

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



Análise dos Serviços de Sistema em Portugal e Espanha

Rui Pedro Marques Araújo

Dissertação realizada no âmbito do
Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores
Major Energia

Orientador: Prof. Doutor João Paulo Tomé Saraiva

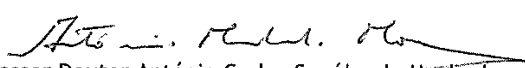
Janeiro de 2009

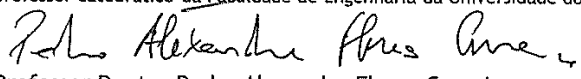
A Dissertação intitulada

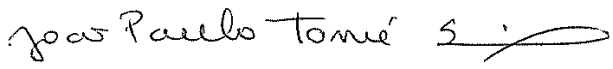
“Análise dos Serviços de Sistema em Portugal e Espanha”

foi aprovada em provas realizadas em 25/Fevereiro/2009

o júri

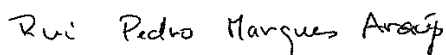

presidente Professor Doutor António Carlos Sepúlveda Machado e Moura
professor catedrático da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto


Professor Doutor Pedro Alexandre Flores Correia
professor auxiliar do Instituto Superior Técnico da Universidade Técnica de Lisboa


Professor Doutor João Paulo Tomé Saraiva
professor associado da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

O autor declara que a presente dissertação (ou relatório de projecto) é da sua exclusiva autoria e foi escrita sem qualquer apoio externo não explicitamente autorizado. Os resultados, ideias, parágrafos, ou outros extractos tomados de ou inspirados em trabalhos de outros autores, e demais referências bibliográficas usadas, são correctamente citados

Autor - Rui Pedro Marques Araújo



Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

Resumo

Este trabalho consiste numa abordagem à reestruturação sofrida no sector eléctrico nas últimas décadas em vários países, dando maior ênfase às modificações estruturais, organizativas e regulatórias na Europa. Novos modelos foram implementados, baseados em directivas que modelizam os diferentes mercados em prol de um futuro mercado Europeu da Energia. A caracterização do funcionamento dos mercados de electricidade e as entidades existentes estão referenciadas no capítulo 2. Primeiramente é realizada uma abordagem geral, seguindo-se a descrição de alguns países, nomeadamente Portugal, Espanha, Países Nórdicos e o novo Mercado Ibérico de Electricidade, designado mais frequentemente pelas siglas MIBEL.

Com a introdução de Operadores de Mercado e Operadores de Sistema, as funções de gestão económica do mercado de electricidade e a gestão técnica do sistema eléctrico foram sujeitas a uma clarificação das suas actividades. No domínio da gestão técnica, o Operador de Sistema responsável pela segurança, fiabilidade e estabilidade do sistema eléctrico. Entre as acções de operação e exploração do sistema, encontram-se a contratação e a mobilização dos serviços de sistema, com a principal função de manter o equilíbrio entre o que é produzido e o que é consumido e a tensão dentro dos limites estabelecidos. Este documento relata os tipos de serviços existentes em alguns países, e é elaborada uma análise a dados públicos obtidos sobre os mercados de regulação do controlo de frequência em Portugal e Espanha.

PALAVRAS-CHAVE: Mercado de electricidade, Operador de Sistema, Serviços de Sistema.

Abstract

This work address the restructuration implemented in the electric sector in the last few decades in several countries, with a strong emphasis on the structural, organizational, and regulatory changes in Europe. New models were implemented based on guidelines modeling at best a future European Energy Market. A characterization of the functioning of the electric markets and the existing activities and agents are mentioned in the 2nd chapter. In the beginning it is provided a general description followed by a description of some countries namely Portugal, Spain, Scandinavian countries, and the new Iberian Electricity Market frequently denominated with the abbreviation MIBEL.

With the launch of Market Operators and System Operators the economic management functions of the electric market and the technical management of the power systems were separated clarifying their activities. In the field of the technical management the System Operator is responsible for maintaining the electric system's security, reliability, and stability. Between the operations, there is acquisition and activation of Ancillary Services with the main task of keeping the equilibrium between what is produced and what is consumed as well as keeping voltage within specified limits.

This document reports the different types of already existing Ancillary Services in several countries. An analysis is drawn based on obtained public data about the control of frequency markets in Portugal and Spain.

KEY-WORDS: Market of Electricity, System Operator, Ancillary Services.

Agradecimentos

Começaria por agradecer às pessoas mais especiais para mim, os meus pais, os meus irmãos e, os meus avós. Estou imensamente grato por terem dado mais do que tinham.

Ao meu orientador, o Prof. Dr. Tomé Saraiva agradeço a paciência e a disponibilidade demonstrada ao longo da elaboração deste trabalho.

Na minha passagem pela EDP agradeço a aprendizagem proporcionada pelo Eng. Virgílio Mendes, pelo Eng. Rui e, pelo Eng. José Carlos. Um obrigado especial ao Eng. José Carlos pela especial atenção.

Por último, tenho que agradecer às pessoas que me “chatearam ao longo do semestre”, falo do Luís e do Paulinho. Dedico-lhes um capítulo a cada um.

A ajuda do João e da Cici foram também de grande valia, obrigado!

*“I can only invent under powerful incentive.
No competition means no invention.”*

Thomas Edison

Índice

Resumo	iii
Abstract.....	vii
Agradecimentos.....	ix
Índice.....	xiii
Lista de figuras	xvii
Lista de tabelas	xix
Lista de gráficos	xxi
Capítulo 1.....	1
Introdução.....	1
1.1 - Enquadramento do Trabalho.....	1
1.2 - Objectivos e Motivações.....	2
1.3 - Estrutura do Trabalho.....	2
Capítulo 2.....	5
Mercados de electricidade	5
2.1 - Aspectos gerais.....	5
2.2 - Evolução dos sectores eléctricos.....	5
2.2.1 Tempo de mudanças	5
2.2.2 Modelos da estrutura técnica e financeira dos mercados	6
2.2.3 Bolsa de electricidade (<i>Pool</i>) - Mercado <i>Spot</i>	8
2.2.1.2 - Contratos Bilaterais	9
2.2.2.3 - Modelos Mistos	10
2.2.3 - Propostas Simples e Propostas Complexas	11
2.2.4 - “ <i>Market Splitting</i> ”	11
2.3 - Directivas Europeias.....	12
2.3.1 - Directiva 96/92/CE	12
2.3.2 - Directiva 2003/54/CE	13
2.3.3 - Terceiro Pacote Legislativo para Regulação do Mercado Energético	14
2.4 - Experiências em diversos países	15
2.4.1 - Países Nórdicos	15
2.4.2 - Portugal.....	17
2.4.3 - Espanha	22
2.5 - Mercado Ibérico de Electricidade - MIBEL	26

2.5.1 - Aspectos gerais	26
2.5.2 - Funcionamento do MIBEL	27
2.5.3 - MIBEL e o <i>Market Splitting</i> (MS)	29
Capítulo 3.....	33
Serviços de Sistema.....	33
3.1 - Aspectos gerais	33
3.2 - Gestão do sistema - resolução de restrições técnicas.....	36
3.3 - Controlo de frequência	36
3.3.1 - Regulação de reserva primária	37
3.3.2 - Regulação de reserva secundária	37
3.3.3 - Regulação de reserva terciária	38
3.4 - Controlo de tensão	38
3.5 - Reposição de Serviço	39
3.6 - Serviços de sistemas nos Países Nórdicos.....	39
3.6.1 - Reservas de controlo de frequência	40
3.6.2 - Reservas rápidas	40
3.6.3 - Reservas lentas.....	42
3.6.4 - Controlo de tensão	42
3.6.5 - Reposição de serviço	42
3.7 - Serviços de sistemas nos EUA	42
3.7.1 - Considerações gerais	42
3.7.2 - PJM ISO	45
3.7.3 - NY ISO	48
3.8 - Evolução dos Serviços de Sistema	51
Capítulo 4.....	53
Serviços de Sistema no MIBEL.....	53
4.1 - Aspectos gerais	53
4.2 - Serviços de Sistemas em Portugal	54
4.2.1 - Resolução de restrições técnicas.....	54
4.2.1.1 - Resolução de restrições técnicas no mercado diário	54
4.2.1.2 - Resolução de restrições técnicas no mercado intradiário.....	55
4.2.1.3 - Resolução de restrições técnicas em tempo real	55
4.2.2 - Controlo da frequência/Potência activa	55
4.2.2.1 - Regulação da reserva primária.....	55
4.2.2.2 - Regulação da reserva secundária.....	56
4.2.2.3 - Regulação da reserva terciária	56
4.2.3 - Resolução de desvios	57
4.2.4 - Controlo da tensão	57
4.2.5 - Reposição de serviço	58
4.3 - Serviços de sistemas em Espanha	58
4.3.1 - Estabelecimento da reserva de regulação frequência/potência activa	58
4.3.1.1 - Regulação de reserva primária	58
4.3.1.2. Regulação de reserva secundária	59
4.3.1.3. Reserva de regulação terciária	59
4.3.2 - Resolução de desvios	59
4.3.3. Resolução de restrições técnicas	60
4.3.3.1. Resolução de restrições técnicas no mercado diário	60
4.3.3.2. Resolução de restrições técnicas no mercado intradiário	61
4.3.3.3. Resolução de restrições técnicas em tempo real.....	61
4.3.4 - Controlo da tensão da rede de transporte	61
4.4 - Harmonização dos Serviços de Sistema	63
Capítulo 5.....	65
Análise de preços e quantidades das reservas em Portugal e Espanha.....	65
5.1 - Aspectos gerais.....	65
5.2 - Análise dos preços da energia do mercado de regulação de frequência em Portugal ...	67

5.3 - Análise dos preços e energias obtidos no mercado de regulação de frequência em Espanha	70
5.3 - Análise da variação do preço de reservas em relação ao preço do mercado diário em Portugal e Espanha para o mês de Setembro	82
Capítulo 6.....	85
Conclusão e perspectivas futuras	85
Referências Bibliográficas	89

Lista de figuras

Figura 2.1 - Modelo <i>Pool</i> com a introdução de contratos bilaterais. (fonte [2]).....	10
Figura 2.2 - Futuros mercados regionais na Europa.	15
Figura 2.3 - Produção nos países nórdicos (2007). (Fonte: Nordel)	17
Figura 2.4 - Sistema Eléctrico verticalmente integrado.	17
Figura 2.5 - Sistema Eléctrico verticalmente integrado, após a introdução do PRE.	18
Figura 2.6 - Sistema Eléctrico Nacional (SEN) em Portugal. (Fonte: ERSE)	19
Figura 2.7 - Evolução temporal da percentagem de consumidores elegíveis. (Fonte: ERSE)..	20
Figura 2.8 - Estrutura do sector eléctrico num mercado liberalizado.	21
Figura 2.9 - Organização do sector eléctrico Espanhol.....	23
Figura 2.10 - Volume de vendas. [16]	29
Figura 2.11 - Produção por Tecnologia em Espanha (Agosto 2008). [16]	29
Figura 2.12 - Produção por Tecnologia em Portugal (Agosto 2008). [16]	29
Figura 2.13 - Número e percentagem de horas em cada mês da utilização do Market Splitting de Julho de 2007 a Novembro de 2007.....	30
Figura 2.14 - Preços médios mensais do mercado Ibérico de Julho a Dezembro de 2007.	30
Figura 2.15 - Plano de construção de linhas de muita alta tensão (MAT) entre Portugal e Espanha. (Fonte: REN).....	31
Figura 3.1 - Esquema da organização dos mercados. [3]	33
Figura 3.2 - Encontro das ofertas de regulação a subir e a descender. (Fonte: Nordel).....	41
Figura 3.3 - Áreas dos ISO's dos EUA. (Fonte: NERC)	43
Figura 3.4 - Coordenação do operador de sistema e de mercado. [27]	44
Figura 3.5 - Áreas de actuação da PJM. (Fonte: NERC)	47

Figura 3.6 - Tempos e relações entre Serviços de Sistema.	48
Figura 5.1- Curvas de oferta de banda de regulação secundária para subir e para descer a produção em Espanha.	66
Figura 5.2- Curvas de oferta de reserva terciária para subir e para descer em Espanha....	67

Lista de tabelas

Tabela 3.1 - Diferentes horizontes temporais para o mercado de energia e serviços de sistema em diferentes áreas de operação. [27]	45
Tabela 3.2 - Características gerais dos serviços de sistema na área do NYISO.	49
Tabela 5.1 - Casos de diferentes remunerações possíveis.	69
Tabela 5.2 - Análise dos preços da banda secundária e do mercado diário (MD).	74
Tabela 5.3 - Análise do preço de reserva secundária e o preço de mercado diário (MD).	75
Tabela 5.4 - Análise do preço de reserva terciária e preço médio do mercado diário (MD)...	76
Tabela 5.5 - Análise dos preços da banda secundária e do mercado diário (MD).	77
Tabela 5.6 - Análise do preço de reserva secundária e o preço de mercado diário (MD).	78
Tabela 5.7 - Análise do preço de reserva terciária e preço do mercado diário (MD).	80

Lista de gráficos

Gráfico 5.1: Preço da reserva a subir e a descer, e preço médio do mercado diário de 1 de Julho de 2008 a 31 Dezembro de 2008 em Portugal.	68
Gráfico 5.2 - Variação dos preços de reserva em relação ao preço médio do mercado diário de 1 de Julho de 2008 a 31 Dezembro de 2008 em Portugal.	70
Gráfico 5.3 - Preço da banda de regulação secundária, preço do mercado diário e variação entre eles para os meses de Janeiro, Fevereiro, Março e Abril.	71
Gráfico 5.4 - Preço da energia de regulação secundária a subir e a descer e preço médio do mercado diário para os meses de Janeiro, Fevereiro, Março e Abril.....	71
Gráfico 5.5 - Variação do preço da energia de reserva secundária a subir (cor azul) e a descer (cor vermelha) em relação ao preço médio do mercado diário para os meses de Janeiro, Fevereiro, Março e Abril.	72
Gráfico 5.6 - Preço da energia de reserva terciária a subir e a descer e, preço médio do mercado diário para os meses de Janeiro, Fevereiro, Março e Abril.	72
Gráfico 5.7 - Variação do preço de reserva terciária a subir (cor azul) e a descer (cor vermelha) face ao preço médio do mercado diário para os meses de Janeiro, Fevereiro, Março e Abril.	73
Gráfico 5.8 - Preço da banda de regulação secundária, preço médio do mercado diário e variação entre eles para os meses de Maio, Junho, Julho e Agosto.....	73
Gráfico 5.9 - Preço da energia de regulação secundária a subir e a descer e preço do mercado diário para os meses de Maio, Junho, Julho e Agosto.....	74
Gráfico 5.10 - Variação do preço da energia de reserva secundária a subir (cor azul) e a descer (cor vermelha) face ao preço do mercado diário para os meses de Maio, Junho, Julho e Agosto.	75
Gráfico 5.11 - Preço da energia de reserva terciária a subir e a descer e preço do mercado diário para os meses de Maio, Junho, Julho e Agosto.....	76
Gráfico 5.12 - Variação do preço de reserva terciária a subir (cor azul) e a descer (cor vermelha) face ao preço médio do mercado diário para os meses de Maio, Junho, Julho e Agosto.	76
Gráfico 5.13 - Preço da banda de regulação secundária, preço do mercado diário e variação entre eles para os meses de Setembro, Outubro, Novembro e Dezembro.....	77

Gráfico 5.14 - Preço da energia de regulação secundária a subir e a descer e preço médio do mercado diário para os meses de Setembro, Outubro, Novembro e Dezembro.	78
Gráfico 5.15 - Variação do preço da energia de reserva secundária a subir (cor azul) e a descer (cor vermelha) face ao preço médio do mercado diário para os meses de Setembro, Outubro, Novembro e Dezembro.	78
Gráfico 5.16 - Preço da energia de reserva terciária a subir e a descer e, preço médio do mercado diário para os meses de Setembro, Outubro, Novembro e Dezembro.	79
Gráfico 5.17 - Variação do preço de reserva terciária a subir (cor azul) e a descer (cor vermelha) face ao preço médio do mercado diário para os meses de Setembro, Outubro, Novembro e Dezembro.	79
Gráfico 5.18 - Percentagem de energia contratada para banda de regulação secundária em relação ao consumo total de energia previsto no sistema espanhol (2008).	80
Gráfico 5.19 - Percentagem de energia contratada para banda secundária em relação à energia contratada no mercado diário (2008).	81
Gráfico 5.20 - Percentagem da energia utilizada da banda secundária contratada (2008). ...	81
Gráfico 5.21 - Percentagem de energia utilizada de reserva terciária em relação ao consumo.	82
Gráfico 5.22 - Percentagem de energia de reserva terciária utilizada face o uso de energia secundária.	82
Gráfico 5.23 - Variação do preço de reserva a subir em Portugal e variações do preço da reserva secundária e terciária a subir em Espanha em Setembro de 2008.	83
Gráfico 5.24 - Variação do preço de reserva a descer em Portugal e variações do preço da reserva secundária e terciária a descer em Espanha para Setembro de 2008.	84

Capítulo 1

Introdução

1.1 - Enquadramento do Trabalho

Esta dissertação foi realizada para a obtenção do grau de Mestre Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores e visa esclarecer os leitores sobre a introdução e funcionamento dos Serviços de Sistema na operação dos sistemas eléctricos.

Nos últimos anos assistiu-se a fortes mudanças no sector da energia eléctrica no sentido de tornar este sector cada vez mais liberalizado e competitivo. Segue-se assim o exemplo do mercado de telecomunicações, de transportes públicos e empresas de segurança, entre outros.

O primeiro indício de que era necessário fazer algo no sector eléctrico ocorreu com a crise do sector petrolífero de 1973 nos EUA. A necessidade de tornar este sector cada vez mais independente de recursos naturais e esgotáveis induziu os governantes a apostar fortemente em fontes renováveis e num sector cada vez mais eficiente.

A passagem de uma única companhia responsável por todos os serviços, para uma diferenciação de actividades e operadores com diferentes funções é o princípio da liberalização do sector eléctrico. A desverticalização das actividades de produção, transporte, distribuição e comercialização facilita a entrada de novas empresas e o aparecimento de concorrência. Como fruto da concorrência, surge uma maior eficiência na gestão e organização do sector, que se reflectirá no preço pago por todos os utilizadores da energia eléctrica. Consequentemente, a eficiência levará a uma melhor gestão dos recursos naturais.

A aquisição de energia eléctrica passa de contratos de longo prazo para novos mercados de energia de curto prazo. A realização de mercados cada vez mais próximos da hora de operação traduz-se em mercados com maior liquidez, que podem assumir, no entanto, uma maior volatilidade. A operação em tempo real fica ao cargo de um Operador de Sistema que deverá ser independente de qualquer outra actividade, e o acesso às redes é liberalizado em condições de igualdade para todos os agentes. A transparência das decisões e atitudes do Operador de Sistema na exploração do sistema cria um novo conceito na gestão técnica, os Serviços de Sistema, também conhecidos por *Ancillary Services* na língua Inglesa.

Os Serviços de Sistema permitem uma descrição pormenorizada das necessidades técnicas que um sistema de energia eléctrica exige. A função geral destes serviços consiste em manter o equilíbrio entre o que é consumido e o que é produzido, tendo em conta perdas de transporte e a viabilidade técnica de operação. O Operador de Sistema efectua a contratação destes serviços durante e após os mercados de diários e intradiários, assim como durante a efectiva operação do sistema.

1.2 - Objectivos e Motivações

A complexidade dos mercados de electricidade traz a muitos interessados a hipótese de descobrir formas de corrigir ou reestruturar o sector eléctrico. Essas mudanças fizeram-se sentir ao longo dos últimos quinze anos por todo o mundo. Como consequência dos novos modelos de mercado, surgem os Serviços de Sistema que aparecem para garantir a segurança da exploração e a sua fiabilidade de operação.

A responsabilidade da gestão técnica do sistema cabe ao Operador de Sistema, que deve actuar como entidade independente apesar de, em muitas áreas, essa função ser da responsabilidade de entidades concessionárias da rede de transporte. Juntamente com a gestão técnica aparece a gestão económica do mercado de aquisição dos Serviços de Sistema. É o Operador de Sistema que recebe as propostas de venda oferecidas pelos agentes de mercado e executa mecanismos de mercado de modo a adquirir os serviços necessários para a operação do sistema eléctrico com segurança, estabilidade e fiabilidade.

De entre os diversos Serviços de Sistema, tais como o controlo da frequência, o controlo da tensão, a reposição de sistema, a resolução de restrições técnicas, são o controlo da frequência e a resolução de restrições técnicas os serviços que são mais propícios para serem adquiridos através de mecanismos de mercado. Estes mercados juntam-se ao mercado diário e aos mercados intradiários para corrigir desequilíbrios entre a potência contratada e a potência efectiva consumida. É com base nestes novos mercados que surge a motivação desta dissertação. As diferenças de organização e funcionamento entre diferentes sectores de energia eléctrica é relatada neste documento, e deste modo, é possível chegar a importantes conclusões. O aspecto essencial inicialmente proposto para esta dissertação corresponderia a realizar uma análise do mercado de regulação secundária e terciária em Portugal, iniciado a 1 de Julho de 2007. Este trabalho deveria permitir compreender o comportamento do Operador de Sistema através de informação de despachos e preços estabelecidos para as centrais pertencentes à EDP Produção. Contudo, a confidencialidade da informação relativa a estes despachos e preços tornou-se num obstáculo à elaboração da análise. Deste modo, a análise efectuada neste trabalho tem por base a informação publicada pelo Operador de Sistema sobre os preços de reserva desde 1 de Julho de 2008 até 31 de Dezembro. Devido à pouca informação publicada pela REN, procedeu-se a uma análise sobre estes mercados em Espanha, através da informação disponibilizada pelo Operador de Sistema espanhol, a REE. Para Espanha, esta análise foi realizada para todo o ano 2008.

1.3 - Estrutura do Trabalho

Este trabalho encontra-se organizado em seis capítulos, sendo este o primeiro.

No Capítulo 2 faz-se uma abordagem à evolução do sector eléctrico em geral, e em alguns países, nomeadamente os países nórdicos, Portugal e Espanha. O último ponto deste capítulo relata os processos envolvidos na implementação e organização do Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL).

No Capítulo 3 é efectuada uma caracterização dos Serviços de Sistema. A fim de estabelecer diferenças são referidos os Serviços de Sistema existentes nos países nórdicos e em duas áreas de controlo dos EUA.

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

O Capítulo 5 apresenta a análise já referida, sobre os mercados de regulação de reserva secundária e terciária em Portugal e Espanha.

Por fim, no Capítulo 6 expõem-se as conclusões finais acerca do presente trabalho, referindo a satisfação dos objectivos atingidos e algumas direcções para trabalho futuro, no sentido de despertar possíveis desenvolvimentos do estudo aqui documentado.

Capítulo 2

Mercados de electricidade

2.1 - Aspectos gerais

Nas últimas décadas, o sector eléctrico sofreu fortes mudanças de organização, de estruturação e de regulação. Em consequência das alterações e reformas industriais ao nível europeu e mundial, surgiu uma forte preocupação por este mercado, cada vez mais influente na economia dos países. A crescente necessidade de um mercado competitivo para tornar a oferta mais dependente da procura, e a electricidade num produto acessível aos vários poderes de compra, faz com que se procure aproximar ao máximo de um mercado em concorrência perfeita, de modo a proteger os consumidores. Na verdade este objectivo está longe de se tornar real, pelo que há necessidade de haver uma forte regulação, de modo a resolver as falhas e lacunas existentes. Em concorrência perfeita, a rentabilidade da empresa iguala o custo de oportunidade do capital, mas em situações de mercado imperfeito há necessidade de atrair capitais suficientes para que o equilíbrio entre a oferta e a procura esteja assegurado. [1]

2.2 - Evolução dos sectores eléctricos

2.2.1 Tempo de mudanças

A crise no sector petrolífero em 1973, impulsionou as economias mundiais para uma reestruturação do sector eléctrico. Até aí, as economias eram estáveis, havendo poucos factores de risco. As conjunturas económicas caracterizadas pela existência de elevadas taxas de inflação e de juro contribuíram para criar um ambiente económico mais volátil, provocando efeitos erráticos no sector eléctrico. [2] Posto isto, os governos nacionais identificaram a necessidade de sensibilizar as indústrias para um funcionamento mais eficiente e mais racional na utilização de energia eléctrica.

A desregulação e liberalização na indústria aérea e nas redes de telecomunicações, levaram ao aparecimento de diversos novos agentes nestes sectores. Estava criado então um ambiente propício para questionar se se poderia fazer o mesmo no sector eléctrico.

Não é hoje possível falar de mercados de electricidade sem abordar a problemática associada à reestruturação/privatização do sector eléctrico, que preocupa de forma generalizada todos os países do mundo. Estes países encontram-se em fases diferentes de evolução e debatem-se com problemas diversos e distintos, inerentes à especificidade de cada mercado e à complexidade das muitas variáveis e restrições em presença e estejam a analisar, discutir, conceber, implementar ou testar modelos que normalmente carecem de reajustes à medida que vão sendo explorados e conhecidos os resultados da sua aplicação prática.

Apontam-se como principais benefícios da reestruturação dos mercados da electricidade [3], o aumento da competitividade das empresas eléctricas e do número de agentes envolvidos no sector eléctrico, o reforço da segurança do abastecimento, o incentivo à eficiência energética e ao aproveitamento dos recursos renováveis, o estímulo à inovação tecnológica e organizacional, o desenvolvimento das competências e *know-how*. Todos estes aspectos pretendem contribuir para satisfazer as necessidades do consumidor final [4] e facultar-lhe melhores preços para a electricidade que consomem, tentando, também desta forma, responder às necessidades da sociedade actual.

O Chile foi o país pioneiro na reestruturação de mercados de electricidade, tendo iniciado em 1982 a transformação do seu sector eléctrico. A partir desta altura vários outros países, espalhados pelos diversos continentes, reconheceram a necessidade de desenvolver procedimentos de enquadramento dos seus sectores eléctricos nas actuais exigências de mercado, sendo que a energia eléctrica tem vindo a assumir características de produto susceptível de ser comercializado entre diversos agentes, mediante procedimentos mais ou menos tradicionais, sempre com o intuito de satisfazer as necessidades do consumidor final, tanto em qualidade como em preço. No final da década de 80 iniciou-se a reestruturação do sector eléctrico na Inglaterra e Gales. Em 1997 foi criado o primeiro mercado transnacional com a junção da Noruega e Suécia, dando origem a um mercado de energia comum, o *NordPool*, posteriormente alargado a entidades da Finlândia e da Dinamarca.

A reestruturação do sector eléctrico nos EUA iniciou-se em 1978 com a publicação do *Public Utility Regulatory Policies Act* (PURPA), que pôs fim aos monopólios regionais liderados por empresas verticalmente integradas, isto é, que integravam as actividades de produção, transporte e distribuição.

2.2.2 Modelos da estrutura técnica e financeira dos mercados

A reestruturação do sector eléctrico originou diversas mudanças nos procedimentos técnicos e financeiros. O sucesso deste movimento apresenta diversos aspectos característicos, tais como:

- Criação de novas estruturas empresariais, devido ao processo de desverticalização (*unbundling*). Existe uma separação das actividades de produção, transporte, distribuição e comercialização, que fomenta a competição entre os diversos agentes;

- Criação de mecanismos de coordenação e regulação independentes. Surgiram os Operadores Independentes de Sistema - *Independent System Operators, ISO* - , os Operadores de Mercado e entidades reguladoras;
- Modificações no planeamento da expansão do sistema produtor, com a preocupação da transição do antigo modelo para o novo modelo;
- Introdução de mecanismos de mercado (*Pool*) e da possibilidade de consumidores elegíveis terem acesso a ele;
- Possibilidade dos consumidores que não querem participar no mercado centralizado tipo *pool*, poderem celebrar contratos bilaterais físicos e financeiros;
- Obrigação de possibilitar o acesso de terceiros às redes de transporte e distribuição de modo não discriminatório. [2]

A desagregação das actividades e dos operadores faculta uma maior facilidade em assegurar uma elevada clareza e transparência na operação do sistema. Este processo leva à criação de diversos agentes com funções distintas, nomeadamente na área da produção, da rede, e da coordenação técnica, regulamentar e comercial.

Na produção são identificados três tipos de fornecimento: em regime normal, regime especial, e os Serviços de Sistema. O aparecimento de novos agentes aumenta a competitividade e consequentemente são desenvolvidas tecnologias cada vez mais diversificadas e de melhor qualidade.

As actividades de rede, nomeadamente as redes de transporte e de distribuição, continuam a ser geridas em regime de monopólio, devido à inviabilidade económica de duplicação das redes. A seu cargo está o planeamento da expansão, manutenção, construção e operação das redes sendo estas actividades de rede fortemente reguladas.

Operador do Sistema

Na actividade de transporte, surgiu a figura de operador da rede de transporte (*Transmission System Operator-TSO*), responsável pela exploração, manutenção e eventual expansão da rede e das interligações com outras redes, a fim de garantir a segurança do abastecimento. Este operador é também responsável pela exploração em tempo real do sistema na sua área de intervenção e pela utilização das interligações com outras redes, e não pode tomar medidas discriminatórias entre os utilizadores da rede, nomeadamente a favor das suas filiais ou dos seus accionistas. [7]

“new rules to avoid discrimination, for instance so that a company owning both power generation and distribution network does not hinder the access of other companies to the market. Two unbundling options could redress the problem. The most radical is called “ownership unbundling”, by which vertically integrated companies would be split between their different activities. Another possibility would be the creation of independent system operators, by which system operation would be separated from the ownership of assets” (European Commission, Directorate-General for Energy and Transport, 2007)

Operador de Mercado

O Operador de Mercado (OM) surge como solução para a separação das funções de gestor técnico e económico. É de sua responsabilidade efectuar despachos económicos com base nas

propostas de venda e compra, de maneira a que o mercado de electricidade seja economicamente viável e com elevada liquidez. O OM despacha potência activa sendo, no entanto, necessário considerar os despachos de potência reactiva. O OM deverá realizar 24 ou 48 despachos independentes, para períodos de negociação de uma hora ou meia hora.

No panorama de mercado de electricidade foram adoptados mecanismos de organização distintos:

- Mercado centralizado tipo *Pool*;
- Contratos bilaterais;
- Modelo misto.

Na seguinte secção é documentado o modo de funcionamento destes três modelos.

2.2.3 Bolsa de electricidade (*Pool*) - Mercado *Spot*

Na realidade este mercado não é um mercado *spot*, mas sim uma aproximação ao mercado *spot*, já que se trata de um bem não armazenável, isto é, quando se chega ao produto final, a energia, é porque essa energia é necessária e foi contratada. Contudo, a operação em tempo real do sistema não permite muitas das vezes a contratação de energia antecipadamente.

Neste tipo de mercado de electricidade pretende-se otimizar o funcionamento do sistema a curto prazo, através da interacção entre vendedores e compradores, pretendendo-se equilibrar a produção e o consumo, com base nas propostas efectuadas pelos produtores por um lado, e pelos comercializadores e consumidores elegíveis, por outro. [2] Os vendedores competem para conseguirem vender a energia de que dispõem e não por clientes específicos, mas se as ofertas forem demasiado altas, os vendedores podem não vender toda a energia que têm disponível. Os produtores com custos baixos são premiados. Os compradores competem para comprar energia, mas se as suas ofertas forem demasiado baixas, podem não conseguir comprar a energia de que necessitam.

As propostas apresentadas correspondem a pares de preço-quantidade. É estabelecido o preço de mercado ("*market clearing price*"), ao qual a energia é transaccionada (vendida e comprada). O horizonte temporal considerado destes despachos é de 24h ou 48h e é realizado no dia anterior. Na literatura inglesa este tipo de mercado é também designado por *Day-Ahead Market*.

O modelo em *pool* baseia-se em várias interacções entre diferentes agentes, nomeadamente o Operador de Mercado (OM), o Operador de Sistema (OS) e os vendedores e compradores de energia. O OM após terminar os despachos puramente económicos, comunica ao OS as propostas aceites e, por sua vez, o OS verifica se a energia transaccionada não provoca congestionamentos na rede eléctrica. No caso de ocorrer a violação de restrições técnicas, estas poderão ser resolvidas através de procedimentos específicos de solução de problemas deste tipo ou através de reservas contratadas no mercado de ajustes, que decorre em paralelo com os *Day-Ahead Markets* (normalmente intervalos de 1h ou 30m). Estas duas soluções decorrerem em horizontes temporais mais curtos. O mercado de ajuste ou também designado por intradiário procura equilibrar a produção e o consumo em intervalos próximos da efectiva operação. Já o mercado em tempo real recorre aos Serviços de Sistema disponibilizados pelo OS.

Nos mercados de electricidade, as transacções são contratadas previamente antes da entrega física - um dia, uma hora ou mesmo alguns minutos - com base na previsão dos consumos. O ajuste dos desequilíbrios (inevitáveis) que surgem entre os valores contratados e os valores registados da produção e do consumo, são trabalhados por procedimentos que podem ou não possuir natureza competitiva.

Neste novo modelo de mercado, podem surgir dois tipos de *pool*:

- O *pool* simétrico, baseia-se na recepção de propostas de compra e de venda, em que para cada período é contratada uma quantidade de energia a um preço marginal, obtido pela intersecção da curva (crescente) de oferta com a curva (decrecente) da procura. Este *pool* é o mais frequentemente usado;
- O *pool* assimétrico, apenas permite a apresentação de ofertas de venda de energia eléctrica. Para cada período é realizada uma previsão de carga, que apresenta um carácter inelástico, e portanto se encontra apta a pagar o preço da oferta mais cara do grupo de ofertas necessárias para satisfazer a carga.

O modelo em *pool* engloba ainda outro tipo de caracterização, dado que pode ser obrigatório ou voluntário. O carácter obrigatório obriga todos os agentes a apresentar ofertas de compra/venda ao *pool*. No *pool* voluntário, os agentes podem apresentar na mesma as suas propostas ao *pool*, mas agora têm a possibilidade de efectuar negociações directas entre produtor e consumidor, através de contratos bilaterais.

2.2.1.2 - Contratos Bilaterais

Os contratos bilaterais permitem ao consumidor o direito de negociar com o produtor, o produto que pretende adquirir. Neste mercado as transacções são efectuadas directamente entre um vendedor e um comprador que estabelecem o preço, termos e condições de contrato. Os agentes têm a oportunidade de efectuarem os contratos que se adaptem melhor às suas necessidades, podendo o consumidor eleger o fornecedor com o qual se pretende relacionar. Este relacionamento directo promove assim ideia da separação de um operador de mercado e um operador de sistema.

A utilização deste tipo de contratos garante ao comercializador ou consumidor elegível uma maior segurança quanto às variações do preço de energia, que se tornam voláteis devido ao reduzido número de agentes ainda existentes em alguns países, e que podem usar do seu poder no mercado para aumentar o preço do mercado *spot*. Outro factor para a volatilidade dos preços é a não possibilidade de armazenamento da electricidade, o que implica mercados de curto prazo, sujeitos a diversos factores diariamente encontrados.

Os contratos adquirem duas categorias distintas:

- Contratos bilaterais físicos;
- Contratos bilaterais financeiros.

Um contrato bilateral físico corresponde ao abastecimento físico da energia no mercado, especificando os grupos envolvidos e as condições acordadas. Trata-se de transacções que originam trânsitos de potência, o que implica a actuação do Operador de Sistema na verificação de possíveis violações de restrições técnicas.

Um contrato bilateral financeiro funciona como um mecanismo de protecção contra a volatilidade dos preços, já referida nesta secção, permitindo diminuir o grau de incerteza e risco financeiro associado ao mercado *spot*. Para garantia contra os riscos intrínsecos ao

mercado podem utilizar-se instrumentos como os contratos por diferenças, os contratos de futuros e os contratos de opções.

Os contratos por diferenças asseguram uma protecção contra a variação do preço de energia, em que os contratantes acordam um preço de referência e uma quantidade a transaccionar num determinado período. Se o preço de mercado for superior ao preço estabelecido no contrato, o fornecedor paga a diferença ao cliente, enquanto que se o preço for inferior o comprador compensa o fornecedor.

Os contratos de futuros assentam na contratação de energia como reserva para horizontes temporais mais longos. Os contratantes reservam a utilização de uma quantidade de energia, a um determinado preço para um período acordado, o que apresenta um risco mais elevado já que implica a utilização efectiva do recurso ao fim do prazo estabelecido. Assim, poderão ocorrer perdas financeiras significativas se o preço de mercado evoluir para valores inferiores ao estabelecido no contrato. No entanto, se o preço de mercado no momento da entrega for mais elevado que o acordado, os dividendos financeiros poderão ser consideráveis.

Os contratos de opções têm um carácter não obrigatório de comprar ou vender energia a um preço pré-estabelecido, num futuro próximo. O pagamento deste fornecimento é dividido em duas parcelas, uma é paga no momento de contrato e equivale a um pagamento por disponibilidade, a outra parcela é paga quando se verificar efectivamente o fornecimento. Este mecanismo protege o vendedor contra o caso de o comprador desistir do negócio. O comprador tem a possibilidade de jogar com o preço de mercado e, no caso de este ser mais baixo, não optar pela energia contratada bilateralmente. [8]

2.2.2.3 - Modelos Mistos

Os modelos mistos juntam ao funcionamento do mercado *spot* de carácter voluntário, a possibilidade de estabelecer contratos bilaterais. Este modelo obriga a um relacionamento constante entre o Operador de Mercado e o Operador de Sistema, o primeiro responsável pela viabilidade económica, o segundo responsável pela viabilidade técnica. A Figura 2.1 ilustra as várias relações existentes neste modelo.

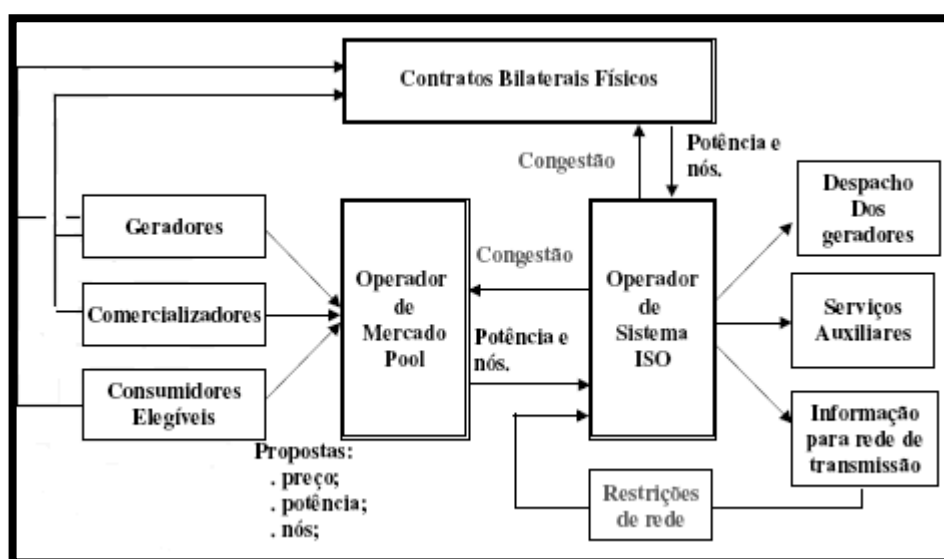


Figura 2.1 - Modelo *Pool* com a introdução de contratos bilaterais. (fonte [2])

O Operador de Mercado após receber as propostas de venda por parte dos geradores, e as propostas de compra por parte dos comercializadores e consumidores elegíveis, executa um despacho puramente económico. O resultado deste despacho é enviado ao Operador de Sistema que após adicionar os contratos bilaterais realiza uma análise técnica introduzindo as restrições técnicas do sistema eléctrico. Caso ocorra alguma violação das restrições o Operador de Sistema comunica ao Operador de Mercado esta situação, bem como às entidades responsáveis pelos contratos bilaterais activando mecanismos para solucionar este problema.

2.2.3 - Propostas Simples e Propostas Complexas

As propostas de venda podem ser de dois tipos: simples ou complexas. As propostas simples baseiam-se no par preço-quantidade, não considerando elementos adicionais. Estas são consideradas para um intervalo de tempo independente das propostas apresentadas para outros intervalos de tempo. As propostas podem ser apresentadas em blocos de produção de modo a acompanhar melhor a curva dos custos dos geradores. Quanto às propostas complexas, estas têm em atenção as características do sistema eléctrico, como por exemplo, os valores de taxas de tomada ou diminuição de carga em centrais térmicas, o acoplamento de centrais hídricas, a indivisibilidade do primeiro bloco, as rampas e a remuneração mínima que um gerador aceita se sujeitar para produzir.

2.2.4 - “Market Splitting”

Quando se fala na integração de mercados entre áreas/países há um problema que sobressai de imediato, que é a capacidade de transmissão disponível para transportar a energia de um ponto de uma área para as outras áreas. Deste modo, foi criado um mecanismo para tratar de congestionamento devido a essas transacções, o *Market Splitting*. O facto de o mercado *spot* não incluir a rede de transporte na fixação de preços leva a que o despacho global do sistema possa não ser viável do ponto de vista técnico, e as trocas comerciais tenham de ser alteradas. Assim, caso ocorra congestionamentos nas linhas de interligação, o excedente de energia de um lado e o défice de energia do outro têm de ser ajustados, isto é, efectua-se um novo despacho para as diferentes áreas, resultando em diferentes preços. Quando existe capacidade livre na interligação o preço é igual para as diferentes áreas. Este mecanismo implementa a metodologia dos preços marginais nodais, em que cada área se comporta como um barramento, e em que quando fornecimento de energia não é realizado ao mínimo custo, a energia terá de ser fornecida por geradores mais caros.

Este mecanismo assegura que os preços reflectam tanto o preço de energia como a capacidade de transmissão, certificando-se que os trânsitos de energia se efectuem sempre no sentido da área de menor preço para a área de maior preço.

Este mecanismo está implementado nos Países Nórdicos com bastante eficiência, e recentemente no mercado ibérico.

2.3 - Directivas Europeias

2.3.1 - Directiva 96/92/CE

Na Europa a Directiva 96/92/CE de 19 de Dezembro de 1996 constituiu um texto legal motivador, para que o processo de liberalização se iniciasse por toda a Europa, e se alcançasse um Mercado Interno de Electricidade (MIE). A Comissão Europeia constatou que as empresas estatais monopolistas abusavam do seu poder dominante no mercado e não possuíam um comportamento eficiente, acarretando custos mais elevados para os consumidores finais. As empresas dificultavam a passagem de informação entre si, dificultando a eficiência de todo o sistema eléctrico. Tudo isto levou à criação do MIE que visa promover a competitividade e eliminar as barreiras às transacções comerciais transfronteiriças, assegurando que os consumidores possam escolher livremente o seu fornecedor de energia eléctrica.

Para responder à pergunta “Para quê criar um mercado único de electricidade?”, anotam-se os seguintes pontos:

- Para aumentar a eficiência mediante a introdução de forças competitivas no mercado de electricidade;
- Na altura os níveis dos preços em geral variam consideravelmente de um estado membro para outro. Isto provocava distorções inaceitáveis e desnecessárias nas condições competitivas do mercado único. Além disso, uma maior eficácia conduziria a uma redução dos preços;
- Fruto do mercado competitivo surgiram produtos e serviços de maior qualidade, protegendo as pessoas e o meio ambiente;
- Um mercado interconectado requer menos capacidade de reserva, que é mais cara;
- Os produtores terão de investir em novas tecnologias e fazer melhor uso dos seus recursos;
- Os preços mais baixos da electricidade traduzem-se em preços mais baixos de produção para a indústria europeia o que, por sua vez, significa preços mais baixos para outros produtos. [5]

Esta Directiva impôs que as actividades de transporte e de produção de energia eléctrica sejam asseguradas por entidades independentes, a fim de evitar subsídios cruzados e distorções de concorrência. Também a nível da distribuição, foi imposta a criação de um operador, com atribuições semelhantes ao operador da rede de transporte, com as devidas adaptações. A espinha dorsal do sistema eléctrico passa a ser, unicamente, a rede de transporte, gerida em cada estado por um gestor único que será designado pelo governo respectivo. A integração nas redes eléctricas de centrais de produção de energia eléctrica baseadas em fontes de energia renovável, em particular daquelas que dependem fortemente das condições climáticas, tais como a energia eólica e solar, e de um modo mais geral da produção descentralizada, impôs a necessidade de importantes alterações nessas redes, assim como a colocação em serviço de novos equipamentos e de novos métodos de gestão. O desafio foi o de manter a fiabilidade e a qualidade no fornecimento de energia eléctrica aos particulares e às empresas, apesar da liberalização do mercado de electricidade e da utilização crescente de fontes de energia renovável de natureza aleatória e disseminada.

A circulação de energia pelos Estados-membros deverá ser de tão fácil concretização como se circulasse dentro de cada um. [9]

Para que se possa criar um mercado competitivo é necessário que haja um número suficiente de consumidores que sejam livres de comprar energia eléctrica à empresa que desejem. A Directiva objectiva a abertura do mercado de forma progressiva, dando liberdade aos Estados-membros de decidir a velocidade de abertura dos seus mercados e de fixar os patamares de elegibilidade. [6]

O acesso às redes eléctricas é outro dos pontos abordados nesta directiva. Para permitir o transporte de energia entre o produtor e o consumidor elegível exige-se aos proprietários, operadores das redes eléctricas, e aos operadores da rede de transporte e distribuição que permitam o acesso às suas redes por terceiros. A directiva oferece três métodos: o acesso a terceiros regulado, o acesso a terceiros negociado e o modelo de comprador único. Os Estados-membros têm optado mais pelo acesso a terceiros regulado. No sistema de acesso negociado cada utilizador da rede negocia os termos do seu acesso com o Operador de Sistema. No sistema de acesso regulado, as autoridades competentes criam tarifas publicadas para aplicar aos utilizadores da rede. No modelo de comprador único, tornou-se obrigatória a publicação de uma tarifa não discriminatória para a utilização das redes, sendo também admitida a celebração de contratos bilaterais entre produtores e clientes elegíveis.

Na Europa as redes eléctricas eram na sua maioria propriedade de empresas integradas verticalmente na produção, transporte, distribuição e venda de electricidade. Para evitar a discriminação do acesso à rede de transporte por parte das empresas que não têm participações da rede, a Directiva exigiu aos Estados-membros a adopção de três medidas básicas:

- Garantir a separação da gestão do operador de transporte;
- Garantir a separação das contabilidades das empresas de transporte e distribuição;
- Garantir que se estabeleçam os mecanismos necessários para evitar a passagem de informação confidencial do operador de transporte para outras empresas.

“La separación de las contabilidades aumentará la transparencia en la operación de las empresas eléctricas. Evitará las subvenciones cruzadas y permitirá a los reguladores garantizar que los propietarios de la infraestructura básica no cobren precios excesivos por los servicios de transporte”. (Christos Papoutsis, membro da Comissão Europeia, 1 Janeiro de 1999)

2.3.2 - Directiva 2003/54/CE

Em 2001, a Comissão Europeia apresentou uma proposta de alteração da Directiva 96/92/CE, visando acelerar a abertura do MIE, a qual veio a resultar na publicação da Directiva 2003/54/CE de 26 de Junho de 2003.

A aplicação desta directiva visou corrigir deficiências legislativas verificadas na Directiva 96/92/CE, nomeadamente relacionadas com a produção, transporte e distribuição de electricidade, sendo necessárias medidas concretas para assegurar condições de concorrência equitativas a nível da produção e para reduzir os riscos de ocorrência de posições dominantes no mercado e de comportamentos predatórios, garantindo tarifas de transporte e distribuição não discriminatórias através do acesso à rede com base em tarifas publicadas e garantindo a

protecção dos direitos dos pequenos clientes e dos clientes vulneráveis. [10] Destacam-se as seguintes medidas:

- Eliminar a figura de comprador único, e todos os compradores serão considerados elegíveis, a partir de 1 de Julho de 2004, todos os consumidores não domésticos e, a partir de 1 de Julho de 2007, todos os consumidores;
- Os Estados-membros devem adoptar um procedimento de autorização para a construção de novas instalações produtoras, tendo em conta o impacto da construção de pequenos centros produtores ou de produção distribuída;
- Se o operador da rede de transmissão pertencer a uma empresa verticalmente integrada, este deve ser independente do resto das actividades não relacionadas com o transporte, pelo menos no que disser respeito à sua maneira de agir, à sua organização e ao processo de decisão;
- Se a rede de distribuição pertencer a uma empresa verticalmente integrada, esta deve ser independente das actividades não relacionadas com a distribuição, pelo menos quanto a sua maneira de actuar, à sua organização e ao processo de decisão;
- Os Estados-membros podem decidir que a separação não será aplicável às empresas verticalmente integradas que fornecem electricidade a menos de 100000 clientes ou que forneçam pequenas redes isoladas;

No que diz respeito ao acesso à rede por terceiros, os Estados-membros devem garantir a aplicação de um sistema com acesso as redes de transmissão e distribuição por terceiros, baseada em tarifas. Estas tarifas devem ser publicadas antes de entrarem em vigor.

Em relação à separação de conta, as empresas do sector eléctrico devem manter na sua contabilidade interna, contas separadas das suas actividades no transporte e distribuição, do mesmo modo que essas actividades estivessem ao cargo de outras empresas. Pretende-se assim evitar subsídios cruzados e distorções de concorrência.

Em relação ao direito de acesso ao sistema de contas, os Estados-membros ou outra entidade aprovada estão autorizadas a aceder as contas das empresas eléctricas.

No que diz respeito às Entidades Reguladoras, os Estados-membros devem criar entidades de regulação totalmente independentes.

2.3.3 - Terceiro Pacote Legislativo para Regulação do Mercado Energético

A Presidência do Conselho da União Europeia tem intensificado os trabalhos sobre as cinco propostas de reforma da legislação comunitária do mercado interno da energia apresentadas em Setembro de 2007 pela Comissão Europeia. Estas propostas são encaradas como a base dos textos do novo pacote legislativo.

Estas propostas incluem diversos aspectos incluindo a efectiva separação das actividades de fornecimento e de produção que é tida como elemento fundamental da reestruturação do sector. Contudo, não existe ainda unanimidade quanto à opção pela separação total destas actividades (*unbundling*) ou pela adopção de um Operador de Transmissão Independente. Não obstante a separação de actividades, a Presidência do Conselho da UE não exclui a possibilidade de permitir a existência de participações minoritárias cruzadas, desde que não acarretem uma relação de domínio.

A Presidência procurou ainda abordar a questão do controlo das principais actividades do sector por países terceiros, estendendo a aplicabilidade das normas comunitárias a empresas sediada fora da União Europeia.

Para além de regras uniformes sobre a certificação e o licenciamento de operadores de rede, a proposta da Presidência prevê a criação de uma Agência Reguladora, independente dos Estados-membros e da Comissão.

A Agência Reguladora será composta pelos representantes dos reguladores sectoriais nacionais e disporá de poderes que permitam a sua acção em vários campos, nomeadamente, no âmbito da concorrência. A Agência Reguladora será ainda o órgão de resolução de conflitos supranacionais em caso de insucesso de uma primeira fase de resolução de conflitos com recurso ao regulador sectorial nacional. A Presidência do Conselho da UE procura alcançar o equilíbrio entre um procedimento célere e o envolvimento nacional.

A Presidência propõe ainda que as empresas fornecedoras de gás e de electricidade estejam vinculadas a uma obrigação de disponibilizarem perante as entidades reguladoras os dados relevantes relativos a operações em contratos de fornecimento desses serviços e seus derivados. Para garantir a protecção dos consumidores, é reconhecido o direito à informação sobre consumos e forma de os racionalizar, tal como o direito de mudar a todo o tempo de fornecedor.

No seguimento das Directivas de 2003 que vieram estabelecer as regras comuns para os mercados internos de gás natural e de electricidade, são esperados novos actos legislativos, desta feita mais abrangentes, no sentido da efectiva criação e instituição do mercado único de energia.

A Figura 2.2 ilustra os mercados regionais a atingir caminhando para Mercado Interno Europeu.

❖ MIBEL

❖ U.K.

❖ Nord Pool

❖ East Europe /
South-East

❖ Italy

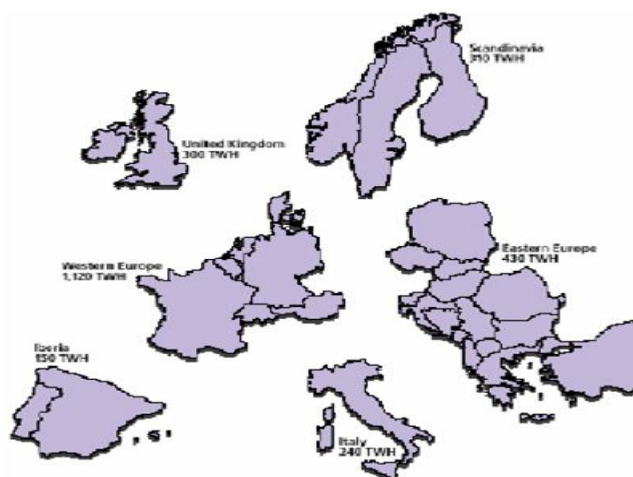


Figura 2.2 - Futuros mercados regionais na Europa.

2.4 - Experiências em diversos países

2.4.1 - Países Nórdicos

A evolução do sector eléctrico dos países nórdicos passou pela integração dos sistemas eléctricos da Dinamarca, Finlândia, Noruega e Suécia, iniciada nos anos 90. Foi assim criado

um mercado comum de energia, o *NordPool*. A Noruega foi o primeiro a reestruturar o seu sector eléctrico, em 1991, com a publicação do *Energy Act*, estabelecendo a *Statnett* como TSO e também como operador do *pool*. Mais tarde em 1996, com a reestruturação do sector eléctrico da Suécia, foi estabelecido um mercado comum com a Noruega. A gestão do sistema ficou não só entregue à *Statnett*, mas também à *Svenska Kraftnat*, TSO da Suécia. O alargamento do *NordPool* ocorreu gradualmente, com a entrada da Finlândia em 1998, da parte oeste da Dinamarca em 1999 e, da parte este da Dinamarca em 2000.[11]

Estava criado o primeiro mercado de electricidade transnacional, com dois mercados físicos, um mercado diário, *Elspot*, um mercado contínuo ou de ajustes, *Elbas*, e ainda um mercado financeiro de futuros. O mercado spot (*Elspot*) baseia-se num *pool* simétrico com participação voluntária. Trata-se de um mercado diário, funcionando no dia anterior e que estabelece programas de produção e consumo para cada hora das 24 horas do dia seguinte. O sistema nórdico é dividido em 6 áreas distintas, para as quais pode ser estabelecido um único preço ou 6 diferentes preços conforme haja ou não congestionamento das linhas de transmissão entre as áreas. Os diferentes preços são utilizados pelo TSO para adquirir energia ou reduzir a produção. Por exemplo, caso seja necessária energia numa área e se existir viabilidade técnica e capacidade de transmissão, o TSO vai requerer energia a uma área com preços mais reduzidos. O mercado *Elbas*, designado usualmente como o mercado intradiário, tem como função administrar capacidade negociada entre áreas recorrendo ao *market splitting* caso haja congestionamentos e, de manter o equilíbrio entre produção e consumo. Funciona até um 1 hora antes da entrega física e opera 24 horas por dia todos os dias do ano. O mercado financeiro engloba a possibilidade de efectuar contratos de futuros, de opções e por diferenças, representando um considerável volume de transacções no contexto do mercado global.

Para operar o sistema em tempo real existe ainda um mercado de regulação (*Regulation Power Market*), em que o operador de sistema tem de assegurar o equilíbrio entre produção e consumo, recorrendo a um conjunto de reservas e recursos de operação. No Capítulo 3 abordar-se-á em pormenor este mercado, com a descrição dos serviços de sistema. Os operadores de sistema têm ainda diversas funções no mercado e na operação do sistema eléctrico, tais como:

- Resolução de congestionamentos;
- *Market Splitting* - é o mecanismo utilizado para integrar mercados de electricidade em diferentes áreas. A capacidade de transmissão das redes está incluída nas transacções efectuadas no mercado, pelo que os preços em cada área reflectem tantos os custos de energia eléctrica como os custos de congestionamentos;
- OS deve disponibilizar a informação sobre o mercado com transparência;
- Planeamento de saídas de elementos do sistema;
- Coordenação dos sistemas de protecção;
- Monitorização dos trânsitos de energia;
- Planeamento, aquisição e operação dos serviços de sistema;
- Desenvolvimento dos mercados de balanço e serviços de sistema.

A título de exemplo, a Figura 2.3 apresenta um conjunto de dados relativos aos Países Nórdicos incluindo a produção de energia eléctrica obtida por diferentes vias no ano de 2007.

		Nordel	Denmark	Finland	Iceland	Norway	Sweden
Population	mill.	25.0	5.5	5.3	0.3	4.7	9.2
Total consumption	TWh	412.6	36.4	90.4	12.0	127.4	146.4
Maximum load ¹	GW	61.1	6.1	12.5	1.3	18.6	22.7
Electricity generation	TWh	409.2	37.0	77.8	12.0	137.4	145.1
Breakdown of electricity generation:							
Hydropower	%	55	0	18	70	98	45
Nuclear power	%	21	–	29	–	–	44
Other thermal power	%	21	81	53	0	1	10
Wind power	%	3	19	0	–	1	1
Geothermal power	%	–	–	–	30	–	–

Figura 2.3 - Produção nos países nórdicos (2007). (Fonte: Nordel)

O Nordel é uma organização colaborativa que integra Operadores de Sistema (TSOs) da Dinamarca, Finlândia, Islândia, Noruega e Suécia. No entanto, devido ao seu isolamento geográfico, a Islândia não faz parte do mercado integrado de energia eléctrica.

2.4.2 - Portugal

Nos últimos anos, as transformações ocorridas no mercado de electricidade em Portugal atingiram as várias actividades do sector do ponto de vista técnico, comercial e propriedades de activos. As actividades de produção, transporte e distribuição de electricidade iniciaram-se no final do século XIX. Inicialmente o sistema eléctrico era composto por pequenas redes eléctricas isoladas que alimentavam as pequenas potências de carga. Este sistema foi aumentando de dimensão à medida que surgiram novas tecnologias e novos recursos, chegando a um sistema interligado não só a nível nacional, mas também com Espanha e, através desta com o resto da Europa. Até 1975, o sector eléctrico era composto por entidades privadas. Em 1975 ocorreu a nacionalização e integração vertical do sector com a criação da Electricidade de Portugal (EDP). [2] A EDP seria então uma empresa verticalmente integrada, funcionando o sector em monopólio natural. A Figura 2.4 ilustra a estrutura do sector eléctrico referido.



Figura 2.4 - Sistema Eléctrico verticalmente integrado.

Em 1988, com aprovação e publicação do Decreto-Lei 189/88, criou-se a figura do Produtor em Regime Especial (PRE), com a finalidade de incentivar a produção através de

novas fontes de energia, como os aproveitamentos hidroeléctricos até 10 MVA, parques eólicos e cogeração. A energia proveniente destes agentes produtores seria obrigatoriamente aceite pela rede eléctrica da EDP. A Figura 2.5 mostra a nova estrutura do sector.

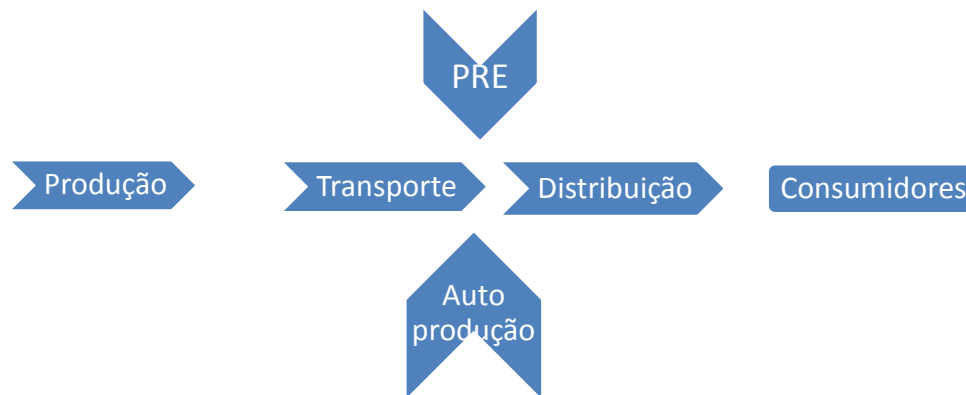


Figura 2.5 - Sistema Eléctrico verticalmente integrado, após a introdução do PRE.

Com a entrada de empresas privadas na actividade de produção o estado diminui assim a despesa pública, desempenhando apenas a função de supervisor. Esta nova estrutura promove o aproveitamento de novas energias, mais ecológicas, quando se avistava uma crescente preocupação com os níveis de CO₂ enviados para a atmosfera pelas centrais térmicas. A qualidade de serviço e a eficiência na exploração do sistema eléctrico aumentam devido à localização mais distribuída da produção.

A necessidade de trazer competitividade ao sector fez com que em 1995 o Sistema Eléctrico Nacional se divida em dois subsistemas, o Sistema Eléctrico Público (SEP) e o Sistema Eléctrico Independente (SEI). Surgiu então nova legislação correspondente aos Decretos-Lei 182/95 a 188/95, que determinaram uma nova estrutura (Figura 2.6) e que criou a Entidade de Reguladora do Sector Eléctrico (ERSE), actualmente designada por Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, com funções regulamentares, administrativas e tarifárias. No SEI a venda e compra de energia é efectuada por mecanismos de mercado. A distribuição e a comercialização no SEP ficaram a cargo da EDP-Distribuição, que adquire energia à REN, podendo contudo utilizar uma margem fixada pela ERSE em aquisições a outros agentes, nomeadamente os integrados no SENV. A EDP foi reestruturada e parcialmente privatizada, tendo sido separadas no plano jurídico as actividades de produção, transporte e distribuição, passo essencial para a criação de um mercado concorrencial.

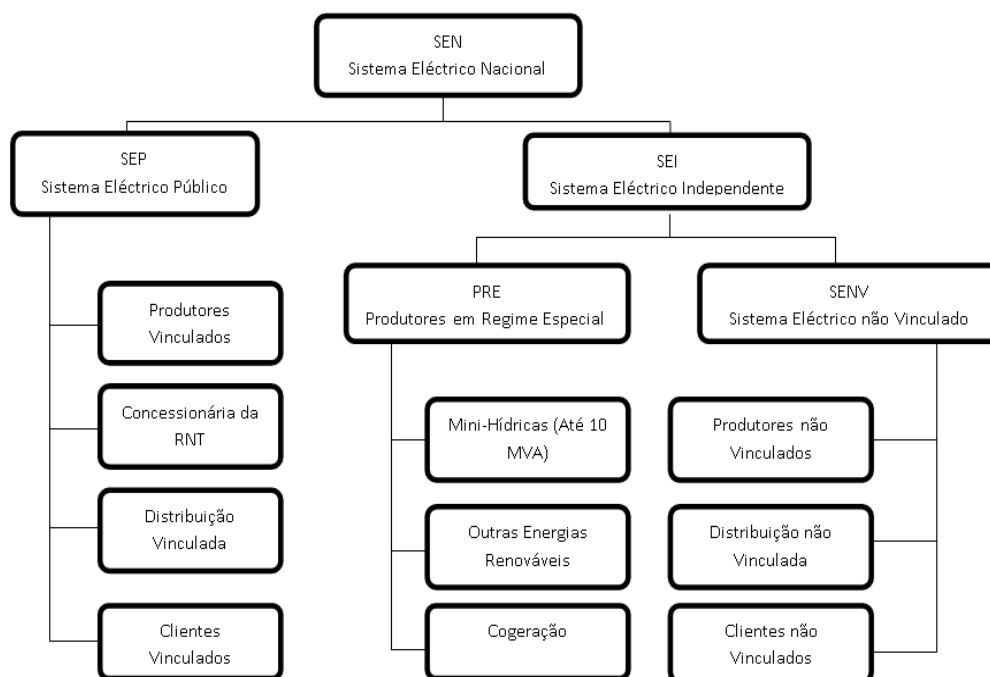


Figura 2.6 - Sistema Eléctrico Nacional (SEN) em Portugal. (Fonte: ERSE)

No SEP as actividades de produção, transporte e distribuição eram exercidas num quadro de serviço público ao qual se encontram associadas a obrigatoriedade de fornecimento de energia eléctrica com adequados padrões de qualidade de serviço e a uniformidade tarifária. A produção estava sujeita a planeamento centralizado, sendo a licença de novos centros electroprodutores atribuída por concurso público. O transporte e a distribuição, exercidos em regime de monopólio, estão sujeitos a regulação.

No SENV, era livre o acesso às actividades de produção e de distribuição em MT e AT, nos termos definidos no artigo 44.º do Decreto-Lei n.º 182/95. Os produtores não vinculados com potência instalada superior a 10 MVA e que estivessem ligados às redes do SEP estavam sujeitos a despacho centralizado. Os distribuidores não vinculados deveriam ser detentores de linhas de distribuição em MT ou AT ligando produtores e clientes não vinculados que não estivessem ligados fisicamente às redes do SEP. Os clientes não vinculados tinham o direito de acesso às redes do SEP mediante o pagamento de tarifas reguladas.

A regulação abrangia as actividades de transporte e de distribuição de energia eléctrica no âmbito do SEP e as relações comerciais entre o SEP e o SENV, designadamente, a definição das tarifas reguladas, as condições de acesso às redes, a supervisão do cumprimento das regras de funcionamento do SEP e de relacionamento comercial entre o SEP e o SENV, bem como da qualidade do serviço prestado.

A RNT (Rede Nacional de Transporte) era gerida por uma concessionária pública, a Rede Eléctrica Nacional, S.A. (REN), que possuía funções de gestão, planeamento e exploração técnica do sistema eléctrico. As transacções de energia no SEP eram geridas pela REN.

Os sobre custos resultantes da obrigatoriedade de compra de energia aos Produtores de Regime Especial, eram incluídos nas tarifas pagas por todos os clientes do SEN.

No final do século XX, observa-se os primeiros passos para a liberalização do mercado interno de electricidade, e começava assim uma evolução gradual dos sectores eléctricos para

o aumento da concorrência e abertura do mercado. A abertura do mercado sintetiza a possibilidade dos clientes poderem escolher livremente o seu fornecedor de energia eléctrica, assim como um comercializador em regime liberalizado. A Figura 2.7 ilustra a evolução percentual ao longo do tempo dos consumidores elegíveis ocorrida em Portugal. A elegibilidade consiste numa condição normalmente estabelecida em termos de valor mínimo de potência instalada, de um consumo mínimo anual de energia eléctrica ou de um nível de tensão de ligação que, sendo verificada, permite que a entidade correspondente possa aceder a mercados centralizados ou possa estabelecer contractos bilaterais. [1]

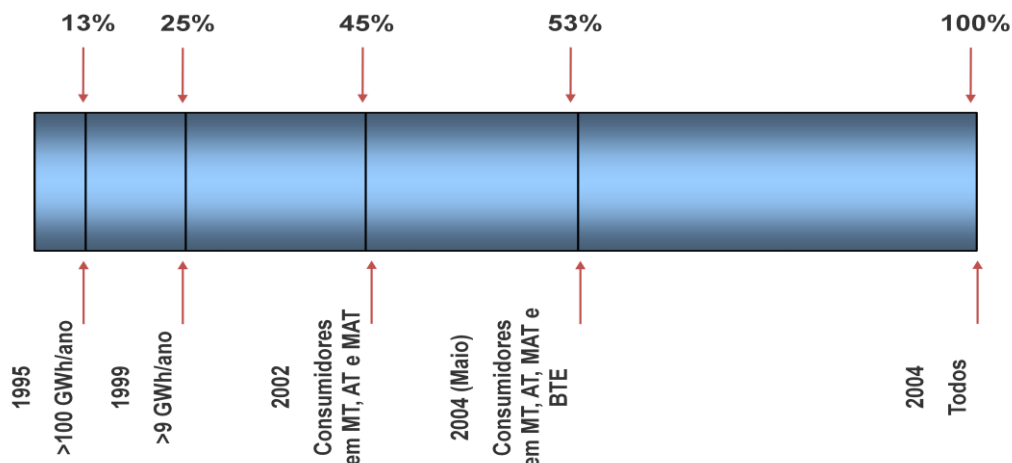


Figura 2.7 - Evolução temporal da percentagem de consumidores elegíveis. (Fonte: ERSE)

Em Portugal predominava a aquisição de energia através de contratos bilaterais a longo prazo. Eram estabelecidos contratos de aquisição de energia (CAE's) entre os produtores e a REN, em que era acordado o fornecimento de energia a longo prazo. Com a pretensão de um mercado liberalizado e da harmonização do mercado ibérico, foi necessário proceder à resolução destes contratos, através de mecanismos de compensação. Para este efeito surgiram os Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC's), com a função de remunerar os produtores pela diferença entre os proveitos que obteria com os CAE's e os obtidos em mercado. As centrais que actualmente ainda possuem CAE's em vigor são as centrais da Tejo Energia e da Turbogás. O Governo determinou que os CAE's não sujeitos a cessação antecipada fossem geridos até ao seu termo por uma entidade específica dentro do Grupo REN. Pelo que a 13 de Julho de 2007 foi criada a REN TRADING, com o objectivo de gerir o CAE celebrado com a Tejo Energia, respeitante ao centro electroprodutor térmico do Pego (600 MW), e o CAE com a Turbogás, respeitante ao centro electroprodutor térmico da Tapada de Outeiro (990 MW). O objectivo principal desta empresa é a maximização dos proveitos obtidos em mercado, e a minimização dos custos de produção.

No ano 2000, com uma nova fase de reprivatização da EDP Produção, o Estado perdeu a maioria do respectivo capital, ficando detentor de 30%, (actualmente, de 25%). A REN - Rede Eléctrica Nacional, concessionária da Rede Nacional de Transporte, foi autonomizada do Grupo EDP, ficando maioritariamente na posse do Estado. Esta empresa, para além do transporte de energia eléctrica, assegurava a gestão do sistema eléctrico e, assegurava ainda a função de comprador único para o SEP. [7]

A 15 de Fevereiro de 2006, com a publicação do Decreto-Lei 29/2006, a liberalização e a reestruturação do sector eléctrico para um mercado concorrencial foi estabelecida. A nova estrutura revê-se na estrutura aprovada em 1975, mas agora desverticalizada, em que o sector volta a ser dividido por actividade: Produção, Transporte, Distribuição e Comercialização. As actividades de Produção e Comercialização estão abertas à concorrência por qualquer empreendedor que o queira fazer. Quando identificada a necessidade de construir um novo centro produtor é realizado um concurso público ou organizado um sistema de leilão. Deste modo, serão evitados sobre investimentos, que poderiam originar efeitos negativos no mercado, como por exemplo o fecho de centrais convencionais e menos eficientes, devido a dificuldades em entrar no mercado. Na actividade de Transporte e de Distribuição as companhias organizam-se em regime de monopólio regulado, responsáveis pelo planeamento da expansão, manutenção, construção e operação das suas redes. De um ponto de vista económico não seria viável duplicar as redes já existentes e, por isso, as actividades de transporte e distribuição enquadram-se num regime de monopólio. A Figura 2.8 ilustra a nova estrutura do sector eléctrico em Portugal.

A função de Gestor de Sistema compete à REN, que se divide num Gestor técnico e num Gestor de mercado.

A Comercialização garante os procedimentos comerciais inerentes à venda a grosso e a retalho de energia eléctrica. Os comercializadores podem livremente comprar e vender electricidade. Nesse sentido, têm direito de acesso às redes de transporte e distribuição, mediante o pagamento de tarifas reguladas. Os consumidores podem livremente escolher o seu fornecedor, não sendo a mudança onerada, do ponto de vista contratual. De forma a simplificar e efectivar a mudança de comercializador, foi criada a figura do operador logístico de mudança de comercializador. Está também consagrada, para protecção dos consumidores, a figura do comercializador de último recurso, cuja finalidade consiste em servir de garantia do fornecimento de electricidade aos consumidores, nomeadamente os mais frágeis, em condições de qualidade e continuidade do serviço. [13]

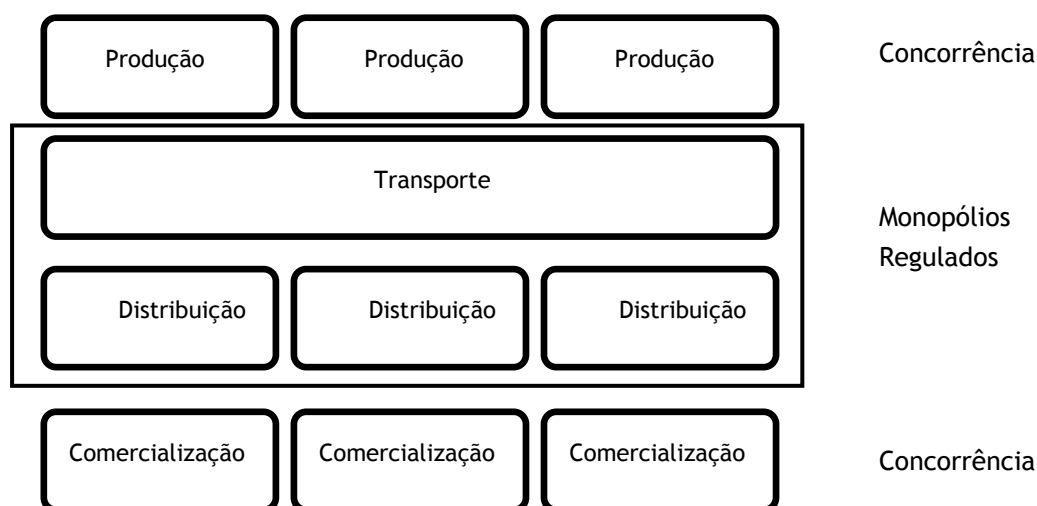


Figura 2.8 - Estrutura do sector eléctrico num mercado liberalizado.

"Apesar de tudo aquilo que já foi feito, há um problema de saber quem é quem no sector eléctrico. As pessoas têm dificuldade em distinguir o comercializador regulado, a EDP Serviço Universal, da EDP Distribuição e a EDP Comercial do grupo EDP", afirmou o presidente da ERSE.

A organização do sistema eléctrico nacional assenta na coexistência de um mercado liberalizado com um mercado regulado. Os agentes económicos têm a opção de estabelecer relações contratuais com o comercializador regulado ou negociar outras condições com os comercializadores em mercado livre. Dentro do grupo EDP, a EDP Serviço Universal é o comercializador regulado e a EDP Comercial actua em mercado livre.

Actualmente, a EDP Serviço Universal e algumas cooperativas eléctricas comercializam a energia eléctrica para 97 por cento dos consumidores em Portugal continental, apesar do mercado estar completamente liberalizado desde Julho de 2007. Estes 97 por cento de consumidores, num universo de 6 milhões, são responsáveis por 98 por cento do consumo em Portugal. Apenas 170 mil consumidores portugueses estão no mercado liberalizado, essencialmente domésticos, abastecidos maioritariamente pela EDP Comercial.

2.4.3 - Espanha

Até 1995 o sistema eléctrico espanhol era constituído por uma estrutura verticalmente integrada e monopolizada, em que as empresas existentes em várias actividades pertenciam a concessionários privados, ou eram detidas pelo Estado. A actividade de transporte e despacho era realizado pela mesma entidade. Cada companhia operava numa área geográfica específica pelo que, apesar da existência de diversas companhias, não havia competição e os clientes estavam fisicamente e comercialmente ligados à concessionária que actuava nessa região.

Neste mesmo ano foi aprovada nova legislação que pretendia promover a reestruturação do sector eléctrico tendo em conta três tópicos:

- Flexibilidade de legislação, no entanto, entregando ao Estado a função de supervisão do sector através de uma entidade reguladora;
- Separação entre produção de energia eléctrica e a sua distribuição, promovendo-se ainda a separação progressiva entre a distribuição e comercialização;
- Coexistência de dois sistemas: o primeiro "integrado", assegurando um serviço público e o outro "independente" sujeito a leis do mercado.

A entidade reguladora criada foi intitulada de *Comisión Nacional del Sistema Eléctrico* (CNSE), actualmente designada por *Comisión Nacional del Energia* (CNE). A sua função passa por:

- Elaboração de propostas de tarefas e preços;
- Planeamento;
- Cálculo das remunerações das actividades reguladas;
- Supervisão do sector;
- Resolução de conflitos.

Nesta altura, o sistema "integrado" era constituído por empresas produtoras e pela totalidade das redes de transporte e distribuição, distribuidores e consumidores finais. O

sistema “independente” era constituído por alguns produtores que forneciam energia apenas a grandes clientes.

A 27 de Novembro de 1997 surgiu uma grande mudança no sector eléctrico com a publicação da “Ley 54/1997 del Sector Eléctrico”, que entrou em vigor a 1 de Janeiro de 1998. Esta reestruturação concebia:

- A diferenciação das actividades reguladas (Transporte, Distribuição e Operação do Sistema) e não reguladas (Produção e Comercialização);
- A separação jurídica das actividades;
- A criação de um Operador de Mercado e de um Operador de Sistema;
- A liberdade de escolha dos consumidores;
- O acesso livre de terceiros às redes.

A organização do Sector Eléctrico Espanhol encontra-se ilustrada na Figura 2.9.

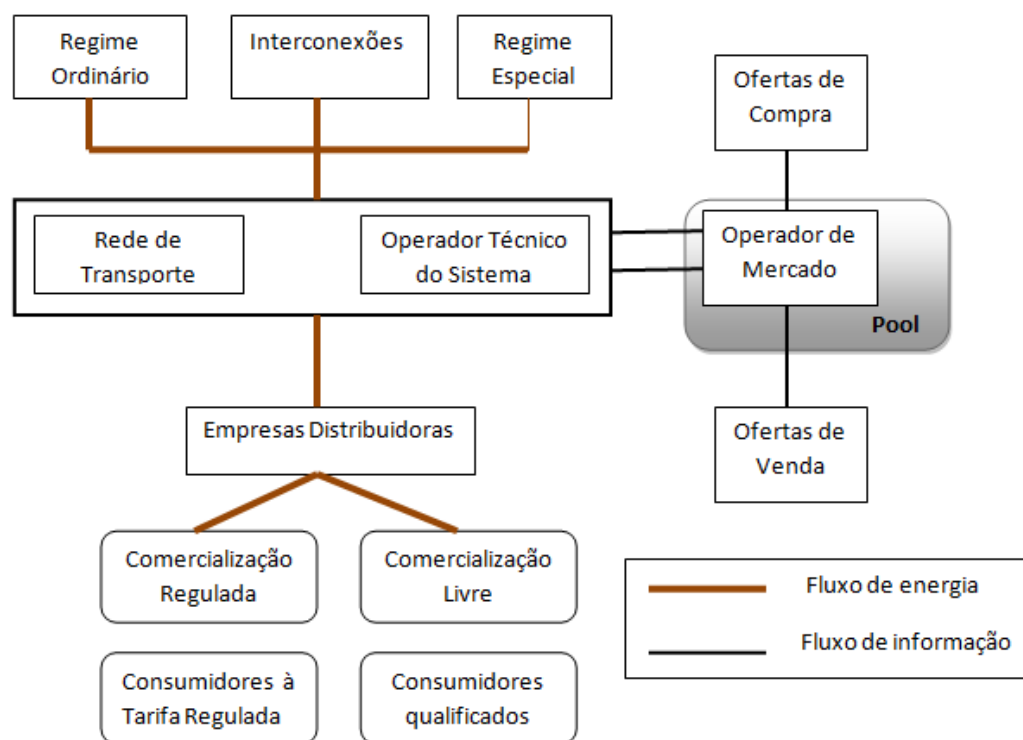


Figura 2.9 - Organização do sector eléctrico Espanhol.

O modelo do sector da electricidade em Espanha compreende a existência de dois sistemas: Sistema regulado (ou à tarifa) e o Sistema liberalizado. No sistema regulado, os consumidores adquirem electricidade aos distribuidores sob o regime de tarifas reguladas. As empresas de distribuição adquirem electricidade no mercado grossista, sendo de seguida entregue na rede de distribuição através da rede de transporte. As actividades de transporte e distribuição são actividades reguladas. No sistema liberalizado, os consumidores qualificados (com o direito para comprar electricidade no mercado liberalizado) e os comercializadores, estabelecem bilateralmente as condições para a transacção de electricidade entre si. Em seguida, apresentam-se diversos aspectos relativos a elementos da Figura 2.9.

Pool

O mercado grossista espanhol foi criado com a introdução da competição em 1 de Janeiro de 1998 e engloba um conjunto de transacções derivadas da participação dos agentes de mercado nas sessões dos mercados diários e intradiários.

Os agentes de mercado são as empresas habilitadas para aí actuarem como vendedores ou compradores, nomeadamente as empresas de produção, distribuição e comercialização de electricidade, assim como os consumidores qualificados ou agentes externos de outros países. Os produtores e consumidores qualificados podem recorrer ao *pool* ou celebrarem contratos bilaterais físicos.

Preço do Pool

No mercado diário existe um preço por cada hora, determinado em função do preço marginal do sistema. As receitas de cada vendedor numa dada hora são calculadas em função da multiplicação do volume de electricidade vendido pelo preço marginal determinado para aquela hora. O pagamento de cada comprador numa dada hora é calculado em função da multiplicação do volume de electricidade comprado pelo mesmo preço marginal.

Produção em Regime Ordinário

Os produtores em regime ordinário são aqueles que vendem a electricidade a comercializadores ou consumidores qualificados através do *pool* ou de contratação bilateral. As unidades de produção com uma potência instalada superior a 50 MW são obrigadas a realizar ofertas através do Operador de Mercado. As unidades de produção com uma potência instalada entre os 50 MW e 1 MW poderão realizar ofertas através do Operador de Mercado, se considerarem oportuno.

Produção em Regime Especial

Consideram-se produtores em Regime Especial, os produtores que utilizem recursos renováveis com uma potência instalada até 50 MW e a cogeração. Actualmente, os produtores em Regime Especial podem vender a sua produção de electricidade quer através da tarifa fixada por Real-Decreto, a qual está indexada à tarifa média ou de referência do sistema espanhol ou, através do *pool* espanhol, juntamente com determinados prémios e incentivos.

Operador de Mercado

A OMEL - *Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad* é o operador do mercado grossista espanhol, actualmente Operador de Mercado Ibérico, Pólo Espanhol, e é a entidade responsável pela gestão económica do mercado e do sistema de ofertas de compra e venda de electricidade, garantindo o eficaz desenvolvimento do mercado de produção de electricidade.

Transporte

A rede de transporte de electricidade é constituída por linhas, parques, transformadores e outros elementos eléctricos com uma tensão superior a 220 kV, assim como outras instalações, independentemente da tensão, que cumpram as funções de transporte ou de interconexão internacional e extra-peninsular.

Gestor técnico do sistema

A REE - Red *Eléctrica de España*, detém a maioria da rede de transporte em Espanha. A REE é responsável pela gestão técnica do sistema eléctrico espanhol no que se refere ao desenvolvimento da rede de transporte de alta tensão, de forma a garantir o fornecimento de electricidade, e a correcta coordenação entre o sistema de produção e de transporte, assim como a gestão dos fluxos de electricidade com o exterior. O Operador do Sistema exerce as suas funções em coordenação com o Operador de Mercado.

Distribuição

As redes de distribuição, além de servirem o mercado regulado, podem ser utilizadas pelos comercializadores ou consumidores qualificados, mediante o pagamento de uma tarifa de acesso, a qual é definida anualmente pelo governo. As seguintes empresas prestam o serviço de distribuição de electricidade no mercado espanhol: Endesa, Iberdrola, Union Fenosa, HC Energia e Viesgo. Cada empresa recebe uma remuneração pela prestação do serviço de distribuição, definida numa base anual através de Real-Decreto.

Comercialização Regulada

A actividade de gestão comercial no mercado regulado é desenvolvida pelas empresas de distribuição e engloba as seguintes obrigações:

- conexão de novos consumidores na zona de operação da empresa de distribuição;
- serviço de leitura de contadores;
- aplicação da tarifa definida legalmente;
- informação aos consumidores sobre a tarifa mais adequada;
- implementação de programas de eficiência energética;
- assegurar o nível da qualidade de serviço e adquirir a electricidade necessária para o desenvolvimento da sua actividade.

Comercialização Livre

Esta actividade consiste na aquisição de electricidade através do pool ou de contratos bilaterais, e sua revenda a consumidores qualificados ou outros agentes do sistema, negociando livremente com os seus clientes as condições da venda de electricidade. As empresas comercializadoras têm acesso às redes de transporte e distribuição de electricidade mediante o pagamento de uma tarifa de acesso, a qual é estabelecida anualmente por Real-Decreto.

Consumidor à Tarifa Regulada

Estes consumidores optaram por contratar o fornecimento de electricidade com a empresa de distribuição que opera na sua zona. Este contrato é estabelecido mediante uma tarifa regulada definida anualmente por Real-Decreto.

Consumidor Qualificado

Desde Janeiro de 2003 todos os consumidores do mercado de electricidade espanhol são elegíveis para escolher o seu comercializador no mercado liberalizado. As condições do contrato de fornecimento de electricidade são estabelecidas livremente entre as partes.

2.5 - Mercado Ibérico de Electricidade - MIBEL

2.5.1 - Aspectos gerais

Os mercados da electricidade são uma realidade recente e integram-se na profunda transformação de um dos sectores de actividade industrial anteriormente mais verticalizado e mais dependente do controle público. De acordo com as orientações comunitárias favorecendo a liberalização do sector eléctrico, em meados da década de 90, iniciou-se em toda a Europa um processo de separação das actividades de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica, em que Portugal até foi pioneiro. A preocupação em estabelecer regras comuns, evoluiu depois no sentido de introduzir de forma obrigatória mais concorrência nos segmentos da produção e da distribuição, de assegurar o acesso às redes por parte dos produtores independentes, nomeadamente os que exploram as energias renováveis ou as vantagens dos sistemas de cogeração, ou ainda de estimular o aparecimento de comercializadores independentes dos distribuidores incumbentes tradicionais. Estes propósitos liberalizadores supõem uma progressiva evolução dos sistemas de negociação de compra e venda de energia. O que inicialmente se fazia de forma interna entre níveis diferentes de empresas verticalmente integradas passou a ser feito a nível bilateral, entre produtores e comercializadores, ou em plataformas de mercados organizados.

Portugal, que foi pioneiro na implementação de algumas destas medidas, propôs a Espanha a criação de um mercado regional integrado, em antecipação à criação do futuro Mercado Interno de Electricidade Europeu.

Foi assim que se criou o MIBEL (Mercado Ibérico de Energia Eléctrica), em 2001. No último ano e meio, o MIBEL teve importantes desenvolvimentos que contribuíram para uma profunda alteração no sector eléctrico dos dois países, transformando-o no primeiro domínio em que de facto existem regras de actuação relativamente harmonizadas para toda a Península Ibérica e preocupação de convergência regulatória, desde as práticas até às tarifas, tendo como objectivo a médio prazo, gerar vantagens tanto para empresas, como para consumidores domésticos.

No que respeita ao Mercado Ibérico, a ERSE no seu Relatório Anual para a Comissão Europeia, em Julho de 2006, afirma que:

“Actuam presentemente na Península Ibérica quatro grupos empresariais que assumem uma posição dominante nas actividades de produção, distribuição e comercialização de energia eléctrica. Esta situação constitui um obstáculo potencial ao desenvolvimento de um mercado concorrencial e eficiente. Importa assim estudar, nomeadamente, em que medida:

- A integração vertical das empresas e a repartição entre elas de áreas geográficas de influência condiciona o desenvolvimento concorrencial do mercado retalhista e constituem barreiras à entrada de novos agentes;
- A contratação bilateral entre as empresas de produção e de comercialização do mesmo grupo condiciona a formação de preços;
- A existência de mecanismos de recuperação de custos ociosos distorce o mercado e constituiu uma barreira à entrada de novos produtores/comercializadores.”

As duas entidades reguladoras, a ERSE e a CNE unem esforços para unificar o mercado, e elaborar legislações e aspectos regulatórios comuns para facilitar o funcionamento de um mercado integrado. As principais opções tomadas conjuntamente pela CNE e pela ERSE na elaboração do modelo de organização do MIBEL são:

- Colocar o mercado organizado e a contratação bilateral em pé de igualdade;
- Assegurar a transparência do MIBEL e a liquidez do mercado organizado;
- Garantir a todos os consumidores igualdade de oportunidades;
- Incentivar o investimento através de um pagamento aos produtores pela “garantia de potência”;
- Evitar que a recuperação dos “custos ociosos” constitua uma distorção do mercado;
- Garantir ao MIBEL estabilidade e previsibilidade através da definição de um período regulatório inicial de 4 anos.

2.5.2 - Funcionamento do MIBEL

Com a entrada em vigor do Acordo Internacional assinado em Santiago de Compostela a 1 de Outubro de 2004, as entidades autorizadas em Portugal e em Espanha podem actuar neste mercado beneficiando de um reconhecimento automático, deixando de ser consideradas agentes externos, pelo que lhes serão garantidos os mesmos direitos e obrigações.

Neste acordo são estabelecidas regras gerais de funcionamento deste mercado, e são assim criados dois pólos responsáveis pela gestão financeira dos mercados:

- OMIE - Operador del Mercado Ibérico de Energia, pólo Espanhol;
- OMIP - Operador do Mercado Ibérico de Energia, pólo Português.

Estes dois pólos, actualmente em funções com uma designação diferente no caso do pólo espanhol (OMEL), darão origem a um único operador denominado de Operador do Mercado Ibérico, OMI.

A criação do OMI, pela fusão dos pólos português (OMIP) e espanhol (OMEL), é considerada um salto qualitativo muito importante para a criação de um mercado regional de energia, sendo um exemplo de cooperação política entre Portugal e Espanha. Um outro aspecto importante está relacionado com a harmonização regulatória entre os dois países no que respeita a tarifas de acesso às redes, garantia de potência, mecanismos de gestão da

interruptibilidade e adopção de mecanismos comuns para compra de energia pelos comercializadores de último recurso. O operador logístico de mudança de comercializador, que visa assegurar que o incumbente de cada país não dificulta ao consumidor a mudança de fornecedor de electricidade, será constituído por duas sociedades, uma portuguesa e outra espanhola, com troca de participações de 10 por cento cada. O Operador de Sistema português (REN) e espanhol (REE) da rede farão igualmente um cruzamento de participações.

O funcionamento do MIBEL não se afasta do actual panorama operativo do mercado de electricidade em Portugal e Espanha, tendo em conta o processo evolutivo dos sectores de modo a unificar estes mercados.

De acordo com o mandato atribuído pelo artigo 5.º do Protocolo assinado em 2001, o modelo de organização do MIBEL deve ter em conta “a legislação comunitária aplicável, a experiência recente de funcionamento dos mercados eléctricos em ambos os países e as boas práticas de regulação”.

O mercado de electricidade é baseado num modelo misto, integrando um mercado diário, um mercado intradiário, um mercado a prazo e a possibilidade da concretização de contratos bilaterais.

O mercado diário funciona com ofertas de venda e compra de energia, caracterizadas normalmente por quantidade e preço. Contudo, aspectos relacionados com a venda de energia proveniente de fontes renováveis, o acoplamento de centrais hídricas, a indivisibilidade do primeiro bloco e a necessidade de garantir uma remuneração mínima diária a cada gerador tornam o processo mais complexo. Os produtores serão remunerados ao preço marginal, encontrado pela intersecção da curva de oferta com a curva da procura.

O mercado intradiário, também denominado por mercado de ajustes, consiste, como o próprio nome indica, num mecanismo destinado a ajustar a energia contratada a produzir com o valor consumo previsto. Isto pode passar por contratar geradores para produzir tal como os agentes de mercado podem também comprar energia durante este período.

Existe ainda um outro mercado relacionado com a liquidação e contratos futuros, o mercado a prazo. A gestão deste mercado é da competência do pólo português.

O modelo de participações do futuro OMI terá por base duas holdings accionistas - OMI-Pólo Português e OMI-Pólo Espanhol - com sede em Portugal e Espanha que deterão cada uma 50 por cento das sociedades gestoras dos mercados e serão geridas por um conselho de administração comum.

Em 1 de Julho de 2007 iniciou-se o funcionamento do *pool* comum, intitulado-se como um mercado comum entre Portugal e Espanha. De forma a visualizar o comportamento deste mercado, acedeu-se ao relatório mensal de Agosto de 2008 do MIBEL. O volume de vendas em Portugal é praticamente adquirido no mercado diário e nos mercados intradiários, obtendo-se uma pequena percentagem através de contratos bilaterais. Em Espanha as vendas têm maior importância no mercado diário e nos contratos bilaterais. Note-se ainda a maior presença de Espanha em relação a Portugal nas vendas de serviços de sistema. A Figura 2.10 detalha estes valores para o mercado português, espanhol e MIBEL.

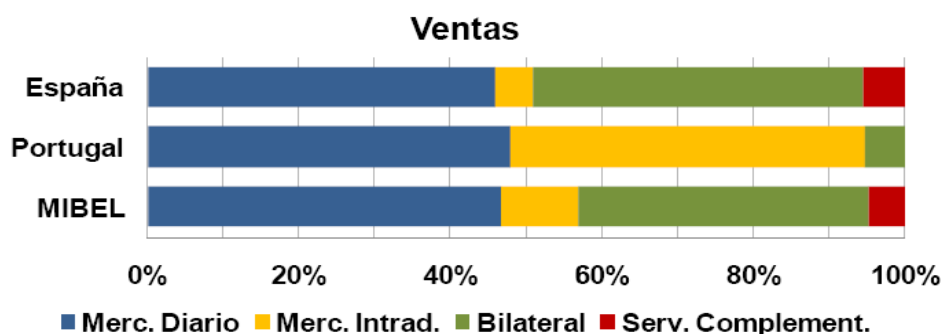


Figura 2.10 - Volume de vendas. [16]

Para o mesmo período, as Figuras 2.11 e 2.12 apresentam as percentagens dos diferentes tipos de produção para Portugal e Espanha. Assinala-se que a percentagem de produção em regime especial é maior em Portugal, assim como a nuclear tem forte presença em Espanha.

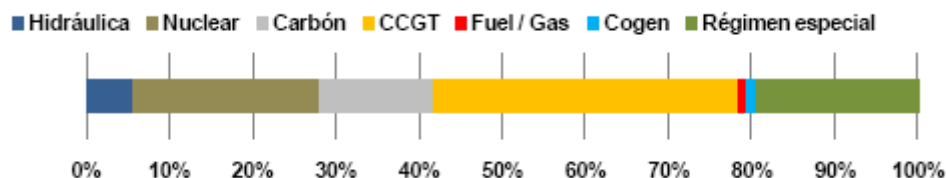


Figura 2.11 - Produção por Tecnologia em Espanha (Agosto 2008). [16]

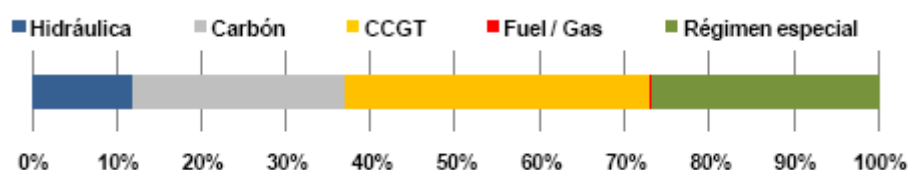


Figura 2.12 - Produção por Tecnologia em Portugal (Agosto 2008). [16]

2.5.3 - MIBEL e o *Market Splitting* (MS)

Com o arranque do Operador de Mercado comum em 1 de Julho de 2007, tornou-se possível a qualquer consumidor da área Ibérica adquirir energia eléctrica num regime de livre competição, de um produtor ou retalhista a actuar em Portugal ou Espanha.

A pergunta “nestes meses de mercado, os preços baixaram?” tem sido frequentemente colocada, tendo sido realizados estudos, por exemplo [17], para perceber o que se passou nesses primeiros meses. A verdade é que os preços em Portugal e Espanha são diferentes na maior parte das horas dos dias, ocorrendo assim o *Market Splitting* (dois mercados distintos). Este mecanismo é activado quando a energia transaccionada de uma área para a outra excede a capacidade de transmissão da interconexão. A expressão (2.1) ilustra as condições de activação deste mecanismo. Quando o excedente de energia calculado pela produção menos o consumo de um país é maior que a capacidade de interconexão, é então activado o *Market Splitting*.

$$CapInterc - |E_{excedente}| \begin{cases} \geq 0, \text{ MS não ocorre} \\ \leq 0 \text{ MS ocorre} \end{cases} \quad (2.1)$$

Nesta expressão:

CapInter - é a capacidade de interconexão entre os dois países;

$E_{excedente}$ - é a energia excedente, resultante da subtração da produção ao consumo do país.

A percentagem de horas em que ocorreu o *Market Splitting* no MIBEL entre Julho e Novembro de 2007 é apresentada no Figura 2.13.

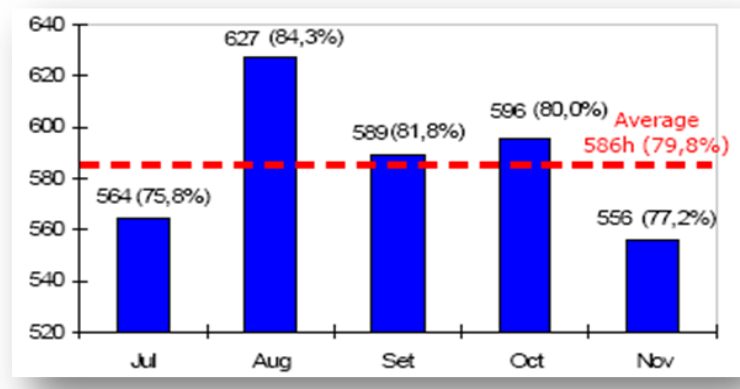


Figura 2.13 - Número e percentagem de horas em cada mês da utilização do Market Splitting de Julho de 2007 a Novembro de 2007.

Nesta análise realizada sobre os preços do mercado as conclusões foram as seguintes:

- O preço médio em Portugal é 15% mais elevado do que o preço do MIBEL;
- O preço médio em Espanha é 5% mais baixo quando comparado com o preço do MIBEL.

A Figura 2.14 apresenta as diferenças de preços no MIBEL de Julho de 2007 a Novembro de 2007.

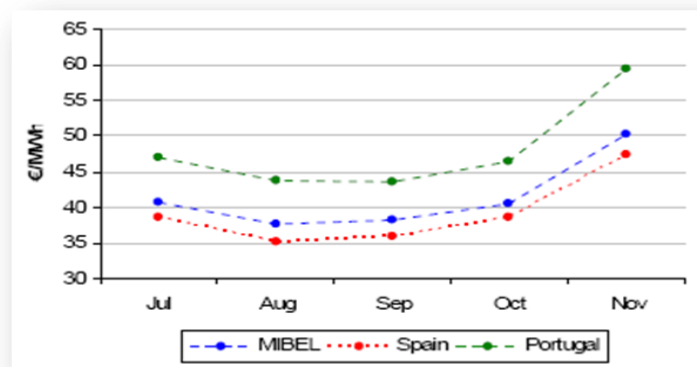


Figura 2.14 - Preços médios mensais do mercado Ibérico de Julho a Dezembro de 2007.

Neste estudo concluiu-se também que se capacidade de interconexão aumentasse para 3500 MW ocorreria uma redução de 50% de horas por mês em que ocorria *Market Splitting*.

Para reduzir esta percentagem para um valor nulo, a capacidade de interligação deveria ser de aproximadamente 5000 MW. A explicação para a diferença de preços em Portugal e Espanha pode ser obtida num estudo realizado pela REN sobre os custos marginais de produção [18], que concluiu que as ofertas dos geradores em Espanha possuem preços mais reduzidos, devido à existência de um mercado mais competitivo, e os custos marginais de produção serem mais elevado em Portugal. [17]

A REN e REE têm realizado grandes esforços para resolver a insuficiência na capacidade de interligação entre os dois países, e têm em plano a construção de várias linhas de interligação até 2013. A Figura 2.15 mostra esse plano de reforço das interligações até 2013, com novas linhas de 400 kV com a Galiza, uma nova a 400 kV e 220kV no Douro internacional, uma nova linha a 400 kV no centro do país e duas linhas a 400 kV com o sul de Espanha.

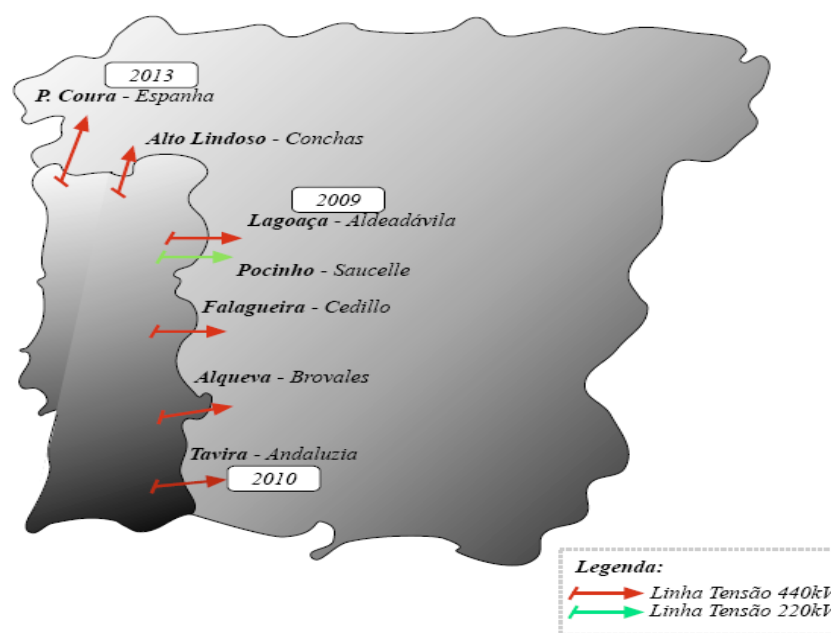


Figura 2.15 - Plano de construção de linhas de muita alta tensão (MAT) entre Portugal e Espanha.
(Fonte: REN)

Capítulo 3

Serviços de Sistema

3.1 - Aspectos gerais

O mercado de electricidade está traçado em três tipos, no que confere à aquisição de energia eléctrica. Os contratos de longo prazo denominam um mercado de contratos bilaterais, a curto prazo temos o mercado diário, normalmente realizado no dia anterior. Estes dois mercados são coordenados pelo Operador de Mercado. E por último temos os Serviços de Sistemas com um horizonte temporal mais alargado, isto é, a aquisição destes serviços é organizada com antecedência de um mês até ao tempo da efectiva operação. Este mercado é coordenado pelo Operador de Sistema. [19]

Em países como Inglaterra e Califórnia para além dos mercados mencionados foi criado um mercado em tempo real designado por *Real-time Balancing Market*. Este mercado actua uma hora antes da efectiva operação, permitindo executar ajustes mais previsíveis. Neste mercado todos os geradores e cargas podem oferecer propostas ao Operador de Sistema para incrementar ou decrementar a produção ou consumo. [20] A Figura 3.1 apresenta os vários mercados com os diferentes horizontes temporais respectivos.

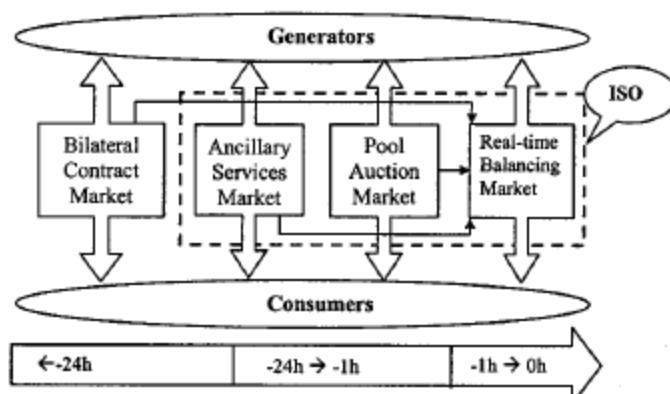


Figura 3.1 - Esquema da organização dos mercados. [3]

Os Serviços de Sistema são um tema actual e em constante evolução em vários sectores eléctricos. Este tema surge em resultado da evolução dos sectores eléctricos nos últimos anos, em que a necessidade de continuar a garantir a segurança e eficiência da operação dos sistemas em tempo real levou ao surgimento de uma actividade com funções bem definidas. Com a desverticalização das actividades, a segurança de abastecimento poderá ser posta em causa, podendo colocar o sistema mais vulnerável e a segurança do sistema em causa. É no âmbito desta preocupação que surgem os Serviços de Sistema.

Uma vez que a electricidade não é um produto armazenável e, como é óbvio, no mercado diário não se irá contratar a potência exacta para o consumo do dia seguinte, toma-se necessário associar a este mercado um mercado em tempo real. Isto significa que existem dois preços relevantes que serão pagos aos geradores. Um é o preço pago pela disponibilização e uso da reserva e o outro é o preço da energia despachada. [23] Outra consequência da incapacidade de se guardar elevados níveis de energia é a necessidade de um controlo centralizado executado pelo Operador de Sistema na operação do sistema eléctrico. [20] O Operador de Sistema usa os Serviços de Sistema para:

- Manter a frequência do sistema dentro de certos limites;
- Controlar as tensões nos nós da rede eléctrica;
- Manter a estabilidade do sistema;
- Evitar congestionamentos na rede de transmissão;
- Restaurar o sistema ou parte do sistema quando ocorrer apagões. [25]

Uma forma para assegurar os níveis de reserva necessários consiste em implementar um mercado competitivo para os Serviços de Sistema. A condição necessária para o sucesso na operação deste mercado é a existência de um elevado número de participantes. [23] Estes serviços são usados em tempo real pelo Operador do Sistema, para ajuste de produção, mantendo o equilíbrio do sistema, bem como para repor energia no sistema devido a uma saída inesperada de alguma unidade de produção. Os agentes produtores devem incluir no seu custo de fornecimento de reservas, o custo de oportunidade se vendessem essa energia no mercado de energia. As principais dificuldades possíveis de ocorrer na coordenação do despacho em tempo real incluem:

- Como utilizar as reservas contratadas e as ofertas contratadas em mercado para obter uma solução óptima de despacho;
- Sabendo que o número de contratos bilaterais tem aumentado, como eliminar os congestionamentos na rede, se os recursos dos mercados de gestão não são suficientes;
- Para manter o sistema num nível de segurança aceitável, como obter reservas a tempo, se as reservas previamente adquiridas forem usadas para subir a produção na operação em tempo real ou na resolução de congestionamentos. [20]

Na perspectiva de um gerador, existem dois produtos comercializáveis, a energia vendida no mercado diário e a energia vendida para os Serviços de Sistema. Isto porque o gerador pode vender energia ou reserva para a mesma capacidade, mas não ao mesmo tempo. Num mercado em que os geradores apenas são pagos pela energia que fornecem, quem quer maximizar a remuneração e minimizar as perdas, prefere manter as suas unidades em sincronismo e perto do limite máximo do despacho óptimo. Isto porque a previsão da reserva

e o uso das rampas implicam custos em termos de baixa eficiência, custos elevados de manutenção e perda de fiabilidade. [21]

O reconhecimento da importância dos Serviços de Sistema levou à criação de mercados competitivos para estes serviços. Os agentes produtores encontrariam agora um motivo para tornar este serviço mais eficiente, de modo a conseguirem aumentar os seus proveitos. Os mercados de electricidade devem ser completamente abertos e transparentes para evitar abusos nas estratégias dos participantes. [19] As ofertas do mercado de reservas diferem das ofertas do mercado diário no aspecto importante. No mercado diário as ofertas facilitam a comercialização, porque existe muitos participantes em ambos os lados (vendedores e compradores). Os serviços de sistema são da inteira responsabilidade do Operador de Sistema, que age como único comprador. Se o comportamento do Operador de Sistema for identificado antecipadamente, o requerimento de capacidade poderá ser forçado. [23]

Estes serviços têm como principal objectivo manter o sistema eléctrico em níveis adequados de segurança, estabilidade e qualidade de serviço.

Alguns dos factores que conduziram à necessidade de Serviços de Sistema são:

- Desvios de previsão da procura;
- Aumento de potência eólica e outras em regime especial;
- Disparos e avarias não previstas de grupos de geradores;
- Aumento do consumo;
- Segurança de abastecimento.

O aumento do consumo é cada vez mais previsível, e cada vez mais os grupos geradores trabalham mais próximo do seu limite, pelo que é necessária uma gestão eficiente destes serviços, para que o sistema opere da melhor forma.

A produção de energia proveniente de fontes renováveis está em crescimento acentuado, e a sua integração no sistema eléctrico exige diversos cuidados. Um deles resulta do efeito intermitente da produção de energia eólica, característica deste tipo de fonte. A variação da potência produzida pelos geradores eólicos traz assim uma preocupação acrescida aos Operadores de Sistema que terão de requerer uma reserva de regulação suficiente para manter o sistema eléctrico dentro dos limites de estabilidade e segurança.

Os serviços referidos podem-se dividir em 4 ou mais grupos, dependendo do sistema eléctrico em causa. Numa visão geral descreve-se de seguida 4 serviços:

- Gestão do sistema - resolução de restrições técnicas;
- Controlo de frequência (reservas primária, secundária e terciária);
- Controlo de tensão;
- Reposição de serviço.

Os serviços referidos podem enquadrar-se em serviços obrigatórios, isto é, todos os agentes produtores devem disponibilizar o serviço; e em serviços complementares, que são passíveis de contratação e remuneração.

Em seguida neste capítulo será abordado de forma mais pormenorizado cada um dos serviços de sistema.

3.2 - Gestão do sistema - resolução de restrições técnicas

O processo de solução de restrições técnicas permite, em relação ao programa diária base de funcionamento, a solução das limitações técnicas existentes derivadas da situação da rede de transporte ou do sistema.

Este serviço é utilizado para resolução das restrições técnicas associados aos diferentes tipos de mercado:

- Resolução de restrições técnicas ocorridas no mercado diário;
- Resolução de restrições técnicas ocorridas no mercado intradiário;
- Resolução de restrições técnicas ocorridas em tempo real.

O Operador de Mercado gere o mercado diário de electricidade sem incluir os limites técnicos do sistema, o que leva a que ofertas aceites nesse mercado possam ser retiradas pelo Operador de Sistema, quando este verifica as condições de segurança e fiabilidade do sistema eléctrico. Para viabilizar o despacho pode ser activado um mercado, onde os agentes produtores podem apresentar as suas ofertas para resolver as restrições técnicas. Este mercado ainda não existe em todos os países, e a resolução do problema é efectuada com base nas ofertas não casadas do mercado diário.

No mercado intradiário (por exemplo, constituído por 6 sessões tal como no MIBEL) o processo de resolução é simplificado com a eliminação das ofertas que causem violações dos limites técnicos do sistema.

Durante a operação em tempo real a ocorrência de violações das restrições técnicas poderá ocorrer, e neste caso, o Operador de Sistema utiliza as reservas de regulação para a sua resolução.

3.3 - Controlo de frequência

O controlo de frequência é o serviço responsável por manter o equilíbrio da potência produzida com a potência absorvida pelos consumidores. O desequilíbrio ocorre em permanência podendo originar situações graves se ultrapassam os limites de estabilidade do sistema eléctrico. O sistema eléctrico é essencialmente constituído por geradores síncronos, logo o afastamento da frequência de sincronismo devido a um deslastre de cargas, ou a um aumento repentino de consumo, provocará instabilidade. É necessário por isso possuir reservas para que o equilíbrio do sistema se mantenha após a ocorrência de perturbações na rede. As reservas de potência activa implicam um aumento de custos, sendo assim, é necessário objectivar este mercado com uma maximização da potência de reserva disponível e uma minimização do custo total. Estes custos consistem em três componentes:

- Custo da energia produzida;
- Custo de oportunidade, correspondente à regulação de energia activa a descer;
- Custo de manter a reserva secundária e terciária num estado de prontidão para produzir. [19]

Este serviço é usualmente organizado em 3 níveis de reserva, que diferem temporalmente:

- Reserva primária;
- Reserva secundária;
- Reserva terciária.

3.3.1 - Regulação de reserva primária

A ocorrência instantânea de pequenas variações no consumo é compensada com o ajuste dos níveis de produção. Esta reserva é da responsabilidade dos centros produtores, que possuem um sistema automático que regula a velocidade das turbinas. Trata-se de um serviço normalmente obrigatório, em que os agentes que não possuírem capacidade técnica para este serviço podem ter de o contratar a agentes capazes de o fornecer. O fornecimento de energia por este serviço não é usualmente alvo de qualquer remuneração. Este tipo de regulação obriga a que os geradores estejam sincronizados com a rede eléctrica. [2]

O Operador de Sistema é a entidade responsável por determinar os níveis de reserva primária necessários para a gestão do sistema eléctrico, obedecendo sempre às normas impostas pela UCTE. Para cada sistema nacional, a reserva de regulação primária (RP) exigida, num ano concreto, é determinada pela expressão:

$$RP = \frac{E}{E_T} \times RP_T \text{ [MW]} \quad (3.1)$$

Nesta expressão:

E - Energia produzida no ano anterior pelo sistema nacional incluídas as exportações e a energia produzida de acordo com os programas pelos grupos em participação;

E_T - Energia total produzida no ano anterior pelo conjunto dos sistemas que compõem o sistema síncrono interligado europeu;

RP_T - Reserva mínima de regulação primária estabelecida para o conjunto do sistema europeu interligado.

O agente produtor deve possuir uma banda de variação de potência a subir e potência a descer, trabalhando num ponto estável. Na UCTE este serviço é activado para desvios de frequência de 0,2 Hz.

3.3.2 - Regulação de reserva secundária

A reserva necessária de regulação secundário, assim como a primária, é determinada pelo Operador de Sistema. Esta reserva é activa para desvios de frequência mais elevados, ou seja, para maiores variações do consumo, e para corrigir os desequilíbrios nas linhas de interligação.

Este tipo de serviço é também denominado por telerregulação, visto que se trata de um controlo à distância efectuado pelo Operador de Sistema, através de uma aplicação computacional denominada AGC - *Automatic Generation Control*. O ajuste de potência pode englobar duas acções, uma delas é regular potência a subir, a outra é regular potência a descer. Ambas as acções são normalmente sujeitas a ofertas por parte dos agentes produtores que possuem capacidade para fornecer este serviço, onde é definido um preço €/MW para uma determinada banda em MW para cada hora do dia seguinte. Estas ofertas são limitadas a um valor mínimo e máximo de banda por parte do Operador do Sistema. Posteriormente a

proposta é enviada ao Operador de Sistema, que determinará quais os grupos que poderão actuar. A escolha é determinada pela minimização do custo de produção e da viabilidade técnica da exploração da rede eléctrica. Contudo, existem outros motivos para que a escolha possa recair em centrais que não possuem o custo mais baixo, como por exemplo, a violação de restrições técnicas. O AGC impõem também a obrigação da unidade de geração possuir capacidade suficiente para descer a produção. Isto significa que durante as horas de vazio algumas unidades precisem de operar num nível acima do ponto económico somente para assegurar capacidade suficiente para decrementar. [24]

3.3.3 - Regulação de reserva terciária

Esta reserva tem como principal objectivo repor o nível de reserva secundária, quando esta é utilizada. Nesta situação pode até ser necessário o arranque de grupos de geradores, desligados ou em *standby*. Este ajuste é normalmente manual, efectuado por via telefónica ou fax enviado pelo centro de operação do sistema para os geradores. Normalmente o tempo máximo de resposta deste serviço é de 15 minutos.

3.4 - Controlo de tensão

A qualidade da onda de tensão está inerente a este serviço, visto que a sua função tem como objectivo regular a tensão, de modo a que esta se mantenha dentro dos limites especificados, para que a aparelhagem ligada à rede eléctrica trabalhe no intervalo de bom funcionamento referido pelos fabricantes. A redução de perdas no transporte de energia é outro motivo justificativo para a utilização deste serviço. Este serviço tem usualmente carácter obrigatório e pode ser efectuado pelos grupos geradores que possuem um sistema automático de controlo da tensão. Caso seja necessário o seu ajuste, tal é realizado através da desexcitação ou excitação dos geradores, conforme seja preciso baixar ou elevar a tensão. Com as elevadas distâncias de muitos centros produtores em relação às cargas, ou seja, elevadas quedas de tensão, é necessária que a regulação seja realizada mais próxima das cargas. Ao longo da rede são assim distribuídos, estrategicamente, bancos de baterias de condensadores estáticos de modo a fornecer energia reactiva, para elevar a tensão. Estes apenas têm capacidade de fornecer energia reactiva. Para o consumo de energia reactiva de modo a baixar a tensão são utilizados bancos de reactâncias. Outras manobras de ajuste de tensão podem ser realizadas através do ajuste das tomadas dos transformadores, e através de manobras de linhas.

A rede de transmissão pode comportar-se como um produtor ou consumidor de energia reactiva, devido à presença de elementos capacitivos e indutivos. Quando o número de cargas é baixo, o consumo de reactiva também o será, logo será necessário absorver esta energia da rede, para que o sistema opere em segurança e estabilidade. No caso contrário, quando a carga é elevada, é necessário produzir uma energia reactiva para satisfazer o consumo. A energia reactiva é portanto o factor identificativo do equilíbrio da tensão ao longo da rede.

O investimento e a operação são os custos inerentes a este serviço, mas não os maiores. O custo de oportunidade poderá ter uma parcela elevada, visto que os geradores podem perder receitas ao fornecer energia reactiva, pois podem ter de reduzir a capacidade de produção de

energia activa. É assim exigido ao Operador de Sistema que assegure bons níveis de qualidade deste serviço e que os geradores operem numa gama de funcionamento normal.

Os mercados de Serviços de Sistema são maioritariamente mercados de energia activa. Contudo o controlo de tensão exige a produção ou consumo de energia reactiva. A implementação de um mercado para o controlo de tensão ainda não é muito usual, sendo determinado que tanto os agentes produtores, como os proprietários da rede de transporte e distribuição devem manter os níveis de tensões especificados nos pontos da rede que lhes pertencem. [22]

As características técnicas da potência reactiva podem impedir um mercado totalmente competitivo de potência reactiva. Na maioria das vezes existe apenas um único fornecedor ou comprador numa área, o que levaria o agente a possuir poder no mercado. [25] Por outro lado, a energia reactiva tem um carácter local, dificultando a existência de um mercado único, impondo a existência de um nível de coordenação elevado na actividade de controlo de tensão.

3.5 - Reposição de Serviço

A capacidade dos sistemas de energia responderem a distúrbios de grande severidade, para que estes se resolvam de um modo faseado e seguro o mais rapidamente possível, é outro dos serviços que os grupos de geradores têm de disponibilizar, não sendo normalmente alvo de remuneração, mas podendo ser contratados bilateralmente pelo Operador de Sistema.

A capacidade de restauro do sistema para que volte a operar normalmente é designada por capacidade de *blackstart*.

Os geradores seleccionados adequadamente pelo Operador de Sistema devem estar preparados para, após uma falha, arrancarem sem alimentação externa (através de geradores a gás ou diesel), num determinado tempo, e de uma forma estável. Estes devem encontrar-se próximos das unidades que necessitam de ajuda para o restauro, de modo a utilizar as suas linhas e restabelecer níveis de tensão nos barramentos de saída. Após a ocorrência de uma falha total a prioridade de restauro recai na reposição da produção e do sistema de transmissão, realizando progressivamente a reposição do serviço aos consumidores.

Não seria económico que todas as centrais fossem obrigadas a prestar este serviço. Os custos associados podem ser custos de capital, custos de testes, custos de equipamentos danificados e, e o combustível gasto durante a operação de reposição de serviço. A existência de um mercado competitivo deste serviço só seria possível caso existisse suficientes geradores localizados por todo o sistema. A coordenação e contratação seriam da responsabilidade do Operador de Sistema.

3.6 - Serviços de sistemas nos Países Nórdicos

Os serviços de sistema são um termo genérico para os serviços que os Operadores de Sistema necessitam para a operação segura e fiável do sistema eléctrico. Os serviços de sistema são geridos através da colaboração dos Operadores de Sistema de todos os países, de modo a que o sistema possuía viabilidade técnica em toda a área do *NordPool*.

Os Serviços de Sistema presentes no mercado nórdico encontram-se caracterizados no documento *System Operation Agreement* [26]. São considerados os seguintes serviços:

- Reservas de controlo de frequência (*frequency controlled reserves*);
- Reservas rápidas (*fast reserve*) divididas em:
 - Ofertas de regulação (*regulating bids*);
 - Reserva rápida para resolução de distúrbios (*fast disturbance reserves*);
- Reservas lentas (*slow reserves ou peak reserves*);
- Controlo de tensão;
- Reposição de serviço.

3.6.1 - Reservas de controlo de frequência

Esta reserva é semelhante à reserva primária descrita na secção 3.2.1. As variações da frequência causadas por distúrbios da rede e alteração do equilíbrio produção/consumo são corrigidas por um controlador automático presente nos grupos produtores. Este controlo subdivide-se em duas categorias:

- Reserva de controlo de frequência em operação normal (*frequency controlled normal operation reserve*);
- Reserva de controlo de frequência em caso de distúrbios (*frequency controlled disturbance reserve*).

A reserva de controlo de frequência em regime normal é activada para desvios de 0,1 Hz e deve permitir elevar ou reduzir a frequência em 2-3 minutos. A quantidade mínima de potência para o sistema sincronizado de Nordpool é de 600 MW a 50 Hz. Esta reserva está distribuída pelos vários subsistemas do sistema sincronizado. A reserva a adquirir é calculada anualmente pelos Operadores de Sistema em função da previsão de consumo. Cada subsistema deve possuir dois terços desta reserva para que, caso ocorra uma situação de *market splitting*, possa operar isoladamente.

A reserva de controlo de frequência em caso de distúrbios é utilizada em situações de perturbações no sistema, e que provoquem a descida da frequência até 49,5 Hz, provocada pela perda de geradores. Esta reserva deve actuar para variações de potência menores de 200 MW. É activada à frequência de 49,9 Hz e está completamente pronta a ser utilizada a 45,5 Hz. Assim como a reserva em operação normal, cada subsistema deve possuir dois terços da reserva total do sistema.

Para resolução de eventuais perturbações é ainda acordado com diversas indústrias a possibilidade de reduzir ou desligar as suas cargas se ocorrer uma variação até 49,5 Hz (*Automatic Load Shedding*).

No caso de a frequência cair até 49,5 Hz causada pela perda momentânea de produção, 50% do desvio da frequência deve ser reposto em 5 segundos e 100% em 30 segundos.

3.6.2 - Reservas rápidas

O principal objectivo destas reservas consiste em restaurar as reservas de controlo de frequência quando estas são usadas ou perdidas. O tempo máximo de actuação é de 15 minutos. Estas reservas subdivide-se em duas categorias:

- Ofertas de regulação (*regulating bids*);

- Reserva rápida para resolução de distúrbios (*fast disturbance reserves*).

A obtenção desta reserva provem de um mercado de regulação (*Regulating Power Market*) com carácter facultativo, onde os agentes de mercado podem apresentar propostas para subir ou descer a sua produção ou consumo. Actualmente existe um mercado comum entre as várias áreas. Cada Operador de Sistema submete as propostas da sua área a uma lista comum, que está disponível numa plataforma de informação comum (*Nordic Operational Information System*). Estas são organizadas por ordem crescente dos preços até satisfazer os níveis de reserva necessários estabelecidos por cada Operador de Sistema para a sua área. Neste mercado os Operadores de Sistema actuam como compradores únicos. A existência de um coordenador de operadores de sistema torna-se indispensável para uniformizar os mecanismos de mercado, podendo retirar autonomia aos Operadores de Sistema de cada área específica.

Para restaurar os níveis de reserva de controlo de frequência em caso de distúrbios é utilizada a reserva rápida para resolução de distúrbios. Na Suécia e na Finlândia este serviço provém das centrais com turbinas a gás. Na Finlândia são também estabelecidos acordos com cargas com recursos para ajuste do consumo. Na Noruega existe um mercado (*RKOM*) para assegurar reservas suficientes para o sistema. O operador de sistema da Noruega (*Statnett*) define a reserva necessária para futuros períodos, e aceita ofertas das unidades geradoras e consumidoras.

Em geral as reservas rápidas para resolução de distúrbios e os recursos para picos de carga (*peak load resources*) são incluídas numa lista comum de regulação.

Os agentes de mercado chamados a modificar a produção ou consumo para equilibrar o sistema são pagos ao preço da oferta mais cara utilizada para elevar a produção ou são pagos ao preço mais baixo para baixar a produção de energia para uma hora específica. Este processo estimula o mercado, pois os agentes recebem um valor igual ou superior ao preço das suas ofertas. Há no entanto circunstâncias especiais na parte oeste da Dinamarca em que os agentes são pagos ao preço da oferta (*pay as bid*). Esta situação apenas se verifica quando, na mesma hora de operação, o agente tem de subir e descer a regulação e quando são activadas ofertas vindas da Alemanha. A Figura 3.2 ilustra as curvas de oferta de regulação.

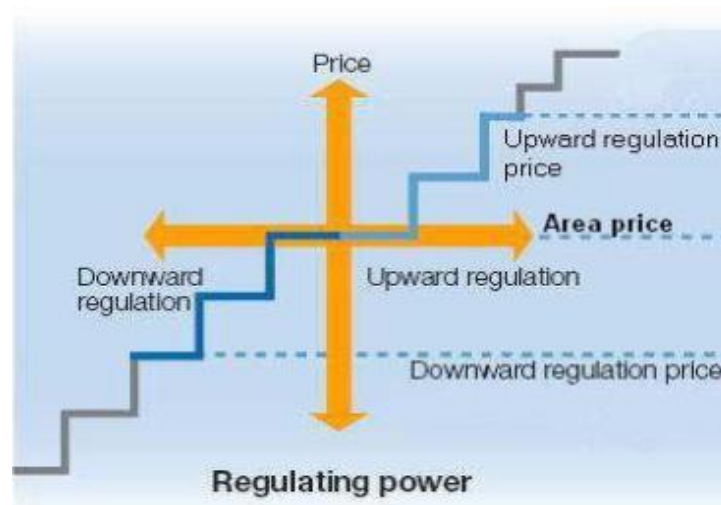


Figura 3.2 - Encontro das ofertas de regulação a subir e a descer. (Fonte: Nordel)

3.6.3 - Reservas lentas

Esta reserva surge como segurança em relação às reservas rápidas. Quando estas não são suficientes para horas críticas de balanço, são activadas ofertas com um tempo de resposta até várias horas. Comparando esta reserva com a reserva terciária em Portugal encontram-se semelhanças, já que ambas têm como função assegurar que os níveis de reservas existente no sistema são suficientes para o sistema operar em segurança. Com um tempo de arranque superior às reservas rápidas, as reservas lentas têm de ser chamadas com maior antecedência, de modo a que a resposta provoque o menor número de perturbações ao sistema sincronizado. Na Finlândia este serviço está regulado até 2010 para ser prestado por geradores em vias de serem desmantelados, obrigando-os a fornecer esta reserva entre o mês de Dezembro e o mês de Fevereiro. Na Suécia o Operador de Sistema deve adquirir 2000 MW através de centrais térmicas ou através da redução de consumo de indústrias.

3.6.4 - Controlo de tensão

O serviço de controlo de tensão tem um carácter obrigatório para todos os grupos geradores. Os agentes produtores são pagos atendendo à reserva de potência reactiva que esteja disponível nos seus grupos.

3.6.5 - Reposição de serviço

No restauro do sistema caso ocorra um distúrbio que provoque o colapso de parte ou todo o sistema, os grupos de geradores são obrigados a fornecer este serviço caso o operador de sistema o solicite. Este serviço não é alvo de qualquer remuneração. Na Dinamarca este serviço é da responsabilidade de centrais com grupos de geradores a diesel ou gás, enquanto que na Finlândia, Noruega e Suécia está ao cargo de algumas centrais hídricas.

3.7 - Serviços de sistemas nos EUA

3.7.1 - Considerações gerais

A reestruturação do sector eléctrico nos Estados Unidos da América iniciou-se em 1978 com a publicação do *Public Utility Regulatory Act* - PURPA -, que terminou com as empresas monopolistas, que integravam a produção, transporte e distribuição de energia eléctrica. Esta legislação permitiu a entrada de novos produtores independentes das empresas verticalmente integradas, designadas de *Qualifying Facilities* (QF).

A necessidade de criar mecanismos para um mercado concorrencial levou a que em 1992 fosse aprovada nova legislação - *Energy Policy Act* -, tendo sido criada a figura da entidade de produção denominada de *Exempt Wholesale Generators*, passando o acesso à rede de transmissão a ser livre a terceiros mediante o pagamento de tarifas. A supervisão e regulamentação ficaram ao cargo da entidade reguladora a nível federal - *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC).

A utilização de um mercado tipo *pool* voluntário, com possibilidade de os produtores e compradores estabelecerem contratos bilaterais, ou um mercado baseado apenas contratos bilaterais são as duas estruturas possíveis do funcionamento do mercado de electricidade.

Os EUA apresentam diferentes áreas de gestão do sistema, coordenadas por diferentes operadores independentes do sistema (*Independent System Operator, ISO*).

Essas áreas encontram-se identificadas na Figura 3.3.

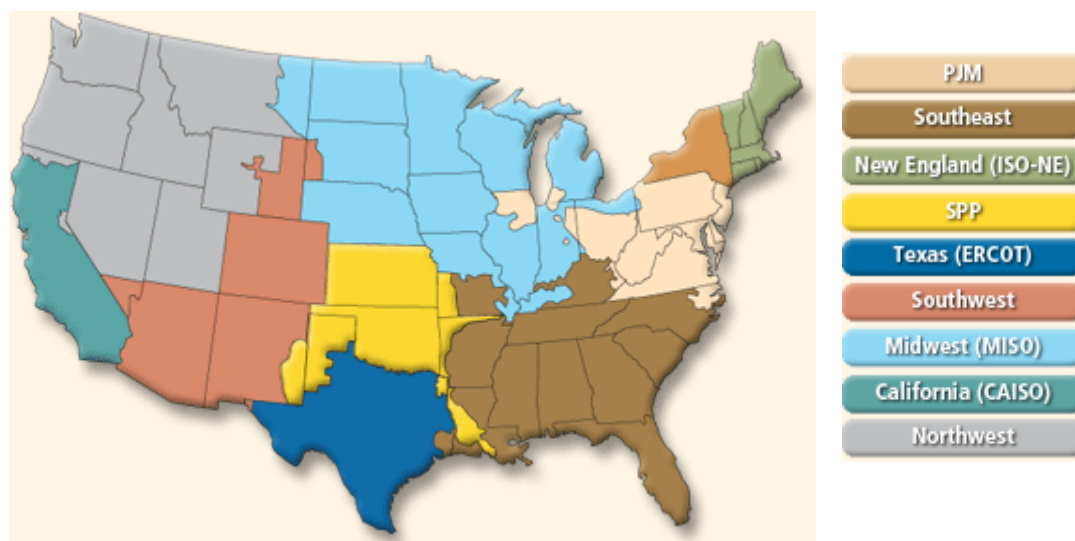


Figura 3.3 - Áreas dos ISO's dos EUA. (Fonte: NERC)

Nas últimas décadas registou-se uma rápida evolução dos mercados de electricidade na América do Norte. Em muitas áreas passou-se de um preço marginal do sistema - *system marginal pricing* (SMP)- nos anos 90 para preços marginais locais - *locational marginal pricing* (LMP) que tem sido adoptado como uma das práticas fundamentais para os mercados de electricidade. Devido ao processo de desregulação da indústria eléctrica, os sistemas de transmissão regionais - *Regional Transmission Organizations* (RTO) - começou a integrar os Serviços de Sistema no mercado a grosso. A introdução dos Serviços de Sistema neste mercado servirá para valorizará com preços justos as acções necessárias para manter o despacho de energia viável em conjunto com a operação de um mercado de energia eficiente. [27]

A experiência levou à conclusão que a associação ISO/RTO como Operador de Sistema e Operador de Mercado traria vantagens para se obter um sistema estável de preços, e com liberdade comercial. A corrente circulação de informação entre estes operadores passa agora a ser menor, visto que, essa informação é tratada em conjunto pelos dois operadores, facilitando a operação de aceitação de ofertas que não violem as características técnicas do sistema. A Figura 3.4 ilustra a coordenação dos operadores no funcionamento do mercado. Os operadores RTO/ISO requerem as ofertas necessárias para satisfazer o consumo previsto e verificam a viabilidade técnica do sistema no despacho dessas ofertas. Desta operação resulta o despacho das unidades produtoras e o preço unitário da energia despachada para um determinado período.

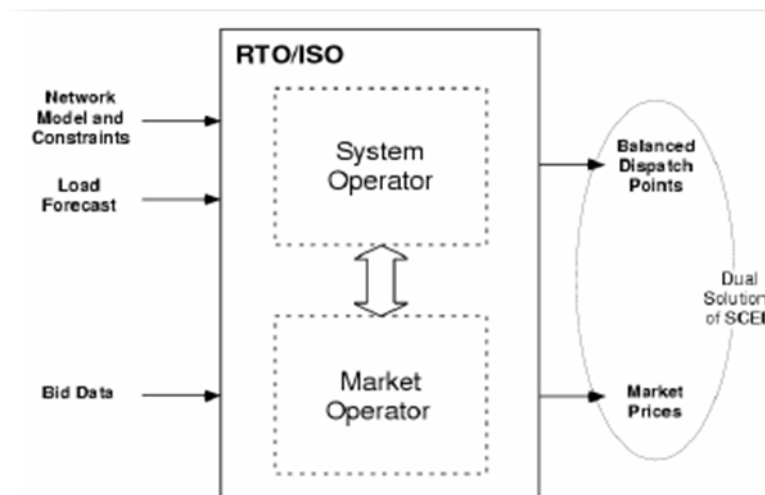


Figura 3.4 - Coordenação do operador de sistema e de mercado. [27]

Em geral são seis os serviços de sistema identificados:

1. Regulação (*Regulation*);
2. Reserva sincronizada (*Synchronized Reserve*);
3. Reserva não sincronizada (*Non-synchronized Reserve*);
4. Reserva operacinal (*Operating Reserve*);
5. Controlo de tensão (*Voltage Support*);
6. Reposição de serviço (*BlackStart*).

O serviço “*Regulation*” assemelha-se à reserva de regulação secundária praticada em Portugal, e baseia-se na utilização do AGC - *Automatic Generation Control*, com a função de equilibrar minuto a minuto a produção com consumo. A oferta deste serviço é efectuada em \$/MW. Os blocos de ofertas estão limitados por um limite mínimo e um limite máximo de regulação.

“*Synchronized reserve*” é o recurso utilizado para ajustar instantaneamente a produção quando ocorre pequenas variações da carga, estabilizando a frequência. Os blocos desta reserva podem estar posicionados entre o limite máximo e mínimo de operação do gerador. Este serviço é comparável com a reserva de regulação primária existente em Portugal.

“*Non-synchronized reserve*” é a capacidade não sincronizada no sistema para responder a variações de carga, despachando energia dos geradores ou reduzindo a carga. Deverá actuar no máximo em 10 minutos e deve sustentar-se durante 30 minutos.

“*Operating reserve*” é um recurso não sincronizado no sistema, capaz de despachar energia ou deslastrar cargas. Actua num horizonte temporal de 30 minutos e deve manter-se durante pelo menos 60 minutos.

“A inclusão das cargas no fornecimento de serviços de sistema é um processo importante, que aumentará a eficiência e poderá levar a uma redução de custos para estes serviços, trazendo um aumento da competitividade. A possibilidade dos agentes aumentarem as suas remunerações cria uma oportunidade de investimento em cargas que possam

responder a certas solicitações (*demand response resources*).” Andrew L. Ott, Vice Presidente do Mercado PJM.

Os mercados de serviços de sistema (*ASM, Ancillary System Market*) podem organizar-se em diferentes arquitecturas temporalmente: o *Forward ASM*, *day-head ASM*, *Near Real-Time ASM* e *Real-Time ASM*. A Tabela 3.1 indica quais os serviços que se encontram nos mercados referidos anteriormente, para diferentes Operadores de sistema.

Tabela 3.1 - Diferentes horizontes temporais para o mercado de energia e serviços de sistema em diferentes áreas de operação. [27]

Operating entity	Market Types			
	Forward	Day-Ahead	Near Real-time (hr. ahead)	Real-Time
NYISO	n/a	energy, synchronized, non-synchronized and operating reserves	n/a	energy, synchronized, non-synchronized and operating reserves
ISO-NE	operating reserve	energy	regulation	energy, synchronized, non-synchronized and operating reserves
MISO	n/a	energy, regulation, synchronized and non-synchronized reserves	n/a	energy, regulation, synchronized and non-synchronized reserves
PJM	n/a	energy	energy, regulation and synchronized reserve	energy

A *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC, 1995) define os Serviços de Sistema (*Ancillary Services*), como os serviços necessários para se conseguir levar energia desde o vendedor ao comprador, dando aos operadores das áreas de controlo e de transmissão a possibilidade de manter o sistema estável e seguro, com a interconexão das redes de outros sistemas.

Alguns destes serviços, como a regulação e o controlo de tensão/ potência reactiva, são requeridos para actuar durante a operação normal do sistema, para manter o balanço entre a geração e o consumo equilibrado em tempo real, e manter as tensões nos intervalos exigidos. Outros são requeridos para actuar em situações de perturbação do funcionamento normal do sistema (*contingency reserves*). Finalmente alguns serviços como o *blackstart* são requeridos para restaurar o sistema para a sua operação normal após a saída de serviço de elementos do sistema.

A caracterização e funcionamento dos serviços de sistema diferem de área para área de operação. Assim sendo, são descritos de seguida os serviços de sistema existentes no PJM ISO (*Pennsylvania-New Jersey-Maryland ISO*) e no NY ISO (*New York ISO*).

3.7.2 - PJM ISO

A *Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection* - PJM - é uma companhia que actua em diversos estados da costa atlântica dos EUA - Pennsylvania, New Jersey, Maryland, Delaware e Virginia. Em Janeiro de 1998 a *PJM Interconnection* corresponderia à maior área de controlo dos EUA, e o ISO apresentava diversas funções, tais como:

- Planeamento da exploração da rede, incluindo despacho dos geradores e serviços de sistema, e resolução de congestionamentos;
- Responsabilidade pelo controlo e operação do sistema em tempo real, através do AGC;

- Controlo e monitorização da segurança do sistema;
- Administração do mercado, denominado por *PJM Interchange Energy Market*. Este mercado procurava minimizar o custo de produção considerando restrições de segurança e incluindo as propostas de compra e venda, assim como os contratos bilaterais.

A *PJM Interconnection* opera a rede de transmissão da sua região e os mercados de electricidade:

- Mercado spot no dia anterior e em tempo real (*day ahead market* e *real-time market*) com preços marginais locais (*locational marginal prices*). Estes preços são calculados para cada barramento de cinco em cinco minutos;
- Mercado de Capacidade (*Capacity Market*);
- Mercado dos serviços de sistema (*ancillary services markets*), dividido num mercado de regulação (*PJM Regulation Market*) e num mercado de reserva sincronizada (*PJM Synchronized Reserve Market*);
- Mercado Financeiro dos direitos de transmissão (*Financial transmission rights (FTR) market*).

A FERC define 6 serviços de sistema:

1. Programação; controlo do sistema e despacho;
2. Despacho de potência reactiva / controlo de tensão;
3. Regulação e controlo de frequência;
4. Gestão de desvios;
5. Reserva operacional - reserva sincronizada;
6. Reserva operacional - reserva suplementar (não sincronizada).

Dos serviços acima referidos, a PJM recorre a mecanismos de mercado para contratar os serviços 3, 4 e 5. O serviço de gestão de desvios de energia actua no mercado em tempo real (*real-time market*). A regulação é utilizada para pequenas variações de carga, em que os geradores sobem ou descem a sua produção através de um controlo automático num espaço de tempo inferior a 5 minutos. Para variações mais acentuadas entre produção e consumo é utilizada a reserva primária e secundária. A reserva primária é uma reserva sincronizada e para a fornecer esta reserva, o gerador deve estar sincronizado com a rede e actuar em menos de 10 minutos. A regulação e a reserva sincronizada são ambas usadas na operação do sistema em tempo real. Uma unidade de produção pode ser seleccionada para fornecer regulação ou reserva sincronizada, mas não ambas. Estas reservas interagem com o mercado de energia e com a operação em tempo real para minimizar os custos dos diferentes produtos.

No despacho de potência reactiva/controlo de tensão a PJM não utiliza qualquer mecanismo de mercado, mas os geradores são remunerados sempre que lhes é solicitado o ajuste de reactiva, e sempre que a FERC aprove.

O mercado de reserva sincronizada (*synchronized reserve*) actuava até 2007 em 4 zonas, *PJM Mid-Atlantic Region*, *ComEd Control Zone*, *PJM Western Region* e *PJM Southern Region*. Entretanto em 1 de Fevereiro de 2007 as três primeiras formaram a *RFC synchronized reserve zone* e a última a *Southern synchronized reserve zone*.

O PJM opera como Operador de Sistema, sendo responsável pela programação e gestão dos mercados e pela operação da rede de transmissão. O operador determina os preços marginais locais (*locational marginal price*) de energia em cada barramento bem como gerindo-os (*fixed transmission rights, FTE*) na área de controlo do PJM. O FTR protege os detentores em relação a variações dos preços devidas a congestionamentos ocorridos nas linhas de transmissão. [40]

A *PJM Interconecion* trabalha como um mercado grossista com um despacho centralizado, e em Dezembro de 2007 tinha instalado uma capacidade de produção de 163.498 MW e mais de 500 compradores actuando no mercado diário. Os vendedores e compradores representam 51 milhões de pessoas de toda ou parte dos citados de Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, West Virginia e do District of Columbia. A Figura 3.5 ilustra em pormenor as áreas em que o PJM actua.

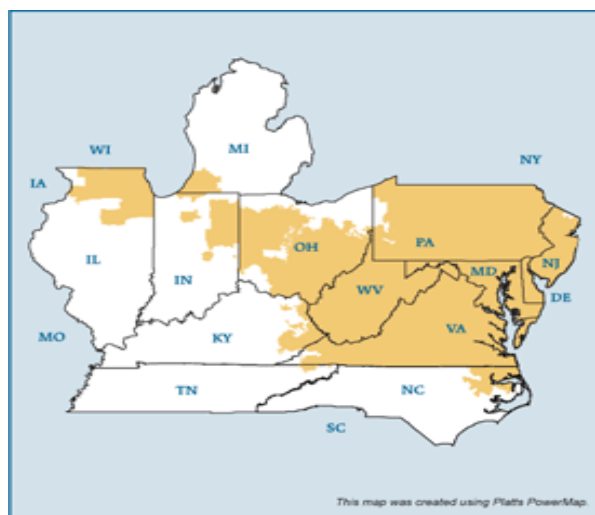


Figura 3.5 - Áreas de actuação da PJM. (Fonte: NERC)

As reservas existentes no PJM podem organizar-se de acordo com o tempo de activação em:

- Reserva girante não obtida no mercado de regulação (*Spinning Reserve Non-Regulating*);
- Reserva girante obtida no Mercado de regulação (*Spinning Reserve Regulation*);
- Reposição de serviço (*Quick Start Reserve*);
- Reserva suplementar (*Supplemental Reserve and Beyond Supplemental Reserve*);

A Figura 3.6 ilustra os tempos de activação e as relações entre elas.

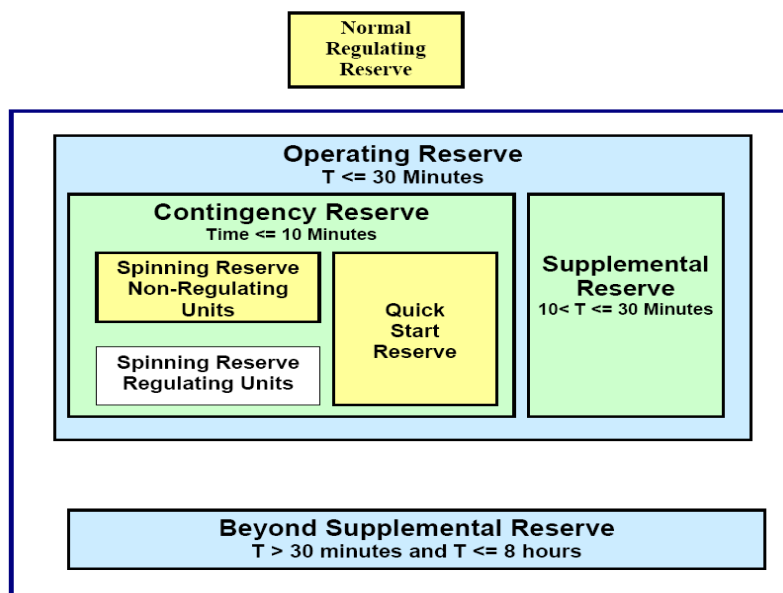


Figura 3.6 - Tempos e relações entre serviços de sistema. [40]

3.7.3 - NY ISO

O *New York Independent System Operator* (NY ISO) foi fundado em 1997. Em 1999 estava em funcionamento um mercado aberto à competitividade e o acesso às redes de transmissão tornou-se livre. A NY ISO gere uma enorme rede de transmissão que inclui 17341 km de linhas de alta tensão que transportam a electricidade através de todo o estado de Nova Iorque. É também a entidade que supervisiona todo o mercado de electricidade onde mais de 50 biliões de dólares foram transaccionados desde 1999. A NY ISO tem a responsabilidade de garantir o abastecimento de 19,2 milhões de cidadãos. A sua localização geográfica é estratégica pois serve de pivot para a transferência de energia eléctrica entre o Nordeste dos Estados Unidos e o Canadá. [41]

O NY ISO é considerado uma entidade de tipo maximalista, no sentido em que lhe estão atribuídas funções muito alargadas em vários domínios:

- Facturação, relacionamento comercial entre as entidades participantes e administração do mercado;
- Funções de manutenção da segurança do sistema;
- Funções de operação da rede de transporte e tratamento de congestionamentos, considerando propostas de compra/venda de energia e informações relativas a contratos bilaterais entretanto estabelecidos;
- Gestão e exploração de Serviços de Sistema;
- *Unit commitment* utilizando programas denominados *Security Constrained Unit commitment*;
- *AGC- Automatic Generation Control*.

Os Serviços de Sistema presentes na área do NY ISO são os seguintes:

- Programação, controlo e despacho;
- Controlo de tensão;

- Regulação e controlo de frequência;
- Gestão de desvios;
- Reserva operacional;
- Reposição do sistema.

A este respeito a Tabela 3.2 apresenta as características gerais destes serviços na área do NY ISO.

Tabela 3.2 - Características gerais dos serviços de sistema na área do NY ISO. [41]

Ancillary Service	Is the Service Location Dependent?	Who provides the Service – NYISO or Self-Supplied (SS)?	What is the Pricing method for the Ancillary Service?
Scheduling, System Control and Dispatch Service	No	NYISO	Embedded
Voltage Support Service	No	NYISO	Embedded
Regulation and Frequency Response Service	No	NYISO or (SS)	Market-based
Energy Imbalance Service	No	NYISO	Market-based
Operating Reserve Service	Yes	NYISO or (SS)	Market-based
Black Start Capability Service	Yes	NYISO	Embedded

Regulação e controlo de frequência

A regulação e controlo de frequência são serviços necessários para assegurar o equilíbrio entre produção + importações e o consumo, mantendo o sistema estável à frequência de 60 Hz. O serviço de regulação pode ser fornecido tanto por geradores como por cargas, incrementando ou decrementando energia ao sistema sempre que ocorrem variações de consumo, usando o AGC.

A quantidade de reserva a adquirir para estes serviços é estabelecida pela *North American Electric Reliability Council* (NERC) e pode ser alterada para diferentes horas e sessões. Depois de informados os agentes habilitados sobre a quantidade pretendida pelo Operador de Sistema para cada hora do dia seguinte, estes podem fazer as suas ofertas quando a sessão deste mercado abrir. O mercado de regulação tem início com a abertura do mercado diário (*Day-Ahead Market*) e termina 75 minutos antes da hora de operação.

O serviço de regulação é adquirido segundo um mercado de carácter voluntário, não havendo obrigação de nele participar e de fornecer regulação a não ser que tenham sido efectuadas propostas e estas tenha sido aceites.

As ofertas incluem a seguinte informação:

- Tempo de resposta em MW/min;
- Preço em \$/MW;
- Capacidade de regulação para uma direcção. Por exemplo, uma oferta de 5 MW, significa uma regulação a descer de 5 MW e uma regulação a subir de 5 MW. [41]

O despacho deste serviço é executado diariamente duas vezes, ou seja, existe um preço marginal de regulação obtido durante o mercado diário, e outro durante o mercado em tempo real. O NY ISO deve calcular o preço do mercado diário (*Day-Ahead Market clearing price*)

para o serviço de regulação para cada hora do dia seguinte. O preço do mercado diário deve ser igual ao preço da regulação para a mesma hora.

Os agentes que fornecem o serviço de regulação contratado no mercado diário são pagos ao preço do mercado diário para cada hora multiplicado pela energia disponibilizada para este serviço. Os agentes contratados no mercado em tempo real recebem o preço do mercado em tempo real multiplicado pela energia disponibilizada.

Reserva Operacional

A operação em tempo real exige ao Operador de Sistema constantes modificações no despacho dos geradores ou na carga, para manter o sistema em equilíbrio eléctrico quando ocorrerem perturbações. As reservas necessárias são contratadas através de um mecanismo de ofertas, e a sua operação está situada na área de controlo de *New York (New York Control Area, NYCA)* ou em áreas específicas.

Os tipos de reserva operacional são:

- *10-Minute Spinning Reserve* - esta reserva é fornecida por geradores e cargas qualificadas para esta operação, e está sincronizada com o sistema. Tem a capacidade de despachar energia no máximo ao fim de 10 minutos;
- *10-Minute Non-Synchronized Reserve (10-Minute NSR)* - esta reserva é fornecida por geradores não sincronizados e que devem arrancar, sincronizar e fornecer electricidade ao fim de 10 minutos;
- *30-Minute Spinning Reserve* - esta reserva diferencia-se da 10 minutos SR no tempo de actuação, que neste caso é de 30 minutos;
- *30-Minute Non-Synchronized Reserve (30-Minute NSR)* - esta reserva diferencia-se da 10 Minute NSR no tempo de actuação, que neste caso é 30 minutos. [41]

A diferenciação destas reservas implica uma separação dos custos envolventes. O preço da 10 Minute SR é menor do que o preço da mesma reserva não sincronizada, visto que esta acarreta custos adicionais de arranque. O mesmo se pode dizer para as reservas de 30 minutos que implicam normalmente custos mais elevados que as anteriores.

Reposição de serviço

A reposição do serviço é utilizada quando se pretende repor o serviço quando ocorre perda parcial ou total do sistema. Os geradores qualificados para este serviço estão estrategicamente localizados e têm a capacidade de fornecer energia ao sistema através de uma fonte externa, não precisando de estar sincronizada com a rede. Os passos a seguir para fornecer este serviço estão detalhados no plano de reposição do sistema. O NY ISO selecciona a produção necessária segundo as suas características de operação:

- Localização na área de controlo de NY (NYCA);
- Tempo de arranque;
- Rampa máxima (MW/minuto);
- Potência máxima.

Este serviço é adquirido através de contratos efectuados entre o Operador de Sistema e os agentes produtores que tenham capacidade técnica para o fornecer.

3.8 - Evolução dos Serviços de Sistema

Com os produtos dos Serviços de Sistema emergiram novos mercados, que sofreram inevitavelmente evoluções e mudanças ao longo da sua experiência. Vários factores, como os elevados preços dos combustíveis, os níveis elevados de consumo, as condições hidrológicas e, variações severas do balanço entre a produção e o consumo colocavam os mercados de energia em condições extremas.

Para facilitar a evolução do mercado, tornando-o num mercado com maior liquidez e, assim reduzir os preços, apontam-se as principais medidas:

- Garantir um mercado baseado em taxas para todos os provedores de serviços;
- Diminuir a quantidade de energia para os Serviços de Sistema importada de áreas de controlo externas;
- Separar o preço da regulação a subir e da regulação a descer;
- Facilitar a participação das cargas;
- Tornar mais fáceis as negociações dos participantes no mercado de Serviços de Sistema;
- Redistribuir a capacidade de reserva com base no baixo valor do consumo programado ou no excesso de produção programada;
- Aumentar a capacidade de previsão quer da carga quer de nova produção intermitente de modo a gerir de um modo mais económico a contratação de Serviços de Sistema, procurando-se diminuir os desvios entre quantidades oferecidas e verificadas. [24]

Capítulo 4

Serviços de Sistema no MIBEL

4.1 - Aspectos gerais

Neste capítulo serão abordados os Serviços de Sistema nas duas áreas de gestão do MIBEL, Portugal e Espanha. Os Operadores de Sistema, REN e REE, são responsáveis pela gestão e operação dos Serviços de Sistema. Estas entidades assumem-se como os únicos compradores destes serviços, o que por um lado permite maior percepção da verdadeira importância destes serviços e da competitividade existente mas, por outro lado, pode levantar problemas relacionados com a transparência e eficiência do processo de aquisição e utilização dos serviços.

A privatização de várias entidades do sector eléctrico e a abertura de mercados de energia competitivos levou a valorizar o peso que os Serviços de Sistema têm na tarifa final dos consumidores. Deste modo, vários países aperceberam-se da necessidade de criar mercados competitivos para os Serviços de Sistema. No caso MIBEL, Espanha foi a pioneira, e em 1998 criou mercados para aquisição de alguns destes serviços. Em Portugal a abertura desses mercados é mais recente, e ocorreu a 1 de Julho de 2007. Os 10 anos de experiência no sistema espanhol permitem que o mercado de Serviços de Sistema se encontre estabilizado e bem legislado. Já no caso português o mercado de Serviços de Sistema está ainda numa fase inicial, faltando ainda aplicar várias regras de funcionamento.

A REN e a REE prosseguem os trabalhos de harmonização de procedimentos, nomeadamente para a definição da garantia de potência, para a gestão conjugada dos Serviços de Sistema e ainda para a gestão da capacidade de interligação, que deverá recorrer ao mecanismo de *Market Splitting* e a leilões de capacidade, com vista a uma efectiva concorrência. Neste capítulo serão igualmente abordados possíveis modelos de harmonização dos Serviços de Sistema.

4.2 - Serviços de Sistemas em Portugal

No Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema [32] e no Regulamento de Operações das Redes [33] é possível encontrar bastante informação sobre os Serviços de Sistema implementados e previstos em Portugal. No sistema eléctrico português os Serviços de Sistema considerados são:

- Resolução de restrições técnicas resultantes da contracção bilateral, do mercado diário, intradiário e em tempo real;
- Controlo de frequência/Potência activa;
- Controlo de tensão da rede de Transporte;
- Reposição de serviço;
- Resolução de desvios.

4.2.1 - Resolução de restrições técnicas

O processo de resolução das restrições técnicas realizado pelo Operador de Sistema é elaborado após o despacho efectuado pelo operador de mercado. Este transmite informação sobre as quantidades aceites em mercado para cada centro produtor e o preço de energia em €/MWh. O operador com todo o conhecimento técnico da rede procura validar este despacho, considerando as restrições de operação da rede eléctrica. Isto acontece em três programas diferentes, no mercado diário, no mercado intradiário e na exploração da rede em tempo real. Veremos em seguida o que acontece nestes programas.

4.2.1.1 - Resolução de restrições técnicas no mercado diário

Após o envio do despacho do Operador de Mercado (OMEL), o Operador do Sistema realiza vários estudos de modo a adicionar faseadamente os contratos bilaterais, a produção em regime especial e os níveis de reserva secundária contratada. Assim que o programa PDBF (Programa Diário Base de Funcionamento) é publicado, o período para recepção de ofertas para resolução de restrições é iniciado e encerrará às 11h, ou 30 minutos após a sua abertura. Neste período os agentes produtores em regime ordinário e em regime especial oferecem propostas de venda de energia e de compra no caso das centrais hídricas com bombagem. Os agentes com unidades de venda associados a contratos bilaterais são obrigados a apresentar propostas, caso não o façam os seus programas serão anulados. As ofertas devem incluir a energia e o preço tanto para incrementar como para decrementar energia.

O processo de resolução de restrições técnicas do programa diário base de funcionamento (PDBF) é organizado em duas fases:

- Fase 1: Modificação do programa PDBF atendendo a critérios de segurança;
- Fase 2: Reequilíbrio entre produção e consumo.

Na primeira fase o Operador de Sistema procura identificar as restrições violadas existentes no programa PDBF, e de seguida eliminar essas violações alterando a topologia da rede ou alterando o despacho. A alteração da produção e consumo do programa na Fase 1 pode provocar desequilíbrios entre o que é produzido e o que é consumido, surgindo assim a Fase 2 para promover o equilíbrio do sistema.

Os agentes envolvidos neste processo são remunerados consoante o tipo de participação prestado. Os agentes de mercado que venderam energia para resolução de restrições ou para repor o nível de produção em equilíbrio com o consumos são remunerados mediante a

utilização do valor mínimo entre as ofertas de energia apresentadas no processo de resolução de restrições técnicas e as apresentadas e não casadas no mercado diário. No caso de ser necessário desmobilizar energia porque a sua produção viola limites técnicos, estes agentes de mercado são obrigados a recomprar a energia ao preço do mercado. Todas as reduções de produção pelos agentes vendedores, e o consumo de bombagem por parte dos agentes compradores efectuadas no PDBF serão valorizadas pela diferença entre o preço de encontro e o valor máximo entre as ofertas de energia apresentadas no processo de resolução de restrições técnicas e as apresentadas no mercado diário, até um limite de 0,15 vezes o preço de encontro.

4.2.1.2 - Resolução de restrições técnicas no mercado intradiário

A previsão do consumo é constantemente actualizada, sendo necessário ajustar as produções. Neste período qualquer agente produtor pode agora comprar ou vender energia. Caso haja necessidade de desmobilizar energia devido à existência de restrições técnicas violadas, o produtor é obrigado a comprar essa energia ao preço de venda no mercado diário e intradiário.

4.2.1.3 - Resolução de restrições técnicas em tempo real

A necessidade de manter o equilíbrio do sistema entre a produção e o consumo, leva a constantes ajustes em tempo real e, consequentemente, a possíveis violações de novas restrições. O Operador do Sistema deve possuir condições para que o sistema tenha sempre energia de reserva para ajustar a produção sempre que necessário. Este processo consiste na aplicação de redespachos de energia a subir ou a descer sobre as unidades de produção e consumo de bombagem.

Para que haja meios de manter o sistema em equilíbrio de energia e em segurança, é contratada energia de reserva. De seguida são apresentados os três tipos de regulação de reserva considerados em Portugal.

4.2.2 - Controlo da frequência/Potência activa

4.2.2.1 - Regulação da reserva primária

Esta regulação efectua de forma automática os equilíbrios instantâneos entre a produção e o consumo. Sendo de carácter obrigatório, todos os geradores devem disponibilizar este serviço e, caso não possuam capacidade técnica, devem contrata-lo a outros produtores. A actuação deste serviço consiste numa variação de potência dos geradores, por actuação dos reguladores de velocidade das turbinas como resposta às variações da frequência.

O nível de reserva para um ano é regulado pelos critérios do sistema interligado europeu estabelecidos pela UCTE através da expressão (3.1) já referida.

O tempo de actuação deve ser imediato com uma duração máxima de 15 segundos para variações inferiores a 100 mHz, variando linearmente entre 15 e 30 segundos para desvios de frequência entre 100 e 200 mHz.

Este serviço não é passível de qualquer remuneração.

4.2.2.2 - Regulação da reserva secundária

Em Junho de 2007, o serviço de controlo de frequência referente à reserva secundária e terciária, ficou sujeito a mecanismo de mercado. A regulação secundária é requerida em mercado mediante as propostas oferecidas pelos produtores. As ofertas horárias apresentadas devem incluir:

- Banda em MW a subir e a descer;
- Preço da banda em €/MW.

Estas ofertas são propostas para cada hora do dia seguinte e a quantidade de energia a contratar é determinada pela REN.

A banda é dada pelo módulo da soma da margem de variação da potência a subir e a descer. O Operador de Sistema manterá actualizado e publicará anualmente, antes de 30 de Novembro, a lista de geradores habilitados para prestarem este serviço. Se algum dos geradores perder capacidades técnicas e de qualidade de serviço, será retirado da lista.

Segundo o artigo 35º do Regulamento de Operação das redes publicado pela ERSE, todos os grupos de geradores em regime ordinário que se encontrem disponíveis serão obrigados a fornecer este serviço de reserva, de modo a compensar os desvios de produção e consumo de energia eléctrica. [27]

A atribuição da reserva secundária tem em conta os seguintes critérios:

- O custo da banda procurando-se minimizar o custo total envolvido;
- No caso de igualdade de custos de várias ofertas, realizar-se-á um rateio proporcional da reserva a atribuir, em função da banda oferecida;
- Caso a oferta aceite provoque a ocorrência de violações de restrições técnicas, não será considerada;
- A soma das bandas atribuídas deverá estar compreendida num intervalo de $\pm 10\%$ em torno da banda de regulação requerida.

A banda de regulação contratada a cada unidade de produção será valorizada ao preço da última oferta aceite em cada hora.

A energia despachada em tempo real será valorizada ao preço da última oferta de energia de regulação terciária encontrada em cada hora, visto que é a reserva terciária que irá repor os níveis de reserva secundária, quando esta é usada.

Em situações de emergência ou na ausência de ofertas suficientes ou indisponibilidade do sistema informático, o Operador de Sistema tem autonomia para tomar as decisões mais oportunas para utilizar a reserva secundária disponível e, assim, gerir de forma segura todo o sistema.

O *Automatic Generation Control* (AGC) deve iniciar-se num tempo compreendido entre um e os cinco segundos, e a sua actuação não deve exceder os 30 segundos.

4.2.2.3 - Regulação da reserva terciária

A regulação de reserva terciária tem como objectivo a restituição de reserva secundária que tenha sido utilizada. Esta reserva define a variação máxima de potência gerada que se pode efectuar numa unidade de produção e/ou área de balanço num tempo máximo de 15

minutos, e pode ser mantida pelo menos durante duas horas consecutivas. As áreas de balanço consideradas no sistema eléctrico português são as seguintes:

- Centrais hídricas localizadas na bacia do Douro Internacional;
- Centrais hídricas localizadas na bacia do Douro nacional;
- Centrais hídricas localizadas na bacia do Cávado;
- Centrais hídricas localizadas na bacia do Lima;
- Centrais hídricas localizadas na bacia do Mondego;
- Centrais hídricas localizadas na bacia do Tejo e Zêzere;
- Centrais hídricas localizadas na bacia do Guadiana;
- Centrais térmicas por nível de tensão de ligação.

Os centros de produção ou os de consumo referente a bombagem oferecem para cada período de programação, toda a sua reserva de regulação disponível, tanto para subir como para baixar, em MW, e o preço da energia correspondente em €/MWh. Cada oferta deverá respeitar as limitações de valor máximo e mínimo de ofertas estabelecido pelo Operador de Sistema. Em cada período de programação o preço é determinado pelo preço da oferta mais elevada (ou de menor preço quando se trata da reserva de regulação a baixar) que foi mobilizada de forma parcial ou total no referido período de programação.

4.2.3 - Resolução de desvios

O Operador de Sistema elabora e publica uma previsão de consumo de energia horária até às 16h de cada dia, que abrange o período compreendido entre as 23h do dia d+1 e as 23h do dia d+2. Cerca de 90 minutos antes do fecho do mercado diário, o Operador de Sistema actualiza a previsão de consumo para o período entre as 23h desse dia até às 23h do dia seguinte.

O desvio entre a potência produzida e a potência consumida torna-se a preocupação central desta actividade a curto, médio e longo prazo. A curto prazo para o sistema se manter sincronizado, a médio prazo quando, por exemplo, há centrais que estarão paradas para manutenção, e a longo prazo para que novos investimentos sejam estudados, de modo a satisfazer um possível aumento de consumo.

Ao longo do mercado diário, do mercado intradiário, e durante a operação em tempo real é necessário solucionar os desvios ocorridos. No mercado diário é vendida energia pelos produtores, no intradiário é possível comprar e vender energia, na operação em tempo real é contratada pelo Operador de Sistema a potência de reserva para colmatar as lacunas existentes na contratação de energia no mercado.

4.2.4 - Controlo da tensão

O serviço de controlo de tensão em Portugal é assegurado por geradores, e pelos gestores da rede de transporte e distribuição. Os geradores funcionam como compensadores síncronos capazes de produzir ou absorver energia reactiva dentro de limites técnicos. Os gestores da rede de transporte e distribuição asseguram a segurança e a qualidade da onda de tensão através de elementos estáticos, transformadores (através do ajuste de tomadas), bancos de condensadores, e bancos de indutâncias. As quedas de tensão ao longo da rede transporte obrigam a uma distribuição de elementos ao longo da rede capazes de ajustar a tensão. É um serviço obrigatório e não remunerado, podendo ser contratualizado bilateralmente caso o

Operador de Sistema assim o entenda. Actualmente este serviço encontra-se em fase de desenvolvimento.

4.2.5 - Reposição de serviço

O Serviço de Sistema denominado reposição de serviço ou *blackstart* em língua Inglesa, assegura a capacidade de produção para situações de perda total ou parcial do sistema. O procedimento desta operação encontra-se no Manual de Reposição de Serviço, e obedece a várias etapas após *blackout*, sendo efectuado em primeira lugar, a recuperação das interligações com Espanha. Actualmente trata-se de um serviço não remunerado e com regulamento ainda por implementar.

4.3 - Serviços de sistemas em Espanha

A *Red Eléctrica de España (REE)* é o Operador de Sistema responsável pela gestão dos Serviços de Sistema, também designados na língua espanhola por *servicios de ajuste*. A gestão destes serviços passa por adequar os programas de produção resultantes dos mercados de electricidade diários e intradiários, adquirindo requisitos de qualidade, segurança e fiabilidade do sistema eléctrico.

No sistema eléctrico espanhol entende-se por serviços de sistema as seguintes actividades:

- Resolução de restrições técnicas;
- Contratação dos serviços complementares (reserva primária, secundária e terciária);
- Gestão de desvios (reserva programada mediante o mecanismo de gestão de desvios);
- Controlo de tensão da rede de transporte;
- Reposição de serviço.

4.3.1 - Estabelecimento da reserva de regulação frequência/potência activa

4.3.1.1 - Regulação de reserva primária

A regulação de reserva primário é definida como banda de regulação a descer ou subir, com carácter local (centros produtores) e imediato, através da actuação do regulador de velocidade das turbinas. Este regulador ajusta automaticamente a produção ao consumo. A reserva primária deve responder a desequilíbrios instantâneos entre a produção e o consumo, devido à perda súbita de produção e a interrupções no intercâmbio de energia internacionais. Deve actuar até 15 segundos, depois do instante de desequilíbrio, se este for menor ou igual a 1500 MW. Perante um desequilíbrio menor ou igual ao referenciado, o desvio máximo de frequência é de 800 mHz para um regime transitório e de 180 mHz em regime quase-estacionário. [34]

Os níveis requeridos desta reserva são estabelecidos pela UCTE segundo a expressão (3.1). Este serviço não acarreta qualquer remuneração aos seus provedores, e estes são obrigados a disponibilizar uma banda de regulação.

4.3.1.2. Regulação de reserva secundária

O nível de regulação secundária é determinado pelo Operador do Sistema para cada período de programação do dia seguinte, em função da evolução temporal da previsão de consumo, da falha de produção, e dos centros produtores. Trata-se de um serviço complementar de oferta facultativa e sujeito a mecanismos de mercado. A valorização deste serviço é obtida por:

- disponibilidade da banda de regulação. Um agente que veja a sua oferta aceite é remunerado pela quantidade de energia disponibilizada multiplicada pelo preço marginal obtido em mercado;
- energia despachada. A energia utilizada pelo Operador de Sistema é valorizada ao preço marginal obtido pelo mercado de aquisição de reserva terciária.

A actuação desta reserva deve durar 15 segundos e manter-se durante 15 minutos, até que a reserva terciária a possa substituir.

A actual recomendação da UCTE para determinar o requerimento mínimo de reserva de regulação secundária, é dada pela expressão (4.1):

$$R = \sqrt{aLmax + b^2} - b \quad (4.1)$$

Nesta expressão $Lmax$ representa o nível de consumo previsto para a área i de controlo espanhola. Os a e b tomam os seguintes valores empíricos: $a = 10$ MW; $b = 150$ MW. [35]

4.3.1.3. Reserva de regulação terciária

A reserva mínima necessária a subir em cada período de programação será igual à perda máxima de produção provocada pela falha de um elemento do sistema eléctrico, acrescida em 2% do valor do consumo previsto. A reserva a descer dependendo das condições de operação é estabelecida entre 40 a 100% de reserva a subir. A aquisição desta reserva é efectuada através de um mercado, com a participação obrigatória de todos os agentes. O mercado é do tipo marginalista, isto é, todos os agentes que vem as suas ofertas aceites são pagos ao valor da oferta mais cara que for aceite. [36]

4.3.2 - Resolução de desvios

O Operador de Sistema estima os desvios globais previstos até à hora de início do horizonte de programação da sessão seguinte do mercado intradário. Valores de desvio médio previsto em cada período de programação inferior a 300 MW não são resolvidos com o mercado de gestão de desvios. Acima deste valor o Operador de Sistema comunica aos agentes de mercado o valor total da energia necessária e o seu sentido (a baixar ou subir) para resolver os desvios.

As ofertas são sujeitas a um limite máximo e mínimo de energia que o Operador de Sistema estabelece em conformidade com a *Comisión Nacional de Energía (CNE)*. [38]

Para fazer frente aos desvios previstos o Operador de Sistema utiliza ofertas de incremento ou redução das unidades de programação correspondentes a instalações de geração e/ou de consumo de bombagem e fará modificações no programa de cada unidade, incorporando as alterações no programa horário operativo seguinte.

No horizonte temporal o mercado de gestão de desvios produção-consumo pode chegar a abranger todos os períodos de programação existentes entre o fecho de uma sessão do mercado intradiário e a hora de início da sessão seguinte.

Os agentes produtores comunicam a seguinte informação:

- Tipo de oferta (geração ou consumo de bombagem);
- Energia a subir:
 - ✓ Para o conjunto do horizonte temporal:
 - Energia total máxima (MWh);
 - Variação máxima de energia contratada (MWh/h);
 - ✓ Para cada período de programação:
 - N.º de blocos;
 - Energia (MWh);
 - Preço de energia oferecido (€/MWh);
 - Código de indivisibilidade;
- Energia a baixar:
 - ✓ A mesma informação requerida para a energia a subir, tendo em conta agora a energia a subir e o preço oferecido corresponde ao preço de recompra de energia.

O valor de energia horária a subir e a baixar de uma oferta indivisível nunca poderá ser superior a 300 MWh. Qualquer oferta que provoque a violação de restrições técnicas é eliminada. As ofertas deveram respeitar os preços máximos estabelecidos pela CNE. [38]

A valorização de energia programada para resolução dos desvios para cada período de programação é realizada ao preço mais elevado das ofertas contratadas.

Por outro lado, existe ainda a Reserva Programada mediante o mecanismo de gestão de desvios. É uma reserva adicional de potência activa utilizada para resolução dos desvios entre a produção e o consumo ocorridos nos mercados diários e intradiários. É também utilizada para resolver os desvios entre os programas de produção eólica resultante do programa base de funcionamento (PBF), os mercados intradiários e a produção eólica prevista pelo Operador de Sistema.

4.3.3. Resolução de restrições técnicas

4.3.3.1. Resolução de restrições técnicas no mercado diário

Antes das 11h (hora espanhola) de cada dia, o Operador de Sistema recebe do Operador de Mercado a informação sobre os resultados do mercado diário de produção. À energia programada neste mercado, o Operador de Sistema adiciona os contratos bilaterais com entrega física, e identifica possíveis violações de restrições técnicas.

Para maior segurança do sistema, é efectuada uma desagregação dos programas por unidades compostas por mais de que uma unidade física, e que correspondem a:

- Unidades de venda correspondente a uma central térmica composta por vários grupos;

- Unidades de gestão hidráulica;
- Unidades de venda de energia correspondentes a Produção em Regime Especial (PRE) não renovável;
- Unidades de venda de energia correspondentes a PRE de origem renovável.

Deste modo a informação será analisada de uma forma mais detalhada e eficaz.

O período de recepção das ofertas é iniciado após o Operador de Sistema comunicar o PDBF e termina 30 minutos depois do comunicado. As ofertas de venda de energia podem ser divididas considerando:

- Ofertas obrigatórias para os agentes titulares das unidades presentes no programa;
- Ofertas opcionais para as unidades de venda, importadores de energia através das interligações com os sistemas eléctricos vizinhos.

As ofertas de compra de energia são de carácter obrigatório para todas as unidades de venda, excepto para as de PRE de origem renovável.

No caso dos agentes com unidades de aquisição de energia para consumo de bombagem são apresentadas ofertas de venda com carácter obrigatório e ofertas de compra de carácter facultativo. [39]

O processo de resolução de restrições técnicas do programa diário base de funcionamento (PDBF) ocorre em duas fases:

- Fase I: Modificação do programa PDBF por critérios de segurança;
- Fase II: Reequilíbrio produção-consumo.

Os incrementos de potência no programa PDBF aplicados para resolução das restrições técnicas são valorizados considerando a última oferta aceite neste processo. Uma vez resolvidas as restrições violadas identificadas no PDBF, o Operador de Sistema realiza as modificações necessárias no programa para obter um programa equilibrado em produção-consumo.

4.3.3.2. Resolução de restrições técnicas no mercado intradiário

Durante este mercado é analisado novamente o sistema de modo a identificar novas violações de restrições técnicas para que estas possam ser resolvidas através da eliminação das ofertas que estejam a causar violações.

4.3.3.3. Resolução de restrições técnicas em tempo real

Para resolução das violações de restrições técnicas em tempo real que causem modificações no programa de produção, são utilizadas as ofertas de regulação terciária disponíveis no momento.

4.3.4 - Controlo da tensão da rede de transporte

Este serviço é imprescindível para que a operação do sistema se realize em condições de segurança e fiabilidade, de modo a que a energia que chega ao consumidor final possua a qualidade exigida e para que os geradores possam funcionar nas condições de operação normal.

O controlo de tensão consiste num conjunto de actuações sobre os recursos de produção e absorção de energia reactiva (geradores, reactâncias e condensadores) e outros elementos de controlo de tensão, como os transformadores com ajuste de tomadas.

Os agentes fornecedores deste serviço serão todos os geradores em regime ordinário com uma potência superior a 30 MW, as empresas de transporte, os consumidores qualificados fora da tarifa regulada com potência igual ou superior a 15 MW e os gestores da rede de distribuição.

As funções do Operador de Sistema passam por:

- Identificar os pontos da fronteira da rede de transporte e, determinar e publicar as tensões a manter nesses pontos;
- Atribuir as propostas dos provedores deste serviço conforme as suas ofertas e emitir instruções para o controlo de tensão em tempo real;
- Controlar e medir a prestação do serviço;
- Facilitar ao Operador de Mercado a informação necessária para a liquidação do serviço dos provedores que são agentes de mercado ou participam no mesmo através de agentes comercializadores;
- Facilitar à *Comisión Nacional del Energia* (CNE) a informação necessária para o seguimento do serviço prestado por todos os provedores, para a liquidação do serviço prestado por agentes da rede de distribuição e para a liquidação da actividade de transporte;
- Aplicar, caso seja necessário, mecanismos excepcionais previstos para garantir a segurança e qualidade de serviço em tempo real. [37]

Devido ao carácter local e à dificuldade em estabelecer um mercado competitivo, este serviço é adquirido por contratos bilaterais entre o Operador de Sistema e os agentes fornecedores, contendo uma prestação mínima de carácter obrigatório. Os serviços mínimos que os provedores devem assegurar são:

- Os geradores devem possuir uma margem mínima de produção e absorção de energia reactiva de modo a manter a tensão dos seus barramentos dentro da margem de tensão estabelecida pelo Operador de Sistema. O factor de potência ($\cos \varphi$) mínimo deve quando capacitivo deve ser igual a 0,989 (geração de potência reactiva equivalente a 15% da potência activa máxima) e quando indutivo igual a 0,989 (absorção de potência reactiva equivalente a 15% da potência activa máxima). A tensão no barramento da central deve situar-se entre $\pm 2,5$ kV em torno do valor estabelecido pelo Operador de Sistema;
- Os transportadores são obrigados a prestar o serviço com todos os meios que possuem nas suas redes;
- Os consumidores provedores deste serviço têm de obedecer a requisitos obrigatório para os três períodos horários. Para o período horário de ponta o consumo de potência reactiva não poderá exceder os 33% do consumo de potência activa ($\cos \varphi \geq 0,95$ indutivo); para as horas de vazio não poderá ser fornecida à rede de transporte potência reactiva ($\cos \varphi = 1$ indutivo); para as horas cheias a potência reactiva não poderá exceder 33% do consumo de potência activa e não poderá entregar potência reactiva à rede de transporte ($0,95 \text{ indutivo} \leq \cos \varphi \leq 1$ indutivo);

- Os gestores da rede de distribuição deveram cumprir os mínimos requisitos obrigatórios indicados para os consumidores, e utilizar elementos de controlo de tensão nas instalações nos pontos de conexão com a rede de transporte. [37]

Caso seja necessário durante a operação em tempo real, o Operador de Sistema poderá adoptar as acções de controlo de tensão que entenda serem necessárias para manter a segurança e qualidade do serviço.

O custo do serviço de controlo de tensão corresponderá a uma parcela adicional em relação ao preço do mercado organizado. Quando as unidades de produção não forem capazes de disponibilizar o valor máximo de potência reactiva, quando lhe é solicitado, o Operador de Sistema deverá informar a CNE, para que esta aplique uma penalização.

4.4 - Harmonização dos Serviços de Sistema

A harmonização dos serviços de sistema já se encontra implementada nos países nórdicos, na Alemanha, e na fronteira entre a França e o Reino Unido. No caso de MIBEL esta harmonização refere-se mais concretamente à reserva terciária. Dependendo do grau de harmonização, dos objectivos de convergência e do nível de integração pretendida podem-se mencionar três modelos distintos:

- Modelo 1: Troca de serviços entre Operadores de Sistema;
- Modelo 2: Agentes que operam em diversos mercados simultaneamente;
- Modelo 3: Mercado integrado.

O Modelo 1 adopta uma relação directa entre operadores de diferentes áreas/países, estabelecendo contratos de aquisição de reserva. Cada Operador é responsável pelo equilíbrio da respectiva área, e por efectuar as trocas de serviços de sistema com outros operadores, sendo que o operador define o preço e as condições de oferta a operadores vizinhos. Neste modelo os agentes de mercado não podem prestar serviços de sistema directamente a um operador de sistema da área vizinha. A condição essencial para que as trocas de serviços de sistema possam ocorrer é a existência de capacidade de interligação livre após as trocas entre agentes das diferentes áreas estabelecidas no mercado diário e nos mercados intradiários.

Este modelo está actualmente implementado na fronteira entre França (*RTE - Réseau de Transport d'Electricité*) e o Reino Unido (*National Grid*), com uma interligação de 2000 MW através de um cabo submarino.

O Modelo 2 permite aos agentes provedores efectuar propostas de fornecimento de serviços de sistema a operadores de sistema de áreas vizinhas. Os Operadores de Sistema acordam uma reserva de capacidade de interligação, e consequentemente o direito exclusivo de utilização desta reserva por parte dos seus agentes.

Na execução deste modelo surgem pelo menos duas questões problemáticas. Uma prende-se com a necessidade de uma eficaz coordenação entre Operadores de Sistema, pois quando uma oferta é aceite numa área deve ser eliminada de imediato das outras áreas de controlo. A outra questão é a possível desvantagem de se diminuir a capacidade de interligação para utilização nos mercados diários e intradiários.

O modelo está presente e consolidado nas várias áreas de controlo da Alemanha.

O Modelo 3 é o que envolve maior coordenação e organização, na partilha de uma reserva comum entre diferentes áreas. Para explicar o funcionamento deste modelo, consideremos uma área de controlo A e uma área de controlo B. Os pontos que se seguem apresentam as características principais deste modelo:

- Os Operadores de Sistema das áreas de controlo A e B são distintos e responsáveis pelo equilíbrio na respectiva área de controlo;
- Os agentes provedores na área de controlo A estão ligados fisicamente à rede controlada pelo Operador de Sistema na área A (o mesmo acontece para a área B);
- Cada área tem o seu próprio regulamento do mercado de electricidade;
- Os agentes de cada área de controlo apenas podem apresentar ofertas ao Operador de Sistema da área correspondente;
- Os Operadores de Sistema das duas áreas enviam para uma lista comum as ofertas de reserva provenientes dos agentes, e geridas por um coordenador de operadores de sistema;
- As ofertas são agrupadas por ordem de mérito, tendo em conta as restrições da rede. [28]

Este modelo exige um elevado grau de coordenação e confiança mútua entre Operadores de Sistema, necessitando ainda de ter em conta o comportamento individual dos sistemas envolvidos. Um exemplo de bom funcionamento deste modelo é o mecanismo existente nos países nórdicos.

Capítulo 5

Análise de preços e quantidades das reservas em Portugal e Espanha

Neste capítulo estava inicialmente previsto realizar uma análise aos dados referentes ao mercado de Serviços de Sistema (reserva secundária e terciária) em Portugal, no período entre Julho de 2007 e Junho de 2008. Contudo, a confidencialidade destes dados não permitiu a execução da mesma. Deste modo a análise que se segue foi elaborada com base em dados publicados nos sítios dos Operadores de Sistema Ibéricos. A REN tem publicado os preços de reserva a subir e a descer deste 1 de Julho de 2008. A análise apresentada estende-se desse período até Dezembro de 2008. A REE publica igualmente em [29] os valores de Serviços de Sistema contratados e os montantes envolvidos. Ainda neste capítulo será apresentada uma análise dos preços e energias referentes ao mercado de reserva secundária e terciária de Espanha.

5.1 - Aspectos gerais

Como já foi referido no capítulo anterior, a obtenção de reserva secundária e terciária em Portugal está sujeita a mecanismos de mercado desde 1 de Julho de 2007. Em Espanha os Serviços de Sistema sujeitos a mecanismos de mercado deste 1998. Não só apenas a reserva secundária e terciária, mas também a gestão de desvios, resolução de restrições técnicas.

A aquisição destes serviços em mercado proporciona uma maior liquidez de todo o mercado de electricidade. O agente de mercado que até agora participava num mercado onde o pagamento era apenas da energia despachada, deixa de o ser, e com isso assiste-se a uma crescente preocupação da eficiência dos geradores. Aos custos de produção juntam-se os custos de previsão da reserva, custos de rápida variação de produção, e o aumento dos custos de manutenção, tornando-se necessário determinar uma nova curva de custos em função da produção. [30] Na determinação dos preços de venda de energia para os Serviços de Sistema os produtores incluem ainda o custo de oportunidade resultantes do que poderiam obter se vendessem essa energia no mercado diário. A venda de reserva nas horas de ponta acarreta custos de oportunidade mais elevados, já que nesse período o preço da energia do mercado diário é mais elevado. Este facto pode eliminar os incentivos aos geradores de oferecerem

capacidade para reserva, visto que os agentes produtores pretendem assegurar ao máximo a sua remuneração. O contrário passa-se nas horas de vazio, em que os agentes produtores têm nas ofertas de reserva a possibilidade de aumentar ou assegurar a sua remuneração, uma vez que neste período a energia contratada é menor e, estão sujeitos a que as suas ofertas não sejam aceites no mercado diário. [31]

O Operador de Sistema assume-se como o único comprador dos Serviços de Sistema, procurando estabelecer as quantidades de energia necessárias para cada período de operação. Para cada hora do dia seguinte é contratada uma banda de energia de reserva secundária, paga ao preço da maior oferta aceite, e é contratada energia para reserva terciária paga também ao preço marginal.

A Figura 5.1 apresenta as curvas de ofertas para regulação secundária a subir e a descer para a primeira hora do dia 1 de Janeiro de 2009, período em que a REE começou a publicar no sítio [29] as curvas de oferta. A aquisição de potência para subir e a descer é efectuado de modo crescente, ou seja, quanto maior é a potência contratada para qualquer dos sentidos, maior será o preço.

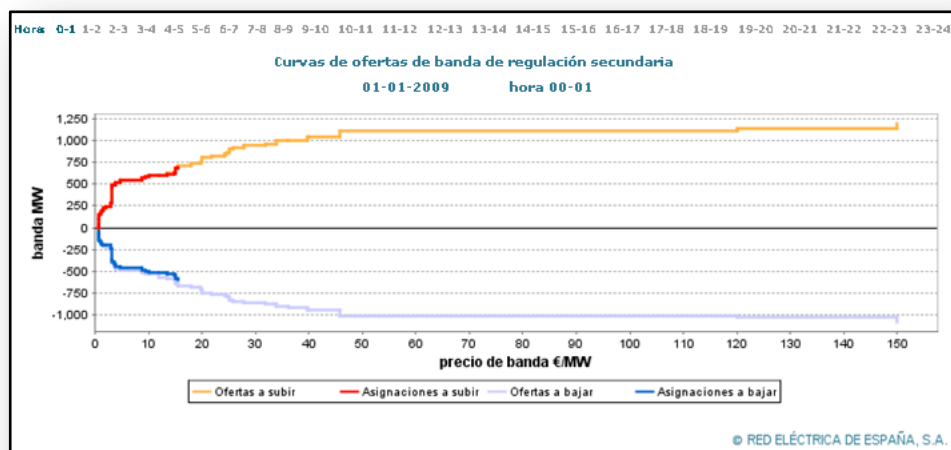


Figura 5.1- Curvas de oferta de banda de regulação secundária para subir e para descer a produção em Espanha.

A Figura 5.2 ilustra as curvas de ofertas do mercado de reserva terciária em Espanha. Neste mercado as ofertas a subir são percorridas de forma crescente, já a reserva a descer é percorrida de forma decrescente, isto é, quanto maior for a reserva terciária a descer contratada menor será o preço.

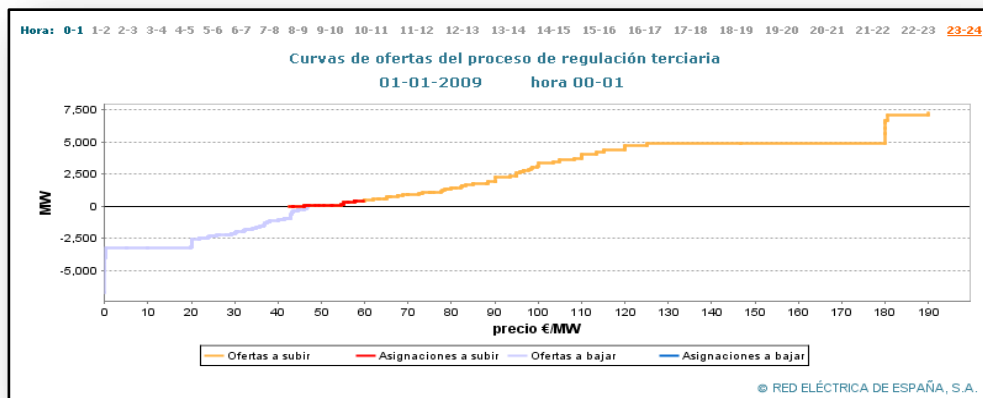


Figura 5.2 - Curvas de ofertas da reserva terciária a subir e a descer em Espanha.

Na operação em tempo real é imprescindível que um sistema contenha reservas que possam actuar sempre que ocorra variações do consumo. Uma forma de o Operador de Sistema assegurar essa capacidade consiste em um mercado competitivo dos Serviços de Sistema. É sobre estas reservas que recai a análise que se segue neste capítulo.

5.2 - Análise dos preços da energia do mercado de regulação de frequência em Portugal

O mercado de aquisição da reserva secundária e terciária tem evoluído desde o seu começo. No primeiro ano acredita-se que o mercado não tenha funcionado eficazmente, e que muitas ofertas e despachos de energia não tenham caminhado na direcção da minimização dos custos destes serviços. Contudo, colaboradores da EDP que têm trabalhado nesta área consideram que o mercado se está a consolidar desde Julho de 2008 e a proceder segundo o manual de procedimento.

Vejamos os preços de reserva a subir e a descer praticados em Portugal desde 1 de Julho de 2008 até 31 de Dezembro de 2008 no Gráfico 5.1. Também neste gráfico está presente o preço médio do mercado diário de modo a facilitar a comparação.

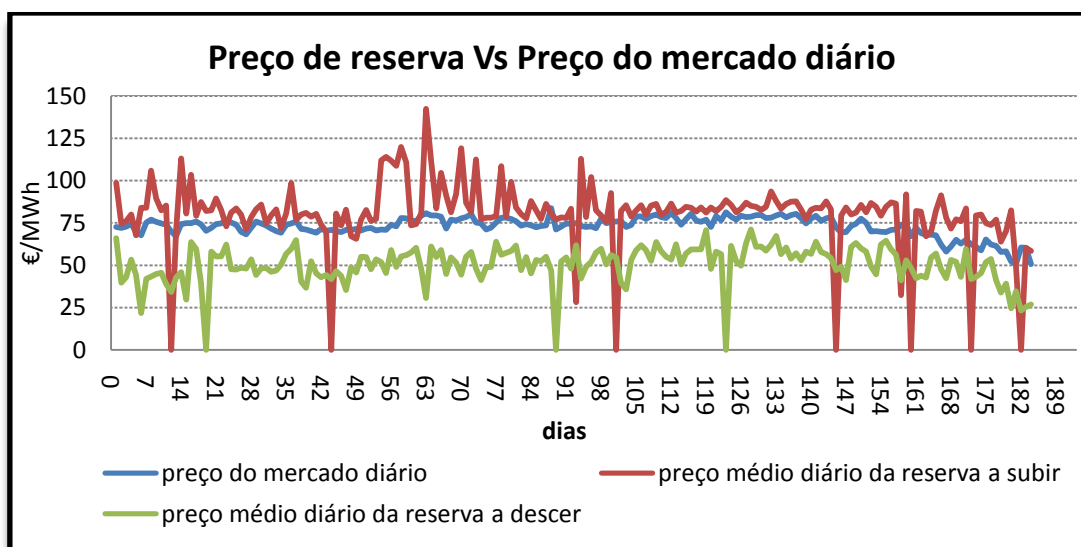


Gráfico 5.1: Preço da reserva a subir e a descer, e preço médio do mercado diário de 1 de Julho de 2008 a 31 Dezembro de 2008 em Portugal.

Ao longo deste período o preço de reserva a descer é sempre inferior ao preço casado no mercado diário. Nestas condições, quando um gerador baixa a sua produção, este gerador terá de pagar um preço menor do que vendeu no mercado diário. Por exemplo, no dia 28 de Julho de 2008, o preço de energia da reserva a descer foi 53,59 €/MWh e o preço de energia do mercado diário foi 72,21 €/MWh. Para a quantidade de 200 MW, um agente produtor ganhava $200 \times 72,21 = 14442$ € no mercado diário. No caso de o gerador reduzir a sua produção na regulação de reserva a descer em 50 MW, o agente produtor teria de pagar $50 \times 53,59 = 2679,5$ €, quando ganharia $50 \times 72,21 = 3610,5$ € no mercado diário. A diferença entre a valorização da energia no mercado diário e a valorização da energia de reserva a descer seria de 931 €, sendo que esta receita não inclui custo de produção. Nesta situação, o agente produtor seria remunerado por um produto que não forneceu. Não quer isto dizer que a remuneração do gerador fosse maior por ser pago por uma energia que não forneceu, já que a diferença entre os 50 MW vendidos no mercado diário e os comprados na regulação da reserva, possivelmente seria menor do que o que ganharia vendendo no mercado diário tendo em conta os custos de produção.

No que se refere ao preço da reserva a subir encontram-se alguns casos pontuais em que o preço do mercado diário é superior, contudo geralmente é inferior. Os agentes produtores podem assim aumentar a sua remuneração com a venda de energia a um preço superior ao do mercado diário. No dia 28 de Agosto de 2008, o preço médio diário da reserva a subir foi de 111,69 €/MWh e o preço médio do mercado diário foi 73,92 €/MWh. Suponhamos que um gerador pretende vender 100 MW numa determinada hora. A questão que o agente produtor irá colocar é que quantidade de energia deve oferecer no mercado diário e que quantidade deve oferecer para regulação. Atendendo aos dois preços referidos, analisemos os três casos apresentados na Tabela 5.1.

Tabela 5.1 - Casos de diferentes remunerações possíveis.

	Mercado diário		Mercado de reserva		Remuneração	
	Energia (MW)	Preço (€/MWh)	Energia (MW)	Preço (€/MWh)	reserva utilizada	reserva não utilizada
caso 1	100	73,92	0	111,69	7392	7392
caso 2	80	73,92	20	111,69	8147,4	5913,6
caso 3	20	73,92	80	111,69	10413,6	1478,4

No caso 1 ao oferecer 100 MW no mercado diário, é garantido que nessa hora o agente ganharia 7392 €. No caso 2 oferecendo 20 MW dos 100 MW para reserva, a remuneração aumentaria em 10,3 %, caso a energia de reserva fosse totalmente utilizada. Contudo neste mesmo caso se a reserva não for utilizada a remuneração do gerador diminuiria 20 %. O caso 3 seria aquele que mais incerteza traria na remuneração obtida, apesar de também ser o caso que maior proveito poderia trazer.

Os agentes produtores procuram saber a probabilidade de as suas ofertas serem aceites nos respectivos mercados. Nestas condições, pretendem maximizar a sua remuneração considerando, por exemplo, o problema (5.1) a (5.5).

$$\text{Max } \sum(E_M \times \text{preço}_M) \times fM(\text{incerteza}) + \sum(E_R \times \text{preço}_R) \times fR(\text{incerteza}) \quad (5.1)$$

Sujeito a:

$$P_g^{\min} \leq P_T \leq P_g^{\max} \quad (5.2)$$

$$P_T = P_{MD} + P_R \quad (5.3)$$

$$0 \leq fR(\text{incerteza}) \leq 1 \quad (5.4)$$

$$0 \leq fM(\text{incerteza}) \leq 1 \quad (5.5)$$

Neste problema E_M e E_R representam a energia mobilizada para o mercado diário e a energia mobilizada para reserva, respectivamente. O preço do mercado diário é representado por preço_M e, o preço de reserva por preço_R .

As funções fM e fR dependem de:

- Tipos geradores e suas fontes primárias. Por exemplo, as centrais hídricas devido ao seu baixo custo de produção e arranque sabem que têm fortes possibilidades de serem contratadas no mercado diário, assim como para responder às variações de carga através de reserva;
- Previsão do consumo;
- Previsão da energia de reserva utilizada;
- Previsão do preço de energia do mercado diário;
- Previsão do preço de energia de reserva.

Todos estes factores implicam uma elevada complexidade na sua caracterização, o que torna a aplicação desta formulação bastante difícil. Cabe aos agentes produtores com base nestes factores e na sua experiência decidir as quantidades a oferecer em cada um dos mercados.

Numa análise geral aos meses representados no Gráfico 5.1 verifica-se que os preços das reservas, tanto a subir como a descer, acompanham a variação do preço de energia ao longo dos dias. Note-se que no mês de Dezembro a descida do preço de energia no mercado diário é acompanhada pelos preços de reserva. O Gráfico 5.2 ilustra a variação do preço de reserva em relação ao preço do mercado.

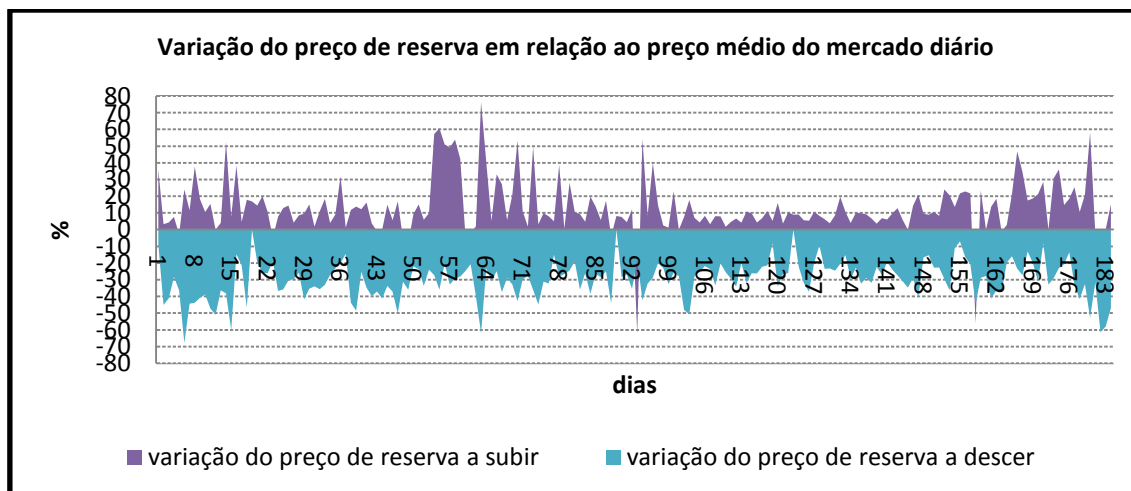


Gráfico 5.2 - Variação dos preços de reserva em relação ao preço médio do mercado diário de 1 de Julho de 2008 a 31 Dezembro de 2008 em Portugal.

A variação máxima de reserva a subir é de 76,47 %, enquanto a de reserva a descer é de 67,85 %. O preço de energia a subir atinge picos de variações mais elevadas, mas é a reserva a descer que geralmente tem uma variação mais elevada. A variação do preço de reserva a subir em relação ao preço médio do mercado diário é em média 13,62 % (corresponde a um preço médio de 80,28 €/MWh). A variação do preço de reserva a descer é em média 29,68 % inferior em relação ao preço do mercado diário (corresponde a um preço médio de 50,32 €/MWh).

5.3 - Análise dos preços e energias obtidos no mercado de regulação de frequência em Espanha

Relativamente a Espanha, o Operador de Sistema tem disponibilizado não apenas os preços das reservas como também as energias contratadas em banda de regulação secundária e a energia utilizada como regulação secundária e terciária. É sobre estes dados que recai a análise que se segue. Em análise estarão os meses do ano de 2008, que foram agrupados conjuntos de quatro, de modo a sinalizar melhor os resultados.

O primeiro Gráfico 5.3 refere-se ao preço médio diário da banda de regulação secundária contratada e, do preço médio do mercado diário nos meses de Janeiro, Fevereiro, Março e Abril.

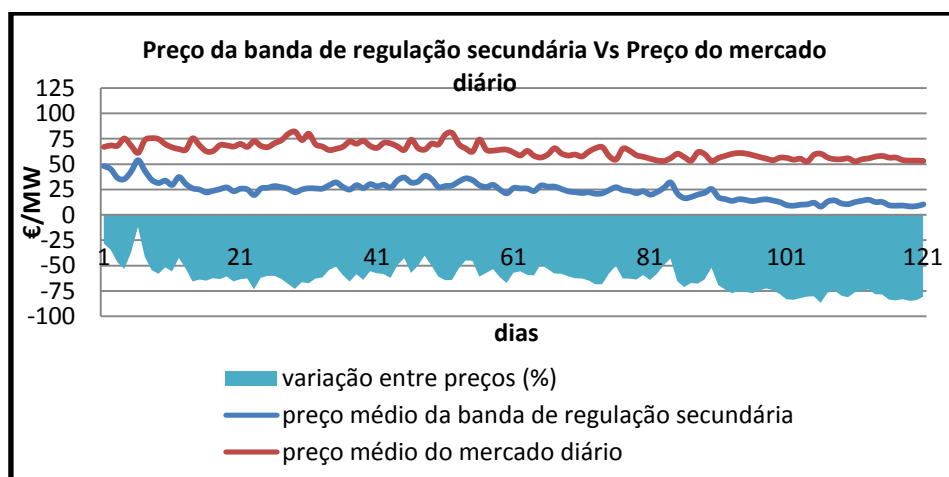


Gráfico 5.3 - Preço da banda de regulação secundária, preço do mercado diário e variação entre eles para os meses de Janeiro, Fevereiro, Março e Abril.

O preço marginal da banda de regulação tem uma variação máxima em relação ao preço de energia de mercado diário de 86,52 % (corresponde ao menor preço, 8,11 €/MW) e uma variação mínima de 11,59 % (corresponde ao maior preço, 54,06 €/MW). A variação média dos quatro meses é 57,3 % e o preço médio da banda é 24,04 €/MW. Note-se o acompanhamento do preço da banda em relação ao preço do mercado diário. Na parte final do gráfico, ambas as linhas sobrem uma descida.

O Gráfico 5.4 ilustra o preço da energia de regulação secundária a subir e a descer e, preço médio do mercado diário.

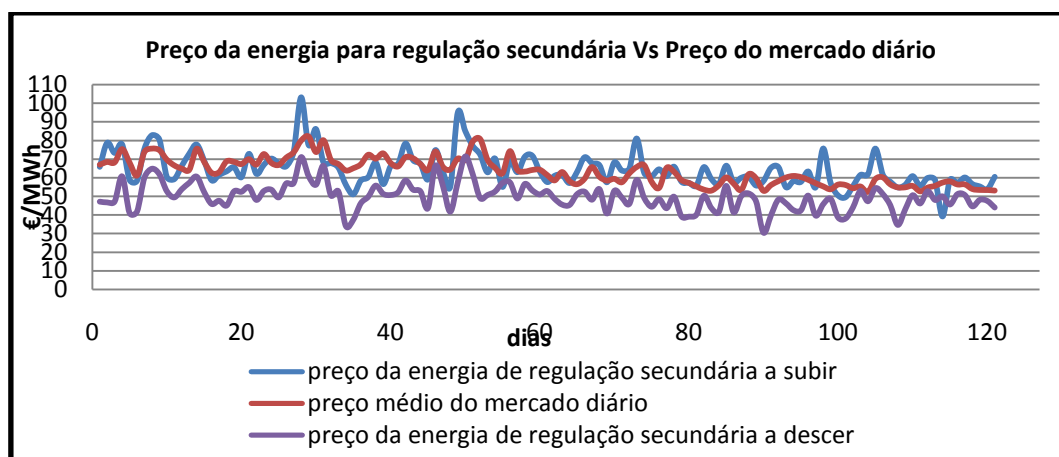


Gráfico 5.4 - Preço da energia de regulação secundária a subir e a descer e preço médio do mercado diário para os meses de Janeiro, Fevereiro, Março e Abril.

O preço da energia utilizada na regulação de reserva secundária a subir está geralmente próximo do preço de energia do mercado diário, verificando-se que existem períodos em que é superior e períodos em que é inferior, atingindo um valor máximo de 103,07 €/MWh e um valor mínimo de 50,99 €/MWh. A variação média do preço da reserva secundária a subir fixa-se pelos 1,78 %, correspondendo a um preço de 64,4 €/MWh. Já o preço da regulação de reserva a descer é normalmente sempre inferior ao preço de energia do mercado diário, e atingiu um máximo de 71,32 €/MWh e um mínimo de 30,42 €/MWh. A variação média do

preço da reserva a descer nestes quatro meses foi de 22,59 % face ao preço médio do mercado diário, correspondendo a um preço de 49,80 €/MWh. O Gráfico 5.5 assinala as variações entre os preços das reservas e o preço médio do mercado diário.

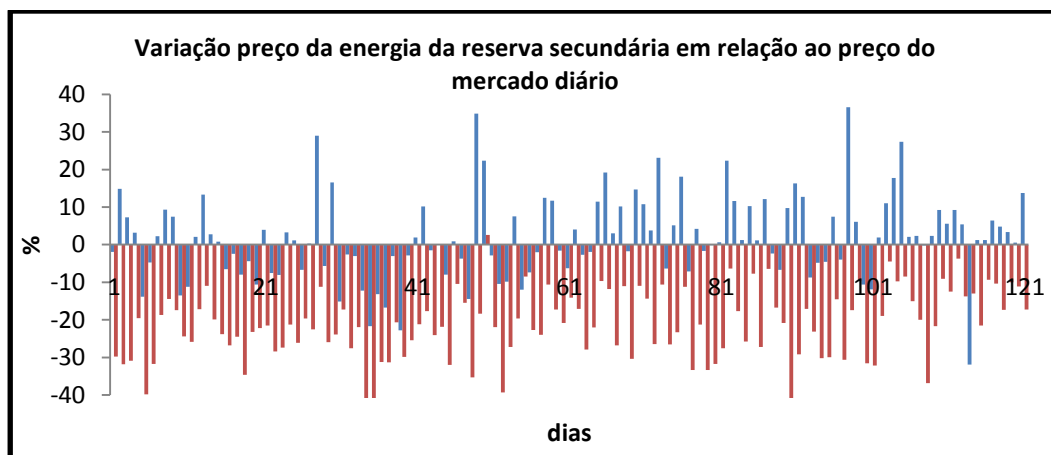


Gráfico 5.5 - Variação do preço da energia de reserva secundária a subir (cor azul) e a descer (cor vermelha) em relação ao preço médio do mercado diário para os meses de Janeiro, Fevereiro, Março e Abril.

Na análise dos preços de reserva terciária verifica-se um preço máximo de reserva a subir de 111,83 €/MWh e um preço máximo de reserva a descer de 62,01 €/MWh. Os preços médios situaram-se em 67,18 €/MWh para a reserva a subir e em 44,13 €/MWh para a reserva a descer. No Gráfico 5.6 é possível observar o comportamento do preço da reserva terciária e o preço médio do mercado diário. Os pontos em que o preço da reserva é nulo referem-se aos dias em que a reserva terciária não foi utilizada.

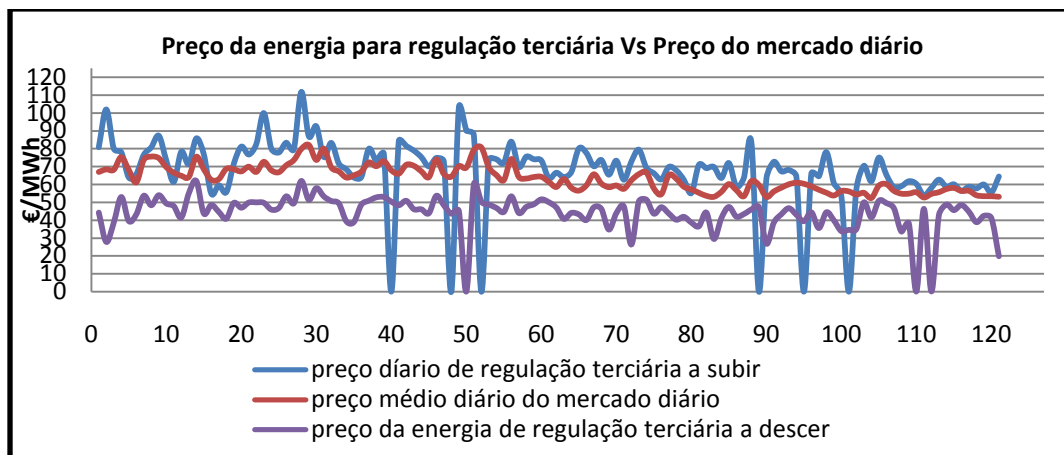


Gráfico 5.6 - Preço da energia de reserva terciária a subir e a descer e, preço médio do mercado diário para os meses de Janeiro, Fevereiro, Março e Abril.

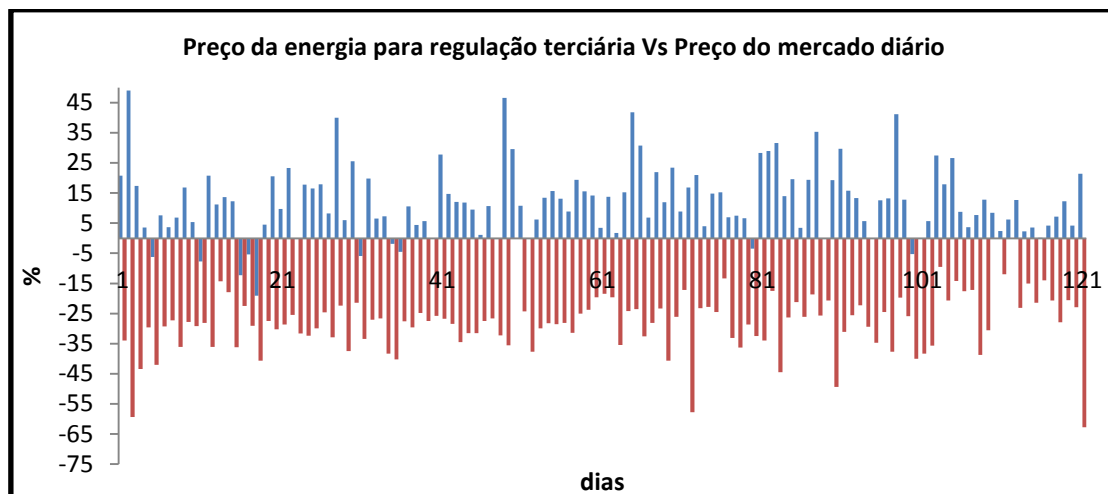


Gráfico 5.7 - Variação do preço de reserva terciária a subir (cor azul) e a descer (cor vermelha) face ao preço médio do mercado diário para os meses de Janeiro, Fevereiro, Março e Abril.

No Gráfico 5.7 regista-se uma variação do preço de reserva terciária maior do que o verificado para a reserva secundária. A variação média do preço da reserva terciária a subir foi 12,33 % superior ao preço do mercado diário. Quanto à reserva terciária a descer foi 30,41 % inferior ao preço do mercado diário. Esta diferença deve-se ao facto da reserva terciária possuir menor probabilidade de ser despachada (maior custo de oportunidade) e implicar custos de produção mais elevados, por exemplo, nos casos associados ao arranque de geradores.

A análise que se segue refere-se aos meses de Maio, Junho, Julho e Agosto. O Gráfico 5.8 ilustra o preço médio diário da banda de regulação da reserva secundária, o preço médio do mercado diário e a variação entre estes preços.

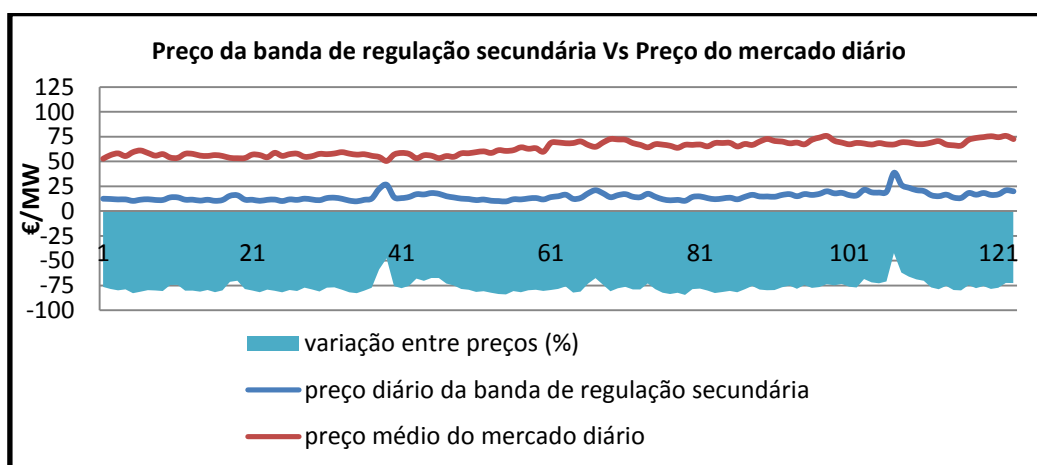


Gráfico 5.8 - Preço da banda de regulação secundária, preço médio do mercado diário e variação entre eles para os meses de Maio, Junho, Julho e Agosto.

Ambas as linhas de preços revelam uma ligeira subida ao longo do período em análise. A Tabela 5.2 apresenta os valores mínimos, máximos e médios do preço de banda secundária e

preço do mercado diário, assim como a percentagem de variação entre eles. O sinal negativo indica que o preço da banda é inferior ao preço do mercado diário.

Tabela 5.2 - Análise dos preços da banda secundária e do mercado diário (MD).

	Máximo (€/MW)	Mínimo (€/MW)	Média (€/MW)	Variação média (%)	Variação mínima (%)	Variação máxima (%)
Banda	38,68958	9,677917	14,65102	-76,8348	-42,4348	-84,5388
MD	75,86417	50,51333	63,26572			

O preço médio da banda de regulação desce dos 24,04 €/MW registado nos quatro primeiros meses do ano para 14,65 €/MW. Esta variação não foi tão acentuada no preço médio do mercado diário, registando-se um preço médio de 63,46 €/MW face aos 63,26 €/MW apresentados na Tabela 5.2. O preço de banda máximo da Tabela 5.2 é inferior ao preço de banda registado nos primeiros quatro meses do ano que atingiu os 54,06 €/MW.

O gráfico 5.9 apresenta o preço médio do mercado diário e o preço de reserva secundária a subir e a descer. O gráfico 5.10 apresenta a variação do preço de reserva a subir e a descer em relação ao preço do mercado diário.

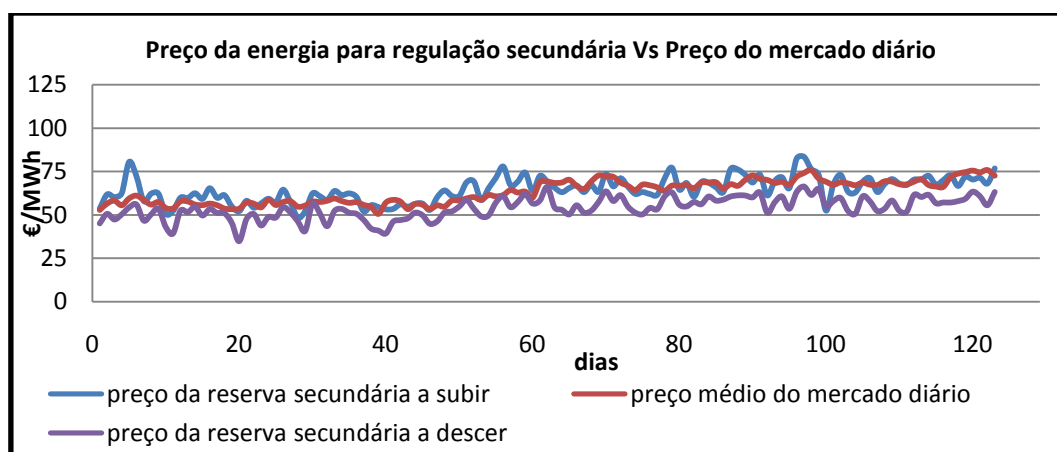


Gráfico 5.9 - Preço da energia de regulação secundária a subir e a descer e preço do mercado diário para os meses de Maio, Junho, Julho e Agosto.

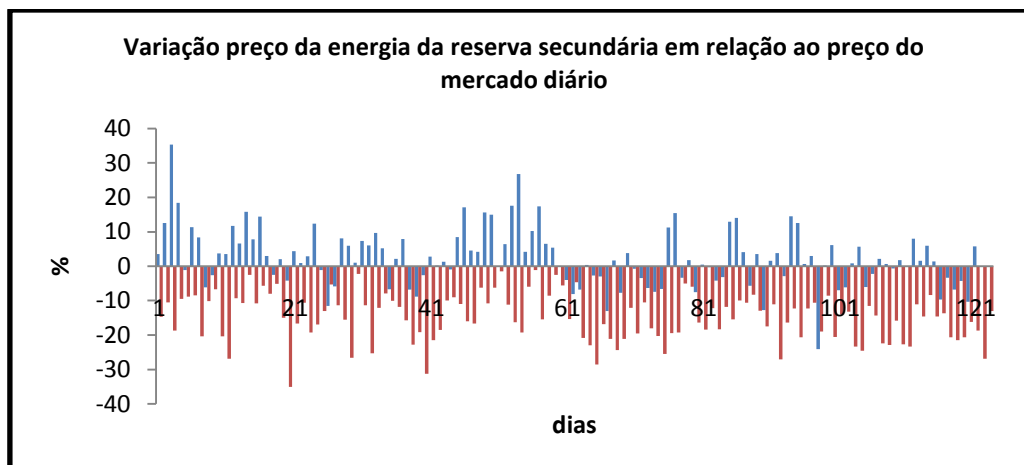


Gráfico 5.10 - Variação do preço da energia de reserva secundária a subir (cor azul) e a descer (cor vermelha) face ao preço do mercado diário para os meses de Maio, Junho, Julho e Agosto.

A Tabela 5.3 apresenta os valores máximos, mínimos e médios dos preços de reserva secundária e do mercado diário, assim como a variação dos preços das reservas em relação ao preço médio do mercado diário.

Tabela 5.3 - Análise do preço de reserva secundária e o preço de mercado diário (MD).

	Preço máximo (€/MWh)	Preço mínimo (€/MWh)	Preço médio (€/MWh)	Variação média (%)	Variação máxima (%)	Variação mínima (%)
Reserva secundária a subir	83,43895	48,408	64,653	2,454	35,39	0,099
Reserva secundária a descer	66,27952	34,746957	53,780974	-14,841	- 35,03	- 1,15
MD	75,86417	50,513333	63,265718	-	-	-

Comparativamente aos quatro meses anteriores regista-se um aumento da variação média do preço de reserva a subir de 1,78 % para 2,454 %. Já a reserva a descer apresenta uma decida da variação média e o preço da energia de reserva a descer passa de 22,59 % para 14,84 % inferior ao preço médio do mercado diário. O valor máximo do preço de reserva secundária a subir passa de 103,07 €/MWh para 83,44 €/MWh. Para a reserva a descer o preço máximo passa de 71,32 €/MWh para 66,27 €/MWh.

No seguimento da mesma análise analisemos o Gráfico 5.11 relativos aos preços de reserva terciária a subir e a descer, bem como o preço médio do mercado diário, e o Gráfico 5.12 sobre a variação entre esses preços.

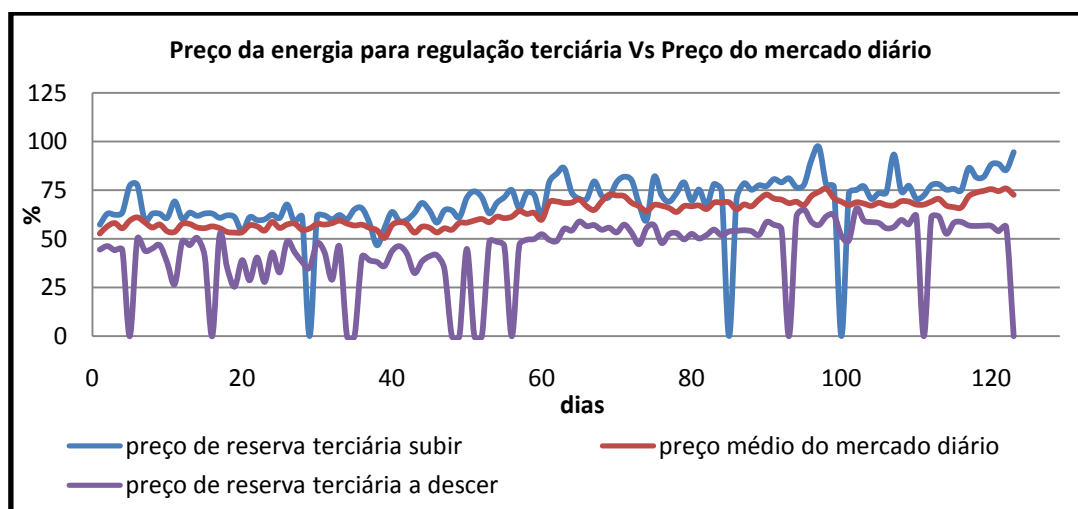


Gráfico 5.11 - Preço da energia de reserva terciária a subir e a descer e preço do mercado diário para os meses de Maio, Junho, Julho e Agosto.

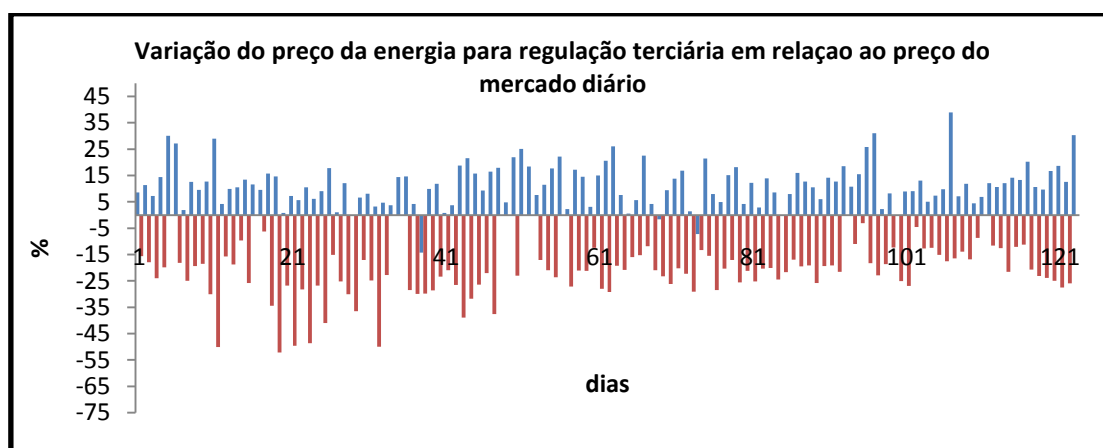


Gráfico 5.12 - Variação do preço de reserva terciária a subir (cor azul) e a descer (cor vermelha) face ao preço médio do mercado diário para os meses de Maio, Junho, Julho e Agosto.

A Tabela 5.4 resulta da análise dos valores presentes nos gráficos anteriores.

Tabela 5.4 - Análise do preço de reserva terciária e preço médio do mercado diário (MD).

	Preço máximo (€/MWh)	Preço mínimo (€/MWh)	Preço médio (€/MWh)	Variação média
Reserva terciária a subir	97,19176	0	68,958	8,966
Reserva terciária a descer	65,67	0	44,605	- 30,097
MD	79,27542	50,51333	64,14026	-

A reserva terciária a subir atingiu o preço máximo de 97,19 €/MWh, registando-se uma diminuição em relação aos 111,83 €/MWh verificados nos quatro meses anteriores. O preço máximo da reserva terciária a descer sofreu um aumento de 62,01 €/MWh para 65,67 €/MWh. No que respeita ao preço médio apenas a reserva terciária a subir registou uma alteração acentuada, passando de 71,31 €/MWh para 44,12 €/MWh.

Para terminar a análise de preços do ano de 2008, faltam os meses de Setembro, Outubro, Novembro e Dezembro. Os próximos gráficos apresentam os resultados relativos a esses meses.

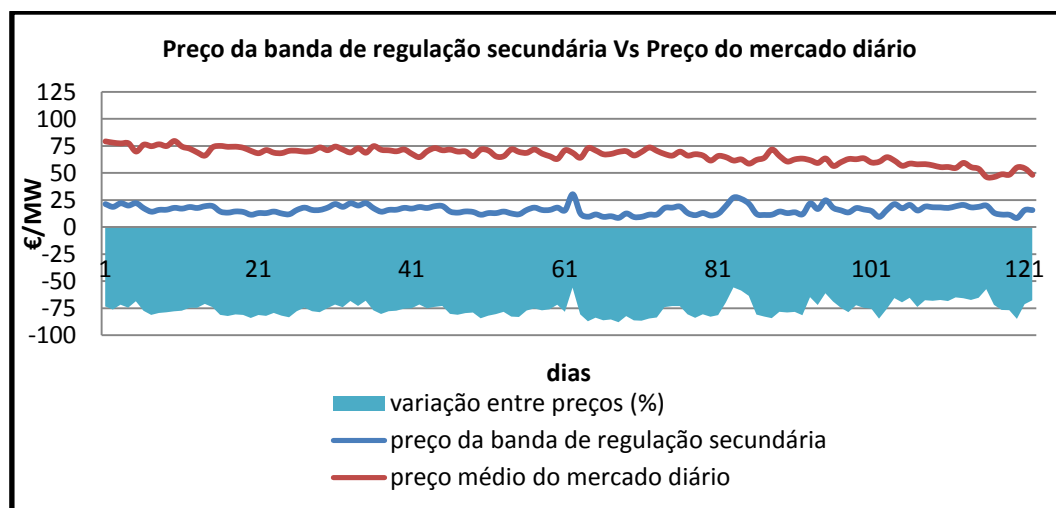


Gráfico 5.13 - Preço da banda de regulação secundária, preço do mercado diário e variação entre eles para os meses de Setembro, Outubro, Novembro e Dezembro.

O Gráfico 5.13 ilustra o preço de banda secundária e o preço do mercado diário, assim como a variação entre eles. Vejamos na Tabela 5.5 os valores médios, máximos e mínimos destes valores.

Tabela 5.5 - Análise dos preços da banda secundária e do mercado diário (MD).

	Preço máximo (€/MW)	Preço mínimo (€/MW)	Preço médio (€/MW)	Variação média (%)	Variação mínima (%)	Variação máxima (%)
banda	30,31958	8,422917	15,91263	-75,7779	-55,65203	-87,8319
MD	79,64958	46,295	66,55705			

A análise efectuada para os meses de Setembro, Outubro, Novembro e Dezembro continua a relevar que o preço da banda de regulação é inferior ao preço do mercado diário. Os valores presentes na Tabela 5.5 são semelhantes aos ocorridos nos quatro meses anteriores. Verifica-se uma diminuição pouco acentuada em todos os preços, excepto o preço médio do mercado diário que passa de 63,26 €/MWh para 66,55 €/MWh.

Prossigamos a análise com o Gráfico 5.14 que representa os preços de reserva secundária a subir e a descer e o preço médio do mercado diário. O Gráfico 5.15 apresenta a variação dos preços da reserva secundária em relação ao preço médio do mercado diário.

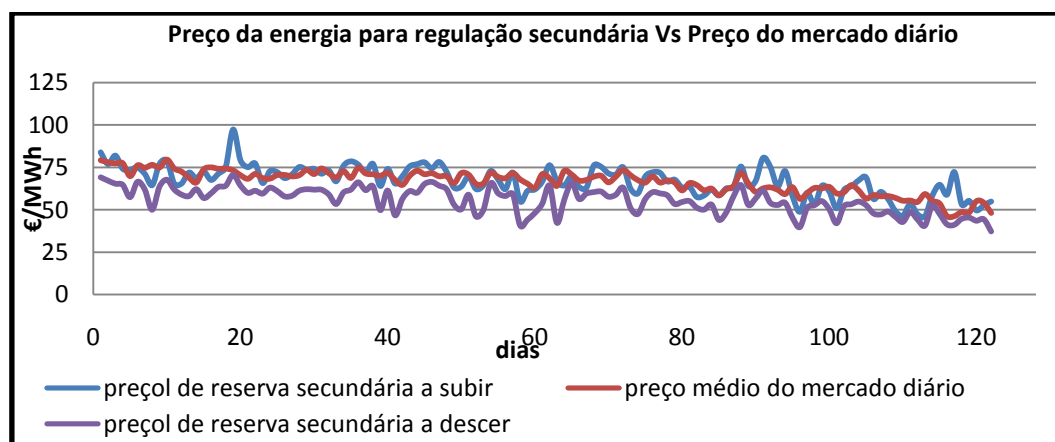


Gráfico 5.14 - Preço da energia de regulação secundária a subir e a descer e preço médio do mercado diário para os meses de Setembro, Outubro, Novembro e Dezembro.

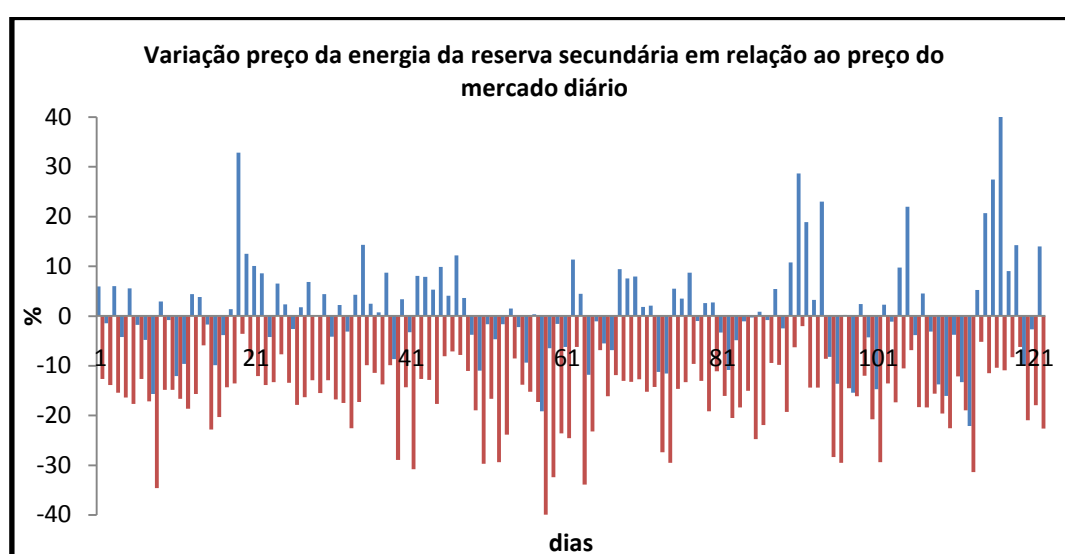


Gráfico 5.15 - Variação do preço da energia de reserva secundária a subir (cor azul) e a descer (cor vermelha) face ao preço médio do mercado diário para os meses de Setembro, Outubro, Novembro e Dezembro.

Tabela 5.6 - Análise do preço de reserva secundária e o preço de mercado diário (MD).

	Preço máximo (€/MWh)	Preço mínimo (€/MWh)	Preço médio (€/MWh)	Variação média (%)	Variação máxima (%)	Variação mínima (%)
Reserva secundária a subir	97,42091	46,237	67,329	1,416	56,204	0,0928
Reserva secundária a descer	70,72522	37,31636	55,72673	-16,2655	-39,93175	-2,014226
MD	79,64958	46,295	66,55705	-	-	-

Atendendo ao valor da Tabela 5.6, o preço médio de reserva secundária comparativamente aos quatro meses anteriores acompanhou a variação do preço médio do

mercado diário, registando-se variações não muito elevadas, exceptuando o preço máximo de reserva secundária a subir que passou de 83,43 €/MWh para 97,42 €/MWh.

Para terminar a análise dos preços verificados no ano de 2008, apresentam-se os Gráficos 5.16 e 5.17, em que o primeiro indica os preços de reserva terciária e o preço médio do mercado diário, e o segundo a variação dos preços de reserva em relação ao preço médio do mercado diário.

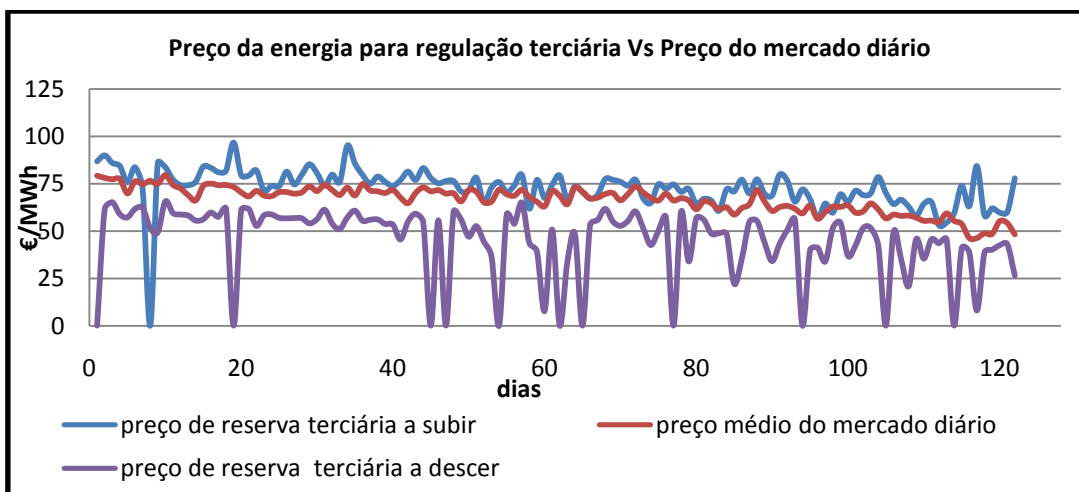


Gráfico 5.16 - Preço da energia de reserva terciária a subir e a descer e, preço médio do mercado diário para os meses de Setembro, Outubro, Novembro e Dezembro.

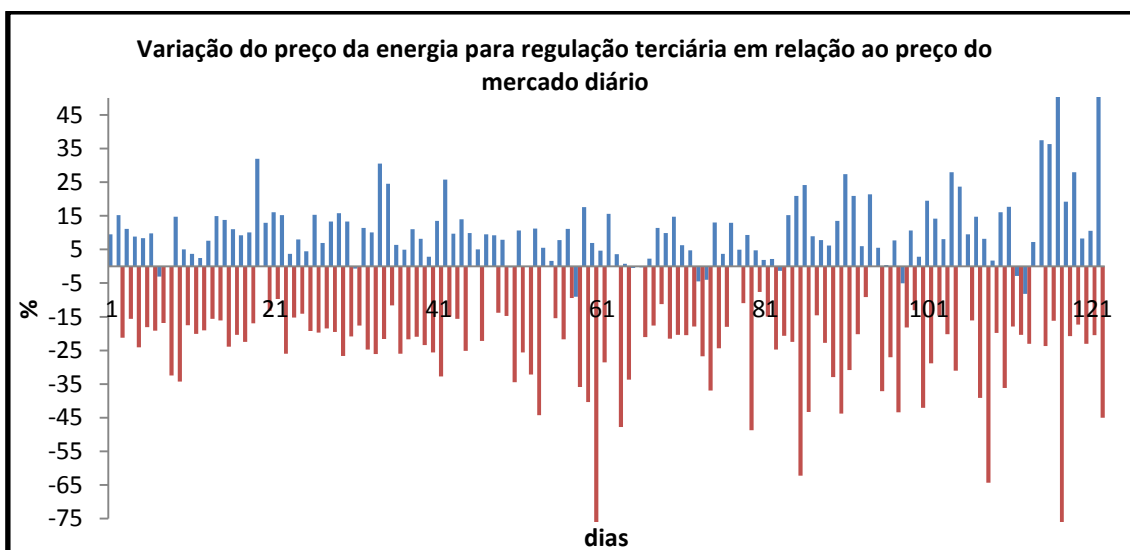


Gráfico 5.17 - Variação do preço de reserva terciária a subir (cor azul) e a descer (cor vermelha) face ao preço médio do mercado diário para os meses de Setembro, Outubro, Novembro e Dezembro.

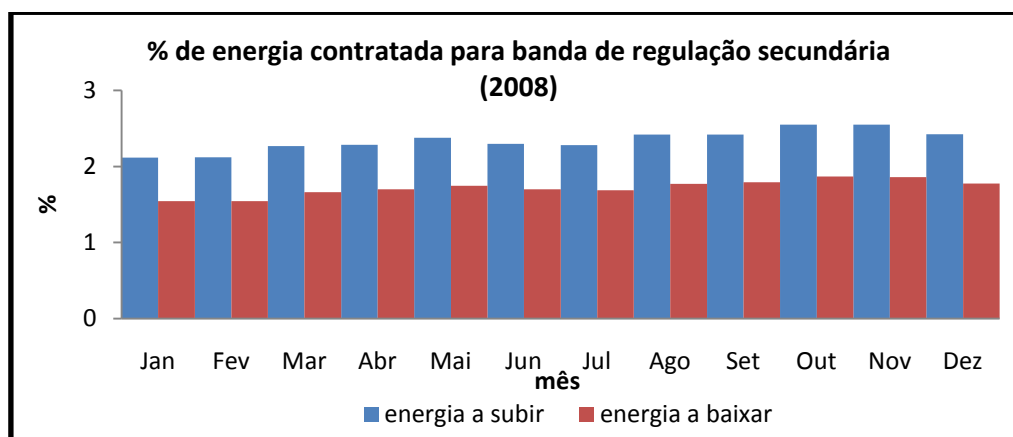
De modo a relatar a análise destes gráficos apresenta-se a Tabela 5.7.

Tabela 5.7 - Análise do preço de reserva terciária e preço do mercado diário (MD).

	Preço máximo (€/MWh)	Preço mínimo (€/MWh)	Preço médio (€/MWh)	Variação média (%)
Reserva terciária a subir	96,73217	0	72,870	10,144
Reserva terciária a descer	65,67	0	45,46367	-31,9789
MD	79,64958	46,295	66,55705	-

Comparando estes valores com os verificados nos quatro meses anteriores verifica-se que o preço médio da reserva terciária a subir sofre um aumento mais acentuado ao passar de 68,95 €/MWh para 72,87 €/MWh e o preço mínimo do mercado diário sofre uma diminuição ao passar de 50,51 €/MWh para 46,29 €/MWh.

Para perceber melhor as quantidades de energia contratadas e utilizadas destas reservas procedeu-se à análise que se segue. Trata-se de uma análise mensal para o ano de 2008. Esta análise seria muito interessante caso possuíssemos dados sobre as quantidades de energia contratadas e utilizadas de reservas em Portugal. Seria possível estabelecer uma comparação com Espanha e chegar a conclusões sobre a eficiência deste mercado.

**Gráfico 5.18** - Percentagem de energia contratada para banda de regulação secundária em relação ao consumo total de energia previsto no sistema espanhol (2008).

A energia contratada para regulação da reserva secundária situa-se entre os 1,5 % e os 2,5 % da energia prevista para cada mês. O Gráfico 5.18 ilustra essas percentagens, da quantidade de energia requerida para subir e para baixar. O valor médio destas energias contratadas é 1,7 % para descer de 2,2 % e para subir face à carga total prevista. Vejamos a partir do Gráfico 5.19 a percentagem de energia contratada para reserva relativamente à energia adquirida no mercado diário.

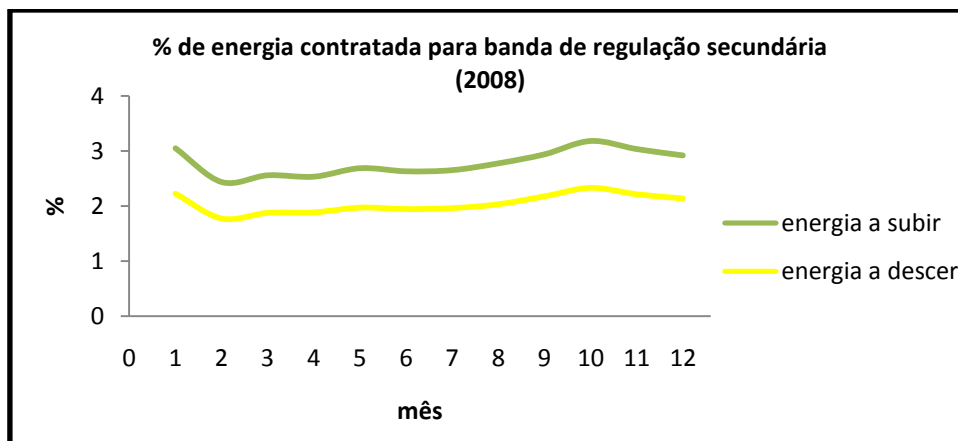


Gráfico 5.19 - Percentagem de energia contratada para banda secundária em relação à energia contratada no mercado diário (2008).

A energia de banda secundária a subir situa-se entre um mínimo de 2,4 % e um máximo de 3,2 % da energia contratada no mercado diário. A energia de reserva a descer está compreendida entre os 1,8 % e os 2,2 %.

Até agora falou-se da banda de energia contratada para reserva secundária. Seria também interessante saber que utilização o Operador de Sistema fez dessa energia contratada. O Gráfico 5.20 representa a percentagem da energia contratada que foi utilizada.

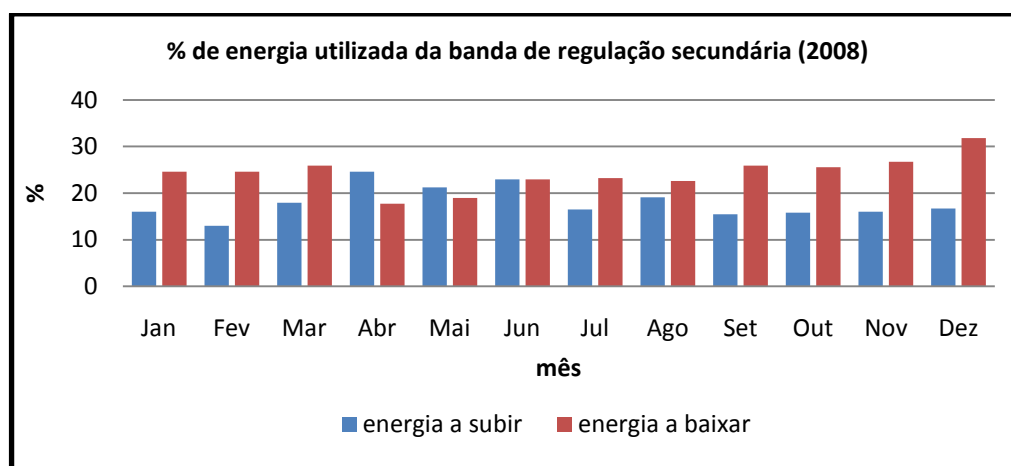


Gráfico 5.20 - Percentagem da energia utilizada da banda secundária contratada (2008).

Em 9 dos 12 meses do ano a regulação da reserva secundária no sentido de reduzir a produção foi mais utilizada do que a regulação para subir. Daqui depreende-se que geralmente é contratada energia por excesso nos mercados diários e intradiários, e que a previsão de consumo assume um maior erro por excesso. A variação mínima da energia mobilizada a subir situa-se nos 13 % e a variação máxima nos 24,6 %. Quanto à energia mobilizada para descer apresenta um mínimo de 17,7 % e um máximo de 31,8 %. Assim obteve-se uma média mensal de:

- 17,93 %, para a energia a subir;
- 24,22 %, para a energia a descer.

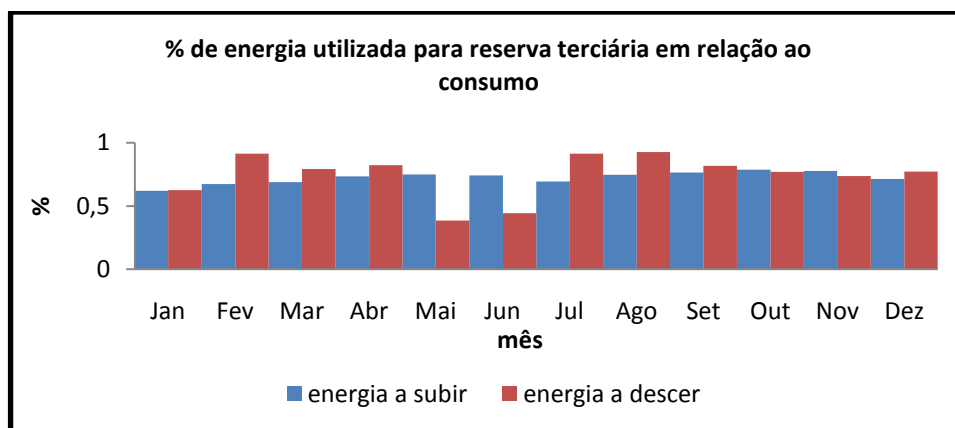


Gráfico 5.21 - Percentagem de energia utilizada de reserva terciária em relação ao consumo.

O Gráfico 5.21 ilustra a percentagem de reserva terciária relativamente à previsão de consumo. A média mensal tanto da energia a subir como a descer foi de 0,74 %. Assim como a da energia de regulação secundária, a reserva terciária geralmente apresenta uma utilização de energia para descer mais elevada do que a energia para subir.

O Gráfico 5.22 indica a percentagem de energia de reserva terciária utilizada face à energia de reserva secundária utilizada.

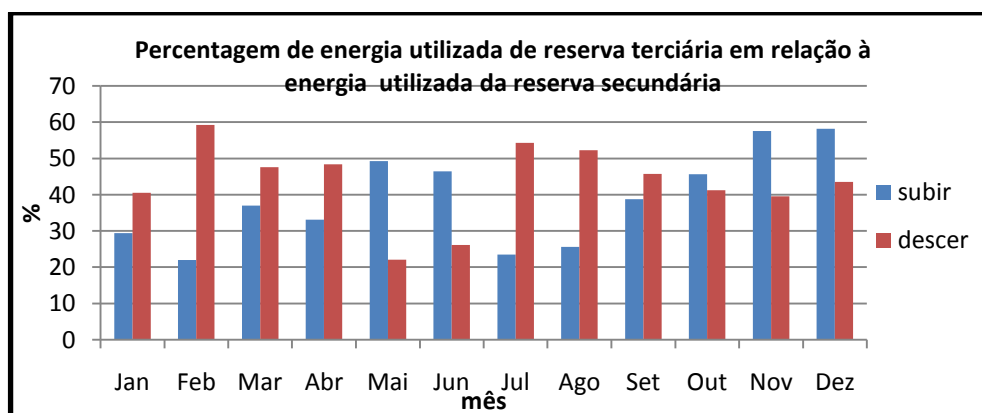


Gráfico 5.22 - Percentagem de energia de reserva terciária utilizada face o uso de energia secundária.

5.3 - Análise da variação do preço de reservas em relação ao preço do mercado diário em Portugal e Espanha para o mês de Setembro

Antes do arranque do mercado comum entre Portugal e Espanha, o menor preço do mercado diário em Espanha era patente, devido aos custos de produção serem mais reduzidos. Com o início do mercado Ibérico concorrencial essa diferença continuou visível num elevado número de horas, mas agora por um motivo diferente, a capacidade insuficiente

das linhas de interconexão. A violação destas restrições técnicas despoletará o mecanismo previsto para tratar estas situações de congestionamento, o *Market Splitting*, que permite estabelecer preços diferentes para as duas áreas.

A análise seguinte referente ao mês de Setembro de 2008 ilustra as variações dos preços das reservas em relação ao preço do mercado diário. O facto de a REN disponibilizar dados relativos aos preços de reserva a subir e a descer, não referenciando se se trata de reserva secundária e ou terciária leva-nos a uma possível conclusão que durante a operação em tempo real, não tenha existido actualização da reserva terciária sempre que esta restitui os níveis de reserva secundária. Esta actualização provocaria uma diferenciação de preços entre a reserva secundária e terciária para uma determinada hora, visto que novas ofertas de preço mais elevado seriam contratadas. Contudo, isso será um pouco improvável visto que traria riscos de segurança para sistema eléctrico. Sendo assim, apesar de não se conhecer a que tipo de reserva se refere o preço publicado no sítio da REN, será efectuada uma comparação com o preço de reserva secundária e com o preço de reserva terciária verificado em Espanha.

Esta comparação recai na variação do preço de cada reserva face ao preço do mercado diário, já que a análise efectiva dos preços não teria qualquer apreciação na comparação entre os dois países.

Nestas condições, o Gráfico 5.23 e o Gráfico 5.24 comparam as variações dos preços da reserva a subir e a descer em Portugal com a reserva secundária e terciária a subir e descer em Espanha em relação ao preço médio do mercado diário para o mês de Setembro. O valor percentual negativo indica que o preço de reserva é inferior ao preço do mercado diário. Esta comparação recai numa base do preço do mercado diário depois de ocorrer o *Market Splitting*, o que significa, que as variações dos preços das reservas em Portugal estão afectadas pelo custo adicional devido ao congestionamento das linhas de interconexão. Tomando partido disto analisemos as variações das reservas em relação ao preço médio do mercado diário.

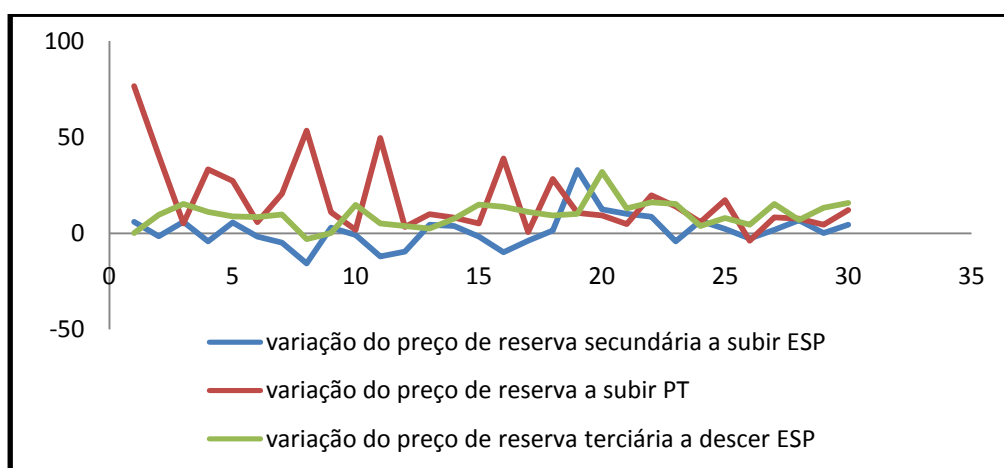


Gráfico 5.23 - Variação do preço de reserva a subir em Portugal e variações do preço da reserva secundária e terciária a subir em Espanha em Setembro de 2008.

A variação do preço de reserva a subir em Portugal revela picos elevados e mudanças abruptas. o preço da reserva secundária a subir em Espanha apresenta variações menos reduzidas face ao preço do mercado diário e tem variações menos repentinas. À semelhança

da reserva secundária a subir, a reserva terciária em Espanha não possui variações tão elevadas como em Portugal. As variações em Portugal são mais acentuadas no início do mês, aproximando-se das variações em Espanha no final do mês. A variação do preço da reserva terciária em Espanha é geralmente superior à variação do preço da reserva secundária em Espanha. Esta situação já era de esperar já que a reserva secundária é paga ao preço marginal da reserva terciária, e quando a reserva terciária é utilizada, novas ofertas e mais caras terão de ser contratadas.

Esta caracterização da curva de reserva a subir em Portugal leva a colocar a possibilidade de o preço publicado no site da REN se referir ao preço de reserva terciária.

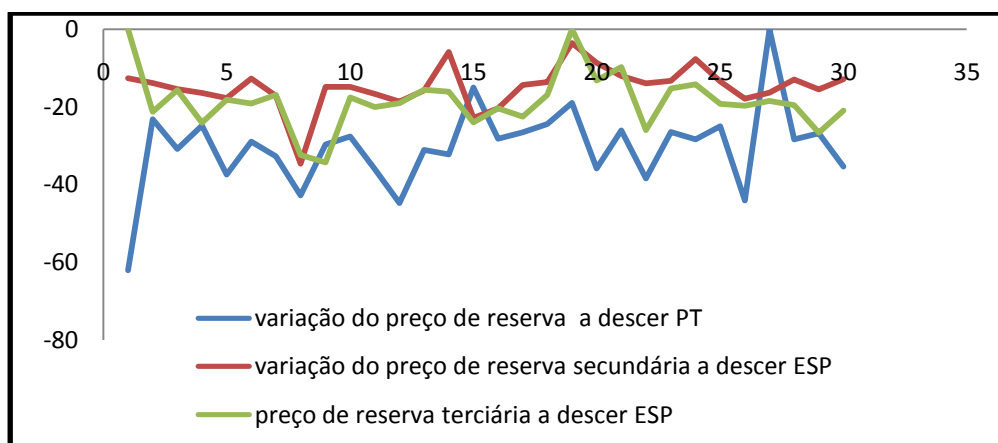


Gráfico 5.24 - Variação do preço de reserva a descer em Portugal e variações do preço da reserva secundária e terciária a descer em Espanha para Setembro de 2008.

O Gráfico 5.24 permite verificar que o preço da reserva a descer em Portugal apresenta maiores variações do que o preço da reserva secundária a descer em Espanha, atingindo uma variação máxima de 62,07 % face aos 34,56 % de Espanha.

Ao comparar a variação do preço da reserva terciária a descer em Espanha com a variação do preço da reserva a descer em Portugal verifica-se que continua a ser mais elevada em Portugal. Contudo as variações do preço da reserva terciária aproximam-se mais do que as variações dos preços referentes à reserva secundária.

Capítulo 6

Conclusão e perspectivas futuras

O processo de reestruturação do sector eléctrico impulsionou desenvolvimentos na organização da parte económica, os mercados de electricidade e, da parte técnica, a operação do sistema eléctrico. A consciencialização da necessidade de adoptar mecanismos de mercado cada vez mais eficientes coloca em curso uma série de modificações que pretendem induzir o aumento de concorrência e a transparência das operações. A intensiva coordenação entre todos os agentes está inerente ao bom funcionamento de todo o mercado de electricidade, o que exige uma clarificação dos direitos e obrigações de todos os agentes. A operação do sistema eléctrico envolve diversas tarefas de modo a manter o sistema com adequados níveis de segurança, fiabilidade e estabilidade. É com este objectivo que surgem os Serviços de Sistema. A necessidade de aumentar a liquidez do mercado de electricidade levou à criação de mercados para a aquisição destes serviços, sendo também sujeitos a concorrência.

Questões como a falta de regulamentação, volatilidade dos preços de mercado, métodos de valorização, imputação de custos e inúmeros requisitos técnicos classificam o mercado de Serviços de Sistema como sendo de elevada complexidade. A importância da segurança de abastecimento aumenta o impacto dos Serviços de Sistema no mercado de electricidade.

Apesar da igualdade da função destes serviços em sistemas eléctricos de diferentes países, cada sistema adopta a estrutura e funcionamento que melhor se ajuste ao próprio mercado. Contudo podemos considerar a existência de três grupos distintos, a UCTE, a Nordel e a Grã-Bretanha, que se distinguem em relação aos níveis de reserva requeridos e aos tempos de actuação. Na gestão destes serviços surge o Operador de Sistema responsável por adquirir e explorar os serviços obtidos, impondo aos agentes a obrigação do seu fornecimento ou, através de mecanismo de mercado e ou através de contratos bilaterais. A selecção de uma metodologia depende dos tipos de fornecedores, da concentração de agentes fornecedores e, das estratégias estabelecidas na sua área de controlo. A função de comprador único do Operador de Sistema tem sido a mais adoptada em vários sistemas, facilitando a transparência e eficácia da gestão dos mesmos, nomeadamente, na alocação dos custos, remunerações dos agentes, e níveis de reservas requeridos. A existência de ofertas de compra destes serviços por parte dos agentes de mercado tem sido cada vez mais posta de lado.

Os serviços que englobam este grupo de operações são o controlo de tensão, reposição de sistema, reservas de regulação de controlo de frequência e resolução de restrições técnicas. Em relação aos dois primeiros facilmente se estabelecem analogias entre vários sistemas. Já a regulação de controlo de frequência adquire diferentes nomenclaturas, assim como diferentes etapas de operação. No sistema UCTE o controlo da frequência contem três reservas distintas por tempo de actuação, são elas a reserva primária, a reserva secundária e a reserva terciária. Nos EUA o controlo de frequência/potência activa está dividido de outra forma. Existem reservas sincronizadas semelhantes à reserva primária, contudo dividida em vários tempos de actuação. O mesmo se passa com a reserva secundária analogamente comparável com o serviço de regulação através do AGC. Neste mesmo contexto de reservas surgem ainda as reservas não sincronizadas e as suplementares, semelhante à reserva terciária, diferindo apenas no que se refere aos tempos de actuação e duração. A organização e funcionamento dos serviços de sistemas nos EUA estão bastante bem estabelecidos. A maior distinção e separação de serviços colocam os agentes em maior concorrência, visto que podem apresentar ofertas de serviços mais de acordo com as características dos equipamentos que possuem.

A metodologia de contratação de ofertas nos mercados pode ocorrer em diferentes processos: ao preço marginal - as ofertas contratadas são pagas ao preço da última oferta aceite; *Pay as Bid* - as ofertas contratadas são pagas ao preço oferecido pelos agentes. A remuneração de cada serviço pode variar desde parcelas fixas, disponibilidade de capacidade, disponibilidade de fornecimento e utilização efectiva do serviço.

A publicação das directivas europeias tem apontado para uma harmonização dos mercados de electricidade. Neste sentido, Portugal e Espanha, seguiram o exemplo dos países nórdicos e criaram um mercado comum, o Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL). Assim como os mercados de energia, têm surgido diversos estudos sobre a harmonização dos mercados de Serviços de Sistema entre diferentes áreas. Um mercado comum de Serviços de Sistemas provocaria a redução dos custos envolventes, aumentaria a segurança de abastecimento e, consequentemente traria maior liquidez a este mercado. Os mercados de Serviços de Sistema em Portugal e Espanha aparentam convergir para uma cooperação entre os Operadores de Sistema. Quando olhamos para o manual de procedimentos do Operador de Sistema e para os serviços e mercados envolvidos é notória a existência de parecenças. O recente arranque dos mercados de reservas em Portugal em 1 de Julho de 2007 indica que a harmonização será lenta. Em Espanha existem já 10 anos de experiência e é patente o seu estado de maior desenvolvimento quando comparado com Portugal. Os mercados existentes em Espanha não passam apenas pelos mercados de reserva secundária e terciária, existindo para além desses, um mercado para resolução de restrições técnicas, um mercado para gestão de desvios e um mercado de garantia de potência.

A análise dos Serviços de Sistema realizada neste documento fica prejudicada devido aos reduzidos dados publicados relativamente ao mercado de reserva secundária e terciária em Portugal. A análise da informação relativa a estes mercados poderia permitir aos agentes de mercado reduzir os custos de oportunidade presentes nas suas ofertas e, assim, reduzir o encargo suportado por todos os consumidores.

Como seria de esperar os preços de reserva em Espanha possuem um valor inferior aos preços de reserva em Portugal, tendo como justificação os custos de produção em Espanha

serem mais reduzidos. O preço médio diário de reserva em Portugal foi de 80,28 €/MWh para reserva a subir e 50,32 €/MWh para a reserva a descer no período de Julho a Dezembro de 2008. Em Espanha o preço de reserva terciária a subir fixou-se em 69,67 €/MWh e o preço de reserva a descer em 44,73 €/MWh para o período de Janeiro a Dezembro de 2008. Comparando os preços de reserva em Portugal com a reserva terciária em Espanha que possui preços mais elevados, chega-se a uma diferença de aproximadamente 10 €/MWh para a reserva a subir e uma diferença de 5,59 €/MWh para reserva a descer.

Estas diferenças sugerem o interesse de se caminhar no sentido de uma harmonização técnica crescente que possibilite passar-se de dois mercados de reservas distintos, um por área de controlo, para um mercado de reservas integrado em toda a península. Uma evolução deste género exigiria uma cooperação acrescida entre os Operadores de Sistema de Portugal e Espanha mas permitiria reduzir os encargos de gestão global do sistema suportados por todos os consumidores.

Referências Bibliográficas

- [1] S. PRATRÍCIA PEREIRA, “O Sector da Energia Eléctrica na União Europeia”, Universidade de Coimbra, 2007.
- [2] J.T. SARAIVA, J.L. PEREIRA DA SILVA, M.T. PONCE DE LEÃO, “Mercados de Electricidade - Regulação e Tarificação do Uso das Redes”, FEUPedições, 2002.
- [3] JOSÉ P. SUCENA PAIVA, JOSÉ M. FERREIRA DE JESUS, “Mercado Ibérico de Electricidade - Comentários ao Documento de Discussão CNE-ERSE de Dezembro de 2001”, IST, Janeiro 2002.
- [4] MANUEL A. MATOS, J. PEÇAS LOPES, J.TOMÉ SARAIVA, M.T. PONCE LEÃO, “Mercado Ibérico de Electricidade - Comentários ao Documento de Discussão CNE-ERSE de Dezembro 2001”, INESCPorto e FEUP, Janeiro 2002.
- [5] Christos Papoutsis, “El mercado único europeo de la Electricidad”, Miembro de la Comisión Europea, 1 de enero 1999.
- [6] J. TOMÉ SARAIVA, “Reestruturação do Sector Eléctrico - Experiências e Desafios”, 3º Encontro Nacional do Colégio de Engenharia Electrotécnica, Ordem de Engenheiros do Porto, Janeiro 1997.
- [7] A. DUARTE, “Previsão de Preços de Energia Eléctrica em Mercados de Electricidade - Horizonte de uma Semana”, Tese de Mestrado, FEUP, Julho 2008.
- [8] A. CÁTIA, “Aplicação para Tratamento de Congestionamentos em Redes de Transmissão de Energia Eléctrica Utilizando o “*Market Splitting*””, Tese de Mestrado, FEUP, Março de 2008.
- [9] Directiva 96/92/CE.
- [10] Directiva 2003/54/CE.
- [11] Anual Report Nordel 2005. Disponível em www.nordel.org
- [12] Comisión Nacional de Energía. Disponível em www.cne.es.
- [13] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. Disponível em www.erse.pt.
- [14] Relatório de Contas da REN 2007. Disponível em www.ren.pt.
- [15] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. Disponível em www.erse.pt.
- [16] Relatório Mensal de Agosto 2008. Disponível em www.ree.es.
- [17] Jorge Borges, “MIBEL and the Market Splitting” - 5th International Conference on the European Electricity Market, IEEE, 2008.
- [18] J. PENEDOS, “MIBEL”, REN, Setembro de 2007.

- [19] L. TOMA, I.UREUSCU, M. EREMIA, J.M.REVAZ, "Trading Ancillary Services for Frequency Regulation in Competitive Electricity Markets", IEEE, 2007.
- [20] X. WANG, Y. H. SONG, Q. LU, "A Coordinated Real-Time Optimal Dispatch Method for Unbundled Electricity Markets", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 17, No. 2, May 2002.
- [21] M. E. FLYNN, M. P. WALSH, M. J. O'MALLEY, "Efficient Use of Generator Resources in Emerging Electricity Markets", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 15, No. 1, February 2000.
- [22] H. OUYHRED, "The Design of Efficient Markets Structures for Ancillary Services", Proceedings of the 34th Hawaii International Conference on System Sciences, IEEE, 2001
- [23] H.SINGH, A. PAPELEXOPOULOS, "Competitive Procurement of Ancillary Services by an Independent System Operator", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, No. 2, May 1999.
- [24] A. PAPELEXOPOULOS, H. SINGH, "On the Various Design Options for Ancillary Services Markets", Proceedings of the 34th Hawaii International Conference on System Sciences IEEE, 2001.
- [25] I.KUZLE, D. BOSNJAK, S. TESNJAK, "An Overview of Ancillary Services in an Open Market Environment", Julho 2007.
- [26] System Operation Agreement. Disponível em www.nordel.org.
- [27] Artigo 35º Mecanismo de contratação de reserva do sistema - Regulamento do Sistema das Redes, 2007.
- [28] "Key Issues in Facilitating Cross-Border Trading of Tertiary Reserves and Energy Balancing", May 2006. Disponível em www.nordel.org.
- [29] www.esios.ree.es
- [30] Meadhbh E, Flynn, Michael P, Walsh, Mark J, O'Malley, "Efficient Use of Generation Resources in Emerging Electricity Markets, IEEE, 2000, pág. 241
- [31] Singh Harry, Papalexopoulos Alex, "Competitive Procurement of Ancillary Services by Independent System Operator", 1999, IEEE, pág. 503
- [32] Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema. Disponível em www.ren.pt
- [33] Proposta de Regulamento de Operação das Redes. Disponível em www.erse.pt
- [34] Procedimiento de Operación 7.1 Servicio Complementario de Regulación Primaria. Disponível em www.ree.es.
- [35] Procedimiento de Operación 7.2 Servicio Complementario de Regulación Secundaria. Disponível em www.ree.es.
- [36] Procedimiento de Operación 7.3 Servicio Complementario de Regulación Terciaria. Disponível em www.ree.es.
- [37] Procedimiento de Operación 7.4 Servicio Complementario de Control de Tensión de la Rede de Transporte. Disponível em www.ree.es.
- [38] Procedimiento de Operación 3.3 Resolución de los Desvios Generación-Consumo. Disponível em www.ree.es.
- [39] Procedimiento de Operación 3.2 Resolución de Restricciones Técnicas. Disponível em www.ree.es.
- [40] PJM Independent System Operator. Disponível www.pjm.org
- [41] NY Independent System Operator. Disponível www.nyiso.org
Procedimiento de Operación 14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema. www.ree.es.

Operador del Mercado Ibérico de Energia - Pólo Español. Disponível em www.omel.es.

E. HIRST, B. KIRBY, "Ancillary Services "Ancillary Services", Oak Ridge National Laboratory, 1997.

TONG WU, M. ROTHLEDER, Z. ALAYWAN, A. D. PAPALEXOPOULOS, "Pricing Energy and Ancillary Services in Integrated Market Systems by an Optimal Power Flow", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, No. 1, February 2004.

JOSÉ F. RESTREPO, F. D. GALIANA, "Unit Commitment With Primary Frequency Regulation Constraints", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 20, No. 4, November 2005.

G. VERBIC, F. GUBINA, "Cost-Based Models for the Power-Reserve Pricing of Frequency Control", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, No. 4, November 2004.