



Hussein Ashraf Rassid

Licenciado em Ciências da Engenharia Electrotécnica e de Computadores

Mercado de Reservas: Simulador Multiagente SIMREEL e Caso de Estudo Envolvendo o Mercado Ibérico

Dissertação para Obtenção do Grau de Mestre em
Engenharia Electrotécnica e de Computadores

Orientador: Fernando Jorge Ferreira Lopes, Professor Doutor, LNEG

Co-orientadora: Anabela Monteiro Gonçalves Pronto, Professora Doutora, FCT-UNL

Setembro de 2017

Mercado de Reservas: Simulador Multiagente SIMREEL e Caso de Estudo Envolvendo o Mercado Ibérico

Copyright © Hussein Ashraf Rassid, Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade Nova de Lisboa.

A Faculdade de Ciências e Tecnologia e a Universidade Nova de Lisboa têm o direito, perpétuo e sem limites geográficos, de arquivar e publicar esta dissertação através de exemplares impressos reproduzidos em papel ou de forma digital, ou por qualquer outro meio conhecido ou que venha a ser inventado, e de a divulgar através de repositórios científicos e de admitir a sua cópia e distribuição com objetivos educacionais ou de investigação, não comerciais, desde que seja dado crédito ao autor e editor.

Agradecimentos

Em primeiro lugar, um especial agradecimento aos meus pais, pelo amor incondicional, suporte e apoio incansável, sem eles nada disto seria possível.

Gostava de agradecer ao Doutor Fernando Lopes pela sua orientação, enorme paciência e disponibilidade. À Professora Anabela Pronto, pela sua orientação, disponibilidade e conhecimento partilhado durante todo o meu percurso académico.

Aos meus irmãos e à minha irmã, familiares, amigos e colegas, por todo o apoio, motivação e momentos partilhados.

À FCT-UNL (Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa), agradeço a oportunidade de realizar este trabalho. Ao LNEG (Laboratório Nacional de Energia e Geologia), agradeço por me terem recebido e disponibilizado as suas instalações para o desenvolvimento do meu trabalho.

Por fim, expresso a minha sincera gratidão a todas pessoas e instituições que não mencionei o nome, mas que de alguma forma apoiaram o meu percurso académico e/ou contribuíram para a realização da presente dissertação de mestrado.

Resumo

A liberalização do sistema energético nacional introduziu mudanças estruturais e organizacionais que permitiram aumentar a competitividade nos mercados de energia elétrica. As questões relacionadas com a sustentabilidade ambiental aliadas ao aumento de competitividade induziram a uma forte penetração de fontes de energia renovável no mercado, o que exige uma gestão mais eficiente do sistema devido aos riscos que estes podem apresentar.

Atualmente, a energia eólica em Portugal possui uma fatia considerável na produção de energia elétrica, o que aumenta a possibilidade de perturbações na rede, pois esta fonte de energia é caracterizada pela sua elevada imprevisibilidade e variabilidade. Para o funcionamento em segurança da rede, os serviços de sistema garantem o equilíbrio entre a produção e o consumo em tempo real.

No âmbito do presente trabalho é feita uma análise profunda do que são os serviços de sistema, a regulamentação que as fundamenta e o seu funcionamento no sistema energético nacional. No sentido de apoiar a análise e compreensão do funcionamento dos mercados de serviços de sistema, desenvolveu-se um simulador que permite recriar o mercado de reserva de regulação secundária e terciária. Foi desenvolvido um caso de estudo envolvendo o mercado Ibérico e foram analisados cenários de remuneração eólica. Na simulação da transição do regime *feed-in* para o regime de mercado, foi verificada uma redução de 53,7% na remuneração dos produtores eólicos.

Palavras chave: reserva de regulação; secundária; terciária; remuneração; energia eólica; serviços de sistema.

Abstract

The liberalization of the national energy system led to structural and organizational changes that made possible to increase competitiveness in electric energy markets. Issues related to environmental sustainability allied to increased competitiveness induced a strong penetration of renewable energy sources in the market, requiring a more efficient system management due to the risks they may pose.

Currently, wind energy in Portugal has a considerable share in the production of electricity, which increases the possibility of grid disturbances, as this energy source is characterized by high unpredictability and variability. For system safety, ancillary services should ensure the balance between supply and demand in real time.

In the scope of the present work, an in-depth analysis of ancillary services is made, as well as the regulations that underpin them and their operation in the national electric system. To support the analysis and understanding of the operation of ancillary service markets, a simulator has been developed that allows the reproduction of the secondary and tertiary regulation markets. A case study was developed involving the Iberian market and wind energy wage scenarios were analyzed. In the simulated transition from the feed-in regime to the market regime, there was a 53.7% wage reduction of wind producers.

Keywords: regulating reserve; secondary; tertiary; wage; wind energy; ancillary services.

Índice Geral

Agradecimentos	vii
Resumo	ix
Abstract	xi
Índice Geral	xiii
Índice de Tabelas	16
Índice de Figuras	19
Listagens	23
Glossário	25
1 Introdução	29
1.1 Enquadramento e Motivações	29
1.2 Principais Objetivos	31
1.3 Estrutura da Dissertação	32
2 Revisão Bibliográfica	33
2.1 Liberalização do Sistema Energético Nacional (SEN)	33
2.2 Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL)	36
2.2.1 Mercado em Bolsa	37
2.2.1.1 Mercado Diário	37
2.2.1.2 Mercado Intradiário	39
2.2.2 Mercado a Prazo	41
2.2.3 Mercado Livre de Contratação Bilateral	42
2.2.4 Mercado de Serviços de Sistema	42

2.2.4.1	Reservas para a Regulação de Frequência-Potência	42
2.2.4.1.1	Reserva Primária	45
2.2.4.1.2	Reserva Secundária	47
2.2.4.1.3	Reserva Terciária	49
2.3	Energia Eólica	51
2.3.1	Exploração da Energia Eólica	51
2.3.2	Energia Eólica em Portugal	53
2.3.3	Impacto no MIBEL	57
2.4	Sistemas Multiagente e Plataformas Computacionais	58
2.4.1	Sistemas Multiagente (SMA)	58
2.4.2	SMA-Plataformas Computacionais	59
2.4.2.1	JADE	59
2.4.2.2	REPAST	59
2.4.2.3	OAA	60
2.5	Simuladores Multiagente de Mercados de Energia	60
2.5.1	AMES	60
2.5.2	EMCAS	61
2.5.3	MASCEM	62
2.5.4	NEMSIM	62
2.5.5	SEPIA	63
2.5.6	MAN-REM	63
3	Mercados de Reserva de Regulação	65
3.1	Mercado de Reserva de Regulação Secundária no SEN	65
3.2	Mercado de Reserva de Regulação Terciária no SEN	70
4	SIMREEL (Simulador de Mercados de Reserva de Energia Elétrica)	75
4.1	Implementação do Mercado de Reserva de Regulação Secundária no SIMREEL	77
4.2	Implementação do Mercado de Reserva de Regulação Terciária no SIMREEL	84
5	Caso de Estudo	95
5.1	Introdução	95
5.2	Simulação do Mercado Diário	95
5.2.1	Unidades Produtoras de Energia	95
5.2.2	Agentes Comercializadores (Retalhistas)	99
5.2.3	Resultados	101

5.3	Simulação do Mercado de Serviços de Sistema	104
5.3.1	Unidades físicas a participar	104
5.3.2	Necessidades de banda de reserva secundária	105
5.3.3	Resultado do mercado de banda de reserva secundária	106
5.3.4	Desvios	107
5.3.5	Necessidades do sistema energético	111
5.3.6	Resultado do mercado de reserva de regulação secundária e terciária	112
5.4	Cenários de remuneração eólica	114
5.4.1	Cenário 1: Remuneração Feed-in	114
5.4.2	Cenário 2: Remuneração mercado	114
5.4.3	Cenário 3: Remuneração mercado c/penalizações e compensações I	115
5.4.4	Cenário 4: Remuneração mercado c/penalizações e compensações II	115
6	Conclusões	117
6.1	Síntese de Resultados	117
6.2	Trabalho Futuro	119
	Referências	121
	Anexos	125

Índice de Tabelas

Tabela 3.1- Ofertas de banda de regulação secundária para a hora de programação 0 do dia 23-05-2017.....	67
Tabela 3.2- Banda de regulação secundária contratada para a hora de programação 0 do dia 23-05-2017.....	68
Tabela 3.3- Banda total contratada e remuneração de cada unidade física para a hora de programação 0 do dia 23-05-2017.....	69
Tabela 3.4- Resultado do mercado de reservas, reserva secundária, reserva terciária e preços de mercado do dia 23-05-2017.....	74
Tabela 4.1- Adaptação à potência contratada por hora de programação a períodos de 15 minutos	88
Tabela 5.1- Perfil de geração- Portugal e Espanha.....	96
Tabela 5.2- Unidades físicas que participaram na simulação do dia 23-05-2017	97
Tabela 5.3- Potência contratada e preço, simulados e reais, por cada hora de programação	103
Tabela 5.4- Discriminação das unidades físicas usadas, quanto à sua participação no mercado de reserva secundária ou terciária	105
Tabela 5.5- Valores de pico máximo de consumo previsto e necessidades de banda secundária, por hora de programação	106
Tabela 5.6- Banda secundária casada e preço, por hora de programação	107
Tabela 5.7- Desvios de eólica por excesso e por defeito, por hora de programação....	109
Tabela 5.8- Desvios de produção/consumo por excesso e por defeito, por hora de programação	111
Tabela 5.9- Necessidades do sistema para subir e para baixar, por hora de programação	112
Tabela 5.10- Necessidades para subir e baixar, satisfeitas pelo mercado de reserva de regulação secundária e terciária, por hora de programação.....	113

Tabela 7.1- Unidades físicas com produção variável por hora de programação que participaram na simulação do dia 23-05-2017	126
--	-----

Índice de Figuras

Figura 2.1- Transição para o regime liberalizado [7]	34
Figura 2.2- Modelo organizativo do SEN [8].....	36
Figura 2.3- Estrutura de Negociação de energia no MIBEL [11]	37
Figura 2.4- Processo de formação de preço no mercado diário [13].....	38
Figura 2.5- Sessões do mercado intradiário [13].....	40
Figura 2.6- Ativação das reserva após perturbação [19]	45
Figura 2.7- Diagrama esquemático do sistema de regulação primária de velocidade [20]	46
Figura 2.8- Potência eólica global acumulada de 2001 a 2016 [24].....	52
Figura 2.9- Os dez países do mundo com maior capacidade eólica acumulada em 2016 [24]	52
Figura 2.10- Repartição das fontes na produção de energia na Península Ibérica em 2016 [26]	53
Figura 2.11- Produção de eletricidade por fonte (Portugal Continental e Regiões Autónomas) [34].....	57
Figura 2.12- Repartição das fontes na produção de eletricidade em Portugal Continental em 2016 [35].....	57
Figura 2.13- Correlação entre o preço de mercado e a produção renovável (2015, 2016 e Janeiro de 2017) [35].....	58
Figura 3.1- Reserva secundária mínima recomendada em função do consumo máximo previsto.	66
Figura 3.2- Curva agregada de ofertas de banda de regulação secundária para a hora de programação 0 do dia 23-05-2017.....	68
Figura 3.3- Banda secundária contratada e respetivo preço de mercado em função da hora de programação para o dia 23-05-2017	69

Figura 3.4- Ofertas de banda de regulação terciária a subir e respetivos preços de licitação ordenados de forma crescente para a hora de programação 0 do dia 23-05-2017	71
Figura 3.5- Ofertas de banda de regulação terciária a baixar e respetivos preços de licitação ordenados de forma decrescente para a hora de programação 0 do dia 23-05-2017.....	71
Figura 3.6- Reserva terciária a subir contratada em função da hora de programação para o dia 23-05-2017.....	72
Figura 3.7- Reserva terciária a baixar contratada em função da hora de programação para o dia 23-05-2017.....	72
Figura 4.1- SIMREEL- Janela principal do simulador.....	76
Figura 4.2- Apresentação e seleção das unidades físicas a participar no mercado de reserva secundária.....	78
Figura 4.3- Apresentação das licitações de banda de regulação secundária de uma unidade física.....	80
Figura 4.4- Janela de resultados do mercado de banda de reserva de regulação secundária	81
Figura 4.5- Apresentação de resultados – Generation commitments,potência de banda secundária contratada por cada unidade física e por hora de programação.....	83
Figura 4.6- Apresentação de resultados – Generator revenues, lucro obtido por cada unidade física e por hora de programação	83
Figura 4.7- Apresentação e seleção das unidades físicas a participar no mercado de reserva de regulação terciária	84
Figura 4.8- Apresentação das licitações de reserva de regulação terciária de uma unidade física.....	86
Figura 4.9- Janela de ofertas e resultados do mercado de reserva de regulação terciária para baixar	87
Figura 4.10- Adaptação à potência contratada por hora de programação a períodos de 15 minutos	89
Figura 4.11- Apresentação de resultados – Generation commitments,reserva secundária e terciária mobilizada por cada unidade física e por hora de programação.....	92
Figura 4.12- Apresentação de resultados – Generator revenues, lucro obtido por cada unidade física e por hora de programação	92
Figura 5.1- Curva da oferta por tecnologia de produção [36]	96
Figura 5.2- Soma acumulada da oferta simulada, para a hora de programação 0.....	99
Figura 5.3- Percentagem de potência de carga por agente retalhista.....	100
Figura 5.4- Procura total de cada retalhista, em função da hora de programação.....	100

Figura 5.5- Soma acumulada da procura, simulada para a hora de programação 0	101
Figura 5.6- Curvas agregadas da procura e da oferta, simuladas para a hora de programação 0	101
Figura 5.7- Curvas reais agregadas da procura e da oferta, para a hora de programação 0	102
Figura 5.8- Preço real e preço simulado em função da hora de programação.....	102
Figura 5.9- Potência contratada real e simulada em função da hora de programação .	104
Figura 5.10- Potência eólica prevista e observada ao longo do dia em estudo	108
Figura 5.11- Potência contratada em Portugal e consumo em Portugal (incluindo o saldo de importação e exportação).....	110

Listagens

Glossário

AGC	<i>Automatic Generation Control</i>
AMES	<i>Agent-based Modeling of Electricity Systems</i>
CUR	Comercializador de Ultimo Recurso
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia
EDP	Eletricidade de Portugal
EDP SU	Eletricidade de Portugal- Serviço Universal
EMCAS	Electricity Market Complex Adaptive System
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
EUPHEMIA	<i>Pan-European Hybrid Electricity Market Integration Algorithm</i>
FIPA	<i>Foundation for Intelligent Physical Agents</i>
GECAD	Grupo de Investigação em Engenharia do Conhecimento e Apoio à decisão
GGs	Gestor Global de Sistema
ICL	<i>Interagent Communication Language</i>
JADE	<i>Java Agent Development Framework</i>
LNEG	Laboratório Nacional de Energia e Geologia
MAN-REM	Negociação Multiagente e Gestão de Risco em Mercados de Ener- gia Elétrica

MASCEM	<i>Multi-Agent System that Simulates Competitive Electricity Markets</i>
MEE	Mercado de Energia Elétrica
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
MRC	<i>Market Coupling of Regions</i>
NEMSIM	<i>National Electricity Market Simulation System</i>
OAA	<i>Open Agent Architecture</i>
OM	Operador de Mercado
OMIClear	Sociedade de Compensação de Mercados de Energia, Sociedade Gestora da Câmara de Compensação com assunção de Contraparte Central, S.A.
OMIE	<i>Operador del Mercado Ibérico de Energía - Pólo Espanhol, S.A.</i>
OMIP	Operador do Mercado Ibérico de Energia Português, Sociedade Gestora do Mercado Regulamentado, S.A.
OS	Operador de Sistema
OTC	<i>Over-The-Counter-</i> Derivados negociados em mercado de balcão
PDBF	Programa de Base Final
PHF	Programa Horário de Funcionamento
PRO	Produção em Regime Ordinário
PRE	Produção em Regime Especial
RED	<i>Red Eléctrica de España</i>
REN	Redes Energéticas Nacionais
REPAST	Recursive Porous Agent Simulation Toolkit
RESP	Rede Elétrica de Serviço Público
RND	Rede Nacional de Distribuição
RNT	Rede Nacional de Transporte
SEN	Sistema Elétrico Nacional
SMA	Sistemas Multiagente
SMEE	Simulador de Mercado de Energia Elétrica

TNS	Total Net Surplus
TSO	Transmission System Operators

1 Introdução

1.1 Enquadramento e Motivações

Nas últimas décadas, as necessidades de consumo de energia têm sido satisfeitas, na sua maioria, a partir da produção de energia não renovável. As preocupações sobre os impactos das mudanças climáticas, metas para aumentar a sustentabilidade ambiental, e as questões que emergiram sobre a confiabilidade do fornecimento de energia a partir de combustíveis fósseis, levaram vários países a perseguir o objetivo de aumentar a participação de fontes de energia renováveis na produção de energia elétrica.

Assim, o setor das energias renováveis rapidamente passou a desempenhar um papel crucial no processo de construção de um futuro energético sustentável, assim como também passou a assumir uma posição de relevo na realidade socioeconómica nacional.

Atualmente, Portugal é um dos países líderes na geração de energia eólica. Esta liderança deve-se a políticas nacionais e europeias, principalmente as tarifas bonificadas *feed-in*. As políticas de incentivo à produção renovável levaram a um crescimento da capacidade de geração eólica e, conseqüentemente, ao aumento da sua participação na geração de eletricidade, de menos de 1% no ano 2000 para 22% no ano 2016.

A energia eólica é uma tecnologia madura e uma das mais competitivas do Mercado, permitindo produzir eletricidade com baixo custo marginal. É uma das principais fontes de produção de eletricidade a partir de fontes renováveis em Portugal, e é vista como uma das principais formas para a mitigação das mudanças climáticas e satisfação de todos os compromissos nacionais e europeus, incluindo os assumidos no Acordo de Paris.

Nos últimos anos, as políticas de incentivo à produção renovável têm sido alvo de diversas mutações, parte delas devido a alterações legislativas resultantes da adequação

da legislação portuguesa a diretivas da União Europeia, outras devido a condicionalidades económicas sofridas no país e à evolução das infraestruturas e mercados.

O DL 215- B/2012 introduziu uma importante alteração no sentido da produção em regime especial passar a compreender dois modelos remuneratórios, o regime geral (mercado organizado ou contratos bilaterais) e o regime de remuneração garantida (tarifa *feed-in*).

Sucedeu que, até à alteração, os interessados podiam espontaneamente instruir um pedido de atribuição de licença de produção em regime especial com remuneração garantida.

No entanto, a nova legislação veio alterar esta realidade, pelo que a aplicação do regime remuneratório garantido fica sujeita a controlo prévio, estando dependente da atribuição da licença de produção e da respetiva licença de exploração, a qual deverá ser adquirida no âmbito de um procedimento de concurso de iniciativa pública que garantirá uma reserva de capacidade de injeção na Rede Elétrica de Serviço Público (RESP).

No que à produção de energia eólica diz respeito, os investidores que já eram titulares de centrais eólicas e beneficiavam de um regime de tarifas bonificadas podem optar por um período de garantia tarifária adicional de cinco ou sete anos. Findos estes períodos, os investidores passam a ser remunerados em regime de mercado, tendo as centrais a possibilidade de acesso ao sistema de certificados verdes, que à data e nos termos da lei, possa existir.

Importa referir que já há centrais eólicas em fim de vida útil, ou seja, a chegar aos 20 anos, e em 2023 metade da potência eólica instalada no país vai perder a tarifa bonificada. Não se prevendo a atribuição de nova potência eólica a curto e médio prazo, é urgente criar um quadro regulatório que transmita confiança aos investidores e que os estimule a modernizar os seus ativos eólicos.

Poder-se-á dizer que o tempo de subsídio intensivo ao investimento no setor elétrico renovável acabou. Em contrapartida, foram dados importantes passos na criação de uma dinâmica de mercado nas energias renováveis. O DL 215- B/2012 introduziu a possibilidade de os investidores desenvolverem novos projetos de produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis em regime de remuneração de mercado, e sem que dependam de procedimentos de contratação pública. Esta iniciativa representa um incentivo particularmente importante na medida em que existem cada vez mais tecnologias renováveis que oferecem um balanço custo-benefício com capacidade de competir no regime de mercado. Pelo que se justifica cada vez mais que o regime das energias renováveis se aproxime do regime de mercado para os novos projetos.

A prioridade foca-se agora na transição deste regime de remuneração garantida para o regime de remuneração livre de concorrência, com o objetivo de fomentar o crescimento da produção de energias renováveis para um regime de livre concorrência, onde as ajudas estatais são mantidas em níveis mínimos.

No mercado de eletricidade, as transações são feitas com base em previsões de produção de geração renovável variável, consumo e *bidding* estratégico dos produtores e retalhistas. Posto isto, a integração das energias renováveis no mercado apresenta desafios do ponto de vista técnico e operacional sobretudo devido à elevada variabilidade temporal dos recursos utilizados e difícil previsibilidade da produção. A este respeito, as fontes eólicas assumem particular destaque pelo seu carácter intermitente, o que obriga ao aumento das reservas necessárias para o bom funcionamento do sistema energético nacional, pois é através das reservas que é feito o equilíbrio entre a geração e o consumo e assim feita a regulação de frequência da rede elétrica.

As reservas são negociadas no mercado de serviços de sistema, que se caracterizam como sendo um complemento aos mercados de energia elétrica. Assume particular interesse para a presente dissertação a reserva secundária e terciária que correspondem aos mercados onde é transacionada energia elétrica em tempo real.

À luz do exposto, o objetivo principal desta dissertação consiste em criar um simulador que permita estudar o mercado de reserva de regulação secundária e terciária. Para isso pretende-se efetuar uma análise aprofundada do que são os serviços de sistema para a regulação de frequência, nomeadamente a regulação secundária e regulação terciária, bem como a regulamentação que as fundamenta e o seu funcionamento no sistema energético nacional (SEN). E por fim, usando o simulador criado, aplicar a um caso de estudo envolvendo o mercado Ibérico e estudar diferentes cenários de remuneração eólica.

1.2 Principais Objetivos

Esta dissertação envolve vários objetivos, sendo de realçar os seguintes:

- Estudo da dinâmica da comercialização de energia no mercado em bolsa e em particular, o mercado de serviços de sistema (reserva secundária e terciária);
- Estudo da energia eólica em Portugal;

- Adoção do simulador multiagente MAN-REM¹, que permite simular o mercado em bolsa [1][2][3] e a contratação bilateral de energia [4][5][6];
- Extensão do simulador com a implementação de um mercado de reservas simplificado (SIMREEL);
- Estudo detalhado de casos práticos, em que se faça uma representação o mais próxima possível da comercialização real de energia, e cujos resultados suportem ilações sobre o tema da dissertação;
- Estudo de diferentes cenários de remuneração eólica.

1.3 Estrutura da Dissertação

No capítulo 2 são abordados os seguintes temas: a liberalização do sistema energético nacional; o mercado Ibérico de eletricidade; a energia eólica; sistemas multiagente e plataformas computacionais e simuladores multiagente de mercados de energia.

No capítulo 3 são analisados os mercados de reserva de regulação secundária e terciária no sistema energético nacional.

No capítulo 4 é apresentado o simulador SIMREEL (criado no âmbito da presente dissertação) e a implementação dos mercados de reserva de regulação secundária e terciária.

No capítulo 5 é aplicado o caso de estudo, é realizada a simulação do mercado diário, do mercado de reservas e são analisados cenários de remuneração eólica.

No capítulo 6 são apresentadas as conclusões e propostas de trabalho futuro.

No capítulo 7 encontram-se os anexos.

¹ Trabalho realizado no âmbito do projeto MAN-REM (FCOMP-01-0124-FEDER-020397), financiado pelo FEDER através do programa COMPETE- Programa Operacional Temático Fatores de Competitividade, e pela FCT- Fundação para a Ciência e Tecnologia

2 Revisão Bibliográfica

2.1 Liberalização do Sistema Energético Nacional (SEN)

A nível mundial, o sector elétrico conheceu uma profunda alteração, com especial importância a partir 1990, que se pode designar genericamente por *reforma*. Esta reforma consiste na liberalização dos segmentos potencialmente competitivos e pela regulação dos segmentos considerados como monopólios naturais. Neste contexto, o sistema elétrico português conheceu uma primeira reforma em 1995, tendo a abertura de mercado sido efetuada de forma progressiva.

O Decreto-lei 172/2006, permitiu desenvolver mais o enquadramento legal da atividade, estabelecendo regras para as atividades no sector de eletricidade. As atividades de produção e comercialização de eletricidade e a gestão dos mercados de eletricidade organizados estão agora inteiramente abertas à concorrência, sujeitas à obtenção de licenças e aprovações necessárias. Contudo, as componentes de transporte e distribuição na indústria de eletricidade continuam a ser desenvolvidas através de concessões públicas atribuídas. A Figura 2.1, representa a transição efetuada no sector elétrico do modelo pré-reforma (verticalmente integrado) para o modelo liberalizado (separação horizontal e vertical).

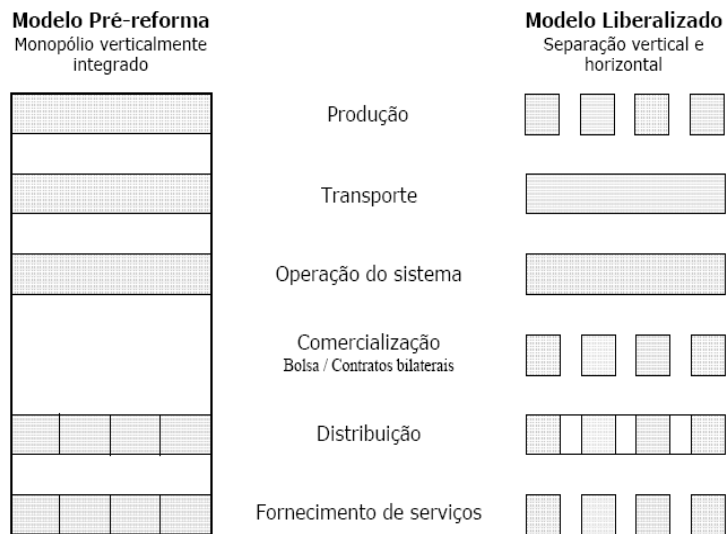


Figura 2.1- Transição para o regime liberalizado [7]

A produção de eletricidade está aberta à concorrência e tem dois regimes legais: (i) produção em regime ordinário (PRO), relativa à produção de eletricidade com base em fontes tradicionais não renováveis e em grandes centros electroprodutores hídricos, e (ii) produção em regime especial (PRE), relativa à cogeração e à produção elétrica a partir da utilização de fontes de energia renováveis.

A atividade de transporte de eletricidade, em muito alta tensão (150, 220 e 400 kV), é efetuada através da RNT (Rede Nacional de Transporte), mediante uma concessão atribuída pelo Estado Português, em regime de serviço público e de exclusividade à REN (Redes Energéticas Nacionais). A concessão inclui o planeamento, a construção, a operação e a manutenção da RNT, abrangendo ainda o planeamento e a gestão técnica global do Sistema Elétrico Nacional para assegurar o funcionamento harmonizado das infraestruturas que o integram, assim como a continuidade de serviço e a segurança do abastecimento de eletricidade [8].

A distribuição de eletricidade processa-se através da exploração da Rede Nacional de Distribuição (RND) constituída por infraestruturas de alta, média e baixa tensão. No caso da RND, a atividade é regulada e exercida através de concessão atribuída pelo Estado Português à EDP Distribuição. No caso das redes de baixa tensão, a atividade é exercida ao abrigo de contratos de concessão estabelecidos entre os municípios e a EDP Distribuição, sendo igualmente uma atividade regulada.

Os mercados organizados de eletricidade operam em regime livre e estão sujeitos a autorizações concedidas pelo Estado Português. A 1 de Julho de 2007 teve lugar a integração do mercado português e do mercado espanhol (liberalizado desde 1998) dando lugar ao Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL). Os produtores em regime ordinário, os comercializadores e os produtores em regime especial que o desejem, podem tornar-se agentes do mercado. Coexistindo com o mercado organizado MIBEL, o mercado de eletricidade não organizado consiste na contratação bilateral entre entidades do MIBEL.

Os comercializadores podem comprar e vender eletricidade livremente e têm o direito de aceder às redes de transporte e de distribuição, mediante o pagamento de tarifas de acesso estabelecidas pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) e cumprimento dos termos da licença ou registo atribuídos pela Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG). Deste modo, a atividade de comercialização de energia elétrica, aberta aos agentes de mercado que preencham os necessários requisitos, constitui-se como a última atividade da cadeia de fornecimento [9].

Os consumidores são a razão de ser de todo este complexo sistema, e com a abertura do mercado de eletricidade em Portugal, os consumidores passaram a poder escolher livremente o seu comercializador de energia elétrica. Para a proteção dos consumidores, a figura de comercializador de último recurso (CUR), cuja licença é detida pela EDP Serviço Universal (EDP SU), foi mantida com a finalidade de servir de garantia de fornecimento de eletricidade aos consumidores, nomeadamente os mais frágeis, em condições de qualidade e continuidade do serviço. A Figura 2.2 representa esquematicamente a organização do Sistema Energético Nacional (SEN).

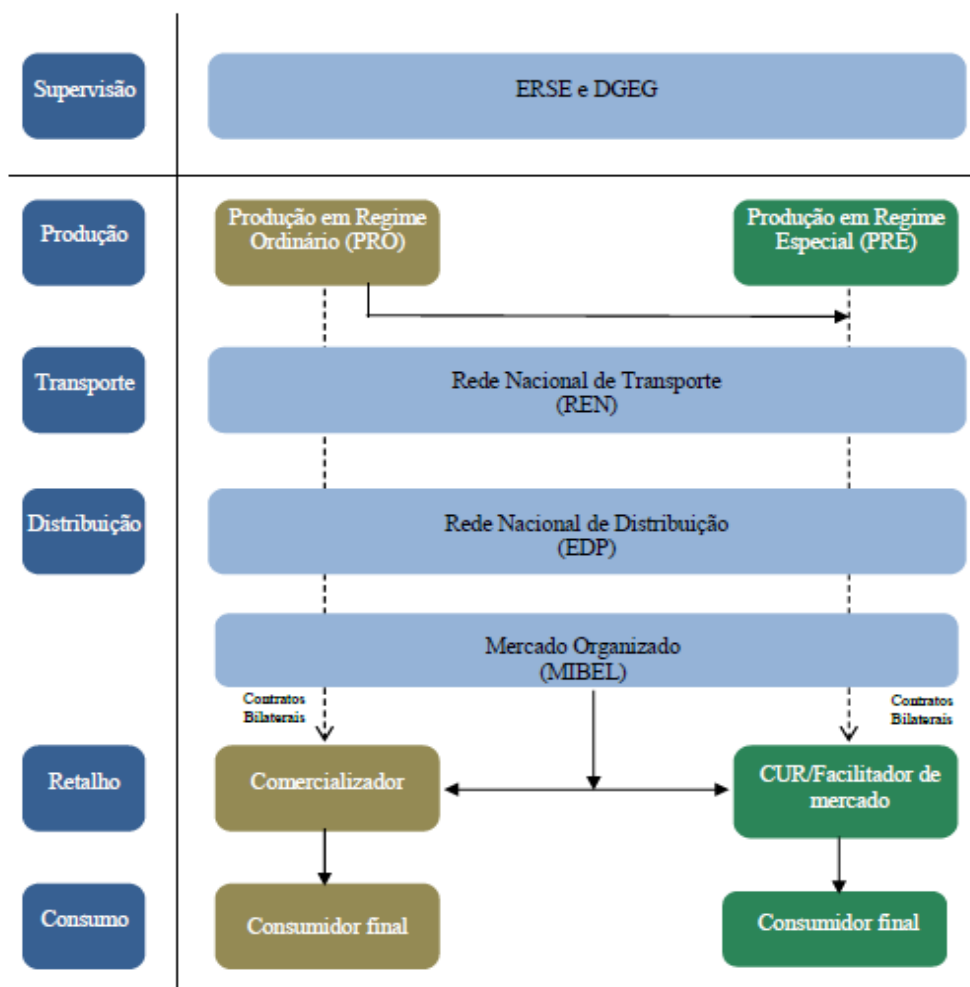


Figura 2.2- Modelo organizativo do SEN [10]

2.2 Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL)

Os mercados organizados do MIBEL funcionam com base numa bolsa ibérica de energia elétrica assente em dois pólos, o português (OMIP) e o espanhol (OMIE): O OMIP é responsável pela negociação a prazo de energia elétrica; O OMIE é responsável pela negociação diária de energia elétrica.

No MIBEL, as negociações são feitas num mercado comum e em regime de livre concorrência onde todos os agentes de mercado podem licitar independentemente de se encontrarem em Portugal ou Espanha.

Os mercados de serviços de sistema são geridos independentemente, sendo que o Gestor Global de Sistema (GGS) detém as funções de operador desse mercado no respetivo país (REN em Portugal e RED em Espanha).

A Figura 2.3 representa o modelo de funcionamento do mercado grossista do MIBEL. Este modelo compreende uma série de formatos de negociação de energia [11] [12]:

- Mercado em bolsa (mercado *spot*) que engloba o mercado diário e o mercado intradiário, em que se apresentam as propostas de compra e venda de eletricidade para o dia seguinte (diário) ou para as horas seguintes (intra-diário);
- Mercado de contratação a prazo, em que são estipulados compromissos de compra e venda de eletricidade com semanas, meses, ou anos de antecedência;
- Mercado livre de contratação bilateral física, em que os agentes negociam diretamente a compra e venda de eletricidade para uma determinada maturidade no futuro;
- Mercado de serviços de sistema que funciona em tempo real e é responsável por manter o equilíbrio entre a produção e o consumo de energia elétrica.

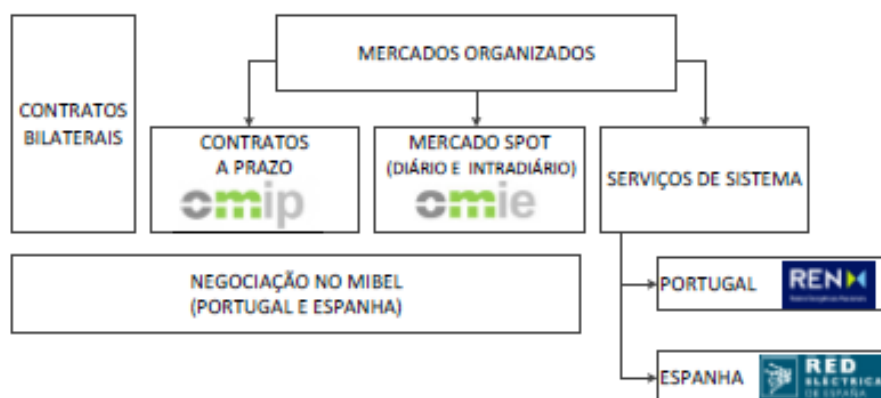


Figura 2.3- Estrutura de Negociação de energia no MIBEL [13]

2.2.1 Mercado em Bolsa

2.2.1.1 Mercado Diário

O mercado organizado diário do MIBEL tem como objetivo a transação de energia elétrica para o dia seguinte ao dia da licitação. Os agentes de mercado apresentam as ofertas de compra e venda, indicando a cada oferta, o dia, a hora a que se reporta (horário Espanhol), o preço e a quantidade de energia.

Participam como vendedores, todas as unidades de produção que não estejam vinculadas a um contrato bilateral físico, assim como todos os agentes registados como ven-

dedores. No lado da procura, os distribuidores, comercializadores, consumidores qualificados e ainda agentes externos (cuja participação está autorizada no Mercado Ibérico), enviam ofertas de compra.

A informação seguinte, presente no site do OMIE [14], explica o ponto de intersecção representado na Figura 2.4:

“O mercado diário é o principal mercado de contratação de eletricidade na Península Ibérica e funciona 365 dias por ano. Tal como no resto da União Europeia, trata-se de um mercado marginalista, no qual o preço e o volume de contratação em cada hora estabelecem o ponto de equilíbrio entre a oferta e a procura. Todos os dias são recebidas ofertas de compra e venda de energia elétrica para o dia seguinte até às 12:00 da manhã, hora de fecho da receção das ofertas. De seguida, estas ofertas são processadas em conjunto com os operadores no mercado MRC (*Market Coupling of Regions*), utilizando um algoritmo europeu denominado EUPHEMIA. A partir daí, o OMIE comunica publicamente os preços e a energia que será produzida e comprada em cada uma das horas do dia seguinte no mercado Ibérico.”

O preço para cada período horário será igual ao preço da última oferta de venda aceite para satisfazer as necessidades da procura.

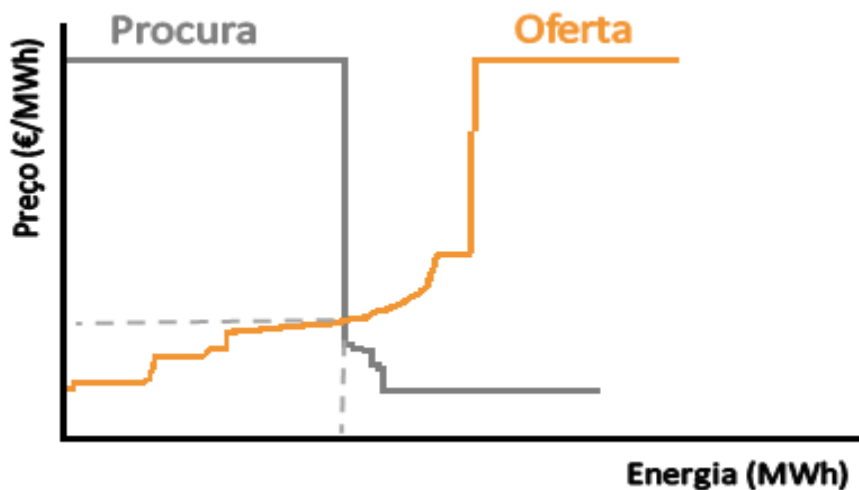


Figura 2.4- Processo de formação de preço no mercado diário [15]

As ofertas de venda anunciadas pelos agentes de mercado ao operador de mercado podem ser simples ou complexas. As ofertas simples, para cada período horário e unidade de produção que lhes pertence, apenas contêm o preço e quantidade de energia. Por outro lado, as ofertas complexas, para além das informações supramencionadas, contêm restrições técnicas ou económicas [15].

O mercado de eletricidade é partilhado por Portugal e Espanha, e como tal, torna-se necessário averiguar atempadamente se o trânsito transfronteiriço de energia a transacionar é suportado pelas capacidades de interligação comercialmente disponíveis.

O mecanismo usado no MIBEL para contornar este tipo de congestionamentos para o horizonte diário é o *market splitting* (separação de mercados), que também é usado para outros fatores, desde a organização estrutural da produção em cada umas das áreas, insuficiência das capacidades de interligação ou comportamento dos agentes [16].

Do *market splitting* (separação de mercados) resultam preços diferenciados para cada zona do mercado Ibérico (Portugal e Espanha) nos períodos em causa, sendo este preço superior no país importador e inferior no país exportador. Em consequência desta diferença de preços, resulta uma renda de congestionamento [17], cujo valor é igual à diferença de preços entre os dois sistemas multiplicada pela capacidade de interligação.

Como incentivo à adoção de medidas de minimização dos congestionamentos, as rendas são atribuídas aos operadores das redes de transporte, em particular investindo em capacidade adicional de interligação, assim como também é efetuada uma supervisão que para além de pretender minimizar as situações de separação de mercados, também pretende garantir que estas não se atribuam a comportamentos anti concorrenciais dos agentes [15].

Assim que a sessão de mercado diário é celebrada e são recebidas informações acerca das execuções referentes aos contratos bilaterais, o operador de sistema avalia a viabilidade técnica do programa de funcionamento das unidades de produção a fim de garantir segurança e fiabilidade do fornecimento na rede de transporte.

2.2.1.2 Mercado Intradiário

O mercado organizado intradiário complementa o mercado diário na medida em que ajusta o programa que resulta do mesmo, mediante a apresentação de ofertas de compra e venda por parte dos agentes de mercado acreditados.

Estão autorizados a participar no mercado intradiário todos os agentes habilitados a apresentar ofertas de compra/venda no mercado diário e que tivessem participado na sessão do mercado diário ou que executaram um contrato bilateral físico para o período horário de programação correspondente ou ainda que não tivessem participado por indisponibilidade e posteriormente passassem a estar disponíveis [18].

Tal como no mercado diário, as ofertas no mercado intradiário podem ser simples ou complexas.

É um mercado estruturado em seis sessões distribuídas ao longo do dia. Na Figura 2.5 encontram-se representadas as diferentes sessões:

- A 1.ª sessão tem início às 17:00h, encerra às 18:45h e compreende as últimas 4 horas do próprio dia (20:00h – 24:00h do dia D-1), e as 24 horas do dia seguinte (D);
- A 2.ª sessão tem início às 21:00h, encerra às 01:45h e compreende as 24 horas do dia seguinte (D);
- A 3.ª sessão tem início à 01:00h, encerra à 01:45h e compreende 20 horas do dia seguinte (04:00h – 24:00h do dia D);
- A 4.ª sessão tem início às 04:00h, encerra às 04:45h, e compreende 17 horas do dia seguinte (07:00h – 24:00h do dia D);
- A 5.ª sessão tem início às 08:00h, encerra às 08:45h, e compreende 13 horas do dia seguinte (11:00h – 24:00h do dia D);
- A 6.ª sessão tem início às 12:00h, encerra às 12:45h, e compreende 9 horas do dia seguinte (15:00h – 24:00h do dia D).

Todas as 6 sessões estão sujeitas às regras do mercado, para cada sessão, tal como no mercado diário, é originado um preço marginal, fruto do cruzamento das licitações de compra e venda da sessão em causa por parte dos agentes registados que indicam a cada oferta por sessão, o dia, a hora a que se reporta (horário Espanhol), o preço e a quantidade de energia correspondentes. Em resultado da negociação em cada uma das sessões no mercado intradiário é publicado o Programa Horário de Funcionamento (PHF) que substitui o Programa Diário de Base Final (PDBF) determinado pelo mercado diário e pelas negociações através dos contratos bilaterais.

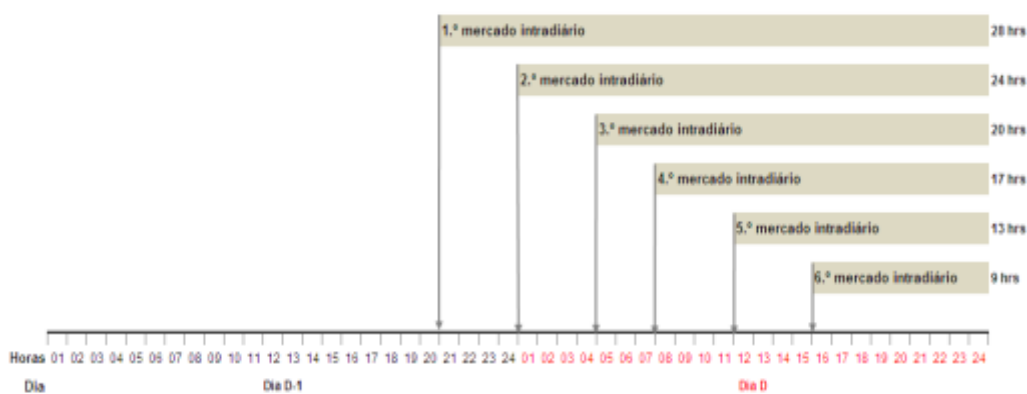


Figura 2.5- Sessões do mercado intradiário [15]

Uma vez celebrada cada uma das sessões do mercado intradiário, o operador de sistema realiza uma gestão em tempo real, mediante a utilização de serviços complementares e o procedimento de gestão de desvios, para garantir o equilíbrio entre a energia produzida e consumida.

2.2.2 Mercado a Prazo

No mercado organizado a Prazo são transacionados e negociados contratos bilaterais de índole financeira a longo prazo, que correspondem a instrumentos financeiros derivados. Os objetivos de quem recorre a este mercado, vão desde a cobertura do risco à especulação [19].

Mediante a regras específicas do mercado e segundo o referencial de preços da eletricidade em bolsa, são negociados contratos de compra e venda de eletricidade para um determinado horizonte temporal futuro (por exemplo, semana, mês, trimestre e ano).

O tipo de instrumentos transacionados varia com as necessidades de gestão de risco e de troca de eletricidade pelos diferentes agentes. Podem ser negociados contratos de Futuros, Opções, *Forward* e contratos por Diferenças (*Swaps*), sendo que atualmente, o mais transacionado é o contrato de Futuros [11].

Os produtos transacionados no mercado a Prazo têm dois tipos de liquidação [16].

- Liquidação Física: Entrega física de eletricidade, através da sua oferta no mercado diário;
- Liquidação Financeira: Corresponde a um *cash-settlement*, havendo apenas uma liquidação financeira das posições por preencher (vendedores e compradores).

Em termos de negociação no mercado a Prazo, esta pode ser executada através de dois níveis distintos [16].

- Negociação em Contínuo: processa-se dentro do horário de negociação definido no Regulamento de Negociação;
- Negociação em Leilão: A realização de cada sessão de leilão ocorre nas quatro primeiras quartas-feiras de cada mês, onde existem obrigações de compra para os comercializadores de último recurso ibéricos.

Existe ainda a possibilidade de se efetuarem liquidações de operações em mercado de balcão OTC (*Over-the-Counter*), previamente acordadas entre as partes e cujo risco de crédito é assumido pelo Mercado Organizado.

Em termos de agentes que participam no mercado, podem ser membros do mercado a prazo do MIBEL as seguintes entidades distintas [16]:

- Intermediários financeiros, que disponham de capacidade e competência de negociação, bem como de recursos suficientes para exercer as funções a que estão sujeitos;
- Produtores em regime ordinário;
- Comercializadores;
- Outros agentes do sector elétrico.

No plano do Mercado a Prazo, importa ainda destacar a intervenção da OMIClear (Sociedade de Compensação de Mercados de Energia S.A.), que assume a posição de contraparte central, de câmara de compensação e, paralelamente, de sistema de liquidação de todas as operações realizadas no mercado.

2.2.3 Mercado Livre de Contratação Bilateral

No mercado não organizado de contratos bilaterais físicos visa-se a celebração de contratos entre todo o tipo de produtores e os demais agentes qualificados. Os intervenientes negociam diretamente os preços e respetivos volumes energéticos, termos e condições. Este tipo de contrato é estabelecido a um preço fixo durante um determinado período de tempo a definir, o que permite que os participantes estejam salvaguardados das oscilações rápidas do preço da energia no mercado em bolsa. As quantidades a serem transacionadas necessitam de considerar os limites físicos do sistema, sendo que antes da celebração do contrato o OS verifica a sua viabilidade técnica, a fim de não colocar em perigo a segurança e fiabilidade do sistema elétrico

2.2.4 Mercado de Serviços de Sistema

Os sistemas de energia elétrica em corrente alternada funcionam com frequência e tensão constantes. A constância destas grandezas é essencial para a qualidade da energia elétrica, assim sendo, a sua regulação é necessária.

Os serviços de sistema são serviços complementares que visam a qualidade, fiabilidade, estabilidade e segurança da rede elétrica através do controlo de frequência e potência ativa (assegurando o equilíbrio entre a produção e a carga), o controlo de tensão e potência reativa e *blackstart*. Estes serviços podem ser obrigatórios (não remunerados) ou voluntários (remunerados em bolsa ou nos contratos bilaterais físicos) e funcionam de forma independente a nível nacional.

A gestão do mercado de serviços de sistema é da responsabilidade do Operador da Rede de Transporte (REN em Portugal), na sua função de Gestor do Sistema.

No mercado de Serviços de Sistema, os agentes fazem as suas ofertas para fornecerem os serviços de sistema e o gestor do sistema atua como comprador único[20].

2.2.4.1 Reservas para a Regulação de Frequência-Potência

Com base no despacho económico do mercado elétrico, é atribuído a cada grupo, um valor da potência a gerar. Numa situação ideal, a potência gerada iguala a cada instante a potência da carga.

Porém, na realidade isto não acontece, uma vez que, para além da variação previsível, a rede sofre continuamente pequenas flutuações. Estes desvios alteram a frequência da rede (estipulada para 50Hz na Europa), pelo que a sua regulação está intimamente relacionada com a manutenção do equilíbrio entre produção e consumo de energia ativa. Numa situação em que o consumo supere a produção, a frequência tende a descer. Na situação inversa, a frequência sobe.

Dado que o operador do sistema não tem autonomia para requisitar o armazenamento da energia elétrica aos produtores, este equilíbrio tem de ser mantido continuamente. Esta tarefa é então assegurada pelos geradores que variam automaticamente a sua potência, de forma a manter a frequência no seu valor nominal. Este controlo frequência-potência tem uma importância crucial para o funcionamento do sistema de energia elétrica, gerido pelo GGS, que permite realizar uma operação segura e de qualidade das áreas que compõem a Rede Europeia interligada e é composto por um conjunto de serviços.

Realizados ao nível das centrais e da própria rede de transporte, estes serviços encontram-se divididos de acordo com o tempo ao fim do qual se encontram disponíveis: Reserva primária; Reserva secundária; Reserva terciária.

Os serviços de regulação são obrigatórios e estão diretamente ligados ao controlo de frequência do SEN. No caso europeu, os serviços são impostos pela ENTSO-E (*European Network of Transmission System Operators*), que é a entidade que agrega todos os TSO (*Transmission System Operators*) na União Europeia e outras redes conectadas. É responsável pela monitorização da frequência da rede elétrica europeia, trata de diferentes questões técnicas e de mercado, promovendo o desenvolvimento das interligações das redes europeias e define os critérios relativos aos serviços de sistema como a definição dos diferentes tipos de reserva, sequência em que são ativadas, o seu tempo de resposta e a sua localização.

O gestor de cada sistema elétrico é responsável por 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, sendo que os custos associados à reserva de segurança prestada ao SEN são suportados por todos os consumidores de energia elétrica.

De uma maneira geral, de forma a manter a estabilidade do sistema a todo o instante:

$$\sum R_s - \sum R_b = \sum D_d - \sum D_e \quad (2.1)$$

Onde:

- Rs – Regulação a subir [MWh];
- Rb – Regulação a baixar [MWh];
- Dd – Desvio por defeito [MWh];
- De – Desvio por excesso [MWh].

Os desvios por excesso devem-se a consumos inferiores ou produções superiores ao programado. Os desvios por defeito são resultantes de consumos superiores ou produções inferiores ao programado.

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, podendo também ser vista como uma compra de energia elétrica pelo Gestor Global de Sistema. Quanto à reserva de regulação a descer disponível, é caracterizada pela diferença entre a potência contratada nos mercados organizados e o limite técnico inferior da unidade física, e também pode ser vista como uma venda de energia pelo Gestor Global de Sistema.

As regulações primárias, secundárias e terciárias encontram-se disponíveis quer na regulação a subir, quer na regulação a baixar.

Na Figura 2.6 pode ver-se um gráfico genérico que representa, em função do tempo a ativação das diferentes reservas de forma sequencial a fim de corrigir um desvio de frequência.

Quando a rede sofre uma perturbação ou desequilíbrio entre geração e consumo que provoque um desvio da frequência do sistema em relação ao programado, a reserva primária, de natureza descentralizada, é a primeira a ser ativada e corresponde à resposta automática das unidades de produção que limita o desvio em poucos segundos. Porém, a reserva primária tipicamente não é suficiente para trazer de volta a frequência ao valor nominal.

Até 30 segundos após a ocorrência da perturbação e depois da ação da reserva primária, a reserva secundária é ativada automaticamente ou por ordem manual para repor o valor da frequência da rede para o seu valor nominal e manter, nos valores previstos, os trânsitos de potência em linhas de interligação e outras com grande relevância. A ação desta reserva deve ser terminada em 15 minutos, é da responsabilidade do Operador de Sistema e é assistida por teleregulação, sendo usualmente controlada pelo *Automatic Ge-*

neration Control (AGC). Por fim, a reserva terciária é ativada manualmente pelo Operador de Sistema, em caso de necessidade de complementar a ação da reserva secundária por insuficiência desta, e para repor a reserva secundária nos níveis pré-definidos [21].

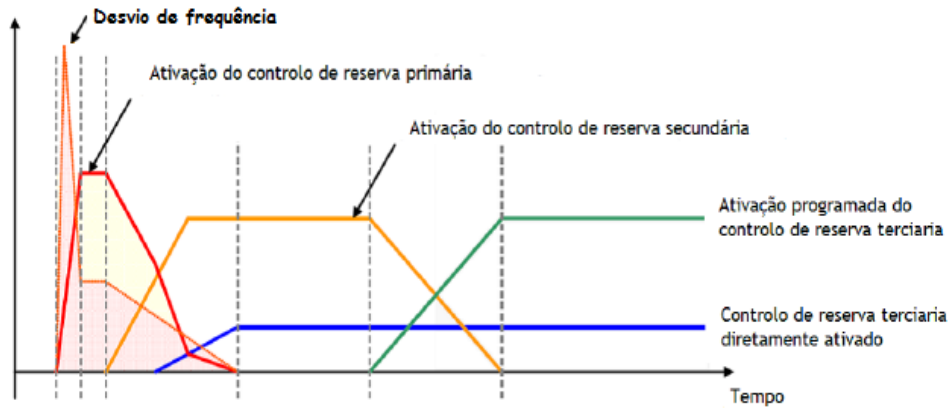


Figura 2.6- Ativação das reserva após perturbação [21]

Conforme ilustrado na Figura 2.6, assim que ocorre o desvio (a laranja), temos a vermelho a ativação da reserva primária que estabiliza o valor da frequência. De seguida, a linha amarela representa a reserva secundária que elimina o desvio repondo a frequência no valor programado. Em relação à reserva terciária, existem dois tipos de ativação: a azul, a ativação automática caso seja necessário complementar a ação da reserva secundária na reposição do valor da frequência; a verde, a reposição da reserva secundária após estabilizado e corrigido o valor da frequência para o seu valor programado.

2.2.4.1.1 Reserva Primária

A regulação primária é um serviço de sistema prioritário, fornecido pelos geradores em serviço, obrigatório e não remunerado, que visa a correção automática dos desequilíbrios instantâneos entre a produção e o consumo.

É a regulação associada a qualquer grupo gerador ligado à RNT ou com influência direta sobre esta, que em resultado de um desvio de frequência na rede, permite os reguladores de velocidade das turbinas atuarem imediatamente e de forma autónoma, variando assim a potência dos geradores.

A Figura 2.7 representa esquematicamente o sistema de regulação de velocidade de um gerador isolado que alimenta uma carga local. O regulador de velocidade mede a velocidade de rotação do grupo, compara-a com o valor de referência e atua sobre a válvula

vula de admissão de fluido à máquina de acionamento. Esta última operação permite variar a respetiva potência mecânica e, por conseguinte, a potência ativa fornecida pelo gerador.

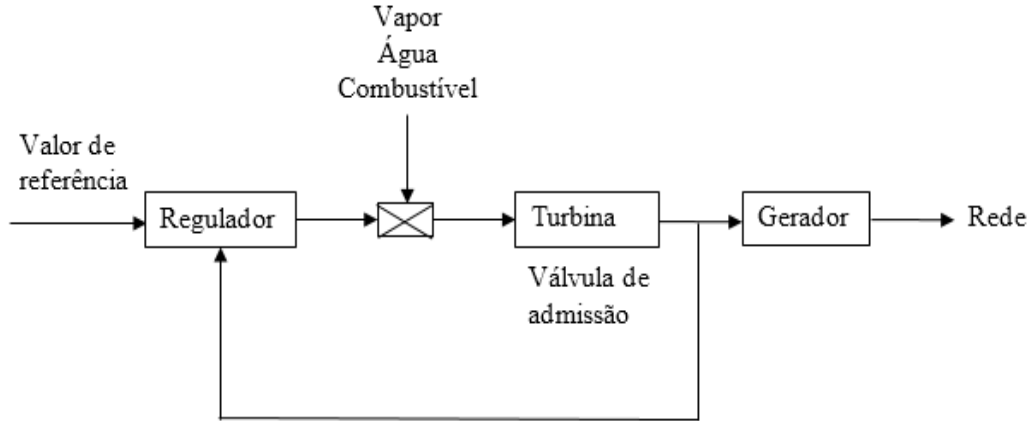


Figura 2.7- Diagrama esquemático do sistema de regulação primária de velocidade [22]

Para estar ligado à RNT, é condição garantir regulação primária e se isto não for possível por questões técnicas, o produtor em causa deverá contratar diretamente este serviço de sistema a outras entidades que o possam prestar, comunicando o mesmo ao GGS[23].

O GGS determina e publica a cada ano as necessidades de reserva de regulação primária para a gestão do sistema elétrico, de acordo com as datas e os critérios de regulação do sistema de interligação europeu estabelecidos pela ENTSO-E.

O valor mínimo de reserva primária estabelecido pela ENTSO-E é repartido pelos vários sistemas síncronos dos vários países que constituem o sistema europeu interligado. É estabelecido um coeficiente de partilha para que a repartição seja proporcional à geração de cada sistema nacional. Assim, a reserva de regulação primária exigida num ano em particular para uma dada área/país, é dada por [23]

$$RP = \frac{E}{E_T} \times RP_T \quad (2.2)$$

Onde:

RP – Reserva de regulação primária exigida [MW];

RP_T – Reserva mínima de regulação primária estabelecida para o conjunto do sistema europeu interligado [MW];

E – Energia produzida no ano anterior pelo SEN (incluídas as exportações e a energia produzida de acordo com os programas pelos grupos em participação) [MWh];

E_T – Energia total produzida no ano anterior pelo conjunto dos sistemas que compõe o sistema síncrono interligado europeu [MWh].

Segundo [23], a reserva de regulação primária deve ser ativada nos seguintes intervalos:

a) Antes de 15 segundos para perturbações inferiores a 1500 MW;

b) Entre 15 e 30 segundos para perturbações compreendidas entre 1500 e 3000 MW, sendo os valores de potência indicados referidos à rede síncrona ENTSO-E.”

Todos os anos são escolhidos aleatoriamente alguns equipamentos das empresas de geração a serem inspecionados, sendo que a cada cinco anos todos os equipamentos são inspecionados.

2.2.4.1.2 Reserva Secundária

A reserva secundária é um serviço não obrigatório, remunerado, e surge como uma necessidade de garantir de abastecimento e segurança da rede a curto e médio prazo.

Está associado a um controlo por áreas ou blocos e consiste na tele-regulação automática e contínua que altera os valores de referência da potência ativa injetada dos geradores ligados ou atuando em cargas que sejam controláveis. A reserva secundária permite limitar o desvio da interligação com Espanha em relação ao programado, colaborar na manutenção da frequência conjunta, ou em caso de funcionamento em ilha, controlar o desvio da frequência do sistema em relação à frequência nominal, para que se otimize a utilização dos recursos disponíveis de regulação.

Dentro dos diferentes tipos de organização de controlo secundário possíveis, em Portugal o controlo é do tipo centralizado, existindo apenas um operador de rede que atua diretamente nas unidades físicas afetas ao serviço de regulação secundário, através do seu regulador automático.

Para participar na prestação deste serviço de sistema é obrigatório obter a habilitação junto do GGS, que verifica se a unidade física possui capacidade técnica e operativa para prestar este serviço nas condições requeridas.

Assim como para a reserva primária, o valor mínimo da banda de reserva secundária é determinado pela ENTSO-E, através da seguinte expressão[24]:

$$R = \sqrt{(a \times Lmax) + b^2} - b \quad (2.3)$$

Onde:

R – Valor da reserva secundária necessária [MW];

L_{max} – Pico máximo de consumo previsto [MW];

a – Coeficiente empírico com o valor de 10 MW;

b – Coeficiente empírico com o valor de 150 MW.

O GGS informa todos os dias antes das 13:00 aos agentes de mercado, a reserva secundária necessária para cada período de programação do dia seguinte, determinada em função da evolução previsível do consumo e da probabilidade esperada de falha dos geradores ligados. O GGS estabelece, para além da razão requerida entre as bandas de regulação a subir (aumento de potência injetada) e a baixar (diminuição da potência injetada) a oferecer, a banda de regulação mínima a ser oferecida por oferta, no bloco de oferta com preço mais baixo.

As ofertas no mercado de banda de regulação secundária são obrigatórias para todas as unidades físicas dos agentes de mercado que se encontrem disponíveis e habilitados para o seu fornecimento, indicando por unidade física e para cada um dos períodos de programação do dia seguinte, uma banda de regulação, discriminada por sentido de regulação, em MW, e o respetivo preço unitário da banda, em €/MW.

A comunicação das ofertas, para cada período de programação e por Unidade Física habilitada e disponível para prestar o serviço de regulação secundária, ocorre entre as 18:00 horas e as 18:45.

Após o encerramento do período para a receção de ofertas, a GGS contrata a Banda de Regulação Secundária associada às ofertas que, em conjunto, representem um menor encargo para o sistema, usando a teoria do preço marginal para definir o preço, indicando [25].

-O momento em que deve ocorrer o início da mobilização;

-O instante em que deve ser fornecida a potência requerida;

-A potência requerida por Área de Balanço (conjunto de unidades de produção e bombagem pertencentes ao mesmo agente de mercado e que estão interligadas na mesma área da rede onde se agregam os desvios de produção) e por instalação;

-A Área de Balanço mobilizada e a repartição por instalação.

O tempo máximo para o início da atuação da reserva secundária é de 30 segundos, período de tempo no qual a ação da reserva primária deverá estar completa. Para casos de perda grave de geração, a sua atuação deverá concluir num prazo máximo de 15 minutos[23].

Na eventualidade de uma falha simples causar um desvio de produção na qual a reserva secundária a subir não ser suficiente para cobrir, uma reserva terciária rápida é atuada.

2.2.4.1.3 Reserva Terciária

A reserva terciária é uma reserva adicional com despachos em tempo real usada na restituição dos níveis de reserva de regulação primária e secundária perante incidências capazes de esgotar as mesmas. Para além da sua principal função, também pode ser usada para complementar a atuação da reserva secundária, atuando em simultâneo com esta no caso de haver um grave desequilíbrio na rede, a fim de restaurar o valor da frequência para o seu valor programado. Este tipo de controlo pode ser ativado automaticamente ou manualmente pelo operador de rede.

A regulação terciária garante o fornecimento da reserva de regulação secundária nos devidos tempos atuando no ponto de funcionamento dos geradores ligados, desligando cargas controláveis inclusive centrais em funcionamento de bombagem (consumo) e ligando ou desligando grupos da rede. Para além de restituir os níveis da reserva de regulação secundária, para promover uma utilização mais económica e viável da potência de regulação secundária, a regulação terciária redistribui a potência injetada da mesma pelos grupos e altera a potência transitada nas interligações.

O tempo máximo de atuação da reserva de regulação terciária para a reposição da reserva secundária é de 15 minutos, enquanto que a reserva de regulação terciária usada para otimizar a operação da rede do ponto de vista técnico e económico pode durar mais tempo [23].

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 Equação (2.4) [23]:

$$RS_h = P_h + 2\% \times C_h + 10\% \times E_h \quad (2.4)$$

Onde:

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

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

C_h – Consumo previsto para hora h [MW];

E_h – Potência eólica prevista para a hora h [MW].

A expressão para a reserva de regulação mínima a baixar a expressão é:

$$RB_h = PB_h + 2\% \times C_h + 10\% \times E_h \quad (2.5)$$

Onde:

RB_h – Reserva terciária mínima a baixar na hora h [MW];

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

C_h – Consumo previsto para hora h [MW];

E_h – Potência eólica prevista para a hora h [MW].

Este serviço de regulação é remunerado, sendo que os agentes de mercado que detenham áreas de balanço, correspondentes a instalações de produção ou a instalações de consumo para bombagem e ainda outros operadores de redes de transporte, ao abrigo do mecanismo de troca de reserva de regulação, fazem ofertas no mercado de reserva de regulação [13].

A reserva terciária é contratada em mercados específicos com âmbito nacional. Para cada uma das horas de programação do dia seguinte, os agentes habilitados são obrigados a submeter ofertas até às 20:00 horas do dia D-1 com toda a reserva de regulação disponível, por área de balanço, tanto para subir, como para baixar.

É relevante citar a seguinte informação disponibilizada em [23]:

“Os Agentes de Mercado poderão atualizar as ofertas de reserva de regulação após cada sessão do mercado intradiário. Os Agentes de Mercado deverão atualizar as ofertas de reserva de regulação sempre que a sua reserva for modificada por um dos seguintes motivos:

a) Participação nas várias sessões do mercado intradiário.

b) Indisponibilidades fortuitas.

c) Troca de Produção entre Áreas de Balanço.

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

As áreas de balanço cujo programa de exploração seja alterado por outras razões que não as mencionadas, não podem apresentar atualizações das suas ofertas de reserva de regulação.

As modificações das Ofertas de Reserva de Regulação deverão ser efetuadas após a publicação do PHF, Programa Horário Final, e até 50 minutos antes do início do período de programação afeto à respetiva sessão do mercado intradiário.”

A GGS recorre em tempo real às curvas de ofertas de reserva de regulação apresentadas pelos agentes para mobilizar ou desmobilizar produção ou consumo, sendo os agentes de mercado remunerados pelo preço da última oferta mobilizada para subir ou descer (teoria do preço marginal). Porém, apenas os agentes cujas instalações tenham sido mobilizadas são remunerados, sendo a mesma atribuída apenas pela energia utilizada no intervalo de tempo da mobilização, diferindo da reserva de regulação secundária que também é remunerada pela disponibilidade de potência. Os sobrecustos originados pela utilização de reserva de regulação são distribuídos pelos agentes de mercado que se desviarem do respetivo programa contratado.

2.3 Energia Eólica

Relativamente às energias renováveis variáveis no tempo, a energia eólica diz respeito à produção de eletricidade a partir do vento, fazendo uso da energia cinética produzida pelas correntes de ar. É uma fonte limpa, que reduz as emissões dos gases de efeito de estufa e preserva o ambiente. É uma energia que não contamina, é inesgotável e reduz a utilização de combustíveis fósseis. Atualmente é a energia líder no combate à redução das emissões de dióxido de carbono.

2.3.1 Exploração da Energia Eólica

Questões relativas aos impactos das mudanças climáticas, acordos e metas para aumentar a sustentabilidade ambiental, e ainda questões sobre a confiabilidade do fornecimento de combustíveis fósseis levaram vários países a adotar iniciativas para promover o desenvolvimento das energias renováveis.

Essas iniciativas impulsionaram a exploração de energias renováveis, nomeadamente eólica, que revelou um crescimento significativo nas últimas décadas, como representado na Figura 2.8.

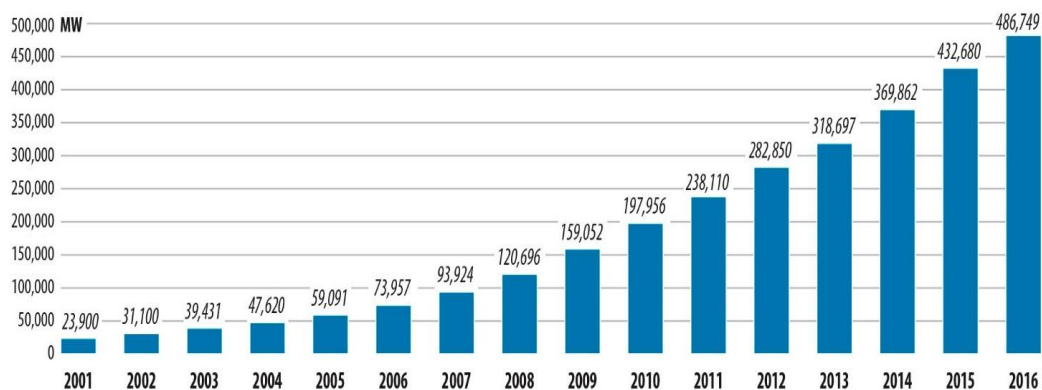


Figura 2.8- Potência eólica global acumulada de 2001 a 2016 [26]

Atualmente, a energia eólica está presente em mais 80 países. Mais de 24 países têm mais de 1 GW instalado e outros 9 países possuem mais de 5 GW instalados. Segundo [27], apenas na Europa, em 2020 a potência eólica instalada será cerca de 230 GW, o que cobrirá 15,7% a 16,5% da procura de eletricidade na Europa.

No final de 2016 a potência instalada total global era de 486 GW. A Figura 2.9 mostra como se encontra distribuída essa potência [26].

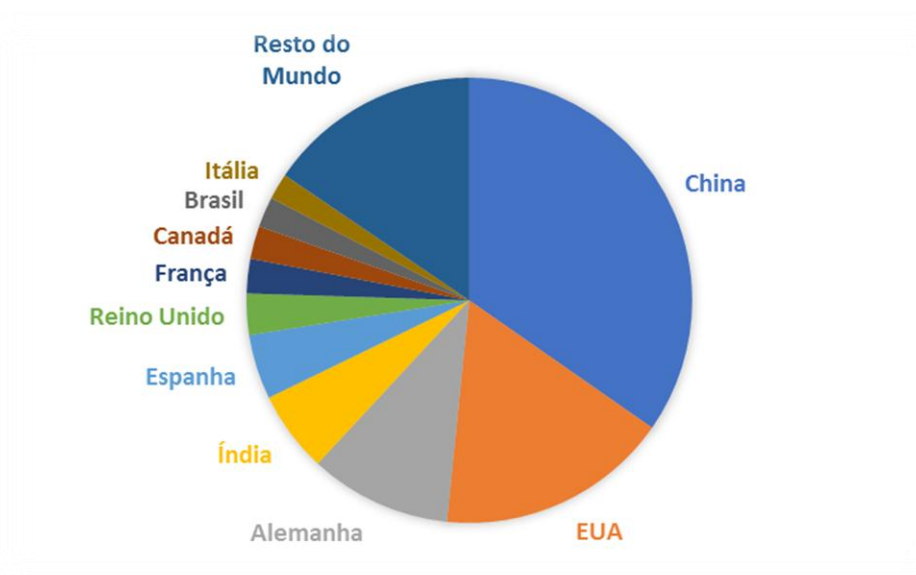


Figura 2.9- Os dez países do mundo com maior capacidade eólica acumulada em 2016 [26]

Em particular, na península Ibérica em 2016, 41,1% da energia gerada foi obtida a partir de recursos renováveis. A energia nuclear foi a principal fonte de geração, cobrindo 22% da procura, seguida da energia eólica (19.2%), hídrica (14.1%), carvão (13.7%), ciclo combinado (10.4%), cogeração (10.1%), solar fotovoltaica (3%), solar térmica

(2%), outras fontes renováveis (1.4%) e biomassa (1.2%). E ainda, importações de energia elétrica cobriram 2.9% da procura na Península em 2016 [28].

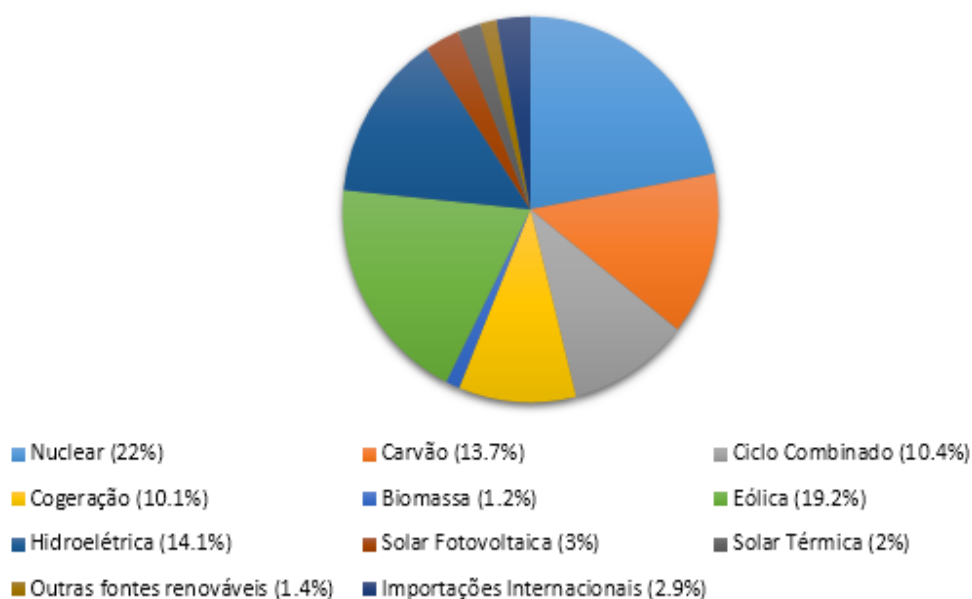


Figura 2.10- Repartição das fontes na produção de energia na Península Ibérica em 2016 [28]

2.3.2 Energia Eólica em Portugal

Portugal é um dos países líderes na geração de energia eólica. A exploração de energia eólica começou no início de 2000, sendo que nesse ano menos de 1% de produção de eletricidade provinha de energia eólica. Em 2015, Portugal ocupava o terceiro lugar relativamente ao consumo de eletricidade proveniente da eólica a nível mundial, cobrindo 23% do consumo [29].

Atualmente, a energia eólica é o segundo maior contribuidor em produção renovável, a seguir à energia hidroelétrica. Segundo [30], no final de 2016, Portugal tinha 5316 MW de potência eólica instalada.

A grande participação desta energia renovável na produção da energia elétrica é consequência das *feed-in-tariffs* e de políticas europeias e nacionais.

A tarifa *feed-in* corresponde a uma renumeração que é garantida aos produtores em regime especial, através de um direito de venda de toda ou parte da eletricidade que produzam ao comercializador de último recurso (EDP – Serviço Universal, S.A.). Os custos associados a esta compra são repercutidos nas tarifas pagas pelo consumidor final de eletricidade.

Este tipo de incentivo à produção de energias renováveis deve-se a vários fatores, tais como o elevado investimento inicial, a intermitência de injeção de energia característica das fontes renováveis e os benefícios ambientais.

As tarifas são pagas com base nos MWh produzidos e após algumas reformulações, a expressão de remuneração mensal aplicada atualmente para cada um dos produtores é a seguinte [31]:

$$\begin{aligned}
 VRD_m = & KMHO_m \\
 & \times [PF(VRD)_m + PV(VRD)_m \\
 & + PA(VRD)_m \times Z] \times \frac{IPC_{m-1}}{IPC_{ref}} \times \frac{1}{1 - LEV}
 \end{aligned} \tag{2.6}$$

Onde:

VRD_m – Remuneração aplicável a centrais renováveis, no mês m ;

$KMHO_m$ – Coeficiente facultativo, que modula os valores de $PF(VRD)_m$, de $PV(VRD)_m$ e de $PA(VRD)_m$ em função do posto horário em que a energia tenha sido fornecida;

$PF(VRD)_m$ – Parcela fixa da remuneração aplicável a centrais renováveis;

$PV(VRD)_m$ – Parcela variável da remuneração aplicável a centrais renováveis em função da quantidade de energia gerada;

$PA(VRD)_m$ – Parcela ambiental da remuneração aplicável a centrais renováveis;

Z – Coeficiente que traduz o recurso endógeno e a tecnologia utilizada na instalação licenciada;

IPC_{m-1} – Índice de preço no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês $m-1$;

IPC_{ref} – Índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês de início de atividade da central;

LEV – Perdas, nas redes de transporte e distribuição, evitadas pela central renovável.

As condições da remuneração em regime especial sofreram alterações ao longo dos anos, desde a sua implementação em 1988. Em 2005, o Decreto-Lei nº 33-A/2005 estabeleceu que a tarifa era garantida durante 15 anos de produção ou até a instalação atingir a capacidade máxima injetável na rede, que correspondia a 33 GWh. Este período a contar

a partir da entrada em vigor do decreto para os produtores que já se encontravam em exploração, ou caso contrário, a contar a partir da data de atribuição da licença.

O Decreto-Lei nº 215- B/2012 alterou profundamente o regime remuneratório de produção de eletricidade em regime especial. Esta atividade passou a poder ser exercida ao abrigo do regime de remuneração geral, mediante a venda da eletricidade em mercados organizados ou através da celebração de contratos bilaterais com clientes finais ou com comercializadores de eletricidade.

O regime de remuneração garantida ficou dependente da atribuição de reserva de capacidade de injeção na Rede Elétrica de Serviço Público, sendo esta reserva atribuída mediante procedimento de concurso de iniciativa pública. Em suma, com o Decreto-Lei nº 215- B/2012, a abertura de novos projetos de produção de eletricidade em regime especial com remuneração garantida ficou sob exclusivo controlo do Governo.

Com este Decreto, foi também criada a figura do facilitador de mercado. Esta entidade, mediante a atribuição de licença, é obrigada a adquirir a energia produzida em regime especial ao abrigo do regime remuneratório geral, ficando o facilitador obrigado à sua colocação em mercado, funcionando assim como um agregador de produção.

Com a entrada em vigor do Decreto-Lei nº 35/2013 foi estabelecido que, findo o período de remuneração inicial garantida, os titulares dos centros electroprodutores eólicos têm a opção de investir num regime remuneratório alternativo durante um período adicional de cinco ou sete anos. O valor total do investimento é utilizado para reduzir os custos gerais do sistema elétrico português, contribuindo assim para a sustentabilidade do SEN.

Mais recentemente, de acordo com a Portaria nº 69/2017, é aprovado o dever do comercializador de último recurso deduzir nos pagamentos aos produtores do regime especial o valor que estes tenham recebido de outros apoios públicos para além das tarifas *feed-in*. O mesmo diploma afirma que uma parte do valor será para abater a dívida tarifária de eletricidade, e outra parte canalizada de forma direta para reduzir os custos do sistema elétrico.

Findo o regime alternativo, os produtores em regime especial terão a opção de vender a eletricidade em regime geral, tendo as centrais a possibilidade de aceder ao sistema de certificados verdes, que à data possa existir, ou ainda poderão vendê-la ao facilitador de mercado.

Atualmente, não existe previsão a curto e médio prazo da atribuição de nova potência eólica por parte do Governo, e portanto o regime de remuneração *feed-in-tariffs* só se

aplica a unidades de produção já existentes. E tendo em conta que já há eólicas em fim de vida útil, é necessário adotar uma estratégia para assegurar a continuidade dos ativos parques eólicos em [32][33].

Sendo assim, segundo [33], as opções possíveis são:

- Extensão da vida útil: Melhoria ou substituição de alguns dos seus componentes a fim de maximizar a rentabilidade e estender a vida útil. Assegurar o equilíbrio entre os proveitos anuais adicionais e os custos de operação e manutenção;
- *Repowering*: Substituição completa das turbinas por novas e mais eficientes, eventualmente com aumento da potência instalada.

Em 2023, metade da potência instalada no país vai perder a tarifa bonificada, por isso, independentemente da atribuição de nova potência eólica, interessa ao país criar condições e incentivos que promovam iniciativas de extensão da vida útil e/ou de *Repowering* dos ativos eólicos existentes [34].

A partir do gráfico da Figura 2.11 é fácil concluir que Portugal rapidamente conseguiu mudar o panorama no que respeita à contribuição das fontes renováveis na geração de energia, alcançando um lugar honroso no contexto da União Europeia, em termos de cumprimento das metas propostas.

O ano de 2016 continuou a tendência, tendo sido um ano com elevada produção renovável, que representou 64% do consumo de eletricidade. Foi um ano de recordes, registando-se um conjunto de 1130 horas em que a produção renovável foi suficiente para abastecer o consumo elétrico nacional. O mês de Maio foi especialmente importante, pois o consumo de eletricidade foi garantido apenas por fontes renováveis durante 107 horas consecutivas [35].

O valor acumulado, desde o início do ano de 2016, da repartição das fontes de produção de eletricidade no Continente responsáveis pelo abastecimento do consumo nacional e também pelo saldo exportador, é ilustrado na Figura 2.12.

Face à atual conjuntura, é evidente concluir que o futuro do desenvolvimento das energias renováveis em Portugal, nomeadamente a eólica e o cumprimento das metas propostas é, em certa medida, refém de oscilações não só de ciclo económico, mas também político.

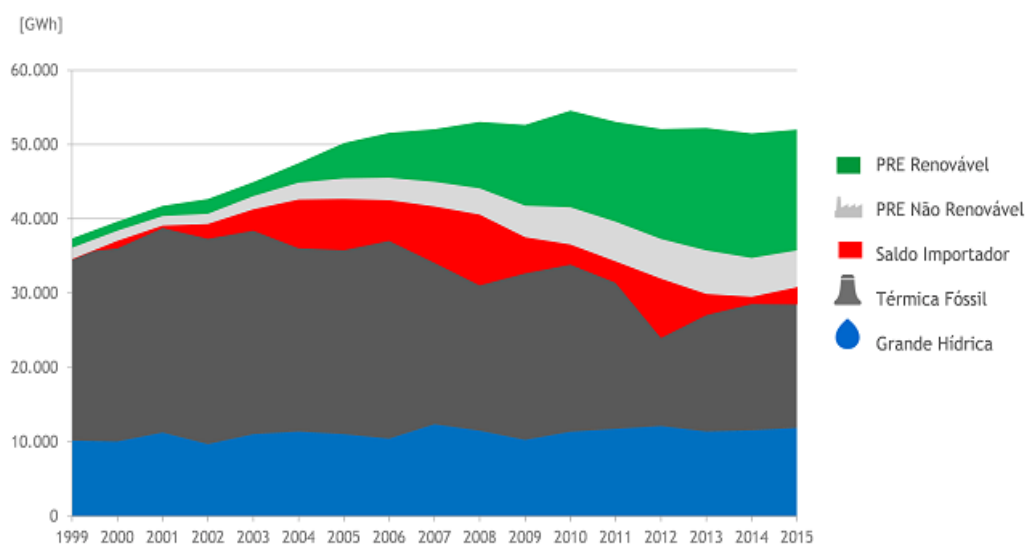


Figura 2.11- Produção de eletricidade por fonte (Portugal Continental e Regiões Autónomas) [36]

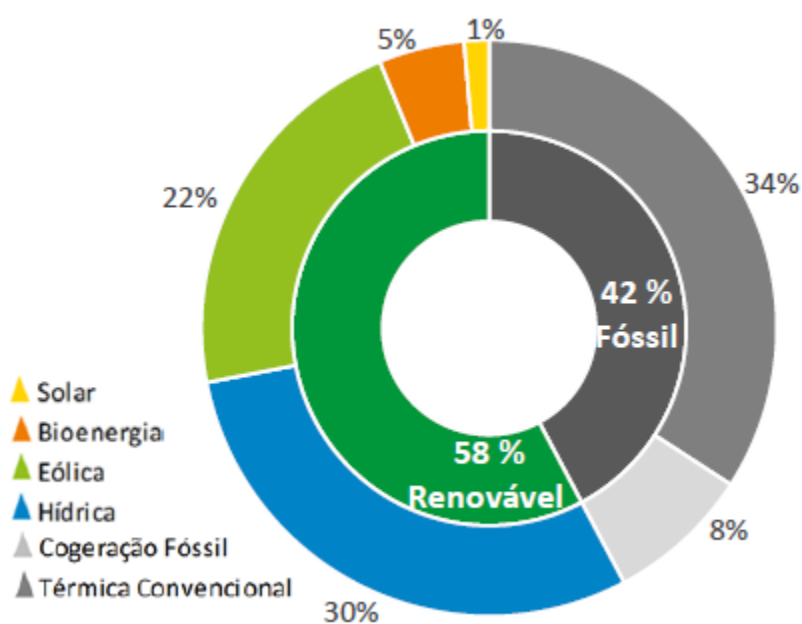


Figura 2.12- Repartição das fontes na produção de eletricidade em Portugal Continental em 2016 [37]

2.3.3 Impacto no MIBEL

Segundo [38], os impactos que a energia eólica têm no mercado de eletricidade incluem: (i) a diminuição do preço de mercado em função dos custos marginais reduzidos, o que naturalmente reduz a atratividade do mercado para os agentes cujo custo marginal

seja mais elevado e (ii) a variabilidade do preço de mercado associada à geração renovável, o que impulsiona a necessidade de centrais de geração mais flexíveis. Esta influência nos preços acaba por despoletar outros efeitos diretos e indiretos, de extrema importância para o equilíbrio e funcionamento do sistema.

Como se pode verificar a partir do gráfico da Figura 2.13, nos meses de Janeiro a Maio de 2016, a produção de eletricidade a partir de energia renovável foi bastante elevada, o que se traduziu numa queda do preço da eletricidade no mercado MIBEL.

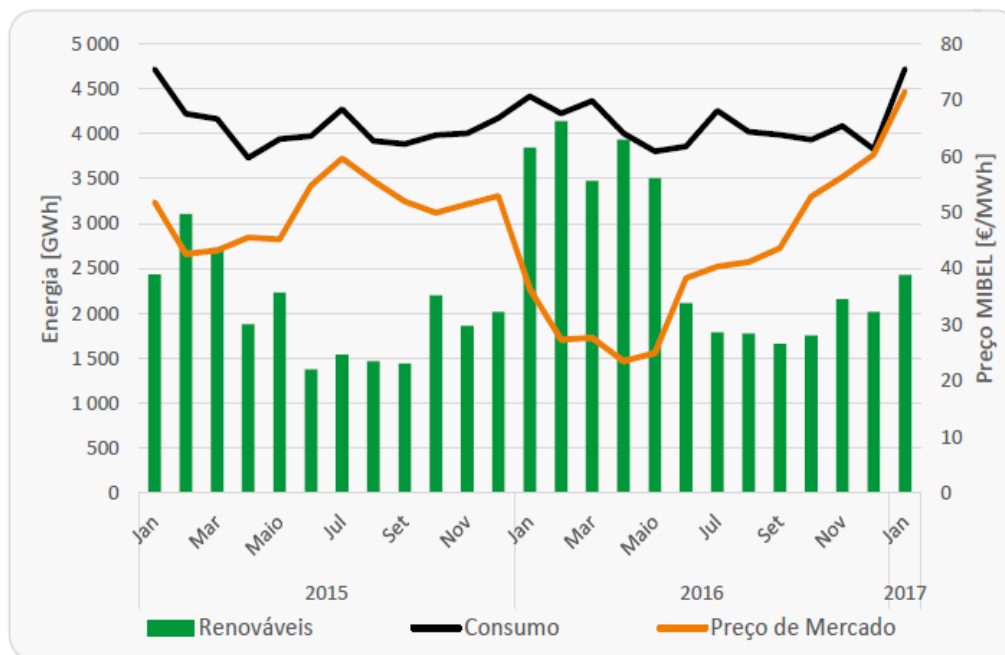


Figura 2.13- Correlação entre o preço de mercado e a produção renovável (2015, 2016 e Janeiro de 2017) [37]

2.4 Sistemas Multiagente e Plataformas Computacionais

2.4.1 Sistemas Multiagente (SMA)

A liberalização tornou o mercado competitivo e com crescente imprevisibilidade comportamental dos seus intervenientes devido à desigualdade de interesses das várias entidades participantes.

O aumento da competitividade do mercado gerou a necessidade das entidades participantes alterarem o seu comportamento e estratégias, o que promoveu o desenvolvimento de soluções computacionais que as permitam modelar de forma coerente e apoiar a sua tomada de decisão.

Os agentes computacionais surgiram como solução para a modelação dos mercados de energia elétrica, oferecendo às entidades participantes uma maior capacidade de solucionar problemas complexos. A fim de originar diferentes comportamentos e incentivar a cooperação na resolução de conflitos, os agentes possuem objetivos e características individuais, o que permite representar as entidades reais que participam no mercado. A individualização dos agentes provoca percepções distintas de comportamentos de mercado, capacidades diferentes de aprendizagem e conseqüentemente diferentes formas de agir.

Os SMA recorrem a protocolos de interação social inspirados no comportamento humano, o que permite recriar a comunicação e interação entre as entidades reais e garantir a negociação em prol de objetivos que satisfaçam os diversos participantes [39].

2.4.2 SMA-Plataformas Computacionais

2.4.2.1 JADE

O *Java Agent Development Framework* (JADE) é uma plataforma computacional *open-source* implementada com recurso à linguagem JAVA.

A possibilidade da sua execução em diferentes máquinas e sistemas operativos e a mobilidade de agentes torna esta plataforma atrativa para o desenvolvimento de agentes computacionais. A sua configuração é controlada com recurso a uma interface gráfica [39].

O JADE possibilita ainda o desenvolvimento de aplicações multiagente de acordo com as especificações da *Foundation for Intelligent Physical Agents* (FIPA).

As especificações FIPA para a interoperabilidade são [40]:

- Serviço de nomes: O nome de um agente é usado para indicar a sua localização;
- Serviço de páginas amarelas: A possibilidade de um agente procurar outros agentes através do serviço que disponibiliza;
- Aspectos Extra-Agente: Todos os aspectos extra (que não fazem parte do agente), independentes das aplicações, como o transporte ou a codificação e interpretação de mensagens, têm de se encontrar descritos.

2.4.2.2 REPAST

O *Recursive Porous Agent Simulation Toolkit* (REPAST) é uma plataforma *open-source* de modelação de agentes, que permite a realização de simulações com o intuito de estudar a evolução dos agentes e dos ambientes onde interagem.

Esta plataforma foi desenvolvida na Universidade de Chicago pela *Social Science Research Computing* e possui três versões diferentes, adaptadas às linguagens de programação JAVA, .NET e Python, sendo denominadas de: *Repast J*, *Repast.Net* e *Repast Py*, respetivamente.

2.4.2.3 OAA

A plataforma *Open Agent Architecture* (OAA) foi desenvolvida pelo Centro de Inteligência Artificial da *SRI International*, sendo uma ferramenta de investigação para o desenvolvimento de SMA. Foi a plataforma escolhida para o desenvolvimento do simulador *Multi-Agent System that Simulates Competitive Electricity Markets* (MASCEM).

A linguagem de comunicação usada por esta plataforma é a *Interagent Communication Language* (ICL), sendo esta utilizada para execução de acções, consultas de dados e troca de informação [40].

A OAA suporta uma grande diversidade de agentes, pois a ICL é comum a todos os agentes, independentemente do sistema operativo ou linguagem de programação. Esta plataforma possui uma estrutura com recurso a um agente *facilitator*, que oferece estratégias de coordenação independentes do domínio da aplicação, que visa coordenar os diversos agentes [39].

2.5 Simuladores Multiagente de Mercados de Energia

2.5.1 AMES

O simulador *Agent-based Modeling of Electricity Systems* (AMES) foi desenvolvido nos EUA pela Universidade do Estado de Iowa.

O AMES é um *software open-source*, desenvolvido com recurso à plataforma RE-PAST e à linguagem de programação JAVA. O simulador possui uma arquitetura baseada em módulos e bibliotecas *open-source*, apresentando excelentes capacidades gráficas para apresentação de resultados, e permitindo a otimização de trânsito de fluxos.

O seu desenvolvimento modular permite a adaptação do *software* em função das necessidades.

O AMES oferece a capacidade de adaptação à zona geográfica para a qual é efetuado o estudo, simulando o comportamento de um "administrador central", operando em

intervalos temporais pré-definidos e com capacidade de atuar no mercado diário. O preço marginal para cada intervalo temporal é determinado através da resolução do problema *DC-Optimal Power Flow* (DC-OPF). A arquitetura adotada para o sistema multiagente contempla agentes cognitivos tais como produtores (GenCos), retalhistas/comercializadores (LSEs) e o operador de sistema (OS) [39].

Em relação aos agentes do tipo GenCos, o simulador AMES permite determinar a tecnologia utilizada, parametrizar as capacidades de aprendizagem, e estabelecer o valor monetário associado a cada agente. Estes agentes têm como principal objetivo maximizar o lucro diário. Até às 14 horas de um dia D, o agente produtor define a sua oferta para os 24 intervalos do dia D+1, enviando para o operador de sistema as propostas de venda. O facto destes agentes possuírem capacidades de aprendizagem facilita a otimização das propostas.

O objetivo dos agentes do tipo LSEs consiste em assegurar a potência de carga necessária para satisfazer a procura. Cada LSE reporta a sua proposta de compra de energia ao operador de sistema para cada um dos 24 intervalos do dia seguinte.

O agente OS administra e gere o mercado grossista de energia, possuindo como principal objetivo a resolução do problema base, referido como DC-OPF, com o intuito de maximizar o ganho global do sistema, definido no simulador AMES como *Total Net Surplus* (TNS).

Após receber as propostas por parte dos agentes GenCos e LSEs, durante a manhã do dia D e relativas ao dia D+1, o agente OS determina e publica os preços estabelecidos para cada um dos 24 intervalos bem como o preço marginal associado a cada um desses intervalos.

No final do dia D e com base nos preços estabelecidos, o agente OS define o agendamento de compromissos a ter efeito no dia seguinte. Posteriormente, ainda durante o dia D, cada agente GenCo com base no sucesso da sua proposta, decide o que modificar na próxima proposta a ser enviada [39].

2.5.2 EMCAS

O simulador *Electricity Market Complex Adaptive System* (EMCAS), desenvolvido pelo *Argonne National Laboratory*, pertencente ao Centro de Energia, Ambiente e Sistemas de Análise Económica. Este simulador é muito utilizado pelo setor elétrico, sendo frequentemente usado pela REN para analisar o MIBEL.

O EMCAS permite simular o comportamento dos agentes em vários tipos de mercado de energia elétrica, nomeadamente o mercado em bolsa e a contratação bilateral, incluindo as limitações operacionais do sistema.

Os agentes do EMCAS são os produtores, consumidores, o operador de mercado, o operador de sistema, entidades de transmissão e entidades de distribuição. Munidos de capacidades de decisão, aprendizagem e adaptação, estes agentes possuem a capacidade de adaptar o seu comportamento consoante o sucesso ou falha de ações anteriores, o que permite explorar as diversas estratégias de licitação disponíveis.

A capacidade de decisão baseia-se na informação histórica privada de cada agente e na informação pública disponível, referente ao mercado e aos outros agentes participantes no mercado [40].

2.5.3 MASCEM

O software MASCEM é um simulador multiagente desenvolvido através da plataforma OOA, com recurso à linguagem de programação JAVA. O MASCEM foi desenvolvido pelo Grupo de Investigação em Engenharia do Conhecimento e Apoio à Decisão (GECAD) do Instituto Superior de Engenharia do Porto.

O MASCEM é um simulador de apoio à tomada de decisão, permite ao utilizador avaliar as decisões dos agentes participantes em diferentes mercados, com particular relevância o mercado em bolsa e a contratação bilateral. O simulador inclui agentes produtores, consumidores, retalhistas, operador de mercado, operador de sistema e ainda um agente *facilitator* cujo objetivo é coordenar e monitorizar as simulações do mercado [38].

A simulação ocorre com recurso a diferentes estratégias de licitação, podendo ser estratégias dinâmicas que variam com o tempo, estratégias dependentes do comportamento dos restantes participantes, estratégias com base em informação histórica relativa ao mercado, bem como informação histórica associada às decisões dos diversos agente [40].

2.5.4 NEMSIM

O simulador *National Electricity Market Simulation System* (NEMSIM), representativo do MEE Australiano, é um *software* composto por agentes computacionais autónomos, adaptáveis e com capacidade de aprendizagem. [38].

O NEMSIM inclui agentes produtores, consumidores e um representante da rede elétrica a estudar. Estes agentes são autónomos, adaptáveis e possuem capacidades de

aprendizagem, o que permite praticar um ambiente dinâmico com tomadas de decisão consoante os objetivos e as alterações do mercado e/ou comportamento dos restantes agentes. Este simulador disponibiliza diferentes tipologias de mercado, como o mercado em bolsa e a contratação bilateral de energia elétrica e permite simular resultados em prol de alterações de mercado [39].

2.5.5 SEPIA

O simulador *Simulator for the Electric Power Industry Agents* (SEPIA) foi desenvolvido pelo Centro de Tecnologia de Honeywell e pela Universidade de Minnesota.

É um simulador baseado em agentes e procura analisar o comportamento das entidades participantes no MEE, com especial aplicação para o modelo de contratação bilateral.

O SEPIA especifica as localizações das potências (de geração e de carga) e contabiliza as limitações operacionais do sistema, estando munido da capacidade de prever desvios aos critérios de segurança estabelecidos. Os agentes visam modelar componentes físicas, nomeadamente entidades produtoras, consumidoras e o operador de sistema.

Os agentes consumidores fornecem o perfil de cargas e comunicam com as entidades produtoras para definirem os termos e condições dos contratos bilaterais, recebendo para o efeito as propostas de oferta de energia, com o preço e a quantidade a ser transacionada especificados. Os agentes produtores possuem também um módulo adaptativo, com componente de aprendizagem *Q-learning*, em prol da otimização das suas curvas de oferta. A seguir à negociação dos termos do contrato, os agentes informam o operador de sistema, este é responsável por averiguar o cumprimento dos critérios de segurança da rede, agendamento das transações e posterior comunicação da aprovação [39].

2.5.6 MAN-REM

É um simulador desenvolvido no âmbito do projeto MAN-REM (*Multi-agent Negotiation and Risk Management in Electricity Markets*), na linguagem de programação JAVA, tendo por software base a plataforma JADE. É utilizado na presente dissertação, com vista a simular o mercado diário de energia elétrica.

Inicialmente, o MAN-REM permitia simular o mercado de negociação bilateral, mas foi sofrendo melhoramentos e alterações, e posteriormente foram adicionadas funcionalidades de mercado em bolsa (diário e intradiário) [1-6].

Para se obter resultados, é necessário executar uma sequência de procedimentos, começando pela configuração dos agentes, a escolha do modelo de mercado e o algoritmo de cálculo de preços (o simulador possui dois algoritmos de cálculo de preços).

A ligação entre o utilizador e a interface gráfica é feita através de um agente (*Personal Assistant*) que estabelece a comunicação entre o operador de mercado e os agentes que participam nas simulações. A execução dos algoritmos de cálculo de preços é da responsabilidade do operador de mercado. Os agentes GenCo atuam como vendedores ou produtores de eletricidade e os agentes RetailCo operam como compradores de energia elétrica [41][42].

3 Mercados de Reserva de Regulação

3.1 Mercado de Reserva de Regulação Secundária no SEN

A reserva de regulação secundária corresponde a uma variação de potência na qual o regulador central pode operar de forma automática por telerregulação para executar a função de controlo de potência ativa-frequência.

A margem de variação de potência é caracterizada por um valor de potência a subir, ou seja, corresponde a um aumento da potência a injetar, e por um valor de potência a descer, o que se traduz numa diminuição da potência a injetar. Esta variação é mobilizada a partir do ponto de funcionamento em que se encontram os grupos geradores naquele instante, incluindo a banda de regulação primária.

Mediante a participação no mercado destinado à negociação desta reserva, a soma das contribuições individuais (a subir e a descer) de cada grupo com este tipo de capacidade de regulação, perfaz a banda de reserva de regulação secundária. Esta banda a subir e baixar é negociada todos os dias para cada uma das 24 horas do dia seguinte.

O método de controlo das variações de geração e consumo é usado para calcular o valor mínimo de banda de reserva secundária para cada uma das horas do dia através da aproximação empírica dada pela Equação (2.3), esta aproximação pode ser traduzida no seguinte gráfico:

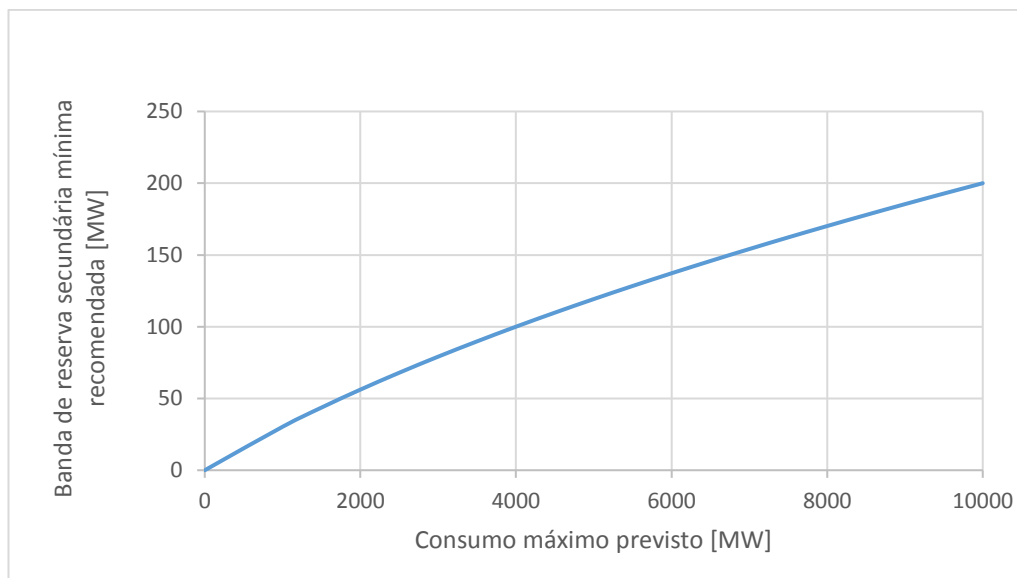


Figura 3.1- Reserva secundária mínima recomendada em função do consumo máximo previsto.

Com base na previsão de consumos máximos baseados no histórico de consumos de anos anteriores, o GGS publica até às 16:00h do dia D-2 as necessidades de banda secundária, que poderão sofrer alterações até às 7:30 do dia D-1. Este despacho contém as necessidades de reserva de regulação secundária a subir e descer no sistema e ainda a banda de regulação mínima admissível no bloco de oferta ao preço mais baixo.

Para efeitos de demonstração, é calculado abaixo o valor mínimo de banda secundária necessária para o dia 23-05-2017 através da Equação (2.3). O consumo máximo previsto para a hora de programação 0 (00:00-01:00) foi de 10782,1 MW [43]:

$$R = \sqrt{10 \times 10782,1 + 150^2} - 150 = 211 \text{ MW}$$

Assim, a banda secundária mínima recomendada para o dia e hora em questão, foi de [-105,5 MW;211 MW].

Depois de comunicada as necessidades de banda secundária, cada AM apto a participar no mercado de reserva secundária, entre as 18:00h e as 18:45h do dia D-1 oferece para cada hora de programação do dia D, uma banda de regulação a subir e descer, em MW, a um determinado preço em €/MW.

As ofertas devem respeitar o rácio definido pelo GGS entre a reserva a subir e reserva a descer:

$$BD = \frac{BS}{2} \tag{3.1}$$

Na Tabela 3.1 é possível verificar as ofertas de banda secundária submetidas pelos agentes (ver na Tabela 5.2) para a hora de programação 0 do dia 23-05-2017 [44].

Tabela 3.1- Ofertas de banda de regulação secundária para a hora de programação 0 do dia 23-05-2017

Hora 0			
Unidade física	Descer [MW]	Subir [MW]	Preço [€/MW]
PEGO3	8,0	16,0	0
LARES1	10,0	20,0	1,04
LARES1	10,0	20,0	1,06
LARES1	10,0	20,0	1,08
MIRANDA	6,0	12,0	1,1
PEGO3	8,0	16,0	7,28
LARES1	25,0	50,0	12,59
POCINHO	11,5	23,0	12,61
PEGO3	8,0	16,0	14,01
PEGO3	8,0	16,0	14,56
PICOTE	10,0	20,0	14,64
REGUA	11,5	23,0	15,66
VALEIRA	16,5	33,0	15,68

Na Figura 3.2, pode verificar-se a curva agregada das ofertas ordenadas na Tabela 3.1.

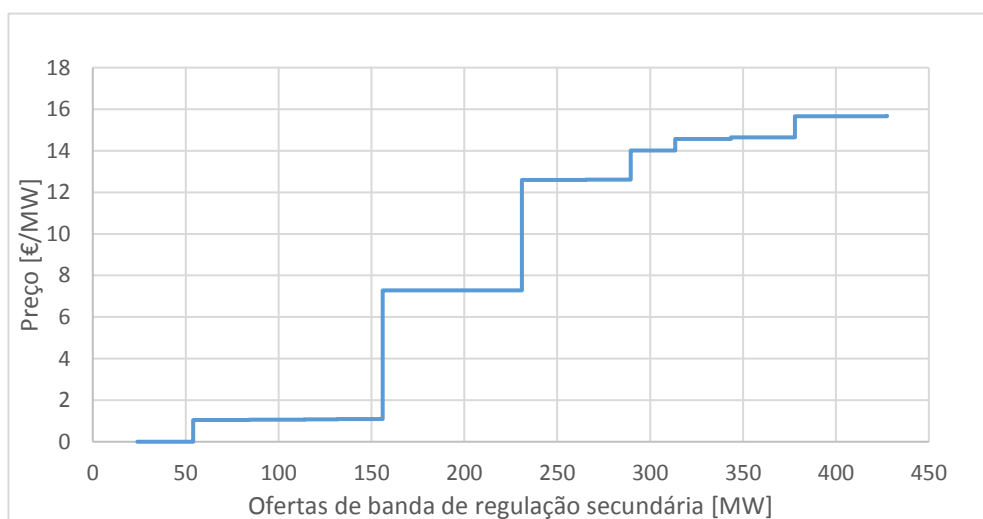


Figura 3.2- Curva agregada de ofertas de banda de regulação secundária para a hora de programação 0 do dia 23-05-2017

Tendo em conta as ofertas, na Tabela 3.2 encontram-se as ofertas assignadas após o fecho de mercado [44]. As ofertas casadas são o conjunto de ofertas que minimizam o custo da banda secundária contratada e o somatório das bandas assignadas deverá estar em torno de $\pm 10\%$ do valor da banda de regulação mínima recomendada. A energia de regulação secundária mobilizada contabilizada é publicada no Programa Horário de Secundária (PHS).

Tabela 3.2- Banda de regulação secundária contratada para a hora de programação 0 do dia 23-05-2017

Hora 0		
Unidade Física	Descer [MW]	Subir [MW]
PEGO3	-32,0	64,0
LARES1	-55	110,0
POCINHO	-11,5	23,0
VALEIRA	-6	12

A banda efetivamente contratada para a hora de programação 0 foi de [-104,5 MW;209 MW]. A remuneração de cada unidade produtora é feita ao preço unitário da última oferta da respetiva hora de programação[45]:

$$RB (\text{€}) = (BRSA_{h,uf} + BRBA_{h,uf}) \times PMBR_h \quad (3.2)$$

Onde:

RB – Remuneração da banda [€];

h – Índice da hora de programação h ;

uf – Índice da unidade física;

$BRSA_{h,uf}$ – Banda de regulação secundária a subir atribuída à unidade física uf na hora h [MW];

$BRBA_{h,uf}$ – Banda de regulação secundária a baixar atribuída à unidade física uf na hora h [MW];

$PMBR_h$ – Preço marginal da banda de regulação na hora h [€/MW];

Na Figura 3.3 podemos ver a banda secundária contratada (subir e descer), e respetivo preço de mercado para o dia 23-05-2017.

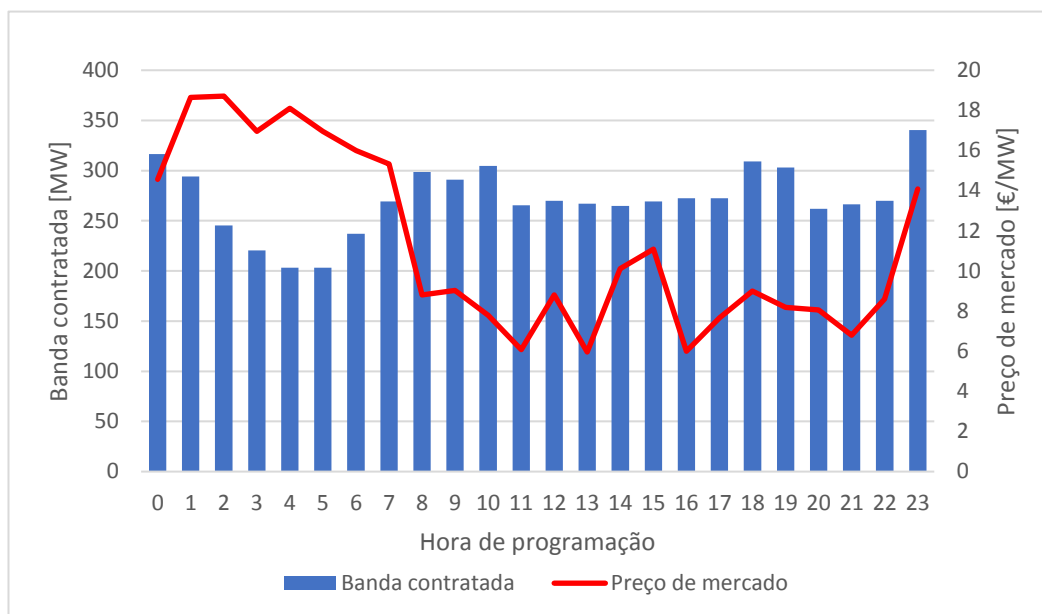


Figura 3.3- Banda secundária contratada e respetivo preço de mercado em função da hora de programação para o dia 23-05-2017

Para a hora de programação 0, o preço de mercado foi de 14,56 €. Aplicando a Equação (3.2) para a unidade física PEGO3 (na Tabela 3.2 é possível confirmar a banda contratada), temos:

$$\text{Remuneração da Banda} = (64 + 32) \times 14,56 = 1397,76 \text{ €}$$

Seguindo o mesmo raciocínio, na Tabela 3.3 é possível verificar a remuneração de todos as unidades físicas com banda secundária contratada pelo GGS (subir e descer).

Tabela 3.3- Banda total contratada e remuneração de cada unidade física para a hora de programação 0 do dia 23-05-2017

Hora 0		
Unidade Física	Banda Contratada [MW]	Remuneração [€]
PEGO3	96,0	1397,76
LARES1	165,0	2402,4
POCINHO	34,5	502,32
VALEIRA	18,0	262,08

Da banda de energia secundária mobilizada, a remuneração da energia de regulação secundária despachada em tempo real, será ao preço de mercado da reserva de regulação terciária no respetivo período de programação e sentido de regulação, a subir ou a baixar. Porém, a energia de reserva de regulação secundária contratada não contribui para a formulação do preço do mercado de reserva de regulação terciária.

Se não existir preço de mercado para a energia de regulação terciária, será determinado um preço a partir das ofertas de reserva terciária que seria necessário contratar para mobilizar a reserva no mesmo sentido de regulação.

3.2 Mercado de Reserva de Regulação Terciária no SEN

Em tempo real, a reposição dos níveis das reservas primária e secundária é da responsabilidade da reserva de regulação terciária, tem um tempo de ativação máximo de 15 minutos e pode-se manter ativo por períodos de várias horas.

O mercado de reserva terciária funciona a todas as 24 horas através de despachos realizados uma hora antes da hora de programação. Os AM com instalações de produção ou de consumo para bombagem, oferecem a cada dia e para cada hora de programação toda a oferta de regulação que têm disponível a subir e descer. As ofertas são submetidas entre a publicação do PHS e a 20:00h do dia anterior à programação e em cada oferta o AM apresenta o valor da reserva em MW e o respetivo preço em €/MWh [45].

Nas Figura 3.4 e Figura 3.5 pode ver-se um exemplo de ofertas de regulação terciária por área de balanço (conjunto de unidade físicas ligadas na mesma área de rede e pertencentes a um mesmo Agente de Mercado), feitas em mercado para hora de programação 0 do dia 23-05-2017, para subir e baixar, respetivamente.

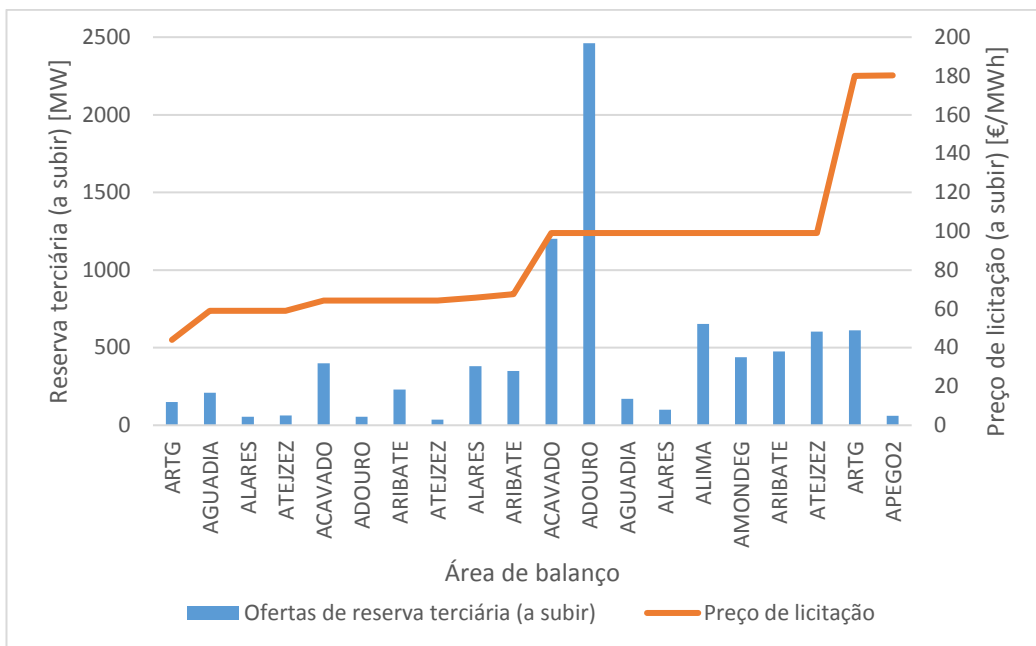


Figura 3.4- Ofertas de banda de regulação terciária a subir e respetivos preços de licitação ordenados de forma crescente para a hora de programação 0 do dia 23-05-2017

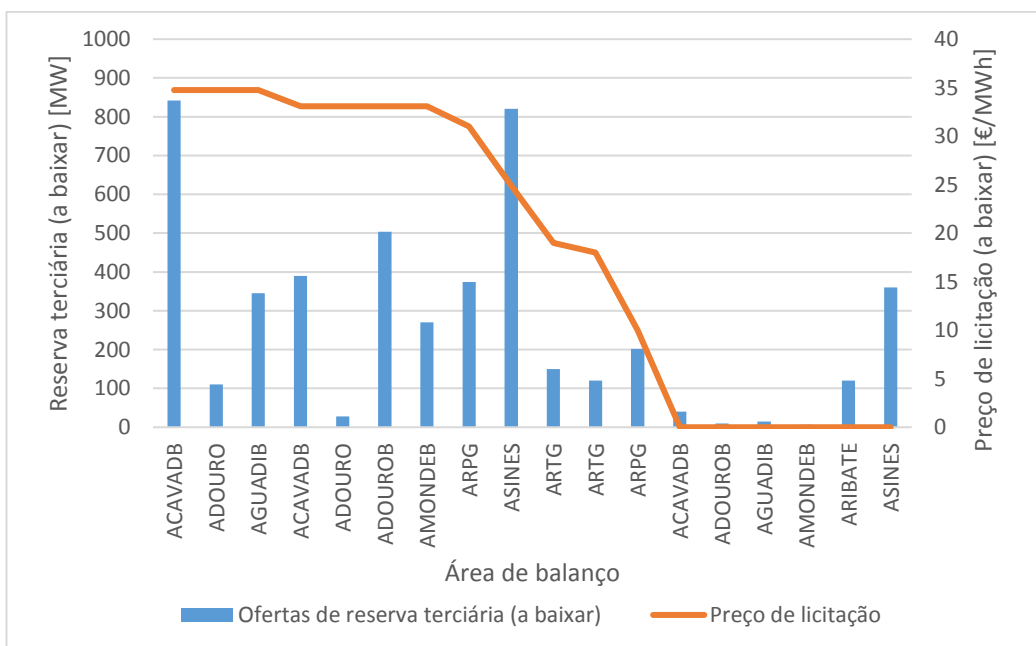


Figura 3.5- Ofertas de banda de regulação terciária a baixar e respetivos preços de licitação ordenados de forma decrescente para a hora de programação 0 do dia 23-05-2017

De seguida, de acordo com as ofertas submetidas no dia 23-05-2017, nas Figura 3.6 e Figura 3.7 pode verificar-se a reserva terciária contratada e os preços de mercado, para subir e descer, respetivamente [44].

É possível observar pelos gráficos que existem horas de programação em que apesar de não ter havido reserva terciária contratada, existe preço de mercado. Isto deve-se ao facto de este preço de mercado ter sido calculado independentemente de ter havido ou não energia terciária contratada, desde que tenha sido mobilizada energia de reserva secundária em tempo real.

Conforme mencionado em 3.1, este preço foi calculado a partir das ofertas que seriam necessárias contratar para mobilizar a energia transacionada no mercado de reserva secundária no mesmo sentido de regulação.

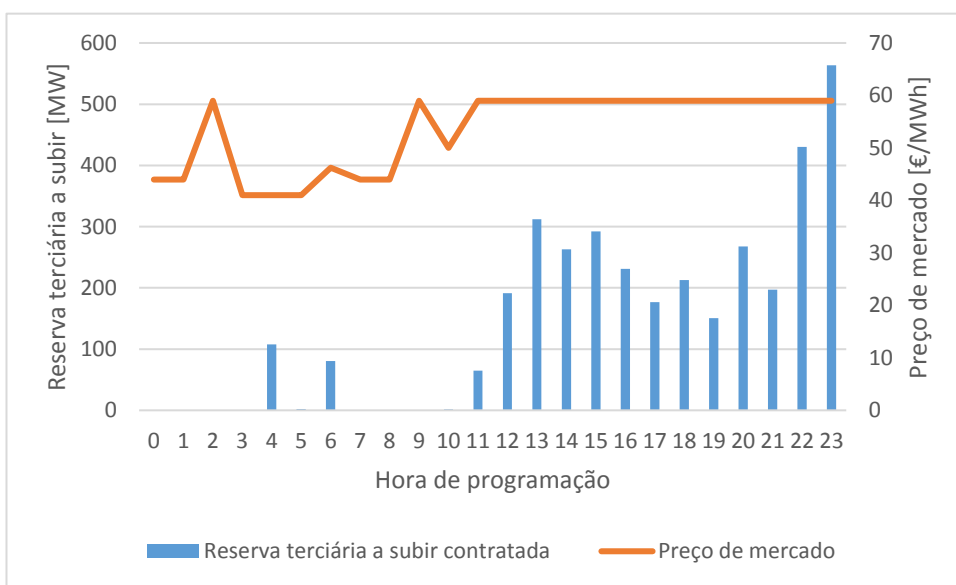


Figura 3.6- Reserva terciária a subir contratada em função da hora de programação para o dia 23-05-2017

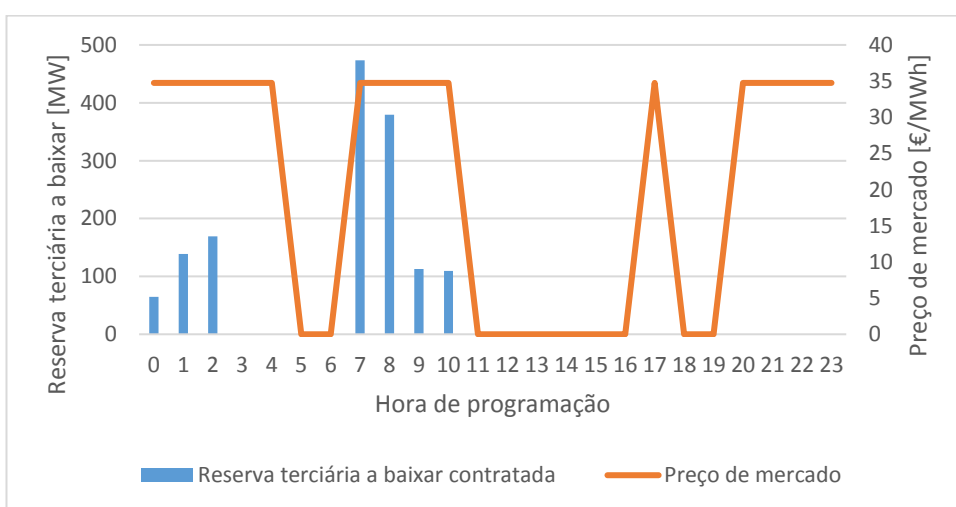


Figura 3.7- Reserva terciária a baixar contratada em função da hora de programação para o dia 23-05-2017

No caso da contratação de energia a subir em tempo real por parte do GGS, após estabelecido o preço marginal da energia a subir no mercado de reserva de regulação, são remunerados os agentes de reserva terciária com energia contratada a subir e ainda os agentes de reserva secundária cujas instalações foram mobilizadas em tempo real para subir (dentro daqueles que tiveram as suas bandas assignadas no mercado de contração de banda secundária). Sendo assim, os agentes de reserva secundária, para além de serem remunerados pela disponibilização de potência (visto em 3.1), são também remunerados pelo fornecimento da energia a subir em tempo real ao preço de fecho de mercado de reserva terciária a subir.

Conforme foi verificado em 3.1, a remuneração da unidade física PEGO3, para a hora de programação 0 do dia 23-05-2017, pela disponibilidade da banda foi no valor de 1397,76 €. Esta unidade física pertence à área de balanço APEGO2 e para a hora de programação 0, forneceu 47,1 MWh de energia de regulação para subir em tempo real. Neste período o preço de energia no mercado de regulação a subir foi 44,00 € (como se pode confirmar na Figura 3.6).

Assim, para a hora de programação 0, para além da remuneração pela disponibilidade da banda, a remuneração que o agente associado a esta unidade física obtém da mesma, é:

$$47,1 \text{ MWh} \times 44,00 \text{ €} = 3470,16 \text{ €}$$

No caso da contratação de energia a baixar em tempo real por parte do GGS, o agente com ofertas assignadas compra a energia por excesso na rede ao GSS, que é remunerado pelo agente ao preço de fecho de mercado de reserva de regulação a baixar.

Para a hora de programação 4 do dia 23-05-2017, a remuneração da unidade física PEGO3, pela disponibilidade da banda foi no valor de 1737,6 €. A área de balanço APEGO2, para a hora de programação 0, negociou 9,6 MWh de energia de regulação para baixar em tempo real, neste período o preço de energia no mercado de regulação a baixar foi 34,75 € (como se pode confirmar na Figura 3.7).

Assim, para a hora de programação 4, à remuneração pela disponibilidade da banda, é descontado o custo que o agente associado a esta unidade física obtém da mesma:

$$9,6 \text{ MWh} \times 34,75 \text{ €} = 333,6 \text{ €}$$

A Tabela 3.4, contém o resultado do mercado de reservas, a energia de regulação secundária e terciária mobilizada em tempo real, e os preços de mercado de reservas a subir e descer, para o dia 23-05-2017.

Tabela 3.4- Resultado do mercado de reservas, reserva secundária, reserva terciária e preços de mercado do dia 23-05-2017

Mercado de Reservas						
Hora de programação	Reserva Secundária		Reserva Terciária		Preço Descer [€/MWh]	Preço Subir [€/MWh]
	Descer [MW]	Subir [MW]	Descer [MW]	Subir [MW]		
0	0	129,3	-64,9	0	34,75	44
1	0	15,39	-138,8	0	34,75	44
2	-6,5	25,767	-169	0	34,75	58,99
3	-0,3	29,412	0	0	34,75	41
4	-20,983	0	0	107,5	34,75	41
5	0	66,81	0	2	0	41
6	0	75	0	80,6	0	46,25
7	0	115,53	-473,6	0	34,75	44
8	0	56,81	-379,3	0	34,75	44
9	-3,9	51,53	-113	0	34,75	58,99
10	0	177,16	-109,3	1,8	34,75	50
11	0	135,78	0	64,8	0	58,99
12	0	144,74	0	191,6	0	58,99
13	0	72,73	0	312	0	58,99
14	0	84,54	0	262,8	0	58,99
15	0	77,9	0	292,1	0	58,99
16	0	65,4	0	231	0	58,99
17	-12	0	0	176,7	34,75	58,99
18	0	19,8	0	212,9	0	58,99
19	0	25,35	0	150,8	0	58,99
20	-5,1	18,861	0	267,8	34,75	58,99
21	-16,1	1,53	0	197,1	35,55	58,99
22	-7,5	28,32	0	430,5	34,75	58,99
23	-19,8	0	0	563,5	34,75	58,99

4 SIMREEL (Simulador de Mercados de Reserva de Energia Elétrica)

O SIMREEL é uma ferramenta computacional desenvolvida no âmbito da presente dissertação, com o intuito de possibilitar o estudo do mercado de reservas de regulação de energia elétrica no SEN. A linguagem de programação escolhida foi o Java e a plataforma selecionada para o seu desenvolvimento foi o NetBeans IDE. A ferramenta computacional SIMREEL visa aumentar as capacidades do simulador multi-agente MAN-REM (simulador desenvolvido com recurso à plataforma de sistemas multiagente JADE, apresentada na secção 2.4.2.1). A Figura 4.1 mostra a janela principal do simulador.

O simulador SIMREEL permite recriar o mercado serviços de sistema de energia elétrica nas vertentes de mercado de reserva de regulação secundária e mercado de reserva de regulação terciária.

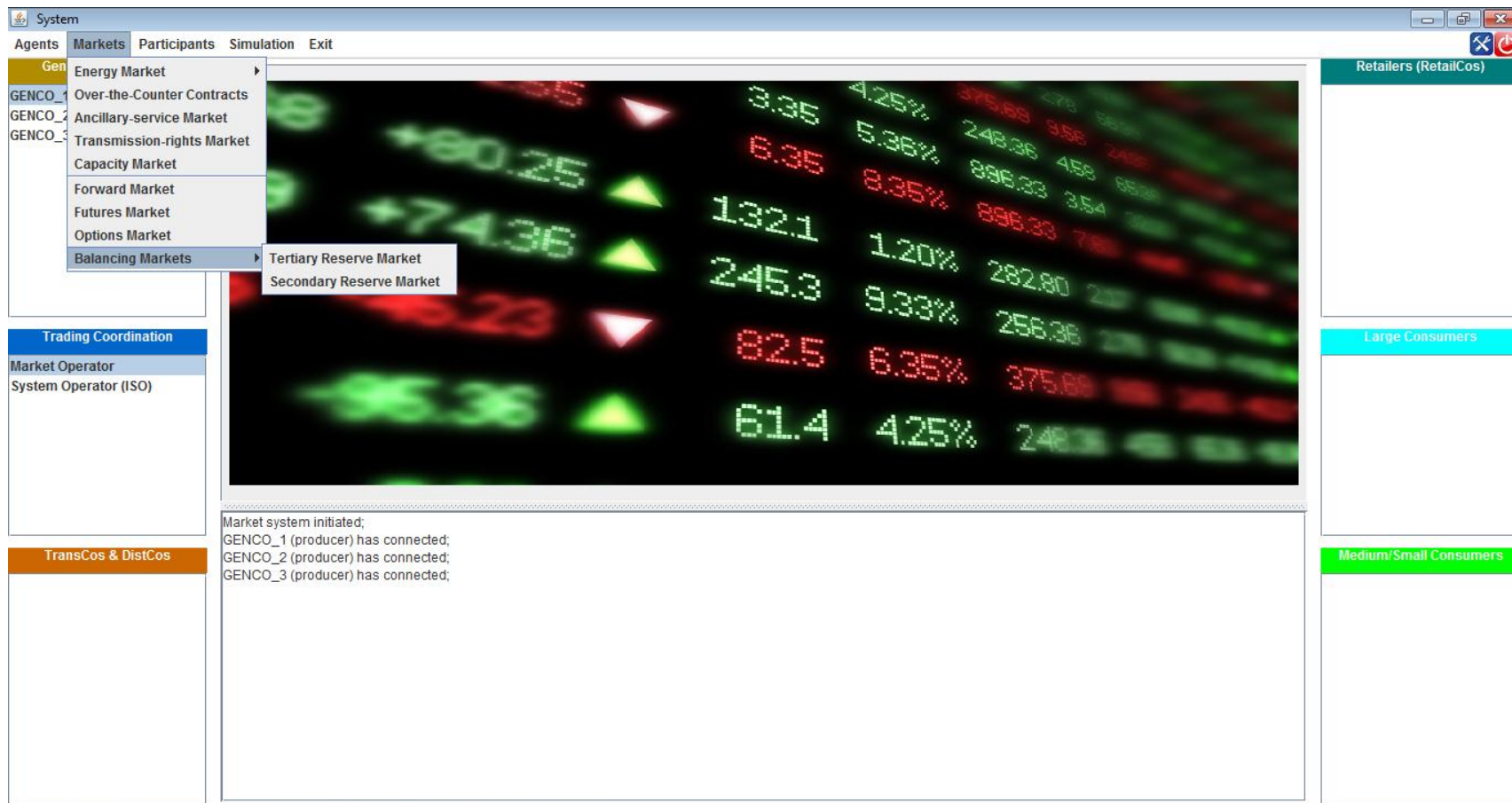


Figura 4.1- SIMREEL- Janela principal do simulador

Por forma a permitir uma divulgação mais acessível para outros domínios, sejam estes académicos ou empresariais, a interface do simulador encontra-se escrita na língua inglesa. É de referir que as imagens apresentadas nesta secção representam casos meramente exemplificativos.

Para a realização da simulação e consequente obtenção de resultados, é necessário efetuar uma sequência de processos a fim de configurar as variáveis de sistema dos agentes e o mercado a estudar. Na Figura 4.1 é possível verificar que existem 4 menus diferentes: menu *Agents*; menu *Markets*; menu *Participants* e menu *Simulation*.

O menu *Agents*, permite o carregamento de agentes de mercado e unidades físicas previamente definidos, ou a criação de novos agentes de mercado através do preenchimento de um formulário com informação do agente e das unidades físicas que representa.

Depois da criação dos agentes, é necessário selecionar o modelo de mercado a estudar, essa seleção é feita no menu *Markets*. Este menu apresenta várias opções relativas ao mercado em bolsa e ao modelo de contratação bilateral e mercado de serviços de sistema. De entre as opções disponíveis, a contribuição do simulador SIMREEL é na criação e implementação do mercado de serviços de sistema, mais concretamente os modelos de mercado de reserva de regulação secundária e terciária. Estes dois modelos possibilitam uma análise mais completa do mercado de energia elétrica no que diz respeito à manutenção da rede.

O menu *Participants* permite selecionar e submeter as unidades físicas dos agentes carregados a participar no modelo de mercado escolhido.

Por fim, o menu *Simulation* permite simular o modelo de mercado escolhido, a ferramenta computacional SIMREEL desenvolvida no âmbito da presente dissertação, visa estender as opções do simulador MANREM através da adição da opção de simulação de mercados de reserva de regulação, reserva de regulação secundária e reserva de regulação terciária.

4.1 Implementação do Mercado de Reserva de Regulação Secundária no SIMREEL

Neste trabalho implementou-se o mercado de reserva de regulação secundária no simulador. Em primeiro lugar é efetuada a seleção da(s) unidade(s) física(s) a participar no mercado por parte do AM responsável.

Na Figura 4.2 está indicado que o AM “GENCO_1”, possui duas unidades físicas aptas a participar no mercado de reserva secundária.

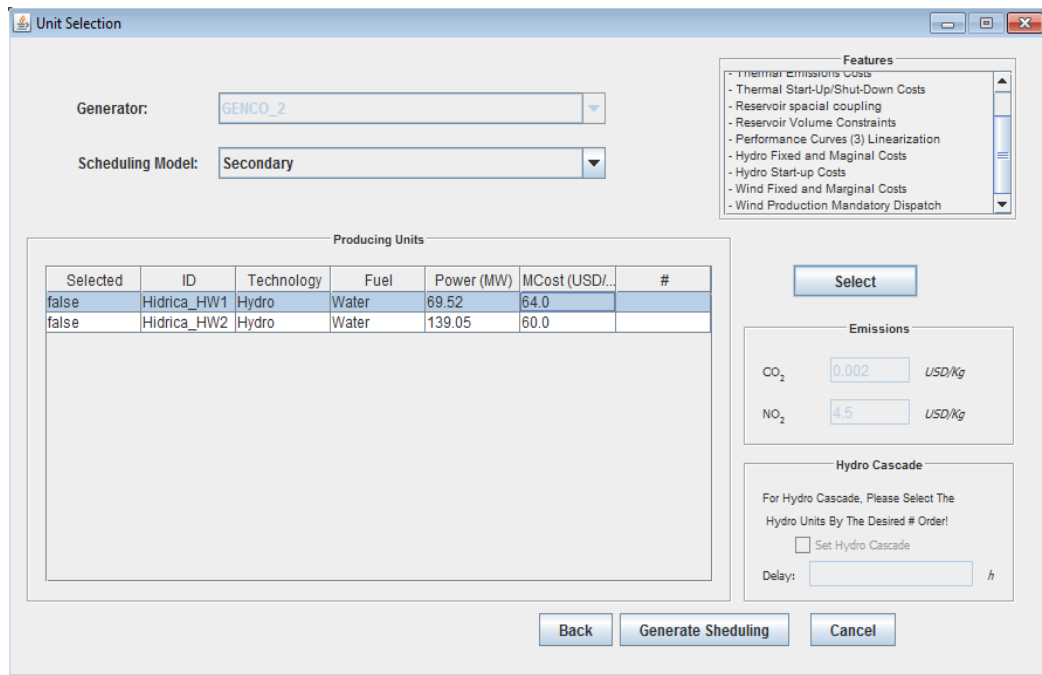


Figura 4.2- Apresentação e seleção das unidades físicas a participar no mercado de reserva secundária

Para cada unidade de produção inscrita a participar no mercado de reserva de regulação secundária, é calculada a banda de potência de regulação e o preço a licitar pelo AM responsável.

A estratégia de licitação desenvolvida e implementada para cada hora de programação é a seguinte:

Caso se verifique que,

$$PM - PCMD \geq 2 \times PCMD \quad (4.3)$$

Então,

$$PBSS = 2 \times PCMD \quad (4.4)$$

Caso 4.6 não se verifique,

$$PBSS = PM - PCMD \quad (4.5)$$

Em ambos os casos,

$$PBSB = \frac{PBSS}{2} \quad (4.6)$$

Esta solução estratégica deve-se à necessidade de respeitar as Equações 4.6 e 4.7:

$$PBSB \geq PCMD \quad (4.7)$$

Por fim,

$$PLRS = A \times B \quad (4.8)$$

Sendo,

PBSS – Potência de banda secundária a subir [MW];

PBSB – Potência de banda secundária a baixar [MW];

PCMD – Potência contratada no mercado diário [MW];

PLRS – Preço de licitação de reserva secundária [€/MWh];

A – Coeficiente aleatório entre [0,1;1] para as horas de programação 0 a 6, [0,5;1,5] para as horas de programação 7 a 17 e [1,5;2,5] para as horas de programação 18 a 23.

B – Coeficiente empírico com o valor 10,0.

PM – Potência máxima da unidade física [MW].

O coeficiente empírico *B* toma valor 10, pois o preço de mercado de banda de reserva secundária situa-se nessa gama. O coeficiente aleatório *A* varia entre [0,1;2,5] devido à flutuação característica do preço ao longo do dia.

Após a seleção da(s) unidade(s) física(s) a participar, na Figura 4.3 é possível verificar, para cada hora de programação, a banda de potência de reserva secundária licitada e o preço de licitação para a unidade física “Hidrica_HW1” selecionada na janela anterior.

Generator

Name: GENCO_2 - Hidrica_HW1

Hour	Price [€/MW]	Power [MW]	Hour	Price [€/MW]	Power [MW]	Hour	Price [€/MW]	Power [MW]
00	10.00	[-25.2 ; 50.4]	08	10.90	[-25.0 ; 50.1]	16	10.70	[-22.7 ; 45.4]
01	10.20	[-25.3 ; 50.5]	09	10.30	[-25.0 ; 50.1]	17	10.80	[-22.8 ; 45.5]
02	10.30	[-25.3 ; 50.6]	10	10.00	[-25.0 ; 50.1]	18	10.10	[-22.8 ; 45.6]
03	10.70	[-25.4 ; 50.7]	11	10.50	[-25.0 ; 50.1]	19	10.20	[-22.9 ; 45.7]
04	10.80	[-25.4 ; 50.8]	12	10.60	[-25.0 ; 50.1]	20	10.20	[-22.9 ; 45.8]
05	10.90	[-25.5 ; 50.9]	13	10.40	[-25.0 ; 50.1]	21	10.20	[-23.0 ; 45.9]
06	10.20	[-25.0 ; 50.1]	14	10.50	[-22.6 ; 45.2]	22	10.20	[-22.5 ; 45.1]
07	10.80	[-25.0 ; 50.1]	15	10.60	[-22.6 ; 45.3]	23	10.20	[-22.5 ; 45.1]

Default Save Cancel

Figura 4.3- Apresentação das licitações de banda de regulação secundária de uma unidade física

Após a inscrição da(s) unidade(s) física(s) a participar, é possível correr a simulação do mercado de reserva de regulação secundária. A Figura 4.4 exemplifica uma simulação.

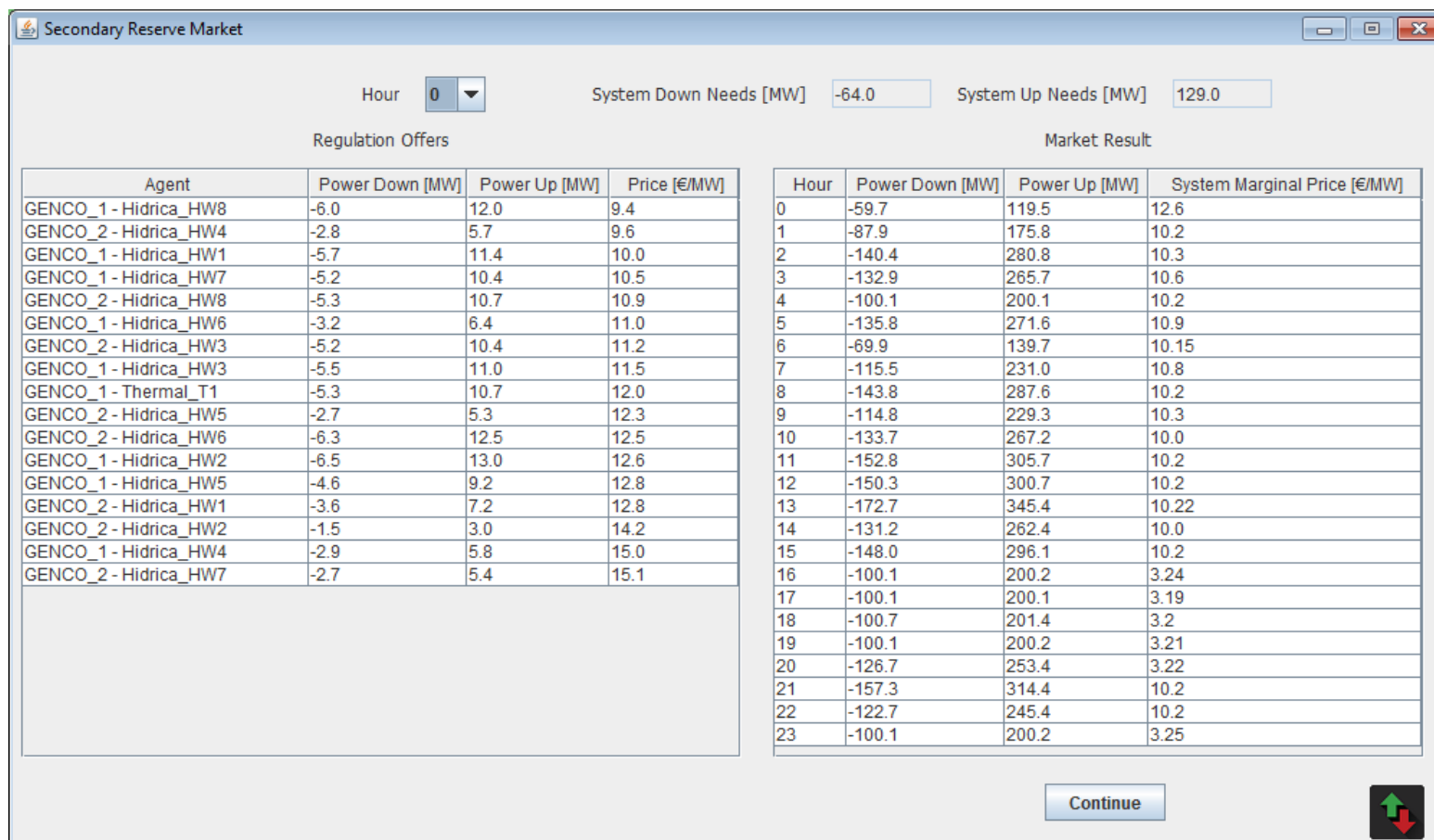


Figura 4.4- Janela de resultados do mercado de banda de reserva de regulação secundária

As necessidades de banda de potência apresentadas no topo da Figura 4.4 são calculadas para cada hora através da Equação (2.3). A tabela *Regulation Offers* apresenta, para cada hora de programação, as ofertas dos AM para cada unidade física, discriminando a banda oferecida por ordem crescente de preço. A tabela *Market Result* apresenta o resultado do casamento entre as bandas de potência oferecidas e as necessidades do sistema. Este despacho é realizado tendo em conta dois fatores principais:

- Para cada hora de programação, as ofertas de banda de potência assignadas têm de ser constituídas pelo conjunto de ofertas que satisfazem e minimizam o custo das necessidades de banda de potência da hora correspondente;

- A banda de potência contratada deve estar em torno de $\pm 10\%$ do valor da banda de potência necessária calculada.

Observado o resultado do mercado no exemplo da Figura 4.4, é possível perceber que, para a hora de programação 0, a última oferta aceite foi da “GENCO_1 – Hidrica_HW2” que consequentemente estabeleceu o preço do mercado para a hora correspondente. As necessidades de banda eram de [-64,0 MW;129 MW] e a banda contratada foi [-59,7,0 MW;119,5 MW], o que se encontra em torno de $\pm 10\%$ do valor da banda de potência necessária calculada conforme regulamentado. Caso a última oferta de banda [-4,6 MW;9,2 MW] fosse aceite, a banda contratada passaria a estar fora do limite regulamentado.

O botão *Continue* permite passar à próxima janela representada nas Figura 4.5 e Figura 4.6.

Na Figura 4.5 é possível verificar a banda contratada por unidade física, para cada hora de programação.

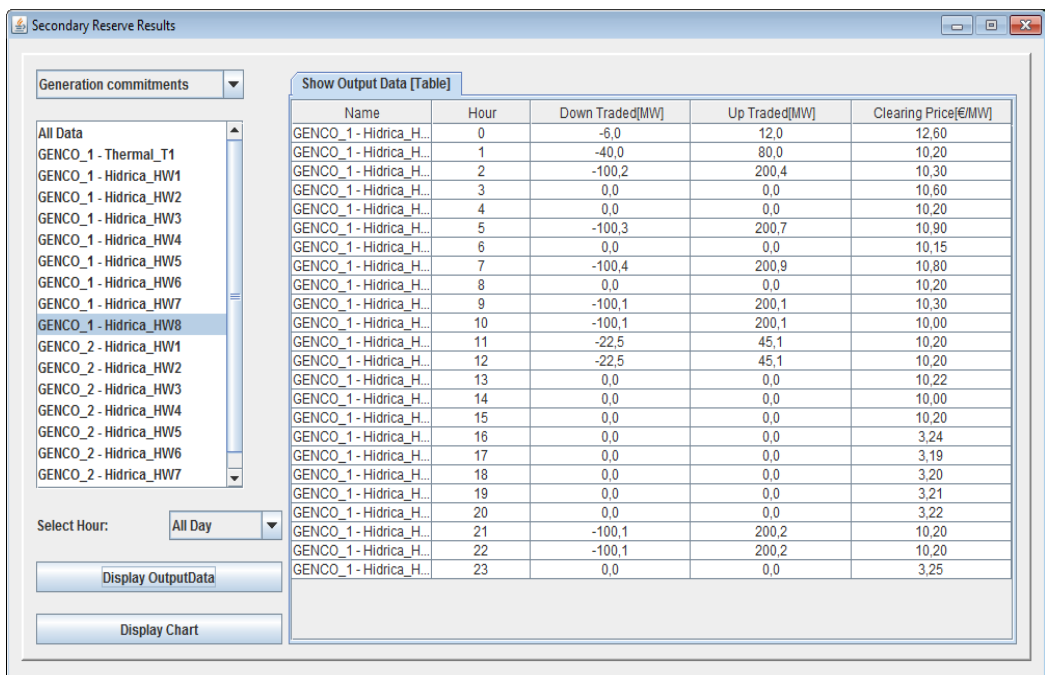


Figura 4.5- Apresentação de resultados – *Generation commitments*, potência de banda secundária contratada por cada unidade física e por hora de programação

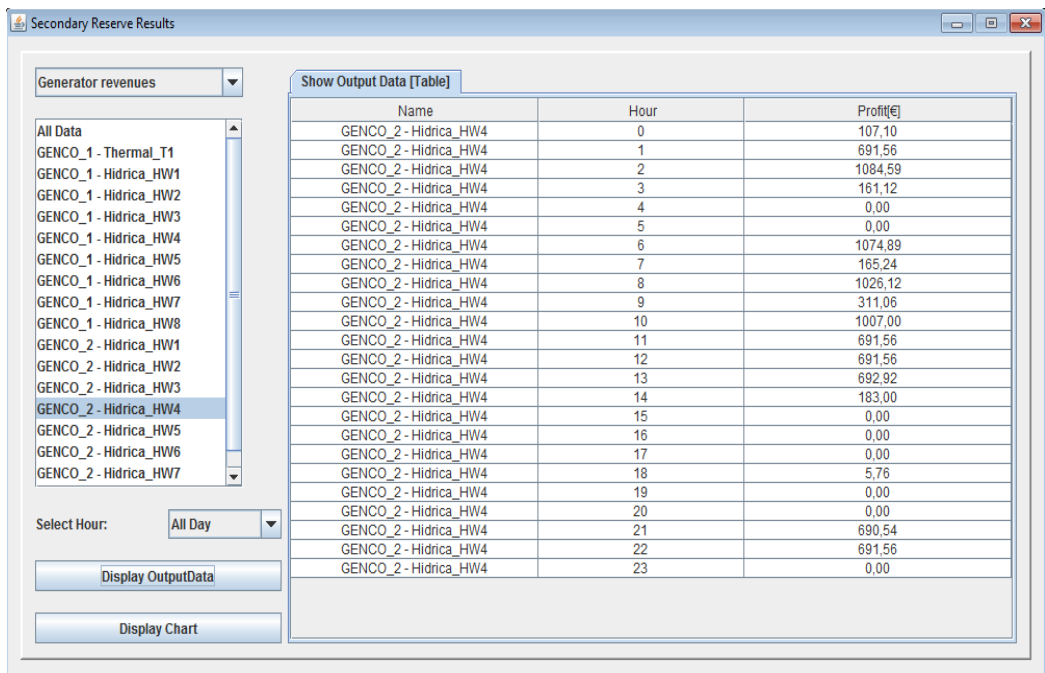


Figura 4.6- Apresentação de resultados – *Generator revenues*, lucro obtido por cada unidade física e por hora de programação

Na Figura 4.6 é possível verificar, para cada hora de programação, o lucro obtido por cada unidade física. O lucro é calculado segundo a Equação (3.2).

É ainda possível voltar a verificar o resultado de mercado (banda contratada e preço marginal).

4.2 Implementação do Mercado de Reserva de Regulação Terciária no SIMREEL

A implementação do mercado de reserva de regulação terciária no simulador, começa com a seleção da(s) unidade(s) física(s) a participar no mercado por parte do AM responsável.

Na Figura 4.7 podemos verificar que o AM “GENCO_1”, possui apenas uma unidade física apta a participar no mercado de reserva de regulação terciária.

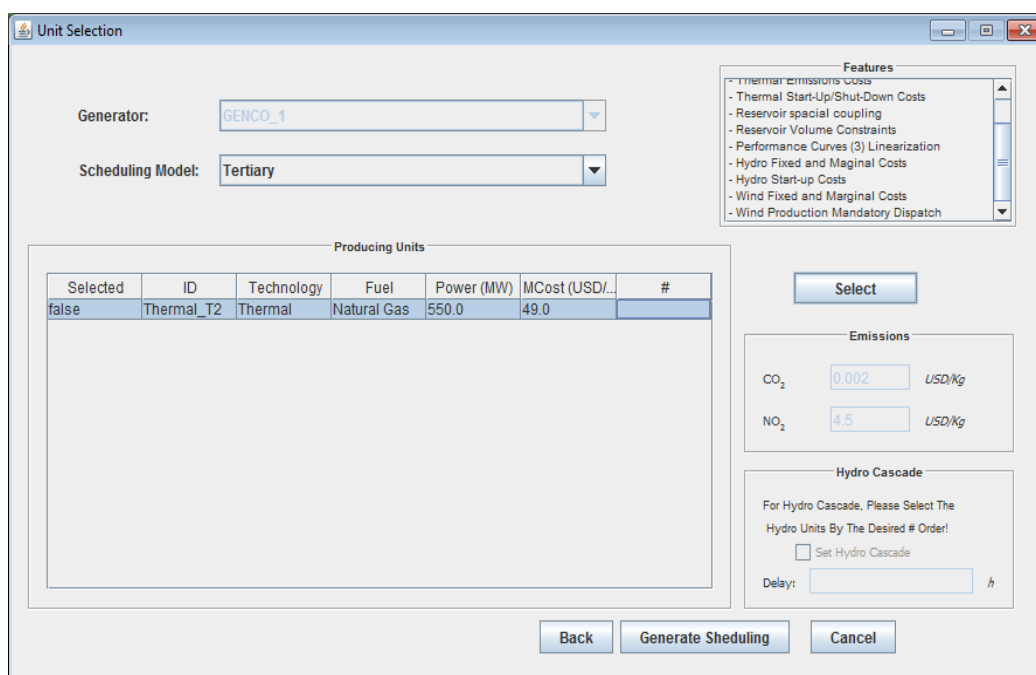


Figura 4.7- Apresentação e seleção das unidades físicas a participar no mercado de reserva de regulação terciária

Para cada uma das unidades de produção inscrita a participar no mercado de reserva de regulação terciária, é calculada a reserva e o preço a licitar pelo AM responsável.

A estratégia de licitação desenvolvida e implementada para cada hora de programação é a seguinte:

Em primeiro lugar, para perceber se será mais vantajoso licitar subir ou para descer, é verificada a relação:

$$RTS > RTB \quad (4.9)$$

Sendo,

$$RTS = PM - PCMD \quad (4.10)$$

$$RTB = PCMD \quad (4.11)$$

Caso a licitação seja subir:

$$PLRT = A \times PLMD \quad (4.12)$$

O coeficiente aleatório A varia entre 1,1 e 1,5, pois o preço para subir no mercado de reserva terciária é tipicamente superior ao preço marginal de mercado diário para a mesma hora.

Caso a licitação seja para descer:

$$PLRT = B \times PLMD \quad (4.13)$$

Sendo,

RTS – Reserva terciária a subir [MW];

RTB – Reserva terciária a baixar [MW];

$PCMD$ – Potência contratada no mercado diário [MW];

$PLMD$ – Preço licitado no mercado diário [€/MWh];

$PLRT$ – Preço de licitação de reserva terciária [€/MWh];

A – Coeficiente aleatório entre [1,1;1,5];

B – Coeficiente aleatório entre [0,5;0,9];

PM – Potência máxima da unidade física [MW].

O coeficiente aleatório B varia entre 0,5 e 0,9, pois o AM tem interesse em pagar menos pela energia ao GGS, nunca ultrapassando o preço licitado no mercado diário para a mesma hora.

Após a seleção da(s) unidade(s) física(s) a participar, na Figura 4.8 é possível verificar, para cada hora de programação, a reserva terciária licitada para subir ou descer, e o preço de licitação para a unidade física “Thermal_T2” selecionada na janela anterior.

Generator

Name: GENCO_1 - Thermal_T2

Hour	Price [€/MWh]	Energy [MW]	Hour	Price [€/MWh]	Energy [MW]	Hour	Price [€/MWh]	Energy [MW]
00	58.12	-492.20	08	52.64	550.00	16	52.64	402.90
01	24.32	-472.90	09	65.23	-519.40	17	24.32	399.50
02	52.64	550.30	10	60.20	463.60	18	52.64	407.10
03	60.20	424.90	11	55.65	-365.30	19	24.32	-344.80
04	55.65	550.00	12	45.60	386.70	20	52.64	442.20
05	45.60	550.00	13	45.60	361.30	21	58.12	-519.00
06	65.23	-550.00	14	65.23	436.50	22	58.12	348.50
07	24.32	543.00	15	24.32	406.60	23	36.03	-322.80

Default Save Cancel

Figura 4.8- Apresentação das licitações de reserva de regulação terciária de uma unidade física

Após a inscrição da(s) unidade(s) física(s) a participar, é possível correr a simulação do mercado de reserva de regulação secundária. A Figura 4.9 exemplifica uma simulação.

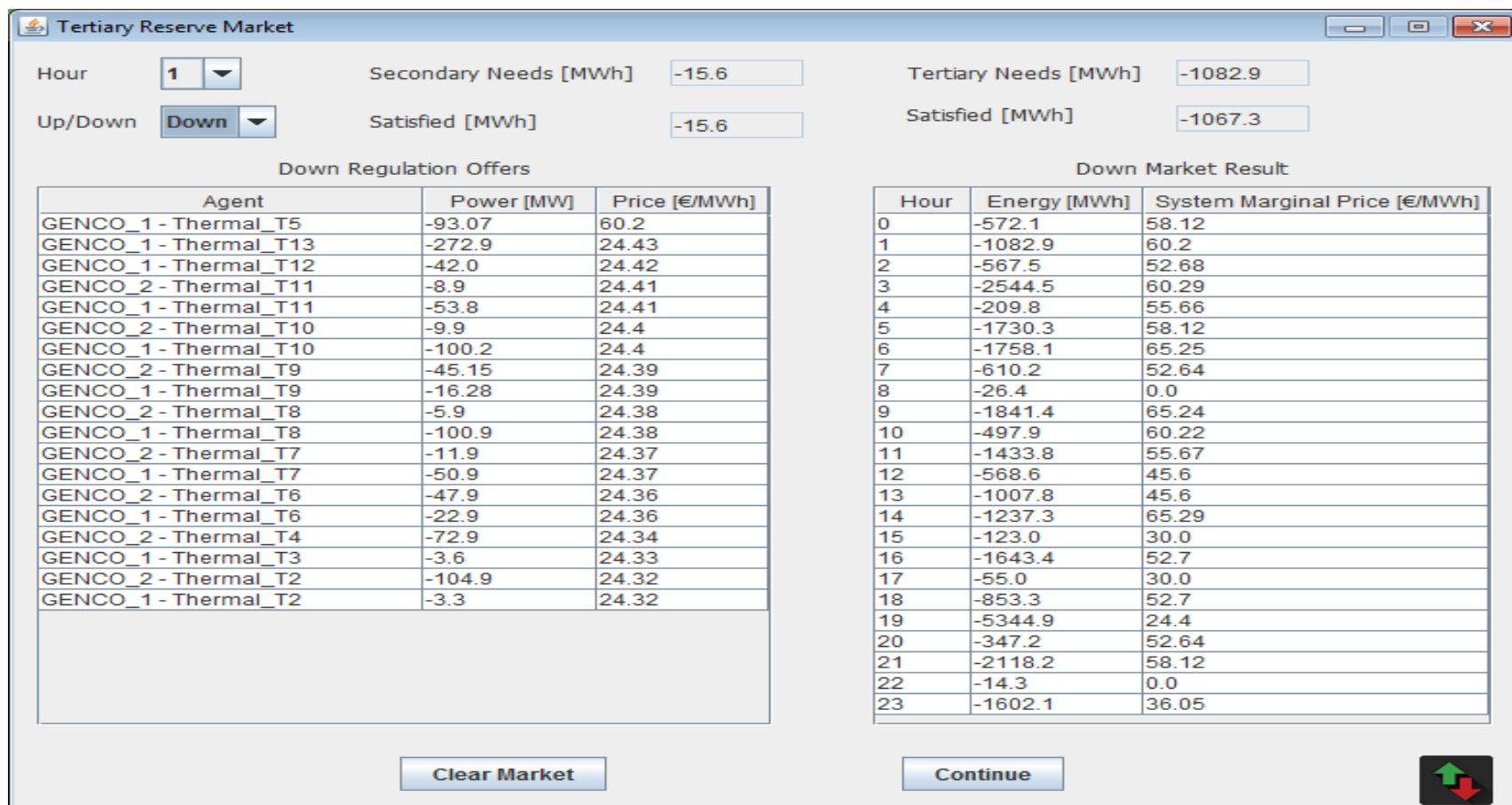


Figura 4.9- Janela de ofertas e resultados do mercado de reserva de regulação terciária para baixar

As necessidades horárias de reserva terciária apresentadas no topo da Figura 4.9 são calculadas a partir de dados disponíveis com um período de 15 minutos. Assim, para cada 15 minutos são calculados os desvios na rede, e de seguida para cada hora são somados os desvios em excesso e os desvios por defeito. O desvio para cada 15 minutos é calculado da seguinte forma:

$$D = (DAPT - (CP + SIE) + (PEP - FPEP))/4 \quad (4.14)$$

Sendo,

D – Desvio [MWh];

$DAPT$ – Potência contratada no mercado *spot* (Portugal) [MW];

CP – Consumo em Portugal [MW];

SIE – Saldo de Importação e Exportação de Portugal [MW];

PEP – Produção eólica em Portugal [MW];

$FPEP$ – *Forecast* de produção eólica em Portugal [MW].

A Equação (4.14) permite calcular o desvio total por defeito ou excesso em Portugal, as duas fontes principais do desvio são:

- O desequilíbrio entre a produção e o consumo em Portugal em tempo real;
- O desequilíbrio entre a previsão de produção eólica e a produção observada em Portugal em tempo real.

A fim de se obter o desvio num período de 15 minutos com um panorama próximo da realidade, é necessário efetuar uma adaptação da energia contratada no mercado *spot* para Portugal. A Tabela 4.1 e Figura 4.10 exemplificam a adaptação feita para a hora de programação 0 em que foram contratados 5477,1 MW.

Tabela 4.1- Adaptação à potência contratada por hora de programação a períodos de 15 minutos

Período	Contratado no mercado spot (Portugal) [MW]	Contratado no mercado spot (Portugal c/ adaptação) [MW]
00:00	5477,1	5676,7
00:15	5477,1	5543,6
00:30	5477,1	5410,6
00:45	5477,1	5277,5

A correção é feita de modo a que a energia contratada por cada hora de programação seja a mesma, ou seja, para este exemplo, é fácil verificar que:

$$\frac{5676,7 + 5543,6 + 5410,6 + 5277,5}{4} = 5477,1 \text{ MWh}$$

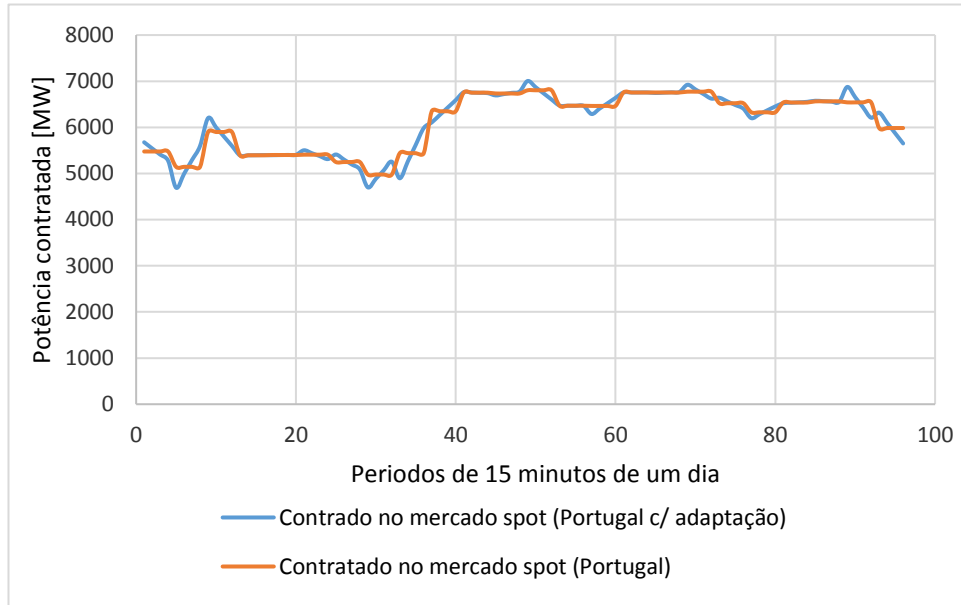


Figura 4.10- Adaptação à potência contratada por hora de programação a períodos de 15 minutos

Esta adaptação permite que a potência gerada se aproxime da realidade e varie nos períodos de 15 minutos, como se pode verificar na Figura 4.10, o que nos permite obter um desvio mais preciso.

Tendo os desvios por hora de programação calculados, as necessidades para subir e baixar, para cada hora de programação, são calculadas a partir das Equações (4.15) e (4.16):

$$NS = - \sum_{i=1}^4 dd_i \quad (4.15)$$

$$NB = - \sum_{i=1}^4 de_i \quad (4.16)$$

Sendo que,

NS – Necessidade de reserva de regulação a subir [MWh];

dd_i – Desvio por defeito na rede para cada período de 15 minutos [MWh];

NB – Necessidade de reserva de regulação a baixar [MWh];

de_i – Desvio por excesso na rede para cada período de 15 minutos [MWh];

Após o cálculo das necessidades da rede, são assignadas as ofertas de reserva terciária necessárias para as colmatar. Na tabela *Down Regulation Offers* da Figura 4.9 é possível verificar as ofertas realizadas pelos AM para cada unidade física, discriminando a reserva ofertada e o preço ordenado de forma decrescente. A tabela *Down Market Result* apresenta o resultado do casamento das ofertas de reserva de regulação terciária a baixar e ainda a reserva de regulação secundária a baixar mobilizada de entre as bandas de reserva secundária previamente assignadas. Da mesma forma, é possível verificar as tabelas *Up Regulation Offers* e *Up Market Result*.

Este despacho é realizado de forma a que para cada hora de programação, as ofertas de reserva de regulação terciária assignadas, para subir e baixar, têm de ser constituídas pelo conjunto de ofertas que satisfazem e minimizam o custo das necessidades da rede, para subir e baixar, da hora correspondente. O mesmo se passa para a reserva de regulação secundária a mobilizar, sendo que o mercado o SIMREEL foi implementado de forma a que 90% das necessidades são colmatadas pela reserva de regulação terciária e os restantes 10% das necessidades são colmatadas pela reserva de regulação secundária mobilizada através das bandas assignadas previamente.

Observado o resultado do mercado no exemplo da Figura 4.9, é possível perceber que, para a hora de programação 1, a última oferta aceite para baixar foi da “GENCO_1 – Thermal_T5” que consequentemente estabeleceu o preço do mercado para a hora correspondente. Sendo assim, todas as ofertas de reserva de regulação terciária foram assignadas, porém, a necessidade para baixar era de -1082,9 MWh e a soma da reserva terciária contratada era de -1067,3 MWh, ou seja, no mercado de reserva de regulação terciária, só foram satisfeitos -1067,3 MWh.

A banda de reserva de regulação secundária contratada para a hora correspondente era de [-100,5 MW;201 MW], ou seja, estão disponíveis -25,1 MWh para baixar e 50,3 MWh para subir.

Para cada período de 15 minutos, a reserva de regulação secundária a mobilizar, para subir e para baixar, por cada unidade física com banda secundária contratada é calculada através das Equações (4.17) e (4.18):

$$RSMS = \frac{RSNMS}{BRSCS_h} \times BRSA_{h,uf} \quad (4.17)$$

$$RSMB = \frac{RSNMB}{BRSCB_h} \times BRBA_{h,uf} \quad (4.18)$$

Sendo,

$RSMS$ – Reserva secundária mobilizada a subir [MWh];

$RSMB$ – Reserva secundária mobilizada a baixar [MWh];

h – Índice da hora de programação h ;

uf – Índice da unidade física;

$BRSA_{h,uf}$ – Banda de regulação secundária a subir atribuída à unidade física uf na hora h [MW];

$BRBA_{h,uf}$ – Banda de regulação secundária a baixar atribuída à unidade física uf na hora h [MW];

$BRSCS_{h,uf}$ – Banda de regulação secundária contratada a subir na hora h [MW];

$BRSCS_{h,uf}$ – Banda de regulação secundária contratada a baixar na hora h [MW];

$RSNMS$ – Reserva secundária necessária a mobilizar para subir [MWh];

$RSNMS$ – Reserva secundária necessária a mobilizar para baixar [MWh];

De seguida, o botão *Continue* permite passar à próxima janela representada nas Figura 4.11 e Figura 4.12. Na Figura 4.11 é possível verificar a reserva secundária e terciária mobilizada para subir e para baixar por cada unidade física e por hora de programação.

Tertiary Reserve Results

Generation commitments

Show Output Data [Table]

Name	Hour	Down Traded[MWh]	Up Traded[MWh]	Down Market Price[€/M...]	Up Market Price[€/M...
GENCO_1 - Thermal_T2	0	0,0	0,0	0,00	0,00
GENCO_1 - Thermal_T3	1	-3,3	0,0	60,20	0,00
GENCO_1 - Thermal_T4	2	0,0	550,3	0,00	52,69
GENCO_1 - Thermal_T5	3	0,0	424,9	0,00	60,21
GENCO_1 - Thermal_T6	4	0,0	0,0	0,00	0,00
GENCO_1 - Thermal_T7	5	0,0	550,0	0,00	45,64
GENCO_1 - Thermal_T8	6	-550,6	0,0	65,24	0,00
GENCO_1 - Thermal_T9	7	0,0	543,0	0,00	24,36
GENCO_1 - Thermal_T10	8	0,0	232,9	0,00	52,64
GENCO_1 - Thermal_T11	9	-46,1	0,0	65,23	0,00
GENCO_1 - Thermal_T12	10	0,0	463,6	0,00	60,26
GENCO_1 - Thermal_T13	11	-365,3	0,0	55,73	0,00
GENCO_1 - Thermal_T14	12	0,0	0,0	0,00	0,00
GENCO_1 - Thermal_T15	13	0,0	0,0	0,00	0,00
GENCO_1 - Thermal_T16	14	0,0	436,5	0,00	65,26
GENCO_1 - Thermal_T17	15	0,0	406,6	0,00	24,37
GENCO_1 - Thermal_T18	16	0,0	402,9	0,00	52,68
GENCO_1 - Thermal_T19	17	0,0	399,5	0,00	24,33
GENCO_1 - Thermal_T20	18	0,0	407,1	0,00	52,65
GENCO_1 - Thermal_T21	19	0,0	0,0	0,00	0,00
GENCO_1 - Thermal_T22	20	0,0	0,0	0,00	0,00
GENCO_1 - Thermal_T23	21	-519,0	0,0	58,12	0,00
GENCO_1 - Thermal_T24	22	0,0	0,0	0,00	0,00
GENCO_1 - Thermal_T25	23	-322,8	0,0	36,05	0,00

Select Hour: All Day

Display OutputData

Display Chart

Figura 4.11- Apresentação de resultados – *Generation commitments*, reserva secundária e terciária mobilizada por cada unidade física e por hora de programação

Tertiary Reserve Results

Generator revenues

Show Output Data [Table]

Name	Hour	Revenue/Cost[€]	Profit[€]
GENCO_2 - Thermal_T5	0	0,00	0,00
GENCO_2 - Thermal_T5	1	1286,73	4,21
GENCO_2 - Thermal_T5	2	3438,55	3,26
GENCO_2 - Thermal_T5	3	3626,45	0,60
GENCO_2 - Thermal_T5	4	0,00	0,00
GENCO_2 - Thermal_T5	5	2081,18	1,82
GENCO_2 - Thermal_T5	6	-35686,28	-19276,28
GENCO_2 - Thermal_T5	7	13234,79	21,73
GENCO_2 - Thermal_T5	8	28967,79	0,00
GENCO_2 - Thermal_T5	9	0,00	0,00
GENCO_2 - Thermal_T5	10	27954,61	13,92
GENCO_2 - Thermal_T5	11	-20190,98	-2438,28
GENCO_2 - Thermal_T5	12	17606,16	0,00
GENCO_2 - Thermal_T5	13	16488,96	0,00
GENCO_2 - Thermal_T5	14	17757,25	-0,00
GENCO_2 - Thermal_T5	15	9916,15	8,14
GENCO_2 - Thermal_T5	16	21183,68	4,02
GENCO_2 - Thermal_T5	17	0,00	0,00
GENCO_2 - Thermal_T5	18	0,00	0,00
GENCO_2 - Thermal_T5	19	0,00	0,00
GENCO_2 - Thermal_T5	20	0,00	0,00
GENCO_2 - Thermal_T5	21	0,00	0,00
GENCO_2 - Thermal_T5	22	0,00	0,00
GENCO_2 - Thermal_T5	23	0,00	0,00

Select Hour: All Day

Display OutputData

Display Chart

Figura 4.12- Apresentação de resultados – *Generator revenues*, lucro obtido por cada unidade física e por hora de programação

Na Figura 4.12 é possível verificar, para cada hora de programação, o lucro e a receita/custo obtido por cada unidade física. A receita/custo e o lucro são calculados da seguinte forma:

$$R/C = (PRTS \times RSC) + (PRTB \times RBC) \quad (4.19)$$

$$L = (PRTS - CMP) \times RSC + (PSMD - PRTB) \times RBC \quad (4.20)$$

Sendo,

R/C – Receita ou custo [€];

$PRTS$ – Preço da reserva terciária para subir [€/MWh];

RSC – Reserva para subir contratada [MWh];

$PRTB$ – Preço da reserva terciária para baixar [€/MWh];

RBC – Reserva para baixar contratada [MWh];

CMP – Custo marginal de produção [€/MWh];

$PSMD$ – Preço marginal da energia resultante da simulação do mercado diário [€/MWh].

O resultado obtido da Equação (4.19), é uma receita se $PRTS \times RSC > PRTB \times RBC$, caso contrário, é um custo.

É ainda possível voltar a verificar o resultado de mercado para subir e baixar (energia mobilizada e preço marginal).

5 Caso de Estudo

5.1 Introdução

O caso de estudo envolveu a simulação do mercado diário e de seguida o mercado de reserva secundária e terciária (mercado de reservas).

Em primeiro lugar, foi escolhido o dia de mercado a simular e foram definidas as ofertas de compra e venda de energia, por parte dos diversos agentes participantes, a fim de possibilitar a análise do mercado diário de energia elétrica. De seguida, de acordo com as estratégias de licitação implementadas, desvios de produção eólica e desvios de consumo, foi analisado o mercado de reserva secundária e terciária.

O dia escolhido foi o dia 23 de maio de 2017.

5.2 Simulação do Mercado Diário

5.2.1 Unidades Produtoras de Energia

De forma a ser possível obter resultados adaptados à realidade, os grupos de produção construídos têm por base os atuais intervenientes no mercado [46] [47]. Com a informação disponível, foi possível construir a Tabela 5.1, que traduz o perfil de geração em Portugal e Espanha em 2017.

Tabela 5.1- Perfil de geração- Portugal e Espanha

País	Tipo	Capacidade máxima [MW]
Portugal	Térmica	5671,2
Portugal	Hídrica + Bombagem	7032,2
Portugal	Eólica	5360,0
Portugal	Mix renovável	2365,0
Espanha	Térmica	40151,7
Espanha	Hídrica + Bombagem	15645,0
Espanha	Mix renovável + eólica	30000,0

Para além da necessidade de se conhecer o perfil de geração, para a atribuição correta das ofertas, foi necessário estabelecer a relação entre o perfil de geração e o preço praticado em mercado [47].

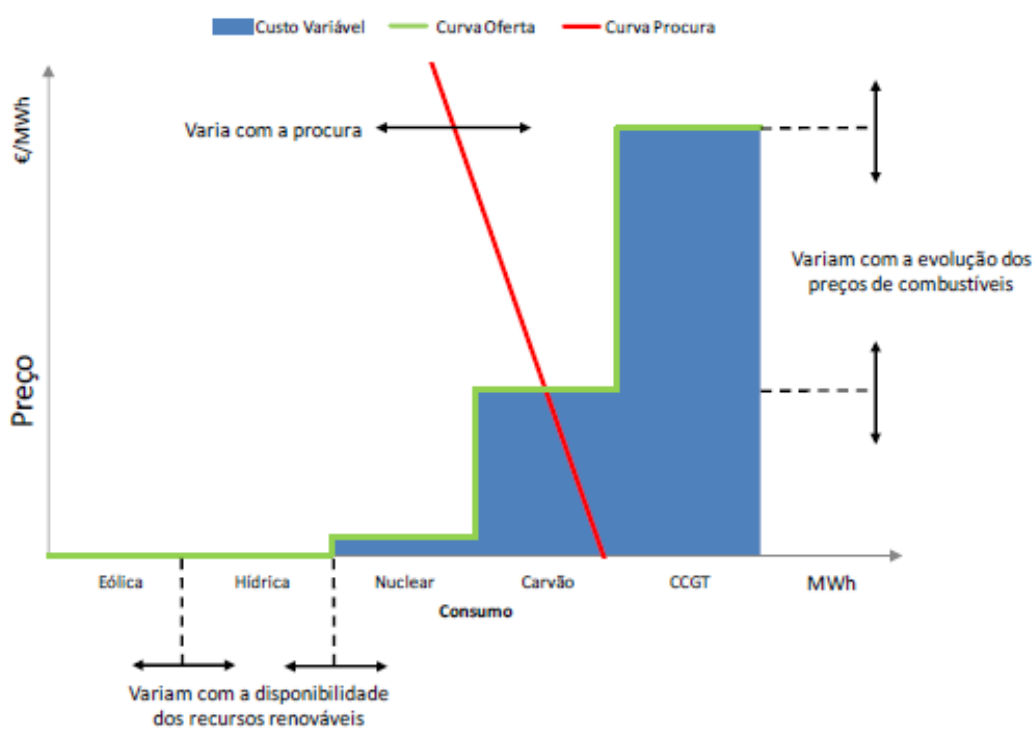


Figura 5.1- Curva da oferta por tecnologia de produção [38]

Assim, o cruzamento entre os preços praticados por tecnologia, as capacidades instaladas em Portugal e Espanha, e as licitações de venda observadas no dia 23-05-2017, permitiram construir a Tabela 5.2 que possui as 46 unidades físicas de produção que participaram na simulação do mercado diário.

Tabela 5.2- Unidades físicas que participaram na simulação do dia 23-05-2017

Unidade física	País	Tipo	Cap máx [MW]	Potência licitada [MW]	Preço licitado [€/MW]
AGUIEI	PT	Hídrica	336,0	159,0	45,5
ALINDO	PT	Hídrica	630,0	500,0	52,1
ALQUE	PT	Hídrica	508,0	244,0	52,0
ALQUEII	PT	Hídrica	254,0	220,0	51,6
ALQUEB	PT	Bombagem	296,0	130,0	37,4
ARABAGB	PT	Bombagem	318,0	237,0	44,6
BASBJ	PT	Hídrica	406,2	400,0	50,2
BASBM	PT	Hídrica	306,6	298,0	51,5
BASBJB	PT	Bombagem	1101,0	885,0	54,5
BEMPOS	PT	Hídrica	968,0	855,0	52,5
BASBMB	PT	Bombagem	799,0	710,6	40,0
FRADESB	PT	Bombagem	719,0	544,0	54,0
PJUGAIS	PT	Hídrica	390,0	387,0	55,5
HW1_ESP	ESP	Hídrica	5500,0	5500,0	155,0
HW2_ESP	ESP	Hídrica	5500,0	5500,0	170,0
HW3_ESP	ESP	Hídrica	5500,0	5500,0	180,3
LARES1	PT	Térmica	435,0	435,0	53,0
LARES2	PT	Térmica	435,0	420,0	56,3
PEGO3	PT	Térmica	418,6	418,6	37,0
PEGO4	PT	Térmica	418,6	418,6	44,0
RIBATE1	PT	Térmica	392,0	332,0	50,5
RIBATE2	PT	Térmica	392,0	312,0	51,0
RIBATE3	PT	Térmica	392,0	350,0	51,4
PEGO1	PT	Térmica	288,0	220,0	38,0
PEGO2	PT	Térmica	288,0	115,0	39,0
RTG01	PT	Térmica	344,0	172,0	47,0
RTG02	PT	Térmica	344,0	342,0	48,0
RTG03	PT	Térmica	344,0	316,0	49,5
SINES1	PT	Térmica	295,0	156,0	40,6
SINES2	PT	Térmica	295,0	186,0	41,6

SINES3	PT	Térmica	295,0	114,0	42,5
SINES4	PT	Térmica	295,0	242,0	43,5
TH1_ESP	ESP	Térmica	5000,0	5000,0	65,5
TH2_ESP	ESP	Térmica	5000,0	5000,0	110,0
TH3_ESP	ESP	Térmica	15000,0	Varia c/disponibilidade	35,0
TH4_ESP	ESP	Térmica	1330,0	1330,0	55,0
TH5_ESP	ESP	Térmica	5500,0	5500,0	55,0
TH6_ESP	ESP	Térmica	5500,0	5500,0	55,0
TH7_ESP	ESP	Térmica	5500,0	5500,0	55,0
TH8_ESP	ESP	Térmica	5500,0	5500,0	55,0
TH9_ESP	ESP	Térmica	5500,0	5500,0	55,0
TH10_ESP	ESP	Térmica	2000,0	2000,0	70,0
TH11_ESP	ESP	Térmica	2000,0	2000,0	70,0
EOLICA_PT	PT	Renovável	5360,0	Varia c/disponibilidade	0,0
MIX_PT	PT	Renovável	2365,0	Varia c/disponibilidade	0,0
TMIX_ESP	ESP	Renovável	30000,0	Varia c/disponibilidade	0,0

Para efeitos de simplificação, em todo o estudo foi assumido o preço de licitação como custo marginal.

Aspetos a ter em conta em relação às unidades físicas com produções variáveis por hora de programação:

-A unidade física EOLICA_PT inclui a potência total instalada em Portugal e as licitações efetuadas por cada hora de programação são com base nas previsões feitas pela REN até às 12:00 dia 22-05-2017;

-A unidade física MIX_PT representa as restantes fontes de produção renovável em Portugal e as licitações efetuadas por cada hora de programação correspondem à produção que consta no relatório da REN.

-A unidade física TMIX_ESP inclui a potência total instalada em Espanha proveniente de fontes renováveis e as licitações efetuadas por cada hora de programação correspondem à produção observada com base na curva de mercado;

-A unidade física TH3_ESP corresponde à produção de origem nuclear e as licitações efetuadas por cada hora de programação correspondem à produção observada com base na curva de mercado.

As licitações, por cada hora de programação, das unidades físicas com produção variável podem ser verificadas na Tabela 6.1 nos anexos.

É ainda possível verificar na Figura 5.2 a soma acumulada da oferta simulada, para a hora de programação 0.

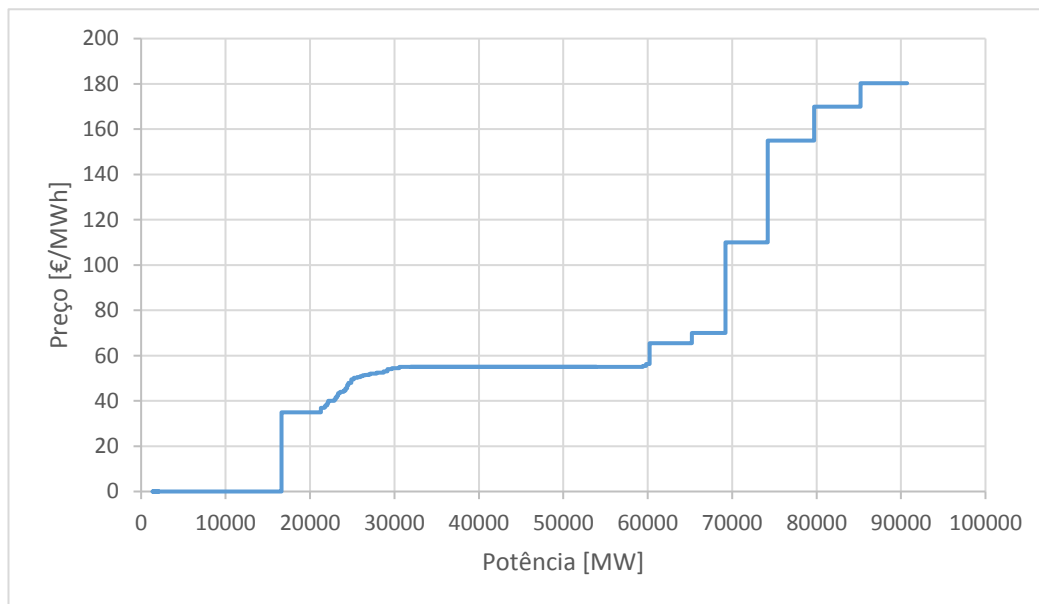


Figura 5.2- Soma acumulada da oferta simulada, para a hora de programação 0

5.2.2 Agentes Comercializadores (Retalhistas)

Relativamente aos agentes retalhistas, foram considerados quatro participantes, sendo que cada participante possui 6 ofertas para cada hora de programação, o que perfaz 24 ofertas para cada hora de programação.

Foram definidos agentes com diferentes percentagens de mercado de modo a assegurar uma menor discrepância possível ao mercado real. Na Figura 5.3 é possível verificar as percentagens de mercado atribuídas a estes agentes.

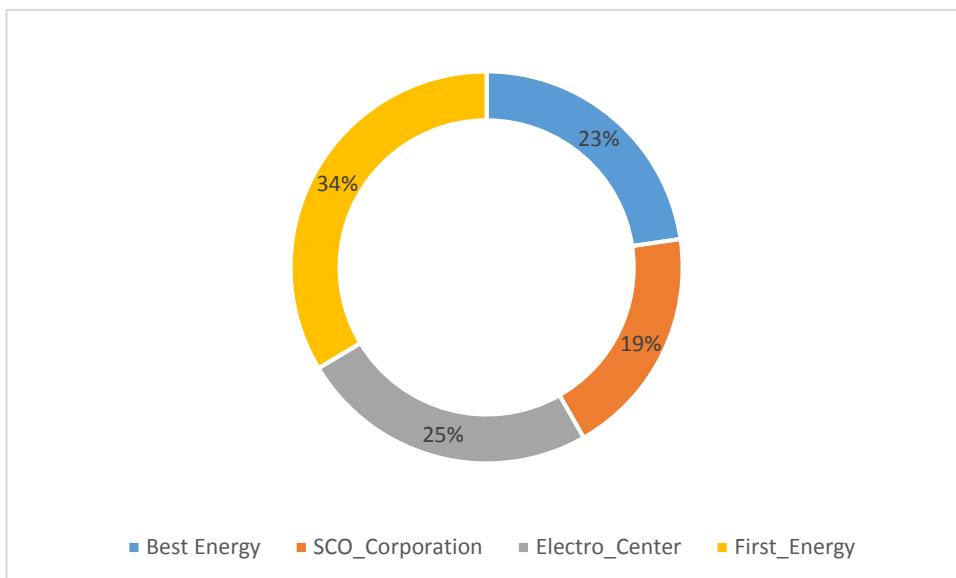


Figura 5.3- Percentagem de potência de carga por agente retalhista

A Figura 5.4 representa a procura total de cada retalhista, em função da hora de programação.

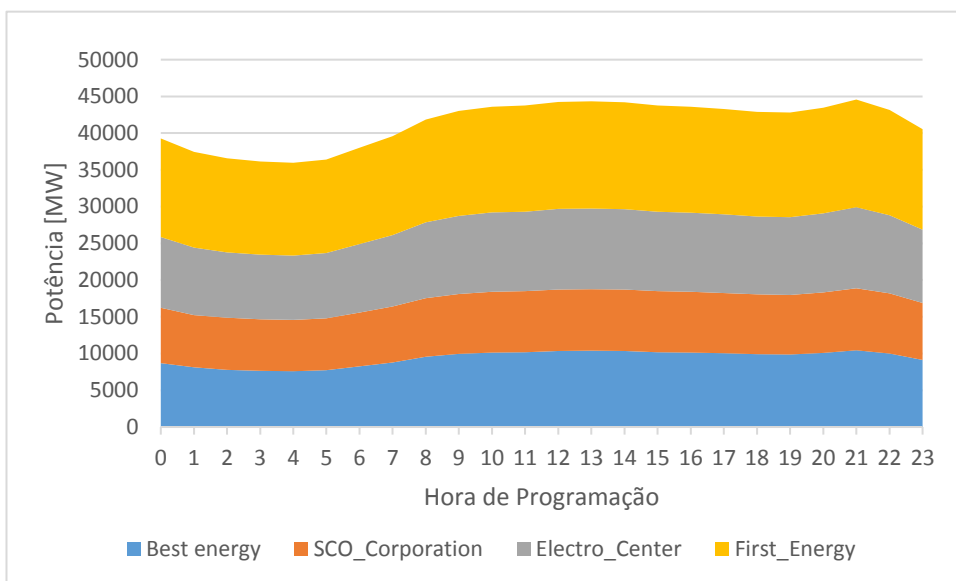


Figura 5.4- Procura total de cada retalhista, em função da hora de programação

É ainda possível verificar na Figura 5.5, a soma acumulada da procura, para a hora de programação 0, simulada pelos 4 agentes participantes.

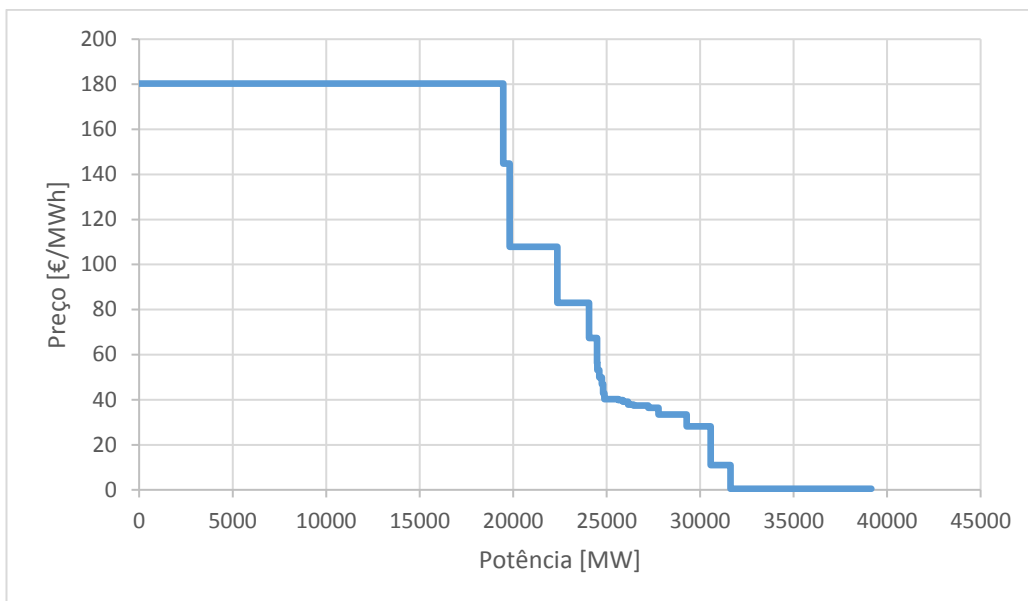


Figura 5.5- Soma acumulada da procura, simulada para a hora de programação 0

5.2.3 Resultados

Tendo os agentes produtores e os agentes retalhistas definidos, foi possível simular o mercado diário. As curvas agregadas da procura e da oferta, simuladas para a hora de programação 0, encontram-se representadas na Figura 5.6.

As curvas reais de mercado para a hora de programação 0, encontram-se representadas na Figura 5.7.

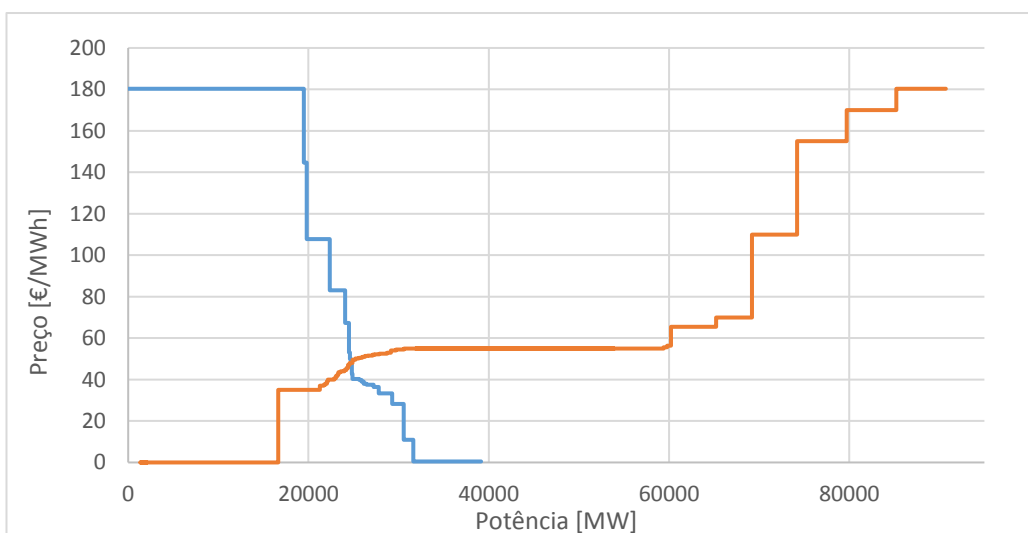


Figura 5.6- Curvas agregadas da procura e da oferta, simuladas para a hora de programação 0

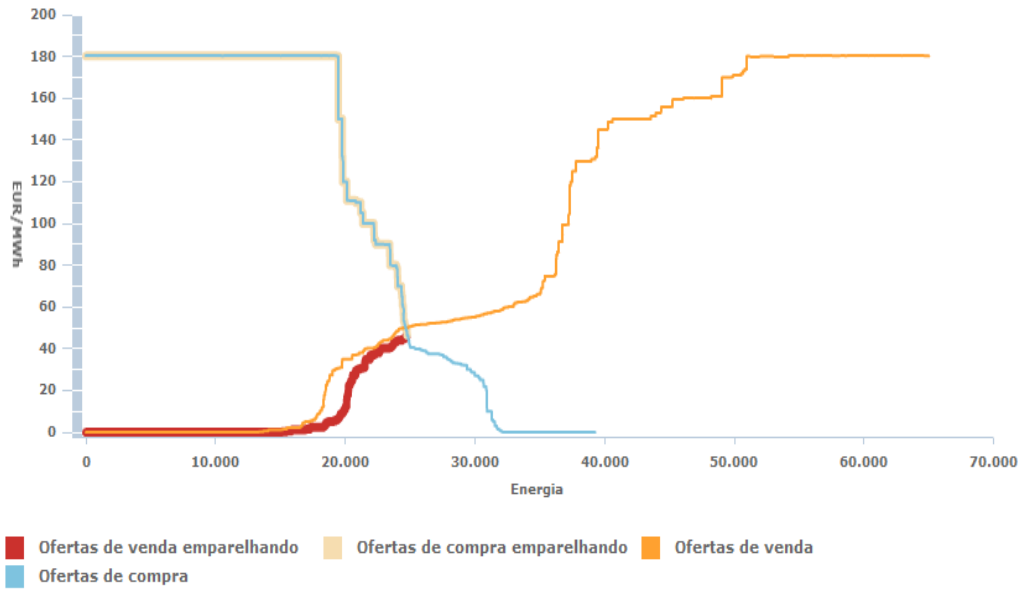


Figura 5.7- Curvas reais agregadas da procura e da oferta, para a hora de programação 0

A semelhança entre as curvas simuladas e as curvas reais é indicativa do sucesso dos resultados obtidos. Na Tabela 5.3 e Figura 5.8 e Figura 5.9 é possível verificar a potência contratada e preço, simulados e reais, por cada hora de programação.

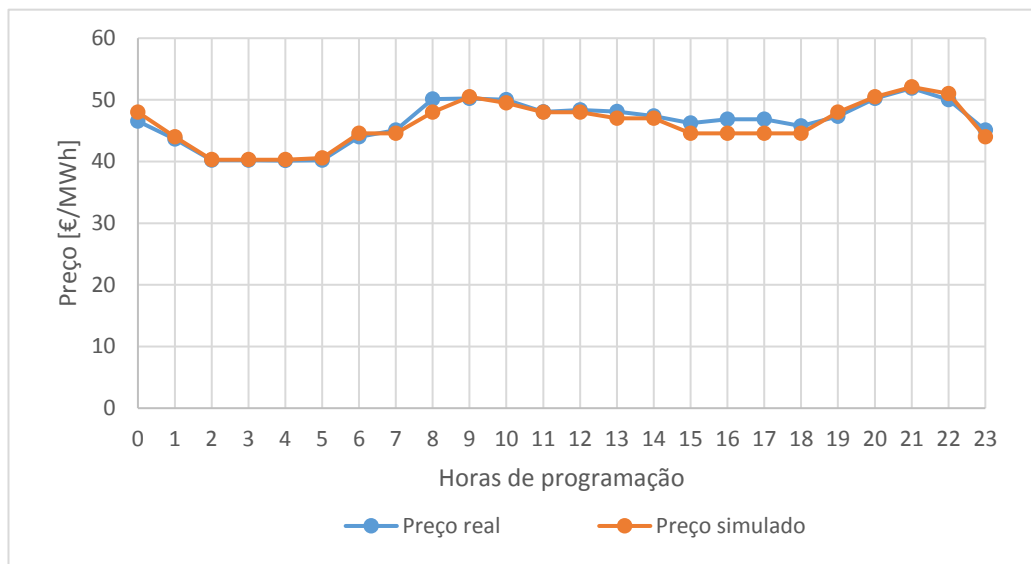


Figura 5.8- Preço real e preço simulado em função da hora de programação

Tabela 5.3- Potência contratada e preço, simulados e reais, por cada hora de programação

Hora	Potência contratada simulada [MW]	Potência contratada real [MW]	Preço simulado [€/MWh]	Preço real [€/MWh]
0	24743,6	24797,3	48,0	46,56
1	23089,5	23265,5	44,0	43,62
2	22826,9	22473,1	40,29	40,2
3	22240,8	22473,1	40,29	40,19
4	22095,6	21900,4	40,29	40,14
5	22131,8	22007,9	40,59	40,19
6	23590,9	23154,0	44,59	44,02
7	25163,6	23154,0	44,59	45,08
8	27342,0	25864,4	48,0	50,12
9	28365,6	30152,2	50,5	50,21
10	29085,5	30152,2	49,5	50,0
11	29238,0	31163,1	48,0	48,07
12	29725,6	31163,1	48,0	48,38
13	29818,1	31732,5	47,0	48,11
14	29690,4	31683,4	47,0	47,39
15	29357,6	31382,9	44,59	46,25
16	29184,4	30821,8	44,59	46,84
17	28890,1	30821,8	44,59	46,84
18	28492,5	30511,8	44,59	45,76
19	28270,9	29878,9	48,0	47,3
20	28781,6	29622,9	50,5	50,21
21	29906,9	30066,6	52,09	51,9
22	28485,7	31292,0	51,0	50
23	26197,7	29617,1	44,0	45,11

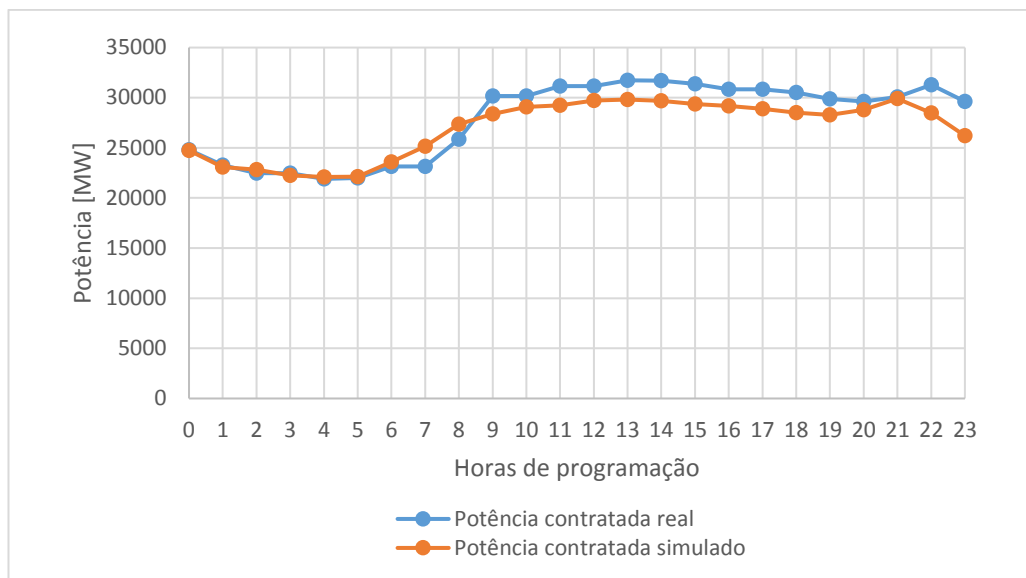


Figura 5.9- Potência contratada real e simulada em função da hora de programação

Em relação à potência contratada: a maior diferença registada foi de 2025,3 MW (6,5%), na hora de programação 15, em que a potência contratada observada foi de 31382,9 MW, e a potência contratada simulada foi de 29357,6 MW. A menor diferença registada foi de 53,7 MW (0,22%), na hora de programação 0, em que a potência contratada observada foi de 24797,3 MW, e a potência contratada simulada foi de 24743, 6.

Em relação ao preço de mercado: a maior diferença registada foi de 2,25 €/MWh (4,8%), nas horas de programação 16 e 17, em que o preço de mercado observado foi de 46,84 €/MWh, e o preço de mercado simulado foi de 44,59 €/MWh; A menor diferença registada foi de 0,07 €/MWh na hora de programação 11, em que o preço de mercado observado foi de 48,07 €/MWh e o preço de mercado simulado foi de 48,00 €/MWh.

Como se pode verificar, de uma maneira geral, os resultados obtidos da simulação do mercado diário correspondem aos resultados observados no mercado diário real.

5.3 Simulação do Mercado de Serviços de Sistema

5.3.1 Unidades físicas a participar

A Tabela 5.4 descreve as unidades físicas usadas, quanto à sua participação no mercado de reserva secundária ou terciária.

Tabela 5.4- Discriminação das unidades físicas usadas, quanto à sua participação no mercado de reserva secundária ou terciária

Unidades físicas	
Reserva Secundária	Reserva Terciária
AGUIEI	ALQUEB
ALINDO	BASBJ
ALQUE	BASBM
ALQUEII	LARES1
ARABAGB	LARES2
BASBJB	PEGO3
BEMPOS	PEGO4
BASBMB	RIBATE1
FRADESB	RIBATE2
PJUGAIS	RIBATE3
SINES1	PEGO1
SINES2	PEGO2
	SINES3
	SINES4

5.3.2 Necessidades de banda de reserva secundária

As necessidades de banda de reserva secundária são calculadas segundo 2.3. Sendo assim, na Tabela 5.5 encontram-se os valores de pico máximo de consumo previsto e consequentemente as necessidades de banda calculadas para cada uma das horas de programação do dia em estudo.

Tabela 5.5- Valores de pico máximo de consumo previsto e necessidades de banda secundária, por hora de programação

Hora de programação	Consumo Máximo Previsto [MW]	Banda necessária a baixar [MW]	Banda necessária a subir [MW]
0	10782,1	-105,5	211,0
1	9721,6	-98,0	196,0
2	7578,2	-81,8	163,5
3	6570,9	-73,5	147,0
4	5901,0	-67,8	135,5
5	5901,0	-67,8	135,5
6	7236,4	-79,0	158,0
7	8607,0	-89,8	179,5
8	9930,1	-99,5	199,0
9	9583,6	-97,0	194,0
10	10210,9	-101,5	203,0
11	8442,9	-88,5	177,0
12	8640,0	-90,0	180,0
13	8508,4	-89,0	178,0
14	8410,2	-88,3	176,5
15	8607,0	-89,8	179,5
16	8739,2	-90,8	181,5
17	8739,2	-90,8	181,5
18	10423,6	-103,0	206,0
19	10140,4	-101,0	202,0
20	8280,0	-87,3	174,5
21	8475,6	-88,8	177,5
22	8640,0	-90,0	180,0
23	11962,9	-113,5	227,0

5.3.3 Resultado do mercado de banda de reserva secundária

Tendo em conta as necessidades de banda de reserva secundária obtidas, na Tabela 5.6 é possível verificar, para cada hora de programação, a banda secundária casada e os preços obtidos através da simulação.

Tabela 5.6- Banda secundária casada e preço, por hora de programação

Hora de programação	Banda a baixar contratada [MW]	Banda a subir contratada [MW]	Preço marginal [€/MW]
0	-110,0	220,0	5,66
1	-113,7	227,4	6,67
2	-144,2	288,4	3,32
3	-144,2	288,4	1,64
4	-144,2	288,4	1,3
5	-90,0	180,1	9,5
6	-124,0	248,0	7,48
7	-112,6	225,2	6,87
8	-110,0	220,0	8,99
9	-143,0	286,0	8,48
10	-143,0	286,0	6,88
11	-84,7	169,4	11,8
12	-95,0	190,0	9,42
13	-124,0	248,0	6,84
14	-113,7	227,4	10,23
15	-113,7	227,4	11,01
16	-160,6	321,2	10,73
17	-95,6	191,2	6,03
18	-114,5	229,1	20,77
19	-124,0	248,0	18,17
20	-113,7	227,4	20,65
21	-95,0	190,0	17,43
22	-98,7	197,4	19,9
23	-113,7	227,4	23,58

5.3.4 Desvios

Conforme foi exposto em 4.14, os desvios são compostos pelos desvios de eólica e desvios de produção/consumo. Na Figura 5.10 é possível verificar a discrepância entre a potência eólica prevista e a potência eólica observada ao longo do dia.

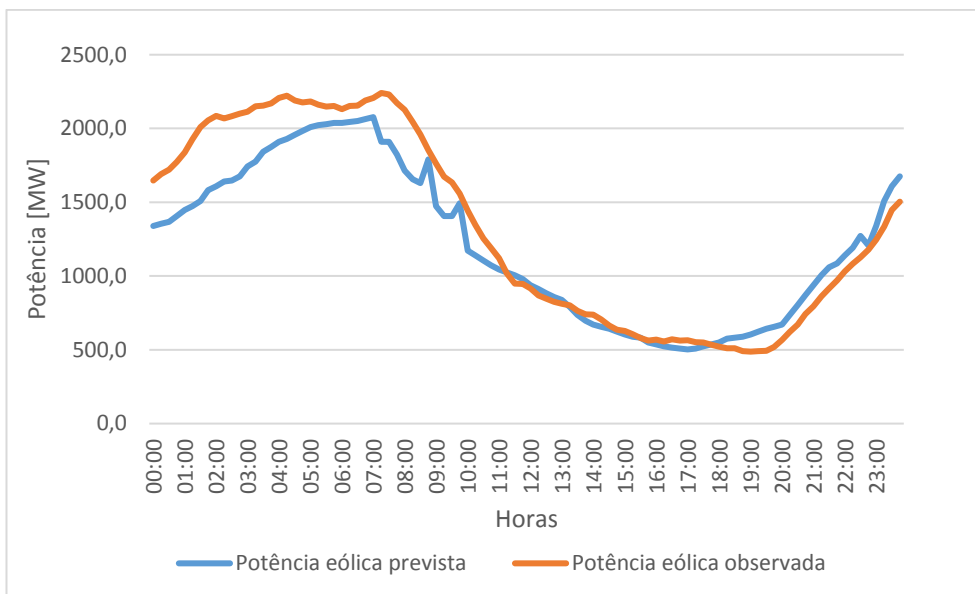


Figura 5.10- Potência eólica prevista e observada ao longo do dia em estudo

Assim sendo, a Tabela 5.7 apresenta os desvios de eólica resultantes, por excesso e por defeito, e por hora de programação, em MWh.

Tabela 5.7- Desvios de eólica por excesso e por defeito, por hora de programação

Hora de programação	Desvio de eólica por excesso [MWh]	Desvio de eólica por defeito [MWh]
0	340,9	0,0
1	455,0	0,0
2	441,3	0,0
3	338,2	0,0
4	254,1	0,0
5	136,4	0,0
6	108,0	0,0
7	283,0	0,0
8	298,5	0,0
9	212,0	0,0
10	186,1	0,0
11	19,0	-23,6
12	0,0	-33,0
13	20,6	-6,5
14	37,5	0,0
15	13,5	-0,5
16	44,0	0,0
17	32,9	-0,6
18	0,0	-66,0
19	0,0	-134,0
20	0,0	-120,0
21	0,0	-135,7
22	0,0	-97,6
23	0,0	-149,7

Na Figura 5.11 é possível verificar, ao longo do dia, a discrepância entre a potência contratada no mercado Spot (Portugal) e o consumo em Portugal (incluindo o saldo de importação e exportação). O desvio acentuado entre as 15h00 e as 19h00 deve-se à elevada importação de energia nesse período.

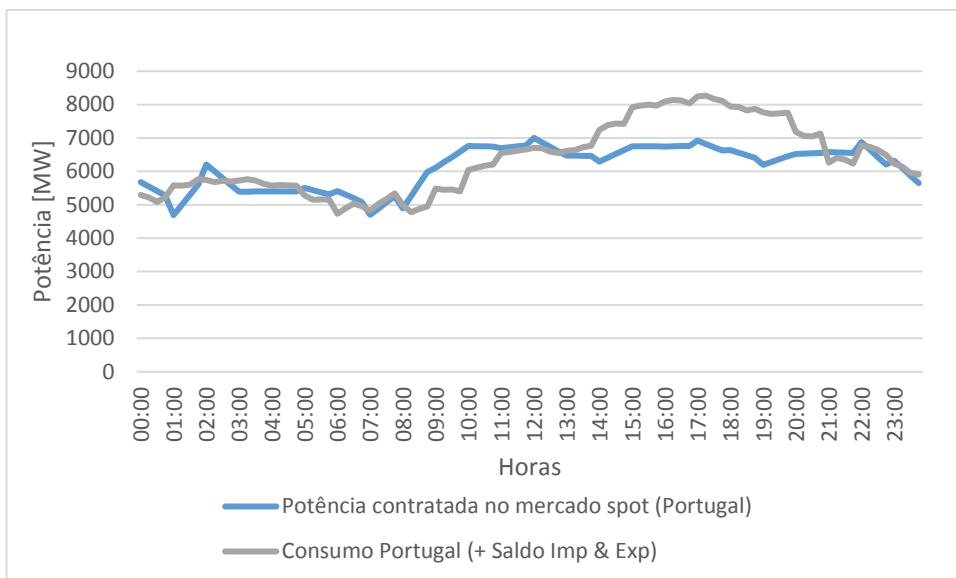


Figura 5.11- Potência contratada em Portugal e consumo em Portugal (incluindo o saldo de importação e exportação)

Assim sendo, a Tabela 5.8 apresenta os desvios de produção/consumo resultantes, por excesso e por defeito, e por hora de programação, em MWh.

Tabela 5.8- Desvios de produção/consumo por excesso e por defeito, por hora de programação

Hora de programação	Desvio de produção/consumo por excesso [MWh]	Desvio de produção/consumo por defeito [MWh]
0	271,6	0,0
1	0,0	-486,1
2	214,6	-24,6
3	0,0	-318,6
4	0,0	-180,9
5	218,9	0,0
6	342,2	0,0
7	0,0	-111,7
8	566,7	-25,0
9	899,6	0,0
10	618,6	0,0
11	133,0	0,0
12	167,2	0,0
13	0,0	-217,9
14	0,0	-908,0
15	0,0	-1207,8
16	0,0	-1344,9
17	0,0	-1425,2
18	0,0	-1369,2
19	0,0	-1417,9
20	0,0	-567,9
21	251,2	0,0
22	24,9	-146,8
23	21,9	-98,4

5.3.5 Necessidades do sistema energético

Com base nos desvios calculados, a Tabela 5.9 apresenta as necessidades do sistema energético para subir e para baixar, por hora de programação.

Tabela 5.9- Necessidades do sistema energético para subir e para baixar, por hora de programação

Hora de programação	Necessidade para baixar [MWh]	Necessidade para subir [MWh]
0	-612,7	0,0
1	-127,0	158,1
2	-631,3	0,0
3	-24,2	4,6
4	-73,3	0,0
5	-355,2	0,0
6	-450,1	0,0
7	-171,3	0,0
8	-840,2	0,0
9	-1111,7	0,0
10	-804,7	0,0
11	-128,4	0,0
12	-134,2	0,0
13	0,0	203,9
14	0,0	870,5
15	0,0	1194,7
16	0,0	1300,9
17	0,0	1392,8
18	0,0	1435,1
19	0,0	1551,9
20	0,0	687,9
21	-115,5	0,0
22	0,0	219,5
23	0,0	226,3

5.3.6 Resultado do mercado de reserva de regulação secundária e terciária

A Tabela 5.10 permite verificar as necessidades para subir e baixar, satisfeitas pelo mercado de reserva de regulação secundária e terciária, por hora de programação.

Tabela 5.10- Necessidades para subir e baixar, satisfeitas pelo mercado de reserva de regulação secundária e terciária, por hora de programação.

Hora de programação	Necessidade de regulação secundária satisfeita [MWh]		Necessidade de regulação terciária satisfeita [MWh]		Preço Marginal [€/MWh]	
	Para baixar	Para subir	Para baixar	Para subir	Para baixar	Para subir
0	-61,4	0,0	-551,3	0,0	29,49	0,0
1	-12,7	15,8	-114,3	142,3	23,94	47,43
2	-63,1	0,0	-568,2	0,0	29,49	0,0
3	-2,4	0,5	-21,8	4,1	23,94	47,43
4	-7,4	0,0	-65,9	0,0	23,94	0,0
5	-35,5	0,0	-319,7	0,0	23,94	0,0
6	-45,0	0,0	-405,1	0,0	23,94	0,0
7	-17,2	0,0	-154,1	0,0	23,94	0,0
8	-84,1	0,0	-756,1	0,0	30,7	0,0
9	-111,2	0,0	-1000,5	0,0	30,7	0,0
10	-80,5	0,0	-724,2	0,0	30,7	0,0
11	-12,9	0,0	-115,5	0,0	23,94	0,0
12	-13,4	0,0	-120,8	0,0	23,94	0,0
13	0,0	20,4	0,0	183,5	0,0	51,57
14	0,0	87,0	0,0	783,5	0,0	61,43
15	0,0	119,5	0,0	1075,2	0,0	65,61
16	0,0	130,1	0,0	1170,8	0,0	65,61
17	0,0	139,2	0,0	1253,6	0,0	65,61
18	0,0	143,5	0,0	1291,6	0,0	65,61
19	0,0	155,2	0,0	1396,7	0,0	66,91
20	0,0	68,8	0,0	619,1	0,0	65,61
21	-11,6	0,0	-103,9	0,0	23,94	0,0
22	0,0	21,9	0,0	197,6	0,0	51,57
23	0,0	22,7	0,0	203,6	0,0	51,57

5.4 Cenários de remuneração eólica

5.4.1 Cenário 1: Remuneração *Feed-in*

Este é o cenário que corresponde à atual política de remuneração eólica, os produtores eólicos são pagos ao preço *Feed-in* estipulado, o que se traduz na seguinte Equação:

$$Remuneração\ Feedin = \sum_{i=0}^{23} PEP_i \times PFI \quad (5.1)$$

Sendo,

PEP_i – Produção eólica em Portugal, em função da hora de programação [MWh];

PFI – Preço *Feed-in* estipulado [€/MWh];

A Equação (5.1) foi aplicada com os valores de produção eólica observados no dia em estudo e o preço *Feed-in* de 97,68 €/MWh (valor médio estipulado para o mês de maio de 2017 [48]). Assim, obteve-se a quantia de 3093203,26 €.

5.4.2 Cenário 2: Remuneração mercado

Este cenário corresponde à possível remuneração a ser aplicada após o fim das tarifas de remuneração garantida. Os produtores eólicos são pagos ao preço de mercado por toda a energia que produzem, traduz-se na seguinte Equação:

$$Remuneração\ mercado = \sum_{i=0}^{23} PEP_i \times PM_i \quad (5.2)$$

Sendo,

PEP_i – Produção eólica em Portugal, em função da hora de programação [MWh];

PM_i – Preço de mercado, em função da hora de programação [€/MWh];

A Equação (5.2) foi aplicada com os valores de produção eólica observados no dia em estudo e os preços de mercado diário obtidos na simulação. Assim, obteve-se a quantia de 1431789,2 €, o que corresponde a 24,42 €/MWh.

5.4.3 Cenário 3: Remuneração mercado c/penalizações e compensações I

Este cenário corresponde a uma possível política de remuneração a ser aplicada após o fim das tarifas de remuneração garantida. Os produtores eólicos são pagos ao preço de mercado pela produção eólica prevista, e por sua vez são penalizados ou compensados consoante a produção observada estiver por defeito ou por excesso, respetivamente. Traduz-se na seguinte equação:

$$\begin{aligned} & \text{Remuneração mercado c/penalizações e compensações} \\ & = \sum_{i=0}^{23} PEP_i \times PM_i + PP_d \times D_d + PC_e \times D_e \end{aligned} \quad (5.3)$$

Sendo,

PEP_i – Produção eólica prevista em Portugal em função da hora de programação [MWh];

PM_i – Preço de mercado, em função da hora de programação [€/MWh];

PP_d – Preço de penalização por defeito, em função da hora de programação [€/MWh];

D_d – Desvio por defeito, em função da hora de programação [€/MWh];

PC_e – Preço de compensação por excesso, em função da hora de programação [€/MWh];

D_e – Desvio por excesso, em função da hora de programação [€/MWh];

A Equação (5.3) foi aplicada com os valores de previsão de produção e desvios de eólica, e os preços de valorização média de resolução de desvios, para o dia em estudo [49]. Assim obteve-se a quantia de 1423435,15 €, o que corresponde a 11,23 €/MWh.

5.4.4 Cenário 4: Remuneração mercado c/penalizações e compensações II

Neste cenário, o preço de penalização e preço de compensação que é aplicado na Equação (5.3) é o preço resultante do mercado de reserva de regulação terciária para subir e descer obtidos na simulação, respetivamente. Caso não exista preço, o preço aplicado continua a ser o preço de valorização média de resolução de desvios. Assim obteve-se a quantia de 1368473,11 €, o que corresponde a 10,80 €/MWh.

6 Conclusões

6.1 Síntese de Resultados

O aumento de competitividade em regime de mercado livre, introduzido pela liberalização do sector elétrico, provocou uma maior complexidade no sistema elétrico. Este processo conduziu ao aparecimento de novas oportunidades e desafios para todas as entidades envolvidas no fornecimento de eletricidade.

A integração de energias renováveis no mercado de eletricidade, principalmente a energia eólica, torna cada vez mais difícil garantir a fiabilidade e segurança da rede elétrica. As novas regras implementadas pela liberalização aliada à imprevisibilidade inerente das fontes renováveis, fez surgir a necessidade de estudar o mercado de serviços de sistema.

No capítulo 2 foram apresentadas as principais consequências da liberalização do sector elétrico, bem como os diferentes tipos de comercialização de energia elétrica, com especial atenção para a estrutura de controlo de frequência em Portugal. Para as unidades de produção habilitadas a fornecer serviços de reserva de regulação, o mercado de serviços de sistema apresenta uma possibilidade de remuneração, para além do mercado diário e intradiário.

As principais características da energia eólica também foram abordadas no capítulo 2. Esta fonte renovável tem sido subsidiada pelas tarifas *feed-in*, e os produtores eólicos possuem uma garantia de que toda a sua energia é transacionada a um preço estipulado. Porém, é inevitável o fim gradual das tarifas *feed-in* e a entrada em regime de mercado, o que resultará numa necessidade de adaptação às regras de mercado. A variabilidade deste recurso é uma desvantagem que os produtores eólicos têm face aos produtores convencionais. O impacto que a energia eólica tem no preço da energia também é de notar,

pois devido aos custos marginais reduzidos provoca uma diminuição do preço de mercado.

No capítulo 3 foram exemplificadas as aplicações dos mercados de reserva de regulação secundária e terciária segundo as regras de negociação em mercado, a mobilização e remuneração.

Para uma melhor análise e compreensão do mercado de serviços de sistema, no capítulo 4 foi explicado com detalhe a implementação realizada no simulador SIMREEL desenvolvido no âmbito da dissertação. Foram desenvolvidas estratégias de licitação de energia no mercado de reservas, de contratação de banda de reserva secundária, e de mobilização de reserva secundária e terciária. Os desvios são calculados com base na energia contratada no mercado *spot* (Portugal), o consumo em Portugal, o saldo de importação e exportação, a produção eólica observada em Portugal e o *forecast* de produção eólica. Sendo assim, os desvios, que podem ser por defeito ou por excesso, dependem do desequilíbrio entre a produção e o consumo em Portugal em tempo real, e o desequilíbrio entre a previsão e produção de energia eólica em tempo real. Com base nos desvios, são calculadas as necessidades do sistema, e com base nas estratégias são calculadas as ofertas. Por sua vez, as necessidades do sistema são combinadas com as ofertas a fim de se obter os resultados dos mercados de reserva e a remuneração dos agentes produtores.

No capítulo 5 foi testado um caso de estudo para o dia 23 de Maio de 2017. Em primeiro lugar foi ensaiado o mercado diário onde se confirmam os resultados obtidos. De seguida, com os dados disponíveis, foi ensaiado o mercado de reservas no SIMREEL e os resultados obtidos usados para testar cenários de remuneração eólica. O cenário 1 corresponde à atual remuneração aplicada no MIBEL. Os produtores são pagos ao preço *feed-in* estipulado por tudo o que produzem, com base na produção eólica observada e o preço *feed-in* médio estipulado para o mês de Maio, dá a quantia de 3093203,26 €, para o dia em estudo e para todos os parques eólicos de Portugal. O cenário 2 corresponde à possível remuneração de mercado a ser aplicada após o fim das tarifas *feed-in*. Os produtores são pagos por tudo o que produzem ao preço de mercado, com base nos valores de produção eólica observados e os preços de mercado simulados, dá a quantia de 1431789,2 €, correspondente a 24,42 €/MWh. É fácil verificar que a remuneração é reduzida a menos de metade (53,7%). Esta diferença é alarmante no sentido em que pode levar à desmotivação dos produtores eólicos. Neste contexto, o futuro da energia eólica em Portugal é incerto e certamente sofrerá alterações legislativas e uma adaptação ao mercado. No que diz respeito à imprevisibilidade da energia eólica, no cenário 3, os produtores eólicos pagam uma penalização ou recebem uma compensação consoante a produção por defeito ou por excesso, respetivamente, com base no *forecast* de produção eólica e os preços de

valorização média de resolução de desvios, dá uma quantia de 1423435,15 €, correspondente a 11,24 €/MWh. Neste cenário, a remuneração foi inferior ao cenário 2, pois a valorização dos desvios por defeito foi superior à valorização dos desvios por excesso. No cenário 4, com base no *forecast* de produção eólica, os preços de valorização média de resolução de desvios e os preços resultantes da simulação do mercado de reservas, dá uma quantia de 1368473,11 €, correspondente a 10,80 €/MWh. Esta diferença, face ao cenário 3, é justificada pelos preços elevados obtidos na simulação do mercado de reserva de regulação a subir.

6.2 Trabalho Futuro

É bastante importante a continuação de investigação em torno do futuro das energias renováveis e o desenvolvimento de simuladores computacionais:

- O estudo de estratégias de cálculo de *forecast* a fim de se obter menos penalizações;
- O estudo de novas estratégias de licitação no mercado de reservas;
- O estudo da comercialização de energia eólica por contrato por diferenças;
- O estudo do mercado de reservas incluindo o mercado intradiário;
- A integração de modelos de previsão de consumo no SIMREEL.

Referências

- [1] Vidigal, D., Lopes, F., Pronto, A., Santana, J.: Agent-based Simulation of Wholesale Energy Markets: a Case Study on Renewable Generation. In: Spies, M., Wagner, R., Tjoa, A. (eds.) 26th Database and Expert Systems Applications (DEXA 2015), pp. 81–85. IEEE (2015).
- [2] Algarvio, H., Couto, A., Lopes, F., Estanqueiro, A., Santana, J.: Multi-Agent Energy Markets with High Levels of Renewable Generation: A Case-Study on Forecast Uncertainty and Market Closing Time. In: S. Omatu et al. (eds.), 13th International Conference on Distributed Computing and Artificial Intelligence, pp. 339–347. Springer International Publishing (2016).
- [3] Algarvio, H., Couto, A., Lopes, F., Estanqueiro, A., Holttinen, H., Santana, J.: Agent-Based Simulation of Day-Ahead Energy Markets: Impact of Forecast Uncertainty and Market Closing Time on Energy Prices. In: Tjoa, A., Vale, Z., Wagner, R., (eds.), 27th Database and Expert Systems Applications (DEXA 2016), pp. 166-170. IEEE (2016).
- [4] Lopes, F., Rodrigues, T., Sousa, J.: Negotiating Bilateral Contracts in a Multi-agent Electricity Market: A Case Study. In: Hameurlain, A., Tjoa, A., Wagner, R. (eds.), 23rd Database and Expert Systems Applications (DEXA 2012), pp. 326–330. IEEE (2012).
- [5] Sousa, F., Lopes, F., Santana, J.: Contracts for Difference and Risk Management in Multiagent Energy Markets. In: Demazeau, Y., Decker, K., Pérez, J., De la Prieta, F.: (eds.) Advances in Practical Applications of Agents, Multi-Agent Systems, and Sustainability: The PAAMS Collection (PAAMS 2015), pp. 339–347. Springer International Publishing (2015).
- [6] Lopes, F., Algarvio, H., Coelho, H.: Bilateral Contracting in Multi-agent Electricity Markets: Negotiation Strategies and a Case Study. In: International Conference on the European Energy Market (EEM-13), pp. 1–8, IEEE (2013).
- [7] J. Alberto and M. De Sousa, “A liberalização do sector eléctrico e o Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL),” Material apresentado para a disciplina "MEN - Mercados de Energia"- Mestrado em Engenharia Electrotécnica no *ISEL- Inst. Super. Eng. Lisboa*, 20 slides, 2015.

- [8] “REN - O Setor Elétrico.” [Online]. Available: https://www.ren.pt/pt-PT/o_que_fazemos/eletricidade/o_setor_eletrico/#5. [Accessed: 16-Feb-2017].
- [9] “Portal ERSE - Liberalização do Setor.” [Online]. Available: <http://www.erse.pt/pt/eletricidade/liberalizacaoosector/Paginas/default.aspx>. [Accessed: 16-Feb-2017].
- [10] A. P. C. de Oliveira, “Energia Eólica em Mercado,”. Tese de Mestrado- *ISCTE Bus. Sch. Inst. Univ. Lisboa*, p. 67, 2014.
- [11] “Portal ERSE - MIBEL.” [Online]. Available: <http://www.erse.pt/pt/mibel/Paginas/default.aspx>. [Accessed: 03-Mar-2017].
- [12] J. G. A. Ribeiro, “Previsão de preços de eletricidade para o mercado MIBEL,” *FEUP, Fac. Eng. da Univ. do Porto*, pp. 1–105, 2014.
- [13] J. Micael and O. Damião, “Análise do Mercado de Serviços de Regulação de Frequência Secundária e Terciária no Sistema Eléctrico Português,”. Tese de Mestrado- *ISEL- Inst. Super. Eng. Lisboa*, pp. 1–140, 2015.
- [14] “Diário e intradiário | OMIE.” [Online]. Available: <http://www.omie.es/pt/principal/mercados-e-produtos/mercado-da-electricidade/os-nossos-mercados-de-eletricidade/diario-e-i>. [Accessed: 12-Jan-2017].
- [15] “Portal ERSE - Mercado Diário.” [Online]. Available: <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/mercadodiario/Paginas/default.aspx>. [Accessed: 13-Jan-2017].
- [16] “Portal ERSE - Mercado a Prazo.” [Online]. Available: <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/mercadodiario/Paginas/default.aspx>. [Accessed: 12-Jan-2017].
- [17] “SIMÉE - A. C. Balanço.” [Online]. Available: <http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/Interlig/Paginas/acb.aspx>. [Accessed: 12-Jan-2017].
- [18] “Os nossos mercados de eletricidade | OMIE.” [Online]. Available: <http://www.omie.es/pt/principal/mercados-e-produtos/mercado-da-electricidade/os-nossos-mercados-de-eletricidade/>. [Accessed: 03-Mar-2017].
- [19] “Expresso | Derivados financeiros.” [Online]. Available: <http://expresso.sapo.pt/gictreze/gictrezemontepio/derivados-financeiros=f844496>. [Accessed: 03-Mar-2017].
- [20] A. M. Martins, “Mercado Ibérico de Electricidade Simulação de um Modelo em Concorrência Perfeita,” *FEP, Fac. Econ. do Porto*, pp. 1–136, 2009.
- [21] P. Gonçalves, “Análise Estatística dos Resultados do Mercado Ibérico de Electricidade no ano de 2011,” Tese de Mestrado- *FEUP, Fac. Eng. da Univ. do Porto*, pp. 1–202, 2016.
- [22] J. P. Sucena Paiva, *Redes de Energia Electrica*, 4^a. IST Press, Ensino da Ciência e da Tecnologia, pp. 1-787, 2011.
- [23] ERSE, “Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do Setor Elétrico,”

- Erse- Entidade reguladora dos serviços energéticos*, pp. 1–10, 2014.
- [24] M. Milligan, P. Donohoo, D. Lew, E. Ela and B. Kirby, “Operating Reserves and Wind Power Integration: An International Comparison,” *9th Annu. Int. Work. Large-Scale Integr. Wind Power into Power Syst.*, pp. 1–19, 2010.
- [25] J. Pinto, “Valorização da Produção Hídrica Reversível num Contexto de Crescente Integração de Energia Eólica no Sistema Electroprodutor,”. Tese de Mestrado- *FCT, Fac. Ciências e Tecnol.*, pp. 1–94, 2011.
- [26] L. Fried, “Global wind Statistics,” *GWEC, Glob. Wind Energy Counc.*, vol. 26, pp. 2–4, 2016.
- [27] E. Gir and S. Disserta, “Análise em Regime Estacionário e Transitório de Ligações Multi-Terminais HVDC,” Tese de Mestrado- *IST, Inst. Super. Técnico*, pp. 1–206, 2012.
- [28] Red Eléctrica de España, “Preliminary Report 2016,” *Spanish Electr. Syst.*, pp. 1–36, 2016.
- [29] IEA, “Portugal - Energy System Overview,” *IE, Int. Energy Agency*, vol. 3, p. 1, 2016.
- [30] EWEA, The European Wind Energy Association, “Wind in power - 2016 European statistics,” *Wind Eur. Eur. Stat.*, 2017.
- [31] T. Filipe and C. Durães, “Enquadramento Legal e Estudo Económico de Parques Eólicos,” Tese de Mestrado- *IPB, Inst. Politécnico Bragança*, pp. 1–87, 2016.
- [32] RES LEGAL, “Portugal Feed-in tariff,” 2017. [Online]. Available: <http://www.res-legal.eu/search-by-country/portugal/single/s/res-e/t/promotion/aid/feed-in-tariff-tarifas-feed-in/lastp/179/>. [Accessed: 17-Feb-2017].
- [33] A. L. Gonçalves, “Energia Eólica : a visão dos promotores,” *APREN, Assoc. energias Renov.*, pp. 1–9, 2016.
- [34] “Expresso | As eólicas estão a ficar velhas e os incentivos estão a acabar. E agora?,” *Expresso*, 16-Nov-2016.
- [35] APREN and ZERO, “2016 – Um ano de recordes com consumo de eletricidade em Portugal assegurado em 64 % por fontes renováveis,” *APREN, Assoc. energias Renov. ZERO, Assoc. Sist. Terr. sustentável*, pp. 10–12, 2017.
- [36] “Produção de eletricidade por fonte (1999-2015) - Apren | Associação de Energias Renováveis.” [Online]. Available: <http://www.apren.pt/pt/dados-tecnicos-3/dados-nacionais-2/producao-2/a-producao-de-eletricidade-em-portugal-3/producao-de-eletricidade-por-fonte-1999-2015-2/>. [Accessed: 03-Mar-2017].
- [37] REN, “Boletim energias renováveis Janeiro 2017,” *APREN, Assoc. energias Renov.*, pp. 1–6, 2017.
- [38] D. Vidigal, “Comercialização de Energia em Mercados em Bolsa : Simulador Multi-agente e Análise do Impacto da Geração Variável nos Preços Diários,”. Tese de Mestrado- *FCT, Fac. Ciências e Tecnol.*, pp. 1–120, 2015.
- [39] F. Fragoso, “Contratos Bilaterais em Mercados Multi-Agente de Energia Eléctrica :

- Protocolo de Ofertas Alternadas,”. Tese de Mestrado- *FCT, Fac. Ciências e Tecnol.*, pp. 1–88, 2011.
- [40] A. Saad, M. Baptista, and A. Hadi, “Contratos Bilaterais em Mercados de Energia Eléctrica : O Contrato Forward com Contingências,” Tese de Mestrado- *FCT, Fac. Ciências e Tecnol.*, pp. 1–137, 2016.
- [41] Lopes, F., H. Algarvio and H. Coelho, “Agent-based simulation of retail electricity markets: Bilateral trading players,” in *24th Database and Expert Systems Applications (DEXA 2013)*, p. 189–193, IEEE (2013).
- [42] H. Algarvio, F. Lopes, and J. Santana, “Multi-agent retail energy markets: Bilateral contracting and coalitions of end-use customers,” In: *Europeu Energy Market (EEM-15)*, pp. 1-5, IEEE.
- [43] “Estatística Diária - Diagrama.” [Online]. Available: <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoExploracao/Paginas/EstatisticaDiariaDiagrama.aspx>. [Accessed: 06-Aug-2017].
- [44] “SIMEE - Banda Secundária.” [Online]. Available: <http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfOp/Ofertas/Paginas/OfertaSec.aspx>. [Accessed: 06-Aug-2017].
- [45] R. Acad, “Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema,” *Erse- Entidade reguladora dos serviços energéticos*, pp. 1–98, 2009.
- [46] “Generación y consumo | ESIOS electricidad · datos · transparencia.” [Online]. Available: <https://www.esios.ree.es/es/generacion-y-consumo>. [Accessed: 20-Aug-2017].
- [47] “SIMEE - Unidades Físicas.” [Online]. Available: <http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfStructMerc/UnidMercado/Paginas/UnidadFisic.aspx>. [Accessed: 20-Aug-2017].
- [48] ERSE, “PRE em 2017,” *2017*, 2017. [Online]. Available: http://www.erse.pt/pt/desempenhoambiental/prodregesp/2017/Comunicados/PRE_2017.xls. [Accessed: 22-Sep-2017].
- [49] “SIMEE - Valorização.” [Online]. Available: <http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfOp/Desvios/Paginas/Valorizacao.aspx>. [Accessed: 23-Sep-2017].

Anexos

Tabela 6.1- Unidades físicas com produção variável por hora de programação que participaram na simulação do dia 23-05-2017

Unidade física	EOLICA_PT	TH3_ESP	MIX_ESP	MIX_PT
Hora	Potência [MW]	Potência [MW]	Potência [MW]	Potência [MW]
0	1366,8	4633,8	14555,2	719,4
1	1502,5	4614,6	13761,3	703,0
2	1643,2	5413,2	13479,8	696,2
3	1809,0	5957,5	12185,0	695,2
4	1944,7	5944,3	11913,6	699,2
5	2025,1	5881,6	11888,6	696,2
6	2048,5	5999,1	11993,5	713,4
7	1929,6	7143,8	12231,3	946,6
8	1596,3	6558,1	14824,9	1060,7
9	1445,2	5014,8	16352,8	1172,1
10	1122,3	4447,0	18367,8	1225,0
11	1013,4	4127,4	19570,3	1240,3
12	897,8	3910,6	20396,9	1239,9
13	765,5	3651,5	20955,4	1237,8
14	648,2	3545,4	21145,8	1217,5
15	581,2	3688,4	21107,4	1194,6
16	520,9	3580,1	21079,2	1157,8
17	517,6	3600,9	20735,4	1089,8
18	574,5	4013,1	20103,5	1030,7
19	631,4	3978,1	19425,3	957,3
20	770,5	4156,6	18460,6	930,2
21	1021,8	4409,9	17405,6	929,4
22	1202,7	4895,5	16686,4	899,9
23	1532,6	4994,9	16144,5	863,8

2017 Mercado de Reservas: Simulador Multiagente SIMREEL e Caso de Estudo Envolvendo o Mercado Ibérico

Hussein Ashraf Rassid

FCT-UNL