de programação consecutivas em MW.

A contratação das ofertas de banda adicional secundária seguem o mesmo algoritmo do mercado de banda de regulação secundária, com a diferença que a contratação será feita para uma base quarto-horária e o período de fornecimento da banda adicional para o qual as ofertas são contratadas será entre o minuto 45 da hora h-1 e o minuto 15 da hora h.

### 3.1.8. Mecanismos de contratação excepcional de banda secundária

Em caso de emergência ou por insuficiência das ofertas postas a mercado, o GGS tem o poder de utilizar as reservas disponíveis no sistema, justificando essa utilização *a posteriori* aos agentes de mercados afectados e à ERSE, e pagando por isso as devidas retribuições pela prestação do serviço de fornecimento de banda de potência e as compensações pelas modificações dos programas horários de produção necessárias para o cumprimento da banda secundária atribuída a título excepcional pelo GGS.

A banda secundária atribuída e os redespachos que alteram os programas horários de produção serão remunerados da seguinte forma:

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

Caso os preços do mercado diário acima mencionados sejam superiores ou inferiores, respectivamente no caso de redespachos a subir ou a baixar, aos preços da regulação terciária, aplicar-se-ão os preços da reserva de regulação terciária para remuneração das alterações aos programas horários de produção.

### 3.1.9. Tempos e intervalos de regulação das unidades físicas

Os reguladores automáticos das unidades físicas devem ser do tipo proporcional-integral com constante de tempo de 30 segundos e o ciclo de tempo de um controlador deve estar entre 1 e 5 segundos de modo a minimizar o tempo de resposta. Todos os grupos térmicos devem ser capazes de efectuar uma variação contínua de potência de 10% da sua potência nominal e para além da banda de regulação primária definida em 5%. Para grupos hidráulicos a percentagem de banda de regulação secundária sobe para 30% [11].

### 3.1.10. Incumprimento do dever de regulação secundária

Após a contratação do serviço de regulação secundária pelo GGS ao AM, este último fica obrigado a disponibiliza-lo, incorrendo em penalizações caso não o faça por motivos imputáveis ao respectivo AM.

Quando as bandas disponibilizadas são nulas o incumprimento é classificado como incumprimento total. Quando as bandas disponibilizadas são iguais ou superiores aos valores contratados não existe incumprimento. Nos restantes casos existe um chamado incumprimento parcial.

O incumprimento da obrigação de fornecimento de regulação secundária por parte do produtor levará este a incorrer em custos monetários calculados por unidade física e para as diferentes horas de programação diária (h) em que se verifiquem incumprimentos totais ou parciais relativamente à banda contratada para esse mesmo produtor.

O valor da penalização por incumprimento é dado pela seguinte expressão:

$$VIBRA_{h,uf} = K_i \times (IBRSA_{h,uf} + IBRBA_{h,uf}) \times F_{h,uf} \times PMBR_h \quad (3.8)$$

Onde:

- $VIBRA_{h,uf}$  é o valor da penalização em € por incumprimento da banda secundária atribuída para a hora  $h$ , à unidade  $uf$ ;
- $K_i$  é o Coeficiente de incumprimento que assume o valor de 1,5;
- $IBRSA_{h,uf}$  é o incumprimento afecto à banda de regulação a subir atribuída para a hora  $h$ , à unidade física  $uf$ , em MW e calculada da seguinte forma:

$$- IBRSA_{h,uf} = \text{Máximo}(|BRSA_{h,uf}| - |BRSD_{h,uf}|, 0)$$

Onde:

- $BRSA_{h,uf}$  é a banda de regulação a subir atribuída para a hora  $h$ , à unidade física  $uf$  em MW;
- $BRSD_{h,uf}$  é a banda de regulação a subir disponibilizada durante a hora  $h$ , pela unidade física  $uf$  em MW:

$$BRSD_{h,uf} = \text{Máximo}(PM_{h,uf} - PBase_{h,uf}, 0) \times (1 - FFC_{h,uf})$$

Onde:

- $PM_{h,uf}$  é a potência máxima corrigida por eventual indisponibilidade, a considerar durante a hora  $h$ , pela unidade física  $uf$  em MW;
- $PBase_{h,uf}$  é o programa base para a hora  $h$ , estabelecido em mercado, alterado por eventuais instruções de despacho emitidas pelo GGS, afecto à unidade física  $uf$  em MW;
- $FFC_{h,uf}$  é a “flag”, falha de comunicação durante a hora  $h$ , para a unidade física  $uf$ . Assume o valor 1 quando não se verifica o seguimento do sinal do regulador central, por parte da unidade física, desde que imputável à instalação, caso contrário, assume valor zero.

- $IBRBA_{h,uf}$  é o incumprimento afecto à banda de regulação a baixar atribuída para a hora  $h$ , à unidade física  $uf$ , em MW e calculada da seguinte forma:

$$- IBRBA_{h,uf} = \text{Máximo}(|BRBA_{h,uf}| - |BRBD_{h,uf}|, 0)$$

Onde:

- $BRBA_{h,uf}$  é a banda de regulação a baixar atribuída para a hora  $h$ , à unidade física  $uf$  em MW;
- $BRBD_{h,uf}$  é a banda de regulação a baixar disponibilizada durante a hora  $h$ , pela unidade física  $uf$  em MW:

$$BRBD_{h,uf} = \text{Máx.} (\text{Mín.} (PM_{h,uf}, PBase_{h,uf}) - MT_{h,uf}, 0) \times (1 - FFC_{h,uf})$$

Onde:

- $PM_{h,uf}$  é a potência máxima corrigida por eventual indisponibilidade, a considerar durante a hora  $h$ , pela unidade física  $uf$  em MW;

- $PBase_{h,uf}$  é o programa base para a hora  $h$ , estabelecido em mercado, alterado por eventuais instruções de despacho emitidas pelo GGS, afecto à unidade física  $uf$  em MW;
  - $MT_{h,uf}$  é o mínimo técnico corrigido por eventual indisponibilidade, a considerar durante a hora  $h$ , afecto à unidade física  $uf$  em MW;
  - $FFC_{h,uf}$  é a “flag”, falha de comunicação durante a hora  $h$ , para a unidade física  $uf$ . Assume o valor 1 quando não se verifica o seguimento do sinal do regulador central, por parte da unidade física, desde que imputável à instalação, caso contrário, assume valor zero.
- $F_{t,h,uf}$  é a fracção de tempo afecto ao período horário  $h$ , durante o qual, a unidade física  $uf$ , esteve em incumprimento;
- $PMBR_h$  é o preço marginal da banda de regulação, resultante do mercado de regulação secundária, para a hora  $h$  em €/MW. (Na ausência de preço considerar-se-á a média aritmética dos preços de banda de regulação dos últimos sete dias, para o mesmo período horário.)

## 3.2. Mercado de reserva de regulação terciária no SEN

### 3.2.1. Introdução

O serviço de regulação terciária é um serviço de sistema que tem como objectivo a restituição dos níveis das reservas primária e secundária utilizadas no decorrer das necessidades em tempo real. Este serviço é constituído pela reserva de potência que se caracteriza como sendo a variação máxima de potência de um grupo gerador ou de uma área de balanço, que intervirá no máximo em 15 minutos e poderá se manter em utilização por períodos de várias horas. Esta reposição das reservas primária e secundária é feita por despacho antecipado à hora em que é aplicável por forma a respeitar as características dinâmicas dos grupos a que se aplicam.

A contratação deste serviço é feita recorrendo a mercado específico onde o GGS é o comprador e os vendedores são as centrais produtoras, sendo estas últimas obrigadas a ofertar toda a sua reserva de regulação disponível.

O GGS define a reserva de regulação mínima a subir consoante as necessidades tendo em conta a previsão de consumo para cada hora do dia, conforme a expressão seguinte:

$$RS_h = P_h + 2\% \cdot C_h + 10\% \cdot E_h \quad (3.9)$$

Onde:

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

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

$C_h$  – Consumo previsto para hora  $h$  em MW;

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

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

$$RB_h = PB_h + 2\% \cdot C_h + 10\% \cdot E_h \quad (3.10)$$

Onde:

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

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

$C_h$  – Consumo previsto para hora  $h$  em MW;

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

Existe ainda a chamada reserva de regulação adicional para fazer face a situações em que o GGS preveja um consumo superior em 2% ao consumo contratado nos mercados organizados (diário, intradiário, bilaterais) ou caso a previsão de perda de geração seja superior à reserva de regulação terciárias disponíveis. O valor da reserva de regulação adicional será então o somatório dos dois valores de défice de potência referidos.

### 3.2.2. Agentes e ofertas

Todos os agentes com instalações de produção ou de consumo para bombagem, nas diversas áreas de balanço, têm que oferecer a cada dia e para cada período de programação, dentro do processo de programação do dia seguinte, toda a oferta de regulação que tenham disponível a subir e a descer. A reserva de regulação a subir disponível de cada grupo é caracterizada pela diferença entre o limite técnico superior de produção da unidade física e o valor da potência contratada nos mercados

organizados e a reserva de regulação a baixar disponível por sua vez caracteriza-se como a diferença entre a potência contratada nos mercados organizados e o limite técnico inferior da unidade física. As ofertas devem posteriormente ser actualizadas ao longo do dia consoante a participação das unidades físicas nas sessões intradiárias do MIBEL. Estas ofertas devem apresentar o valor da reserva em MW e o respectivo preço em €/MWh e não será aceite pelo GGS qualquer tipo de indivisibilidade dos blocos de reserva ofertados.

Este processo desenrola-se entre a publicação do PHS e as 20:00h do dia anterior à programação.

As ofertas podem estar limitadas em energia e em continuidade nas horas subsequentes, por vezes devido a limitações no abastecimento de combustível ou a inexistência de água nas barragens, sendo por isso muitas vezes necessário alterar as ofertas nas horas seguintes ou anulá-las. Os blocos ofertados estão sujeitos ainda a um valor máximo e mínimo definido pelo GGS com base nos limites técnicos das unidades físicas.

Na Figura 3.5, podemos ver um exemplo de ofertas de regulação terciária, feitas em mercado no dia 31 de Agosto de 2012, para a hora de programação 1 (das 23:00h às 00:00h - UTC).

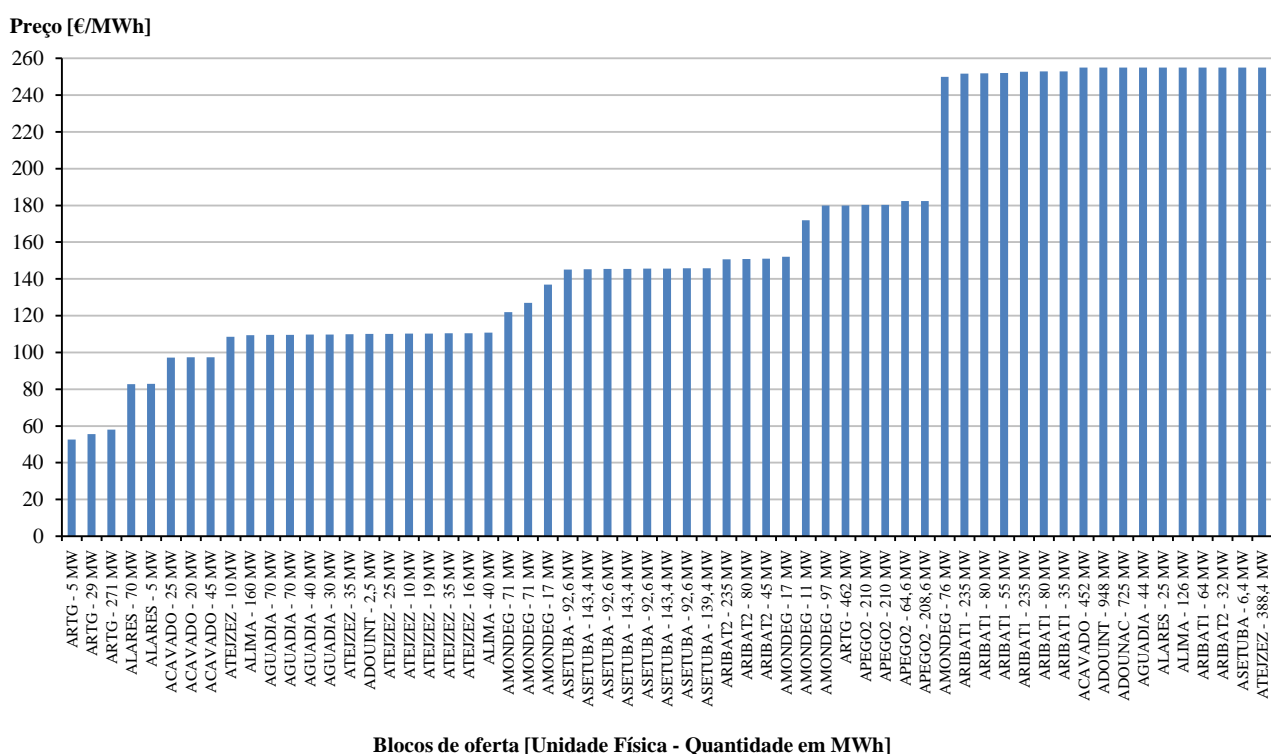
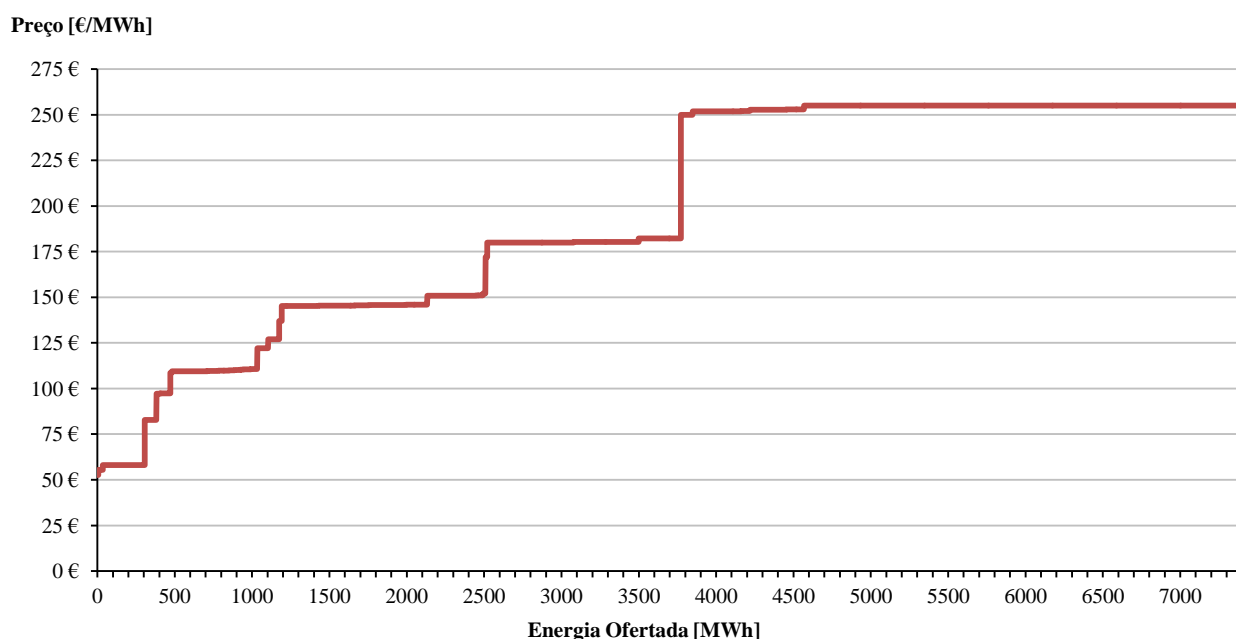


Figura 3.5 – Ofertas de regulação terciária ordenadas por preço crescente – hora 1 do dia 31/08/2012.

As ofertas apresentadas na Figura 3.5 dão origem à curva agregada de oferta, com expressão dimensional da quantidade ofertada, como se pode ver na Figura 3.6.



**Figura 3.6** – Curva agregada das ofertas de regulação terciária – hora 1 dia 31/08/2012.

Os agentes detentores de instalações de geração ou de consumo para bombagem fornecedores do serviço de regulação terciária deverão actualizar as suas ofertas, dentro do próprio dia de operação, sempre que ocorram alguma das seguintes situações que alteram a disponibilidade de reserva de regulação:

- O programa de produção da instalação sofra alterações decorrentes da participação no mercado intradiário;
- Indisponibilidade fortuita da instalação de geração ou de bombagem;
- Trocas de geração entre áreas de balanço;
- No caso de instalações hídricas, quando haja falta ou excesso de água nas albufeiras ou outras condições hidrológicas adversas.

A actualização das ofertas compreende a definição de novo valor disponível de potência em MW bem como preço em €/MWh, para todas as áreas de balanço afectadas com excepção dos casos em

que a actualização seja devida a trocas de produção entre áreas de balanço no qual os valores de potência em MW e preço em €/MWh são obrigatoriamente mantidos relativamente aos valores inicialmente comunicados. Os agentes participantes no serviço de regulação terciária podem efectuar no máximo 6 actualizações em cada dia de programação, sendo que o período para apresentação destas ofertas está compreendido entre a publicação do PHF da sessão intradiária e 50 minutos antes do início do período de programação a que a sessão intradiária se refere. No caso de não haver apresentação de actualizações dos valores de banda de regulação disponível, os valores de reserva de regulação serão mantidos após as diversas sessões.

### **3.2.3. Contratação da reserva de regulação terciária**

As ofertas disponíveis para regulação terciária são consideradas contratadas no momento de mobilização. Para tal o GGS utiliza as ofertas disponíveis oferecidas pelos agentes de mercado e mobiliza as que minimizem o custo para o sistema, excluindo à partida a mobilização das ofertas que causem restrições no sistema. O GGS pode também recorrer ao mecanismo de troca de reserva de regulação entre operadores de redes de transporte.

A mobilização de reserva é feita para um período de programação (hora) se forem provenientes de outros operadores de rede, podendo caso contrário ser mobilizadas por períodos inferiores a um período de programação, sendo o início e o fim da contratação impostos pelo GGS. O final do período de mobilização, no caso de o GGS não o estabelecer explicitamente, dá-se com o fim do período de programação em questão.

Caso uma área de balanço seja mobilizada num determinado período de programação e num determinado sentido de regulação, por exemplo a subir, e haja de seguida a necessidade de efectuar a regulação no sentido contrário, ou seja a descer, esta será a primeira a ser mobilizada para efectuar a descida de potência injectada, reduzindo-se de seguida a potência injectada pelas centrais mobilizadas anteriormente a esta e só por fim será mobilizada a reserva de regulação de sentido contrário, ou seja a reserva a baixar existente no sistema.

As ofertas introduzidas automaticamente pelo sistema informático do GGS só deverão ser mobilizadas após esgotadas todas as restantes ofertas de reserva de regulação apresentadas pelos agentes de mercado e por outros operadores de rede que participem no fornecimento deste serviço, ou ainda em caso de haver necessidade de resolver uma restrição técnica.



As mobilizações são feitas em Potência (MW) e não em Energia, respeitando sempre os limites técnicos das instalações associadas à área de balanço mobilizada, nomeadamente os gradientes de subida e descida das instalações produtoras ou consumidoras que a constituem. No caso das centrais térmicas o GGS de ter em conta ainda os tempos mínimos de paragem e de funcionamento:

- Centrais a Carvão: tempo mínimo de paragem de 6 horas e tempo mínimo de funcionamento de 8 horas;
- Outras centrais térmicas que não as de carvão: tempos mínimos de paragem e tempo mínimo de funcionamento, ambos estabelecidos em 4 horas.

### **3.2.4. Valorização do serviço mobilizado**

No serviço de regulação terciária apenas são remunerados os agentes cujas instalações tenham sido mobilizadas sendo a remuneração atribuída apenas pela energia efectivamente utilizada no intervalo de tempo da mobilização, ao contrário da reserva de regulação secundária que também é remunerada pela disponibilidade de potência.

A energia de regulação é remunerada ao preço marginal da última oferta mobilizada, quer seja mobilizada totalmente ou parcialmente, em cada sentido de regulação (a subir e a baixar). O preço dessa última oferta mobilizada será denominado de preço de reserva de regulação a subir e a baixar.

O preço de oferta pela assignação de reserva de regulação para baixar tem carácter de preço de recompra da energia não produzida equivalente, ou seja, será atribuída remuneração do GGS pelo agente que fornece a regulação a baixar.

Na resolução de restrições técnicas em tempo real após a publicação do PHF, por exemplo o defeito numa linha de transporte que altere o fluxo de energia na rede e conseqüentemente que cause desvios nas variáveis de controlo do sistema (tensão, carga máxima admissível, entre outros), a reserva mobilizada para a resolução desta não será tida em conta na formulação de preço para este serviço na respectiva hora de programação, sendo remuneradas de acordo com o definido para a remuneração da energia de resolução de restrições técnicas.

Se uma oferta de um agente for mobilizada tanto para fornecimento de reserva de regulação como para resolução de restrições técnicas os últimos blocos ofertados, ou seja os de maior preço, serão

afectos à resolução de restrições técnicas, não contribuindo na formulação do preço de reserva de regulação, e os de menor preço serão contabilizados na reserva de regulação.

As ofertas de regulação introduzidas automaticamente pelo sistema informático do GGS, por exemplo devido a um produtor que não ofertou toda a potência que tem disponível, não serão tidas em conta na formulação de preço de reserva de regulação e serão remuneradas, caso sejam mobilizadas, ao preço do mercado diário da respectiva hora de programação.

**Tabela 3.2** - Excerto de tabela de resultados de Energia Secundária e Energia de Regulação Terciária mobilizada no dia 01-11-2012 [6]

HORA	Energia Secundária		Energia Reserva		Preço	
	Subir	Descer	Subir	Descer	Subir	Descer
1	163,9	0,0	107,0	442,0	97,08	0,00
2	26,0	0,0	0,0	0,0	50,00	
3	4,1	9,2	0,0	67,8	45,00	0,00
4	0,0	9,6	0,0	117,5		0,00
5	12,7	0,0	0,0	335,7	45,00	0,00
6	32,2	0,0	0,0	417,0	45,00	0,00
7	0,0	4,4	0,0	453,8		0,00
8	0,0	56,1	0,0	457,8		0,00
9	98,9	0,0	0,0	920,4	45,00	0,00
10	65,1	0,0	0,0	638,3	45,00	16,93

Unidades: MWh; €/MWh

### 3.2.5. Controlo do fornecimento e incumprimentos

A resposta dada pelas unidades físicas ou áreas de balanço são monitorizadas em termos de potência e de energia. A energia é contabilizada para efeitos de fornecimento de reserva de regulação e será contabilizada como a diferença entre a energia entregue pela área de balanço ou unidade física e a energia e o PHOF. Em termos de potência, a contabilização é feita através dos registos do sistema informático do GGS, sendo que é considerada cumprida a solicitação deste se os valores de potência injectada ou consumida forem atingidos antes do instante indicado para o fornecimento.

Os incumprimentos do serviço de fornecimento de reserva de regulação, por parte dos AM, são identificados em termos de potência não fornecida ou fornecida com défice em relação ao valor requerido pelo GGS e a energia correspondente contabilizada para cada hora de programação. O incumprimento é calculado pela diferença entre a energia emitida pela área de balanço ou unidade

física e o integral das solicitações de potência requeridas e registadas no sistema informático do GGS, para cada período de 15 minutos. Todos os incumprimentos deverão ser comunicados pelo GGS à entidade reguladora, ou seja, à ERSE.

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

**Tabela 3.3** - Excerto de tabela de resultados e preço médio de energia de desvios do dia 01-11-2012 [6].

HORA	Valorização Média		Sobrecusto		Preço Mercado
	Excesso	Defeito	Unitário	Total	
1	-32,28	-82,32	57,30	29.125,39	25,02
2	8,43	-13,69	2,63	1.303,48	11,06
3	-0,32	-0,52	0,42	191,47	0,10
4	0,00	0,00	0,00	00,00	0,00
5	-1,25	-1,25	1,25	571,95	0,00
6	-2,93	-2,93	2,93	1.447,65	0,00
7	0,00	0,00	0,00	00,00	0,00
8	0,00	0,00	0,00	00,00	0,00
9	-5,45	-37,69	21,57	16.951,21	16,12
10	15,16	-21,10	2,97	2.013,28	18,13

Unidades: €/MWh; €

### 3.2.6. Troca de reserva de regulação entre ORT's

Outra forma que o GGS tem de obter reserva de regulação terciária é socorrer-se de outros ORT.

As trocas de reserva de regulação entre os sistemas eléctricos geridos por diferentes ORTs permitem a optimização da utilização dos recursos disponíveis e assim reduzir a reserva de regulação mobilizada em cada um dos sistemas, efectuando a troca de desequilíbrios. A troca deverá ser antecedida de contrato aprovado pela entidade reguladora, a ERSE, e deve definir os mecanismos de contratação, as trocas de informação e os respectivos horários, o método de estabelecimento de

preços e a forma de liquidação e facturação da reserva contratada especificamente recorrendo a esta troca entre ORTs [2].

A submissão de ofertas de reserva de regulação e a definição do respectivo preço da reserva mobilizada, contratadas através do mecanismo de troca entre operadores de rede, deverá seguir os seguintes passos:

- As ofertas de compra ou de venda de reserva de regulação serão feitas por período de programação e em blocos indivisíveis de 50MW;

- As transacções que forem estabelecidas até 30 minutos antes do período de programação a que dizem respeito serão tornadas firmes.

### **3.2.7. Estabelecimento de ofertas e definição do Programa Horário Operativo**

Cabe ao GGS avaliar e identificar, após cada sessão do mercado intradiário ou 65 minutos antes do período de programação caso se trate da primeira sessão intradiária, as reservas de regulação disponíveis que utilizará para fazer a submissão de ofertas a outros operadores de redes de transporte.

As ofertas economicamente mais vantajosas serão usadas para satisfazer as necessidades de regulação do SEN e as restantes serão ordenadas para elaborar as ofertas de regulação a outros operadores. As ofertas de reserva a subir são ordenadas por preço crescente, constituindo assim a curva de ofertas de banda a fornecer a outros operadores enquanto as ofertas a baixar são ordenadas por ordem decrescente de preço. Após ordenar as ofertas subdivide em blocos de 50MW, dando a cada bloco o preço máximo das ofertas subjacentes, para blocos de reserva a subir, ou o preço mínimo dos blocos adjacentes, no caso de reserva a baixar.

Após efectuadas as transacções com outros operadores o GGS actualiza o programa de interligação e elabora o Programa Horário Operativo (PHO) respectivo tendo como base as ofertas dos agentes de mercado e cumprindo sempre em primeiro lugar a contratação e respectiva remuneração das ofertas contratadas para reserva de regulação do SEN.

O GGS poderá rejeitar a activação de reserva de regulação pedida por outro operador de rede caso se alterem as condições que deram origem à formulação destas ofertas de reserva de regulação, nomeadamente por impossibilidade de fornecimento.

### **3.3. Negociação no MIBEL e nos mercados de serviços de sistema**

#### **3.3.1. Introdução**

A programação diária da exploração da RNT está intrinsecamente ligada à programação resultante dos mercados diário e intradiário de forma a ser garantida a segurança no abastecimento de energia aos consumidores e a garantir a estabilidade da rede [2]. Esta programação está compreendida entre as 23 horas do dia d-1 e as 23 horas do dia d, no fuso horário português, sendo o dia d o dia de entrega física das energias transaccionadas nos vários mercados. A hora de referência dos mercados diários e intradiários é a hora espanhola (hora portuguesa mais 1 hora) sendo que a programação diária no fuso horário espanhol está compreendida entre as 0 horas e as 24 horas do dia d. A hora de referência dos mercados de banda secundária e reserva terciária é a hora portuguesa e por essa razão todos os horários encontrados nas referências bibliográficas que serviram de base a este capítulo foram transpostos para a hora portuguesa.

A programação diária da exploração da RNT contempla os seguintes processos que se sucedem cronologicamente ao longo do dia de negociação no mercado diário (dia d-1):

- Programa Diário Base de Contratação (PDBC) elaborado pelo OMIE;
- Programa Diário Base de Funcionamento (PDBF);
- Programa Diário Viável Definitivo (PDVD);
- Programa Previsional de Reserva (PPR);
- Programa de interligação.

No decorrer da exploração são ainda publicados os seguintes programas horários no decorrer das várias sessões do mercado intradiário (dia d-1 e dia d):

- Programas Horários Finais resultantes das sessões do mercado intradiário (PHF);

- Programas Horários de Liquidação (PHL);
- Programas Horários Operativos (PHO), estabelecidos em cada hora até ao final do horizonte de programação;
- Programa Horário Operativo Final (PHOF).

### **3.3.2. Definição dos programas diários**

Definem-se de seguida os programas diários que compõe os diversos passos da negociação diária no MIBEL e no mercado de banda secundária e reserva de regulação do SEN.

- PDBC: Programa diário realizado pelo OMIE com a discriminação horária da geração e consumo diários, tendo como base as aquisições de unidades nacionais no mercado diário.
- PDBF: Programa diário realizado pelo GGS com base no PDBC, com a discriminação horária da geração e consumo diários incluindo os contratos bilaterais físicos comunicados pelos AM.
- PDVD: Programa diário realizado pelo GGS com base no PDBF e que o modifica caso necessário, para resolver as restrições técnicas e para efectuar o posterior reequilíbrio entre geração e consumo.
- PPR: Programa diário realizado pelo GGS com as assignações expectáveis de reserva de regulação para eliminar as diferenças entre o consumo previsto pelo GGS e o definido no PDVD. Apenas é incorporado no PHO caso essas diferenças não sejam colmatadas nas respectivas sessões intradiárias.

### **3.3.3. Definição dos programas horários**

Definem-se de seguida os programas horários que compõe os diversos passos da negociação intradiária no MIBEL e de actualização da reserva de regulação do SEN.

- PHF: Programa publicado pelo GGS após cada sessão intradiária do MIBEL com a agregação, por período horário e por Unidade de Programação, das transacções

tornadas firmes após resolução de restrições técnicas inerentes à própria sessão intradiária.

- PHO: Programa horário publicado pelo GGS após cada sessão intradiária do MIBEL, com todas as transacções formalizadas no âmbito dos programas diários, para cada período horário até ao fim do período de programação, com as ofertas dos AM casadas na respectiva sessão intradiária e com os contratos bilaterais tecnicamente validados. Este programa contempla ainda as mobilizações do PPR e todas as mobilizações para a resolução das restrições técnicas identificadas, para o reequilíbrio entre geração e consumo necessário e para o fornecimento de serviços de sistema, necessárias até à hora de publicação do mesmo 15 minutos antes do início de cada hora.
- PHS: Programa publicado pelo GGS que contabiliza a energia resultante da mobilização de reserva de regulação secundária contratada, por unidade física e por períodos horários ou quarto-horários. Esta energia é contabilizada pela soma algébrica, para cada quarto de hora, da diferença entre o integral do sinal do regulador secundário enviado à unidade em teleregulação e o respectivo PHOF, com a diferença ou parcela da diferença entre a contagem da unidade física e o sinal de regulação secundária.
- PHOF: Programa horário publicado pelo GGS no dia posterior ao período de programação em análise (dia d+1) e que inclui todas as transacções em mercado organizado e através de contratos bilaterais validados tecnicamente, as mobilizações resultantes do PPR e as alterações aos programas resultantes do processo de resolução de restrições técnicas e as mobilizações dos serviços de sistema.

### **3.3.4. Negociações no âmbito do mercado diário**

Antes da negociação no primeiro mercado, o mercado diário efectuada no dia anterior (d-1) ao dia da entrega física de energia (d), é feita pelo GGS uma previsão dos consumos do SEN, até às 16:00 horas do dia d-2, para as 24 horas de exploração do dia “d”, e comunicada por este aos AM e ao OMIE (linha 1 – Anexo III). No dia d-1, o GGS publica uma actualização da previsão de consumo até às 07:30 horas (linha 2 - Anexo III). Na posse desta informação, os AM licitam no mercado diário do MIBEL até ao fecho do mercado que se preconiza às 09:00 horas (linha 5 - Anexo III). Até às 8:30 horas, ainda no decorrer da sessão diária do MIBEL, devem ser comunicados os contratos bilaterais realizados para as horas de programação em questão, a fim de serem comunicadas ao

OMIE e assim garantirem direitos de transacção no mercado diário. A previsão de consumo é dada por um valor médio horário de potência, para cada hora do dia seguinte.

Após recebidas as ofertas dos AM para compra e venda de energia para todas as horas do dia seguinte, o OMIE comunica ao GGS o PDBC até às 09:30 horas (linha 6 - Anexo III), que contém a discriminação horária da geração, do consumo e do trânsito nas interligações, tendo por base o casamento das ofertas de compra e de venda de energia feitos pelo OMIE e após resolvidos os congestionamentos nas interligações.

Após a definição do PDBC e na posse da informação dos contratos bilaterais físicos dos AM titulares desses mesmos contratos, o GGS publica o PDBF às 11:00 horas (linha 7 - Anexo III).

Publicado o PDBF, é simultaneamente aberto pelo GGS o período de recepção de ofertas para resolução de restrições técnicas, período esse que encerra às 11:00 horas. Neste período os AM poderão ofertar blocos de energia para resolução de restrições técnicas resultantes do casamento das ofertas do mercado diário e dos contratos bilaterais. Estas restrições à realização dos programas resultantes do mercado são detectadas aquando da análise feita pelo GGS até às 13:00 horas, com base nos trânsitos de energia na rede e nas análises de contingências (por exemplo N-1) e que podem levar à inviabilização de algumas ofertas casadas, tendo estas que ser repostas por outras equivalentes que cumpram os critérios de segurança.

Após feitas eventuais modificações ao PDBF necessárias para a resolução das restrições técnicas e reequilíbrio entre geração e consumo, é publicado o Programa Diário Viável Provisional (PDVP) (linha 12 - Anexo III) que contém a informação do PDBF alterado após resolução das restrições técnicas e incorpora também o programa provisional de compras aos PRE.

Após a publicação do PDBF, o GGS simula a mobilização ou desmobilização de geração com o objectivo de anular as diferenças entre as suas previsões de consumo e o consumo contratualizado no mercado diário, publicando para isso o PPR. Após as 20:00 horas e no caso de essas diferenças não serem anuladas nas várias sessões intradiárias posteriores do MIBEL, o GGS estabelece o PHO somando o PPR ao PHF vigente.

Fechadas as incorporações da geração contratada em mercado, geração prevista dos PRE, consumos previstos, resolvidas as restrições e feito o reequilíbrio entre geração e consumo previsto, é publicada



pelo GGS às 13:00 (linha 13 - Anexo III) a necessidade de banda de regulação secundária de frequência. Entre as 18:00 e as 18:45 horas são feitas as ofertas para banda secundária por parte dos AM dispostos a fornecer este serviço (linhas 14 e 15 - Anexo III). Às 19:00 é publicada a banda secundária contratada pelo GGS, contendo a banda secundária contratada para cada uma das 24 horas de programação do dia seguinte (linha 16 - Anexo III).

Ainda no âmbito do mercado diário, entre as 19:00 e as 20:00 horas, é aberta pelo GGS a recepção de ofertas para reserva de regulação terciária (linhas 24 e 30 - Anexo III).

### **3.3.5. Negociações no âmbito do mercado intradiário**

No mercado intradiário a 1ª sessão inicia-se às 15:00 horas e compreende a negociação de energia no MIBEL e a necessária actualização das reservas de regulação disponíveis. O casamento de ofertas dos AM produtores de energia na sessão intradiária modifica a reserva que cada uma dessas unidades físicas tem disponível (linhas 21 a 28 – Anexo III) havendo lugar assim à actualização da reserva total disponível para regulação terciária no SEN. Este procedimento repete-se nas restantes cinco sessões intradiárias no decorrer do dia de programação (linhas 29 a 68 - Anexo III).



# Capítulo 4

**Ferramenta em Matlab® de Apoio à Análise de  
Dados de Mercado**



#### 4.1. Ferramenta em Matlab® de apoio à análise de dados de mercado

A ferramenta de apoio à análise de dados de mercado foi desenvolvida com base no software de Matlab® e permite ao utilizador visualizar gráficos das ofertas de banda secundária no mercado de serviços de sistema em Portugal. A ferramenta apresenta um interface gráfico que permite seleccionar 9 centrais de entre o portfólio total de centrais produtoras térmicas e hídricas ligadas à RNT. Permite também escolher o período de dias e horas a visualizar de um determinado mês e ano pretendido.

A ferramenta foi desenvolvida de modo a que a leitura seja feita directamente dos dados disponibilizados no *website* do Sistema de Informação de Mercados de Energia (SIME) [6] da REN sob a forma de ficheiro MS Excel®, sem a necessidade de manipulação ou tratamento prévios.

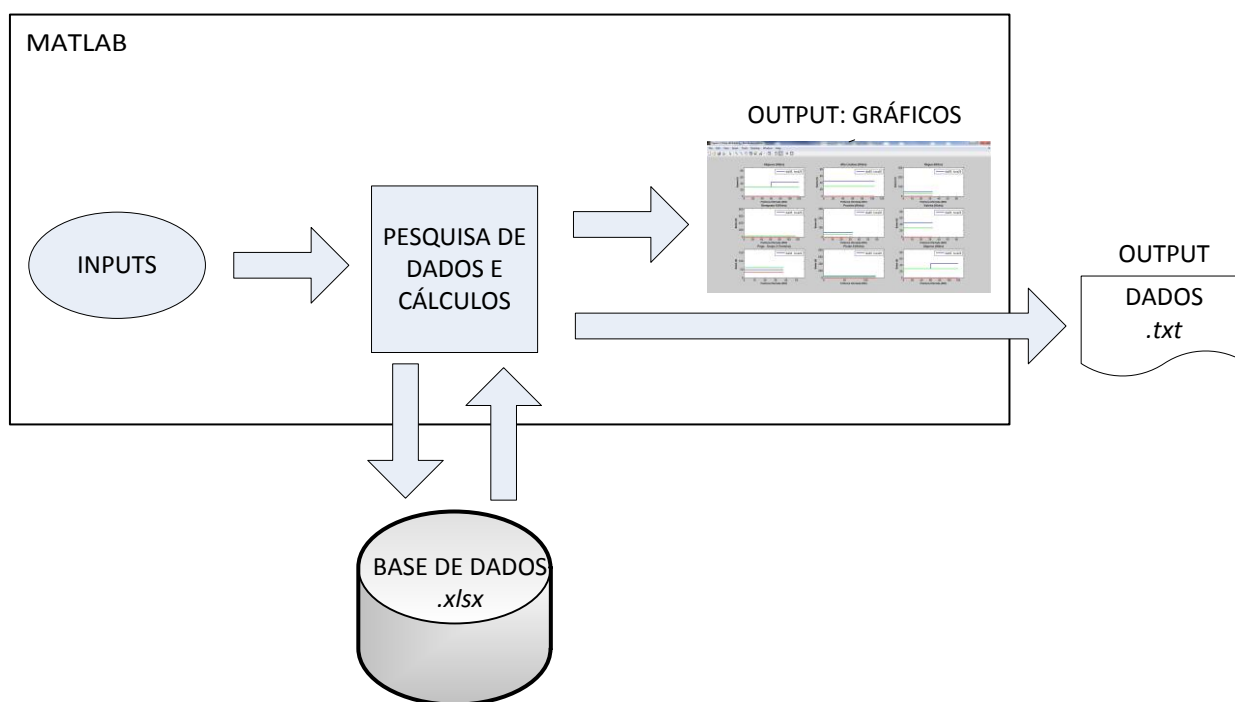


Figura 4.1 – Diagrama da ferramenta Matlab®.

A ferramenta em Matlab® foi feita com uma função que define a janela de interface gráfico para introdução de parâmetros. Todo o restante código são *scripts* que são executados sequencialmente de forma a recolher para o mês escolhido os dados das ofertas de banda secundária bem como os dados do preço de fecho do mercado de banda secundária, as características técnicas das centrais eléctricas, os preços de combustíveis (Gás e/ou Carvão), preços de fecho do mercado de CO<sub>2</sub> e ainda dados

como o poder calorífico inferior e coeficiente de emissões de cada combustível usado nas centrais térmicas.

Na Figura 4.2 mostra-se um fluxograma funcional da ferramenta desenvolvida:

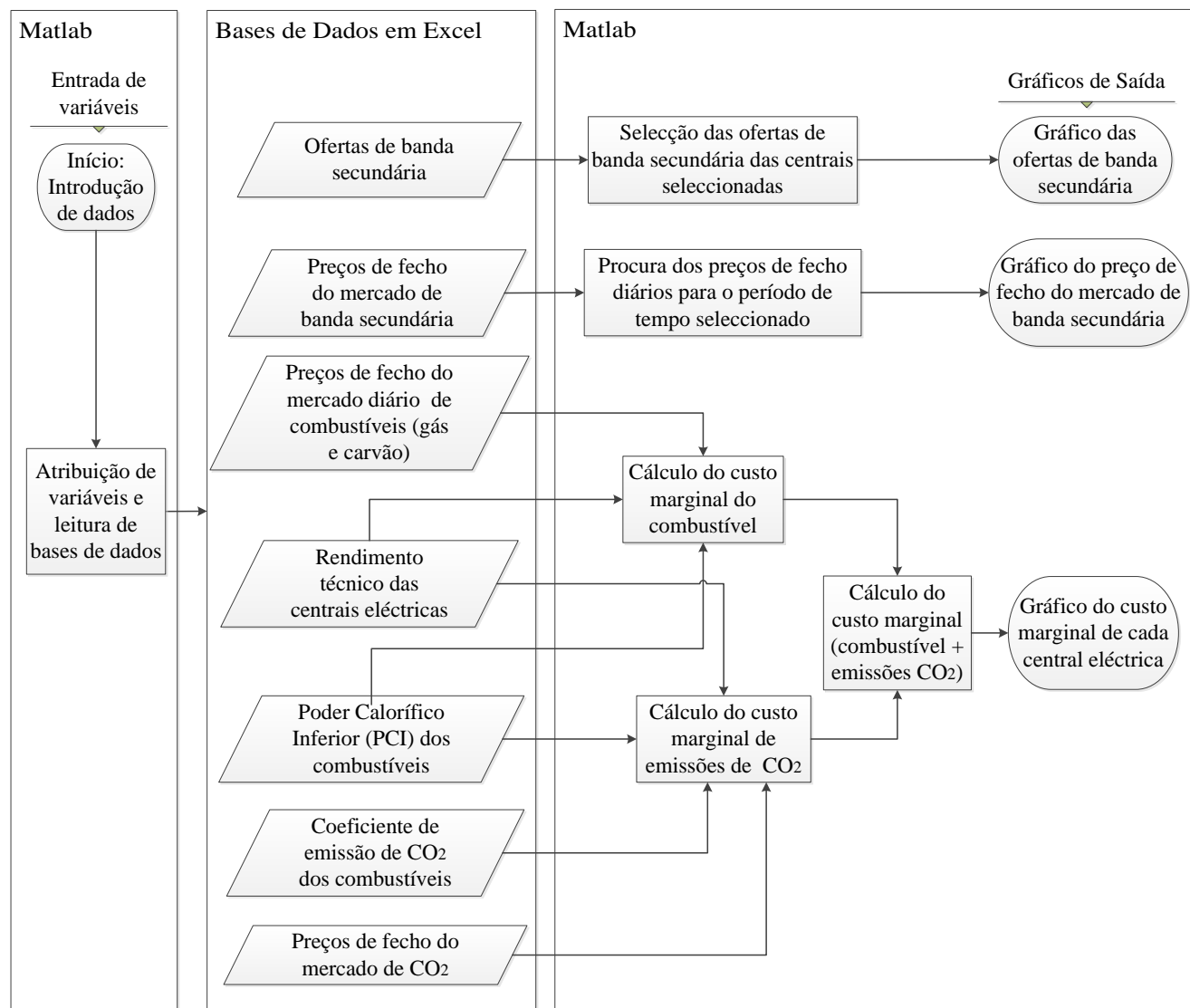


Figura 4.2 – Fluxograma funcional da ferramenta Matlab de apoio à análise de dados de mercado.

As bases de dados que o programa utiliza são retiradas directamente de dois *websites*: o *website* do Sistema de Informações de Mercados de Energia (SIME) da REN [6] e do *website* da Bolsa espanhola de CO<sub>2</sub> [12].

## 4.2. Estrutura dos dados e fundamentos teóricos da ferramenta

O programa faz uma leitura directa de ficheiros gravados com a extensão *\*.xlsx*. Para os ficheiros de ofertas de banda secundária o nome que tem cumprir com a seguinte nomenclatura: “5-OferSec\_AAAA\_MM.xlsx” em que “AAAA” é o ano escrito com quatro dígitos (por exemplo: 2012) e MM o mês escrito sempre com dois dígitos (por exemplo: 05 para designar Maio). Estes ficheiros de ofertas de banda secundária têm que ser retirados do *website* do SIME com uma base mensal para poderem ser lidos correctamente, ou seja, devem ser separados por meses e cada ficheiro conter informação completa do mês.

Na Tabela 4.1 mostra-se um excerto de um ficheiro que contém as ofertas das centrais produtoras para o mercado diário de banda de regulação secundária, para a hora 1 do dia 01-11-2012:

**Tabela 4.1** - Excerto do ficheiro “5-OferSec\_2012\_11.xlsx” da base de dados de ofertas de banda secundária

DATA	HORA	UFISICA	MW_SUBIR	MW_DESCER	PRECO
01-11-2012	1	BEMPOS4	77	38,5	59,8
01-11-2012	1	ALQUE	40	20	59,82
01-11-2012	1	ALQUE	40	20	59,84
01-11-2012	1	POCINHO	22	11	59,88
01-11-2012	1	VALEIRA	32	16	59,89
01-11-2012	1	REGUA	22	11	59,9
01-11-2012	1	RPG02	25	12,5	69,86

A estrutura dos ficheiros de oferta de banda secundária mostrada na Tabela 4.1, tal como são retirados do SIME da REN é composta pelas seguintes colunas:

- DATA: dia de programação a que se refere a oferta;
- HORA: hora de programação a que se refere a oferta;
- UFISICA: código da unidade física que fez a oferta do serviço de banda secundária (ver Anexo I);
- MW\_SUBIR: quantidade de banda ofertada a subir, em MW;
- MW\_DESCER: quantidade de banda ofertada a descer, em MW;
- PRECO: preço de venda do bloco ofertado, em €/MW.

Para que o programa consiga ler os ficheiros não é necessário qualquer outro tipo de tratamento dos ficheiros nem dos dados neles contidos. Apenas é necessário grava-los em formato \*.xlsx e o nome cumprir com a nomenclatura acima definida.

A partir destes ficheiros é feito uma recolha dos dados das ofertas de banda secundária das centrais e com isso traçado o seu gráfico da curva agregada de oferta horária.

É também feito o cálculo do custo marginal das centrais térmicas com base no custo de combustível e de emissões de CO<sub>2</sub>. Para o caso das centrais térmicas é então calculado para cada hora o valor do custo de combustível com base no preço de fecho diário em mercado [12] e somado com o custo associado às emissões de CO<sub>2</sub>, também estas com base no preço de fecho do mercado diário de CO<sub>2</sub> [12]. Estes ficheiros são retirados com uma base anual, ou seja, cada ficheiro deve conter os preços de um ano civil completo. Para as centrais hídricas assumiu-se que o custo marginal seria nulo.

Para o cálculo foram usadas as seguintes expressões:

$$C_P = C_{COMB} + C_{CO_2} (\text{€} / MWh_e) \quad (4.1)$$

Onde:

$C_P$  : Custo variável da central P (combustível + emissões) em €/MWh<sub>e</sub>;

$C_{COMB}$  : Custo variável da central relativo ao combustível em €/MWh<sub>e</sub>;

$C_{CO_2}$  : Custo variável da central relativo às emissões de CO<sub>2</sub> em €/MWh<sub>e</sub>.

O cálculo do custo de combustível é dado pela expressão:

$$C_{COMB} = \frac{F}{1,163 \times 10^{-6} \times PCI \times \eta_P} (\text{€} / MWh_e) \quad (4.2)$$

Onde:

$F$  : Custo do combustível (preço de fecho de mercado diário do Gás ou Carvão) em €/kg para o Carvão ou €/Nm<sup>3</sup> para o Gás;

$PCI$  : Poder calorífico inferior do combustível em kcal/kg para o Carvão ou kcal/Nm<sup>3</sup> para o Gás;

$\eta_P$  : Rendimento da central P;

Factor de conversão : Factor de conversão do PCI com o valor de  $1,163 \times 10^{-6}$  em MWh<sub>e</sub>/kcal.



O cálculo do custo de emissões de CO<sub>2</sub> é dado pela expressão:

$$C_{CO_2} = P_{CO_2} \times ee_P \quad (\text{€} / MWh_e) \quad (4.3)$$

Onde:

$P_{CO_2}$  : Custo das emissões de CO<sub>2</sub> (Preço de fecho no mercado diário do CO<sub>2</sub>) em €/kgCO<sub>2</sub>;

$ee_P$  : Emissão específica de CO<sub>2</sub> da central em kgCO<sub>2</sub>/MWh<sub>e</sub>.

Sendo que as emissões específicas são calculadas pela seguinte expressão:

$$ee_P = \frac{e_{comb}}{1,163 \times 10^{-6} \times PCI \times \eta_P} \quad (\text{kgCO}_2 / MWh_e) \quad (4.4)$$

Onde:

$ee_P$  : Emissões específicas em kgCO<sub>2</sub>/MWh<sub>e</sub>

$e_{comb}$  : Coeficiente de emissão de CO<sub>2</sub> do combustível em kgCO<sub>2</sub>/kg para o Carvão ou kgCO<sub>2</sub>/Nm<sup>3</sup> para o Gás;

$PCI$  : Poder calorífico inferior do combustível em kcal/kg para o Carvão ou kcal/Nm<sup>3</sup> para o Gás;

$\eta_P$  : Rendimento da central P.

Para o cálculo do custo marginal são usados os ficheiros retirados do Mercado de CO<sub>2</sub> contendo preços de fecho diários de combustíveis. Estes ficheiros devem ter uma base anual, ou seja, conter os preços de um ano completo e devem ser gravados com o seguinte nome, para que o programa os consiga ler: “SENDECO2\_Magnitudes\_AAAA.xlsx” onde “AAAA” é o ano a que se referem os dados do ficheiro.

Na Tabela 4.2 mostra-se um excerto de um dos ficheiros que constituem a base de dados de preços de combustíveis.

**Tabela 4.2** - Excerto do ficheiro ‘SENDECO2\_Magnitudes\_2012.xlsx’ da base de dados de preços de combustíveis [12]

<b>SENDECO2</b>					
<b>Histórico de magnitudes de referencia del año 2012</b>					
<b>Fecha</b>	<b>Brent</b>	<b>Gas</b>	<b>Carbon</b>	<b>Euribor</b>	<b>Euro-Dollar</b>
09-01-2012	112,45	2,92	110,1	1,89	1,28
10-01-2012	113	2,89	109,43	1,88	1,28
11-01-2012	112,24	2,75	108,73	1,87	1,29
12-01-2012	111,26	2,68	108,03	1,86	1,28
13-01-2012	110,35	2,56	107,83	1,84	1,28

A estrutura dos ficheiros de oferta de preços de combustíveis é composta pelos seguintes dados:

- Fecha: dia do ano;
- Brent: preço de fecho do mercado para o barril de petróleo BRENT, em \$/barril;
- Gas: preço de fecho do mercado para o gás natural, em \$/mmBTU;
- Carbon: preço de fecho do mercado para o carvão, em \$/tonelada;
- Euribor: taxa de juro Euribor para o dia indicado, em %;
- Euro-Dollar: taxa de câmbio entre o Euro e o Dollar para o dia indicado;

São usados os ficheiros retirados do mercado de CO<sub>2</sub> contendo preços de fecho diários de CO<sub>2</sub>. Estes ficheiros devem ter uma base anual, ou seja, conter preços de um ano completo e devem ser gravados com o seguinte nome, para que o programa os consiga ler: “SENDECO2\_PreciosCO2\_AAAA.xlsx” onde “AAAA” é o ano a que se referem os dados do ficheiro.

Na Tabela 4.3 apresenta-se um exemplo dos ficheiros que constituem a base de dados de preços de CO<sub>2</sub>.

**Tabela 4.3** - Excerto do ficheiro 'SENDECO2\_PreciosCO2\_2012.xlsx' da base de dados de preços de CO<sub>2</sub> [12]

SENDECO2			
Histórico de precios del CO2 del año 2012, expresados en €/ton			
Fecha	EUA	CER	SPREAD
03-01-2012	6,25	3,8	2,45
04-01-2012	6,19	3,8	2,39
05-01-2012	6,28	3,65	2,63
09-01-2012	6,51	3,76	2,75
10-01-2012	6,79	3,98	2,81
25-01-2012	7,09	3,98	3,11
26-01-2012	7,4	4,03	3,37
27-01-2012	7,8	4,35	3,45
30-01-2012	7,52	3,97	3,55
31-01-2012	7,88	4,15	3,73

A estrutura dos ficheiros de preços de CO<sub>2</sub> é composta pelos seguintes dados:

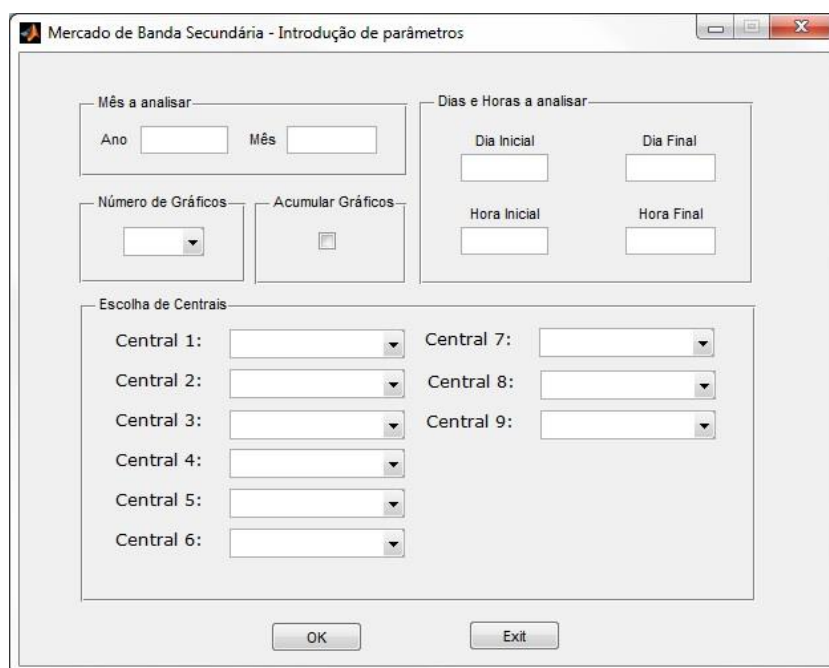
- Fecha: dia do ano;
- EUA: European Union Allowances - preço de fecho do mercado para o CO<sub>2</sub> em €/tonelada;
- 3ª e 4ª colunas não são utilizadas;

### 4.3. Funcionamento da ferramenta Matlab® usando *functions* e *scripts*

#### 4.3.1. Parâmetros de visualização

O programa assenta numa função do Matlab® que permitem definir o ecrã inicial de interface gráfico e de todos os botões de selecção e de escrita, contidos na janela do ecrã inicial onde o utilizador introduz os parâmetros pretendidos.

A janela de interface gráfico apresentada ao utilizador que inicia o programa tem a aparência apresentada na Figura 4.3:



**Figura 4.3** – Janela inicial de interface gráfico com o utilizador para introdução de parâmetros.

De seguida listam-se os parâmetros de entrada que o utilizador terá que seleccionar:

- Dia Inicial: permite introduzir o primeiro dia do período em análise;
- Dia Final: permite introduzir o último dia do período em análise;
- Hora Inicial: permite introduzir a hora inicial do primeiro dia do período em análise;
- Hora Final: permite introduzir a hora final do último dia do período em análise;
- Ano: permite introduzir o ano do período em análise;
- Mês: permite introduzir o mês do período em análise;
- Número de Gráficos: selector que permite escolher o número de gráficos que queremos visualizar (3, 6 ou 9 gráficos);
- Acumular de Gráficos: quando seleccionada esta opção os gráficos de todas as horas do período de análise serão acumulados;
- Escolha de Centrais (de 1 a 9): usando pop-up menu para seleccionar as centrais de uma lista pré-definida;
- Ok: Botão que após seleccionadas todas as opções deve ser premido para que o programa inicie os comandos;
- Exit: Botão permite sair do programa e fechar a janela do interface gráfico sem que seja efectuado qualquer outro comando;

### 4.3.2. Selecção do período de tempo a simular

Para definir o período de tempo para o qual queremos ver os gráficos das ofertas de banda secundária, respectivos custos das centrais seleccionadas e preço de fecho do mercado de banda secundária é necessário introduzir na caixa “Mês a analisar” o ano e mês que o utilizador quer, tal como é mostrado na Figura 4.4:



A caixa de diálogo intitulada "Mês a analisar" contém dois campos de entrada. O primeiro campo, rotulado "Ano", contém o valor "2012". O segundo campo, rotulado "Mês", contém o valor "11".

**Figura 4.4** – Caixa de selecção do ano e mês.

De seguida é necessário introduzir na caixa “Dias e Horas a analisar” o período de dias que o utilizador quer, sendo que os limites são para o dia inicial o valor 1 e para o dia final 28 (Fevereiro), 29 (Fevereiro de anos bissextos), 30 ou 31, consoante o mês e ano escolhidos. A caixa “Dias e Horas a analisar” é apresentada na Figura 4.5:



A caixa de diálogo intitulada "Dias e Horas a analisar" contém quatro campos de entrada. Os campos "Dia Inicial" e "Dia Final" estão na primeira linha, com valores "1" e "30" respectivamente. Os campos "Hora Inicial" e "Hora Final" estão na segunda linha, com valores "1" e "24" respectivamente.

**Figura 4.5** – Caixa de selecção dos dias e horas.

O utilizador pode ainda definir a hora inicial, de entre as 24 horas do dia inicial, e a hora final, de entre as 24 horas do dia final. Se o utilizador quiser ver, por exemplo, os dias completos deverá introduzir hora inicial = 1 e hora final = 24. Esta funcionalidade é particularmente útil para o caso de o utilizador querer apenas que o programa apresente os gráficos de algumas horas de um dia específico, como por exemplo, para o período de tempo entre a hora de programação 10 e hora de programação 20 do dia 01-11-2012 o utilizador teria que introduzir os seguintes dados:

- Mês = 11

- Ano = 2012
- Dia inicial = 01
- Dia Final = 01
- Hora inicial = 10
- Hora final = 20

### 4.3.3. Número de gráficos a visualizar

A opção “Número de gráficos” permite ao utilizador escolher através de um Pop-up menu quantos gráficos quer visualizar: 3, 6 ou 9 gráficos. Ou seja, permite ver o plot dos gráficos de 3, 6 ou de todas as 9 centrais escolhidas, como se pode ver na Figura 4.6.

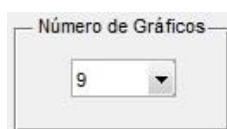


Figura 4.6 – Caixa de selecção do número de gráficos a visualizar.

### 4.3.4. Acumular gráficos das várias horas seleccionadas

O programa permite ainda ao utilizador seleccionar se quer ver os gráficos das diversas horas desenhados sem que os anteriores sejam apagados seleccionando a opção “Acumular Gráficos” ou simplesmente ver os gráficos correspondentes unicamente a cada hora que é simulada, ou seja, o gráfico de uma hora de cada vez.

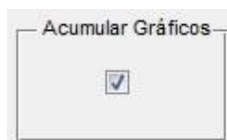
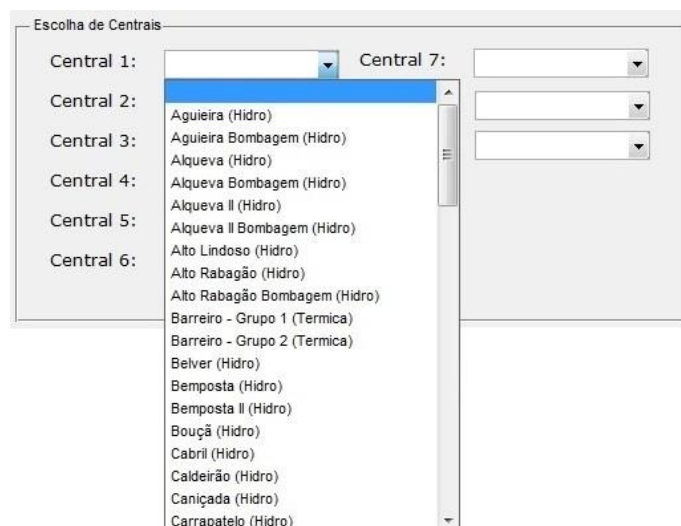


Figura 4.7 – Caixa de selecção “Acumular Gráficos”.

### 4.3.5. Selecção das centrais

É feita a selecção de cada uma das nove centrais pelo utilizador através do pop-up menu. O menu apresenta uma lista pré estabelecida de centrais ligadas à RNT elaborada com base na informação do SIME da REN, como se pode ver na Figura 4.8.



**Figura 4.8** – Caixa de selecção “Escolha de Centrais”.

A selecção do nome da central é convertida pelo programa na respectivo código da unidade física (UFISICA) usada para pesquisar as respectivas ofertas nos ficheiros de banda secundária (3ª coluna dos ficheiros de ofertas de banda secundária) bem como o seu rendimento técnico e respectivo combustível (gás ou carvão) caso se trate de uma central térmica. Por exemplo, o grupo 1 da central térmica do Pego cujo nome é “Pego - Grupo 1 (Termica)” tem o respectivo código da unidade física “RPG01”. As siglas usadas estão de acordo com o definido no SIME [6] segundo a tabela constante no Anexo I.

## 4.4. Visualização de gráficos

A ferramenta de apoio à análise de dados de mercado permite visualizar graficamente a base de dados das ofertas do mercado de banda secundária em simultâneo com o preço de fecho deste mesmo mercado e com o custo marginal da central seleccionada. Os gráficos representam a curva agregada para da unidade física escolhida, o preço de fecho do mercado de banda secundária para a mesma hora das ofertas e o custo marginal de produção das centrais, tendo em conta o custo de combustível

e o custo de emissão de CO<sub>2</sub>. Nas centrais hídricas o custo de combustível é nulo e as emissões de CO<sub>2</sub> derivadas da queima de combustível também fazendo com que o valor do custo marginal apresentado nos gráficos das centrais hídricas seja sempre nulo. Por seu lado as centrais térmicas apresentam custos variados, dependendo do seu rendimento, da tecnologia que usam (CCGT ou carvão) e dos preços do mercado de combustíveis e de emissões de CO<sub>2</sub>.

Nas Figura 4.9 e Figura 4.10 podemos ver a azul, respectivamente as ofertas das centrais Aguieira e Pego – Grupo 2, na hora 20 do dia 29 de Novembro de 2012 e respectivo custo marginal a vermelho. A curva verde representa o preço de fecho do mercado de banda secundária para a respectiva hora.

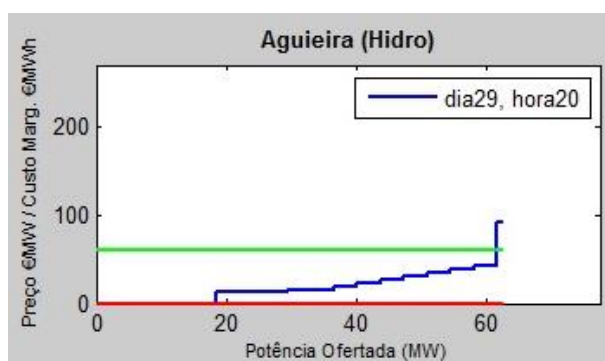


Figura 4.9 – Oferta de banda secundária da central Aguieira na hora 20 do dia 29/11/2012.

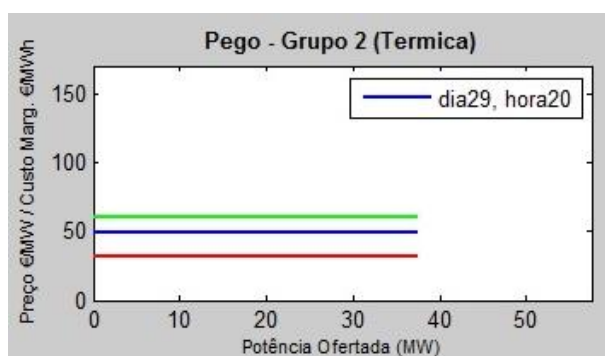


Figura 4.10 – Oferta de banda secundária do grupo 2 da central do Pego na hora 20 do dia 29/11/2012.

No título pode-se ver a central escolhida e na legenda o dia e hora que se encontram representados no gráfico.

No eixo dos yy temos o valor em (€/MW) da banda secundária ofertada (linha azul) e no eixo dos xx a quantidade de potência, sob a forma de curva agregada. A linha verde apresenta a mesma unidade



de €/MW pois é o preço de fecho ao qual todas as ofertas de banda casadas em mercado são remuneradas.

Por sua vez o gráfico vermelho é expresso em €/MWh pois espelha o custo unitário de produzir a energia que a central irá injectar. Seria o custo equivalente em Euros para cada MW de potência injectada durante uma hora.

Para validação dos dados processados e representados sob a forma de gráficos mostrados na Figura 4.9, apresenta-se de seguida na Tabela 4.4 um excerto dos dados que contêm a informação necessária à sua construção.

**Tabela 4.4** - Excerto da tabela de ofertas de banda secundária para a hora de programação 20 do dia 29/11/2012 [6].

DATA	HORA	UFISICA	MW_SUBIR	MW_DESCER	PRECO
29-11-2012	20	AGUIEI	12,3	6,1	0
29-11-2012	20	AGUIEI	7,3	3,6	13
29-11-2012	20	AGUIEI	4,8	2,4	15
29-11-2012	20	AGUIEI	2,4	1,2	19
29-11-2012	20	AGUIEI	2,4	1,2	23
29-11-2012	20	AGUIEI	2,4	1,2	27
29-11-2012	20	AGUIEI	2,4	1,2	31
29-11-2012	20	AGUIEI	2,4	1,2	35
29-11-2012	20	AGUIEI	2,4	1,2	39
29-11-2012	20	AGUIEI	2,4	1,2	43
29-11-2012	20	AGUIEI	0,7	0,4	91

Fazendo o somatório das colunas da banda a subir com a banda a descer para a central da Agueira, com o código de unidade física AGUIEI, obtemos os diversos valores no eixo das abcissas (x) da curva agregada de ofertas, linha a linha, e na coluna de preço os respectivos valores no eixo das ordenadas (y).

#### 4.4.1. Quantidade de gráficos a apresentar

Na Figura 4.6 podemos ver o menu de selecção da quantidade de gráficos a visualizar e na Figura 4.11 mostra-se o resultado, com apenas 3 gráficos traçados em consequência do utilizador seleccionar apenas 3 gráficos. Na Figura 4.12 podemos ver traçados todos os 9 como consequência do utilizador ter seleccionado 9 gráficos.

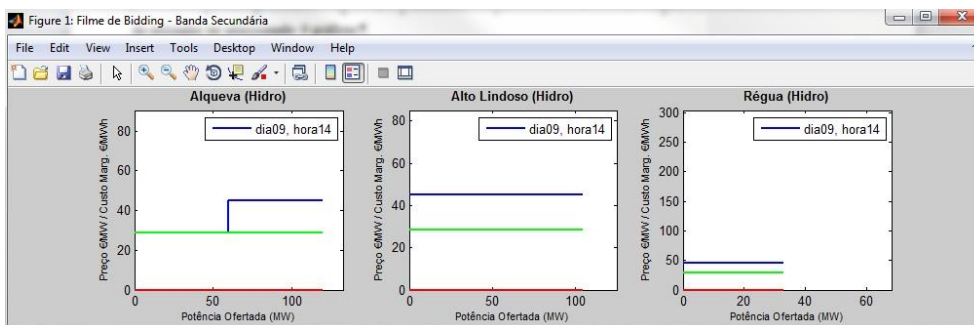


Figura 4.11 – Janela de Plot com 3 gráficos.

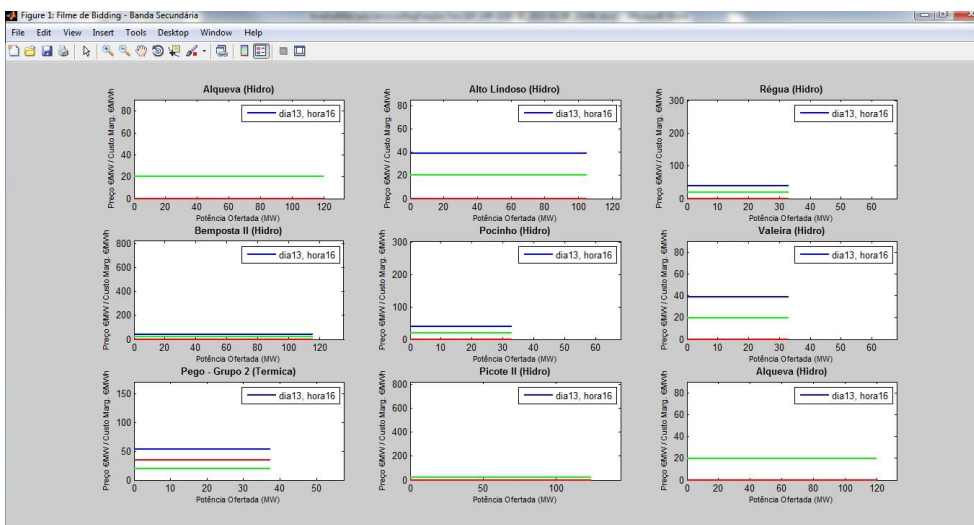
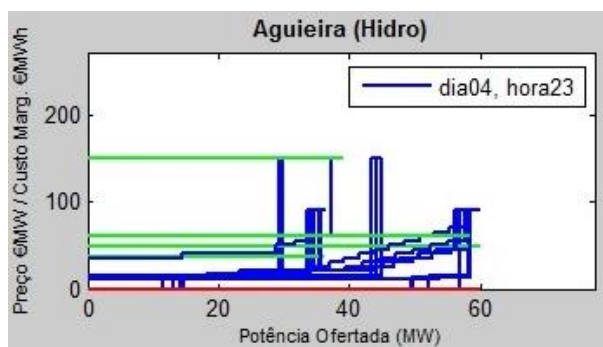


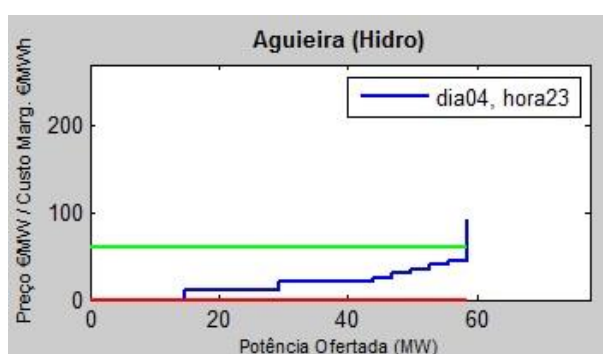
Figura 4.12 – Janela de Plot com 9 gráficos.

## 4.4.2. Acumular gráficos

De seguida mostra-se o exemplo da acumulação dos gráficos das horas seleccionadas na Figura 4.13 e de gráficos sem acumulação na Figura 4.14, para o mesmo período de tempo e para a mesma central seleccionadas.



**Figura 4.13** – Acumulação das curvas de oferta de banda da unidade física Agueira, custo marginal e preço de fecho para todas as horas escolhidas.

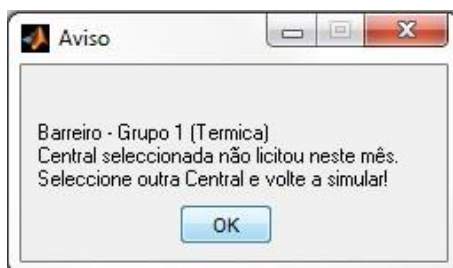


**Figura 4.14** – Gráfico sem acumulação das curvas de oferta de banda da unidade física Agueira, custo marginal e preço de fecho da última hora simulada.

## 4.5. Alertas de erro na introdução de parâmetros

O programa tem ainda uma funcionalidade que é a apresentação de mensagens de erro com aviso de que algum parâmetro introduzido não está correcto.

A mensagem de erro da Figura 4.15 que aparece em consequência de o utilizador ter seleccionado uma central que não ofertou no mercado de banda secundária no mês e ano escolhidos.



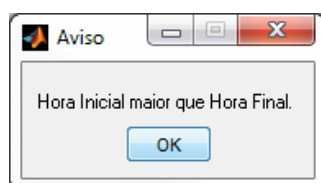
**Figura 4.15** – Mensagem de aviso de central seleccionada inexistente para o mês e ano escolhidos.

Na introdução de um ano anterior a 2010 é dado um aviso pois a base de dados apenas abrange os anos de 2010 até 2012, como mostrado na Figura 4.16, sendo no entanto possível a inclusão de mais anos na base de dados. A limitação na escolha de anos e meses a analisar apenas é dada pela existência ou não dos dados referentes ao período de tempo a analisar, na base de dados do programa.



**Figura 4.16** – Mensagem de aviso de ano escolhido inferior ao existente.

No caso de o intervalo que o utilizador queira analisar ser apenas algumas horas de apenas um dia e caso por engano este coloque a hora final inferior à hora inicial o programa avisá-lo-á, como podemos ver na Figura 4.17:



**Figura 4.17** – Mensagem de aviso de hora inicial maior que a final.

O programa permite ainda outros avisos de erro na introdução de parâmetros, tais como: Dia inicial inferior a 1, dia final superior ao máximo do mês escolhido, hora inicial inferior a 1, hora final superior a 24 e dia inicial superior a dia final sendo que para todos eles o utilizador é alertado com um aviso semelhante aos apresentados anteriormente, de modo a poder corrigir os parâmetros introduzidos e voltar a correr o programa.

# Capítulo 5

**Análise do Mercado de Banda Secundária**



## 5.1. Introdução

A produção através das centrais hídricas no SEN foi fortemente penalizada pelo muito baixo índice de hidraulicidade em 2012 de 0,48 comparado com o valor de 0,92 registado em 2011. Esta diminuição foi compensada em parte pelo aumento da energia eólica mas principalmente recorrendo ao aumento do uso do carvão (Grupos 1, 2, 3 e 4 da central de Sines e Grupos 1 e 2 da central do Pego) e ao aumento na importação. No gráfico da Figura 5.1 pode-se verificar a diminuição do peso da energia hidráulica no mix de geração de um ano para o outro e o aumento da energia de fontes renováveis.

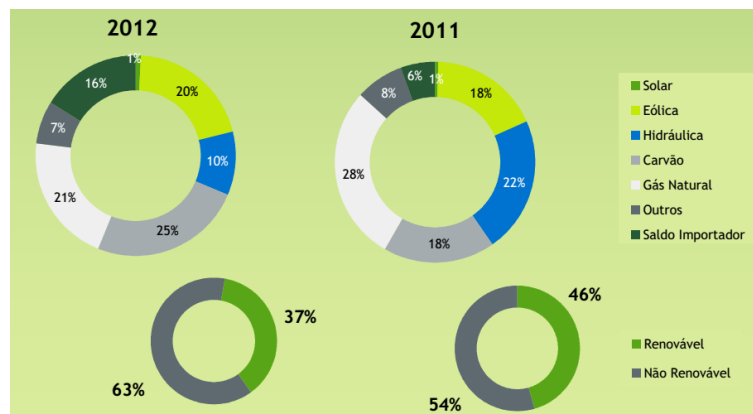


Figura 5.1 – Repartição da produção no SEN [13]

De seguida na Figura 5.2 podemos ver a evolução dos Índices de Produtibilidade Hidroelétrica e Eólica ao longo dos últimos 10 anos (2003 a 2012):

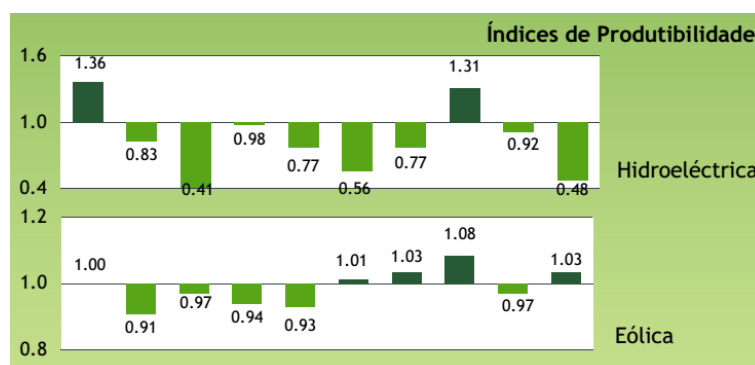


Figura 5.2 – Evolução do IPH e IPE [13]

Sendo que as centrais hidroelétricas são grandes participantes do mercado de serviços de sistema é de esperar uma diminuição nas ofertas feitas neste mercado no ano em análise de 2012.

A evolução na banda secundária contratada e consequentemente na energia secundária fornecida não espelham necessariamente a diminuição da hidraulicidade que houve entre 2011 e 2012, pois as ofertas para banda secundária configuram um recurso alternativo para a venda de energia, relativamente ao mercado diário.

## 5.2. Avaliação da relação entre o IPH e banda secundária no SEN

As licitações de diversas unidades/grupos geradores para efeitos de banda secundária estão condicionadas pela hidraulicidade e pela participação anterior em mercado diário do MIBEL. O ano de 2012 foi um ano seco, de pouca pluviosidade, tendo um índice de produtividade hidroelétrica (IPH) anual muito baixo, de 0,48 calculado para o ano civil. A referência do IPH é o valor de 1,00 correspondente a um ano de pluviosidade média, sendo que a cima deste valor o ano é chuvoso e abaixo deste valor caracteriza-se por um ano mais seco, permitindo assim comparar a hidraulicidade entre diferentes anos, como se pode ver na Tabela 5.1.

**Tabela 5.1 - IPH anuais (ano civil) [14]**

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
<b>IPH (ano civil)</b>	1,36	0,83	0,41	0,98	0,77	0,56	0,77	1,31	0,92	0,48

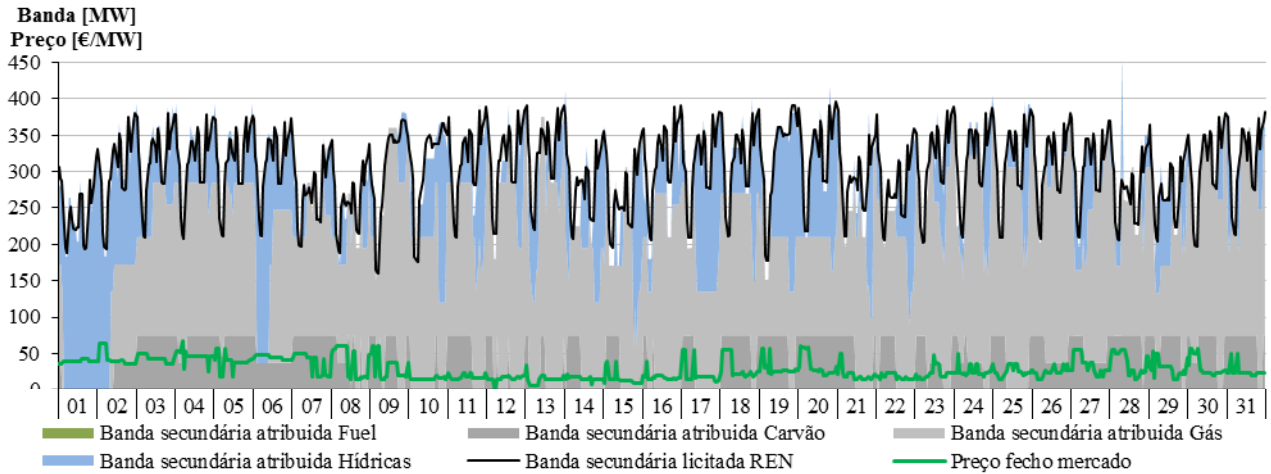
No ano de 2012 os meses com maior e menor IPH foram respectivamente Dezembro e Fevereiro como se pode ver na Tabela 5.2. Pode-se ainda verificar na Tabela 5.2 a evolução do armazenamento das centrais hídricas, em percentagem da capacidade total.

**Tabela 5.2 - IPH mensais do ano civil de 2012 [14].**

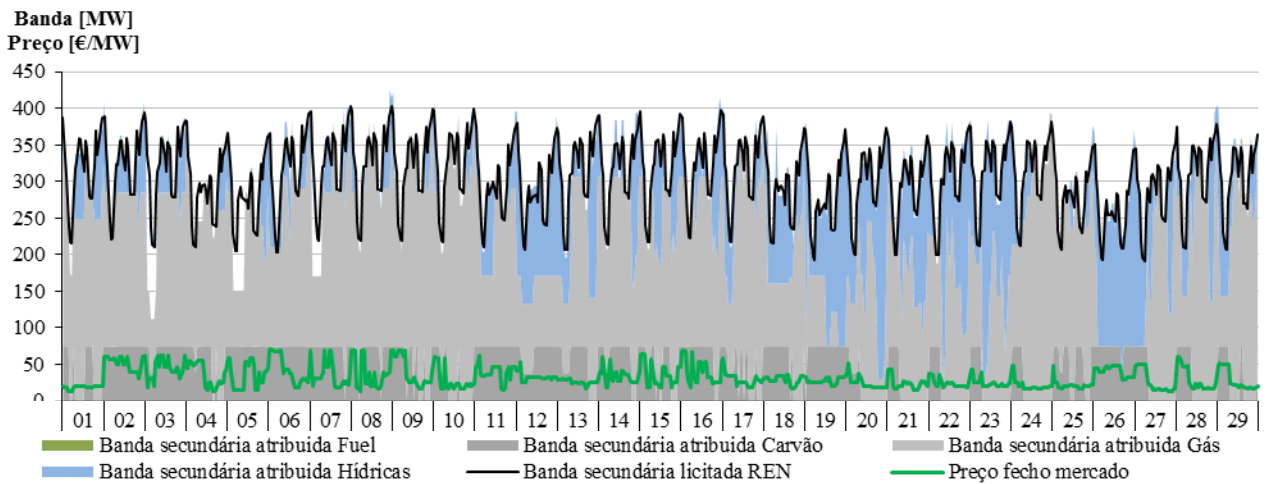
	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.
<b>IPH</b>	0,22	0,13	0,21	0,38	0,80	0,54	0,45	0,69	0,41	0,60	0,84	0,88
<b>Armaz. Albufeiras (% do total de capacid. de armazen.)</b>	47	44	43	47	54	53	52	49	47	45	45	57

Podemos ver nos doze gráficos da Figura 5.3 à Figura 5.14 a quantidade de banda secundária contratada das centrais hídricas, centrais a gás, e centrais a carvão em mercado ao longo dos doze meses de 2012, tendo sido Fevereiro e Dezembro respectivamente os meses com menor e com maior IPH.

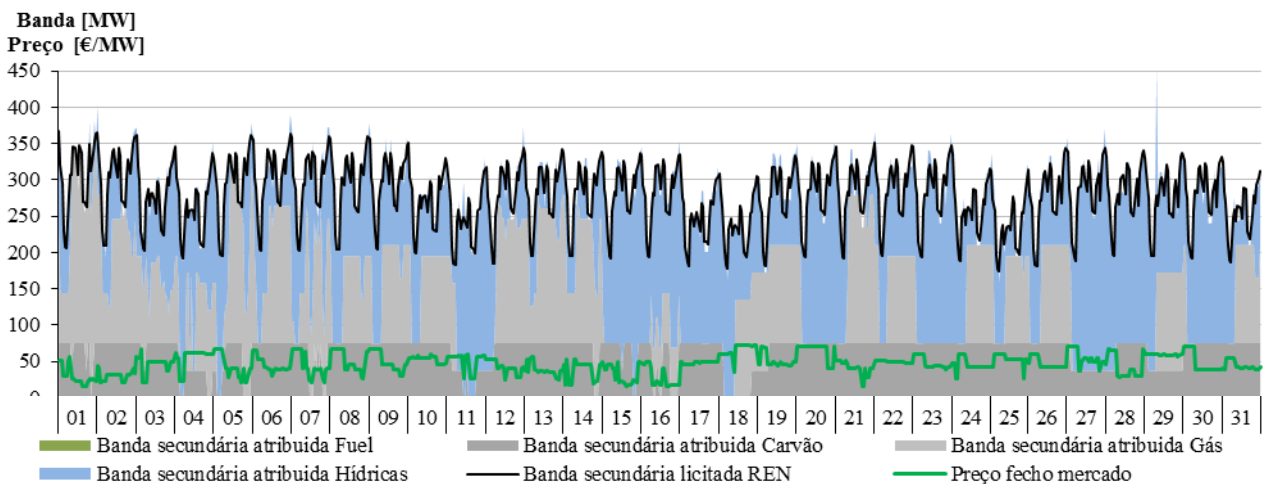




**Figura 5.3** – Banda secundária contratada por tecnologia, banda licitada pela REN e preço de fecho de mercado em Janeiro de 2012.



**Figura 5.4** – Banda secundária contratada por tecnologia, banda licitada pela REN e preço de fecho de mercado em Fevereiro de 2012.



**Figura 5.5** – Banda secundária contratada por tecnologia, banda licitada pela REN e preço de fecho de mercado em Março de 2012.

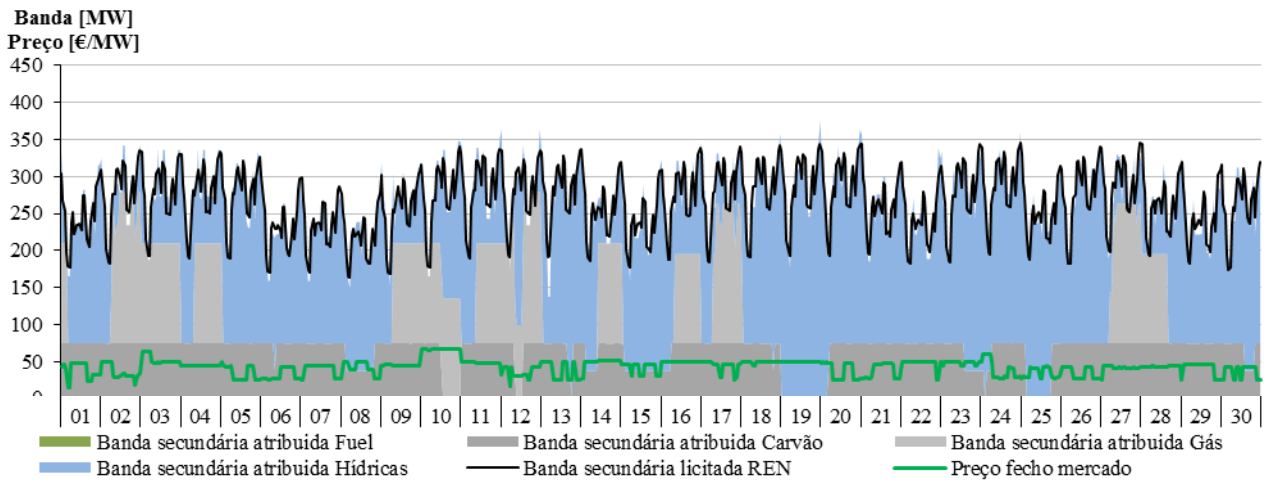


Figura 5.6 – Banda secundária contratada por tecnologia, banda licitada pela REN e preço de fecho de mercado em Abril de 2012.

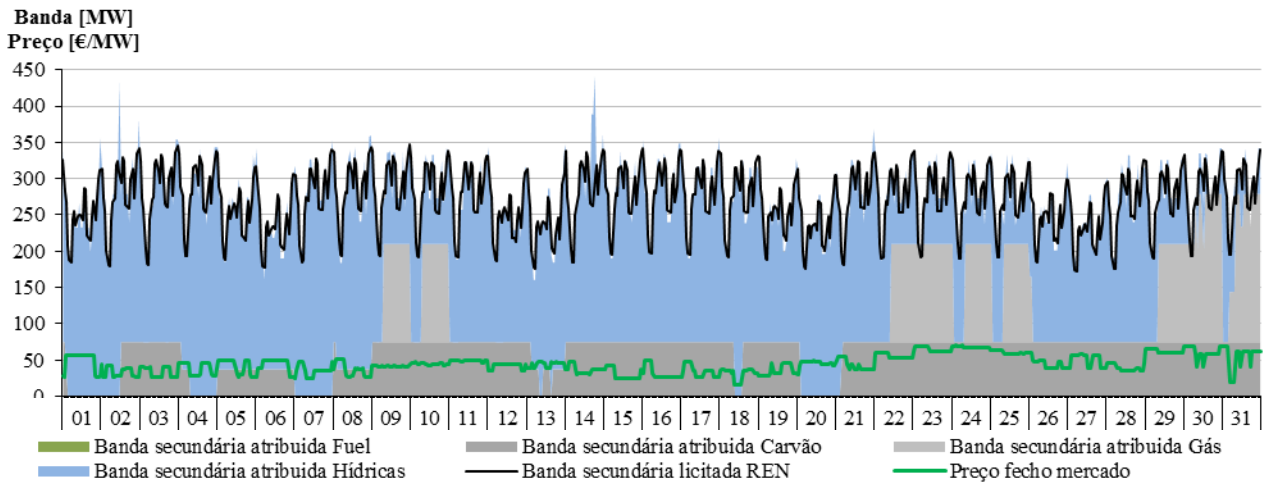


Figura 5.7 – Banda secundária contratada por tecnologia, banda licitada pela REN e preço de fecho de mercado em Maio de 2012.

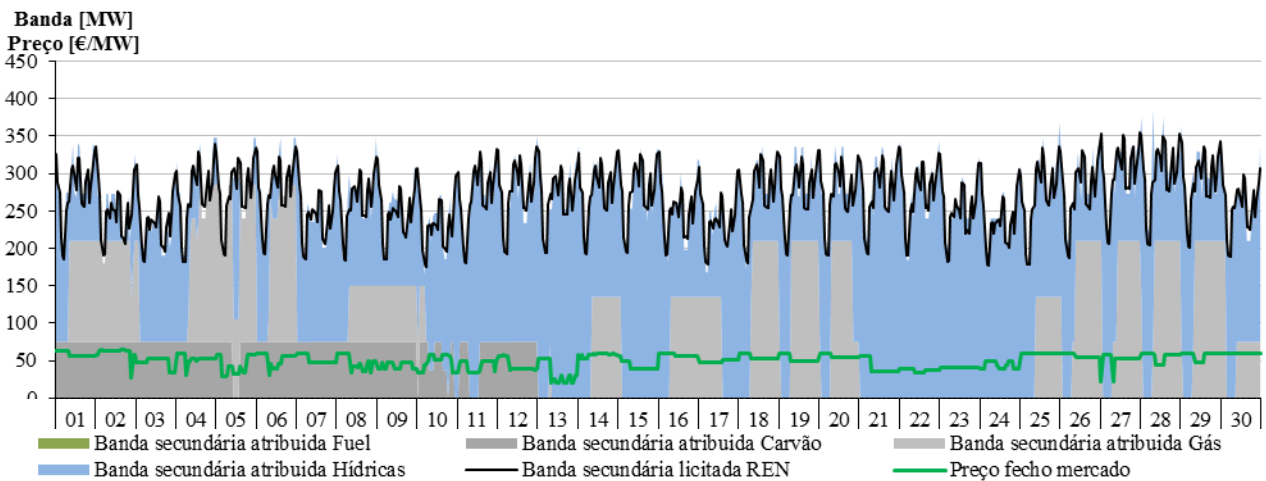
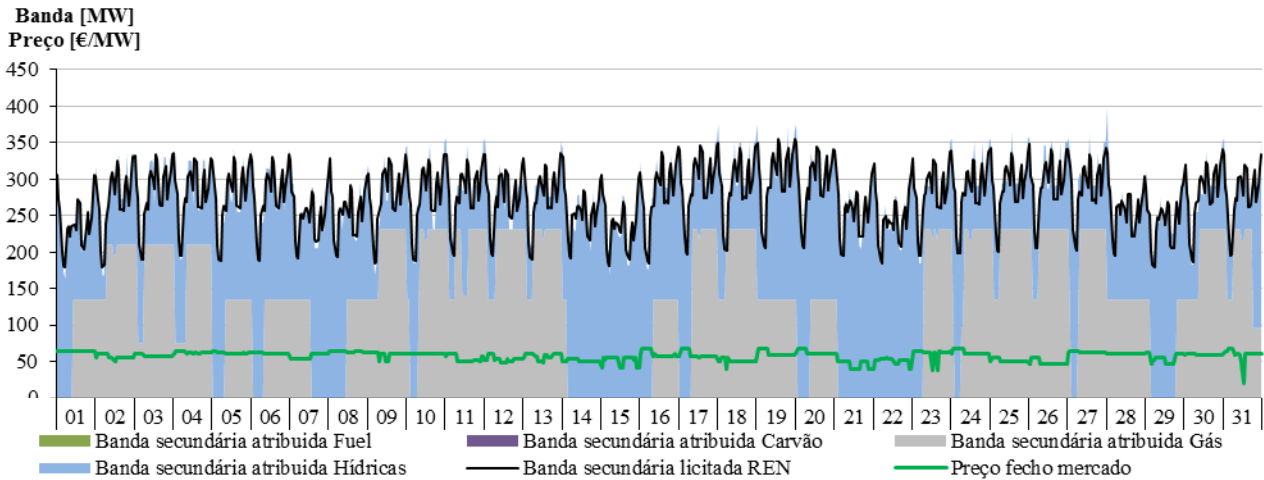
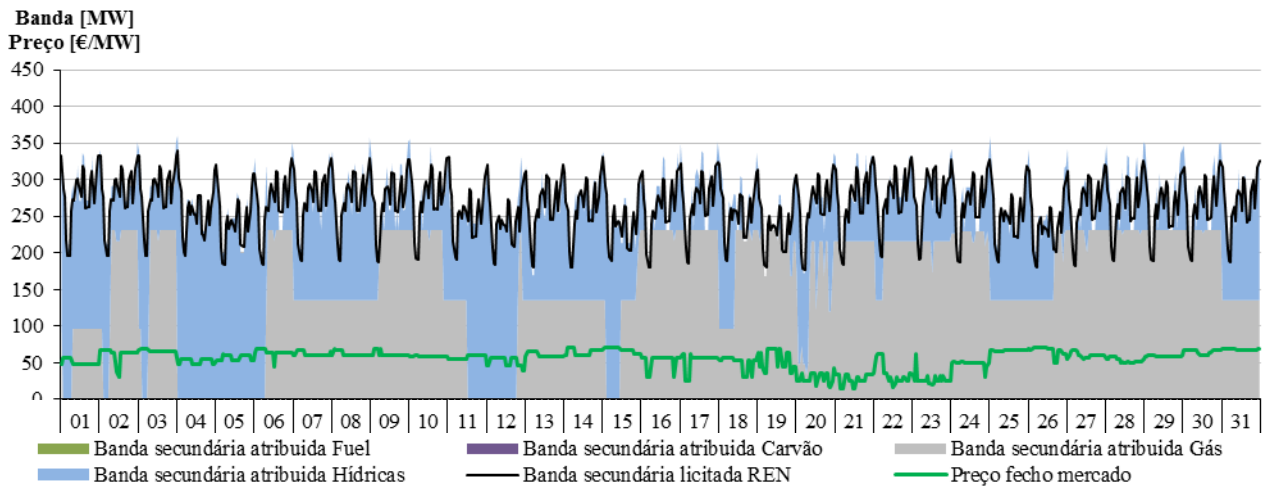


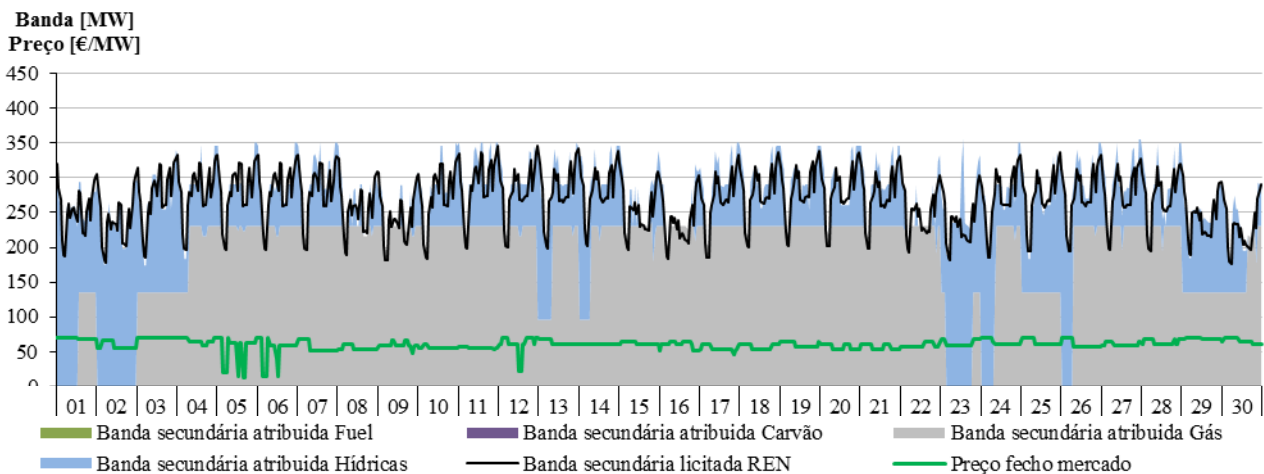
Figura 5.8 – Banda secundária contratada por tecnologia, banda licitada pela REN e preço de fecho de mercado em Junho de 2012.



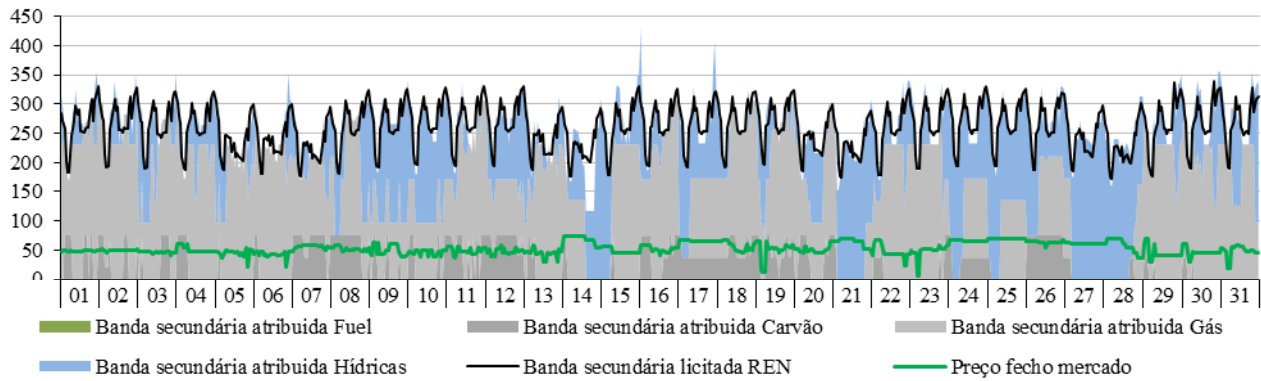
**Figura 5.9** – Banda secundária contratada por tecnologia, banda licitada pela REN e preço de fecho de mercado em Julho de 2012.



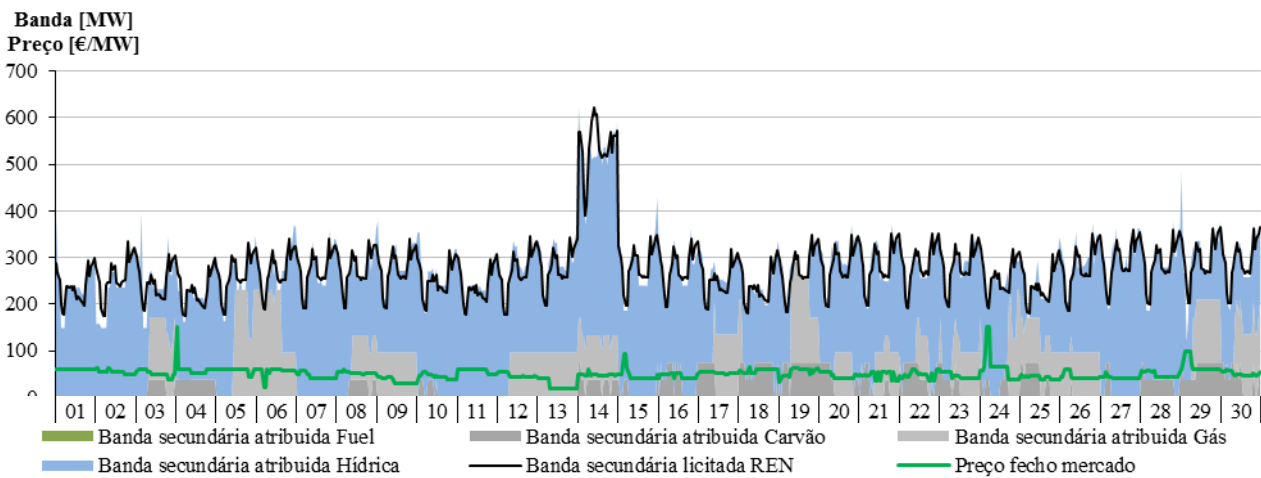
**Figura 5.10** – Banda secundária contratada por tecnologia, banda licitada pela REN e preço de fecho de mercado em Agosto de 2012.



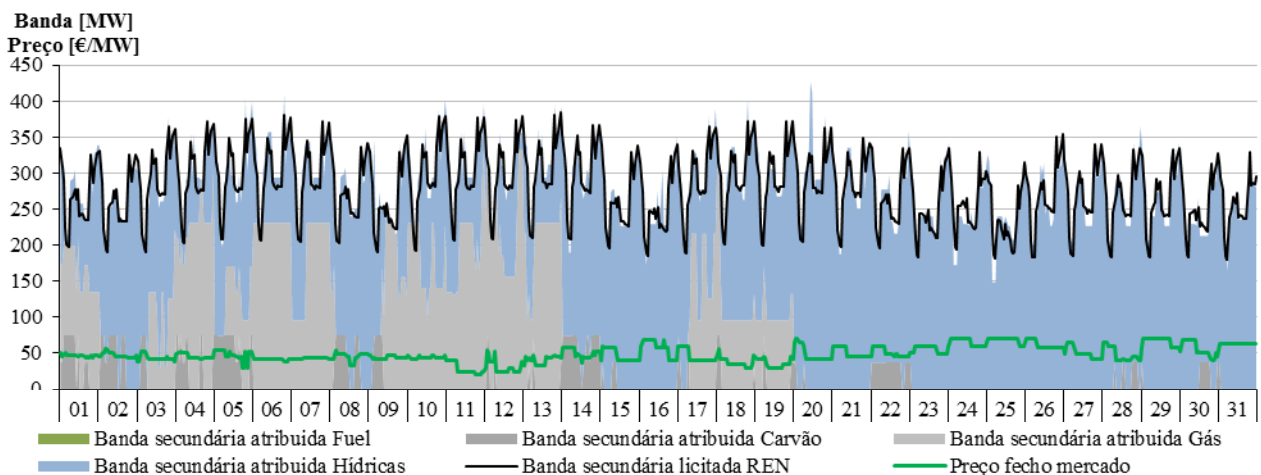
**Figura 5.11** – Banda secundária contratada por tecnologia, banda licitada pela REN e preço de fecho de mercado em Setembro de 2012.



**Figura 5.12** – Banda secundária contratada por tecnologia, banda licitada pela REN e preço de fecho de mercado em Outubro de 2012.



**Figura 5.13** – Banda secundária contratada por tecnologia, banda licitada pela REN e preço de fecho de mercado em Novembro de 2012.



**Figura 5.14** – Banda secundária contratada por tecnologia, banda licitada pela REN e preço de fecho de mercado em Dezembro de 2012.

Na Figura 5.14, referente ao mês de Dezembro, é bastante relevante a diferença entre a contribuição de banda secundária fornecida por centrais hídricas, a azul, e a contribuição das centrais térmicas a

Carvão (cinza escuro) e a Gás (cinza claro), no total de banda atribuída para cada hora. Devido à maior disponibilidade hídrica neste mês houve maior percentagem destas centrais na banda secundária total atribuída do SEN. À semelhança do mês de Dezembro também os meses de Maio e de Novembro se fizeram notar por um IPH mais elevado e conseqüente por uma maior banda secundária contratada às centrais hídricas, quando comparado com os restantes meses do ano.

Na Figura 5.4 podemos ver o inverso, ou seja, o mês de Fevereiro representado foi o mês do ano com menor IPH, reflectindo-se assim numa menor quantidade de ofertas de centrais hídricas casadas no mercado de banda secundária e no conseqüente aumento da participação das centrais térmicas no fornecimento deste serviço de sistema pois estas não estão sujeitas à sazonalidade e imprevisibilidade dos recursos hídricos.

É possível ainda ver o a evolução ao longo do ano de 2012, da capacidade de armazenamento, dada na Tabela 5.2 e verificar que também esta é influenciada pelo IPH e acaba por exercer, ela própria, influência na banda contratada. Pegando no exemplo do mês de Junho, apesar de apresentar um IPH baixo, foi um mês em que as centrais hídricas tiveram grande participação na banda secundária atribuída. Ao vermos a evolução do armazenamento das albufeiras, em percentagem da capacidade total, podemos ver que o aumento do armazenamento foi possível devido ao IPH mais elevado do mês de Maio que, além de permitir uma maior penetração das hídricas na reserva secundária atribuída desse mês, permitiu aumentar o armazenamento de água disponível para valores superiores a 50% nos dois meses seguintes, podendo este ser usado pelas centrais hídricas.

Ao contrário do esperado, por si só as ofertas das centrais hídricas para banda secundária não reflectiram as diferenças entre os dois meses, de maior e de menor IPH, na disponibilidade destas ofertarem em mercado de banda secundária. O somatório de todas as ofertas colocadas em mercado por este tipo de centrais, nos dois meses de menor e maior IPH, pode ser visto na Figura 5.15 e na Figura 5.16.

É de salientar ainda na Figura 5.13 o valor elevado de banda secundária licitada e das ofertas contratadas para todo o dia 14 de Novembro de 2012, quando comparados com os valores dos restantes dias do ano. É evidente a elevada participação das centrais hídricas que assumiram a maior quantidade de banda contratada neste dia. Não foram encontrados no SIME dados que permitissem justificar esta discrepância nas quantidades de banda secundária nem incidentes ou indisponibilidades registadas que levassem a este acontecimento.

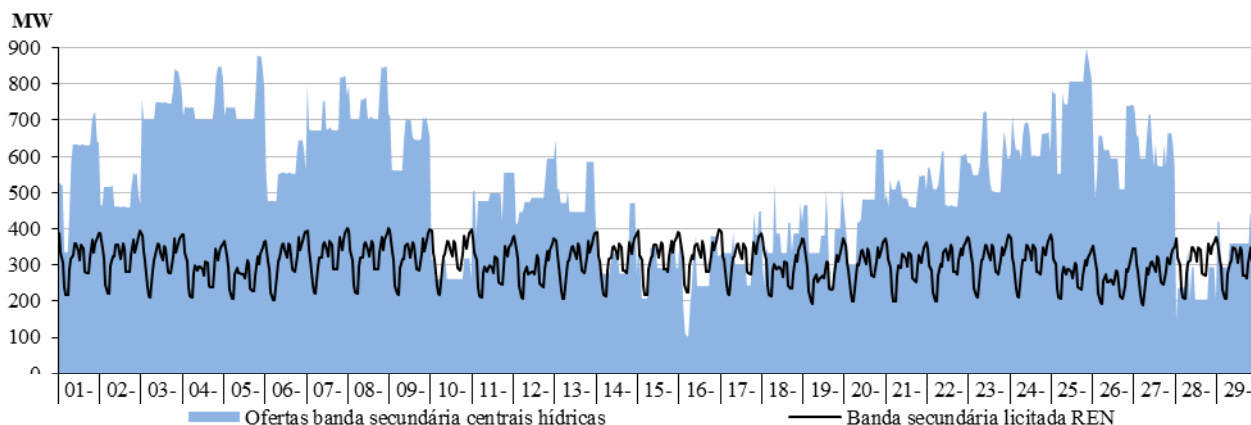


Figura 5.15 – Ofertas de banda secundária das centrais hídricas vs banda licitada pela REN em Fevereiro de 2012.

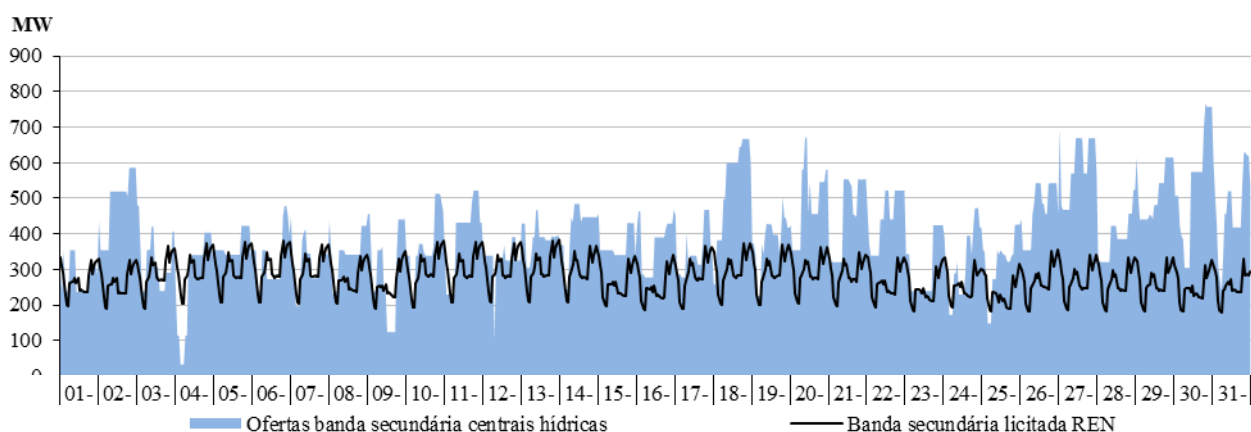


Figura 5.16 – Ofertas de banda secundária das centrais hídricas vs banda licitada pela REN em Dezembro de 2012.

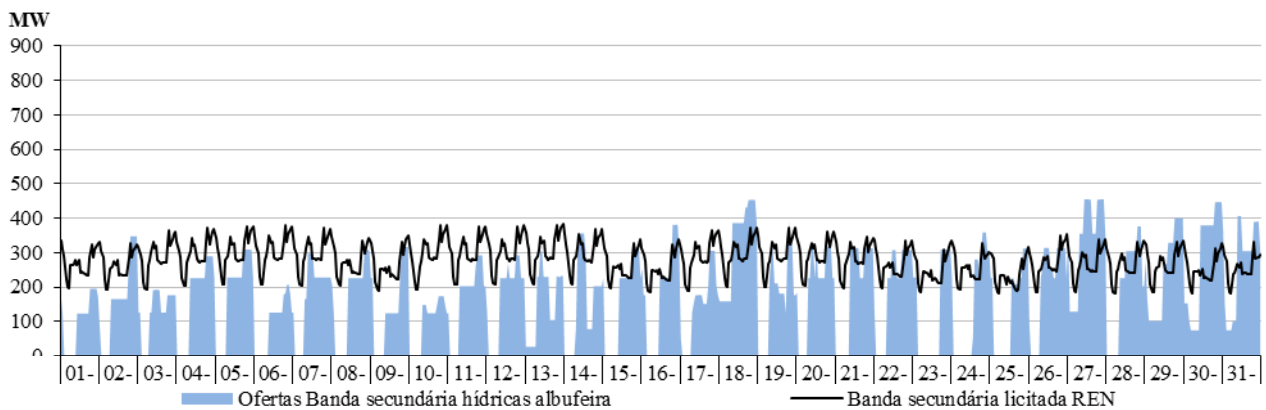
Contrariamente ao que se podia esperar em Fevereiro houve maior quantidade de banda secundária ofertada pelas centrais hídricas do que no mês de Dezembro de 2012. A linha a preto representa a quantidade horária de banda secundária procurada pelo GGS para cada hora dos referidos meses.

Olhando apenas para a quantidade de banda secundária procurada e ofertada seria possível a contratação de apenas centrais hídricas para o fornecimento deste serviço. Porém existiriam condicionantes como, por exemplo, o facto de a maioria das centrais hídricas se localizar nas zonas norte e centro de Portugal, provocando assim uma assimetria grande na disponibilidade de banda de regulação secundária nas diversas áreas de balanço a norte e a sul do país e o conseqüente trânsito de energia entre norte e sul em caso de activação das reservas em conseqüência de um desequilíbrio no sul do país. Têm-se assim que a maioria da banda secundária contratada às centrais hídricas se

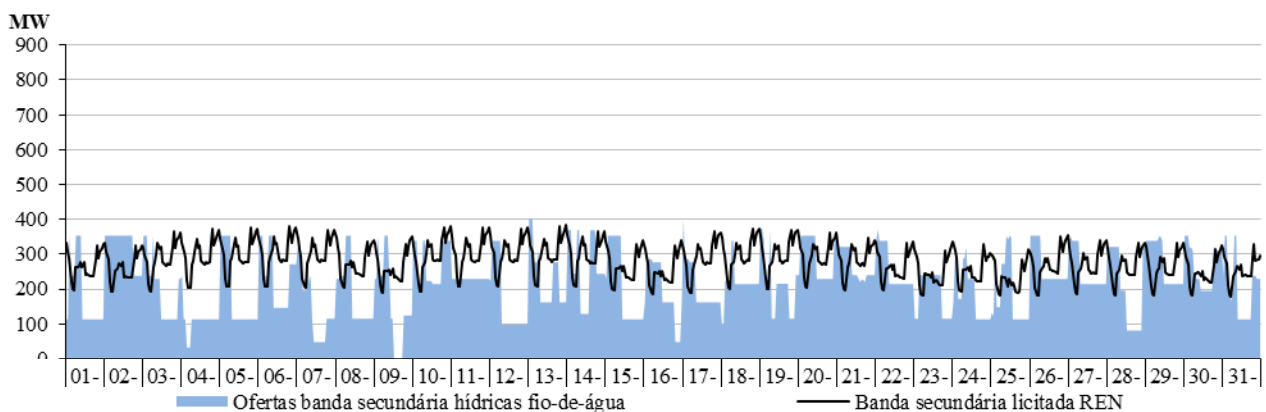
localiza nas regiões norte e centro de Portugal e nas áreas de balanço no sul de Portugal existe então a contratação mais frequente de centrais térmicas para fornecimento deste serviço.

As centrais hídricas separam-se em dois tipos, centrais de albufeira e centrais de fio-de-água, sendo que a sua capacidade de armazenamento difere bastante, podendo ser praticamente nula no caso das centrais de fio-de-água. Sendo assim é de esperar que as centrais de albufeira, pela sua maior capacidade de armazenamento consigam gerir as suas disponibilidades para fazer ofertas de banda secundária nos horários em que este serviço é mais necessário.

Na Figura 5.17 e na Figura 5.18 podem se ver respectivamente, as ofertas das centrais hídricas de albufeira e de fio-de-água.



**Figura 5.17** – Banda secundária licitada pela REN e ofertas das centrais hídricas de albufeira no mês de Dezembro de 2012.

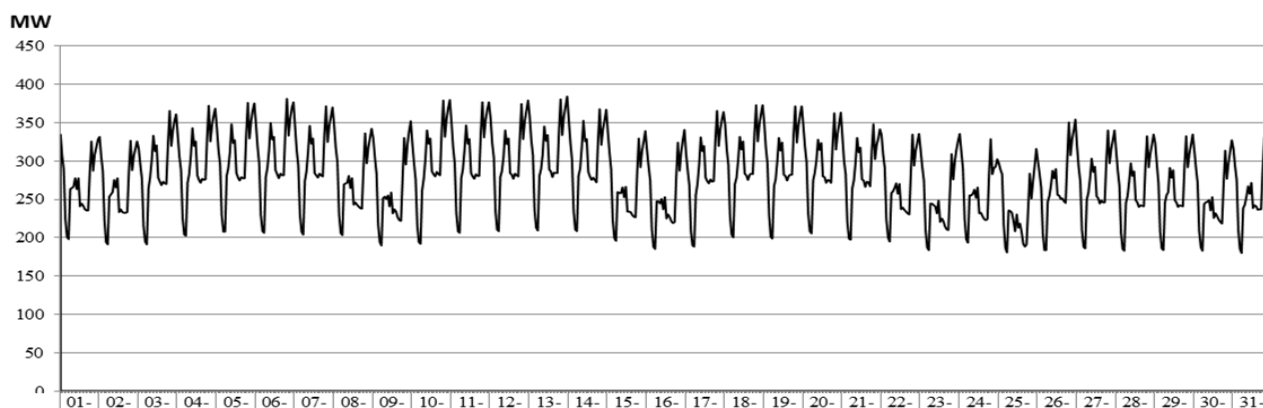


**Figura 5.18** – Banda secundária licitada pela REN e ofertas das centrais hídricas de fio-de-água no mês de Dezembro de 2012.

A capacidade e versatilidade das centrais hídricas na injeção de potência leva a que lhes seja possível injectar potência na rede com rapidez, estando ainda assim dependentes da quantidade de água disponível nas suas albufeiras e cursos de água. Na Figura 5.17 podemos ver as ofertas das centrais hidroeléctricas de albufeira, que dispõem de grandes capacidades de armazenamento de água, e que usam essa capacidade para ofertar em horas de pico de consumo, que coincidem com os picos de necessidade de banda secundária do GGS. Em comparação podemos ver no gráfico da Figura 5.18 as centrais de fio-de-água que não têm tanta versatilidade nas suas reservas hídricas por estas serem reduzidas, não conseguem fazer ofertas de banda secundária em maior volume nos períodos de maior procura, sendo por isso mais irregulares quanto ao seu perfil de ofertas ao longo do dia. É possível observar na Figura 5.18 que no mês de Dezembro a maior parte da banda ofertada em mercado por este tipo de centrais situou-se em muitos dias nos vazios do diagrama de banda secundária licitada.

Como é visível na Figura 5.3 a Figura 5.18 a licitação de banda secundária pelo GGS, que caracteriza a procura neste mercado, tem um perfil que se repete ao longo dos vários dias da semana e do mês.

Na Figura 5.19 podemos ver isolada a procura de banda secundária onde é perceptível uma periodicidade semanal.



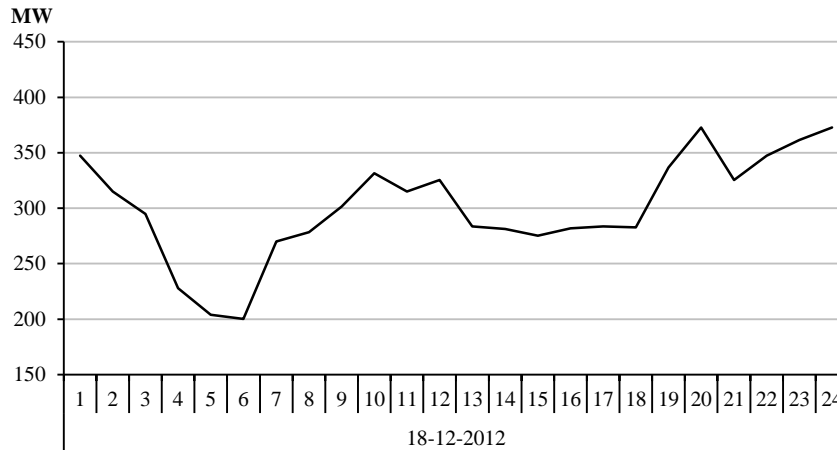
**Figura 5.19** – Banda secundária licitada pela REN para cada hora do mês de Dezembro de 2012.

A evolução da banda secundária contratada apresenta uma periodicidade semanal, pois tipicamente nos dias de Sábado e de Domingo o perfil diário tem um perfil (picos e vazios) de valor mais baixo, como se pode ver na Figura 5.19.

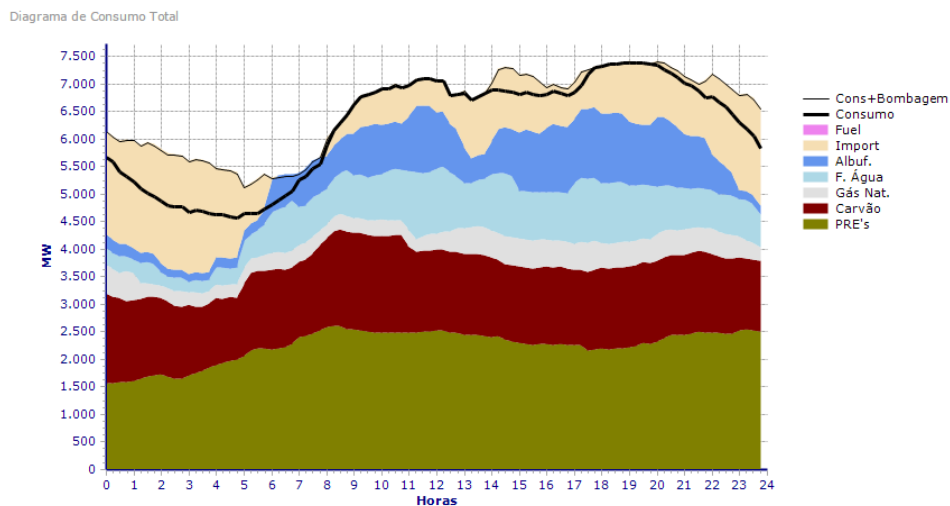
Pode-se dizer ainda que existe uma relação entre a potência consumida ou que previsivelmente será consumida e a banda secundária contratada. Isto explica-se com o facto de, no caso de haver uma



perturbação ou falha de um elemento da rede que provoque desequilíbrio entre geração e consumo, ser necessário reestabelecer maior quantidade de geração nos picos de consumo e uma necessidade mais baixa se o consumo for mais baixo, havendo assim uma relação quase directa entre estas duas variáveis como se pode ver na Figura 5.20 e Figura 5.21 mostradas de seguida.



**Figura 5.20** – Evolução horária da banda secundária licitada pela REN para o dia 18 de Dezembro de 2012.



**Figura 5.21** – Diagrama de carga da RNT no dia 18 de Dezembro de 2012 [14].

Comparando as Figura 5.20 e Figura 5.21, representativas de um dos dias do mês de Dezembro em que a banda secundária contratada foi mais elevada, é visível que a curva de banda secundária licitada pela REN apresenta um perfil semelhante ao perfil do diagrama de carga da RNT, divergindo habitualmente nas horas finais do dia, entre a hora 21 e hora 24, onde o consumo representado no diagrama de carga desce e a procura de banda secundária continua a aumentar, até ao início do dia de programação seguinte.

### 5.3. Análise de preço das ofertas e banda secundária

Ao longo do ano de 2012 é de notar uma tendência de subida do preço de fecho de mercado médio da banda secundária, como se pode ver no gráfico da Figura 5.22.

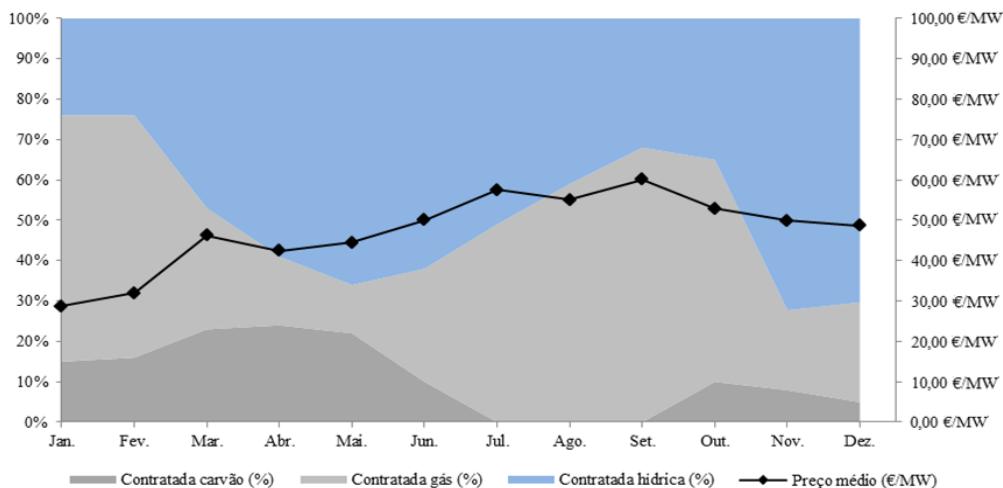


Figura 5.22 – Preço de mercado médio mensal e contratação de banda secundária por tecnologia em 2012.

O preço médio mostra ainda uma tendência de subida ao longo do ano e, como se pode ver nos últimos três meses de 2012, com o aumento da percentagem de banda secundária fornecida por centrais hídricas o preço médio decresce de novo. Por outro lado o desvio padrão do preço da banda secundária, que nos dá uma percepção da dispersão do preço em torno do seu valor médio, diminui com esse mesmo aumento da percentagem de centrais térmicas face às centrais hídricas. Pode-se concluir que, nos meses de menor IPH e de consequente aumento da percentagem de centrais térmicas na banda secundária contratada, o preço tem tendência em aumentar, mostrando porém mais estabilidade em torno do seu valor médio mensal, conferindo maior estabilidade de preços ao longo de cada mês, como se pode ver na Tabela 5.3.

Tabela 5.3 - Banda secundária média contratada, preço médio da banda secundária e participação por tecnologia

	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.
Banda secundária média contratada no SEN (MW)	300,6	303,3	279,6	266,2	271,7	269,2	275,6	267,0	276,5	259,9	278,0	282,3
Desvio padrão da banda secundária contratada no SEN (MW)	57,5	58,0	45,8	45,5	45,5	42,6	43,0	39,7	43,2	44,6	66,6	49,9
Banda contratada hídrica	24%	24%	47%	59%	66%	62%	51%	41%	32%	35%	73%	71%
Banda contratada gás	61%	60%	30%	17%	12%	28%	49%	59%	68%	55%	20%	25%
Banda contratada carvão	15%	16%	23%	24%	22%	10%	0%	0%	0%	10%	8%	5%
Preço de fecho médio (€)	28,70	31,95	46,31	42,46	44,50	50,01	57,57	55,13	60,12	52,91	49,94	48,64
Desvio padrão preço fecho (€)	14,07	14,66	13,96	10,13	12,63	9,75	6,22	12,90	7,99	10,46	12,57	11,57

Analisando ainda a Tabela 5.3, verificamos que não existe uma relação directa entre a quantidade média mensal de banda contratada e o IPH do respectivo mês, como seria esperado, pois não há uma influência directa na necessidade de banda secundária.

#### 5.4. Avaliação da relação entre produtividade eólica e ofertas de banda secundária no SEN

Como podemos ver na Tabela 5.4 que se mostra de seguida, os meses de Janeiro e Abril foram respectivamente, os meses de menor (0,68) e de maior (1,38) IPE do ano de 2012.

Tabela 5.4 - Índices de produtividade eólica mensais do ano civil de 2012 [6]

	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.
<b>IPE</b>	<b>0,68</b>	1,02	0,89	<b>1,38</b>	1,06	1,15	1,26	1,08	1,10	0,84	1,26	0,90
<b>Utilização Eólica (% da potência instalada)</b>	21	32	26	37	26	25	25	22	24	22	40	33

Não é visível a influência do IPE nas ofertas de banda secundária, como se pode ver na Figura 5.3 a Figura 5.14, pois a banda secundária apenas pode ser fornecida por centrais com capacidade de regulação, em Portugal apenas as centrais térmicas e hídricas. Também não se vê nenhum padrão de semelhança ou correlação entre este índice e as quantidades das ofertas de banda secundária.

Do lado da procura também não é visível uma relação entre o valor da banda secundária licitada pela REN e o IPE, como se pode ver na Figura 5.23.

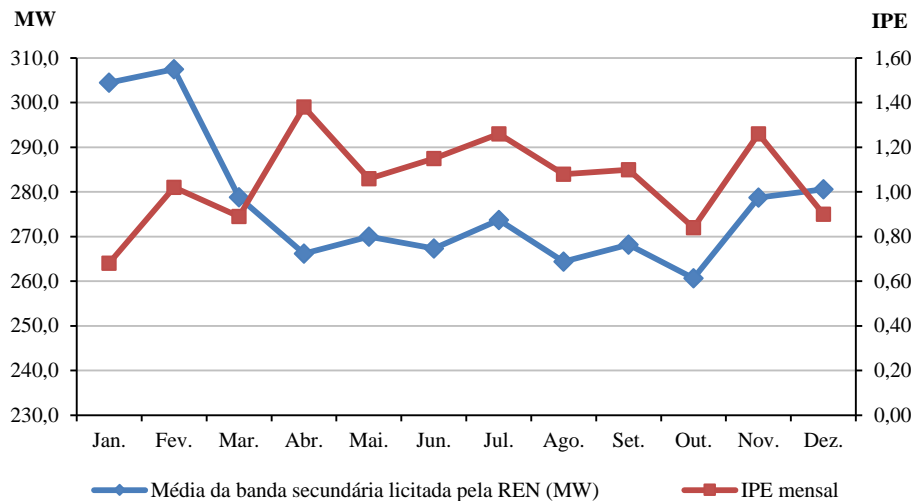


Figura 5.23 – Banda secundária média mensal vs IPE mensal em 2012.

## 5.5. Ofertas de banda secundária e co-relação entre centrais

A existência de um player dominante no mercado, a EDP Produção, que possui a exploração da maior parte das grandes centrais geradoras em Portugal, permite que as ofertas em mercado possam ser conjugadas entre centrais e assim maximizar o lucro do detentor destas mesmas, independentemente do lucro de cada central individualmente.

Nos gráficos da Figura 5.24, da Figura 5.25 e da Figura 5.26 podemos verificar exemplos de uma actuação semelhante e coordenada de algumas centrais localizadas no mesmo curso de água para varias horas e vários dias do ano de 2012, neste caso Pocinho, Valeira e Régua.

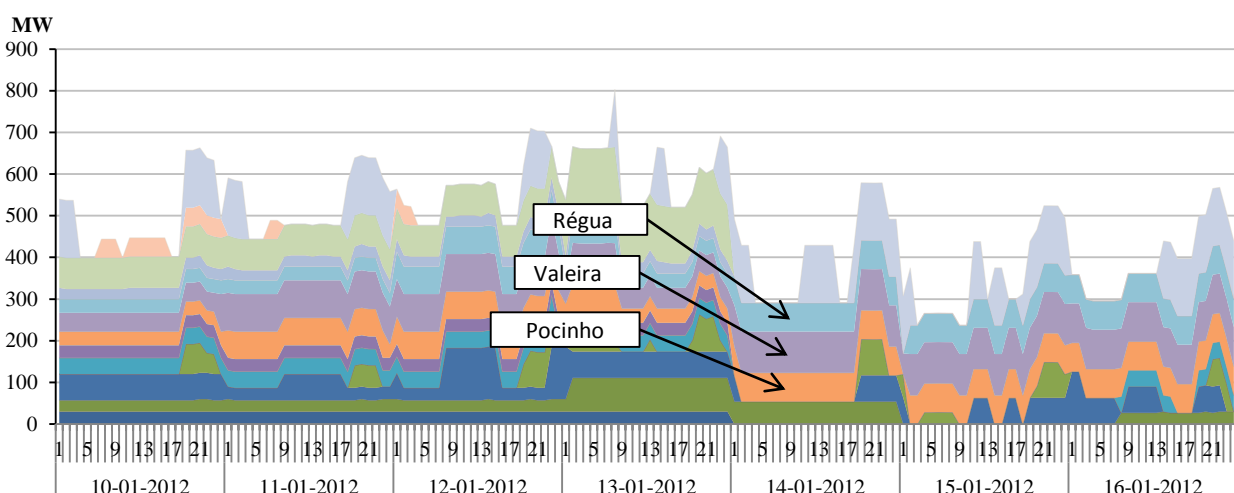


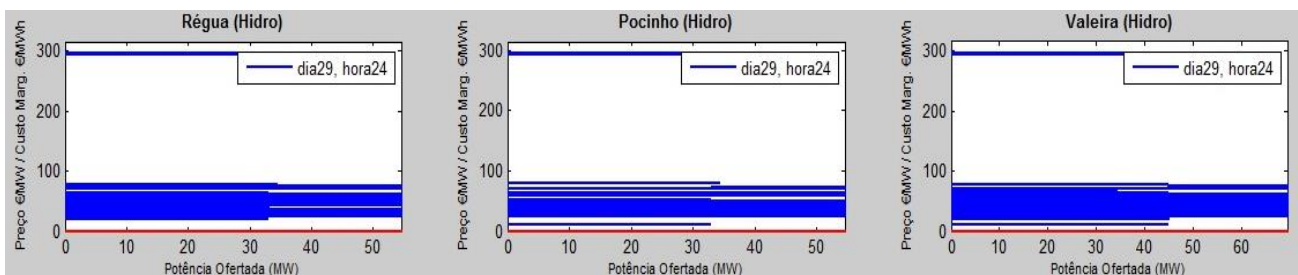
Figura 5.24 – Ofertas das centrais hidroeléctricas para o mercado de banda secundária.

Estas centrais hídricas de fio-de-água, apresentam frequentemente licitações em mercado de banda secundária sincronizadas e em quantidades proporcionais entre elas e também proporcionais às suas potências instaladas, respectivamente, Pocinho 186MW, Valeira 240MW e Régua 180MW. Em 2012 as centrais Pocinho e Régua licitaram grande parte das horas do ano valores de potência entre 17% e 19% da sua capacidade nominal, em mercado de banda secundária. Em mais de metade das 8785 horas de programação do ano, cada central (Pocinho e Régua) licitou o equivalente a cerca de metade da potência nominal de um dos três grupos geradores que compõem a respectiva central.

Podemos verificar através da matriz de correlações do Anexo IV que no geral as unidades físicas participantes no mercado de banda secundária não apresentam coeficientes de correlação elevados, com algumas exceções. As centrais mostradas apresentam coeficientes de correlação entre Valeira e Pocinho de 0,59, entre Régua e Pocinho de 0,62 e entre Régua e Valeira de 0,67, justificando assim simultaneidade entre as suas ofertas pelo facto de serem centrais de fio-de-água instaladas no mesmo rio em cascata.

Quando comparados os respectivos coeficientes de correlação, mas desta vez entre banda atribuída a estas mesmas centrais, presentes na tabela do Anexo V, estes factores descem de valor para, respectivamente 0,45, 0,27 e 0,54, ainda assim muito acima dos valores de correlação das restantes centrais que são geralmente muito baixos. Além destas, também o grupo 1 da central do Pego com o grupo 2 da mesma central (0,82) e o grupo 1 da central de Lares com o grupo 3 da central do Pego (0,35) destacaram-se como sendo das centrais com maior correlação, ainda que não muito acentuada no último caso.

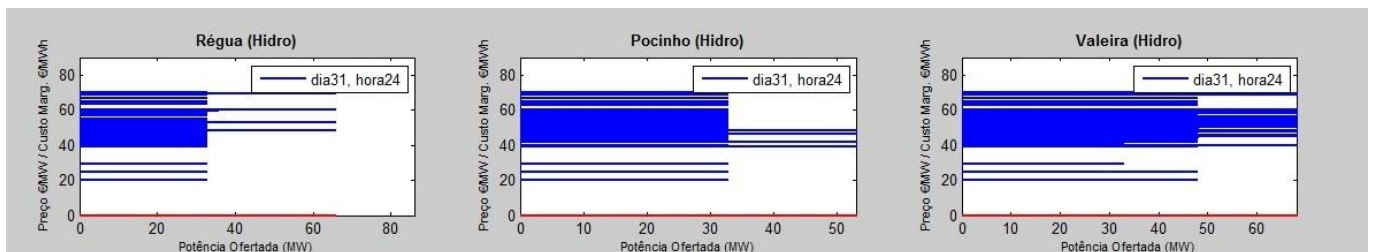
Através de uma análise visual dos gráficos das ofertas desenhados com base na ferramenta desenvolvida em Matlab<sup>®</sup>, podemos ver que as três centrais hídricas que se encontram no mesmo curso de água têm perfis de oferta em mercado semelhantes, como se pode ver nas curvas a azul da Figura 5.25, representativa da actuação destas centrais ao longo de Fevereiro de 2012.



**Figura 5.25** – Curvas de ofertas horárias e preços de fecho de mercado do mês de Fevereiro de 2012.

As ofertas em mercado das três centrais são semelhantes ao longo dos doze meses de 2012 e tipicamente são feitas com valores em torno dos 60€/MW notando-se uma coordenação e simultaneidade entre elas na actuação neste mercado. Todas as três centrais apresentam ainda uma característica de semelhança nas suas ofertas, pois efectuam ofertas com preço muito próximo de 300€/MW (entre 292,04 e 296,12€/MW), valor esse que é bastante elevado quando comparado com a média das ofertas do conjunto das três centrais, calculada em 66,10€/MW, ou de 50,48€/MW de valor médio quando excluídas as respectivas ofertas de valor elevado.

Novamente o IPH tem uma relevância nas ofertas de banda secundária como podemos verificar nas curvas a azul dos gráficos da Figura 5.26. No mês de Dezembro houve uma alteração no perfil de ofertas destas três centrais, onde estas deixaram de colocar algumas ofertas e valor elevado perto dos 300€/MW, como se pode ver na Figura 5.26.



**Figura 5.26** – Curvas de ofertas horárias e preços de fecho de mercado do mês de Dezembro de 2012.

Tal como referido anteriormente na secção 5.2 em que se analisa a influência do IPH na banda secundária, não houve mais quantidade de banda secundária ofertada por centrais hídricas em Dezembro do que em Fevereiro como seria de esperar. Antes pelo contrário, houve uma maior quantidade de banda secundária ofertada por centrais hídricas em Fevereiro.

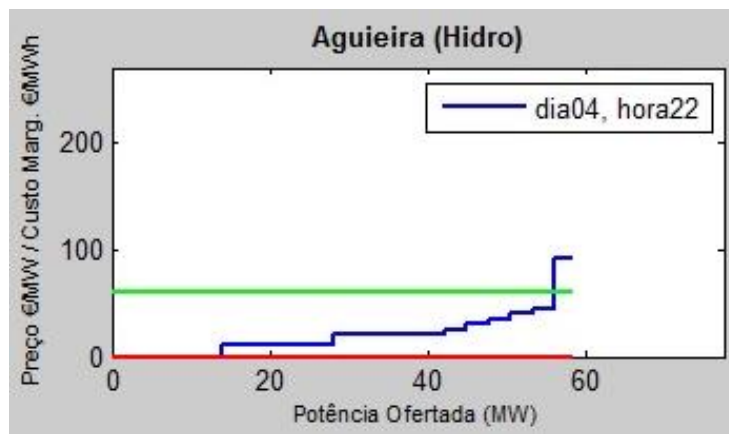
Pode assim a diferença de preços das ofertas das unidades físicas correspondentes a centrais hídricas explicar a grande diferença de banda contratada a este tipo de centrais em Dezembro, mês de maior IPH, quando comparado com Fevereiro. Estas centrais ao colocarem ofertas com preço demasiado elevado, fizeram com que essas mesmas ofertas não fossem casadas em mercado por consequência, a quantidade de banda secundária não se revelou mais elevada em Fevereiro apesar de haver maior quantidade de ofertas de banda.

Em Dezembro, os preços das ofertas destas três centrais tiveram sempre em torno do valor médio, não havendo grandes dispersões como as verificadas em Fevereiro de quase 300€/MW. O valor médio das ofertas de banda secundária destas três centrais foi também mais baixo em Dezembro,

situando-se nos 51,96€/MW, o que fez com que houvesse uma grande quantidade de banda secundária contratada a estas centrais.

## 5.6. Análise de ofertas de banda secundária e preço de fecho de mercado – contratação de ofertas

Na Figura 5.27 podemos observar o gráfico traçado pela ferramenta Matlab, com as ofertas para banda secundária da central hidroelétrica da Agueira feitas para a hora de programação 22 (entre as 21:00 e as 22:00 horas - UTC), sob a forma de curva agregada das ofertas ordenadas por preço crescente.



**Figura 5.27** – Curva agregada de oferta de banda secundária da Central Agueira para a hora 22 do dia 04/11/2012.

Os vários degraus da curva azul representam assim os vários blocos de ofertas com preços diferentes, com um valor acumulado do total das ofertas de cerca de 60MW. Podemos observar que a curva azul, na sua última oferta, ultrapassa o preço de fecho de mercado que se fixou nos 59,83€/MW, como se pode ver na linha a verde da Figura 5.27.

Podemos observar ainda a na linha vermelha de valor nulo correspondente ao custo marginal de produção em euros por cada MW de potência de banda secundária. O custo marginal calculado na ferramenta Matlab® representa os custos associados ao preço do combustível utilizado e ao preço das emissões de CO<sub>2</sub>, ambas nulas no caso de uma central hídrica.

Os dados processados e representados sob a forma de gráfico mostrado na Figura 5.27, apresenta-se de seguida sob a forma de tabelas de dados que contêm a informação necessária à sua construção.

**Tabela 5.5** - Excerto da tabela de ofertas de banda secundária para a hora de programação 22 do dia 04/11/2012 [6].

DATA	HORA	UFISICA	MW_SUBIR	MW_DESCER	PRECO
04-11-2012	22	AGUIEI	9,4	4,7	0
04-11-2012	22	AGUIEI	9,3	4,7	10
04-11-2012	22	AGUIEI	9,3	4,7	20
04-11-2012	22	AGUIEI	1,9	0,9	25
04-11-2012	22	AGUIEI	1,9	0,9	30
04-11-2012	22	AGUIEI	1,9	0,9	35
04-11-2012	22	AGUIEI	1,9	0,9	40
04-11-2012	22	AGUIEI	1,9	0,9	45
04-11-2012	22	RPG02	25	12,5	49,11
04-11-2012	22	RIBATE1	80	40	59,81
04-11-2012	22	BEMPOS4	77	38,5	59,83
04-11-2012	22	VALEIRA	22	11	59,88
04-11-2012	22	REGUA	22	11	59,89
04-11-2012	22	AGUIEI	1,6	0,8	91

Como podemos constatar no gráfico da Figura 5.27 e na Tabela 5.5, apresentadas anteriormente o último bloco de oferta não será casado pois foi colocado com um preço superior ao de preço de fecho de mercado. Do total de 58,5MW ofertados, 2,4MW não foram casados em mercado, tendo assim a central vendido apenas 56,1MW como se pode ver na Tabela 5.6:

**Tabela 5.6** - Excerto das tabelas de banda secundária contratada em mercado para a hora de programação 22 do dia 04/11/2012 [6].

Data	U. Fisica	Tipo Unidade	Hora	MW	Tipo
04-11-2012	AGUIEI	H	22	56,1	M
04-11-2012	BEMPOS4	H	22	66	M
04-11-2012	PICOTE4	H	22	120	M
04-11-2012	RPG02	T	22	37,5	M

Podemos verificar ainda que uma das unidades físicas, o Grupo 1 da termoelétrica do Ribatejo (RIBATE1), não viu a sua oferta de 120MW casada, apesar de ter ofertado em mercado o bloco de potência com preço inferior ao preço que resultou do casamento das ofertas. Podemos ainda verificar que essa mesma quantidade ofertada e não casada de 120MW foi contratada a outra unidade física de mercado, nomeadamente à central hidroelétrica do Picote II (PICOTE4).



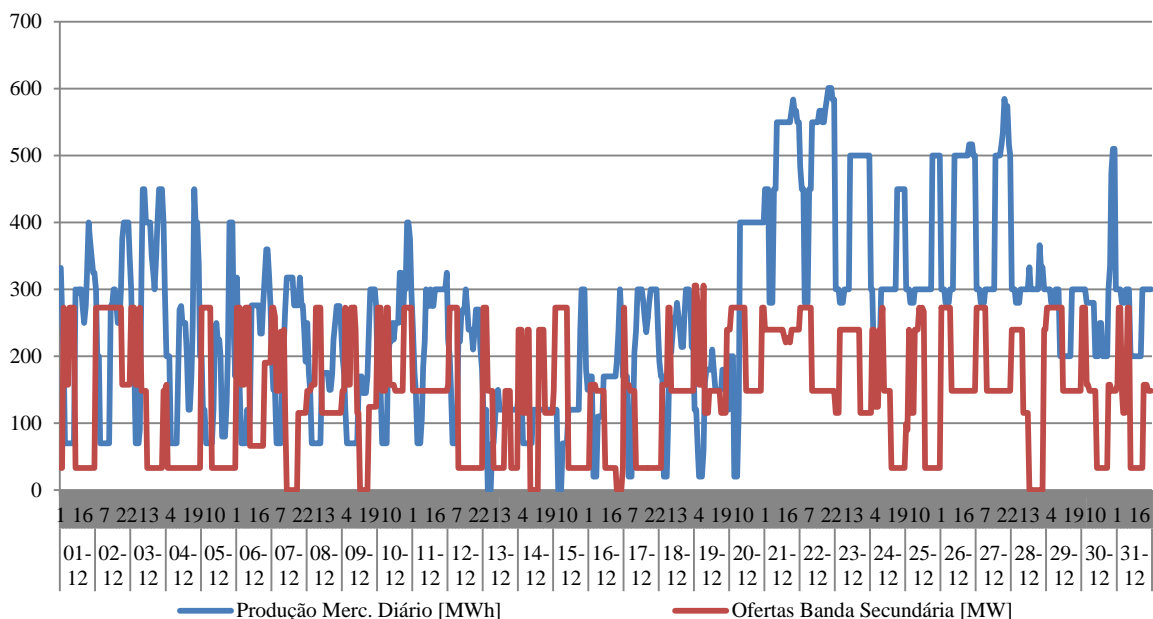
Apesar de não haver informação disponível que permita concluir qual a razão desta troca, é evidente apenas o facto de as localizações geográficas das centrais trocadas serem diferentes, ou seja, as áreas de balanço a que estão afectas estão localizadas em diferentes zonas do País. Ainda assim a mudança entre as áreas de balanço não explica a mudança pois já existiria banda contratada para a área de balanço Douro Internacional, de sigla ADOUINT, à qual a central hidroeléctrica Bemposta II também pertence. Outra possibilidade poderá ser o facto de as barragens de bemposta e Picote serem do tipo fio-de-água e situada uma a montante da outra no mesmo recurso hídrico, o rio Douro. Na eventualidade de haver um condicionamento no armazenamento de água da central Bemposta II e dada a capacidade reduzida de armazenamento desta poderia ser necessário haver o funcionamento simultâneo desta com a central Bemposta II.

A não integração de determinadas ofertas ou a exclusão destas do mercado por falta de cumprimento dos requisitos necessários definido no procedimento de ofertas de banda secundária pode ser também uma explicação para o facto sucedido.

## **5.7. Análise do impacto da participação no mercado diário, no mercado secundário**

Os grupos geradores que compõem o mix de geração nacional participam no mercado diário e intradiário e também, algumas delas, no mercado de serviços de sistema. Dado o encadeamento horário dos mercados diário e de banda secundária, em que o mercado de banda secundária acontece após o fecho do mercado diário, é natural que em horas em que a produção de determinada unidade física ou, neste caso, de uma determinada área de balanço (conjunto de unidades físicas exploradas pelo mesmo AM, agrupadas para efeitos de remuneração e cálculo de desvios à produção), haja um aumento das ofertas das unidades dessa área de balanço quando a venda em mercado diário for menor.

Na Figura 5.28 podemos ver a participação da área de balanço - Douro Internacional no mercado diário e as ofertas de banda secundária ao longo do mês de Dezembro de 2012, mês com maior IPH deste ano.



**Figura 5.28** – Produção em mercado diário vs ofertas de banda secundária da área de balanço ADQUINT em Dezembro de 2012.

As unidades físicas desta área de balanço são todas exploradas pelo mesmo AM e têm o mesmo tipo de tecnologia, ou seja, são centrais hídricas.

É visível em muitos dias o aumento das quantidades do conjunto das ofertas em mercado de banda de regulação secundária nas horas em que o valor vendido em mercado diário do MIBEL é menor. O facto de as unidades físicas terem menos potência disponível para oferecer é influenciado pela sua participação nos mercados anteriores, nomeadamente na sessão diária do MIBEL pois afecta directamente a sua disponibilidade de potência.

As ofertas feitas em mercado de banda secundária são muito variáveis, como se pode ver na Figura 5.28, podendo mesmo variar entre 0MW e pouco mais de 300MW no mês de Dezembro, cerca de 65% da potência disponível para telerregulação. O valor máximo disponível para telerregulação pelo conjunto de todas as unidades físicas desta área de balanço é de 462MW como se pode ver no Anexo I e Anexo II. O valor médio horário da banda ofertada em mercado secundário foi de 143,86MW.

Apesar de as unidades físicas não venderem a sua capacidade total de cerca de 1500MW em mercado diário, estão limitadas a ofertar no máximo um terço desse valor, ou seja, dentro dos seus limites da banda de telerregulação, não podendo ofertar toda a potência restante que ainda tenham disponível após venda em mercado diário.

Na Figura 5.29 podemos ver a produção e ofertas da mesma área de balanço Douro Internacional no mês de Fevereiro, mês de menor IPH do ano de 2012.

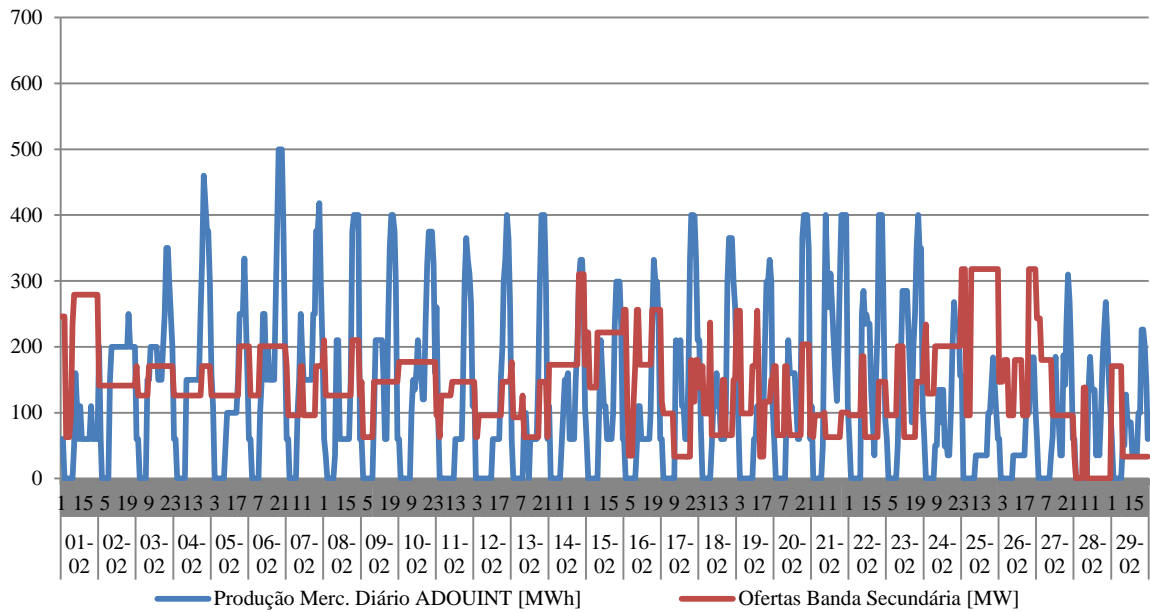


Figura 5.29 – Produção em mercado diário vs ofertas de banda secundária da área de balanço ADOUINT em Fevereiro de 2012.

No mês de Fevereiro de 2012 apresentado na

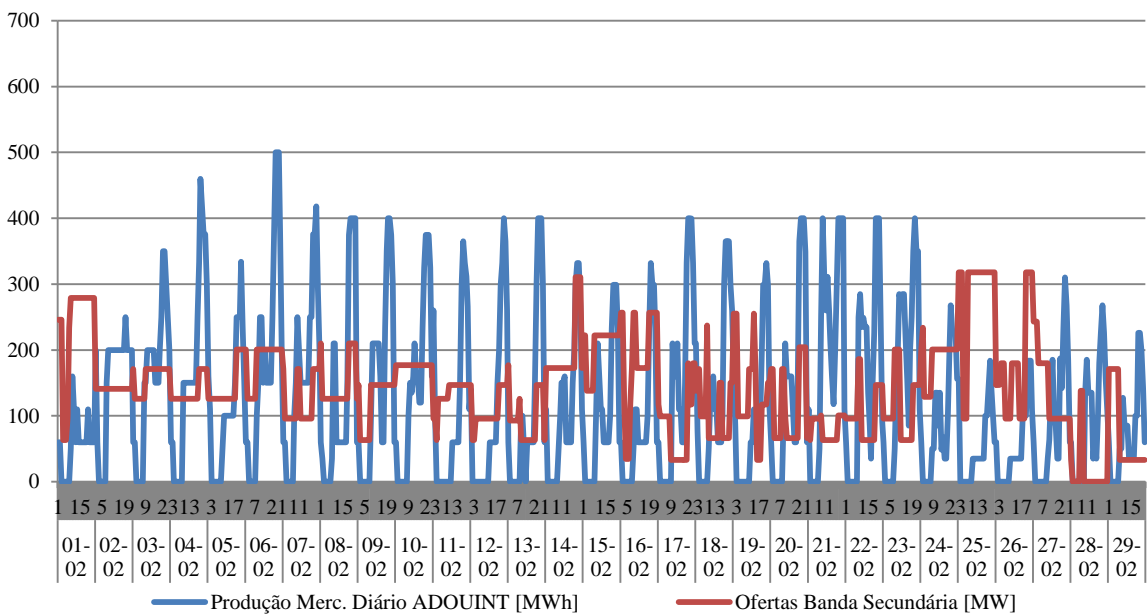


Figura 5.29 podemos ver a influência do IPH, em comparação com o mês de Dezembro apresentado na Figura 5.28, na produção em mercado diário pois o IPH afecta directamente a disponibilidade desta área de balanço composta por centrais hídricas. Já do lado do conjunto de ofertas desta área de balanço em mercado secundário não se verificou uma diminuição muito acentuada como a notada em mercado diário. O valor médio horário das ofertas em mercado secundário foi de 141,43MW, muito próximo do valor médio horário das ofertas registado em Dezembro do mesmo ano. No mês de Fevereiro a influência da venda em mercado diário, na disponibilidade de ofertas de banda secundária não revela tanta dependência como no mês de Dezembro.

O preço médio horário em Fevereiro no mercado diário foi de 55,26MWh e no mercado secundário foi de 31,95€/MW. O preço de banda secundária confere uma remuneração fixada em mercado e que não depende da entrega de energia, pois configura-se como um serviço de disponibilidade de potência. A energia de regulação secundária, essa sim será remunerada ao preço da energia de regulação terciária. Posto isto, o rendimento garantido pelo AM que consegue vender banda de potência em mercado secundário pode ver o seu rendimento crescer se for chamado a mobilizar a reserva que disponibilizou. Nos casos em que a reserva secundária não é mobilizada o AM terá sempre a remuneração da banda garantida sem para isso ter custos de produção associados, como o consumo de combustível no caso das centrais térmicas.

# Capítulo 6

**Conclusões e Trabalho Futuro**



## **6.1. Conclusões**

A liberalização do sector eléctrico alterou as suas regras de funcionamento, permitindo uma maior competitividade em regime de mercado livre. Este processo é complexo e coloca inúmeros desafios, tanto à ciência e investigação como ao sector empresarial e em especial aos produtores de energia, pois têm por um lado a possibilidade de otimizar o seu portfólio de geração e por outro lado uma maior incerteza nas suas remunerações.

A estrutura de controlo de frequência nos seus diversos planos, quer na regulação primária, quer na regulação secundária e terciária são a garantia de funcionamento seguro e fiável de toda a RNT e é um pilar fundamental desta. A introdução deste tipo de serviços, nomeadamente do serviço de regulação secundária e do serviço de regulação terciária, numa lógica de serviços remunerados em mercado constitui uma grande abertura aos players de mercado detentores de instalações de produção habilitadas a fornecer estes serviços pois permite que a remuneração e participação não se restrinjam ao mercado diário e intradiário do MIBEL.

Este trabalho focou a estrutura de controlo de frequência em Portugal e as suas diversas componentes, tendo sido focada especialmente a regulação secundária e a regulação terciária, as constituições das respectivas reservas, secundária e terciária, e a negociação destas em mercado. De entre as reservas de regulação secundária e terciária foi ainda mais aprofundada a reserva de regulação secundária, designada por banda secundária de regulação.

A negociação e o encadeamento horário dos mercados diário, intradiário, de banda secundária e de reserva terciária foram também abordadas, disponível no Anexo III, com esta sequência cronológica que se repete diariamente no âmbito das negociações da energia para o dia seguinte do MIBEL e das negociações de serviços de sistema em Portugal.

Para apoio à análise de dados de mercado e perfis de ofertas dos AM de banda secundária, foi desenvolvida uma ferramenta em Matlab<sup>®</sup> na qual se implementou a leitura directa de ficheiros retirados do SIME que contêm as ofertas dos diversos AM e das suas unidades físicas participantes neste mercado e com isso traçar curvas agregadas, por unidade física, contendo essas mesmas ofertas. Os gráficos são construídos com uma base diária e a selecção do período de análise e unidades físicas a serem analisadas foi implementada com um interface gráfico de fácil selecção. Para permitir uma análise mais completa incluiu-se na ferramenta um algoritmo de cálculo do preço de custo marginal das unidades físicas consoante a sua tecnologia, seja elas centrais a carvão, a gás ou centrais hídricas. O custo marginal de produção foi calculado com base nos rendimentos técnicos

das centrais, preços dos combustíveis respectivos (no caso de gás ou carvão) e do custo das emissões de CO<sub>2</sub> reais, obtidos nos mercados diários. No caso das centrais hídricas o custo marginal foi considerado nulo pois estas não consomem fontes primárias de energia, como o gás ou carvão, para produzir energia eléctrica e também não emitem CO<sub>2</sub> quando entram em funcionamento.

De seguida e com base no Excel<sup>®</sup> e na ferramenta desenvolvida em Matlab<sup>®</sup> foi feita uma análise das ofertas dos diversos AM às quais se achou uma dependência, no caso das centrais hídricas, relativamente à existência de maior hidraulicidade, hidraulicidade esta que leva a uma maior quantidade de água disponível no recurso hídrico onde estão instaladas estas centrais.

Verificou-se ainda que, comparativamente com a participação no mercado diário, e apesar de o preço de remuneração da banda secundária ser habitualmente inferior ao de remuneração em mercado diário, a influência dos diversos factores externos, como as condições hidrológicas, não afecta tanto a quantidade ofertada em mercado pelas centrais hídricas como afecta no mercado diário. Uma das razões poderá estar no facto de a banda de regulação secundária ser um serviço de disponibilidade de potência e a remuneração não depender da necessidade do ORT a mobilizar ou não. Apenas a remuneração da energia está dependente da mobilização, tornando assim a banda secundária uma fonte de rendimento apetecível aos AM detentores das unidades físicas participantes.



## **6.2. Trabalho futuro**

A abertura de um mercado europeu de serviços de sistema será um grande desafio e poderá ser um tema interessante de desenvolver pois, a acontecer, irá permitir uma maior concorrência e promover a eficiência dos centros produtores que participam no mercado Português que se afigura como sendo de pequena dimensão.

Relativamente ao desenvolvimento da ferramenta Matlab<sup>®</sup> para análise de ofertas de banda secundária, pretende-se como trabalho futuro a implementação da funcionalidade de análise das ofertas de reserva de regulação terciária. Adicionalmente e também como trabalho futuro seria interessante a implementação da análise das curvas agregadas de oferta horárias, com as ofertas de todos os AM.

## Referências

- [1] L. Toma, L. Ureuscu, M. Eremia e J. M. Revaz, "Trading Ancillary Services for Frequency Regulation in Competitive Electricity Markets," *IEEE Power Tech Conference*, pp. 879 - 884, 2007.
- [2] Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do Setor Elétrico, ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, 2014.
- [3] Descrição do Funcionamento do MIBEL, Conselho de Reguladores do MIBEL (CMVM – Comissão do Mercado de Valores Mobiliários, ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, CNMV - Comisión Nacional del Mercado de Valores, CNE – Comisión Nacional de Energía), 2009.
- [4] "Operador do Mercado Ibérico de Electricidade (polo espanhol)," [Online]. Disponível em: [www.omie.es](http://www.omie.es). [Acedido em Novembro 2012].
- [5] E. Teixeira, "MIBEL enquanto mercado spot e a prazo: O funcionamento do mercado spot," Workshop ERSE-GESEL: Integração de Mercados de Energia Eléctrica e Formação de Preços, Março 2011.
- [6] "Sistema de Informação de Mercados de Energia," REN, [Online]. Disponível em: [www.mercado.ren.pt](http://www.mercado.ren.pt). [Acedido em Novembro 2012].
- [7] CNE/ERSE, "Modelo de Organização do Mercado Ibérico de Electricidade," Março 2002. [Online]. Disponível em: [www.erse.pt](http://www.erse.pt). [Acedido em 2013].
- [8] T. Kristiansen, "The Nordic approach to market-based provision of ancillary services," *Energy Policy*, vol. 35, pp. 3681-3700, 2007.
- [9] Elia - Gestor de Sistema da Bélgica, [Online]. Disponível em: [www.elia.be](http://www.elia.be). [Acedido em Janeiro 2013].
- [10] UCTE Operation Handbook - version 2.5, level E, ENTSO-E, 2004.
- [11] Regulamento Rede de Transporte, Portaria n.º 596/2010, de 30 de Julho (1.ª Série).
- [12] Sistema Electrónico de Negociação de Direitos de Emissão de Dióxido de Carbono, [Online]. Disponível em: [www.sendeco2.com](http://www.sendeco2.com).
- [13] "Dados Técnicos Eletricidade 2012," REN - Redes Energéticas Nacionais S.A, 2013.
- [14] "Electricity Real Time Information - REN," [Online]. Disponível em: <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/EN/Pages/CIHomePage.aspx>. [Acedido em 2014].
- [15] Regras de Funcionamento (complementares ao MPGS), REN- Redes Energéticas Nacionais, S.A., 2012.

## Anexo I – Características das unidades físicas da RNT

Código da Unidade Física	Descrição da Unidade Física	Código do Agente	Tipo	Potência Máxima	Banda de Telerregulação	Grupos
AGUIEI	Central Hidroeléctrica da Agueira	IBEG	Hídrica	336	156	3
AGUIEIB	Bombagem - Central da Agueira	IBEG	Bombagem	276	-	3
ALINDO	Central Hidroeléctrica do Alto Lindoso	EDPGP	Hídrica	630	330	2
ALQUBII	Bombagem - Central do Alqueva II	EDPGP	Bombagem	240	-	2
ALQUBII	Bombagem - Central do Alqueva II	EDPGP	Bombagem	240	-	2
ALQUE	Central Hidroeléctrica do Alqueva	EDPGP	Hídrica	254	154	2
ALQUEB	Bombagem - Central do Alqueva	EDPGP	Bombagem	240	-	2
ALQUEII	Central Hidroeléctrica do Alqueva II	EDPGP	Hídrica	254	-	2
ALQUEII	Central Hidroeléctrica do Alqueva II	EDPGP	Hídrica	254	102	2
ARABAG	Central Hidroeléctrica do Alto Rabagão	EDPGP	Hídrica	68	-	2
ARABAGB	Bombagem - Central do Alto Rabagão	EDPGP	Bombagem	62	-	2
BELVER	Central Hidroeléctrica de Belver	EDPGP	Hídrica	80,7	-	6
BEMPOS	Central Hidroeléctrica da Bemposta	EDPGP	Hídrica	240	-	3
BEMPOS4	Central Hidroeléctrica da Bemposta II	EDPGP	Hídrica	191	86	1
BEMPOS4	Central Hidroeléctrica da Bemposta II	EDPGP	Hídrica	191	116	1
BOUCA	Central Hidroeléctrica da Bouçã	EDPGP	Hídrica	44	-	2
CABRIL	Central Hidroeléctrica do Cabril	EDPGP	Hídrica	108	58	2
CALDEI	Central Hidroeléctrica do Caldeirão	EDPGP	Hídrica	40	-	1
CANICAD	Central Hidroeléctrica da Caniçada	EDPGP	Hídrica	62	-	2
CARRAPA	Central Hidroeléctrica do Carrapatelo	EDPGP	Hídrica	201	-	3
CARREG1	Central Termoeléctrica do Carregado - Grupo 1	EDPGP	Térmica	118,2	-	1
CARREG2	Central Termoeléctrica do Carregado - Grupo 2	EDPGP	Térmica	118,2	-	1
CARREG3	Central Termoeléctrica do Carregado - Grupo 3	EDPGP	Térmica	118,7	-	1
CARREG4	Central Termoeléctrica do Carregado - Grupo 4	EDPGP	Térmica	118,7	-	1
CARREG5	Central Termoeléctrica do Carregado - Grupo 5	EDPGP	Térmica	118,2	-	1
CARREG6	Central Termoeléctrica do Carregado - Grupo 6	EDPGP	Térmica	118,2	-	1
CBODE	Central Hidroeléctrica de Castelo de Bode	EDPGP	Hídrica	159	84	3
CRESTUM	Central Hidroeléctrica de Crestuma	EDPGP	Hídrica	117	-	3
DESTER	Central Hidroeléctrica do Desterro	EDPGP	Hídrica	13,2	-	2
FRADES	Central Hidroeléctrica de Frades	EDPGP	Hídrica	191	91	2
FRADESB	Bombagem - Central de Frades	EDPGP	Bombagem	185	-	2
FRATEL	Central Hidroeléctrica do Fratel	EDPGP	Hídrica	132	-	3
LADES1	Central Termoeléctrica de Lares - Grupo 1	EDPGP	Térmica	435	135	1

<b>Código da Unidade Física</b>	<b>Descrição da Unidade Física</b>	<b>Código do Agente</b>	<b>Tipo</b>	<b>Potência Máxima</b>	<b>Banda de Telerregulação</b>	<b>Grupos</b>
LARES2	Central Termoelétrica de Lares - Grupo 2	EDPGP	Térmica	435	135	1
LINDOSO	Central Hidroelétrica de Lindoso	EDPGP	Hídrica	11	-	1
MIRANDA	Central Hidroelétrica de Miranda	EDPGP	Hídrica	369	-	4
PARADE	Central Hidroelétrica de Paradela	EDPGP	Hídrica	54	-	1
PEGO3	Central Termoelétrica do Pego C.C.- Grupo 3	EGEN	Térmica	418,6	97,5	1
PEGO4	Central Termoelétrica do Pego C.C.- Grupo 4	EGEN	Térmica	418,6	97,5	1
PICOTE	Central Hidroelétrica do Picote	EDPGP	Hídrica	195	90	3
PICOTE4	Central Hidroelétrica do Picote II	EDPGP	Hídrica	240	140	1
PICOTE4	Central Hidroelétrica do Picote II	EDPGP	Hídrica	245	145	1
PJUGAIS	Central Hidroelétrica de Ponte Jugais	EDPGP	Hídrica	20,3	-	2
POCINHO	Central Hidroelétrica do Pocinho	EDPGP	Hídrica	186	111	3
PRACANA	Central Hidroelétrica da Pracana	EDPGP	Hídrica	41	-	3
RAIVA	Central Hidroelétrica da Raiva	IBEG	Hídrica	24	-	2
REGUA	Central Hidroelétrica da Régua	EDPGP	Hídrica	180	105	3
RIBATE1	Central Termoelétrica do Ribatejo - Grupo 1	EDPGP	Térmica	392	120	1
RIBATE2	Central Termoelétrica do Ribatejo - Grupo 2	EDPGP	Térmica	392	120	1
RIBATE3	Central Termoelétrica do Ribatejo - Grupo 3	EDPGP	Térmica	392	82,5	1
RPG01	Central Termoelétrica do Pego - Grupo 1	RENTTR	Térmica	288	37,5	1
RPG02	Central Termoelétrica do Pego - Grupo 2	RENTTR	Térmica	288	37,5	1
RTG01	Central Termoelétrica da Turbogás - Grupo 1	RENTTR	Térmica	354	-	1
RTG02	Central Termoelétrica da Turbogás - Grupo 2	RENTTR	Térmica	354	-	1
RTG03	Central Termoelétrica da Turbogás - Grupo 3	RENTTR	Térmica	354	-	1
SABUG	Central Hidroelétrica do Sabugueiro I	EDPGP	Hídrica	12,8	-	3
SALAMON	Central Hidroelétrica de Salomonde	EDPGP	Hídrica	42	-	2
SETUBA1	Central Termoelétrica de Setúbal - Grupo 1	EDPGP	Térmica	236,6	-	1
SETUBA2	Central Termoelétrica de Setúbal - Grupo 2	EDPGP	Térmica	236,6	-	1
SETUBA3	Central Termoelétrica de Setúbal - Grupo 3	EDPGP	Térmica	236,6	-	1
SETUBA4	Central Termoelétrica de Setúbal - Grupo 4	EDPGP	Térmica	236,6	-	1
SINES1	Central Termoelétrica de Sines - Grupo 1	EDPGP	Térmica	295	63	1
SINES2	Central Termoelétrica de Sines - Grupo 2	EDPGP	Térmica	295	63	1
SINES3	Central Termoelétrica de Sines - Grupo 3	EDPGP	Térmica	295	63	1
SINES4	Central Termoelétrica de Sines - Grupo 4	EDPGP	Térmica	295	63	1
SLUZIA	Central Hidroelétrica de Santa Luzia	EDPGP	Hídrica	24,4	-	4
TABUACO	Central Hidroelétrica do Tabuaço	EDPGP	Hídrica	58	-	2
TORRAO	Central Hidroelétrica do Torrão	EDPGP	Hídrica	140	60	2
TORRAOB	Bombagem - Central do Torrão	EDPGP	Bombagem	140	-	2

<b>Código da Unidade Física</b>	<b>Descrição da Unidade Física</b>	<b>Código do Agente</b>	<b>Tipo</b>	<b>Potência Máxima</b>	<b>Banda de Telerregulação</b>	<b>Grupos</b>
TOUVEDO	Central Hidroeléctrica do Touvedo	EDPGP	Hídrica	22	-	1
VALEIRA	Central Hidroeléctrica da Valeira	EDPGP	Hídrica	240	150	3
VAROSA	Central Hidroeléctrica da Varosa	EDPGP	Hídrica	25	-	3
VCOVA	Central Hidroeléctrica de Vila Cova	EDPGP	Hídrica	23,4	-	2
VFURNA	Central Hidroeléctrica de Vilarinho das Furnas	EDPGP	Hídrica	125	-	2
VFURNAB	Bombagem - Central de Vilarinho das Furnas	EDPGP	Bombagem	80	-	1
VNOVA	Central Hidroeléctrica de Venda Nova	EDPGP	Hídrica	90	-	3

Fonte: [12]

## Anexo II – Áreas de balanço e unidades físicas da RNT

Código da área de balanço	Descrição da área de balanço	Tipo de unidade	Agente proprietário	Código da unidade de programação	Código da unidade física
ACARREG	Área de balanço-Central Térmica Carregado	Térmica	EDPGP	CARREG1	CARREG1
				CARREG2	CARREG2
				CARREG3	CARREG3
				CARREG4	CARREG4
				CARREG5	CARREG5
				CARREG6	CARREG6
ACAVADB	Área de balanço-Cávado (Bombagem)	Bombagem	EDPGP	ACAVADB	ARABAGB
					FRADESB
					VFURNAB
ACAVADO	Área de balanço-Cávado	Hídrica	EDPGP	ACAVADO	ARABAG
					CANICAD
					FRADES
					PARADE
					SALAMON
					VFURNA
					VNOVA
ADOUINT	Área de balanço-Douro Internacional	Hídrica	EDPGP	ADOUINT	BEMPOS
					BEMPOS4
					MIRANDA
					PICOTE
					PICOTE4
					POCINHO
					TABUACO
					VAROSA
ADOUNAB	Área de balanço-Douro Nacional (Bombagem)	Bombagem	EDPGP	ADOUNAB	TORRAOB
ADOUNAC	Área de balanço-Douro Nacional	Hídrica	EDPGP	ADOUNAC	CARRAPA
					CRESTUM
					REGUA
					TORRAO
					VALEIRA
AGUADIA	Área de balanço-Guadiana	Hídrica	EDIA	GUADIA	ALQUE
			EDPGP		ALQUEII
AGUADIB	Área de balanço-Guadiana (Bombagem)	Bombagem	EDPGP	GUADIAB	ALQUBII
					ALQUEB
ALARES	Área de balanço-Central Térmica Lares	Térmica	EDPGP	LARES1	LARES1
				LARES2	LARES2
ALIMA	Área de balanço-Lima	Hídrica	EDPGP	ALIMA	ALINDO
					LINDOSO
					TOUVEDO
AMONDEB	Área de balanço-Mondego (Bombagem)	Bombagem	IBEG	IBMONB	AGUIEIB

Código da área de balanço	Descrição da área de balanço	Tipo de unidade	Agente proprietário	Código da unidade de programação	Código da unidade física	
AMONDEG	Área de balanço-Mondego	Hídrica	IBEG	IBMON	AGUIEI	
					RAIVA	
APEG02	Área de balanço-Central Térmica Pego C.C.	Térmica	EGEN	PEGO3	PEGO3	
					PEGO4	PEGO4
ARIBAT1	Área de balanço-Central Térmica Ribatejo (400 kV)	Térmica	EDPGP	RIBATE2	RIBATE2	
					RIBATE3	RIBATE3
ARIBAT2	Área de balanço-Central Térmica Ribatejo (220 kV)	Térmica	EDPGP	RIBATE1	RIBATE1	
ARPG	Área de balanço-Central Térmica Pego	Térmica	RENTN	RPG01	RPG01	
					RPG02	RPG02
ARTG	Área de balanço-Central Térmica Turbogás	Térmica	RENTN	RTG01	RTG01	
					RTG02	RTG02
					RTG03	RTG03
ASETUBA	Área de balanço-Central Térmica Setúbal	Térmica	EDPGP	SETUBA1	SETUBA1	
					SETUBA2	SETUBA2
					SETUBA3	SETUBA3
					SETUBA4	SETUBA4
ASINES1	Área de balanço-Central Térmica Sines (400 kV)	Térmica	EDPGP	SINES2	SINES2	
					SINES3	SINES3
					SINES4	SINES4
ASINES2	Área de Balanço-Central Térmica Sines (150 kV)	Térmica	EDPGP	SINES1	SINES1	
ATEJZEZ	Área de balanço-Tejo e Zêzere	Hídrica	EDPGP	TEMON	BELVER	
					BOUCA	
					CABRIL	
					CALDEI	
					CBODE	
					DESTER	
					FRATEL	
					PJUGAIS	
					PRACANA	
					SABUG	
					SLUZIA	
VCOVA						

Fonte: [12]

## Anexo III – Negociação nos mercados diário e intradiário de serviços de sistema em Portugal

<b>Tipo de Mercado</b>	<b>Nº de linha da tabela</b>	<b>Procedimento (Responsável pela publicação)</b>	<b>Tempos de negociação e publicação das programações</b>	<b>Referência bibliográfica</b>
MERCADO DIÁRIO, RESTRIÇÕES TÉCNICAS E SERVIÇOS DE SISTEMA	1	Publicação previsão de consumo (GGS)	16:00 (d-2)	[2] - pp 47
	2	Publicação da actualização da previsão de consumo (pelo GGS)	07:30	[2] - pp 47
	3	Recepção dos contratos bilaterais	08:30	[2] - pp 52
	4	Integração das posições abertas do mercado a prazo	09:00	[3] - pp 93
	5	Fecho da sessão do mercado diário (OMIE)	09:00	[3] - pp 93
	6	Envio do PDBC, do OMIE para o GSS	09:30	[2] - pp 45
	7	Publicação do PDBF (GGS)	11:00	[2] - pp 46/ [3] - pp 93
	8	Abertura da recepção de informação para o processo de resolução de restrições (GGS)	11:00	[2] - pp 45
	9	Recepção de desagregações das PRE não participantes no mercado diário (GGS)	11:00	[3] - pp 93
	10	Encerramento de ofertas para resolução de restrições técnicas	11:00	[2] - pp 46
	11	Recepção de repartições físicas dos programas (dos AM para GGS)	11:00	[15] - pp 45
	12	Publicação do PDVP (GGS)	13:00	[2] - pp 46
	13	Comunicação das necessidades de banda de regulação secundária aos AM (GGS)	até 13:00	[2] - pp 46
	14	Início da recepção de ofertas de reserva secundária (GGS)	18:00	[2] - pp 46
	15	Fecho da sessão para reserva secundária	18:45	[2] - pp 46
	16	Comunicação da banda secundária assignada aos AM (GGS)	19:00	[2] - pp 47
	17	Início do período de oferta de reserva de regulação terciária	19:00	[2] - pp 90
	18	Fim do período de oferta de reserva de regulação terciária	20:00	[2] - pp 90
	19	Estabelecido o PPR (GGS)	20:00	[2] - pp 48
	20	Publicação do PHO	após 20:00	[2] - pp 49



<b>Tipo de Mercado</b>	<b>Nº de linha da tabela</b>	<b>Procedimento (Responsável pela publicação)</b>	<b>Tempos de negociação e publicação das programações</b>	<b>Referência bibliográfica</b>
<b>1ª SESSÃO INTRADIÁRIA</b>	21	Abertura da 1ª sessão intradiária (OMIE)	15:00	[3] - pp 93
	22	Fecho da 1ª sessão intradiária (OMIE)	16:45	[3] - pp 93
	23	Casamento de ofertas da 1ª sessão intradiária (OMIE)	17:30	[3] - pp 93
	24	Análise de restrições decorrentes da 1ª sessão intradiária (GGS)	18:10	[3] - pp 93
	25	Publicação do PHF1	18:20	[3] - pp 93
	26	Início do período de actualização das ofertas de reserva de regulação terciária decorrente da alteração das reservas disponíveis após a 1ª sessão intradiária	18:20	[2] - pp 92
	27	Contratação banda secundária adicional (quando necessário) - 1ª sessão Intradiária	entre 18:30 e 18:45	[2] - pp 47
	28	Fim do período de actualização das ofertas de reserva de regulação terciária decorrente da alteração das reservas disponíveis após a 1ª sessão intradiária	19:10	[2] - pp 92
<b>2ª SESSÃO INTRADIÁRIA</b>	29	Abertura da 2ª sessão intradiária (OMIE)	20:00	[3] - pp 93
	30	Fecho da 2ª sessão intradiária (OMIE)	20:45	[3] - pp 93
	31	Casamento de ofertas da 2ª sessão intradiária (OMIE)	21:30	[3] - pp 93
	32	Análise de restrições decorrentes da 2ª sessão intradiária (GGS)	22:10	[3] - pp 93
	33	Publicação do PHF2	22:20	[3] - pp 93
	34	Início do período de actualização das ofertas de reserva de regulação terciária decorrente da alteração das reservas disponíveis após a 2ª sessão intradiária	22:20	[2] - pp 92
	35	Contratação banda secundária adicional (quando necessário)	entre 22:30 e 22:45	[2] - pp 47
	36	Fim do período de actualização das ofertas de reserva de regulação terciária decorrente da alteração das reservas disponíveis após a 2ª sessão intradiária	23:10	[2] - pp 92
<b>3ª SESSÃO INTRADIÁRIA</b>	37	Abertura da 3ª sessão intradiária (OMIE)	00:00	[3] - pp 93
	38	Fecho da 3ª sessão intradiária (OMIE)	00:45	[3] - pp 93
	39	Casamento de ofertas da 3ª sessão intradiária (OMIE)	01:30	[3] - pp 93
	40	Análise de restrições decorrentes da 3ª sessão intradiária (GGS)	02:10	[3] - pp 93
	41	Publicação do PHF3	02:20	[3] - pp 93
	42	Início do período de actualização das ofertas de reserva de regulação terciária decorrente da alteração das reservas disponíveis após a 3ª sessão intradiária	02:20	[2] - pp 92
	43	Contratação banda secundária adicional (quando necessário)	entre 02:30 e 02:45	[2] - pp 47
	44	Fim do período de actualização das ofertas de reserva de regulação terciária decorrente da alteração das reservas disponíveis após a 3ª sessão intradiária	03:10	[2] - pp 92

<b>Tipo de Mercado</b>	<b>Nº de linha da tabela</b>	<b>Procedimento (Responsável pela publicação)</b>	<b>Tempos de negociação e publicação das programações</b>	<b>Referência bibliográfica</b>
<b>4ª SESSÃO INTRADIÁRIA</b>	45	Abertura da 4ª sessão intradiária (OMIE)	03:00	[3] - pp 93
	46	Fecho da 4ª sessão intradiária (OMIE)	03:45	[3] - pp 93
	47	Casamento de ofertas da 4ª sessão intradiária (OMIE)	04:30	[3] - pp 93
	48	Análise de restrições decorrentes da 4ª sessão intradiária (GGS)	05:10	[3] - pp 93
	49	Publicação do PHF4	05:20	[3] - pp 93
	50	Início do período de actualização das ofertas de reserva de regulação terciária decorrente da alteração das reservas disponíveis após a 4ª sessão intradiária	05:20	[2] - pp 92
	51	Contratação banda secundária adicional (quando necessário)	entre 05:30 e 05:45	[2] - pp 47
	52	Fim do período de actualização das ofertas de reserva de regulação terciária decorrente da alteração das reservas disponíveis após a 4ª sessão intradiária	06:10	[2] - pp 92
<b>5ª SESSÃO INTRADIÁRIA</b>	53	Abertura da 5ª sessão intradiária (OMIE)	07:00	[3] - pp 93
	54	Fecho da 5ª sessão intradiária (OMIE)	07:45	[3] - pp 93
	55	Casamento de ofertas da 5ª sessão intradiária (OMIE)	08:30	[3] - pp 93
	56	Análise de restrições decorrentes da 5ª sessão intradiária (GGS)	09:10	[3] - pp 93
	57	Publicação do PHF5	09:20	[3] - pp 93
	58	Início do período de actualização das ofertas de reserva de regulação terciária decorrente da alteração das reservas disponíveis após a 5ª sessão intradiária	09:20	[2] - pp 92
	59	Contratação banda secundária adicional (quando necessário)	entre 09:30 e 09:45	[2] - pp 47
	60	Fim do período de actualização das ofertas de reserva de regulação terciária decorrente da alteração das reservas disponíveis após a 5ª sessão intradiária	10:10	[2] - pp 92
<b>6ª SESSÃO INTRADIÁRIA</b>	61	Abertura da 6ª sessão intradiária (OMIE)	11:00	[3] - pp 93
	62	Fecho da 6ª sessão intradiária (OMIE)	11:45	[3] - pp 93
	63	Casamento de ofertas da 6ª sessão intradiária (OMIE)	12:30	[3] - pp 93
	64	Análise de restrições decorrentes da 6ª sessão intradiária (GGS)	13:10	[3] - pp 93
	65	Publicação do PHF6	13:20	[3] - pp 93
	66	Início do período de actualização das ofertas de reserva de regulação terciária decorrente da alteração das reservas disponíveis após a 6ª sessão intradiária	13:20	[2] - pp 92
	67	Contratação banda secundária adicional (quando necessário)	entre 13:30 e 13:45	[2] - pp 47
	68	Fim do período de actualização das ofertas de reserva de regulação terciária decorrente da alteração das reservas disponíveis após a 6ª sessão intradiária	14:10	[2] - pp 92

Fontes: [2, 3, 15]

Nota: Os horários estão referenciados ao fuso horário Português (UTC).

## Anexo IV – Matriz de correlação entre ofertas de banda secundária

	RIBATE1	RIBATE2	RIBATE3	CABRIL	CBODE	RP G01	RP G02	ALQUE	AGUIEI	FRADES	PICO TE	POCINHO	VALEIRA	REGUA	TORRAO	ALINDO	LARE S1	LARE S2	PEGO3	PEGO4	BEMPOS4	PICOTE4	ALQUEII
RIBATE1	1,00	0,46	0,55	0,46	0,26	0,25	0,26	0,03	0,05	0,19	0,49	0,16	0,17	0,17	0,51	0,33	0,00	0,18	0,09	0,14	-0,16	-0,02	-0,10
RIBATE2	0,46	1,00	0,73	0,67	0,32	0,26	0,28	-0,05	0,05	0,25	0,64	0,14	0,13	0,10	0,67	0,44	0,09	0,23	0,08	0,28	-0,14	-0,08	-0,14
RIBATE3	0,55	0,73	1,00	0,80	0,44	0,18	0,20	-0,01	0,03	0,31	0,75	0,16	0,12	0,12	0,80	0,51	0,17	0,21	0,06	0,14	-0,10	-0,06	-0,16
CABRIL	0,46	0,67	0,80	1,00	0,45	0,16	0,21	-0,02	0,02	0,31	0,78	0,19	0,14	0,14	0,92	0,53	0,15	0,25	-0,01	0,11	-0,12	-0,05	-0,16
CBODE	0,26	0,32	0,44	0,45	1,00	0,01	0,00	0,04	0,03	0,39	0,51	0,16	0,06	0,12	0,44	0,57	0,20	0,09	0,07	0,11	-0,14	-0,09	-0,13
RPG01	0,25	0,26	0,18	0,16	0,01	1,00	0,80	-0,11	0,04	0,11	0,15	0,13	0,19	0,12	0,19	0,14	-0,22	0,17	-0,05	0,21	-0,16	0,11	-0,08
RPG02	0,26	0,28	0,20	0,21	0,00	0,80	1,00	-0,08	0,04	0,10	0,18	0,12	0,18	0,13	0,22	0,11	-0,23	0,18	-0,08	0,19	-0,12	0,12	-0,04
ALQUE	0,03	-0,05	-0,01	-0,02	0,04	-0,11	-0,08	1,00	0,21	0,14	-0,02	-0,07	-0,12	-0,12	0,00	-0,03	0,05	0,06	0,14	-0,14	-0,21	-0,28	0,18
AGUIEI	0,05	0,05	0,03	0,02	0,03	0,04	0,04	0,21	1,00	0,08	0,03	-0,02	-0,02	-0,03	0,05	0,03	-0,01	0,05	0,01	0,06	-0,08	-0,06	0,12
FRADES	0,19	0,25	0,31	0,31	0,39	0,11	0,10	0,14	0,08	1,00	0,33	-0,03	0,00	-0,02	0,32	0,35	0,08	0,07	0,09	0,04	-0,21	-0,12	-0,17
PICOTE	0,49	0,64	0,75	0,78	0,51	0,15	0,18	-0,02	0,03	0,33	1,00	0,21	0,16	0,19	0,80	0,64	0,22	0,22	0,06	0,12	-0,09	-0,08	-0,18
POCINHO	0,16	0,14	0,16	0,19	0,16	0,13	0,12	-0,07	-0,02	-0,03	0,21	1,00	0,59	0,62	0,19	0,21	-0,02	0,11	0,06	0,08	-0,11	-0,03	-0,13
VALEIRA	0,17	0,13	0,12	0,14	0,06	0,19	0,18	-0,12	-0,02	0,00	0,16	0,59	1,00	0,67	0,13	0,14	-0,01	0,08	0,04	0,13	-0,17	-0,05	-0,11
REGUA	0,17	0,10	0,12	0,14	0,12	0,12	0,13	-0,12	-0,03	-0,02	0,19	0,62	0,67	1,00	0,14	0,18	-0,03	0,05	0,02	0,10	-0,11	-0,05	-0,13
TORRAO	0,51	0,67	0,80	0,92	0,44	0,19	0,22	0,00	0,05	0,32	0,80	0,19	0,13	0,14	1,00	0,55	0,10	0,25	0,00	0,09	-0,12	-0,04	-0,16
ALINDO	0,33	0,44	0,51	0,53	0,57	0,14	0,11	-0,03	0,03	0,35	0,64	0,21	0,14	0,18	0,55	1,00	0,17	0,16	0,11	0,09	-0,12	-0,08	-0,11
LARE S1	0,00	0,09	0,17	0,15	0,20	-0,22	-0,23	0,05	-0,01	0,08	0,22	-0,02	-0,01	-0,03	0,10	0,17	1,00	-0,21	0,39	0,16	-0,17	-0,25	-0,14
LARE S2	0,18	0,23	0,21	0,25	0,09	0,17	0,18	0,06	0,05	0,07	0,22	0,11	0,08	0,05	0,25	0,16	-0,21	1,00	0,01	0,05	-0,16	-0,02	-0,06
PEGO3	0,09	0,08	0,06	-0,01	0,07	-0,05	-0,08	0,14	0,01	0,09	0,06	0,06	0,04	0,02	0,00	0,11	0,39	0,01	1,00	0,00	-0,09	-0,13	-0,05
PEGO4	0,14	0,28	0,14	0,11	0,11	0,21	0,19	-0,14	0,06	0,04	0,12	0,08	0,13	0,10	0,09	0,09	0,16	0,05	0,00	1,00	-0,17	-0,02	-0,04
BEMPOS4	-0,16	-0,14	-0,10	-0,12	-0,14	-0,16	-0,12	-0,21	-0,08	-0,21	-0,09	-0,11	-0,17	-0,11	-0,12	-0,12	-0,17	-0,16	-0,09	-0,17	1,00	0,16	0,05
PICOTE4	-0,02	-0,08	-0,06	-0,05	-0,09	0,11	0,12	-0,28	-0,06	-0,12	-0,08	-0,03	-0,05	-0,05	-0,04	-0,08	-0,25	-0,02	-0,13	-0,02	0,16	1,00	-0,08
ALQUEII	-0,10	-0,14	-0,16	-0,16	-0,13	-0,08	-0,04	0,18	0,12	-0,17	-0,18	-0,13	-0,11	-0,13	-0,16	-0,11	-0,14	-0,06	-0,05	-0,04	0,05	-0,08	1,00

## Anexo V – Matriz de correlação entre banda atribuída das centrais e ofertas casadas em mercado

	RIBATE1	RIBATE2	RIBATE3	CBODE	RPG01	RPG02	ALQUE	AGUIEI	FRADES	PICOTE	POCINHO	VALEIRA	REGUA	TORRAO	ALINDO	LARES1	LARES2	PEGO3	PEGO4	BEMPOS4	PICOTE4	ALQUEII
RIBATE1	1	-0,03	0,09	-0,02	0,13	0,11	-0,01	0,02	-0,02	-0,01	-0,05	-0,06	-0,05	-0,01	-0,02	-0,14	-0,06	0,02	-0,01	-0,08	-0,07	-0,03
RIBATE2	-0,03	1	0,15	-0,02	0,02	0,01	-0,06	0,02	-0,04	-0,01	-0,04	-0,05	-0,03	0,00	-0,01	-0,09	0,06	0,03	0,10	-0,07	-0,05	-0,02
RIBATE3	0,09	0,15	1	-0,01	-0,03	-0,03	-0,01	0,03	0,00	-0,01	-0,03	-0,03	-0,02	0,00	-0,01	-0,06	0,03	0,04	0,08	-0,04	-0,04	-0,01
CBODE	-0,02	-0,02	-0,01	1	-0,06	-0,05	-0,02	-0,02	0,20	0,03	0,07	0,09	0,15	0,03	0,15	-0,06	-0,02	-0,08	-0,03	-0,01	-0,02	-0,02
RPG01	0,13	0,02	-0,03	-0,06	1	0,82	-0,09	-0,08	0,03	-0,01	0,00	-0,02	-0,01	0,01	-0,03	-0,20	0,04	-0,19	0,03	-0,13	-0,03	-0,09
RPG02	0,11	0,01	-0,03	-0,05	0,82	1	-0,10	-0,08	0,03	-0,01	-0,01	-0,02	-0,03	-0,02	-0,04	-0,21	0,05	-0,20	0,04	-0,11	-0,02	-0,08
ALQUE	-0,01	-0,06	-0,01	-0,02	-0,09	-0,10	1	0,12	0,10	-0,03	-0,07	-0,09	-0,06	0,00	0,01	-0,13	-0,06	-0,15	-0,14	-0,12	-0,24	0,18
AGUIEI	0,02	0,02	0,03	-0,02	-0,08	-0,08	0,12	1	-0,02	-0,03	-0,14	-0,15	-0,11	-0,01	0,02	0,00	0,02	0,01	0,03	-0,13	-0,12	0,08
FRADES	-0,02	-0,04	0,00	0,20	0,03	0,03	0,10	-0,02	1	0,03	0,02	0,10	0,13	0,07	0,08	-0,13	-0,06	-0,19	-0,07	-0,03	-0,08	-0,04
PICOTE	-0,01	-0,01	-0,01	0,03	-0,01	-0,01	-0,03	-0,03	0,03	1	0,03	0,03	0,08	0,00	-0,01	-0,01	-0,02	-0,04	0,00	0,02	-0,04	-0,01
POCINHO	-0,05	-0,04	-0,03	0,07	0,00	-0,01	-0,07	-0,14	0,02	0,03	1	0,45	0,27	0,06	0,00	-0,13	-0,09	-0,20	-0,10	0,11	0,02	-0,03
VALEIRA	-0,06	-0,05	-0,03	0,09	-0,02	-0,02	-0,09	-0,15	0,10	0,03	0,45	1	0,54	0,04	0,00	-0,16	-0,09	-0,22	-0,10	0,06	-0,01	-0,04
REGUA	-0,05	-0,03	-0,02	0,15	-0,01	-0,03	-0,06	-0,11	0,13	0,08	0,27	0,54	1	0,04	0,01	-0,19	-0,07	-0,22	-0,09	0,07	-0,02	-0,02
TORRAO	-0,01	0,00	0,00	0,03	0,01	-0,02	0,00	-0,01	0,07	0,00	0,06	0,04	0,04	1	0,00	-0,03	-0,01	-0,03	-0,02	-0,01	-0,01	-0,01
ALINDO	-0,02	-0,01	-0,01	0,15	-0,03	-0,04	0,01	0,02	0,08	-0,01	0,00	0,00	0,01	0,00	1	-0,06	-0,02	-0,03	-0,02	-0,05	-0,04	-0,01
LARES1	-0,14	-0,09	-0,06	-0,06	-0,20	-0,21	-0,13	0,00	-0,13	-0,01	-0,13	-0,16	-0,19	-0,03	-0,06	1	-0,27	0,35	0,10	-0,29	-0,29	-0,10
LARES2	-0,06	0,06	0,03	-0,02	0,04	0,05	-0,06	0,02	-0,06	-0,02	-0,09	-0,09	-0,07	-0,01	-0,02	-0,27	1	-0,01	-0,02	-0,18	-0,12	-0,04
PEGO3	0,02	0,03	0,04	-0,08	-0,19	-0,20	-0,15	0,01	-0,19	-0,04	-0,20	-0,22	-0,22	-0,03	-0,03	0,35	-0,01	1	-0,08	-0,25	-0,22	-0,10
PEGO4	-0,01	0,10	0,08	-0,03	0,03	0,04	-0,14	0,03	-0,07	0,00	-0,10	-0,10	-0,09	-0,02	-0,02	0,10	-0,02	-0,08	1	-0,17	-0,11	-0,06
BEMPOS4	-0,08	-0,07	-0,04	-0,01	-0,13	-0,11	-0,12	-0,13	-0,03	0,02	0,11	0,06	0,07	-0,01	-0,05	-0,29	-0,18	-0,25	-0,17	1	0,16	-0,01
PICOTE4	-0,07	-0,05	-0,04	-0,02	-0,03	-0,02	-0,24	-0,12	-0,08	-0,04	0,02	-0,01	-0,02	-0,01	-0,04	-0,29	-0,12	-0,22	-0,11	0,16	1	-0,03
ALQUEII	-0,03	-0,02	-0,01	-0,02	-0,09	-0,08	0,18	0,08	-0,04	-0,01	-0,03	-0,04	-0,02	-0,01	-0,01	-0,10	-0,04	-0,10	-0,06	-0,01	-0,03	1