



INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA

Área Departamental de Engenharia Eletrotécnica de Energia e Automação



Minimizar o sobrecusto da redução da capacidade de interligação com recurso ao *Counter-Trading*

António Neves Cadima
(Licenciado em Engenharia Eletrotécnica)

Dissertação para a obtenção do grau de Mestre em
Engenharia Eletrotécnica – ramo de Energia

Orientador:

Prof. Rui José Oliveira Nóbrega Pestana

Júri:

Presidente:

Prof. José Manuel Prista do Valle Cardoso Igreja

Vogais:

Prof. Rui José Oliveira Nóbrega Pestana

Prof. Jorge Manuel Garcia Esteves

Julho de 2016



INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA

Área Departamental de Engenharia Eletrotécnica de Energia e Automação



Minimizar o sobrecusto da redução da capacidade de interligação com recurso ao *Counter-Trading*

António Neves Cadima
(Licenciado em Engenharia Eletrotécnica)

Dissertação para a obtenção do grau de Mestre em
Engenharia Eletrotécnica – ramo de Energia

Orientador:

Prof. Rui José Oliveira Nóbrega Pestana

Júri:

Presidente:

Prof. José Manuel Prista do Valle Cardoso Igreja

Vogais:

Prof. Rui José Oliveira Nóbrega Pestana

Prof. Jorge Manuel Garcia Esteves

Julho de 2016

Dissertação realizada sob orientação de:

Rui José Oliveira Nóbrega Pestana

Professor Adjunto Convidado da Área Departamental
de Engenharia Eletrotécnica de Energia e Automação

Resumo

A liberalização do setor elétrico proporcionou grandes mudanças e novos desafios, nomeadamente para a operação do sistema. Esta reestruturação conduziu à criação dos Mercados de Energia Elétrica, favorecendo o funcionamento competitivo das atividades de produção e comercialização, de modo a aumentar a transparência.

Neste contexto, as trocas de energia elétrica transfronteiriças aumentaram e tornaram-se mais dinâmicas, conduzindo ao aparecimento de congestionamentos na rede sempre que a capacidade nominal das linhas de transmissão é excedida.

Aos operadores de sistema compete a realização dos cálculos do programa de interligação, tentando responder às necessidades de consumo garantindo as condições de segurança do sistema de transmissão de energia elétrica.

No passado, o perfil de geração era relativamente fácil de prever, uma vez que, de dia para dia, se apresentava muito estável. Na atualidade, a natureza do trânsito de energia altera-se devido à variabilidade da localização das injeções de potência, provocadas pelo comércio transfronteiriço, assim como pela geração a partir de fontes de energia renovável, em particular de energia eólica.

Na presente dissertação é estudada a influência do cálculo do programa de interligação, explorando a sua capacidade máxima e comparando nas situações em que existiram congestionamentos. Igualmente neste trabalho, são estudadas as várias metodologias de resolução de congestionamentos nas linhas de interligação entre os mercados de Portugal e Espanha.

O estudo é posteriormente particularizado aos métodos que, devido às características técnicas apresentadas, se evidenciam na gestão e eliminação de congestionamentos. São assim analisados os mecanismos de *Market Splitting* e *Counter-Trading*, comparando-os num ambiente de simulação do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL).

Palavra-chave: Mercado Ibérico de Eletricidade; capacidade de interligação; mercados de energia; gestão de congestionamentos; *Market Splitting*; *Counter-Trading*.

Abstract

The electric system liberalization has provided great changes and new challenges, specifically for the system operation. This restructuring led to the creation of the Electricity Market, which favored the competitive functioning of the production and retailing activities, therefore increasing the transparency.

Accordingly, the cross-border electricity exchanges increased and have become more dynamic, bringing congestion management into the network every time the transmission lines exceed their nominal capacity.

The system operators' task is to provide the calculation for the interconnection program, trying to answer the consumption needs and assure the safety requirements of the electrical transmission system.

Previously, it was relatively easy to predict the generation profile, as it was very stable day by day. Nowadays, the nature of power flow changes due to the variability in the location of the power injections, caused by both the cross-border trade and the power generation from renewable sources, specially wind power.

This dissertation studies how the calculation influences the interconnection program, exploits its maximum capacity and makes comparisons between situations where congestion management has been observed. It also studies the different solution methodologies used in the congestion management registered in the interconnection lines between Spanish and Portuguese Markets.

Afterwards, the study focus on the methods that, due to its technical specifications, reveal better congestion management and elimination. Therefore, Market Splitting and Counter-Trading mechanisms are analyzed, comparing them in the Iberian Electricity Market (MIBEL) environment.

Keywords: Iberian Electricity Market; Interconnection capacity; electricity markets; congestion management; Market Splitting; Counter-Trading.

Agradecimentos

A realização desta dissertação para obtenção do grau de Mestre revelou-se uma tarefa exigente a todos os níveis, desde académico, profissional e pessoal. Foi uma experiência que me marcará para a vida e que só com o apoio e motivação por parte de um conjunto de pessoas consegui concretizar este grande objetivo. Assim, não poderia deixar de prestar algumas palavras sinceras de agradecimento.

Gostaria de começar por agradecer ao meu orientador, Professor Rui Pestana, pela sugestão do tema e pelo acompanhamento e supervisão indispensáveis à realização desta dissertação. O seu apoio e disponibilidade em ajudar a ultrapassar as dificuldades com que me deparei ao longo deste trabalho foram essenciais.

O meu segundo agradecimento é destinado a todos os meus colegas do ISEL que me acompanharam nesta caminhada, em especial a dois amigos que tive a sorte de conhecer e com quem tive o prazer de trabalhar: André Taveira e Miguel Marques.

Gostaria também de deixar o meu voto de agradecimento aos meus colegas da DTA/SEC - ANA Aeroportos pela oportunidade de integração numa excelente equipa profissional nesta nova fase da minha vida, e em particular ao meu chefe Eng. Edgar Carvalho por todo o apoio e compreensão prestados que permitiram a conclusão desta etapa.

Não poderia deixar de prestar os meus agradecimentos à minha família, pelo seu incondicional afeto, confiança demonstrada e força transmitida ao longo de toda a minha vida.

Ao meu irmão, meu grande amigo que está a iniciar uma nova etapa académica, agradeço a tranquilidade e apoio manifestados e que a conclusão deste trabalho sirva de inspiração e motivação para o futuro.

O meu maior agradecimento é dirigido aos meus pais a quem devo tudo o que sou hoje. Com 17 anos, foi-me proporcionada a oportunidade de estudar longe de casa, longe da família, longe dos pais. As dificuldades que passaram para que eu pudesse usufruir de uma oportunidade que eles nunca tiveram, foi o maior incentivo e a maior força que podia ter. O meu obrigado do fundo do coração.

Por último, mas não menos importante, quero agradecer a uma pessoa muito especial por toda a paciência que teve comigo, especialmente nestes últimos meses, e pelas palavras de apoio e segurança que sempre me transmitiu. Obrigado Débora.

Índice

Resumo.....	i
Abstract.....	iii
Agradecimentos	v
Índice de Tabelas	xi
Índice de Figuras.....	xiii
Lista de Acrónimos	xv
Lista de Símbolos.....	xvii
1 Introdução.....	3
1.1 Enquadramento/Estado da Arte	3
1.2 Motivação	4
1.3 Objetivo.....	5
1.4 Estrutura do Documento	6
1.5 Notação	7
2 Mercados de Energia Elétrica	11
2.1 Liberalização do Setor Elétrico.....	11
2.2 Modelos de Evolução do Setor Elétrico.....	13
2.2.1 Mercados tipo Pool.....	13
2.2.2 Propostas simples e complexas	18
2.2.2.1 Propostas Simples	18
2.2.2.2 Propostas Complexas	19
2.2.3 Contratos Bilaterais	20
2.2.3.1 Contratos Bilaterais Físicos	20
2.2.3.2 Contratos Bilaterais Financeiros	21
2.3 Perspetiva Histórica de vários Mercados de Eletricidade.....	22
2.3.1 Mercado Nórdico de Eletricidade (NordPool)	22
2.3.1.1 Evolução histórica.....	22

2.3.1.2	Funcionamento do Mercado Nórdico	23
2.3.2	Mercado Inglês e Galês da Eletricidade	25
2.3.2.1	Evolução Histórica	25
2.3.2.2	Funcionamento do Mercado do Reino Unido	26
2.3.3	PJM – Pennsylvania-New Jersey-Maryland.....	27
2.3.3.1	Evolução Histórica	27
2.3.3.2	Funcionamento do Mercado PJM	29
2.3.4	Mercado Ibérico de Eletricidade – MIBEL	30
2.3.4.1	Evolução histórica.....	30
2.3.4.2	Funcionamento do MIBEL	32
2.3.4.2.1	OMIE	32
2.3.4.2.1.1	Mercado diário.....	33
2.3.4.2.1.2	Mercado intradiário	34
2.3.4.2.2	OMIP.....	36
2.3.4.2.2.1	Mercado a Prazo	37
2.4	Metodologias para tratamento de congestionamentos	38
2.4.1	Regras explícitas.....	39
2.4.1.1	<i>First come, first served</i>	39
2.4.1.2	<i>Pro-Rata</i>	40
2.4.2	Alocação de capacidade de interligação	41
2.4.2.1	Leilões explícitos	41
2.4.2.2	Leilões implícitos	42
2.4.2.2.1	<i>Market Coupling</i>	42
2.4.2.2.2	<i>Market Splitting</i>	43
2.4.3	Resolução de Congestionamentos	46
2.4.3.1	Redespacho	47
2.4.3.1.1	Redespacho sem alteração do programa na interligação....	47
2.4.3.1.1.1	Redespacho Interno	47

2.4.3.1.1.2	Redespacho Coordenado	48
2.4.3.1.2	Redespacho com alteração do programa na interligação ...	48
2.4.3.1.2.1	Redespacho Conjunto Otimizado	48
2.4.3.1.2.2	<i>Counter-Trading</i>	50
2.4.3.1.2.3	Limitação de Transações Transfronteiriças	51
2.4.4	Comparação entre metodologias e conclusões	51
3	Metodologia e Abordagem Teórica Utilizada	57
3.1	Introdução	57
3.2	Aspetos gerais	57
3.2.1	Seleção das horas de estudo	57
3.2.2	Ofertas de compra e venda de energia elétrica	59
3.2.3	Regras de cálculo do preço marginal	61
3.2.3.1	Caso em que a venda marca preço	62
3.2.3.2	Caso em que a compra marca preço	63
3.2.3.3	Caso em que o valor médio marca preço	64
3.2.3.4	CrITÉrio de aceitação de propostas de preços iguais	65
3.3	Metodologia	66
3.3.1	CrITÉrios para o cálculo do novo preço marginal	66
3.3.2	Construção da metodologia	69
3.3.3	Comparação económica <i>Counter-Trading Vs Market Splitting</i>	76
3.3.3.1	Dados de entrada	76
3.3.3.2	Formulação do ficheiro de simulação	77
3.3.3.2.1	Mercado com <i>Market Splitting</i>	78
3.3.3.2.2	Mercado Único (sem <i>Market Splitting</i>)	78
3.3.3.2.3	Mercado com <i>Counter-Trading</i>	79
4	Resultados	84
4.1	Cálculo da capacidade de interligação	84
4.2	Resultados do mercado	88

4.2.1	Preços Marginais	88
4.2.2	Quantidades de energia necessária	89
4.2.3	Resultados económicos do mercado.....	90
4.2.4	Comparação percentual dos resultados económicos do mercado.....	92
4.3	Resumo dos resultados do mercado	93
5	Conclusões	100
5.1	Desenvolvimentos futuros	102
	Referências Bibliográficas	106
	Anexo A – Seleção das horas de estudo	112
	Anexo B – Quantidades de energia comprada	114
	Anexo C – Resultados do mercado	115

Índice de Tabelas

Tabela 2.1 - Caraterísticas de algumas Bolsas de Eletricidade.....	18
Tabela 2.2 - Caraterísticas técnicas principais dos mecanismos de alocação de capacidade de interligação.....	53
Tabela 2.3 - Caraterísticas técnicas principais dos mecanismos de resolução de congestionamentos.....	53
Tabela 3.1 – Exemplo da informação das propostas de compra/venda de energia presente nos ficheiros disponibilizados no OMIE	59
Tabela 3.2 – Exemplo da informação do programa de interligação presente nos ficheiros disponibilizados	60
Tabela 3.3 – Exemplo do excesso de propostas de compra para o cálculo do preço marginal	65
Tabela 3.4 – Horas de Outubro e Dezembro de 2013 que cumprem todos os critérios para o cálculo do preço marginal.....	67
Tabela 3.5 – Propostas de Compra e Venda de Energia em Portugal (H5 – 01/10/2013). 70	
Tabela 3.6 – Propostas de Compra e Venda de Energia em Espanha (H5 – 01/10/2013). 70	
Tabela 3.7 – Tabela resumo do cálculo do preço marginal da H5 – 01/10/2013	75
Tabela 3.8 – Tabelas de Portugal e Espanha para introdução dos dados de entrada	76
Tabela 3.9 – Tabelas de Portugal e Espanha para introdução dos dados de entrada	77
Tabela 4.1 – Resultados da capacidade de interligação	84
Tabela 4.2 – Preços Marginais – hora 5, dia 01-10-2013	88
Tabela 4.3 – Quantidade de energia necessária – hora 5, dia 01-10-2013.....	89
Tabela 4.4 – Resultados económicos do mercado – hora 5, dia 01-10-2013.....	90
Tabela 4.5 – Comparação percentual dos resultados económicos do mercado – hora 5, dia 01-10-2013.....	92

Índice de Figuras

Figura 1.1 – Evolução dos congestionamentos na capacidade de interligação disponível para fins comerciais	4
Figura 2.1 - Modelo de Mercado em <i>Pool</i>	14
Figura 2.2 - Funcionamento de um Mercado em <i>Pool</i> Simétrico.....	16
Figura 2.3 - Funcionamento de um Mercado em <i>Pool</i> Assimétrico	17
Figura 2.4 - Propostas de compra e venda de energia, considerando apenas propostas simples	19
Figura 2.5 - Propostas de compra e venda de energia, incluindo as propostas complexas	19
Figura 2.6 - Representação gráfica de um contrato às diferenças.....	21
Figura 2.7 - Diferentes fontes de produção nos países nórdicos em 2010.....	24
Figura 2.8 - Áreas de atuação do PJM	29
Figura 2.9 - Exemplo da curva de oferta e procura para determinação do preço de mercado da energia elétrica	33
Figura 2.10 - Mercado diário, exemplo de três horas onde existiu <i>Market Splitting</i>	34
Figura 2.11 - Mercado intradiário	35
Figura 2.12 - Horários para cada sessão do mercado intradiário	35
Figura 2.13 - Curva oferta e procura para o mercado integrado	45
Figura 2.14 - Curva oferta e procura em <i>Market Splitting</i>	46
Figura 3.1 – Determinação do preço marginal – caso em que a venda marca preço.....	62
Figura 3.2 – Determinação do preço marginal – caso em que a compra marca preço	63
Figura 3.3 – Determinação do preço marginal – caso em que valor médio marca preço ..	64
Figura 3.4 – Cálculo do novo preço marginal.....	69
Figura 4.1 – Comparação dos preços marginais dos mercados com <i>Market Splitting</i> com o Mercado Único.....	86
Figura 4.2 – Comparação das capacidades de interligação.....	87

Figura 4.3 – Benefício do <i>Counter-Trading</i> para os consumidores tendo por base o <i>Market Splitting</i>	94
Figura 4.4 – Benefício do <i>Counter-Trading</i> para os produtores tendo por base o <i>Market Splitting</i>	95
Figura 4.5 – Benefício do <i>Counter-Trading</i> comparando todos os participantes no mercado tendo por base o <i>Market Splitting</i>	96

Lista de Acrónimos

MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
PURPA	<i>Public Utility Regulatory Act</i>
NETA	<i>New Electricity Trading Arrangements</i>
PJM	<i>Pennsylvania-New Jersey-Maryland</i>
PM	Preço de mercado
CEGB	<i>Central Electricity Generating Board</i>
NGC	<i>National Grid Company</i>
BETA	<i>British Electricity Trading Arrangements</i>
NGT	<i>National Grid Transco</i>
ESM	<i>Energy Management System</i>
FERC	<i>Federal Energy Regulatory Commission</i>
LMP	<i>Locational Marginal Prices</i>
OMEL	Operador do Mercado físico MIBEL
OMIP	Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português)
OMIE	Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Espanhol)
OMI	Operador de Mercado Ibérico
OTC	<i>Over-the-Counter</i>
CNMC	<i>Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia</i>
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
TMC	<i>Trilateral Market Coupling</i>
PRE	Produção em Regime Especial

Lista de Símbolos

ES	Mercado Espanhol
PT	Mercado Português
P	Preço marginal do sistema
Q	Quantidade de energia a produzir
λ_{pt}	Preço marginal do mercado Português
λ_{es}	Preço marginal do mercado Espanhol
E_{pt}	Quantidade de energia da proposta de agente do mercado em Portugal
E_{es}	Quantidade de energia da proposta de agente do mercado em Espanha
λ	Preço marginal do mercado com <i>Market Splitting</i>
λ_I	Preço marginal ibérico (Mercado Único)
C_{MS}	Valor a pagar pelos consumidores no mercado com <i>Market Splitting</i>
C_{MU}	Valor a pagar pelos consumidores no Mercado Único
C_{CT}	Valor a pagar pelos consumidores no mercado com <i>Counter-Trading</i>
R_{MS}	Valor a receber pelos produtores no mercado com <i>Market Splitting</i>
R_{MU}	Valor a receber pelos produtores no Mercado Único
R_{I_CT}	Valor a receber pelos produtores do mercado importador com <i>Market Splitting</i>
R_{E_CT}	Valor a receber pelos produtores do mercado exportador no Mercado Único
Q_{MS}	Quantidade de energia comprada no mercado com <i>Market Splitting</i>
Q_{MU}	Quantidade de energia comprada no Mercado Único
<i>Prog_Int</i>	Programa de interligação no fecho do mercado
<i>Prog_Int</i> ⁺	Programa de interligação necessário num mercado sem <i>Market Splitting</i>
E_{imp}	Energia da proposta de venda do mercado importador
P_{imp}	Preço da proposta de venda do mercado importador

Capítulo 1

Introdução

Neste capítulo é realizada uma introdução à temática dos mercados de energia elétrica. Apresenta-se o enquadramento da dissertação, algumas ideias fundamentais que motivaram a abordagem a esta temática e o objeto de estudo. Descreve-se ainda a forma como o texto está organizado, assim como a notação utilizada neste trabalho.

1 Introdução

1.1 Enquadramento/Estado da Arte

O trabalho da presente dissertação foi efetuado no âmbito da conclusão do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Ramo de Energia. O tema objeto insere-se na área de especialização em Mercados de Energia Elétrica, permitindo analisar e compreender de uma forma geral o funcionamento dos principais Mercados, com maior enfoque para o Mercado de Eletricidade português, integrado no MIBEL – Mercado Ibérico de Eletricidade.

O setor da energia elétrica tem assistido a mudanças consideráveis nos últimos anos com o objetivo de se tornar cada vez mais liberalizado e competitivo. Quando, em 1973, se deu o primeiro choque petrolífero nos EUA, foi o primeiro sinal que algo se teria de fazer para tornar o setor elétrico mais eficiente.

A desverticalização das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de energia elétrica foi o principal resultado da liberalização do setor, permitindo assim a entrada de novas empresas, que por sua vez levaram ao aparecimento de concorrência. Como fruto dessa concorrência, surge uma maior eficiência na gestão e organização do sector, que se refletirá no preço pago por todos os utilizadores da energia elétrica.

A criação dos mercados de energia elétrica permitiu chegar aos cidadãos e às empresas as vantagens da liberalização do setor elétrico, em termos de melhor preço e serviço.

Desde o arranque do MIBEL em 2007, que se tem verificado uma grande evolução da eficiência do mercado. Atualmente, o MIBEL já é dos mercados mais líquidos da Europa, com preços comparáveis aos restantes mercados. Relativamente à utilização da capacidade de interligação, a tendência tem sido a redução do número de horas em que a interligação esteve congestionada, tal como é ilustrado na figura seguinte [5]:

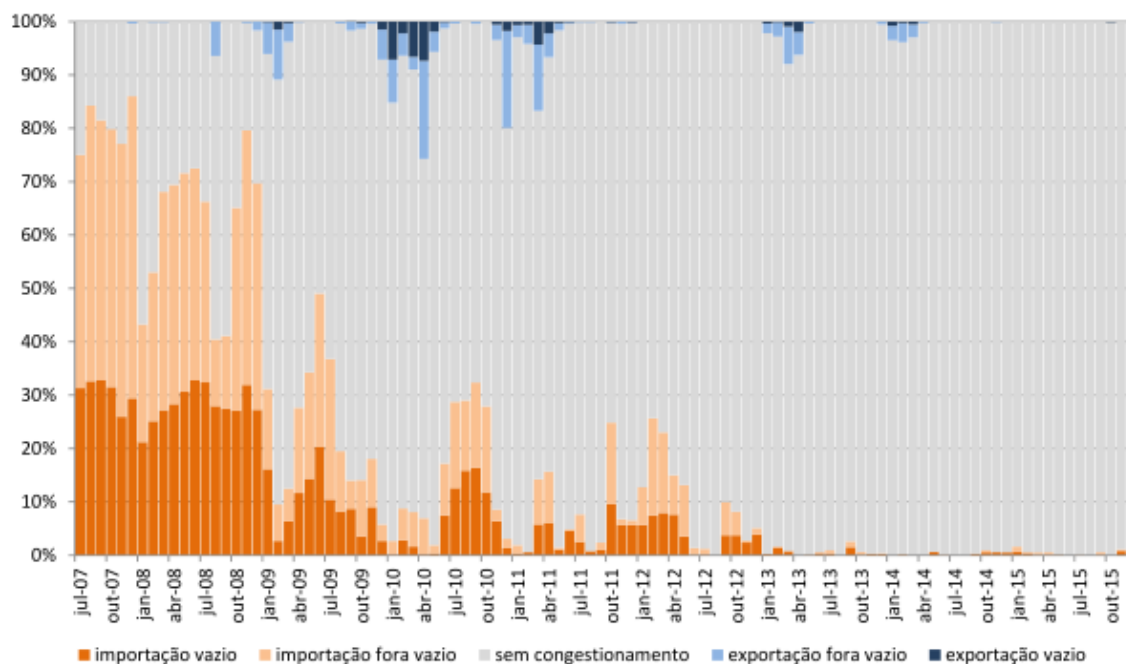


Figura 1.1 – Evolução dos congestionamentos na capacidade de interligação disponível para fins comerciais

Embora o número de horas em que a interligação esteve congestionada corresponda a aproximadamente 2% em 2015 (cerca de 200 horas ao longo do ano), ainda há capacidade para melhorar.

Quando a capacidade de interligação de uma determinada hora não permite transacionar toda a energia necessária, o MIBEL utiliza como mecanismo para tratamento de congestionamentos o *Market Splitting* que corresponde a uma separação dos mercados onde cada mercado tem um preço marginal diferente. Existem vários mecanismos alternativos utilizados noutros mercados, que serão estudados ao longo deste trabalho.

1.2 Motivação

A crescente preocupação com o meio ambiente, associado à evolução do setor elétrico, tem contribuído para que as energias renováveis surjam como uma alternativa cada vez mais sustentável na produção da energia elétrica. Não obstante, esta maior utilização das energias de fonte renovável provoca maior dificuldade no cálculo da capacidade de interligação devido à sua natural variabilidade.

O problema inerente ao cálculo do programa de interligação visa conhecer, com alguma antecedência, o comportamento do mercado de energia elétrica de modo a evitar recorrer à

utilização de mecanismos para tratamento de congestionamento nas horas em que a interligação seja menor que o fluxo de energia necessário para satisfazer o consumo e assim menores serão as diferenças de preços¹ entre os mercados subjacentes ao MIBEL.

No entanto, este tipo de cálculos apresenta uma grande complexidade, uma vez que praticamente todo o mercado apresenta uma grande variabilidade. Se as propostas apresentadas pelos participantes de mercado são fixas², a necessidade de consumo pode variar ou mesmo as energias renováveis não são lineares. Isto faz com que qualquer estudo que seja feito para o mercado diário de energia apresente um grande desafio.

Este tipo de cálculo apresenta também um papel muito importante ao nível económico, uma vez que quanto menor for o erro associado, menor será a necessidade de aplicação dos mecanismos para tratamento de congestionamentos que têm custos associados à sua utilização suportados pelos operadores de mercado ou pelos consumidores.

Atualmente o *Market Splitting* é o mecanismo para tratamento de congestionamentos utilizado no MIBEL, sendo os custos suportados pelos consumidores. Contudo, existem outros mecanismos onde os consumidores de ambos os mercados pagam o mesmo preço marginal pela energia elétrica, ficando os custos ao encargo dos operadores de mercado – *Counter-Trading*.

É precisamente neste contexto que recai o tema abordado na presente dissertação, onde se vai estudar o *Counter-Trading* como forma de minimizar o sobrecurso da capacidade de interligação nas horas em que o programa de interligação calculado não permitiu que as reais necessidades do mercado fossem satisfeitas.

1.3 Objetivo

O *Counter-Trading* é um mecanismo para tratamento de congestionamentos pouco utilizado no panorama dos mercados de energia elétrica por ser um mecanismo que acarreta maiores custos aos operadores do sistema. Nessa perspetiva, é claramente uma desvantagem do ponto de vista das entidades que coordenam o mercado. Em relação aos consumidores,

¹ Considerando a utilização do *Market Splitting* como mecanismo para tratamento de congestionamentos.

² Na realidade não é bem assim, pois existem propostas complexas apresentadas pelos produtores que, devido a não serem economicamente rentáveis ou tecnicamente possíveis, apenas são aceites se preencherem determinadas condições.

a utilização deste mecanismo pode ter interpretações diferentes, conforme os consumidores pertençam ao mercado importador ou exportador.

A presente dissertação pretende expor as vantagens e desvantagem da utilização do mecanismo para tratamento de congestionamentos *Counter-Trading*, analisando dentro da perspectiva dos mercados importador e exportador, o ponto de vista dos consumidores e dos produtores.

Numa primeira fase serão calculados os preços marginais numa ótica de existir uma capacidade de interligação superior àquela que afetivamente fechou o mercado. Estes resultados irão permitir analisar a influência do cálculo do programa de interligação na diferença de preços marginais em cada hora e conseqüentemente nos resultados económicos para cada um dos participantes do mercado.

Posteriormente, serão calculados os resultados económicos de um mercado com *Counter-Trading*. Estes resultados serão comparados com os resultados de um mercado utilizando o *Market Splitting*, permitindo assim obter a solução teórica mais vantajosa economicamente.

1.4 Estrutura do Documento

Esta dissertação está organizada em 5 capítulos distintos, partindo de uma abordagem geral para o aprofundar do tema em estudo de capítulo para capítulo.

No capítulo 1 é feito um enquadramento à temática dos mercados de energia elétrica e na sua importância após a liberalização do setor elétrico. É ainda referida a motivação e o objetivo deste trabalho. De maneira a facilitar a compreensão e leitura da dissertação é apresentada a notação usada neste documento.

O capítulo 2 é iniciado com uma breve descrição da evolução do setor elétrico e da liberalização do mesmo. É também realizada uma abordagem sobre os principais mercados de energia elétrica e o princípio de funcionamento inerente a cada um. Por fim, é apresentada a descrição dos principais mecanismos para tratamento de congestionamentos, com especial atenção para o *Market Splitting* e *Counter-Trading*.

No capítulo 3 é feita uma abordagem à metodologia utilizada nesta dissertação. Começa-se por apresentar o método de cálculo dos preços marginais do MIBEL numa perspectiva do programa de interligação ser superior ao que efetivamente se verificou no fecho do mercado. Posteriormente será apresentada a construção do método de cálculo que visa

comparar os resultados económicos da utilização dos mecanismos *Market Splitting* e *Counter-Trading*.

No capítulo 4 são apresentados os resultados finais da aplicação da metodologia de cálculo desenvolvida, sendo realizada uma análise comparativa entre os resultados para todas as horas em estudo.

No capítulo 5 são apresentadas as principais conclusões acerca do trabalho realizado nos capítulos anteriores e apresentada a proposta de desenvolvimento futuro.

1.5 Notação

Ao longo do presente documento poderão identificar-se as referências bibliográficas que serão representadas entre parênteses retos [], da mesma forma que a numeração de expressões/equações será apresentada entre parênteses curvos () e terá dois algarismos, sendo o primeiro referente ao número do capítulo correspondente e o segundo representa o número da equação em cada capítulo. Relativamente às figuras e tabelas, serão apresentadas igualmente com dois algarismos com referência ao capítulo em que são apresentadas e numeradas de forma sequencial.

As listas de acrónimos e símbolos serão apresentadas posteriormente aos índices de tabelas e figuras.

De referir que as expressões escritas numa língua que não a portuguesa serão apresentadas com formatação em itálico.

As referências bibliográficas serão indicadas de acordo com a norma IEEE – *Institute of Electrical and Electronics Engineers*.

Capítulo 2

Mercados de Energia Elétrica

Neste capítulo é feita uma abordagem teórica aos Mercados de Energia Elétrica, desde a sua evolução histórica, à evolução do setor elétrico em geral. São também apresentados os modelos de funcionamento dos mercados, e as metodologias para tratamento de congestionamento, com especial atenção para as metodologias implementadas no MIBEL – Market Splitting e Counter-Trading.

2 Mercados de Energia Elétrica

2.1 Liberalização do Setor Elétrico

Desde que a produção e comercialização de energia elétrica tiveram início em finais do século XIX, com a primeira central elétrica inaugurada em 1892, em Nova Iorque, que o setor elétrico tem sofrido muitas alterações. No entanto, a sua maior evolução ocorre sobretudo no século XX, nomeadamente a partir da década de 80. Até aí, as empresas existentes eram empresas verticalmente integradas responsáveis pelas funções de produção, transporte, distribuição e comercialização.

Esta evolução teve início, mais exatamente em 1973, quando se dá o primeiro choque petrolífero que, aliado a um conjunto de fatores importantes, conduziram a alterações substanciais com vista à liberalização do setor elétrico.

A primeira figura de produtor independente foi criada nos Estados Unidos (EUA), com a criação da PURPA (*Public Utility Regulatory Act*) por volta de 1978, assim como a obrigação das empresas concessionárias monopolistas em adquirirem a energia por eles produzida. Contudo, a reestruturação mais profunda do setor elétrico e das empresas concessionárias (nos EUA) só se iniciaria em 1992 com a publicação do *Energy Policy Act*, que ainda está em curso nos dias de hoje. Esta lei trouxe ainda a revisão da PURPA, ordenando o planeamento integrado de recursos para todas as concessionárias, bem como a inclusão de um conjunto alargado de medidas de conservação de energia e de gestão da procura.

No entanto, apenas em 1983 teve início o movimento de liberalização na Europa, mais precisamente na Grã-Bretanha, com a criação do *Energy Act*, que também estabeleceu a obrigação legal de aquisição da energia produzida pelos produtores independentes. A isto seguiu-se a privatização das empresas elétricas e a criação de um mercado grossista obrigatório (*Pool*) que entrou em atividade em 1990. Em 2001, este modelo veio ser alterado com a criação do NETA (*New Electricity Trading Arrangements*), que eliminou o mercado grossista obrigatório, permitindo a contratação bilateral entre produtores e consumidores.

Relativamente aos países Nórdicos, foi em 1991 que entrou em funcionamento a bolsa da Noruega, tendo esta sido estendida à Suécia em 1996, dando origem ao *NordPool*, que inclui hoje também a Finlândia, Dinamarca, Estónia, Lituânia e Letónia.

No ano de 1998 entrou em operação a bolsa nos Estados Unidos, a *Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection* (PJM) que é constituído por treze estados dos EUA e o distrito de Columbia, abrindo o caminho para o estabelecimento de bolsas regionais de energia eléctrica tais como as de Nova Iorque e Nove Inglaterra.

No mesmo ano, entrou em operação a *Ley del Setor Eléctrico* em Espanha. Esta lei consagrou uma profunda reestruturação, ordenando a redução da intervenção estatal, assim como a diferenciação entre atividades reguladas (transporte, distribuição e operação do sistema) e atividades não reguladas (produção e comercialização) e a sua separação jurídica, e ainda a criação de um mercado grossista, a liberdade de escolha dos consumidores e o acesso livre de terceiros às redes.

Em Portugal, a abertura do setor eléctrico foi iniciada em 1988 com a publicação do Decreto-Lei nº 189/88, que permitiu a produção independente usando fontes renováveis ou cogeração. Em 1995, foi publicado um pacote legislativo – Decretos-Lei nº 182/95 a 188/95 – que estabeleceu um novo modelo organizacional do setor eléctrico.

Estes foram os primeiros passos que levaram à revolução do setor eléctrico de alguns países e conduziu à liberalização de algumas das suas atividades. Como consequência dessa mudança, surgiram mais tarde, os Mercados de Eletricidade (posteriormente chamados Mercados de Energia Eléctrica).

Estes Mercados de Eletricidade podem ser divididos em duas categorias: os Mercados de Integrações Regionais, em que os exemplos mais conhecidos são o da Grã-Bretanha (Inglaterra, País de Gales e Escócia) e o PJM (constituído por 13 estados dos EUA e o distrito de Columbia); e os Mercados de Integrações Nacionais, em que são conhecidos exemplos como o *NordPool* (Noruega, Suécia, Finlândia, Dinamarca, Estónia, Lituânia e Letónia) e o MIBEL (Portugal e Espanha).

Quando se fala em Mercados de Eletricidade, fala-se de algo extremamente complexo que exige uma gestão muito cuidadosa. Devido à sua criação, o papel da rede foi alterado, cuja utilização passou a ser condicionada pelas exigências dos produtores e dos consumidores que a ela têm livre acesso. Para que se assegurem as condições de segurança do sistema de transmissão de energia eléctrica, existe o operador de sistema, que é responsável pelo correto

funcionamento da rede, nomeadamente prever os trânsitos de energia e o alívio de congestionamentos que dificultam as trocas comerciais.

Estes congestionamentos são situações em que a capacidade de interligação entre duas ou mais redes não permite acomodar todo o fluxo de energia resultante das transações pretendidas pelos agentes de mercado e para resolver este tipo de problemas existem diversas formas para gerir os congestionamentos, com o objetivo de alocar de forma eficiente a capacidade de interligação existente mantendo a segurança técnica do sistema.

2.2 Modelos de Evolução do Setor Elétrico

2.2.1 Mercados tipo *Pool*

Ao contrário do que se sucede com um mercado de mercadorias indiferenciadas, em que a expedição do bem transacionado é imediata recorrendo-se às reservas armazenadas, a eletricidade não permite um verdadeiro mercado *spot*, uma vez que esta não pode ser armazenada.

Nos mercados de eletricidade, as transações são contratadas algum tempo antes da entrega física, com base no consumo previsto. Esse tempo pode variar entre um dia, uma hora, ou somente alguns minutos. Contudo, irão surgir desequilíbrios entre valores contratados e valores registados da produção e do consumo, que serão ajustados mediante procedimentos que podem ou não ser competitivos.

Os participantes de mercado têm a responsabilidade de manter o equilíbrio do mercado, ou seja, devem consumir ou produzir de acordo com as suas propostas. Por exemplo, se uma empresa produtora produzir menos do que a quantidade que efetivamente declarar, então provavelmente essa empresa terá que comprar a energia em falta em mercados externos a preços menos competitivos, ou seja, preços mais elevados.

A maior aproximação ao mercado *spot* é a *Pool* ou Bolsa de Eletricidade. Esta teve origem em Inglaterra e no País de Gales em 1990, embora viesse a ser extinta em 2001, com a criação do NETA (*New Electricity Trading Arrangements*). No entanto, ainda existem mercados *Pool*, nomeadamente nos países nórdicos (*NordPool*), em Espanha, na Austrália, na Nova Zelândia e em alguns estados dos EUA (mais especificamente na Califórnia).

Nos mercados tipo *Pool*, as ofertas funcionam normalmente no dia anterior àquele em que o mercado é implementado. No final de recolhidas todas as ofertas de compra e de venda são obtidos despachos para cada hora ou para cada meia hora do dia seguinte.

Neste tipo de mercado, existe uma entidade responsável pela administração do mercado para o dia seguinte. Esta entidade é o Operador de Mercado e é quem recebe propostas de compra e de venda por parte dos consumidores elegíveis e dos produtores, respetivamente. Recolhidas todas as propostas, o Operador de Mercado organiza as mesmas de forma que consumo seja satisfeito na totalidade pela produção e de modo a obter o melhor resultado económico possível. Deste modo, resultam os despachos económicos, que posteriormente terão de ser validados pelo Operador de Sistema. Esta validação tem de ser alvo de vários estudos por parte do Operador de Sistema de modo a evitar, por exemplo, os congestionamentos na rede. Assim, as medidas que o Operador de Sistema pode tomar para evitar estes congestionamentos mencionados podem passar pela diminuição da carga ou da produção, ou alterar as transações propostas. Se estas medidas não forem suficientes, o Operador de Sistema tem a autoridade para alterar o despacho inicialmente proposto pelo Operador de Mercado, dando prioridade assim a novas propostas de compra e venda de energia mais vantajosas para evitar o congestionamento da rede. Posto isto, conclui-se que o Operador de Sistema de um mercado em *Pool* tem que ser uma entidade independente, pois tem a responsabilidade de gerir o bom funcionamento do mercado. Esquematizando o mencionado anteriormente, pode-se observar a Figura 2.1 [22].

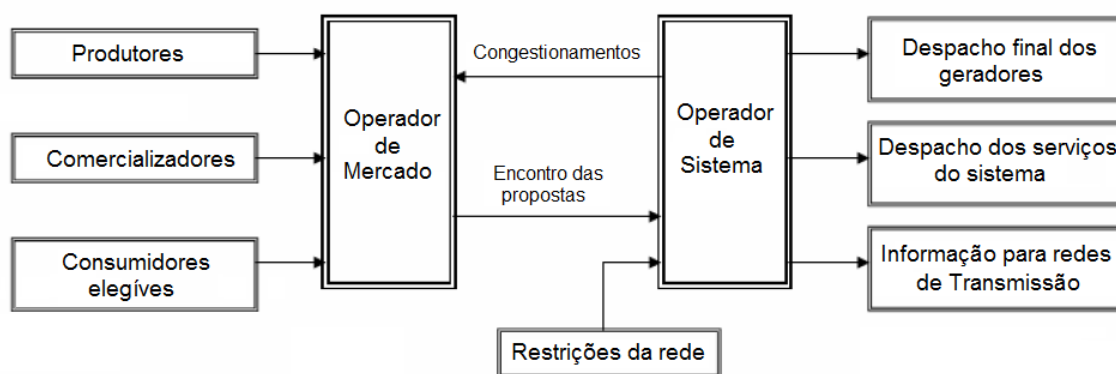


Figura 2.1 - Modelo de Mercado em *Pool*

A *Pool* pode ser caracterizada pelas suas regras de funcionamento. Estas são a participação dos diversos agentes, podendo ser obrigatória ou voluntária; ao tipo de ofertas, havendo possibilidade de estas serem simples ou complexas; à aceitação ou não de ofertas por parte

dos compradores; à fixação dos preços *ex-ante* ou *ex-post*; e à utilização ou não de despacho integrado.

Quando se fala na participação dos agentes ser obrigatória (Mercado tipo *Pool* Obrigatório), é indispensável a apresentação de propostas de compra e venda de energia elétrica por parte dos consumidores elegíveis e dos produtores, respetivamente. Neste caso, o *Pool* gere na totalidade a produção e o consumo. Inglaterra ou algumas províncias da Austrália são exemplos de países onde este tipo de mercado funcionou. Relativamente à participação dos agentes ser voluntária, as entidades produtoras, comercializadoras e os consumidores elegíveis podem apresentar as suas propostas de compra ou de venda ao *Pool* voluntariamente, assim como também podem celebrar contratos entre si. Estes contratos diretos entre consumidores e produtores são designados por contratos bilaterais, e podem corresponder a contratos de natureza física ou financeira.

Em relação aos tipos de oferta, estas podem ser simples ou complexas. As propostas simples referem-se apenas a pares de valores quantidade e preço, não considerando elementos adicionais, como por exemplo relacionados com rampas de subida ou descida de potência produzida. Estas propostas são apresentadas apenas para um intervalo de tempo, independentemente de outras propostas que sejam apresentadas para outros intervalos de tempo. As propostas complexas são realizadas tendo em conta valores de potência despachadas em intervalos de tempo anteriores ou posteriores ao intervalo considerado, como por exemplo valores mínimos e máximos de produção das centrais.

No que diz respeito à aceitação de ofertas por parte dos compradores esta verifica-se positivamente na maioria dos mercados com poucas exceções. A este modo de funcionamento é denominado de *Pool* Simétrico, que é caracterizado pela possibilidade de existirem ofertas de todos os intervenientes do mercado. O operador de mercado organiza todas as propostas recebidas, construindo curvas de ofertas de compra e venda de energia elétrica, tal como se pode verificar na Figura 2.2.

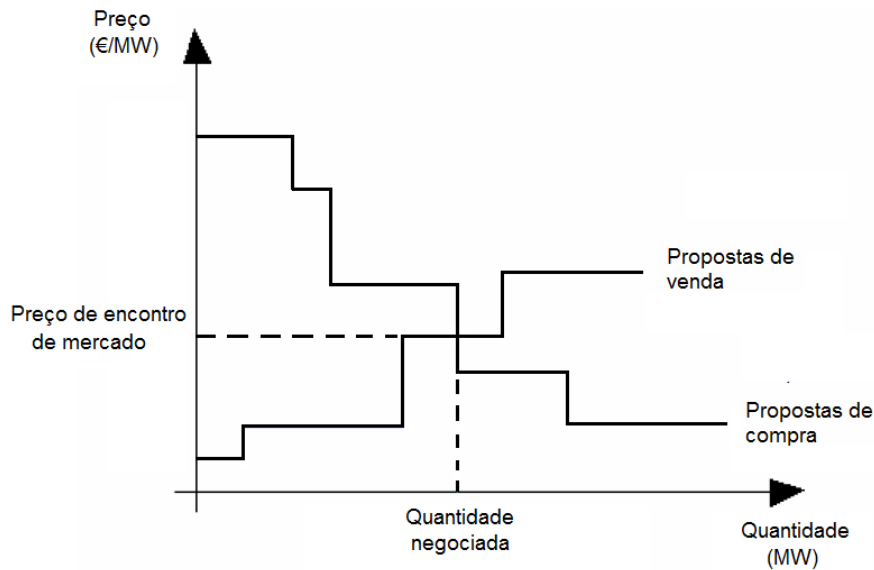


Figura 2.2 - Funcionamento de um Mercado em Pool Simétrico

Explicando sucintamente a figura anterior, cada troço horizontal da curva descendente representa uma proposta de compra caracterizada pelo preço e quantidade de energia elétrica envolvida. Quanto à curva ascendente, cada troço horizontal representa uma proposta de venda caracterizada pelo preço e quantidade correspondente envolvida. O ponto de interseção das curvas de compra e de venda corresponde ao ponto de encontro do mercado, ou seja, é o preço da energia elétrica ao qual todos os produtores com ofertas de venda inferior a esse mesmo valor, vendem a energia correspondente, assim como é o preço a que os consumidores elegíveis pagam pela energia elétrica, sendo que o máximo de energia disponível para compra e venda no mercado para a hora correspondente é dado pela Quantidade negociada.

Ainda em relação à aceitação de ofertas por parte dos compradores, também pode ser negativa, como ocorria no mercado Inglês e Galês, onde de acordo com a carga prevista e as ofertas de venda de energia, o operador de mercado determina o despacho provisório sem levar em consideração as restrições técnicas do sistema. A este tipo de modelo de mercado *Pool*, denomina-se *Pool Assimétrico* e caracteriza-se por, do lado da procura (ou consumidores), as ofertas indicam apenas a quantidade de energia a comprar. Este modelo admite de forma implícita que a carga é inelástica, isto é, que se encontra apta a pagar qualquer preço que resulte do funcionamento do mercado. A Figura 3 mostra um exemplo de funcionamento de um *Pool Assimétrico*.

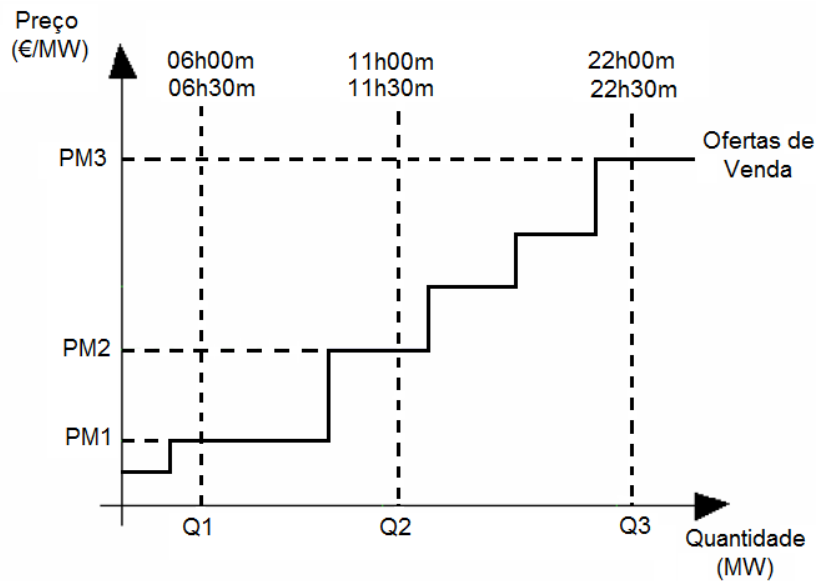


Figura 2.3 - Funcionamento de um Mercado em Pool Assimétrico

Ao observar-se o gráfico da Figura 2.3, é notório que à medida que a previsão de carga aumenta, o preço de mercado (PM) também aumenta. Este tipo de mercado é caracterizado pelos preços terem uma grande instabilidade e de ser fortemente influenciado pelos preços das ofertas de venda. Assim, chega-se à conclusão que neste tipo de mercado, pode ser necessário aceitar ofertas de venda com preços muito elevados para poder satisfazer toda a carga prevista e com isto, que o preço de mercado seja muito elevado.

Relativamente à fixação de preços, estes podem ser classificados como *ex-ante* ou *ex-post*. Em mercados como os de Espanha, Inglaterra e Gales, o *NordPool* e Califórnia, é utilizado a fixação de preço *ex-ante*. Esta classificação corresponde à fixação de preços no início do período regulatório dos preços finais de venda com base nos preços de compra, adicionados dos custos dos serviços de sistema, das perdas, e quando aplicável, de outros custos resultantes de medidas de conservação de energia ou de apoio às energias renováveis. No caso de os preços serem fixados *ex-post*, a partir dos valores efetivamente registados no final de um período regulatório. Este tipo de fixação de preços verifica-se em mercados como o da Austrália ou da Nova Zelândia [23].

Por fim, apresenta-se a possibilidade ou não da utilização de despacho integrado num mercado *Pool*. O único mercado a utilizar o despacho integrado é o da Nova Zelândia, e significa que o operador de mercado otimiza o uso conjunto do sistema produtor e da rede, tendo em atenção os constrangimentos da rede. No resto dos mercados, estes constrangimentos da rede são tratados separadamente, sendo o responsável por isso o operador de sistema.

Na Tabela 2.1, é apresentado um resumo das principais características de um *Pool*, em alguns dos mercados que utilizam este mesmo tipo mercado [18]:

Tabela 2.1 - Características de algumas Bolsas de Eletricidade

Bolsa	Participação	Ofertas dos compradores	Ofertas simples	Fixação dos preços	Despacho integrado
Inglaterra e Gales	Obrigatória	Não	Não	<i>Ex-ante</i>	Não
<i>NordPool</i>	Voluntária	Sim	Sim	<i>Ex-ante</i>	Não
Espanha	Voluntária	Sim	Não	<i>Ex-ante</i>	Não
Austrália	Obrigatória	Sim	Sim	<i>Ex-post</i>	Em parte
Nova Zelândia	Voluntária	Sim	Sim	<i>Ex-post</i>	Sim
Califórnia	Voluntária	Sim	Sim	<i>Ex-ante</i>	Não

2.2.2 Propostas simples e complexas

As licitações de compra e de venda de energia elétrica no mercado são realizadas em termos de preços marginais, de modo a que qualquer unidade extra de energia seja remunerada para alimentar um aumento da carga em uma unidade.

Assim, existem dois tipos de propostas de venda apresentadas no mercado: simples e complexas.

2.2.2.1 Propostas Simples

Este tipo de propostas são as mais utilizadas por parte dos concorrentes no mercado de eletricidade e são caracterizadas por pares de valores, nomeadamente uma determinada quantidade de energia elétrica e um preço ao qual será negociada essa mesma quantidade, não considerando quaisquer elementos adicionais. Estas propostas são consideradas para um determinado intervalo de tempo e são apresentadas em blocos de produção de modo a acompanhar da melhor forma a curva dos custos dos geradores.

Na figura seguinte apresenta-se um exemplo de uma hora em que apenas existem propostas simples no momento em que o operador de mercado realiza o despacho [15].

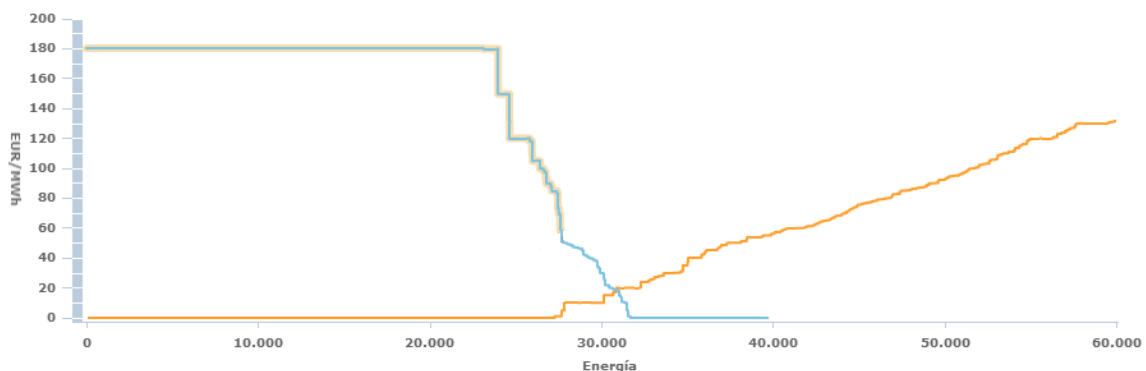


Figura 2.4 - Propostas de compra e venda de energia, considerando apenas propostas simples

2.2.2.2 Propostas Complexas

As propostas complexas têm em atenção as características do sistema elétrico, uma vez que se caracterizam não só pela quantidade de energia e preço correspondente, mas também por certas características adicionais como a existência de um valor mínimo de produção, de taxas de tomada ou diminuição de carga em centrais térmicas, ou à existência de diversas centrais hídricas no mesmo curso de água e em que as albufeiras possuem pouca capacidade.

Devido a todas as condições mencionadas, pode considerar-se que as propostas complexas protegem os interesses dos produtores, uma vez que, se o mercado não proporcionar as condições exigidas pelos produtores, estes não têm de produzir abaixo dos seus custos marginais, por exemplo. No entanto, a utilização de propostas complexas tem como desvantagem a morosidade e complexidade em resolver o problema do despacho.

De seguida apresenta-se a Figura 2.5, onde se observa o cálculo do preço marginal para uma determinada hora e o efeito direto das propostas complexas nesse mesmo preço [15].

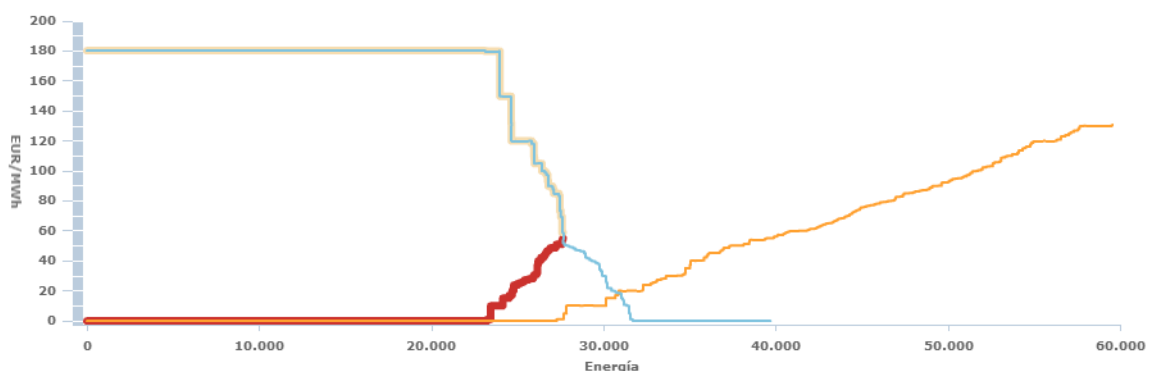


Figura 2.5 - Propostas de compra e venda de energia, incluindo as propostas complexas

Como se pode observar na figura, no despacho realizado com todas as propostas complexas, o preço marginal para esta hora seria 17,0 €/Mwh, sendo que com a retirada de algumas propostas complexas que não cumprem com as condições exigidas pelo produtor, o preço marginal passou a ser 55,1 €/Mwh.

2.2.3 Contratos Bilaterais

Tal como o próprio nome indica, os contratos bilaterais são realizados entre duas entidades e pretende conferir às entidades compradoras a capacidade de escolher o fornecedor com o qual se pretendem relacionar (tal não se verifica no modelo em *Pool*).

Os contratos bilaterais entre produtores e consumidores oferecem a liberdade para negociar vários parâmetros do contrato, desde a duração, a quantidade, o preço e a qualidade da energia elétrica a ser fornecida. Os consumidores têm uma palavra determinante na escolha dos fornecedores, procurando sempre o melhor contrato.

O aparecimento de mecanismos alternativos à *Pool* – contratos bilaterais – pretende responder de forma adequada ao risco inerente ao funcionamento de mercados a curto prazo e assim defenderem-se contra a volatilidade dos preços de mercado, que em geral, são influenciados pelas condições de carga, ou pelos geradores e ramos do sistema de transporte que se encontram disponíveis num dado momento.

Existem dois tipos de contratos bilaterais, os físicos e os financeiros. Nos contratos bilaterais físicos são especificados os nós de injeção e absorção de energia relativos a cada contrato. Por sua vez, os contratos bilaterais financeiros surgiram com a necessidade de resposta ao risco evidenciado pelos mercados de energia de curto prazo.

2.2.3.1 Contratos Bilaterais Físicos

Os contratos bilaterais físicos são caracterizados pelo relacionamento direto entre produtores e compradores. Este tipo de contratos são normalmente de longa duração, estabelecidos para um ano ou mais e incluem várias disposições relativas ao preço do serviço a fornecer, aos volumes de energia e à data e local de entrega dos volumes ao comprador. Um aspeto a salientar é que, embora este tipo de contratos se celebrem diretamente entre produtores e compradores, os mesmos têm de ser comunicados à entidade responsável pela gestão da

rede de transporte, ou seja, o operador de sistema, de modo a garantir que a segurança da rede não seja posta em causa.

Em relação ao modelo em *Pool*, este tipo de contratos, por serem realizados para longos períodos de tempo, têm a vantagem de permitir uma maior estabilidade nos preços e assim evitar a exposição à volatilidade dos preços de mercado. Como desvantagem, os contratos bilaterais físicos não contribuem para um despacho económico centralizado.

2.2.3.2 Contratos Bilaterais Financeiros

Os contratos bilaterais financeiros existem para serem utilizados como complemento às estruturas de mercado a curto prazo, o que significa que não se podem utilizar num mercado isoladamente. Por outras palavras, pode dizer-se que os contratos bilaterais financeiros pretendem precaver as entidades contratantes em relação a comportamentos menos favoráveis dos preços obtidos em mercados a curto prazo. Desta forma, são utilizados instrumentos que servem de garantia contra os riscos intrínsecos ao mercado, instrumentos esses que são os contratos às diferenças, os contratos futuros e os contratos de opções.

Começando pelos contratos às diferenças, as entidades intervenientes acordam um preço alvo (*Target Price*) e respetiva quantidade de energia para um determinado período. Nos períodos em que o preço de mercado for superior ao preço alvo, os produtores ficam obrigados a pagar aos consumidores a diferença entre estes dois preços. No caso do preço de mercado ser inferior ao preço alvo, os consumidores pagam aos produtores a diferença entre os dois preços. Este tipo de contrato assegura proteção contra o risco de preço e sendo exclusivamente financeiro, não afeta o despacho inicial obtido no mercado a curto prazo. Na Figura 2.6 está ilustrado o funcionamento referido [22].

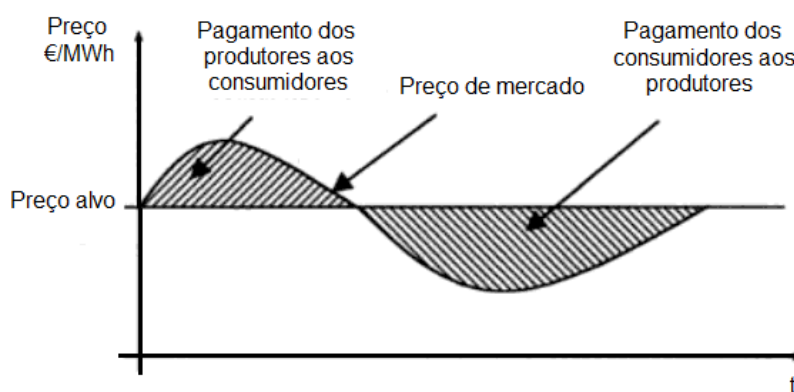


Figura 2.6 - Representação gráfica de um contrato às diferenças

Seguidamente apresentam-se os contratos futuros, onde as entidades contratantes reservam a utilização de energia a um determinado preço para um determinado período de tempo, implicando a sua utilização efetiva ao fim do prazo estabelecido. Isto apresenta um risco elevado, pois se o mercado evoluir para valores muito inferiores ao acordado no contrato, poderá levar a perdas financeiras significativas. Não obstante, se o preço do mercado ao longo do período do contrato for superior ao valor acordado, os dividendos financeiros poderão ser consideráveis.

Por último apresentam-se os contratos de opções, onde as entidades envolvidas podem optar por utilizar ou não a energia acordada no contrato. Este tipo de contrato protege, por um lado o vendedor, visto que no momento em que o comprador faz a reserva de energia, este tem de pagar uma parte do estabelecido no contrato e assim, mesmo que opte por não utilizar a energia reservada, o vendedor recupera parte dos custos de investimento. Por outro lado, o comprador tem a vantagem de exercer a opção do contrato, caso o preço do mercado na data estipulada seja mais elevado que o contratado.

2.3 Perspetiva Histórica de vários Mercados de Eletricidade

A evolução do setor elétrico levou à criação de vários tipos de Mercados de Energia, onde todos tinham o objetivo de permitir maior concorrência e transparência no setor originando maior eficiência e organização dos mercados.

De seguida são apresentados vários mercados e as correspondentes metodologias utilizadas na gestão de energia em alguns países e regiões considerados típicos, após a reestruturação do setor elétrico. Para cada situação descrita, apresenta-se sumariamente a evolução histórica do processo de reestruturação do sistema de energia elétrica, assim como o modelo atualmente existente em cada mercado.

2.3.1 Mercado Nórdico de Eletricidade (*NordPool*)

2.3.1.1 Evolução histórica

A criação do mercado nórdico de eletricidade foi o culminar duma revolução que o setor elétrico dos países nórdicos sofreu durante a década de 90. Esta revolução conduziu à

separação das entidades expostas à competição (produção e venda) e das entidades não competitivas (infraestruturas de rede e sua operação).

A Noruega foi o berço do *NordPool*, uma vez que, em 1991, com a publicação da *Energy Act* passou a existir um livre acesso às redes de transporte e de distribuição e foi introduzida a concorrência entre geradores, grossistas e retalhistas, assim como o direito de escolha do fornecedor por parte dos consumidores. Mais tarde, em 1996, também a Suécia implementou uma importante reestruturação do mercado – análogo ao da Noruega – que conduziu ao estabelecimento de um mercado de transação de energia entre a Noruega e a Suécia, designado por *NordPool*. Foram removidas as tarifas fronteiriças entre os dois países que se tornaram efetivamente um mercado único de eletricidade. Este foi mais tarde estendido à Finlândia (1998), à Dinamarca (2000), e mais recentemente à Estónia (2010), Lituânia (2012) e Letónia (2013).

2.3.1.2 Funcionamento do Mercado Nórdico

No mercado nórdico existe um operador de mercado (*NordPool*) e sete operadores de sistema, distribuídos pelos sete países integrados: *Statnett SF* (Noruega), *Svenska Kraftnät* (Suécia), *Fingrid* (Finlândia), *Energinet dk* (Dinamarca), *Elering* (Estónia), *Litgrid* (Lituânia) e *AST* (Letónia) [10].

No que respeita aos recursos utilizados para a produção de eletricidade a situação é bastante diversificada. Até ao ano de 2010 (anterior à entrada da Estónia, Lituânia e Letónia no mercado nórdico), mais de metade da produção de eletricidade recaía na hidroprodução, sendo que na Noruega, quase 99% da produção de energia está assente nos recursos hídricos. De facto, o grande número de *fiordes*³ e montanhas, conjugada com a abundância de água, fez com que desde o início do século XX, a Noruega pudesse construir uma vasta rede de eletricidade e consolidar uma economia assente na indústria intensiva de energia. Outro facto relevante é que quase um quarto da energia elétrica produzida nos países nórdicos recai na energia Nuclear, onde a Suécia detém grande parte desta produção, seguindo-se da Finlândia. Aproximadamente outro quarto da produção total de energia do *NordPool* está dividido em várias tecnologias diferentes, destacando-se o Carvão, o Gás

³ São um dos fenómenos geológicos mais emblemáticos da paisagem da costa oeste da península escandinava. Têm origem na erosão das montanhas devido ao gelo.

Natural e o Petróleo como as mais utilizadas. Por último, de referir que apenas 3% da energia produzida está assente na energia Solar e Eólica.

Na Figura 2.7, podemos observar graficamente a distribuição dos recursos utilizados na produção de eletricidade nos países nórdicos em 2010 [11].

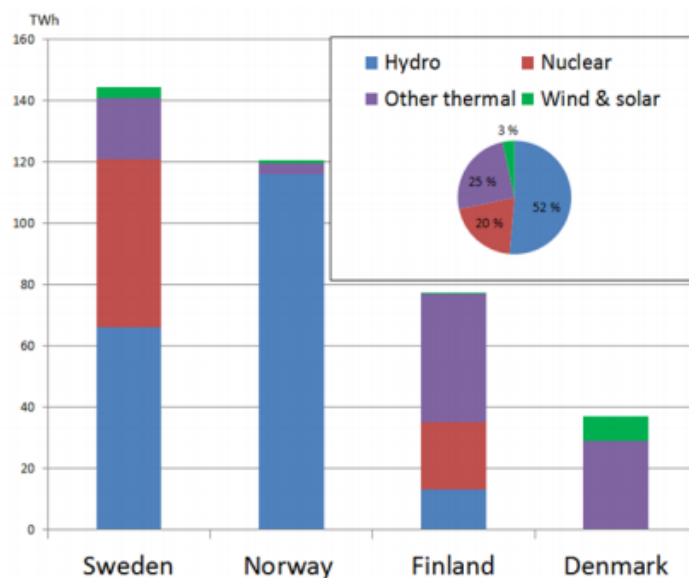


Figura 2.7 - Diferentes fontes de produção nos países nórdicos em 2010

O *NordPool* tornou-se o primeiro mercado transaccional para o comércio de energia elétrica, integrando estruturalmente dois mercados físicos de eletricidade, um mercado diário – *Elsport* – e um mercado intradiário ou de ajustes – *Elbas* – e ainda um mercado de derivados financeiros.

O mercado diário (*Elsport*) é baseado num mercado pool simétrico com participação voluntária e é caracterizado por ser o maior mercado do dia seguinte do mundo para a comercialização de energia e oferece a garantia de um mercado seguro e transparente de alta liquidez. Trata-se de um mercado que funciona no dia anterior e que estabelece programas de produção e consumo para cada uma das 24 horas do dia seguinte. Para o cálculo do preço, é necessário que todos os participantes do mercado submetam as suas ofertas de compra e de venda em termos de preços e quantidades. De seguida, são agregadas todas estas ofertas e o preço da energia correspondente a cada hora é dada pela interseção entre as curvas de oferta e procura do mercado. Este preço será o mesmo em todo o mercado, a não ser que existam congestionamentos na rede. Nesta situação, o sistema nórdico pode ser dividido em onze áreas, sendo os diferentes preços utilizados pelos

operadores de mercado para adquirir energia ou reduzir a produção de modo a eliminar os congestionamentos na rede [7].

O mercado intradiário (*Elbas*) promove as trocas contínuas de energia elétrica até uma hora antes da entrega física da mesma, funcionando como um contrato bilateral. Como os preços do *Elspot* são fixados com 24 horas de antecedência em relação à entrega real da energia elétrica contratada, muitas vezes existem desvios entre a produção e o consumo de energia, estipulados no contrato, podendo assim ser ajustados pelos participantes do mercado *Elbas*. Outra função deste mercado é administrar capacidade negocial entre diferentes áreas recorrendo ao *Market Splitting*, no caso de existir congestionamento, assim como de manter o equilíbrio entre produção e consumo.

Relativamente aos contratos financeiros, estes correspondem a contratos às diferenças, contratos futuros e contratos de opções e visam minimizar os riscos associados a situações de congestionamentos do sistema de transmissão de energia elétrica e à volatilidade dos preços do mercado diário.

2.3.2 Mercado Inglês e Galês da Eletricidade

2.3.2.1 Evolução Histórica

O setor elétrico no Reino Unido, mais concretamente em Inglaterra e País de Gales correspondia a um sistema público verticalmente integrado e monopolista, até ao final da década de 80, quando os consumidores não tinham possibilidade de escolher o seu fornecedor.

Assim, iniciou-se a restauração do setor elétrico em Inglaterra e no País de Gales com a publicação do Livro Branco que posteriormente deu origem à *Electricity Act*, em 1989, que por sua vez passou a constituir a base legislativa para a reestruturação da indústria.

Antes da reestruturação, o *Central Electricity Generating Board* (CEGB) detinha completo monopólio da produção e transmissão, produzindo, comprando, vendendo e abastecendo os consumidores. De modo a induzir concorrência na produção, em 1990 o CEGB foi dividido em três empresas: a *National Power*, a *Power Gen* e a *Nuclear Electric*, que no início detinha 91% da produção total. Relativamente à rede de transmissão, foi constituída a *National Grid Company* (NGC) que se tornou simultaneamente operador do sistema, operador de mercado e proprietário de 12 companhias regionais de distribuição de

eletricidade. Ao longo da década seguinte, tanto as empresas de produção, como as de distribuição de eletricidade foram sendo privatizadas até que em 2001 se concretizou a substituição do sistema de bolsa obrigatória (*Pool*) pela *New Electricity Trading Arrangements* (NETA). Posteriormente, em 2005, foi alargada à Escócia, dando origem à *British Electricity Trading Arrangements* (BETA), que permanece até aos dias de hoje.

2.3.2.2 Funcionamento do Mercado do Reino Unido

➤ Antes da implementação da NETA

A reestruturação do setor elétrico teve como objetivo desverticalizar a produção e transporte da energia elétrica até aí agrupadas na mesma entidade. Quando a NGC foi criada, ficou responsável por toda a rede de transporte de energia, administrando a *Pool* com funções muito alargadas, sendo operador de sistema e de mercado em simultâneo e assim tinha como responsabilidades determinar as escalas de serviço dos geradores de acordo com os preços e capacidades por eles comunicados com as regras da *Pool*, assim como assegurar as funções de controlo em tempo real do sistema, solucionar situações de congestionamento e assegurar e centralizar o relacionamento comercial e financeiro das entidades intervenientes no mercado.

Paralelamente à criação da NGC foram criadas três empresas da área da produção que detinham quase a totalidade da energia produzida do parque produtor instalado que vendiam a eletricidade produzida no mercado *Pool*, que por sua vez assumia um carácter simétrico e obrigatório. Cada entidade produtora declarava no dia anterior a sua disponibilidade em termos de potência e preço a que aceitava produzir para cada período de meia hora do dia seguinte. Todas as propostas eram organizadas por ordem crescente de preços e os membros participantes na *Pool* só poderiam adquirir energia neste mercado, em que o consumo era considerado inelástico. O preço marginal do sistema para cada meia hora era obtido através do preço mais elevado oferecido entre os produtores tendo em conta que a carga tinha de ser satisfeita. As previsões de carga para o dia seguinte eram enviadas à NGC, que realizava o despacho para o dia seguinte. No caso de existirem congestionamentos na rede, era efetuado um redespacho, que passava a considerar novos geradores em detrimento de outros que, embora fossem mais baratos, levavam ao aparecimento de congestionamentos e assim seria mais vantajoso pagar um pouco mais pela geração e não haver qualquer estrangulamento da rede de transporte.

Ainda nesta fase prematura de reestruturação do setor de energia elétrica Inglês e Galês, para além do mercado em *Pool*, este sistema de energia elétrica incluía ainda a possibilidade de realizar contratos bilaterais financeiros, de modo a combater a volatilidade dos preços no mercado tipo *Pool*.

➤ **Depois da implementação da NETA**

A NETA foi desenhada com o objetivo de impedir a ocorrência dos aspetos negativos detetados durante o funcionamento do anterior sistema de bolsa obrigatória.

A sua criação veio implementar um modelo de mercado que veio privilegiar a realização de contratos bilaterais entre produtores, comercializadores e consumidores, assim como permitiu desenvolver várias opções de comércio, tais como:

- Mercados de opções e de futuros, para transações a curto e longo prazo;
- Mercado de curto prazo, onde os participantes têm a possibilidade de ajustar as suas propostas de compra e venda de forma simples e acessível;
- Mercado voluntário, para equilibrar a produção e o consumo, resolver congestionamentos em tempo real e adquirir, por parte do operador de sistema, serviços auxiliares e potência para compensação de perdas.

Nesta nova estrutura do mercado, a NGT⁴ tem um papel importante, sendo que o operador de sistema passou a ter responsabilidade pela gestão da rede e pela contratação de serviços auxiliares. Existe ainda um operador de mercado responsável pelo mercado de contratos bilaterais, mercado de ajustes e pelas compensações dos desvios entre ofertas de compra e venda em tempo real. Destacam-se ainda três concessionários da rede de transmissão de energia elétrica, que são responsáveis pelos investimentos e manutenção das redes.

2.3.3 PJM – Pensylvania-New Jersey-Maryland

2.3.3.1 Evolução Histórica

A reestruturação do setor elétrico nos Estados Unidos da América teve início em 1978 com a publicação do *Public Utility Regulatory Policies Act* (PURPA), terminando com os

⁴ Nota de rodapé: *National Grid Transco*, como passou a ser chamada a NGC, depois de esta se ter fundido com a *Lattice Group*, proprietária de negócios de distribuição de gás no Reino Unido, em 2002.

monopólios regionais estruturados em empresas verticalmente integradas até aí existentes. Esta legislação deu origem ao aparecimento de entidades produtoras independentes das empresas verticalmente integradas, assim como ao aparecimento de investidores particulares, que teve impacto na nova capacidade instalada associada a produção não diretamente integrada nas empresas verticalmente integradas tradicionais levando a um aumento de forma expressiva, atingindo mais de 60%, em 1994 [22].

Toda esta reestruturação foi muito importante, uma vez que os EUA são um país de enorme território, com a particularidade de ter um elevado número de estados com autonomia a vários níveis, contudo isto não seria possível sem a criação do mercado de energia elétrica PJM, em 1927, quando três companhias de eletricidade dos estados de Pennsylvania, New Jersey e Maryland decidiram que podiam beneficiar da partilha de recursos de geração.

O nome PJM provém dos três estados⁵ onde as companhias iniciaram o mercado de energia elétrica conjunto e foi o primeiro mercado de energia elétrica do mundo.

Ao longo dos anos o mercado foi evoluindo – em 1962 foi instalado o primeiro computador de controlo de geração *online* e em 1968 o PJM completou o primeiro *Energy Management System* (EMS)⁶ – o que levou ao interesse de várias companhias de outros estados a juntarem-se ao PJM em 1956, 1965 e 1981 [20].

Em 1993 foi criada a associação *Pennsylvania, New Jersey e Maryland Interconnection* com o objetivo de administrar o mercado e em 1997 foram iniciadas as transações de energia elétrica sob formas de ofertas no PJM. Neste último ano o *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) aprovou o PJM como primeiro Operador Independente do Sistema nos EUA [20].

Estavam dados os primeiros passos na criação da companhia *PJM Interconnection*, operador responsável pelo despacho centralizado de uma das áreas mais extensas da América do Norte na atualidade (Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, West Virginia e o distrito de Columbia) [21].

⁵ Pennsylvania, New Jersey e Maryland

⁶ Nota de rodapé: EMS é o sistema de informação informático que permite controlar as operações de transmissão de energia elétrica na rede em tempo real.



Figura 2.8 - Áreas de atuação do PJM

2.3.3.2 Funcionamento do Mercado PJM

O mercado operado pelo PJM integra dois processos de mercado: o mercado diário e o mercado em tempo real para compensação de ajustes.

O mercado diário (ou mercado do dia anterior) é um mercado do tipo *forward* baseado em ofertas de compra e venda para cada hora do dia seguinte e no qual são determinados preços marginais para cada um dessas horas. As ofertas de compra e venda para o dia seguinte são submetidas até às 12 horas [17].

O mercado em tempo real permite calcular os preços marginais para cada barramento em intervalos de 5 minutos considerando um modelo de despacho que inclui restrições de segurança da rede, assim como os contratos bilaterais [17].

Os preços marginais calculados tanto no mercado diário, como no mercado em tempo real são denominados por *Locational Marginal Prices* (LMP). Estes preços incluem, não apenas componentes referentes ao custo da energia, como também estão associados à ocorrência de congestionamentos no sistema. Assim sendo, num dado período de 1 hora de funcionamento de mercado, se não ocorrerem congestionamentos, o valor do LMP é igual ao preço ou oferta de venda de energia mais elevado que é necessário utilizar para alimentar toda a carga. Por outro lado, se ocorrerem problemas de congestionamentos no PJM, terá de se realizar novo despacho alterando o conjunto de geradores identificados para funcionar

nessa hora tendo apenas em conta a ordem de mérito dos custos de respetiva produção. Ou seja, terão de funcionar geradores com custos mais elevados de modo a evitar os problemas de congestionamentos identificados. Nestas situações, os valores dos LMP refletem o custo do redespacho correspondente à utilização de opções mais caras em relação às que seriam utilizadas tendo em conta a ordem de mérito referida. Então, os custos de congestionamento correspondem às diferenças entre os LMP nos pontos de injeção e de consumo [22].

A *PJM Interconetion* trabalha como um mercado grossista com um despacho centralizado, e no final de 2014 tinha instalado uma capacidade de produção de 183.604 MW e mais de 900 participantes no mercado diário [19].

2.3.4 Mercado Ibérico de Eletricidade – MIBEL

2.3.4.1 Evolução histórica

Quando se iniciou em toda a Europa a liberalização do setor elétrico, em meados da década de 90, com o objetivo de separação das atividades de produção, transporte e distribuição de energia elétrica, Portugal e Espanha detinham mercados únicos e individuais onde as negociações de compra e venda de energia ocorriam a nível interno entre as empresas verticalmente integradas em cada um dos países.

Foi então que, em 1998, os Governos de Portugal e Espanha iniciaram conversações e estudos para, progressivamente, eliminarem obstáculos e promoverem a criação do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL).

O processo de convergência dos sistemas elétricos de ambos os países foi oficialmente iniciado com a celebração do Protocolo de colaboração entre as Administrações de Portugal e Espanha para a criação do Mercado Ibérico de Eletricidade, em Novembro de 2001, onde ficaram estabelecidas as bases necessárias para o início da cooperação entre administrações, reguladores e operadores, tendo em vista a harmonização das condições de participação dos agentes económicos no MIBEL [16].

Lançadas as bases para a criação do MIBEL, ainda existiram algumas etapas de consolidação entre os dois Governos, Português e Espanhol, num processo bastante dinâmico e evolutivo ao longo dos anos, nos quais se sublinham, entre vários, quatro momentos que impulsionaram a criação do MIBEL [8]:

- “Acordo entre a República Portuguesa e o Reino de Espanha para a Constituição de um Mercado Ibérico da Energia Elétrica”, em Janeiro de 2004, responsável pela atribuição da gestão do mercado diário e intradiário do mercado ao operador de mercado espanhol (OMEL⁷) e atribuição da gestão dos mercados a prazo ao operador de mercado português (OMIP⁸).
- “Acordo de Santiago de Compostela”, em Outubro de 2004. Como objeto do Acordo figura a criação e o desenvolvimento de um mercado de eletricidade comum a ambos os países signatários designado por Mercado Ibérico de Energia Elétrica – MIBEL, que constitui um marco significativo do processo de integração dos sistemas de Portugal e Espanha, bem como da construção do Mercado Interno de Energia da União Europeia.
- “XXIIª Cimeira Luso-Espanhola de Badajoz”, em Novembro de 2006, onde ficaram definidas um conjunto de decisões que constituíram um impulso significativo para a existência de condições efetivas para o arranque do MIBEL.
- “XXIIIª Cimeira Luso-Espanhola de Braga“, em Janeiro de 2008, onde foi assinado entre os dois países ibéricos o Acordo que revê o Acordo assinado em Santiago de Compostela, em Outubro de 2004, entre a República Portuguesa e o Reino de Espanha, relativo à constituição do MIBEL e à estrutura base do Operador de Mercado Ibérico (OMI).

Finalmente, em Julho de 2007, o MIBEL arrancou em toda a sua dimensão, coroando o trabalho de harmonização de condições entre os dois sistemas elétricos ibéricos, com o objetivo que o seu funcionamento resultaria em benefícios para os consumidores de ambos os países, num quadro de garantia do acesso a todos os interessados em condições de igualdade, transparência e objetividade [8].

Atualmente, o MIBEL é um dos mercados mais líquidos da Europa, com preços comparáveis com os de outros mercados e onde oscilam entre os 0 e 180 €/MWh.

⁷ OMEL: *Operador del Mercado Ibérico de Energia* (Pólo Espanhol), S.A. – atual OMIE (*Operador del Mercado Ibérico de Energia* (Pólo Español), S.A.)

⁸ OMIP: *Operador do Mercado Ibérico de Energia* (Pólo Português), S.A. – atual Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português), SGMR, S.A.

2.3.4.2 Funcionamento do MIBEL

Quando, em Outubro de 2004, se assinou o Acordo de Santiago de Compostela ficaram estabelecidas as regras gerais de funcionamento do MIBEL, onde ficou definido que a gestão financeira dos mercados ficaria ao cargo dos dois pólos criados para esse efeito:

- OMEL: Operador del Mercado Ibérico de Energia (Pólo Espanhol), S.A.;
- OMIP: Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português), S.A..

Estes dois pólos, atualmente em funções com uma designação diferente no caso do pólo espanhol – OMEL, têm funções diferentes, embora complementares, no mercado: o OMIE (pólo espanhol) gere os mercados diário e intradiário; o OMIP (pólo português) gere o mercado a prazo. No MIBEL também são permitidos contratos bilaterais.

2.3.4.2.1 OMIE

OMIE (*Operador del Mercado Ibérico de Energia (Pólo Español)*, S.A.) é a entidade gestora do mercado de energia elétrica com uma componente de contratação diária (mercado diário) e uma componente de ajustes intradiários (mercados intradiários), em que se estabelecem programas de compra e venda de eletricidade para o dia seguinte ao da negociação [8].

De acordo com os seus estatutos, o OMIE tem as seguintes funções [8]:

- O desenvolvimento, a gestão económica dos preços dos mercados de eletricidade e de todos os outros mercados em que se negociem qualquer outro tipo de energia ou produtos baseados em energia, seja ela organizada ou não organizada do mercado, nacional ou internacional;
- A gestão e liquidação de transações nos mercados de eletricidade, bem como em todos os outros mercados em que se negociem qualquer outro tipo de energia ou de produtos com base em energia, seja organizada ou não organizada do mercado, as operações nacionais e internacionais comercial em participar em qualquer um desses mercados.

Em 2014, o OMIE geriu transações no valor de 11.000 milhões de euros, correspondentes a mais de 80% do consumo elétrico de Portugal e Espanha. Neste momento, já participaram

no OMIE mais de 800 agentes⁹, com um total de mais de 13 milhões de transações por ano [12].

2.3.4.2.1.1 Mercado diário

O mercado diário do MIBEL é a plataforma de compra e venda de energia elétrica para entrega no dia seguinte ao da negociação. Neste mercado o preço é calculado para cada uma das 24 horas de cada dia e para cada um dos 365¹⁰ dias de cada ano.

Este mercado funciona sob gestão do OMIE¹¹ e é operado através do cruzamento de propostas de compra e venda de energia realizadas pelos diversos agentes de mercado.

O processo de cálculo do preço de mercado corresponde à formação da chamada curva de oferta e procura, onde são ordenadas de forma crescente de preços todas as ofertas de venda (curva de oferta) e de forma decrescente de preço as ofertas de compra (curva da procura) de energia elétrica para uma determinada hora. O preço de mercado é estabelecido pelo encontro do menor preço que garante a satisfação da procura pela oferta (Figura 2.9) [3].

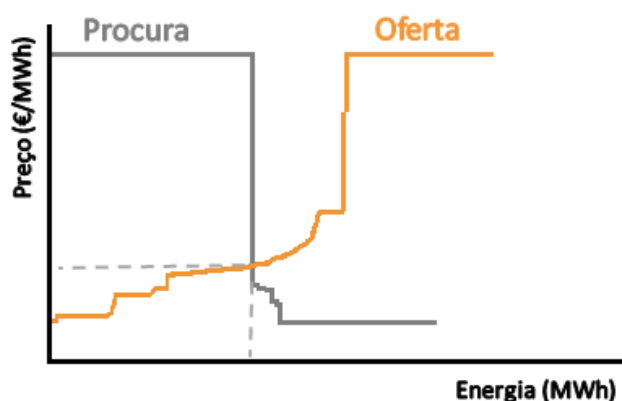


Figura 2.9 - Exemplo da curva de oferta e procura para determinação do preço de mercado da energia elétrica

O funcionamento estabelecido para o mercado diário prevê que todos os compradores paguem o mesmo preço, que por sua vez é pago a todos os vendedores, no que se designa como modelo de preço marginal único.

⁹ Entende-se por agente todos os compradores e vendedores de energia elétrica que participem no mercado.

¹⁰ Ou 366 dias.

¹¹ A hora de negociação é determinada pela hora local espanhola (HOE).

Desta forma, os vendedores que façam ofertas de venda de energia a preços mais reduzidos recebem por elas o preço marginal estabelecido, mesmo sendo superior às suas ofertas. O mesmo se sucede quando os vendedores efetuam propostas de venda a preços superiores, recebendo assim o correspondente ao preço marginal.

Adicionalmente, como o mercado diário compreende simultaneamente Portugal e Espanha, existem momentos em que as capacidades de interligação disponíveis não comportam os fluxos transfronteiriços de energia determinados. Sempre que tal ocorre, as regras de mercado em vigor determinam que se utilize a metodologia para tratamento de congestionamentos *Market Splitting*, que corresponde à separação das duas áreas de mercado – Portugal e Espanha – e se encontrem preços específicos para cada uma das áreas. Esta metodologia será explicada mais detalhadamente no ponto 2.4. da presente dissertação.

Na figura seguinte é ilustrado o exemplo de um dia do mercado diário onde se utilizou o *Market Splitting* em três horas [3]

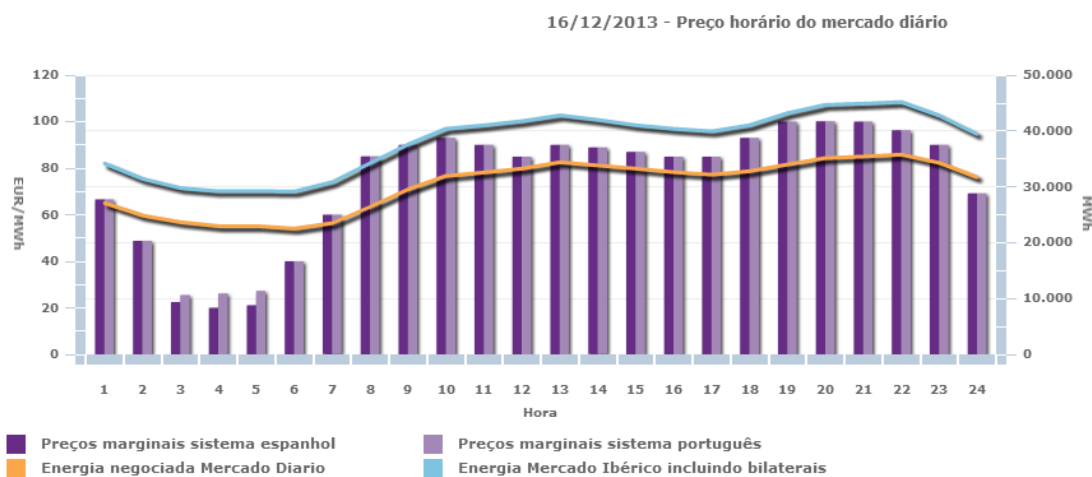


Figura 2.10 - Mercado diário, exemplo de três horas onde existiu *Market Splitting*

Na presente dissertação, serão apenas analisados resultados do mercado diário dos meses de Outubro e Dezembro de 2013.

2.3.4.2.1.2 Mercado intradiário

Como complemento ao mercado diário do MIBEL, foi concebido o mercado intradiário com o objetivo de oferecer possibilidade de ajustes próximos de tempo real dos valores obtidos no mercado diário.

O mercado intradiário está organizado em seis sessões diárias de negociação, e à semelhança do mercado diário, em cada sessão se calcula o preço de cariz marginal para as horas objeto [4].



Figura 2.11 - Mercado intradiário

A Figura 2.11 pode ser complementada com a informação relativa aos horários das sessões intradiárias pela Figura 2.12 [4]:

	SESSÃO 1ª	SESSÃO 2ª	SESSÃO 3ª	SESSÃO 4ª	SESSÃO 5ª	SESSÃO 6ª
Abertura de sessão	16:00	21:00	01:00	04:00	08:00	12:00
Encerramento de sessão	18:45	21:45	01:45	04:45	08:45	12:45
Concertação	19:30	22:30	02:30	05:30	09:30	13:30
Recepção de desagregações de programa	19:50	22:50	02:50	05:50	09:50	13:50
Publicação PHF	20:45	23:45	03:45	06:45	10:45	14:45
Horizonte de programação (períodos horários)	28 horas (21-24)	24 horas (1-24)	20 horas (5-24)	17 horas (8-24)	13 horas (12-24)	9 horas (16-24)

Figura 2.12 - Horários para cada sessão do mercado intradiário

- A primeira sessão de intradiário forma preço para as 4 últimas horas do dia de negociação e para as 24 horas do dia seguinte ao da negociação;
- A segunda sessão de intradiário forma preço para as 24 horas do dia seguinte ao da negociação;
- A terceira sessão de intradiário forma preço para as 20 horas compreendidas entre a hora 5 e a hora 24 do dia seguinte ao da negociação;
- A quarta sessão de intradiário forma preço para as 17 horas compreendidas entre a hora 8 e a hora 24 do dia seguinte ao da negociação;
- A quinta sessão de intradiário forma preço para as 13 horas compreendidas entre a hora 12 e a hora 24 do dia seguinte ao da negociação;

- A sexta sessão de intradiário forma preço para as 9 horas compreendidas entre a hora 16 e a hora 24 do dia seguinte ao da negociação.

À semelhança do mercado diário, o mercado intradiário cobre todas as horas do dia (com a especificidade própria de cada sessão). A hora de negociação é determinada pela hora espanhola (HOE) [3].

2.3.4.2.2 OMIP

OMIP (Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português), SGMR, S.A.) assegura a gestão do mercado a prazo do MIBEL, em Portugal, e assume, atualmente, o estatuto de mercado regulamentado, tendo como principais objetivos [9]:

- Contribuir para o desenvolvimento do Mercado Ibérico de Eletricidade;
- Promover preços de referência ibéricos;
- Disponibilizar instrumentos eficientes de gestão de risco;
- Superar algumas das limitações do Mercado OTC¹².

Enquanto entidade gestora responsável pela Plataforma de Negociação do mercado de derivados, o OMIP regula o funcionamento do mercado, nomeadamente [9]:

1. Admissão dos participantes;
2. Definição e listagem dos Contratos, bem como gestão da sua negociação;
3. Promoção, em coordenação com a OMIClear¹³, do registo das Operações;
4. Prestação de informação relevante aos participantes e ao público em geral, relativamente ao funcionamento do mercado a prazo e ao estabelecimento de referenciais de preços oficiais, designadamente através da publicação do Boletim de Mercado;
5. Supervisão, em coordenação com as Autoridades, do funcionamento do mercado;
6. Exercício do poder disciplinar relativamente aos seus Membros.

¹² *Over-the-Counter*: mercado ao balcão.

¹³ OMIClear: Sociedade de Compensação de Mercados de Energia, S.G.C.C.C.C., S.A. (OMIClear), foi constituída em 6 de abril de 2004, com as funções de câmara de compensação, contraparte central e sistema de liquidação.

2.3.4.2.2.1 Mercado a Prazo

O mercado a prazo de eletricidade é um mercado organizado que disponibiliza instrumentos de gestão de risco sob a forma de derivados e tem como objetivo o estabelecimento de contratos de compra e venda de energia elétrica a longo prazo (semana, mês, trimestre e ano), de acordo com as regras específicas deste mercado.

Para este efeito, o OMIP, sendo a entidade responsável pela gestão deste mercado, disponibiliza os seguintes instrumentos para estabelecimento dos contratos [2]:

- **Contratos Futuro:** contratos de compra ou venda de energia para um determinado horizonte temporal, em que o comprador estabelece o compromisso de compra de eletricidade num dado período de entrega, comprometendo-se o vendedor a colocar essa mesma quantidade de eletricidade, a um preço determinado, no momento da transação. Os ganhos e perdas resultantes das flutuações de preços durante a fase de negociação neste tipo de contratos, são liquidados numa base diária. Os agentes compradores e vendedores não se relacionam diretamente entre si, cabendo à câmara de compensação a responsabilidade de liquidar as margens diárias e o contrato na data ou período de entrega.
- **Contratos Forward:** contratos em tudo semelhantes aos contratos Futuro, divergindo apenas na forma de liquidação dos ganhos e perdas, sendo que nesta situação contratual somente ocorre durante o período de entrega física ou financeira. O tipo de relacionamento entre agentes também é análogo aos contratos Futuro.
- **Contratos SWAP:** contratos onde está pressuposto a troca de posição em preço variável por uma posição de preço fixo ou vice-versa, dependendo do sentido da troca. Este tipo de contratos tem o objetivo de fazer a gestão ou tomada de risco financeiro, não existindo entrega física do produto subjacente, mas apenas a liquidação das margens correspondentes.

Atualmente, no OMIP, os produtos mais transacionados são os contratos Futuro, sendo que estes ainda se podem dividir em dois tipos de produto, *Baseload*¹⁴ e *Peackload*¹⁵.

¹⁴ Produto Base que oferece a mesma quantidade de energia para todas as horas de um determinado período.

¹⁵ Produto Pico que oferece a mesma quantidade de energia para as 16 horas de pico (da H9 à H24) dos dias úteis constantes de um determinado período.

2.4 Metodologias para tratamento de congestionamentos

Em mercados de energia existe a hipótese de interligar duas ou mais redes de forma a existirem trocas de energia e assim ser possível a qualquer consumidor de qualquer um dos países (ou mercados) interligados adquirirem energia elétrica num regime livre de concorrência entre os vários produtores e comercializadores que atuem nesses países. Para existirem estas trocas de energia entre mercados, terá de existir uma capacidade de interligação que será estabelecida de acordo com as previsões do mercado diário. Esta capacidade de interligação é limitada e nem sempre é suficiente¹⁶ para acomodar todo o fluxo de energia resultante das transações pretendidas pelos agentes de mercado, originando congestionamentos.

Estes congestionamentos nas linhas de transmissão de energia elétrica constituem o principal problema para os participantes nos mercados de eletricidade, pois limitam as trocas de energia, assim como colocam em risco o desenvolvimento do mercado.

Para resolver ou mitigar o problema dos congestionamentos, existem diversas formas para a gestão de congestionamentos, em ambiente de mercado, com o objetivo de alocar de forma eficiente a capacidade de interligação existente e mantendo a segurança técnica do sistema. Assim, importa conhecer as metodologias à disposição dos operadores de sistema para fazer face às situações mencionadas.

De uma forma geral, os mecanismos existentes para a gestão de congestionamentos podem dividir-se em duas categorias: alocação de capacidade de interligação e resolução de congestionamentos, sendo que ainda existem as regras explícitas de mercado que complementam cada um dos mecanismos.

Para as duas categorias de gestão mencionadas existem etapas no processo de gestão de congestionamentos que são importantes explicar. Analogamente às duas categorias, os operadores de sistema calculam a melhor estimativa para a capacidade disponível entre as áreas de controlo. De seguida os operadores de sistema, conhecendo com boa precisão os perfis de geração e de consumo, realizam estudos de trânsito de energia de forma a prever eventuais congestionamentos que possam existir na rede. Caso antevejam qualquer congestionamento, são então aplicados os mecanismos de alocação de capacidade de

¹⁶ Esta falta de capacidade de interligação tanto pode ser devido à insuficiente capacidade das linhas de interligação, como às limitações ao nível interno de cada uma das redes.

interligação, embora nem sempre estes mecanismos sejam os mais eficazes, visto que podem existir diferenças entre as situações previstas e as verificadas, em particular no que se refere a indisponibilidades fortuitas de elementos da rede, a alteração do perfil de geração em consequência de oportunidades identificadas nos mercados intradiários e a má previsão de consumo. Perante estas situações, que podem levar ao aparecimento de congestionamentos da rede, terá de se proceder a mecanismos de resolução de congestionamentos em tempo real.

Assim, importa conhecer melhor cada uma destas categorias constituídas pelos vários mecanismos de gestão de congestionamentos à disposição dos operadores de sistema para fazer face a situações de eventuais sobrecargas nas interligações, assim como as regras que se aplicam para cada uma das situações.

2.4.1 Regras explícitas

As regras explícitas de mercado podem também ser vistas como regras de prioridade com base na capacidade de interligação disponível.

Estas regras, utilizadas isoladamente, não servem para se fazer a gestão de congestionamentos, mas quando complementadas com outros mecanismos de gestão de congestionamentos são muito usuais no contexto de mercado, visto que são de fácil implementação.

De seguida serão descritas as regras mais comuns, identificando as suas vantagens e desvantagens.

2.4.1.1 *First come, first served*¹⁷

Esta regra incentiva os participantes do mercado a fazerem previsões com mais antecedência, visto que quanto mais cedo for feita uma proposta, maior é a probabilidade de esta ser aceite. Neste contexto, a primeira proposta feita para um determinado período de tempo tem prioridade sobre as propostas feitas posteriormente, independentemente de

¹⁷ Em português: primeiro a chegar, primeiro a servir-se.

ser mais vantajosa para o mercado. Por conseguinte, assim que o limite da capacidade de interligação for atingido, o operador do sistema deixa de aceitar mais propostas.

Relativamente às propostas, estas têm de ser confirmadas pelo menos até ao dia D-1, e qualquer mudança de programação tem de ser notificada ao operador do sistema, havendo sanções a pagar por alterações de última hora. Assim, permite uma melhor e mais cedo avaliação de segurança por parte do operador de sistema, que sabe com precisão e antecedência o volume de trocas de energia elétrica.

Como desvantagens, este método pode não deixar espaço suficiente para transações de curto prazo, que é um requisito para garantir o sucesso de uma boa dinâmica de mercado. Por ser permitido serem apresentadas propostas de longo prazo como forma de “reservar” capacidade de interligação disponível, existem as sanções referidas anteriormente, para os participantes que não usem a capacidade requerida e desistam da sua prioridade.

2.4.1.2 Pro-Rata

Esta é uma regra de “não prioridade”, isto é, todas as ofertas são realizadas, e no caso de existir um congestionamento, o operador de sistema reduz essas ofertas de acordo com a relação capacidade disponível/capacidade solicitada.

É uma regra transparente para todos os participantes e muito útil no mercado a curto prazo, o que permite uma boa dinâmica de mercado, embora traga aos participantes uma utilização do sistema economicamente ineficiente, visto que, nenhum incentivo¹⁸ é dado para reduzirem as ofertas que geraram o congestionamento. No entanto, é uma regra muito utilizada no contexto atual de mercado. No MIBEL, por exemplo, quando existe um congestionamento e se recorre ao *Market Splitting*, no cálculo do preço marginal, se existirem mais do que uma proposta com o mesmo preço cujas quantidades de energia correspondentes todas somadas ultrapassem o valor disponível no mercado, é calculado o rácio de todas as propostas para que todos os concorrentes participem no mercado com uma percentagem de energia igual em relação às suas propostas originais.

¹⁸ Quer para os participantes, quer para os operadores do sistema.

Assim, nenhum concorrente fica a perder em relação a outro concorrente que apresente uma proposta com o mesmo preço, ficando todos com a mesma proporção de energia relativamente às primeiras propostas apresentadas por cada um.

2.4.2 Alocação de capacidade de interligação

Este tipo de gestão de congestionamentos inclui mecanismos que são essencialmente utilizados para horizontes diários e anteriores ao diário.

2.4.2.1 Leilões explícitos¹⁹

Este mecanismo de gestão de congestionamentos tem o seu princípio de funcionamento assente numa base preventiva, ou seja, nas horas em que se previa que pudessem existir congestionamentos nas linhas de interligação, pode-se utilizar este mecanismo de forma a evitar que aconteçam congestionamentos.

Trata-se de um mecanismo em que a capacidade de interligação é atribuída por via de um leilão, em que os participantes de mercado fazem propostas pelo uso da capacidade de interligação. Por sua vez, estas propostas são ordenadas de acordo com o seu valor até que a potência contratada iguale a capacidade de interligação disponível. Frequentemente, é calculado um preço único para este “mercado de transmissão”, pago por cada um dos participantes.

Este tipo de leilões pode funcionar entre áreas, dentro ou fora de mercados de eletricidade e com diferentes preços de sistema, resultando numa solução consistente para o tratamento de congestionamentos.

Apesar de este mecanismo apresentar sinais de eficiência económica na alocação de congestionamentos da rede, tem a desvantagem de os dois leilões, pelo facto de serem realizados separadamente e ambos ignorarem o valor de mercado de energia no momento do leilão da capacidade de interligação, pode resultar na utilização ineficiente da ligação, assim como os preços finais serem demasiado altos ou demasiado baixos.

¹⁹ Leilões explícitos da capacidade de interligação.

No entanto, economicamente, este mecanismo é eficiente, uma vez que as ofertas refletem exatamente o valor atribuído pelos agentes à capacidade de interligação, sendo dada prioridade às propostas com o valor mais elevado.

No MIBEL, este mecanismo de gestão de congestionamentos foi implementado recentemente, sendo que até à data²⁰ apenas se concretizaram seis leilões conjuntos de capacidade de transporte de energia elétrica na interligação entre Portugal e Espanha [6]. Nos termos da regulamentação do setor elétrico aplicável em cada país à gestão das interligações, é da competência da *Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia* (CNMC) e da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) definir, de forma conjunta e coordenada, a convocatória dos leilões de capacidade de interligação.

2.4.2.2 Leilões implícitos

A metodologia de leilões implícitos é baseada em leilões de energia elétrica entre cada mercado que esteja interligado, e corresponde a uma forma distinta de alocar capacidade de interligação escassa. Esta metodologia não separa fluxos de energia elétrica relativamente à capacidade de interligação, o que o torna um processo simples para os participantes do mercado, sendo apenas realizada uma licitação por transação.

Existem dois mecanismos para este método de gestão de congestionamentos: *Market Coupling*²¹ e *Market Splitting*²². Estes são muito idênticos no método de cálculo dos preços e nos princípios de funcionamento, sendo que as principais diferenças recaem nos princípios de operação de cada um. De seguida serão descritas as principais características de cada um dos mecanismos.

2.4.2.2.1 Market Coupling

Market Coupling é definido como a utilização de leilões implícitos envolvendo duas ou mais bolsas de energia num mercado coordenado.

²⁰ Setembro de 2015.

²¹ Em português: Acoplamento de Mercados.

²² Em português: Separação de Mercados.

Especificamente, a coordenação do *Market Coupling* é realizada entre dois ou mais operadores de mercado, onde cada um calcula²³ os preços de cada mercado e as quantidades disponíveis com o objetivo de correr um algoritmo centralizado²⁴ que produz como resultados informações de quantidades e sentido do fluxo de energia através das ligações e preço final para cada um dos mercados. Quando este preço for diferente em cada mercado, os operadores calculam a capacidade de interligação máxima necessária para que os preços sejam os mesmos em todos os mercados interligados. Para atingir o preço único em todos os mercados, é acrescentada uma proposta de compra correspondente à capacidade de interligação disponível no mercado de preço mais baixo, do mesmo modo que será acrescentada uma proposta de venda de igual valor no mercado com o preço mais elevado. Assim, os preços aproximam-se nos dois mercados [1].

Este mecanismo de gestão de congestionamentos permite a integração de mercados com características completamente diferentes, ou seja, não requer a implementação de um mercado único nem a definição de um único operador. Esta característica é importante para facilitar a integração de mercados existentes a curto prazo, já que não exige grandes mudanças regulatórias.

Em 2006 entrou em funcionamento o mecanismo *Trilateral Market Coupling* (TMC), que integra os mercados Francês, Belga e Holandês, funcionando segundo o mecanismo *Market Coupling*. Em 2010, o mesmo mecanismo entrou em operação na Alemanha e na Áustria, sendo que o passo mais importante na integração do *Market Coupling* no mercado europeu teve lugar em 2014.

2.4.2.2 *Market Splitting*

Quando se fala na integração de mercados entre áreas²⁵ existe sempre o problema da capacidade de interligação disponível para suportar trocas de energia de uma área para outra. Deste modo, foi criado um mecanismo para resolver problemas de congestionamento devido a essas transações, o *Market Splitting*.

²³ Existem dois métodos para o cálculo: *Price Coupling* e *Tight Volume Coupling*.

²⁴ Algoritmo europeu denominado EUPHEMIA (OMIE).

²⁵ Na prática, cada área corresponde a um país.

Este mecanismo consiste em separar o mercado único de eletricidade em diferentes áreas geográficas, aquando da existência da capacidade de interligação inferior ao trânsito de energia necessário.

O *Market Splitting* é um dos mais sofisticados métodos de resolução de congestionamentos nas redes de energia elétrica, requerendo um mercado de trocas de eletricidade organizado nas áreas afetadas pelo congestionamento.

Quando a capacidade de interligação entre duas áreas é superior ao trânsito de energia que resulta do fecho de mercado, então a interligação não fica congestionada e existe um preço único de mercado, igual nessas duas áreas. Por outro lado, quando a capacidade de interligação é inferior ao trânsito de energia que resulta do fecho de mercado, então a interligação fica congestionada no seu limite e os mercados ficam separados em termos de preço, sendo este superior no mercado importador e inferior no mercado exportador [24].

Ao ocorrer um congestionamento, cada área afetada terá de calcular o preço local com base nas ofertas apresentadas até toda a capacidade de interligação estar satisfeita. Uma vantagem desta metodologia de resolução de congestionamentos é que o *Market Splitting* ocorre depois dos participantes realizarem as suas propostas, não precisando de agir de forma diferente na presença de um congestionamento.

Assim, depois de definidas as diferentes áreas geográficas, o objetivo consiste em aumentar a procura na área de menor preço²⁶ com o valor da capacidade de interligação disponível²⁷, resultando numa nova curva de procura. Da mesma forma, a curva de oferta na área de maior preço²⁸ é afetada de igual modo²⁹, resultando numa nova curva de oferta. O resultado final é o aumento de preço na área exportadora e uma redução de preço na área importadora, aproximando-se assim de um preço mais equilibrado entre as duas áreas.

A existência de *Market Splitting* dá origem a uma renda de congestionamento, que resulta do facto dos preços nas duas áreas serem distintos, valor esse que é igual à diferença de preços entre as duas áreas, multiplicada pela capacidade de interligação, que corresponde à energia comprada na área de preço mais baixo e vendida na área de preço mais alto. As

²⁶ Correspondente área exportadora.

²⁷ E ao preço igual ao da proposta mais elevada do mercado.

²⁸ Correspondente área importadora.

²⁹ Com a diferença que o preço da proposta correspondente à capacidade de interligação disponível é o equivalente ao preço marginal que ficou definido para a área exportadora.

receitas provenientes da renda de congestionamento são atribuídas aos operadores das redes de transporte com o principal objectivo de promoverem medidas de redução dos congestionamentos observados, em particular investindo em capacidade adicional de interligação [24].

Uma grande desvantagem deste mecanismo de resolução de congestionamentos relaciona-se com a sua dificuldade de implementação em larga escala requerendo que, de ambos dos lados da fronteira congestionada, exista uma bolsa de energia.

De seguida apresenta-se um exemplo retirado dos documentos auxiliares da unidade curricular de MEN, ISEL [24], que pretende ilustrar a aplicação deste mecanismo para um sistema constituído por duas áreas. Assume-se que a capacidade de interligação entre áreas é de 250 MW em ambos os sentidos.

O mecanismo de *Market Splitting* inicia-se com a construção da curva agregada de oferta e procura para a área A+B:

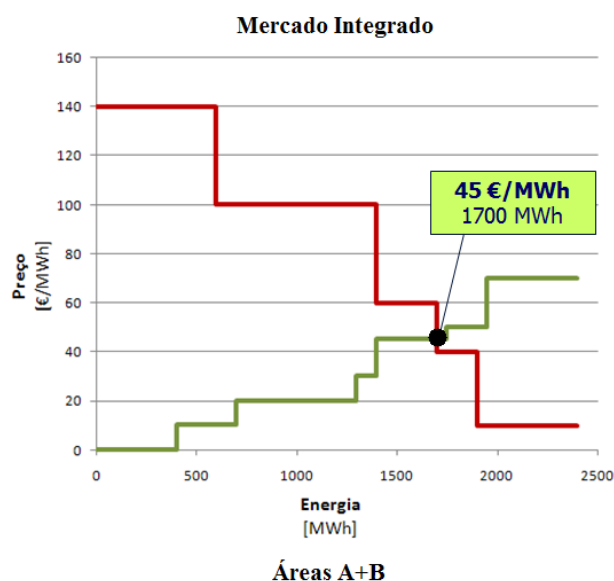


Figura 2.13 - Curva oferta e procura para o mercado integrado

A interseção das duas curvas ocorre para um preço marginal de 45 €/MWh, que corresponde a um consumo de 1700 MWh (900 MWh na área A e 800 MWh em B). A produção é assegurada por ambas as áreas: 300 MWh de geração em A e 1400 MWh em B, o que corresponde a um trânsito de 600 MWh de B para A, valor superior ao máximo permitido de 250 MW.

Assim, torna-se necessário separar as áreas, impondo um trânsito da área B para a área A igual ao valor máximo da capacidade de interligação disponível. Esta transferência de 250

MWh de B para A é ilustrada na figura seguinte, correspondendo a uma deslocação de igual valor nas curvas de procura e oferta, correspondentemente.

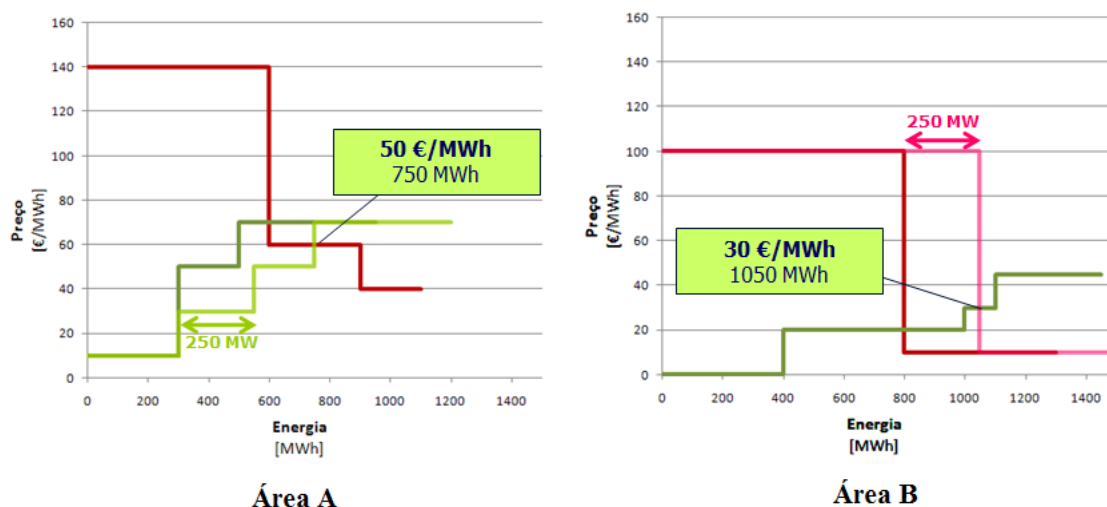


Figura 2.14 - Curva oferta e procura em Market Splitting

Assim, na situação de *Market Splitting*, o preço na área A é de 50 €/MWh para um consumo de 750 MWh, enquanto na área B o preço é de 30 €/MWh para um consumo de 1050 MWh.

Como se pode verificar através do exemplo, o *Market Splitting* conduz a uma diferença de preços pagos pelos consumidores das diferentes áreas. Naturalmente, caso o trânsito de energia na interligação fosse de 600 MWh, não existiria diferença de preços entre áreas.

Relativamente à renda de congestionamento, para este exemplo os operadores de sistema envolvidos têm a receber $(50 - 30) \times 250 = 5000$ €.

Conclui-se assim, que o *Market Splitting* encoraja o comércio, desde que os operadores das redes de transporte recebam informação *a priori* acerca da probabilidade de congestionamentos entre áreas.

2.4.3 Resolução de Congestionamentos

Contrariamente ao que acontece nos mecanismos de alocação de capacidade de interligação, os mecanismos de resolução de congestionamentos são utilizados após se concretizar o congestionamento, ou seja, são utilizados para um horizonte posterior ao diário. De seguida são explorados os principais mecanismos para este tipo de gestão de congestionamentos.

2.4.3.1 Redespacho

O principal mecanismo de resolução de congestionamentos é o Redespacho, que por sua vez se subdivide em diferentes metodologias de utilização que variam essencialmente conforme alterem ou não o programa de interligação.

Na metodologia de Redespacho, os congestionamentos são resolvidos por via de uma redistribuição dos trânsitos de energia. Esta metodologia requer que os operadores de sistema alterem a produção programada numa ou mais áreas, entre as quais se verifica o congestionamento, de modo a aumentar a capacidade disponível entre as mesmas, podendo ou não existir coordenação entre os operadores de sistema das várias áreas.

Com esta metodologia os operadores de sistema têm mais liberdade para resolver congestionamentos recorrendo a uma redistribuição dos trânsitos de energia, ao invés de, por exemplo, recorrerem a leilões de energia.

2.4.3.1.1 Redespacho sem alteração do programa na interligação

No redespacho coordenado sem alteração do programa na interligação, os operadores do sistema atuam de forma a resolver o congestionamento de uma ou mais linhas de interligação, mantendo constante a potência total transitada entre mercados. Em geral, não é baseado num método de otimização, e não leva em conta a localização dos geradores.

Assim, esta metodologia subdivide-se ainda em dois tipos de redespacho:

- Redespacho interno;
- Redespacho coordenado.

2.4.3.1.1.1 Redespacho Interno

Na metodologia de redespacho interno existe alteração do perfil de geração apenas na área controlada por um dos operadores de sistema.

2.4.3.1.1.2 Redespacho Coordenado

O redespacho coordenado é ligeiramente diferente do redespacho interno, na medida que nesta metodologia de redespacho, a alteração de perfil de geração é realizada em mais do que uma área de controlo sem, no entanto, se basear numa otimização comum.

Em ambos os tipos de redespacho, interno e coordenado, o subconjunto de geradores a afetar, é definido pelas ofertas de subida e descida de carga efetuadas aos operadores, por exemplo, por via de um mercado de serviços de sistemas, e pelos coeficientes de sensibilidade destas centrais.

2.4.3.1.2 Redespacho com alteração do programa na interligação

Ao contrário dos tipos de redespacho já analisados, os que de seguida se apresentam, afetam o programa de interligação, aumentando a geração total numa área de controlo e diminuindo em igual valor a geração na outra área de controlo. Distinguem-se assim três tipos de redespacho dentro desta subcategoria:

- Redespacho Conjunto Otimizado;
- *Counter-Trading*³⁰;
- Limitação das transações transfronteiriças.

2.4.3.1.2.1 Redespacho Conjunto Otimizado

Neste tipo de redespacho os operadores de sistema determinam em conjunto quais os produtores ou grandes consumidores que devem ser afetados, de forma a aliviar o congestionamento [18]. Para isso, poderá ser utilizada uma ferramenta de otimização³¹, com o objetivo de se obter uma solução ótima no que respeita a custos e trânsito de energia. Os recursos para o redespacho são adquiridos a partir de um processo de ofertas no qual alguns

³⁰ Em português: Comércio Inverso

³¹ *Optimal Power Flow* (OPF).

produtores oferecem aos operadores de sistema a possibilidade de subir ou descer a carga, e alguns consumidores oferecem a possibilidade para reduzir o consumo³².

O redespacho conjunto otimizado conduz a uma solução ótima na resolução do congestionamento para ambos os operadores, uma vez que as ofertas têm em conta a localização geográfica da geração e do consumo. No entanto, este tipo de redespacho pode criar sobrecustos adicionais para os operadores do sistema, não conduzindo a uma solução económica ótima. Estes sobrecustos traduzem o aumento de produção da geração que apresenta custo marginal mais elevado.

De acordo com a estrutura de regulação, os operadores de sistema podem reencaminhar o sobrecusto para as entidades responsáveis, ou seja, para os agentes de mercado envolvidos em transações transfronteiriças. Outra possibilidade é a partilha igualitária dos custos por todos os intervenientes o que, todavia, poderá aumentar os problemas de congestionamento uma vez que não permite a emissão de qualquer sinal referente ao preço.

Apresenta-se um exemplo, retirado de [25], que ilustra de forma simples a aplicação desta metodologia. Considerem-se duas áreas, uma exportadora e outra importadora e um trânsito resultante do mercado de 500 MW entre ambas, para um preço marginal de sistema de 25 €/MWh. As condições reais de rede, todavia, limitam o trânsito a 400 MW. Assim, torna-se necessário que o país exportador reduza a sua produção em 100 MW e que o país importador aumente a sua produção em 100 MW.

Suponha-se que um produtor do país exportador, que fora aceite pelo mercado, havia apresentado uma oferta ao respetivo operador de sistema para reduzir a sua produção, estando disposto a pagar 18 €/MWh; e que um produtor do país importador, que não fora aceite pelo mercado, havia apresentado uma oferta ao respetivo operador de sistema para produzir ao preço de 27 €/MWh.

Assumindo que os produtores referidos tinham apresentado as ofertas mais económicas e que a sua participação elimina o congestionamento, o operador de sistema do país exportador recebe $P_E = 18 \times 100 = 1800$ €, pela redução da sua produção, enquanto o operador de sistema do país importador tem que pagar $P_I = 27 \times 100 = 2700$ € pelo aumento da produção na sua área de controlo. Deste modo, o sobrecusto do redespacho

³² Com óbvias contrapartidas monetárias.

conjunto otimizado para o sistema constituído pelas duas áreas foi de 900 € a repartir pelos dois operadores, segundo proporção a determinar.

2.4.3.1.2.2 *Counter-Trading*

O *Counter-Trading* corresponde a outra metodologia do redespacho para ultrapassar situações de congestionamentos em tempo real. Conceptualmente é muito idêntico ao redespacho conjunto otimizado, uma vez que consiste igualmente na alteração dos níveis de produção de alguns geradores de modo a resolver situações de congestionamento. No entanto, a sua implementação requer a utilização de um mercado secundário gerido pelo operador de sistema, onde são contratados novos geradores que inicialmente não tinham sido despachados e onde são selecionados quais os geradores que inicialmente tinham sido despachados para reduzirem os seus níveis de produção.

A implementação deste mecanismo terá execução após a realização do mercado diário, onde as propostas não despachadas são imediatamente consideradas válidas para o mercado secundário. Estas propostas serão ordenadas de forma crescente relativamente ao seu preço, sendo utilizadas as de preço mais baixo pelo operador de sistema de forma a aumentar os níveis de produção e assim ultrapassar situações de congestionamento.

Relativamente à seleção dos geradores cuja produção será reduzida, o operador do sistema receberá propostas para a redução de produção, que por sua vez serão ordenadas por ordem crescente do seu preço, começando por se utilizar as propostas de preço mais elevado desde que contribuam para resolver os congestionamentos detetados.

Assim, a diferença entre o preço a pagar aos geradores responsáveis pelo incremento dos níveis de produção, e o preço a receber dos geradores selecionados para reduzirem a produção, converte-se, à semelhança do redespacho conjunto otimizado, num sobrecusto a suportar pelo operador de sistema.

2.4.3.1.2.3 Limitação de Transações Transfronteiriças

A metodologia presente neste método de redespacho consiste em reduzir os programas de troca de energia que afetem o congestionamento, de acordo com critérios pré-definidos³³. Trata-se de uma alternativa ao *Counter-Trading* ou ao Redespacho Conjunto Otimizado, sendo que a responsabilidade financeira é transferida do operador de sistema para os participantes de mercado com contratos que envolvem as linhas congestionadas [18].

Sendo este método considerado como uma abordagem descoordenada ao *Counter-Trading*, só deverá ser utilizado quando não existam alternativas, ou em casos de força maior.

2.4.4 Comparação entre metodologias e conclusões

Uma vez descritas e estudadas as metodologias para tratamento de congestionamentos que melhor se adequam à realidade atual dos mercados de energia elétrica, é importante fazer uma análise comparativa entre elas, de forma a perceberem-se as principais vantagens e desvantagens de cada uma.

Um dos aspetos importantes a ser considerados nesta comparação entre metodologias é o impacto económico da aplicação de cada metodologia para os participantes de mercado e para os operadores de sistema, assim como perceber a importância dos custos e da geração de receitas para cada um.

Em relação aos métodos de alocação de capacidade de interligação (leilões explícitos e implícitos), verifica-se que estes geram receitas que são inicialmente recolhidas pelos operadores de sistema, enquanto que os vários métodos de redespacho para resolução de congestionamentos não geram qualquer tipo de receita para os operadores. Por outro lado, os mecanismos de leilões explícitos e implícitos não se traduzem em custos para os operadores de sistema com prejuízo para os participantes de mercado, enquanto que os vários mecanismos de redespacho apresentam custos a serem suportados pelos operadores. Pode-se fazer um exercício para tentar definir qual das situações é mais vantajosa em termos económicos, mas como é lógico, isso vai depender se analisarmos do ponto de vista dos operadores de sistema ou dos participantes de mercado. Ao analisar-se o ponto de vista dos

³³ Por exemplo, *pro-rata*.

operadores de sistema, os mecanismos de leilões explícitos e implícitos são mais vantajosos economicamente, uma vez que os custos gerados não são suportados pelos mesmos e as receitas têm por objetivo o financiamento do reforço da interligação, embora muitas vezes, este reforço não possa ser efetuado por várias razões, nomeadamente sociais e ambientais. Fazendo a mesma análise do ponto de vista dos participantes de mercado, os vários tipos de redespacho são economicamente mais vantajosos, pois os custos gerados são suportados pelos operadores de sistema, não existindo assim um sobrecusto traduzido nos preços a pagar pelos utilizadores.

Existem outros aspetos relevantes que se têm de ter em consideração na comparação entre metodologias para o tratamento de congestionamentos, designadamente o horizonte temporal de aplicação das metodologias e a sua exequibilidade.

Começando por analisar em termos de horizonte temporal, as metodologias de leilões explícitos e implícitos são aplicáveis em horizontes temporais anteriores ao diário e diário respetivamente. Nestas metodologias existe uma filosofia preventiva que obriga os operadores de sistema a fazerem previsões antecipadas acerca de possíveis congestionamentos e atuarem em conformidade para que os mesmos não aconteçam. As metodologias de redespacho são aplicáveis em horizontes temporais posteriores ao diário, sendo que qualquer um dos métodos de redespacho requer uma alteração em tempo real da produção inicialmente programada de modo a solucionar o congestionamento.

No que respeita à exequibilidade, praticamente todas as metodologias apresentam experiências de implementação, embora de formas diferentes. Os leilões implícitos requerem a existência de bolsas de eletricidade dos dois lados da interligação, ao contrário das metodologias de redespacho que requerem a existência de um mercado secundário de coordenação entre operadores de sistema.

Relativamente a características técnicas que distinguem cada uma das metodologias de tratamento de congestionamento, é apresentada a tabela seguinte:

Tabela 2.2 - Características técnicas principais dos mecanismos de alocação de capacidade de interligação

	Leilões explícitos	Leilões implícitos	
		<i>Market Splitting</i>	<i>Market Coupling</i>
Caraterísticas técnicas dos leilões	Os mercados afetados pelo congestionamento fazem os leilões de forma independente, ignorando o valor de mercado de energia; Pode originar uma utilização ineficiente da interligação (preços muito altos ou muito baixos).	Mercado único coordenado por um operador de sistema; Integra duas ou mais áreas, podendo ter preços diferentes.	Integra vários mercados numa única área, sendo cada uma coordenada por operadores diferentes; Os vários mercados mantêm sempre a mesma natureza.

Tabela 2.3 - Características técnicas principais dos mecanismos de resolução de congestionamentos

	Redespacho		
	Redespacho conjunto otimizado	<i>Counter-Trading</i>	Limitações das transações transfronteiriças
Caraterísticas técnicas dos redespachos	Seleção da alteração da geração por parte dos operadores de sistema com base em ofertas feitas pelos participantes de mercado após o primeiro despacho.	A alteração de geração é selecionada pelo operador de sistema com base nas ofertas realizadas pelos participantes de mercado no despacho inicial.	Reduz os programas de trocas de energia que afetam o congestionamento.

Em forma de conclusão, e após ser feita a análise comparativa entre as várias metodologias para tratamento de congestionamentos, compreende-se que as metodologias *Market Splitting* e *Counter-Trading* sejam as mais vantajosas no que a gestão de congestionamentos diz respeito.

Assim, deste capítulo em diante, serão estas as metodologias estudadas mais detalhadamente.

Capítulo 3

Metodologia e Abordagens Teóricas Utilizadas

Neste capítulo pretende-se apresentar a metodologia utilizada no desenvolvimento do trabalho, com o cuidado de fundamentar todas as opções tomadas. Deste modo, o capítulo pode dividir-se em duas secções: aspetos gerais dos fundamentos teóricos utilizados no trabalho e a metodologia propriamente dita.

3 Metodologia e Abordagem Teórica Utilizada

3.1 Introdução

Neste capítulo pretende-se comparar os mecanismos para tratamento de congestionamentos *Counter-Trading* e *Market Splitting*, com o objetivo de perceber as vantagens e desvantagens para os consumidores em Portugal, participantes no mercado diário do MIBEL.

Na metodologia utilizada há a destacar a utilização do Excel como software de cálculo na simulação de resultados para determinar qual o mecanismo mais vantajoso economicamente para todos os intervenientes no MIBEL.

Desta forma, será analisada pormenorizadamente toda a metodologia de cálculo, sempre com a preocupação de fundamentar todas as assunções e simplificações adotadas.

3.2 Aspetos gerais

Nesta secção apresentam-se os aspetos gerais dos fundamentos teóricos utilizados para a realização deste estudo abordando em particular os seguintes pontos:

- Seleção das horas de estudo;
- Ofertas de compra e venda aceites no mercado;
- Regras de cálculo do preço marginal.

3.2.1 Seleção das horas de estudo

Antes de se efetuar qualquer passo que conduza ao início do estudo proposto, é necessário precisar o ponto partida. Neste contexto, houve a necessidade de estudar uma amostra suficientemente abrangente dos casos possíveis de encontrar no mercado diário do MIBEL.

Partindo do princípio que os meses de Inverno contemplariam maior variedade de horas por dia que permitissem englobar o maior número possível de casos diferentes de estudo, foram escolhidas as horas correspondentes aos meses de Outubro, Novembro e Dezembro de 2013. No entanto, o interesse deste trabalho não é estudar todas as horas dos meses

correspondentes ao último trimestre de 2013, mas sim apenas as horas em que existiu *Market Splitting*.

Efetuada esta primeira filtragem, importa lembrar que um dos objetivos propostos da presente dissertação é determinar qual o mecanismo para tratamento de congestionamentos mais vantajoso economicamente para os participantes de mercado, numa perspetiva do consumidor em Portugal. Posto isto, interessa estudar apenas as horas em os preços do mercado de Portugal são mais elevados que os de Espanha, ou seja, as horas em que Portugal é importador de energia elétrica.

A última condição na escolha das horas a selecionar para o estudo prende-se com o facto de terem ocorrido reduções ao programa de interligação desde o cálculo³⁴ da primeira versão até ao cálculo da versão final que fechou o mercado. Ao ter ocorrido *Market Splitting* em horas que existiu uma redução no programa de interligação, significa que esta redução não se deveria ter sucedido. Estas alterações ocorrem por necessidade de dar resposta à variabilidade natural das energias de fontes renováveis, que pode levar tanto à redução, aumento, ou até manter o valor do cálculo do programa de interligação desde a primeira versão até à versão final.

Em forma de resumo, as três condições requeridas para a seleção das horas de estudo nesta dissertação são:

- Existência de *Market Splitting*;
- Portugal como país importador;
- Redução do programa de interligação (primeira versão).

Aplicadas todas as filtragens necessárias para a seleção das horas de estudo, a amostra a utilizar na metodologia de cálculo será aplicada a 26 horas correspondentes aos meses de Outubro e Dezembro de 2013.

De referir que em Novembro as horas que preenchiam os requisitos impostos pelas condições de seleção, eram todas muito idênticas entre elas, assim como eram muito semelhantes às horas a estudar em Dezembro, pelo que se decidiu não utilizar essas horas no estudo.

³⁴ Em norma, a primeira versão do programa de interligação é calculada duas semanas antes do fecho do mercado.

3.2.2 Ofertas de compra e venda de energia elétrica

Selecionadas as horas a aplicar na metodologia de cálculo proposta, é necessário conhecer a informação disponibilizada pelos operadores de mercado.

As ofertas de compra e venda de energia elétrica são apresentadas enquanto resultado da pesquisa realizada no site OMIE³⁵ [15]. Assim, da lista de ficheiros disponibilizados ao público com informação do mercado, o OMIE permite aceder, entre outros, ao ficheiro .txt descrito em seguida.

O ficheiro .txt contém a seguinte informação:

Tabela 3.1 – Exemplo da informação das propostas de compra/venda de energia presente nos ficheiros disponibilizados no OMIE

Hora	Fecha	Pais	Unidad	Tipo Oferta	Energia Compra / Venta [MWh]	Precio Compra / Venta [€/MWh]	Ofertada (O) / Casada (C)
5	01-10-2013	ES	EBLCVD1	V	27,3	0,00	C
5	01-10-2013	ES	ECYRVD1	V	547,7	0,00	C
5	01-10-2013	ES	SMGVP3	C	75,0	18,54	C
5	01-10-2013	ES	HCHI	V	35,0	60,50	O
5	01-10-2013	ES	SBEU	V	59,0	73,01	O
5	01-10-2013	ES	CENTC01	C	5,0	2,00	O
5	01-10-2013	ES	EPLUC01	C	6,0	5,00	O
5	01-10-2013	PT	ADOUNAB	C	68,0	8,00	O
5	01-10-2013	PT	ADOUNAB	C	72,0	11,00	O
5	01-10-2013	PT	FORTIC2	C	204,4	87,81	C
5	01-10-2013	PT	GNCOC02	C	86,9	180,30	C
5	01-10-2013	PT	TEMON	V	20,0	77,60	O
5	01-10-2013	PT	RTG02	V	205,0	100,00	O
5	01-10-2013	PT	ADOUINT	V	200,0	0,00	C

Na tabela anterior surgem os valores correspondentes à hora de realização do mercado; ao respetivo dia de mercado; ao país onde são efetuadas as compras/vendas de energia; aos participantes de mercado envolvidos nas transações de energia; ao tipo de ofertas realizada entre compra e venda; à quantidade de energia, em MWh; ao preço licitado, em €/MWh; e

³⁵ Operador do Mercado Ibérico de Energia (pólo espanhol), enquanto entidade gestora dos mercados diários e intradiários do MIBEL.

por último ao estado da licitação, isto é, se foi apenas ofertada, ou se efetivamente foi casada.

A informação relativa às várias atualizações do programa de interligação foi disponibilizada pelo gestor de sistema do operador de mercado, e permite conhecer a informação relativa às várias versões desde o cálculo inicial do programa de interligação (Versão 1) até ao cálculo do programa final que define a capacidade de interligação para cada hora (no caso da tabela abaixo, Versão 22 ³⁶).

Tabela 3.2 – Exemplo da informação do programa de interligação presente nos ficheiros disponibilizados

Dia	Versão 1			...	Versão 16			...	Versão 22		
	Hora	Import. [MW]	Export. [MW]		Hora	Import. [MW]	Export. [MW]		Hora	Import. [MW]	Export. [MW]
2013;10;01	1	2300	1700	...	1	1400	1900	...	1	1400	1900
2013;10;01	2	2000	2000	...	2	1100	2000	...	2	1100	2000
2013;10;01	3	2000	2000	...	3	900	2000	...	3	900	2000
2013;10;01	4	2000	2000	...	4	500	2000	...	4	500	2000
2013;10;01	5	2000	2000	...	5	500	2000	...	5	500	2000
2013;10;01	6	2000	2000	...	6	600	2000	...	6	600	2000
2013;10;01	7	2000	2000	...	7	700	2000	...	7	700	2000
2013;10;01	8	2300	1700	...	8	1100	1900	...	8	1100	1900
2013;10;01	9	2300	1700	...	9	1500	1900	...	9	1500	1900
2013;10;01	10	2300	1700	...	10	2000	1900	...	10	2000	1900

Na tabela exibida anteriormente, é apresentado um exemplo da informação disponibilizada com as várias atualizações do programa de interligação do ponto vista do operador de sistema português – REN. Cada versão contém a informação relativa à hora do mercado diário correspondente, ao valor do programa de interligação calculado do ponto de vista da importação³⁷ (em MW) e ao valor do programa de interligação calculado para exportação³⁸ (em MW).

Nesta situação específica, ao ser analisada, por exemplo a hora 5, constata-se que no cálculo inicial (Versão 1) existe uma capacidade de interligação (para importação) de 2000 MW. Com o aproximar do encerramento do mercado, verificou-se que, para dar prioridade à energia renovável, a capacidade de interligação de importação reduziu para 500 MW

³⁶ A Versão final varia conforme as atualizações que o operador de mercado fizer até ao fecho do mercado.

³⁷ Sentido da transação de energia elétrica de Espanha para Portugal.

³⁸ Sentido da transação de energia elétrica de Portugal para Espanha.

(Versão 16). Até ao fecho do mercado (Versão 22), o valor da capacidade de interligação de importação não voltou a ser alterado, tendo ficado nos 500 MW.

Com base na informação destes ficheiros é possível recalculer teoricamente os novos preços de mercado, utilizando as licitações apresentadas em cada hora, assim como a informação relativa às primeiras versões do programa de interligação para estabelecer a capacidade de interligação. No entanto, existem algumas considerações relevantes a serem tomadas. Desde logo as propostas complexas apresentadas pelos produtores não serão contempladas neste cálculo, uma vez que não existe qualquer informação disponibilizada pelo operador de mercado. Outra assunção adotada prende-se com o facto de serem aceites todas as propostas efetuadas inicialmente para o novo cálculo, quando na realidade não seria exatamente assim, visto que poderiam existir alguns produtores que alterariam as suas propostas iniciais com a alteração do programa de interligação.

3.2.3 Regras de cálculo do preço marginal

Na construção do método de cálculo apresentado nesta dissertação tiveram-se em conta as regras inerentes ao cálculo do preço marginal apresentadas nas Regras de Funcionamento do Mercado disponíveis no site OMIE [14] que contêm os procedimentos e as condições de carácter geral necessários para o desenvolvimento eficaz do mercado diário e intradiário de produção de energia eléctrica e, especificamente, para a sua gestão económica e a participação nos mesmos dos sujeitos que realizam atividades destinadas ao fornecimento de energia eléctrica e dos consumidores diretos no mercado.

No processo de cálculo do preço marginal o operador de mercado recebe as ofertas de compra de energia por parte dos comercializadores e consumidores, assim como as ofertas de venda de energia por parte dos produtores para, assume-se, as 24 horas do dia seguinte. Para cada hora do dia seguinte o operador de mercado agrega as ofertas de compra e de venda, ordenando as primeiras por ordem decrescente e as segundas por ordem crescente de preço de energia eléctrica.

Este procedimento é geral no que toca ao cálculo do preço marginal, podendo variar a forma de encontro das curvas de compra e venda de energia. Assim, os três casos que podem ocorrer no cálculo do preço marginal são:

- Caso em que a venda marca preço;

- Caso em que a compra marca preço;
- Caso em que um valor médio marca preço.

3.2.3.1 Caso em que a venda marca preço

Para cada hora do mercado diário tem de existir um preço de marginal de energia elétrica, que corresponde ao preço que os consumidores e produtores participantes no mercado terão de pagar ou receber, respetivamente pela energia indicada.

O caso mais comum existente no mercado diário do MIBEL corresponde a quando o preço marginal é o resultado do ponto de interseção das curvas de procura (vermelha) e oferta (verde), estabelecendo assim o par de valores P, preço marginal do sistema e Q, quantidade de energia a produzir, tal como indica a Figura 3.1.

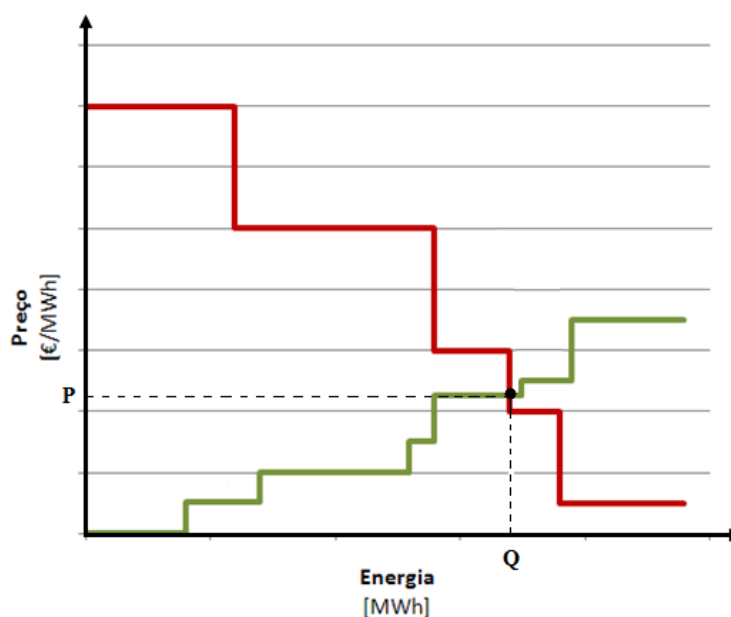


Figura 3.1 – Determinação do preço marginal – caso em que a venda marca preço

Assim, os produtores que fizeram propostas de venda a um preço inferior ao preço marginal P são seleccionados para essa hora e todas as propostas são remuneradas ao preço marginal do sistema. Por conseguinte, os consumidores que apresentaram propostas de compra a um preço superior ao preço marginal são seleccionados para essa mesma hora e todas as propostas são pagas ao mesmo preço marginal do sistema.

Por regra geral, a proposta que define o preço marginal do sistema será a última proposta de venda a casar, ou seja, a última proposta da curva a verde apresentada no momento da interseção das duas curvas, é a proposta que marca o preço de mercado para aquela hora.

Com esta informação reunida, pode então proceder-se à construção da previsão do preço marginal do sistema para o dia seguinte.

3.2.3.2 Caso em que a compra marca preço

No cálculo do preço marginal para cada hora do mercado diário, nem sempre é tão linear como o caso analisado anteriormente, uma vez que a curva de procura e oferta é construída a partir de troços para cada par de valores preço-quantidade, que pode levar a que no cruzamento das curvas, a interseção seja num troço horizontal e não num único ponto (Figura 3.2).

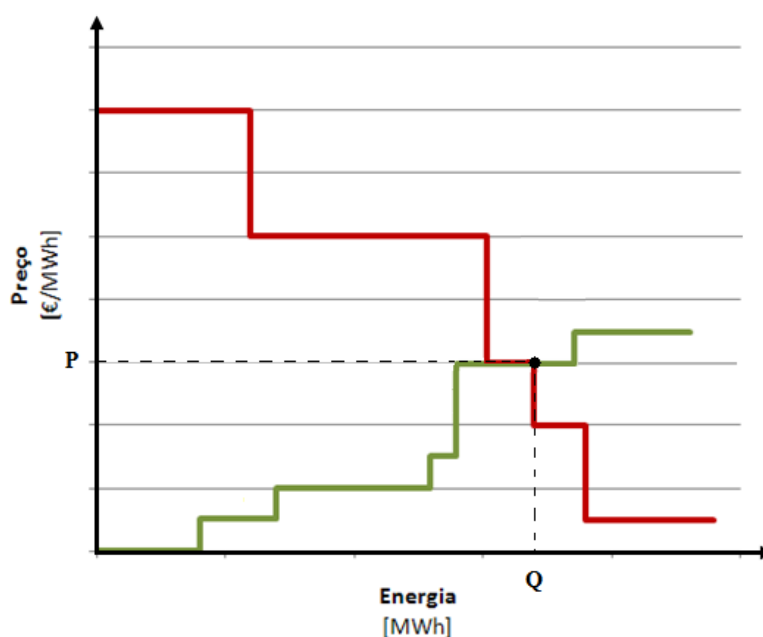


Figura 3.2 – Determinação do preço marginal – caso em que a compra marca preço

Na Figura 3.2 pode observar-se um exemplo em que o encontro das curvas de procura (vermelho) e oferta (verde) se dá precisamente sobre um troço horizontal de cada uma das curvas, ou seja, o resultado da interseção das curvas é um conjunto de pontos e não um ponto único.

Posto isto, estamos perante um caso em que, para um único preço existem pelo menos duas ofertas (uma de venda e uma de compra). Como a oferta é superior à procura, isto é, como

as ofertas de venda são superiores às ofertas de compra, quem dita o preço são as ofertas de compra, por ser o lado que dita as leis de mercado. (Imagine-se a venda de livros, se o número de pessoas que querem vender livros é superior ao número de pessoas que os querem comprar, então o número de livros vendidos é determinado pelo número de pessoas que querem comprar)³⁹.

3.2.3.3 Caso em que o valor médio marca preço

Mais improvável de acontecer, se bem que possível, é o caso em que para uma determinada hora do mercado diário, a interseção das curvas de procura (vermelha) e oferta (verde) se dá sobre os seus troços verticais. Observe-se a Figura 3.3:

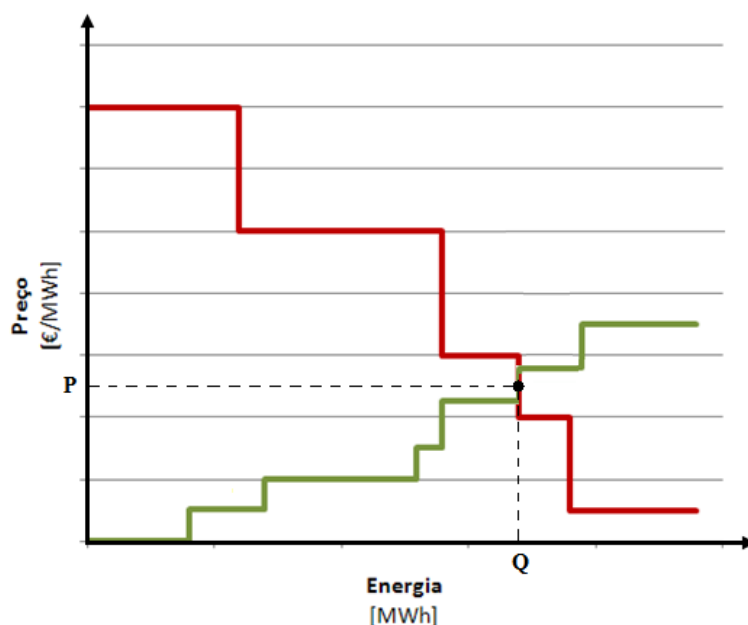


Figura 3.3 – Determinação do preço marginal – caso em que valor médio marca preço

Nesta situação, o preço marginal de mercado será dado pelo valor médio entre o preço superior e o preço inferior do troço vertical, onde o primeiro será o menor preço entre as ofertas de compra casadas e o menor preço entre as ofertas de venda casada, e o segundo será o maior preço entre as ofertas de venda casadas e o maior preço entre as ofertas de

³⁹ Exemplo prático do dia-a-dia que demonstra de uma forma simplificada o caso em que a compra marca o preço de mercado.

compra casadas. Na prática, pode afirmar-se que o preço de mercado será o valor médio entre as duas ofertas mais próximas do troço vertical.

3.2.3.4 Critério de aceitação de propostas de preços iguais

Pelo facto das curvas de compra e venda de energia serem construídas por escalões⁴⁰, o cruzamento das mesmas pode originar indeterminações na alocação de energia que necessite da aplicação de um critério de divisão na circunstância de várias propostas cujo preço coincida com o preço marginal do sistema para uma determinada hora do mercado diário.

Assim, no caso de existirem um excesso de propostas de compra ou venda com o mesmo preço, estas propostas serão divididas proporcionalmente (critério *Pro-Rata*) para que os participantes de mercado referidos participem no mercado com uma percentagem de energia igual em relação às suas propostas originais.

Tabela 3.3 – Exemplo do excesso de propostas de compra para o cálculo do preço marginal

Espanha		
Compra		
Agente	Energia (MWh)	Preço (€/MWh)
HCGC01	35	20
EONCP3	50	20
WATIC01	15	20
DANSCP3	30	20.19
CENTC01	50	21
CENTCP3	100	21.85
CENTC01	50	22
TANB	53	23
CENTCP3	100	23.85
WATIC01	0.7	28

O exemplo apresentado na tabela 3.3 pretende ilustrar o caso de existirem várias propostas de compra de energia com o mesmo preço com excesso de quantidade de energia para a hora 5 do mercado diário do dia 01 de Outubro de 2013.

⁴⁰ Cada proposta de compra ou venda de energia representa um escalão/troço horizontal na curva de procura e oferta.

Suponha-se que a proposta de 30 MWh ao preço de 20,19 €/MWh tinha casado na totalidade deixando disponíveis apenas 60 MWh para preencher a necessidade da carga para esse dia.

Posto isto, teremos de seleccionar a proposta de preço imediatamente abaixo para tentar preencher os 60 MWh necessários para satisfazer a carga. No entanto, imediatamente a cima existem três propostas a 20 €/MWh. Seguindo o critério de aceitação de propostas mencionado, terá de se dividir a quantidade de energia de cada proposta proporcionalmente até atingir os 60 MWh requeridos pela carga:

- Da proposta de 35 MWh, casarão 21 MWh;
- Da proposta de 50 MWh, casarão 30 MWh;
- Da proposta de 15 MWh, casarão 9 MWh.

Assim, todas as propostas casarão 60% da quantidade de energia apresentada na proposta original e a carga fica satisfeita na totalidade.

3.3 Metodologia

A explicação da metodologia será dividida em duas partes. A primeira será realizada com a construção, passo a passo, de um exemplo prático em que um novo preço marginal foi calculado para a situação em que o programa de interligação corresponde ao valor da primeira versão, sendo este sempre superior ao valor apresentado no fecho do mercado que provocou a separação de mercados. Na segunda parte serão apresentadas todas as equações que permitem calcular os resultados do mercado para as situações de utilização de *Market Splitting*, *Counter-Trading* e um mercado ibérico único em que toda a energia necessária seria transacionada sem qualquer restrição⁴¹.

3.3.1 Critérios para o cálculo do novo preço marginal

Tendo em conta o mencionado no ponto 3.2.1, as horas em estudo nesta metodologia serão as horas de Outubro e Dezembro que contemplem os seguintes requisitos:

⁴¹ A restrição de limitar a capacidade de interligação ao valor da primeira versão existe mas como será verificado posteriormente, este vai ser suficiente para transacionar toda a energia elétrica necessária em praticamente todas as horas de estudo.

- Horas em que existiu *Market Splitting*;
- Horas em que Portugal é importador ($\lambda_{pt} > \lambda_{es}$);
- Horas em que existiu uma redução do programa de interligação (em relação à primeira versão).

No Anexo A encontram-se discriminadas as horas que cumprem simultaneamente o critério de *Market Splitting* e o critério em que Portugal é país importador de energia.

Nas horas seleccionadas é importante conhecer os dados relativos às versões inicial e final da capacidade de interligação, as propostas que determinaram o preço marginal em cada hora, os agentes que as apresentaram, e se essas propostas correspondem a propostas de compra ou de venda.

De seguida é apresentada uma tabela onde são identificadas todas as horas dos meses de Outubro e Dezembro de 2013, discriminando cada um dos dados mencionados necessários para o cálculo do novo preço marginal:

Tabela 3.4 – Horas de Outubro e Dezembro de 2013 que cumprem todos os critérios para o cálculo do preço marginal

Outubro									
Dia	Hora	Cap. Interlig.		PT			ES		
		V. final [MW]	1ª Versão [MW]	Preço [€/MWh]	Agente	C/V	Preço [€/MWh]	Agente	C/V
1	5	500	2000	25,03	ACAVADB	C	19,85	CENTCP3	C
23	3	750	2000	17,69	ACAVADB	C	13,80		M
	4	600	2000	20,82	GUADIAB	C	5,00		V
	5	600	2000	20,82	GUADIAB	C	5,13	UFBB	C
	6	700	2000	20,82	GUADIAB	C	15,13	UFBB	C
28	3	1350	2000	3,05	ADOUNAB	C	2,00	CENTC01	C
	4	1050	2000	4,97	ACAVADB	C	1,00		C
	5	900	2000	5,74	ACAVADB	C	1,00		C
	6	950	2000	5,74	ACAVADB	C	5,13	UFBB	C

Dezembro									
Dia	Hora	Cap. Interlig.		PT			ES		
		V. final [MW]	1ª Versão [MW]	Preço [€/MWh]	Agente	C/V	Preço [€/MWh]	Agente	C/V
1	6	200	2000	25,15	SINES1	V	25,00	DUEB	C
16	4	2200	2400	26,14	SINES2	V	20,00		V
	5	2100	2400	27,21		V	21,04		M

20	2	2000	2400	23,93	SINES1	V	5,13		V
	3	1750	2400	25,14	SINES1	V	0,00		C
	4	1650	2400	25,06	RPG01	V	0,00		C
	5	1650	2400	23,97	SINES3	V	0,00		C
	6	1550	2400	23,92	SINES1	V	3,00	ABO1	V
24	16	350	2100	11,49	ACAVADB	C	9,70	MUEB	C
	17	400	2100	10,69	ADOUROB	C	9,70		C
	22	800	2100	11,69		C	10,60	MUEB	C
	23	450	2100	13,69	GUADIAB	C	9,31		M
	24	400	2100	12,69	GUADIAB	C	3,91		M
25	16	0	2400	1,68	ACAVADB	C	0,00		C
26	3	300	2400	1,11	ACAVADB	C	0,00		V
	4	0	2400	1,68	ACAVADB	C	0,00		V
27	2	200	2400	1,11	ACAVADB	C	0,00		V

Notas:

M

Vários agentes com propostas com o mesmo valor.

Não existe nenhuma licitação de compra ou venda que marque o preço para Espanha, sendo o preço apresentado é o resultado da média entre dois valores (apresentado no ponto 3.2.3.3 da presente dissertação).

O cálculo do novo preço marginal tem como objetivo minimizar o sobrecusto causado pela redução do programa de interligação, que ao originar *Market Splitting* faz com que os preços da energia elétrica de Portugal e Espanha sejam diferentes.

A metodologia permite utilizar o valor da capacidade de interligação calculada pelo operador de mercado originalmente na primeira versão (ou outra versão anterior à àquela em que se fez a alteração) e assim procurar evitar a utilização de *Market Splitting*, ou pelo menos aproximar os preços marginais de Portugal e Espanha.

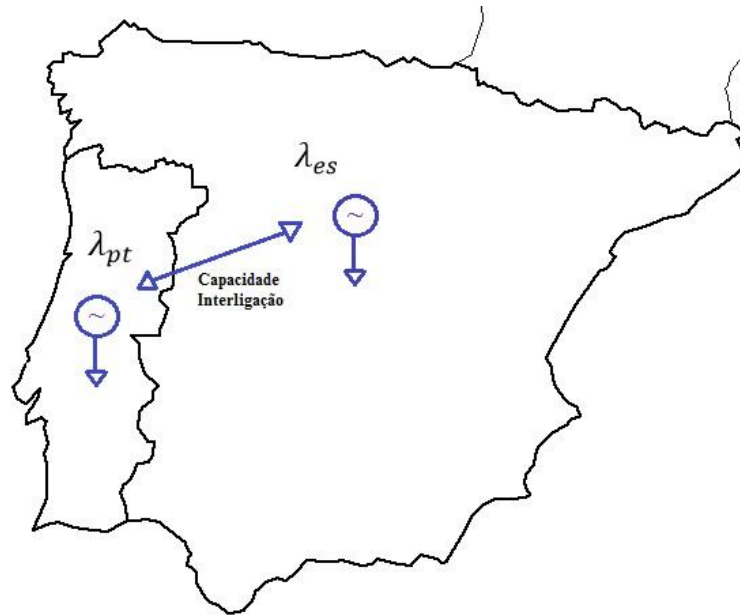


Figura 3.4 – Cálculo do novo preço marginal

Ao ser utilizado um valor mais elevado da capacidade de interligação, Portugal terá maior capacidade para importar energia e Espanha terá maior capacidade para exportar energia para Portugal.

Como Portugal é um país importador, a comparação dos preços marginais é dada pela expressão:

$$\lambda_{pt} > \lambda_{es} \quad (3.1)$$

em que λ_{pt} é o preço marginal de Portugal e λ_{es} é o preço marginal de Espanha.

Com o maior valor da capacidade de interligação, é expectável que os preços marginais de cada país se aproximem até ao limite de serem iguais, não havendo necessidade de separação de mercados:

$$\lambda_{pt} \downarrow \text{ e } \lambda_{es} \uparrow \quad (3.2)$$

3.3.2 Construção da metodologia

Na primeira fase de maior pesquisa era essencial seleccionar as horas a trabalhar sobre o método de cálculo proposto. Seleccionadas as horas, e conhecendo todas as versões com as atualizações do programa de interligação para cada hora, é necessário conhecer todas as

propostas de compra e venda realizadas pelos participantes de mercado de Portugal e Espanha.

Utilizando novamente a hora 5 do dia 01 de Outubro de 2013 como exemplo, as propostas de Portugal e Espanha são as seguintes:

Tabela 3.5 – Propostas de Compra e Venda de Energia em Portugal (H5 – 01/10/2013)

Portugal			Portugal		
Compra			Venda		
Agente	Energia (MWh)	Preço (€/MWh)	Agente	Energia (MWh)	Preço (€/MWh)
ACAVADB	92	25.03	SINES3	20	24.53
ADOUNAB	72	11	SINES1	20	24.51
ADOUNAB	68	8	SINES2	20	24.44
			SINES3	35	23.98
			SINES1	35	23.96
			SINES2	35	23.89
			SINES3	35	23.44
			SINES1	35	23.42
			SINES2	35	23.35
			SINES3	60	22.35
			SINES1	60	22.33
			SINES2	60	22.26
			RPG02	23.4	22.06
			RPG01	99	20.16
			RPG02	99	20.06
			EDPSVD1	3245.5	0
			PEGO3	96	0

Tabela 3.6 – Propostas de Compra e Venda de Energia em Espanha (H5 – 01/10/2013)

Espanha			Espanha		
Compra			Venda		
Agente	Energia (MWh)	Preço (€/MWh)	Agente	Energia (MWh)	Preço (€/MWh)
CENTCP3	100	19.85	GNRAVP3	50	19.99
HCGC01	35	20	BAHIAB	5	20
EONCP3	50	20	PALOS3	190	20.13
WATIC01	0.2	20	WMARV03	100	20.7
DANSCP3	30	20.19	HCENVP3	25	20.75
CENTC01	50	21	HCENVP3	25	20.85
CENTCP3	100	21.85	COL4	200	21
CENTC01	50	22	HCENVP3	50	21.85

TANB	53	23
CENTCP3	100	23.85
WATIC01	0.7	28

DANSVP3	20	22.19
CENTVP3	100	22.35
PLGRE01	6.8	23.2
DANSV03	50	24.19
DANSV03	50	25.19

É de referenciar que ambos os preços marginais foram calculados com base na situação em que a proposta que marcou o preço do mercado foi uma proposta de compra.

Para esta hora, analisando os dados da tabela 3.4 do presente documento, podemos retirar os dados necessários para proceder ao cálculo:

- $\lambda_{pt} = 25,03\text{€/MWh};$ (3.3)

- $\lambda_{es} = 19,85\text{€/MWh};$ (3.4)

- Programa de Interligação no fecho do mercado: 500 MW; (3.5)

- Programa de Interligação – primeira versão: 2000 MW. (3.6)

O próximo passo será utilizar as propostas com preços inferiores ao preço marginal apresentadas em Portugal (por ordem decrescente) e desmobilizar energia que foi utilizada, ao mesmo tempo que são utilizadas as propostas com preços superiores ao preço marginal apresentadas em Espanha (por ordem crescente) e mobilizar energia que inicialmente não foi utilizada até que os preços se encontrarem ou até a capacidade de interligação da primeira versão ser igualada.

Assim, a última proposta efetuada no mercado português foi $\lambda_{pt} = 25,03 \text{ €/MWh}$, onde casaram 75,6 MWh do total de 92 MWh apresentados. Esta proposta corresponde a uma proposta de bombagem (ACAVADB), o que implica que no método de cálculo, em vez de se desmobilizar energia (método utilizado quando a proposta é de venda), procede-se à mobilização total da bombagem.

Relativamente a Espanha, a última proposta que marcou o preço dessa hora foi $\lambda_{es} = 19,85 \text{ €/MWh}$, onde casaram 88 MWh do total de 100 MWh apresentados. Neste caso, como também corresponde a uma proposta de compra (CENTCP3), no cálculo terá de se desmobilizar a energia casada por completo, ao invés de mobilizar o restante da energia que não casou.

Em resumo, as propostas que iniciarão o cálculo são:

$$\lambda_{pt} = 25,03 \text{ €/MWh com } E_{pt} = 16,4 \text{ MWh (proposta de compra)} \quad (3.7)$$

$$\lambda_{es} = 19,85 \text{ €/MWh com } E_{es} = 88,0 \text{ MWh (proposta de compra)} \quad (3.8)$$

O próximo passo será transacionar os 88,0 MWh de Espanha para Portugal, sendo que Portugal terá de desmobilizar a mesma quantidade de energia.

Assim, as propostas do mercado português a desmobilizarem são:

$$\lambda_{pt} = 25,03 \text{ €/MWh com } E_{pt} = 16,4 \text{ MWh (proposta de venda)} \quad (3.9)$$

$$\lambda_{pt} = 24,53 \text{ €/MWh com } E_{pt} = 20,0 \text{ MWh (proposta de venda)} \quad (3.10)$$

$$\lambda_{pt} = 24,51 \text{ €/MWh com } E_{pt} = 20,0 \text{ MWh (proposta de venda)} \quad (3.11)$$

$$\lambda_{pt} = 24,44 \text{ €/MWh com } E_{pt} = 20,0 \text{ MWh (proposta de venda)} \quad (3.12)$$

$$\lambda_{pt} = 23,98 \text{ €/MWh com } E_{pt} = 35,0 \text{ MWh (proposta de venda)} \quad (3.13)$$

sendo que 23,4 MWh dos 35,0 MWh não casaram, passando para a próxima transação.

Estando completamente transacionados os 88,0 MWh da proposta do mercado espanhol⁴², procede-se à proposta imediatamente acima em preço, sendo sempre dada prioridade à venda. Ou seja, a próxima proposta a ser transacionada para o mercado português será:

$$\lambda_{es} = 19,99 \text{ €/MWh com } E_{es} = 50,0 \text{ MWh (proposta de venda)} \quad (3.14)$$

No mercado português terão novamente de se desmobilizar propostas em quantidade de energia corresponde àquela que será mobilizada de Espanha:

$$\lambda_{pt} = 23,98 \text{ €/MWh com } E_{pt} = 23,4 \text{ MWh (proposta de venda)} \quad (3.15)$$

sendo que corresponde à restante energia dos 35,0 MWh que não desmobilizaram na totalidade.

$$\lambda_{pt} = 23,96 \text{ €/MWh com } E_{pt} = 35,0 \text{ MWh (proposta de venda)} \quad (3.16)$$

sendo que 8,4 MWh dos 35,0 MWh não casaram, passando para a próxima transação.

⁴² A capacidade de interligação é neste momento de 588,0 MW.

Os 50,0 *MWh* estão transacionados⁴³. Segue-se a próxima proposta:

$$\lambda_{es} = 20,00 \text{ €/MWh com } E_{es} = 5,0 \text{ MWh (proposta de venda)} \quad (3.17)$$

Do mercado português:

$$\lambda_{pt} = 23,96 \text{ €/MWh com } E_{pt} = 8,4 \text{ MWh (proposta de venda)} \quad (3.18)$$

sendo que 3,4 *MWh* dos 8,4 *MWh* não casaram, passando para a próxima transação.

Estando os 5,0 *MWh* transacionados⁴⁴, do mercado espanhol segue-se nova proposta:

$$\lambda_{es} = 20,13 \text{ €/MWh com } E_{es} = 190,0 \text{ MWh (proposta de venda)} \quad (3.19)$$

Segue-se novamente a desmobilização de propostas no mercado português:

$$\lambda_{pt} = 23,96 \text{ €/MWh com } E_{pt} = 3,4 \text{ MWh (proposta de venda)} \quad (3.20)$$

$$\lambda_{pt} = 23,89 \text{ €/MWh com } E_{pt} = 35,0 \text{ MWh (proposta de venda)} \quad (3.21)$$

$$\lambda_{pt} = 23,44 \text{ €/MWh com } E_{pt} = 35,0 \text{ MWh (proposta de venda)} \quad (3.22)$$

$$\lambda_{pt} = 23,42 \text{ €/MWh com } E_{pt} = 35,0 \text{ MWh (proposta de venda)} \quad (3.23)$$

$$\lambda_{pt} = 23,35 \text{ €/MWh com } E_{pt} = 35,0 \text{ MWh (proposta de venda)} \quad (3.24)$$

$$\lambda_{pt} = 22,35 \text{ €/MWh com } E_{pt} = 60,0 \text{ MWh (proposta de venda)} \quad (3.25)$$

sendo que 13,4 *MWh* dos 60,0 *MWh* não casaram, passando para a próxima transação.

Prosseguem-se os cálculos⁴⁵, seguindo-se três propostas de igual valor:

$$\lambda_{es} = 20,00 \text{ €/MWh com } E_{es} = 35,0 \text{ MWh (proposta de compra)} \quad (3.26)$$

$$\lambda_{es} = 20,00 \text{ €/MWh com } E_{es} = 50,0 \text{ MWh (proposta de compra)} \quad (3.27)$$

$$\lambda_{es} = 20,00 \text{ €/MWh com } E_{es} = 0,2 \text{ MWh (proposta de compra)} \quad (3.28)$$

Seguindo o raciocínio até aqui apresentado, a proposta de $\lambda_{es} = 20,13 \text{ €/MWh}$ deveria ser mobilizada posteriormente às três propostas de $\lambda_{es} = 20,00 \text{ €/MWh}$, no entanto não se pode

⁴³ A capacidade de interligação passa a ser de 638,0 MW.

⁴⁴ A capacidade de interligação continua a incrementar, 643,0 MW.

⁴⁵ A capacidade de interligação passa a somar 833,0 MW.

mobilizar uma bombagem (ou proposta de compra) sem ter desmobilizado por completo a energia correspondente à proposta de venda com o valor imediatamente acima⁴⁶.

Perfazendo um total de 85,2 *MWh*, seguem-se as propostas a desmobilizar em Portugal:

$$\lambda_{pt} = 22,35 \text{ €/MWh com } E_{pt} = 13,4 \text{ MWh (proposta de venda)} \quad (3.29)$$

$$\lambda_{pt} = 22,33 \text{ €/MWh com } E_{pt} = 60,0 \text{ MWh (proposta de venda)} \quad (3.30)$$

$$\lambda_{pt} = 22,26 \text{ €/MWh com } E_{pt} = 60,0 \text{ MWh (proposta de venda)} \quad (3.31)$$

sendo que 48,2 *MWh* dos 60,0 *MWh* não casaram, passando para a próxima transação.

Os preços marginais de Portugal e Espanha estão muito próximos e a capacidade de interligação ainda não chegou ao seu limite⁴⁷, podendo continuar a transacionar-se energia do mercado espanhol para o português:

$$\lambda_{es} = 20,70 \text{ €/MWh com } E_{es} = 100,0 \text{ MWh (proposta de venda)} \quad (3.32)$$

Em Portugal desmobilizam-se as propostas:

$$\lambda_{pt} = 22,26 \text{ €/MWh com } E_{pt} = 48,2 \text{ MWh (proposta de venda)} \quad (3.33)$$

$$\lambda_{pt} = 22,06 \text{ €/MWh com } E_{pt} = 23,4 \text{ MWh (proposta de venda)} \quad (3.34)$$

$$\lambda_{pt} = 20,16 \text{ €/MWh com } E_{pt} = 99,0 \text{ MWh (proposta de venda)} \quad (3.35)$$

Esta última proposta já não pode ser considerada para o cálculo, uma vez que $\lambda_{pt} = 20,16 \text{ €/MWh}$ é inferior a $\lambda_{es} = 20,70 \text{ €/MWh}$, e uma das condições de paragem do método de cálculo é quando:

$$\lambda_{pt} \leq \lambda_{es} \quad (3.36)$$

Assim, como resultado do cálculo do novo preço marginal, chegamos a:

- $\lambda_{pt} = \lambda_{es} = \lambda_{Iberico} = 20,70 \text{ €/MWh};$ (3.37)

- Capacidade de interligação necessária: 989,8 *MW*. (3.38)

De seguida é apresentada uma tabela resumo com todos os cálculos efetuados para a hora 5 do dia 01 de Outubro de 2013.

⁴⁶ Importa lembrar que as propostas de venda têm sempre prioridade perante as propostas de compra.

⁴⁷ A capacidade de interligação vai em 918,2 *MW*.

Tabela 3.7 – Tabela resumo do cálculo do preço marginal da H5 – 01/10/2013

Portugal				Potência em trânsito	Espanha			
C / V	Energia por casar (MWh)	Energia (MWh)	Preço (€/MWh)		Energia (MWh)	Preço (€/MWh)	C / V	
C		92,0	25,03	500 MW		100,0	19,85	C
C		16,4	25,03	88 MW	←	88,0	19,85	C
V		20,0	24,53					
V		20,0	24,51					
V		20,0	24,44					
V	23,4	35,0	23,98					
V		23,4	23,98	50 MW	←	50,0	19,99	V
V	8,4	35,0	23,96					
V	3,4	8,4	23,96	5 MW	←	5,0	20,00	V
V		3,4	23,96	190 MW	←	190,0	20,13	V
V		35,0	23,89					
V		35,0	23,44					
V		35,0	23,42					
V		35,0	23,35					
V	13,4	60,0	22,35					
V		13,4	22,35	85,2 MW	←	35,0	20,00	C
V		60,0	22,33			50,0	20,00	C
V	48,2	60,0	22,26			0,2	20,00	C
V		48,2	22,26	71,6 MW	←	100,0	20,70	V
V		23,4	22,06					
V		99	20,16					
Resultados finais								
				989,8 MW		20,70 €/MWh		V

A conclusão mais pertinente que se pode retirar deste cálculo é que efetivamente a primeira versão da capacidade de interligação tinha sido mais que suficiente para suportar toda a energia necessária de modo a existir mercado único, evitando assim a utilização do *Market Splitting*.

3.3.3 Comparação económica *Counter-Trading Vs Market Splitting*

De forma a estudar qual o mecanismo para tratamento de congestionamentos mais vantajoso do ponto vista económico, foi feita a simulação teórica utilizando uma folha Excel que funcionará como *Macro*, necessitando apenas como dados de entrada dos valores já trabalhados no cálculo do novo preço marginal e dos seus resultados.

3.3.3.1 Dados de entrada

No ficheiro criado para a simulação económica do mercado, são requeridos dados que devem ser inseridos de modo a permitir o correto funcionamento da simulação. Estes dados serão os valores calculados anteriormente no ponto 3.3.2, assim como os valores do mercado real. Portanto, para cada mercado (português e espanhol) serão necessários:

- Preço marginal λ do mercado real (com *Market Splitting*);
- Preço marginal λ calculado (sem *Market Splitting*);
- Programa de interligação calculado no fecho do mercado;
- Programa de interligação necessário num mercado sem *Market Splitting*;
- Quantidade de energia comprada no mercado real (com *Market Splitting*);
- Quantidade de energia comprada num mercado sem *Market Splitting*.

Os valores necessários da quantidade de energia comprada para cada uma das horas do mercado diário com *Market Splitting* foram calculados através dos dados disponibilizados das propostas de compra e venda de energia. No Anexo B encontra-se uma tabela com os valores mencionados para todas as horas em estudo.

Na tabela 3.8 apresentam-se os campos que deverão ser preenchidos no ficheiro de simulação:

Tabela 3.8 – Tabelas de Portugal e Espanha para introdução dos dados de entrada

Portugal	M.Split	M.Unico
Programa na Interligação [MW]		
Quantidade de Energia Comprada [MWh]		
Preço Marginal [€/MWh]		

Os dados de entrada a preencher no ficheiro de simulação têm por objetivo serem utilizados no cálculo das receitas e despesas dos consumidores e produtores para as situações de existência de *Market Splitting*, *Counter-Trading* e Mercado Único sem necessidade de utilização de qualquer mecanismo de tratamento de congestionamento. Nos pontos seguintes serão explicados os cálculos para cada uma destas situações.

3.3.3.2.1 Mercado com *Market Splitting*

Neste cálculo apenas serão utilizados valores disponibilizados do mercado real. Assim, para os consumidores de ambos os mercados, o valor a pagar (em €) pela energia será dado pela expressão:

$$C_{MS} = \lambda \times Q_{MS} \quad (3.39)$$

Onde,

- C_{MS} : valor a pagar pelos consumidores no mercado com *Market Splitting*;
- λ : preço marginal mercado com *Market Splitting*;
- Q_{MS} : quantidade de energia comprada no mercado com *Market Splitting*.

Relativamente aos produtores, o valor que estes recebem (em €) pela produção de energia é dado pela expressão:

$$R_{MS} = \lambda \times (Q_{MS} \pm Prog_Int) \quad (3.40)$$

Onde,

- R_{MS} : valor a receber pelos produtores no mercado com *Market Splitting*;
- $Prog_Int$: programa de interligação no fecho do mercado.

Na equação anterior aplica-se a operação de soma para o cálculo da receita dos produtores do país exportador, e a operação de subtração para o país importador.

3.3.3.2.2 Mercado Único (sem *Market Splitting*)

Para os cálculos do Mercado Único são utilizados os resultados dos cálculos provenientes do ponto 3.3.2 onde foram calculados os novos preços marginais para uma capacidade de interligação superior àquela que fechou efetivamente o mercado.

Assim, a expressão que representa o valor a pagar pelos consumidores no Mercado Único é a seguinte:

$$C_{MU} = \lambda_I \times Q_{MU} \quad (3.41)$$

Onde,

- C_{MU} : valor a pagar pelos consumidores no Mercado Único (sem *Market Splitting*);
- λ_I : preço marginal mercado ibérico do Mercado Único (sem *Market Splitting*);
- Q_{MU} : quantidade de energia comprada no Mercado Único (sem *Market Splitting*).

Os produtores têm a receber:

$$R_{MU} = \lambda_I \times (Q_{MU} \pm Prog_Int^+) \quad (3.42)$$

Onde,

- R_{MU} : valor a receber pelos produtores no Mercado Único (sem *Market Splitting*);
- $Prog_Int^+$: programa de interligação necessário num mercado sem *Market Splitting*.

Na equação anterior aplica-se a operação de soma para o cálculo da receita dos produtores do país exportador, e a operação de subtração para o país importador.

3.3.3.2.3 Mercado com *Counter-Trading*

Os últimos cálculos a ser apresentados são os referentes ao *Counter-Trading*. No entanto estes cálculos envolvem mais variáveis que os anteriores, uma vez que este mecanismo prevê que os consumidores dos dois mercados paguem o mesmo preço pela energia, tendo os produtores de suportar este sobrecusto.

Sendo que o *Counter-Trading* protege o interesse dos consumidores, a expressão que representa o valor a pagar pelos consumidores num mercado com *Counter-Trading* é igual à do Mercado Único, ou seja:

$$C_{CT} = \lambda_I \times Q_{MU} \quad (3.43)$$

Onde,

- C_{CT} : valor a pagar pelos consumidores no mercado com *Counter-Trading*, que por sua vez é igual ao valor no Mercado Único.

No que diz respeito aos produtores, o valor que estes têm a receber pela produção de energia é diferente conforme o mercado. Assim, a expressão que representa o valor a receber pelos produtores do mercado importador, ou seja Portugal, é a seguinte:

$$R_{I_{CT}} = [\lambda_I \times (Q_{MU} - Prog_{Int}^+)] + \sum (E_{imp} \times P_{imp}) \quad (3.44)$$

Onde,

- $R_{I_{CT}}$: valor a receber pelos produtores no mercado importador com *Counter-Trading*;
- E_{imp} : energia da proposta de venda* do mercado importador;
- P_{imp} : preço da proposta de venda* do mercado importador.

* É importante referir que tanto a energia como o preço a utilizar no somatório deste cálculo, apenas se referem às propostas que foram desmobilizadas no mercado importador, ou seja, correspondem às propostas de venda de Portugal utilizadas no exemplo de cálculo ilustrado na Tabela 10 da presente dissertação.

Já no mercado exportador, a expressão que representa o valor a receber pelos produtores deste mercado (Espanha) é a seguinte:

$$R_{E_{CT}} = \lambda_I \times (Q_{MU} + Prog_{Int}^+) \quad (3.45)$$

Onde,

- $R_{E_{CT}}$: valor a receber pelos produtores no mercado com *Counter-Trading*, que por sua vez é igual ao valor no Mercado Único.

Capítulo 4

Resultados



Neste capítulo apresentam-se e analisam-se os resultados obtidos na metodologia desenvolvida.

Será ainda realizada uma análise comparativa dos resultados da metodologia para todas as horas em estudo.

4 Resultados

4.1 Cálculo da capacidade de interligação

O cálculo da capacidade de interligação para cada hora do mercado diário é dos pontos mais importantes para uma maior eficiência dos mercados de energia elétrica. Se esta capacidade não corresponder ao necessário para cada hora, terá de ser utilizado um mecanismo para tratamento de congestionamentos e conseqüentemente se perderá a eficiência pretendida para o mercado conjunto (MIBEL), podendo originar preços diferentes entre mercados, maiores custos aos consumidores, ou menores benefícios aos produtores.

As horas selecionadas para o estudo desenvolvido na presente dissertação corresponderam a horas em que o programa de interligação não foi suficiente para transacionar toda a energia necessária, provocando congestionamentos na interligação. No entanto, estas mesmas horas sofreram alterações nas versões do programa de interligação que, como se demonstrará em seguida, não beneficiaram a maior eficiência do MIBEL.

Assim, utilizando os valores das primeiras versões do programa de interligação procederam-se aos cálculos demonstrados no ponto 3.3.2, originando os seguintes resultados:

Tabela 4.1 – Resultados da capacidade de interligação

Outubro							
Dia	Hora	Cap. Interlig. (MW)		PT	ES	Mercado Único	
		V. final	1ª Versão	Preço (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Potência programada na interligação (MW)
1	5	500	2000	25,03	19,85	20,70	989,8
23	3	750	2000	17,69	13,80	14,16	831,2
	4	600	2000	20,82	5,00	5,13	1.135,7
	5	600	2000	20,82	5,13	5,13	1.032,6
	6	700	2000	20,82	15,13	15,13	1.167,7
28	3	1350	2000	3,05	2,00	2,13	1.407,0
	4	1050	2000	4,97	1,00	1,11	1.259,1
	5	900	2000	5,74	1,00	1,11	1.176,6
	6	950	2000	5,74	5,13	5,13	951,0

Dezembro							
Dia	Hora	Cap. Interlig. (MW)		PT	ES	Mercado Único	
		V. final	1ª Versão	Preço (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Preço (€/MWh)	Potência programada na interligação (MW)
1	6	200	2000	25,15	25,00	25,13	241,3
16	4	2200	2400	26,14	20,00	***48	2.400,0
	5	2100	2400	27,21	21,04	22,32	2.170,0
20	2	2000	2400	23,93	5,13	10,00	2.268,1
	3	1750	2400	25,14	0,00	0,00	2.400,0
	4	1650	2400	25,06	0,00	0,00	2.400,0
	5	1650	2400	23,97	0,00	0,00	2.400,0
	6	1550	2400	23,92	3,00	5,00	1.782,5
24	16	350	2100	11,49	9,70	10,00	1.432,0
	17	400	2100	10,69	9,70	10,00	1.380,2
	22	800	2100	11,69	10,60	10,60	972,2
	23	450	2100	13,69	9,31	10,00	1.810,7
	24	400	2100	12,69	3,91	9,00	1.666,8
25	16	0	2400	1,68	0,00	0,00	2.400,0
26	3	300	2400	1,11	0,00	0,00	2.400,0
	4	0	2400	1,68	0,00	0,00	2.400,0
27	2	200	2400	1,11	0,00	0,00	2.400,0

A tabela anterior apresenta o resumo dos resultados obtidos pelo cálculo do novo preço marginal, utilizando a primeira versão do programa de interligação como limitação física da capacidade máxima de energia possível de transacionar.

Analisando a tabela, constata-se que a primeira versão do programa de interligação teria sido suficiente para as necessidades do mercado⁴⁹ em todas as horas de estudo, com exceção de uma – hora 4, dia 16 de Dezembro – que, embora aproximasse os preços marginais dos mercados, não foi suficiente para evitar a utilização de um mecanismo para tratamento de congestionamentos.

Devido ao mercado espanhol apresentar maior número de propostas por parte dos seus participantes, os preços marginais do Mercado Único têm valores muito próximos do preço marginal do mercado espanhol com *Market Splitting*.

⁴⁸ A limitação da capacidade de interligação em 2.400 MW não foi suficiente para transacionar toda a energia necessária, continuando a existir separação de mercados com os preços marginais: $\lambda_{pt} = 25,45 \text{ €/MWh}$ e $\lambda_{es} = 22,09 \text{ €/MWh}$.

⁴⁹ Originando o Mercado Único.

O gráfico da figura 4.1 compara os preços marginais de ambos os mercados originados pelo *Market Splitting* com o preço marginal do Mercado Único calculado com a primeira versão do programa de interligação.

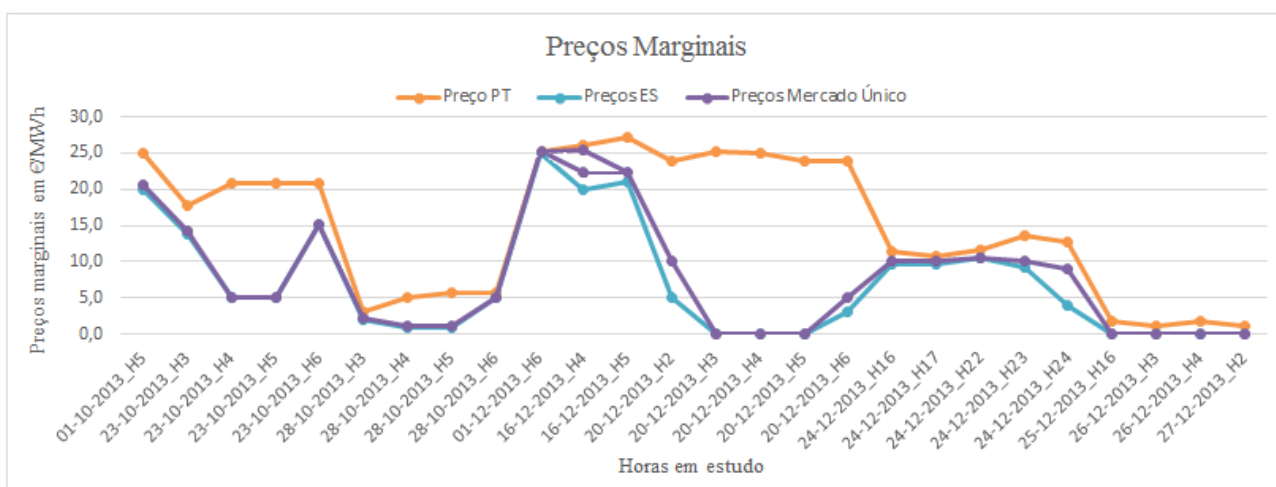


Figura 4.1 – Comparação dos preços marginais dos mercados com *Market Splitting* com o Mercado Único

Da observação do gráfico percebe-se a diferença que existe entre os preços marginais do mercado português e do mercado espanhol. Tal como foi mencionado anteriormente, os preços marginais do Mercado Único aproximam-se praticamente em todas as horas dos preços marginais do mercado espanhol.

A maior diferença de preços marginais entre os mercados ocorre nas horas 3, 4 e 5 do dia 20 de Dezembro onde os preços marginais do mercado espanhol foram 0 €/MWh e os preços marginais do mercado português rondaram os 25 €/MWh. Estas diferenças provocaram um grande desequilíbrio no MIBEL, onde os consumidores do mercado português tiveram custos muito elevados quando comparados com os consumidores do mercado espanhol.

Da observação do gráfico da Figura 4.1 também podem ser analisadas as horas em que os preços marginais do Mercado Único são 0 €/MWh. Nestas horas, foi aplicada a regra de *Pro-Rata* a todas as licitações de 0 €/MWh. No entanto, à PRE tem de ser dada prioridade sobre as outras licitações, pelo que teve de ser utilizado o mecanismo *Counter-Tading* para que a PRE que foi excluída pela utilização do *Pro-Rata* seja despachada na totalidade.

Quando analisamos as diferenças dos preços marginais entre os mercados, podemos procurar uma proporcionalidade entre a diferença existente da capacidade de interligação que fechou o mercado (versão final) e a capacidade de interligação necessária para

transacionar toda a energia requerida. No entanto, como prova o gráfico da figura 4.2, essa proporcionalidade não existe:

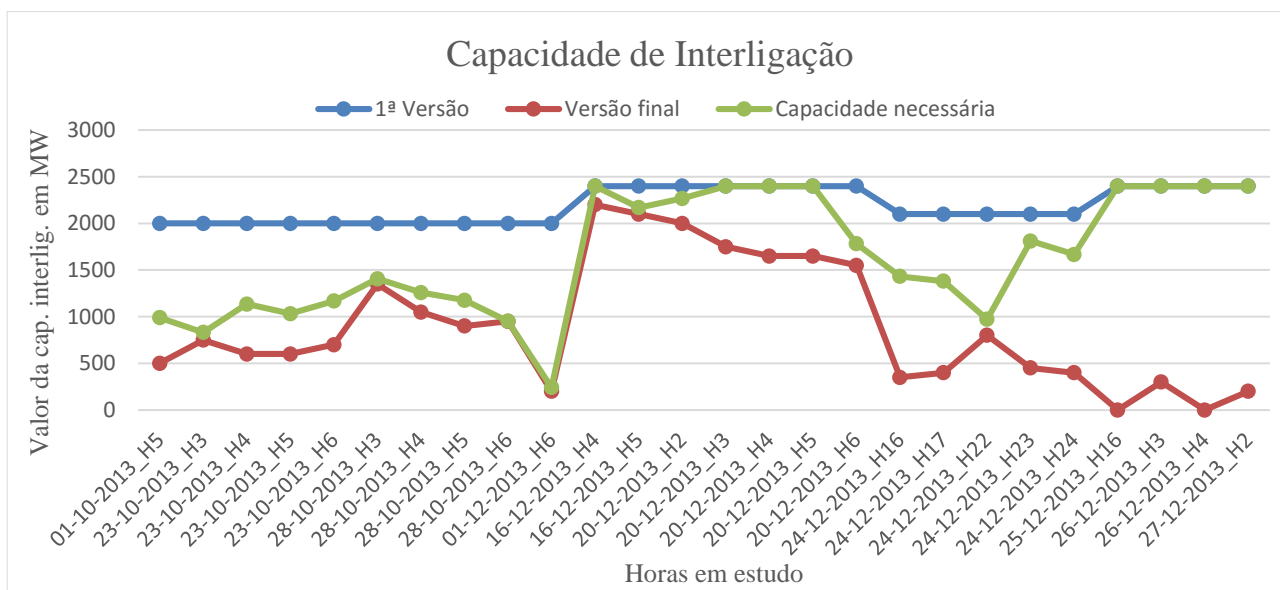


Figura 4.2 – Comparação das capacidades de interligação

As diferenças entre a versão final do programa de interligação e a capacidade de interligação calculada para que não exista nenhum congestionamento não têm uma relação direta com a diferença dos preços marginais dos mercados. No entanto, existem dois fatores que têm uma implicação direta com estas diferenças, que são o número de propostas existentes entre os preços marginais de cada mercado e a quantidade de energia elétrica envolvida nestas mesmas propostas.

Outra análise importante que se pode fazer a partir do gráfico da figura 4.2 tem a ver com as horas em que a versão final do programa de interligação não foi suficiente para transacionar toda a energia necessária, mas com o cálculo do novo preço marginal para um Mercado Único, comprova-se que a capacidade de interligação necessária era ligeiramente superior à que provocou o congestionamento.

Ilustrando com um exemplo prático, repare-se na hora 6 do dia 28 de Outubro. Nesta hora a capacidade de interligação que fechou o mercado foi de 950 MW e a capacidade de interligação necessária para que não tivesse ocorrido um congestionamento seria 951 MW. Esta diferença de 1 MW foi suficiente para existir um congestionamento na interligação, provocando a separação de mercados com diferentes preços marginais e custos superiores para os consumidores do mercado português.

4.2 Resultados do mercado

Os resultados do mercado são demonstrados e analisados mantendo o exemplo já utilizado no capítulo 3: hora 5, do dia 01 de Outubro de 2013.

Para cada uma das situações de Mercado Único (mercado sem *Market Splitting*), mercado com *Market Splitting*, e mercado com *Counter-Trading*, será apresentada uma tabela comparativa dos seguintes aspetos:

- Preços marginais;
- Quantidade de energia necessária;
- Resultados económicos do mercado;
- Comparação percentual dos resultados.

4.2.1 Preços Marginais

Dos cálculos apresentados no ponto 3.3.2 da presente dissertação tiram-se os resultados dos preços marginais para cada uma das situações de mercado em estudo. Na tabela 4.2 são apresentados os valores dos preços marginais mencionados:

Tabela 4.2 – Preços Marginais – hora 5, dia 01-10-2013

Tabela de Preços Marginais [€ / MWh]						
Mercado	Sem <i>Market Splitting</i>		Com <i>Market Splitting</i>		Com <i>Counter Trading</i>	
	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe
Portugal	20,70	20,70	25,03	25,03	20,70	20,70
Espanha	20,70	20,70	19,85	19,85	20,70	20,70

Como se pode observar na tabela anterior, os preços marginais mais elevados foram os que ocorreram no mercado com *Market Splitting* do lado do mercado importador, Portugal. Repare-se que a diferença de preço para o mercado exportador, de Espanha, é cerca de 5 €/MWh.

Num mercado em que a capacidade de interligação permitisse transacionar toda a energia necessária não sendo preciso recorrer ao *Market Splitting*, ou seja, num Mercado Único, o

preço marginal também é único, uma vez que não existiu separação de mercados. Portanto, os consumidores do mercado português e espanhol pagam o mesmo preço pela energia, sendo que os produtores de ambos os mercados também recebem o mesmo preço pela energia produzida.

Regra geral, o preço marginal do Mercado Único aproxima-se mais do preço marginal do mercado espanhol (com *Market Splitting*), pois existem aproximadamente 5 vezes mais propostas de compra e venda de energia que no mercado português.

No que diz respeito ao mercado com *Counter-Trading*, o preço marginal pago pelos consumidores dos mercados português e espanhol é o mesmo, assim como o preço recebido pelos produtores dos dois mercados. Este preço marginal é calculado da mesma forma que para um Mercado Único, uma vez que este mecanismo protege os interesses dos consumidores, sendo o sobrecusto suportado pelo operador de sistema. Assim, mesmo existindo necessidade de utilização de um mecanismo para tratamento de congestionamentos, o preço marginal é o mesmo para os dois mercados afetados.

4.2.2 Quantidades de energia necessária

A quantidade de energia elétrica necessária para cada situação de mercado também é um cálculo possível de se realizar e interessante de analisar.

Tabela 4.3 – Quantidade de energia necessária – hora 5, dia 01-10-2013

Tabela das Quantidades de Energia [MWh]						
Mercado	Sem <i>Market Splitting</i>		Com <i>Market Splitting</i>		Com <i>Counter Trading</i>	
	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor
Portugal	5.553,30	4.563,50	5.536,90	5.036,90	5.553,30	5.053,30
Espanha	17.373,80	18.363,60	17.577,00	18.077,00	17.373,80	17.873,80
Total	22.927,10	22.927,10	23.113,90	23.113,90	22.927,10	22.927,10

Da análise da tabela anterior destaca-se o facto da quantidade de energia necessária em cada situação de mercado variar conforme o preço marginal. No caso dos consumidores no mercado português, a quantidade de energia utilizada é superior no mercado com *Counter-*

Trading em relação ao mercado com *Market Splitting*, pelo facto do preço marginal ser inferior para o primeiro caso. No entanto, no caso dos produtores a situação não pode ser analisada apenas pelas leis do mercado. Note-se que o preço marginal do mercado em Portugal com *Market Splitting* (25,03 €/MWh) é superior ao preço marginal do Mercado Único (20,70 €/MWh). Como espectável, a quantidade de energia fornecida é superior para o preço marginal mais reduzido, ou seja, no Mercado Único. Na situação do mercado com *Counter-Trading*, o preço marginal é o mesmo que no Mercado Único, embora a quantidade de energia fornecida seja substancialmente superior nesta última situação. Este facto está relacionado com o redespacho utilizado no mercado com *Counter-Trading*, pois permite a mobilização de novos geradores que inicialmente não tinham sido despachados de forma a resolver situações de congestionamento.

No caso do mercado espanhol, a situação é idêntica, porém como o preço marginal é inferior no mercado com *Market Splitting* em relação ao Mercado Único ou mercado com *Counter-Trading*, esta é a situação onde existe maior quantidade de energia utilizada.

4.2.3 Resultados económicos do mercado

Os resultados económicos do mercado são talvez os resultados mais importantes de analisar, uma vez que faz o balanço de custos para cada situação de mercado.

Estes resultados são apresentados como consequência dos cálculos desenvolvidos no ponto 3.3.3.2 onde é explicada a formulação do ficheiro de simulação.

Tabela 4.4 – Resultados económicos do mercado – hora 5, dia 01-10-2013

Tabela de Resultados [€]						
Mercado	Sem <i>Market Splitting</i>		Com <i>Market Splitting</i>		Com <i>Counter Trading</i>	
	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe
Portugal	114.953,31	94.464,45	138.588,61	126.073,61	114.953,31	105.849,04
Espanha	359.637,66	380.126,52	348.903,45	358.828,45	359.637,66	380.126,52
TOTAL	474.590,97	474.590,97	487.492,06	484.902,06	474.590,97	485.975,56
	0,00		2.590,00		-11.384,59	

Analisando a tabela anterior existem vários pontos que merecem destaque, desde logo nos custos associados aos consumidores serem mais elevados na situação de mercado com *Market Splitting* quando comparado com as situações de Mercado Único e mercado com *Counter-Trading*. Este resultado não surpreende, uma vez que o preço marginal do mercado com *Market Splitting* é superior em Portugal, e embora em Espanha tenha o preço marginal mais reduzido, a diferença para o preço marginal do mercado com *Counter-Trading* é menor, o que faz com que a soma dos custos dos consumidores do mercado com *Market Splitting* represente o valor mais elevado do mercado.

No que diz respeito aos produtores, verifica-se que no caso do mercado em Portugal, a situação de *Market Splitting* representa um benefício superior quando comparado com as situações de mercado em estudo. O preço marginal mais elevado influencia diretamente nos benefícios dos produtores. No mercado em Espanha, constata-se que os produtores apresentam maior benefício num mercado com *Counter-Trading*. Mais uma vez, percebe-se a influência do preço marginal neste tipo de cálculos.

Fazendo uma análise mais geral das situações de mercado repare-se que na situação de Mercado Único não existe qualquer diferença entre os benefícios dos produtores e os custos dos consumidores, uma vez que não existindo qualquer congestionamento, toda a energia produzida é consumida.

Nas situações em que existiu congestionamento, os resultados são substancialmente diferentes. No mercado com *Market Splitting*, a diferença entre os benefícios dos produtores e os custos dos consumidores, é igual a 2.590 € para a hora em estudo. Esta diferença representa a renda de congestionamento que tem de ser paga aos operadores das redes pelo facto de ter sido comprada energia na área de preço mais baixo e vendida na área de preço mais elevado.

No mercado com *Counter-Trading*, fazendo a mesma diferença entre os benefícios dos produtores e os custos dos consumidores, resulta em 11.385 € que representa o valor que os operadores de rede têm de pagar a mais aos produtores pela alteração dos níveis de energia dos geradores inicialmente despachados, assim como pela contratação de novos geradores que inicialmente não tinham sido despachados por forma a resolver o congestionamento na rede.

4.2.4 Comparação percentual dos resultados económicos do mercado

Uma vez apresentados e analisados os resultados económicos do mercado para a hora em estudo, importa perceber o impacto destes nas diferentes situações de mercado. Para isso foi criada uma tabela de comparação percentual, assumindo como referência, primeiro o Mercado Único (mercado sem *Market Splitting*) e em segundo, o mercado com *Market Splitting*.

Tabela 4.5 – Comparação percentual dos resultados económicos do mercado – hora 5, dia 01-10-2013

Tabela das Percentagens [%]						
Mercado	Sem <i>Market Splitting</i>		Com <i>Market Splitting</i>		Com <i>Counter Trading</i>	
	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor
Portugal	Referência		20,6%	33,5%	0,0%	12,1%
Espanha			-3,0%	-5,6%	0,0%	0,0%
TOTAL			2,7%	2,2%	0,0%	2,4%
Portugal	-17,1%	-25,1%	Referência		-17,1%	-16,0%
Espanha	3,1%	5,9%			3,1%	5,9%
TOTAL	-2,6%	-2,1%			-2,6%	0,2%

Iniciando a análise da tabela anterior, tomando por base os resultados do Mercado Único, são bem visíveis as diferenças entre os mercados com *Market Splitting* e com *Counter-Trading*. Repare-se que a situação de mercado que utiliza um mecanismo para tratamento de congestionamentos que mais se aproxima do Mercado Único em termos de resultados económicos é o *Counter-Trading*, uma vez que os consumidores pagam o mesmo preço marginal pela energia consumida, enquanto que o valor que os produtores recebem pela energia produzida é ligeiramente mais elevado que no Mercado Único mas muito próximo do mercado com *Market Splitting*. Este tipo de análise é importante, pelo facto de se considerar o Mercado Único a situação ideal de mercado em que o preço marginal é o mesmo para os concorrentes dos mercados português e espanhol e por conseguinte mais justo, e onde toda a energia produzida é consumida.

No entanto, e de forma a responder a um dos objetivos propostos na presente dissertação, houve necessidade de se realizar uma análise idêntica a anterior mas tomando como base

de comparação os resultados do mercado com *Market Splitting*. Começando por se comparar com o Mercado Único, as conclusões são semelhantes às retiradas no parágrafo a cima, onde nesta situação de mercado referida os consumidores pagam menos pela energia consumida e os produtores recebem também um valor menor pela energia produzida, uma vez que é a situação de mercado mais equilibrada.

Fazendo agora a análise do *Counter-Trading* tomando como base o *Market Splitting*, verifica-se a real vantagem da utilização deste primeiro mecanismo para tratamento de congestionamentos, dado que os consumidores pagam menos pela energia consumida relativamente à utilização do *Market Splitting*. Já os produtores acabam por receber um valor ligeiramente superior com a utilização do *Counter-Trading*.

No Anexo C são apresentadas todas as tabelas com os resultados do mercado para cada hora em estudo.

4.3 Resumo dos resultados do mercado

As análises realizadas nos pontos anteriores expõem as potencialidades económicas da utilização do *Counter-Trading* como mecanismo para tratamento de congestionamentos quando comparado com o *Market Splitting*. Contudo, esta análise foi efetuada apenas para uma das 26 horas em estudo – hora 5, dia 01-10-2013.

Para esta análise ser mais completa, terá de se proceder à mesma comparação feita anteriormente utilizando todas as horas em estudo. Porém, apenas é aceitável fazer a comparação percentual dos resultados, uma vez que é a única comparação possível que não é influenciada pelas características do mercado para cada hora das diferentes situações de mercado.

Assim, nos gráficos das figuras seguintes estão representadas as comparações percentuais dos resultados do mercado com *Counter-Trading* tendo por base de comparação dos resultados do mercado com *Market Splitting*.

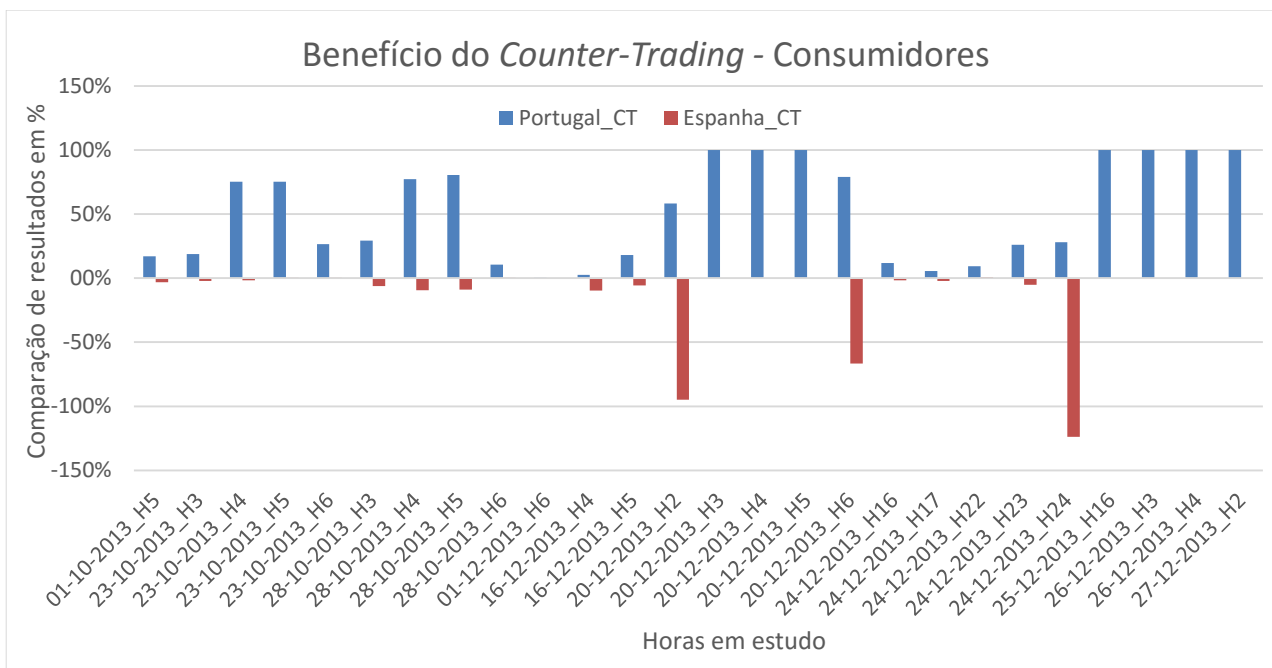


Figura 4.3 – Benefício do Counter-Trading para os consumidores tendo por base o Market Splitting

No gráfico da figura 4.3 pode observar-se o benefício da utilização do *Counter-Trading* como mecanismo para tratamento de congestionamentos para os consumidores em comparação com o *Market Splitting* para todas as horas em estudo.

Repare-se que em praticamente todas as horas, os consumidores do mercado português saem beneficiados em relação aos consumidores do mercado espanhol. Esta situação ocorre devido ao preço marginal a pagar pelos consumidores portugueses ser inferior quando comparado com a situação de *Market Splitting*, ocorrendo precisamente o inverso com os consumidores espanhóis que veem os preços marginais serem superiores.

No entanto, existem duas horas⁵⁰ que são exceções ao mencionado anteriormente. Nestas situações, os preços marginais calculados para um mercado com *Counter-Trading* afastam-se do valor do preço marginal do mercado espanhol com *Market Splitting*, provocando uma maior diferença entre o valor a pagar pelos consumidores do mercado espanhol nas duas situações de mercado com congestionamentos.

⁵⁰ Hora 2 do dia 20-12-2013 e Hora 24 do dia 24-12-2013.

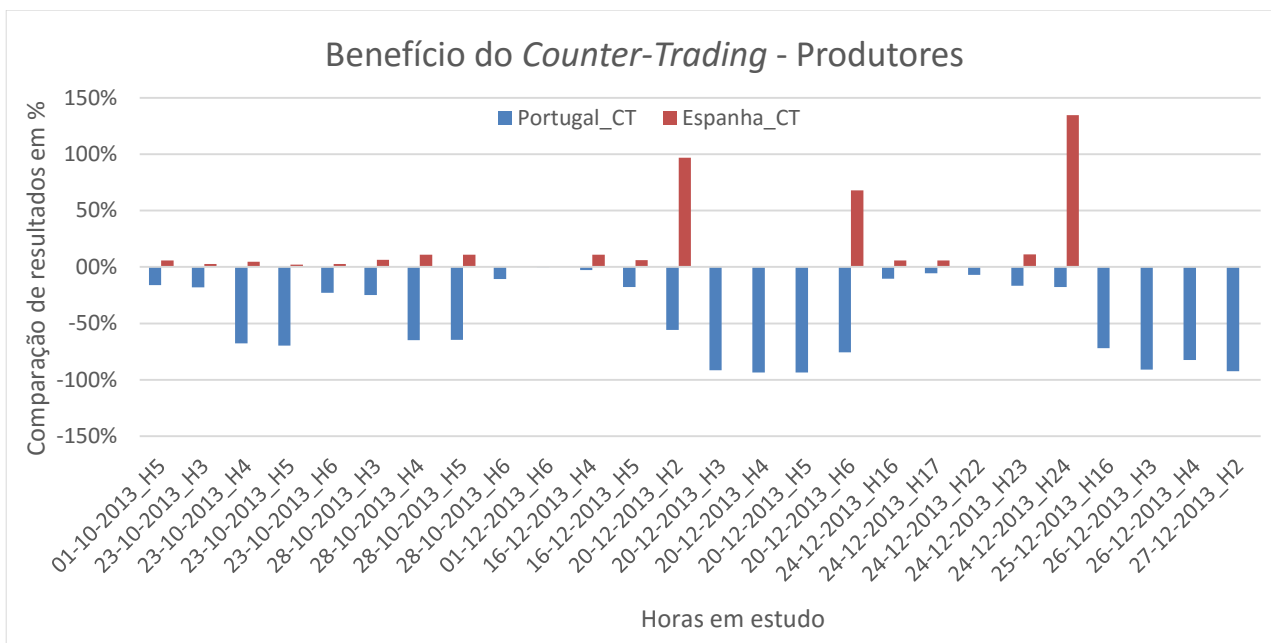


Figura 4.4 – Benefício do Counter-Trading para os produtores tendo por base o Market Splitting

Ao realizar-se uma análise idêntica mas do ponto de vista dos produtores, constata-se que a utilização do *Counter-Trading*, ao invés do *Market Splitting*, como mecanismo para tratamento de congestionamento, prejudica os produtores do mercado português, visto que em praticamente todas as horas de estudo, recebem menos pela produção de energia com a utilização do *Counter-Trading* do que receberiam com a utilização do *Market Splitting*. Como já foi referido, a alteração do preço marginal para um valor inferior no mercado com *Counter-Trading* provoca estas diferenças nos valores a receber pelos produtores no mercado português.

No mercado espanhol, os produtores saem beneficiados com a utilização do *Counter-Trading*, uma vez que o preço marginal nesta situação é superior.

Após a análise efetuada para os consumidores e produtores separadamente na comparação dos mercados com *Counter-Trading* e com *Market Splitting*, pode-se proceder à mesma comparação juntando todos os participantes de mercado no mesmo gráfico.

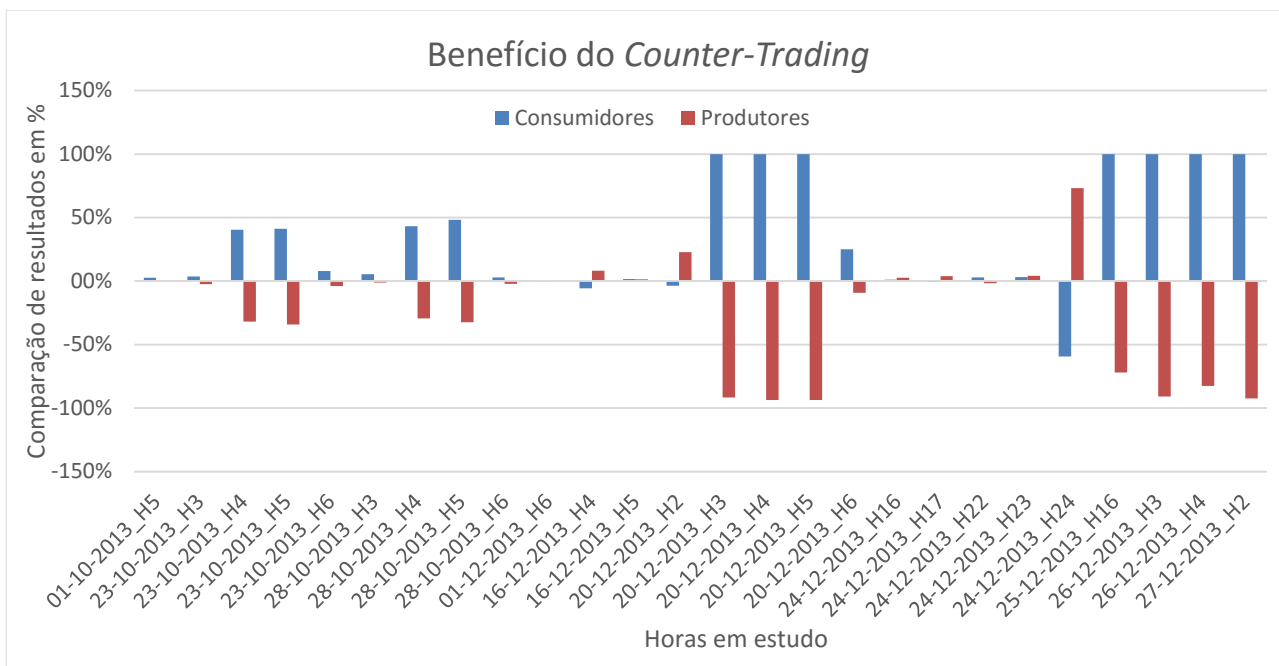


Figura 4.5 – Benefício do Counter-Trading comparando todos os participantes no mercado tendo por base o Market Splitting

Da observação do gráfico da figura 4.5, destaca-se o facto das horas em que os consumidores mais beneficiam com a utilização do *Counter-Trading* corresponderem às mesmas horas em que os produtores mais saem prejudicados com a utilização deste mecanismo para tratamento de congestionamentos quando comparado com o *Market Splitting*.

Destacam-se também as horas em que o benefício dos consumidores é mais elevado⁵¹, como sendo as horas em que o preço marginal no mercado espanhol foi 0 €/MWh. Com a utilização do *Counter-Trading* como mecanismo para tratamento de congestionamentos nestas horas, os consumidores do mercado português têm um ganho enorme em relação ao verificado no mercado com *Market Splitting*.

⁵¹ Correspondendo, por sua vez, às horas em que os produtores são menos beneficiados.

Capítulo 5

Conclusões

Neste capítulo são apresentadas as principais conclusões do trabalho realizado e desenvolvido nos capítulos anteriores, assim como são apresentadas as hipóteses de trabalhos futuros com o desenvolvimento do mesmo tema.

5 Conclusões

Quando, na década de 80, se iniciou o movimento de liberalização do setor elétrico na Europa com a criação do mercado grossista obrigatório e privatização de empresas da área da eletricidade, estava longe de se imaginar a importância destas alterações do sistema de energia elétrica. Todas estas alterações levaram à criação dos mercados de energia elétrica.

Estes mercados de energia elétrica foram criados para proporcionarem o estabelecimento de contratos de longo prazo com fins comerciais entre mercados interligados. No entanto, estas interligações possuem barreiras físicas limitadas pela capacidade de interligação. Quando a energia a transacionar excede a capacidade que a interligação possui para o transporte de energia, dá-se o congestionamento do sistema de transporte.

A existência de congestionamentos na rede leva a perda de eficiência dos mercados. Para evitar estes congestionamentos é essencial que os operadores de sistema consigam maximizar a capacidade de interligação de forma a transacionar toda a energia requerida. Contudo, se a interligação não for suficiente, os operadores de sistema devem desenvolver procedimentos de gestão de congestionamentos que sejam eficientes economicamente para todos os participantes no mercado.

Com a realização deste trabalho propôs-se, numa primeira fase, a analisar a influência da alteração da versão do programa de interligação na diferença de preços marginais de cada mercado, e numa segunda fase, a estudar os principais mecanismos existentes com vista à resolução de congestionamentos em linhas de interligação assentes nas vantagens e desvantagens técnicas e económicas de cada um.

Para analisar a influência da alteração da versão do programa de interligação, construiu-se um método de cálculo que utiliza como limitação física da capacidade de interligação a primeira versão realizada antes de qualquer atualização.

Após a realização dos cálculos concluiu-se que apenas uma das 26 horas em estudo não possui capacidade de interligação necessária para transacionar toda a energia sem a necessidade de utilização de um mecanismo para tratamento de congestionamentos. Todas as restantes horas tinham capacidade de interligação disponível para ter evitado o congestionamento, originando o Mercado Único onde o preço marginal do mercado é o mesmo para todos os participantes.

Sendo este estudo apenas teórico, houve necessidade de se utilizar um mecanismo de resolução de congestionamentos nestas horas, procurando gerir os congestionamentos de forma eficiente e económica para os participantes do mercado.

Do ponto de vista técnico os mecanismos *Market Splitting* e *Counter-Trading* apresentam-se como as melhores soluções, uma vez que ambos conduzem à completa utilização da capacidade de interligação, traduzindo o princípio de maximização de utilização dos recursos existentes.

Uma vez seleccionados os dois mecanismos que constituem as soluções mais adequadas do ponto de vista técnico, procedeu-se à análise económica de mercado de modo a definir qual o mecanismo que melhor representa os interesses dos consumidores do mercado português.

Para esse efeito, desenvolveu-se uma metodologia onde foram calculados os resultados do mercado com *Market Splitting*, com *Counter-Trading*, e do Mercado Único. A comparação dos resultados obtidos incidiu essencialmente em três pontos:

- Preços marginais;
- Quantidade de energia necessária;
- Resultados económicos do mercado.

Relativamente ao primeiro ponto, preços marginais, num mercado com *Market Splitting* estes são diferentes beneficiando o mercado exportador que terá o preço mais baixo. Num mercado com *Counter-Trading* os preços marginais são iguais nos dois mercados, não emitindo qualquer sinal de congestionamento aos participantes do mercado.

Analisando a quantidade de energia necessária com a utilização de cada mecanismo, verificamos que esta varia conforme o preço marginal, ou seja, num mercado com os preços marginais mais reduzidos (mercado com *Counter-Trading*), existe maior quantidade de energia a circular, enquanto num mercado com preços marginais mais elevados (mercado importador com *Market Splitting*) a energia consumida, e por conseguinte a energia produzida serão em menor quantidade.

Por último, os resultados económicos do mercado mostram duas perspetivas de mercado diferentes. Enquanto num mercado com *Market Splitting* os consumidores apresentaram custos mais elevados, estando associados à renda de congestionamento, num mercado com *Counter-Trading* os custos dos consumidores foram os mesmos em ambos os mercados, existindo por isso um sobrecusto para os operadores de rede associado à alteração dos níveis de energia e consequentemente eliminação do congestionamento.

Em síntese, verificou-se que, do ponto de vista do consumidor, o *Counter-Trading* constitui uma solução mais adequada para a resolução de congestionamentos. O facto de este mecanismo garantir preços marginais mais baixos, mantendo um preço de mercado único para Portugal e Espanha, passa uma imagem mais forte do Mercado Ibérico de Eletricidade. Um ponto negativo da utilização deste mecanismo está associado ao sobrecusto suportado pelos operadores de rede, resultante da nova afetação de unidades de produção. No entanto, este ponto pode levantar a questão se é preferível, em termos económicos, investir nas infraestruturas de modo a evitar o aparecimento de congestionamentos ou se, pelo contrário, a frequência de ocorrências de congestionamentos e o custo de eliminação dos mesmos justificam que não se invista.

5.1 Desenvolvimentos futuros

No que diz respeito a possíveis desenvolvimentos futuros desta dissertação é possível estabelecer um conjunto de direções de investigação pertinentes no desenvolvimento do setor dos mercados de energia elétrica.

Na sequência do desenvolvimento deste trabalho, era interessante explorar o comportamento do mercado nas diferentes alturas do ano. Este trabalho foi desenvolvido utilizando apenas meses de inverno por ter maior variedade de situações possíveis de mercado, no entanto também seria interessante estudar o comportamento do mercado em meses diferentes, onde por exemplo existirá menor atividade da bombagem.

A utilização de diferentes critérios na seleção das horas de estudo, também poderá ser explorada de forma a abranger outro tipo de amostra e consequentemente diferentes situações de mercado.

Outro aspeto de grande importância será o estudo de novas metodologias de eliminação de congestionamentos, assim como novas formas de calcular o programa de interligação.

Os mercados de energia elétrica estão em constante evolução e qualquer desenvolvimento no sentido de melhorar a eficiência dos mesmos será visto como uma mais-valia.

Referências

Bibliográficas

Referências Bibliográficas

- [1] Energy Transition, “Market Coupling,” [Online]. Available: <http://energytransition.de/2014/07/will-market-coupling-lead-to-one-european-power-market/>. [Acedido em 11 Julho 2015].
- [2] ERSE, “Mercado a prazo,” [Online]. Available: <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/mercadoaprazo/Paginas/default.aspx>. [Acedido em 25 Agosto 2015].
- [3] ERSE, “Mercado diário,” [Online]. Available: <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/mercadodiarior/Paginas/default.aspx>. [Acedido em 23 Agosto 2015].
- [4] ERSE, “Mercado Intradiário,” [Online]. Available: <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/mercadodiarior/Paginas/default.aspx>. [Acedido em 23 Agosto 2015].
- [5] ERSE, “Parecer à proposta do plano de desenvolvimento e investimento da Rede de transporte de eletricidade para o período 2016-2025 (pdirt-e 2015),” 2016.
- [6] ERSE, “Realização e resultados do leilão conjunto de capacidade na interligação entre Espanha e Portugal,” 2015.
- [7] J.-M. Glachant e V. Pignon, “Nordic electricity congestion's arrangement as a model for Europe: Physical constraints or operators' opportunism?” 2002.
- [8] MIBEL, “MIBEL,” [Online]. Available: <http://www.mibel.com/index.php?mod=pags&mem=detalle&relmenu=9&relcategoria=1026&idpag=67>. [Acedido em 22 Agosto 2015].
- [9] MIBEL, “Operadores de Mercado,” [Online]. Available: <http://www.mibel.com/index.php?mod=pags&mem=detalle&relmenu=40&relcategoria=101&idpag=28&lang=pt>. [Acedido em 22 Agosto 2015].
- [10] NordPool, “About Us,” [Online]. Available: <http://www.nordpoolspot.com/About-us/>. [Acedido em 22 Novembro 2014].

- [11] NordPool, “Nordic Grid Development Plan,” 2012.
- [12] OMIE, “Conheça o nosso mercado,” [Online]. Available: <http://www.omie.es/pt/principal/mercados-e-produtos/conheca-o-nosso-mercado>. [Acedido em 22 Agosto 2015].
- [13] OMIE, “Mercado Intradiário,” [Online]. Available: <http://www.omie.es/pt/principal/mercados-e-produtos/mercado-da-electricidade/os-nossos-mercados-de-eletricidade/mercado-in>. [Acedido em 23 Agosto 2015].
- [14] OMIE, “Normativas de Mercado, Reglas,” [Online]. Available: http://www.omie.es/files/reglas_1_de_agosto_de_2013_1.pdf. [Acedido em 12 Dezembro 2015].
- [15] OMIE, “Resultados de Mercado,” [Online]. Available: <http://www.omie.es/files/flash/ResultadosMercado.swf>. [Acedido em 18 Outubro 2015].
- [16] OMIP, “MIBEL,” [Online]. Available: <http://www.omip.pt/OMIP/MIBEL/tabid/72/language/pt-PT/Default.aspx>. [Acedido em 21 Agosto 2015].
- [17] Ott, Andrew L., “Experience with PJM Market Operation, System Design, and Implementation,” 2003.
- [18] Paiva, Sucena, Redes de Energia Eléctrica: uma análise sistémica, IST Press, 2007.
- [19] PJM, “Annual Reports,” [Online]. Available: <http://www.pjm.com/~media/about-pjm/newsroom/annual-reports/2014-annual-report.ashx>. [Acedido em 22 Fevereiro 2015].
- [20] PJM, “PJM History,” [Online]. Available: <http://www.pjm.com/about-pjm/who-we-are/pjm-history.aspx>. [Acedido em 21 Fevereiro 2015].
- [21] PJM, “Territory Served,” [Online]. Available: <http://www.pjm.com/about-pjm/who-we-are/territory-served.aspx>. [Acedido em 22 Fevereiro 2015].

- [22] Saraiva, João Tomé, Mercados de Electricidade - Regulação e Tarifação de Uso das Redes, FEUP, 2002.
- [23] Silva, Patrícia da, O Sector da Energia Eléctrica na União Europeia - Evolução e Perspectivas, Imprensa da Universidade de Coimbra, 2007.
- [24] Sousa, Jorge de, “Material da unidade curricular Mercados de Energia (MEN) do ISEL,” em Gestão de Congestionamentos nas Interligações em Mercados de Energia Eléctrica, ISEL, 2012.
- [25] Torres, Pedro Miguel, “Metodologias de Resolução de Congestionamentos: Rede Ibérica de Transporte de Electricidade,” IST, 2004.

Anexos

Anexo A – Seleção das horas de estudo

Tabela A.1 – Resumo das horas de Outubro e Dezembro de 2013 que cumprem simultaneamente o critério de existência de Market Splitting e o critério que Portugal é país importador de energia

Outubro							
Dia	Hora	PT			ES		
		Preço (€/MWh)	Agente	C / V	Preço (€/MWh)	Agente	C / V
1	5	25,03	ACAVADB	C	19,85	CENTCP3	C
9	15	59,10	ADOUINT	V	58,70	MLTG	V
	16	62,03	ACAVADO	V	59,76	CENTC01	C
	17	62,03	ACAVADO	V	59,94	ROB1 / MEI1	V
	18	62,31	FORTIC2	C	60,00		C
	19	61,11	ACAVADO	V	60,00		V
10	3	33,69	GUADIAB	C	31,26	CENTC01	C
	4	34,87	ACAVADO	V	30,31		M
	5	35,40	RPG02	V	30,06	GMTC03	C
	6	34,87	ACAVADO	V	33,49		M
	15	58,74	ACAVADO	V	55,00	GMTV03 / GNRAV03	V
	16	59,22	ACAVADO	V	54,43	DANSC03	C
	17	59,47	GUADIA	V	52,00	IPG	V
	18	59,22	ACAVADO	V	54,50		M
	19	58,84	ACAVADO	V	56,14	LAD4	V
	20	57,24	ACAVADO	V	56,09	FORTC01	C
	22	60,03	ALIMA	V	59,80	MUEL	V
11	17	55,11	ACAVADO	V	52,81	DANSV03	V
	18	54,08	ACAVADO	V	52,23	DANSV03	V
23	3	17,69	ACAVADB	C	13,80		M
	4	20,82	GUADIAB	C	5,00		V
	5	20,82	GUADIAB	C	5,13	UFBB	C
	6	20,82	GUADIAB	C	15,13	UFBB	C
28	3	3,05	ADOUNAB	C	2,00	CENTC01	C
	4	4,97	ACAVADB	C	1,00		C
	5	5,74	ACAVADB	C	1,00		C
	6	5,74	ACAVADB	C	5,13	UFBB	C

Dezembro							
Dia	Hora	PT			ES		
		Preço (€/MWh)	Agente	C / V	Preço (€/MWh)	Agente	C / V
1	6	25,15	SINES1	V	25,00	DUEB	C
9	16	86,69	TEMON	V	84,60	SIL / EBLCO01	V
14	13	79,25	ACAVADO	V	78,58	GUIG	V
	16	79,88	ACAVADO	V	78,07	MLTG	V
	17	79,25	ACAVADO	V	75,00	PGR5 / SNIAC01	C
16	3	25,45	SINES4	V	22,47		M
	4	26,14	SINES2	V	20,00	BRR1 / HCGC01	V
	5	27,21	SINES1 / 3 / 4	V	21,04		M
20	2	23,93	SINES1	V	5,13		V
	3	25,14	SINES1	V	0,00		C
	4	25,06	RPG01	V	0,00		C
	5	23,97	SINES3	V	1,00		C
	6	23,92	SINES1	V	3,00	ABO1	V
	13	68,11	ACAVADO	V	65,13	MEI1	V
	14	68,27	ACAVADO	V	60,02	SLTG / UFGC	V
	15	68,11	ACAVADO	V	60,02	SLTG / UFGC	V
24	16	68,11	ACAVADO	V	59,96	MEI1 / TJEG	V
	16	11,49	ACAVADB	C	9,70	MUEB	C
	17	10,69	ADOUROB	C	9,70	DANSC03 / MUEB	C
	22	11,69	GUADIAB / ACAVADB	C	10,60	MUEB	C
	23	13,69	GUADIAB	C	9,31		M
25	24	12,69	GUADIAB	C	3,91		M
	16	1,68	ACAVADB	C	0,00		C
26	3	1,11	ACAVADB	C	0,00		V
	4	1,68	ACAVADB	C	0,00		V
27	2	1,11	ACAVADB	C	0,00		V

Legenda:

M

Vários agentes com propostas com o mesmo valor

Não existe nenhuma licitação de compra ou venda que marque o preço para Espanha, sendo o preço apresentado é o resultado da média entre dois valores.

Não existe nenhuma licitação entre os dois preços que marcaram o preço de mercado

Anexo B – Quantidades de energia comprada

Tabela B.2 – Quantidades de energia comprada para as horas de estudo

Dia / Hora	Outubro					
	Portugal			Espanha		
	Quantidade Comprada [MWh]	Quantidade Vendida [MWh]	Diferença Quantidades [MWh]	Quantidade Comprada [MWh]	Quantidade Vendida [MWh]	Diferença Quantidades [MWh]
01-10-2013 - H5	5.536,9	5.036,9	500,0	17.577,0	18.077,0	-500,0
23-10-2013 - H3	5.369,6	4.619,6	750,0	18.027,2	18.777,2	-750,0
23-10-2013 - H4	5.177,9	4.577,9	600,0	17.847,2	18.447,2	-600,0
23-10-2013 - H5	5.102,5	4.502,5	600,0	17.294,0	17.894,0	-600,0
23-10-2013 - H6	5.058,9	4.358,9	700,0	16.680,5	17.380,5	-700,0
28-10-2013 - H3	5.119,2	3.769,2	1.350,0	16.144,7	17.494,7	-1.350,0
28-10-2013 - H4	4.903,9	3.853,9	1.050,0	15.772,4	16.822,4	-1.050,0
28-10-2013 - H5	4.804,0	3.904,0	900,0	15.630,1	16.530,1	-900,0
28-10-2013 - H6	4.817,2	3.867,2	950,0	15.124,5	16.074,5	-950,0

Dia / Hora	Dezembro					
	Portugal			Espanha		
	Quantidade Comprada [MWh]	Quantidade Vendida [MWh]	Diferença Quantidades [MWh]	Quantidade Comprada [MWh]	Quantidade Vendida [MWh]	Diferença Quantidades [MWh]
01-12-2013 - H6	5.592,0	5.392,0	200,0	19.402,3	19.602,3	-200,0
16-12-2013 - H4	5.960,3	3.760,3	2.200,0	17.031,5	19.231,5	-2.200,0
16-12-2013 - H5	5.913,7	3.813,7	2.100,0	17.061,0	19.161,0	-2.100,0
20-12-2013 - H2	6.739,8	4.739,8	2.000,0	21.403,9	23.403,9	-2.000,0
20-12-2013 - H3	6.391,2	4.641,2	1.750,0	20.085,4	21.835,4	-1.750,0
20-12-2013 - H4	6.099,6	4.449,6	1.650,0	19.822,1	21.472,1	-1.650,0
20-12-2013 - H5	5.978,4	4.328,4	1.650,0	19.277,0	20.927,0	-1.650,0
20-12-2013 - H6	5.679,4	4.129,4	1.550,0	19.041,6	20.591,6	-1.550,0
24-12-2013 - H16	6.054,3	5.704,3	350,0	26.740,9	27.090,9	-350,0
24-12-2013 - H17	6.082,7	5.682,7	400,0	26.593,8	26.993,8	-400,0
24-12-2013 - H22	6.807,5	6.007,5	800,0	21.982,4	22.782,4	-800,0
24-12-2013 - H23	6.133,2	5.683,2	450,0	24.451,9	24.901,9	-450,0
24-12-2013 - H24	6.010,2	5.610,2	400,0	26.051,1	26.451,1	-400,0
25-12-2013 - H16	4.922,2	4.922,2	0,0	25.116,4	25.116,4	0,0
26-12-2013 - H3	5.350,8	5.050,8	300,0	21.042,3	21.342,3	-300,0
26-12-2013 - H4	5.021,9	5.021,9	0,0	20.788,9	20.788,9	0,0
27-12-2013 - H2	5.916,7	5.716,7	200,0	23.492,7	23.692,7	-200,0

Anexo C – Resultados do mercado

Tabela C.1 – Dia 23/10/2013 – Hora 3

Tabela dos Preços [€/ MWh]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe
Portugal	14,16	14,16	17,69	17,69	14,16	14,16
Espanha	14,16	14,16	13,80	13,80	14,16	14,16

Tabela das Quantidades [MWh]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor
Portugal	5.450,80	4.619,60	5.369,60	4.619,60	5.450,80	4.700,80
Espanha	17.948,30	18.779,50	18.027,20	18.777,20	17.948,30	18.698,30

Tabela de Resultados [€]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe
Portugal	77.183,33	65.413,54	94.988,22	81.720,72	77.183,33	67.042,41
Espanha	254.147,93	265.917,72	248.775,36	259.125,36	254.147,93	265.917,72
TOTAL	331.331,26	331.331,26	343.763,58	340.846,08	331.331,26	332.960,13
	0,00		2.917,50		-1.628,87	

Tabela das Percentagens [%]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor
Portugal			23,1%	24,9%	0,0%	2,5%
Espanha			-2,1%	-2,6%	0,0%	0,0%
TOTAL			3,8%	2,9%	0,0%	0,5%
Portugal	-18,7%	-20,0%			-18,7%	-18,0%
Espanha	2,2%	2,6%			2,2%	2,6%
TOTAL	-3,6%	-2,8%			-3,6%	-2,3%

Tabela C.2 – Dia 23/10/2013 – Hora 4

Tabela dos Preços [€ / MWh]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe
Portugal	5,13	5,13	20,82	20,82	5,13	5,13
Espanha	5,13	5,13	5,00	5,00	5,13	5,13

Tabela das Quantidades [MWh]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor
Portugal	5.209,60	4.073,90	5.177,90	4.577,90	5.209,60	4.609,60
Espanha	17.709,10	18.844,80	17.847,20	18.447,20	17.709,10	18.309,10

Tabela de Resultados [€]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe
Portugal	26.725,25	20.899,11	107.803,88	95.311,88	26.725,25	30.853,36
Espanha	90.847,68	96.673,82	89.236,00	92.236,00	90.847,68	96.673,82
TOTAL	117.572,93	117.572,93	197.039,88	187.547,88	117.572,93	127.527,19
	0,00		9.492,00		-9.954,26	

Tabela das Percentagens [%]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor
Portugal			303,4%	356,1%	0,0%	47,6%
Espanha			-1,8%	-4,6%	0,0%	0,0%
TOTAL			67,6%	59,5%	0,0%	8,5%
Portugal	-75,2%	-78,1%			-75,2%	-67,6%
Espanha	1,8%	4,8%			1,8%	4,8%
TOTAL	-40,3%	-37,3%			-40,3%	-32,0%

Tabela C.3 – Dia 23/10/2013 – Hora 5

Tabela dos Preços [€ / MWh]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe
Portugal	5,13	5,13	20,82	20,82	5,13	5,13
Espanha	5,13	5,13	5,13	5,13	5,13	5,13

Tabela das Quantidades [MWh]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor
Portugal	5.130,10	4.097,50	5.102,50	4.502,50	5.130,10	4.530,10
Espanha	17.250,70	18.283,30	17.294,00	17.894,00	17.250,70	17.850,70

Tabela de Resultados [€]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe
Portugal	26.317,41	21.020,18	106.234,05	93.742,05	26.317,41	28.496,86
Espanha	88.496,09	93.793,33	88.718,22	91.796,22	88.496,09	93.793,33
TOTAL	114.813,50	114.813,50	194.952,27	185.538,27	114.813,50	122.290,18
	0,00		9.414,00		-7.476,68	

Tabela das Percentagens [%]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor
Portugal			303,7%	346,0%	0,0%	35,6%
Espanha			0,3%	-2,1%	0,0%	0,0%
TOTAL			69,8%	61,6%	0,0%	6,5%
Portugal	-75,2%	-77,6%			-75,2%	-69,6%
Espanha	-0,3%	2,2%			-0,3%	2,2%
TOTAL	-41,1%	-38,1%			-41,1%	-34,1%

Tabela C.4 – Dia 23/10/2013 – Hora 6

Tabela dos Preços [€ / MWh]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe
Portugal	15,13	15,13	20,82	20,82	15,13	15,13
Espanha	15,13	15,13	15,13	15,13	15,13	15,13

Tabela das Quantidades [MWh]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor
Portugal	5.121,60	3.953,90	5.058,90	4.358,90	5.121,60	4.421,60
Espanha	16.663,60	17.831,30	16.680,50	17.380,50	16.663,60	17.363,60

Tabela de Resultados [€]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe
Portugal	77.489,81	59.822,51	105.326,30	90.752,30	77.489,81	69.999,86
Espanha	252.120,27	269.787,57	252.375,97	262.966,97	252.120,27	269.787,57
TOTAL	329.610,08	329.610,08	357.702,26	353.719,26	329.610,08	339.787,43
	0,00		3.983,00		-10.177,35	

Tabela das Percentagens [%]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor
Portugal			35,9%	51,7%	0,0%	17,0%
Espanha			0,1%	-2,5%	0,0%	0,0%
TOTAL			8,5%	7,3%	0,0%	3,1%
Portugal	-26,4%	-34,1%			-26,4%	-22,9%
Espanha	-0,1%	2,6%			-0,1%	2,6%
TOTAL	-7,9%	-6,8%			-7,9%	-3,9%

Tabela C.5 – Dia 28/10/2013 – Hora 3

Tabela dos Preços [€ / MWh]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe
Portugal	2,13	2,13	3,05	3,05	2,13	2,13
Espanha	2,13	2,13	2,00	2,00	2,13	2,13

Tabela das Quantidades [MWh]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor
Portugal	5.176,20	3.769,20	5.119,20	3.769,20	5.176,20	3.826,20
Espanha	16.087,70	17.494,70	16.144,70	17.494,70	16.087,70	17.437,70

Tabela de Resultados [€]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe
Portugal	11.025,31	8.028,40	15.613,56	11.496,06	11.025,31	8.626,90
Espanha	34.266,80	37.263,71	32.289,40	34.989,40	34.266,80	37.263,71
TOTAL	45.292,11	45.292,11	47.902,96	46.485,46	45.292,11	45.890,61
	0,00		1.417,50		-598,50	

Tabela das Percentagens [%]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor
Portugal			41,6%	43,2%	0,0%	7,5%
Espanha			-5,8%	-6,1%	0,0%	0,0%
TOTAL			5,8%	2,6%	0,0%	1,3%
Portugal	-29,4%	-30,2%			-29,4%	-25,0%
Espanha	6,1%	6,5%			6,1%	6,5%
TOTAL	-5,5%	-2,6%			-5,5%	-1,3%

Tabela C.6 – Dia 28/10/2013 – Hora 4

Tabela dos Preços [€ / MWh]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe
Portugal	1,11	1,11	4,97	4,97	1,11	1,11
Espanha	1,11	1,11	1,00	1,00	1,11	1,11

Tabela das Quantidades [MWh]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor
Portugal	4.973,00	3.713,90	4.903,90	3.853,90	4.973,00	3.923,00
Espanha	15.563,30	16.822,40	15.772,40	16.822,40	15.563,30	16.613,30

Tabela de Resultados [€]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe
Portugal	5.520,03	4.122,43	24.372,38	19.153,88	5.520,03	6.751,54
Espanha	17.275,26	18.672,86	15.772,40	16.822,40	17.275,26	18.672,86
TOTAL	22.795,29	22.795,29	40.144,78	35.976,28	22.795,29	25.424,40
	0,00		4.168,50		-2.629,11	

Tabela das Percentagens [%]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor
Portugal			341,5%	364,6%	0,0%	63,8%
Espanha			-8,7%	-9,9%	0,0%	0,0%
TOTAL			76,1%	57,8%	0,0%	11,5%
Portugal	-77,4%	-78,5%			-77,4%	-64,8%
Espanha	9,5%	11,0%			9,5%	11,0%
TOTAL	-43,2%	-36,6%			-43,2%	-29,3%

Tabela C.7 – Dia 28/10/2013 – Hora 5

Tabela dos Preços [€ / MWh]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe
Portugal	1,11	1,11	5,74	5,74	1,11	1,11
Espanha	1,11	1,11	1,00	1,00	1,11	1,11

Tabela das Quantidades [MWh]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor
Portugal	4.848,60	3.672,00	4.804,00	3.904,00	4.848,60	3.948,60
Espanha	15.353,50	16.530,10	15.630,10	16.530,10	15.353,50	16.253,50

Tabela de Resultados [€]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe
Portugal	5.381,95	4.075,92	27.574,96	22.408,96	5.381,95	7.921,78
Espanha	17.042,39	18.348,41	15.630,10	16.530,10	17.042,39	18.348,41
TOTAL	22.424,33	22.424,33	43.205,06	38.939,06	22.424,33	26.270,19
	0,00		4.266,00		-3.845,86	

Tabela das Percentagens [%]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor
Portugal			412,4%	449,8%	0,0%	94,4%
Espanha			-8,3%	-9,9%	0,0%	0,0%
TOTAL			92,7%	73,6%	0,0%	17,2%
Portugal	-80,5%	-81,8%			-80,5%	-64,6%
Espanha	9,0%	11,0%			9,0%	11,0%
TOTAL	-48,1%	-42,4%			-48,1%	-32,5%

Tabela C.8 – Dia 28/10/2013 – Hora 6

Tabela dos Preços [€ / MWh]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe
Portugal	5,13	5,13	5,74	5,74	5,13	5,13
Espanha	5,13	5,13	5,13	5,13	5,13	5,13

Tabela das Quantidades [MWh]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor
Portugal	4.818,20	3.867,20	4.817,20	3.867,20	4.818,20	3.868,20
Espanha	15.123,50	16.074,50	15.124,50	16.074,50	15.123,50	16.073,50

Tabela de Resultados [€]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe
Portugal	24.717,37	19.838,74	27.650,73	22.197,73	24.717,37	19.849,24
Espanha	77.583,56	82.462,19	77.588,69	82.462,19	77.583,56	82.462,19
TOTAL	102.300,92	102.300,92	105.239,41	104.659,91	102.300,92	102.311,42
	0,00		579,50		-10,50	

Tabela das Percentagens [%]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor
Portugal			11,9%	11,9%	0,0%	0,1%
Espanha			0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
TOTAL			2,9%	2,3%	0,0%	0,0%
Portugal	-10,6%	-10,6%			-10,6%	-10,6%
Espanha	0,0%	0,0%			0,0%	0,0%
TOTAL	-2,8%	-2,3%			-2,8%	-2,2%

Tabela C.9 – Dia 01/12/2013 – Hora 6

Tabela dos Preços [€ / MWh]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe
Portugal	25,13	25,13	25,15	25,15	25,13	25,13
Espanha	25,13	25,13	25,00	25,00	25,13	25,13

Tabela das Quantidades [MWh]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor
Portugal	5.592,00	5.350,70	5.592,00	5.392,00	5.592,00	5.392,00
Espanha	19.561,00	19.802,30	19.602,30	19.802,30	19.561,00	19.761,00

Tabela de Resultados [€]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe
Portugal	140.526,96	134.463,09	140.638,80	135.608,80	140.526,96	135.501,09
Espanha	491.567,93	497.631,80	490.057,50	495.057,50	491.567,93	497.631,80
TOTAL	632.094,89	632.094,89	630.696,30	630.666,30	632.094,89	633.132,89
	0,00		30,00		-1.037,99	

Tabela das Percentagens [%]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor
Portugal			0,1%	0,9%	0,0%	0,8%
Espanha			-0,3%	-0,5%	0,0%	0,0%
TOTAL			-0,2%	-0,2%	0,0%	0,2%
Portugal	-0,1%	-0,8%			-0,1%	-0,1%
Espanha	0,3%	0,5%			0,3%	0,5%
TOTAL	0,2%	0,2%			0,2%	0,4%

Tabela C.10 – Dia 16/12/2013 – Hora 4

Tabela dos Preços [€ / MWh]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe
Portugal	25,45	25,45	26,14	26,14	25,45	25,45
Espanha	22,09	22,09	20,00	20,00	22,09	22,09

Tabela das Quantidades [MWh]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor
Portugal	5.960,30	3.560,30	5.960,30	3.760,30	5.960,30	3.760,30
Espanha	16.896,50	19.296,50	17.031,50	19.231,50	16.896,50	19.096,50

Tabela de Resultados [€]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe
Portugal	151.689,64	90.609,64	155.802,24	98.294,24	151.689,64	95.760,26
Espanha	373.243,69	426.259,69	340.630,00	384.630,00	373.243,69	426.259,69
TOTAL	524.933,32	516.869,32	496.432,24	482.924,24	524.933,32	522.019,95
	8.064,00		13.508,00		2.913,37	

Tabela das Percentagens [%]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor
Portugal			2,7%	8,5%	0,0%	5,7%
Espanha			-8,7%	-9,8%	0,0%	0,0%
TOTAL			-5,4%	-6,6%	0,0%	1,0%
Portugal	-2,6%	-7,8%			-2,6%	-2,6%
Espanha	9,6%	10,8%			9,6%	10,8%
TOTAL	5,7%	7,0%			5,7%	8,1%

Tabela C.11 – Dia 16/12/2013 – Hora 5

Tabela dos Preços [€ / MWh]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe
Portugal	22,32	22,32	27,21	27,21	22,32	22,32
Espanha	22,32	22,32	21,04	21,04	22,32	22,32

Tabela das Quantidades [MWh]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor
Portugal	5.913,70	3.743,70	5.913,70	3.813,70	5.913,70	3.813,70
Espanha	17.011,00	19.181,00	17.061,00	19.161,00	17.011,00	19.111,00

Tabela de Resultados [€]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe
Portugal	131.993,78	83.559,38	160.911,78	103.770,78	131.993,78	85.443,29
Espanha	379.685,52	428.119,92	358.963,44	403.147,44	379.685,52	428.119,92
TOTAL	511.679,30	511.679,30	519.875,22	506.918,22	511.679,30	513.563,21
	0,00		12.957,00		-1.883,91	

Tabela das Percentagens [%]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor
Portugal			21,9%	24,2%	0,0%	2,3%
Espanha			-5,5%	-5,8%	0,0%	0,0%
TOTAL			1,6%	-0,9%	0,0%	0,4%
Portugal	-18,0%	-19,5%			-18,0%	-17,7%
Espanha	5,8%	6,2%			5,8%	6,2%
TOTAL	-1,6%	0,9%			-1,6%	1,3%

Tabela C.12 – Dia 20/12/2013 – Hora 2

Tabela dos Preços [€ / MWh]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe
Portugal	10,00	10,00	23,93	23,93	10,00	10,00
Espanha	10,00	10,00	5,13	5,13	10,00	10,00

Tabela das Quantidades [MWh]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor
Portugal	6.739,80	4.471,70	6.739,80	4.739,80	6.739,80	4.739,80
Espanha	21.388,10	23.656,20	21.403,90	23.403,90	21.388,10	23.388,10

Tabela de Resultados [€]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe
Portugal	67.398,00	44.717,00	161.283,41	113.423,41	67.398,00	50.043,95
Espanha	213.881,00	236.562,00	109.802,01	120.062,01	213.881,00	236.562,00
TOTAL	281.279,00	281.279,00	271.085,42	233.485,42	281.279,00	286.605,95
	0,00		37.600,00		-5.326,95	

Tabela das Percentagens [%]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor
Portugal			139,3%	153,6%	0,0%	11,9%
Espanha			-48,7%	-49,2%	0,0%	0,0%
TOTAL			-3,6%	-17,0%	0,0%	1,9%
Portugal	-58,2%	-60,6%			-58,2%	-55,9%
Espanha	94,8%	97,0%			94,8%	97,0%
TOTAL	3,8%	20,5%			3,8%	22,8%

Tabela C.13 – Dia 20/12/2013 – Hora 3

Tabela dos Preços [€ / MWh]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe
Portugal	0,00	0,00	25,14	25,14	0,00	0,00
Espanha	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabela das Quantidades [MWh]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor
Portugal	6.391,20	3.991,20	6.391,20	4.641,20	6.391,20	4.641,20
Espanha	19.996,10	22.396,10	20.085,40	21.835,40	19.996,10	21.746,10

Tabela de Resultados [€]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe
Portugal	0,00	0,00	160.674,77	116.679,77	0,00	9.857,68
Espanha	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL	0,00	0,00	160.674,77	116.679,77	0,00	9.857,68
	0,00		43.995,00		-9.857,68	

Tabela das Percentagens [%]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor
Portugal			-	-	-	-
Espanha			-	-	-	-
TOTAL			-	-	-	-
Portugal	-100,0%	-100,0%			-100,0%	-91,6%
Espanha	-	-			-	-
TOTAL	-100,0%	-100,0%			-100,0%	-91,6%

Tabela C.14 – Dia 20/12/2013 – Hora 4

Tabela dos Preços [€ / MWh]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe
Portugal	0,00	0,00	25,06	25,06	0,00	0,00
Espanha	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabela das Quantidades [MWh]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor
Portugal	6.074,60	3.674,60	6.099,60	4.449,60	6.074,60	4.424,60
Espanha	19.085,80	21.485,80	19.822,10	21.472,10	19.085,80	20.735,80

Tabela de Resultados [€]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe
Portugal	0,00	0,00	152.855,98	111.506,98	0,00	7.049,32
Espanha	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL	0,00	0,00	152.855,98	111.506,98	0,00	7.049,32
	0,00		41.349,00		-7.049,32	

Tabela das Percentagens [%]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor
Portugal			-	-	-	-
Espanha			-	-	-	-
TOTAL			-	-	-	-
Portugal	-100,0%	-100,0%			-100,0%	-93,7%
Espanha	-	-			-	-
TOTAL	-100,0%	-100,0%			-100,0%	-93,7%

Tabela C.15 – Dia 20/12/2013 – Hora 5

Tabela dos Preços [€ / MWh]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe
Portugal	0,00	0,00	23,97	23,97	0,00	0,00
Espanha	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabela das Quantidades [MWh]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor
Portugal	5.978,40	3.578,40	5.978,40	4.328,40	5.978,40	4.328,40
Espanha	19.140,30	21.540,30	19.277,00	20.927,00	19.140,30	20.790,30

Tabela de Resultados [€]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe
Portugal	0,00	0,00	143.302,25	103.751,75	0,00	6.666,44
Espanha	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL	0,00	0,00	143.302,25	103.751,75	0,00	6.666,44
	0,00		39.550,50		-6.666,44	

Tabela das Percentagens [%]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor
Portugal			-	-	-	-
Espanha			-	-	-	-
TOTAL			-	-	-	-
Portugal	-100,0%	-100,0%			-100,0%	-93,6%
Espanha	-	-			-	-
TOTAL	-100,0%	-100,0%			-100,0%	-93,6%

Tabela C.16 – Dia 20/12/2013 – Hora 6

Tabela dos Preços [€ / MWh]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe
Portugal	5,00	5,00	23,92	23,92	5,00	5,00
Espanha	5,00	5,00	3,00	3,00	5,00	5,00

Tabela das Quantidades [MWh]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor
Portugal	5.679,40	3.896,90	5.679,40	4.129,40	5.679,40	4.129,40
Espanha	26.740,90	28.523,40	26.740,90	28.290,90	26.740,90	28.290,90

Tabela de Resultados [€]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe
Portugal	28.397,00	19.484,50	135.851,25	98.775,25	28.397,00	24.047,40
Espanha	133.704,50	142.617,00	80.222,70	84.872,70	133.704,50	142.617,00
TOTAL	162.101,50	162.101,50	216.073,95	183.647,95	162.101,50	166.664,40
	0,00		32.426,00		-4.562,90	

Tabela das Percentagens [%]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor
Portugal			378,4%	406,9%	0,0%	23,4%
Espanha			-40,0%	-40,5%	0,0%	0,0%
TOTAL			33,3%	13,3%	0,0%	2,8%
Portugal	-79,1%	-80,3%			-79,1%	-75,7%
Espanha	66,7%	68,0%			66,7%	68,0%
TOTAL	-25,0%	-11,7%			-25,0%	-9,2%

Tabela C.17 – Dia 24/12/2013 – Hora 16

Tabela dos Preços [€ / MWh]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe
Portugal	10,00	10,00	11,49	11,49	10,00	10,00
Espanha	10,00	10,00	9,70	9,70	10,00	10,00

Tabela das Quantidades [MWh]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor
Portugal	6.138,10	4.706,10	6.054,30	5.704,30	6.138,10	5.788,10
Espanha	26.393,00	27.825,00	26.740,90	27.090,90	26.393,00	26.743,00

Tabela de Resultados [€]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe
Portugal	61.381,00	47.061,00	69.563,91	65.542,41	61.381,00	58.772,48
Espanha	263.930,00	278.250,00	259.386,73	262.781,73	263.930,00	278.250,00
TOTAL	325.311,00	325.311,00	328.950,64	328.324,14	325.311,00	337.022,48
	0,00		626,50		-11.711,48	

Tabela das Percentagens [%]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor
Portugal			13,3%	39,3%	0,0%	24,9%
Espanha			-1,7%	-5,6%	0,0%	0,0%
TOTAL			1,1%	0,9%	0,0%	3,6%
Portugal	-11,8%	-28,2%			-11,8%	-10,3%
Espanha	1,8%	5,9%			1,8%	5,9%
TOTAL	-1,1%	-0,9%			-1,1%	2,6%

Tabela C.18 – Dia 24/12/2013 – Hora 17

Tabela dos Preços [€ / MWh]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe
Portugal	10,00	10,00	10,69	10,69	10,00	10,00
Espanha	10,00	10,00	9,70	9,70	10,00	10,00

Tabela das Quantidades [MWh]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor
Portugal	6.145,50	4.765,30	6.082,70	5.682,70	6.145,50	5.745,50
Espanha	26.347,70	27.727,90	26.593,80	26.993,80	26.347,70	26.747,70

Tabela de Resultados [€]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe
Portugal	61.455,00	47.653,00	65.024,06	60.748,06	61.455,00	57.454,99
Espanha	263.477,00	277.279,00	257.959,86	261.839,86	263.477,00	277.279,00
TOTAL	324.932,00	324.932,00	322.983,92	322.587,92	324.932,00	334.733,99
	0,00		396,00		-9.801,99	

Tabela das Percentagens [%]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor
Portugal			5,8%	27,5%	0,0%	20,6%
Espanha			-2,1%	-5,6%	0,0%	0,0%
TOTAL			-0,6%	-0,7%	0,0%	3,0%
Portugal	-5,5%	-21,6%			-5,5%	-5,4%
Espanha	2,1%	5,9%			2,1%	5,9%
TOTAL	0,6%	0,7%			0,6%	3,8%

Tabela C.19 – Dia 24/12/2013 – Hora 22

Tabela dos Preços [€ / MWh]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe
Portugal	10,60	10,60	11,69	11,69	10,60	10,60
Espanha	10,60	10,60	10,60	10,60	10,60	10,60

Tabela das Quantidades [MWh]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor
Portugal	6.815,70	5.843,50	6.807,50	6.007,50	6.815,70	6.015,70
Espanha	21.810,20	22.782,40	21.982,40	22.782,40	21.810,20	22.610,20

Tabela de Resultados [€]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe
Portugal	72.246,42	61.941,10	79.579,68	70.227,68	72.246,42	65.281,96
Espanha	231.188,12	241.493,44	233.013,44	241.493,44	231.188,12	241.493,44
TOTAL	303.434,54	303.434,54	312.593,12	311.721,12	303.434,54	306.775,40
	0,00		872,00		-3.340,86	

Tabela das Percentagens [%]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor
Portugal			10,2%	13,4%	0,0%	5,4%
Espanha			0,8%	0,0%	0,0%	0,0%
TOTAL			3,0%	2,7%	0,0%	1,1%
Portugal	-9,2%	-11,8%			-9,2%	-7,0%
Espanha	-0,8%	0,0%			-0,8%	0,0%
TOTAL	-2,9%	-2,7%			-2,9%	-1,6%

Tabela C.20 – Dia 24/12/2013 – Hora 23

Tabela dos Preços [€ / MWh]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe
Portugal	10,00	10,00	13,69	13,69	10,00	10,00
Espanha	10,00	10,00	9,31	9,31	10,00	10,00

Tabela das Quantidades [MWh]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor
Portugal	6.198,90	4.388,20	6.132,20	5.682,20	6.198,90	5.748,90
Espanha	23.970,30	25.781,00	24.451,90	24.901,90	23.970,30	24.420,30

Tabela de Resultados [€]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe
Portugal	61.989,00	43.882,00	83.949,82	77.789,32	61.989,00	64.919,53
Espanha	239.703,00	257.810,00	227.647,19	231.836,69	239.703,00	257.810,00
TOTAL	301.692,00	301.692,00	311.597,01	309.626,01	301.692,00	322.729,53
	0,00		1.971,00		-21.037,53	

Tabela das Percentagens [%]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor
Portugal			35,4%	77,3%	0,0%	47,9%
Espanha			-5,0%	-10,1%	0,0%	0,0%
TOTAL			3,3%	2,6%	0,0%	7,0%
Portugal	-26,2%	-43,6%			-26,2%	-16,5%
Espanha	5,3%	11,2%			5,3%	11,2%
TOTAL	-3,2%	-2,6%			-3,2%	4,2%

Tabela C.21 – Dia 24/12/2013 – Hora 24

Tabela dos Preços [€ / MWh]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe
Portugal	9,00	9,00	12,69	12,69	9,00	9,00
Espanha	9,00	9,00	3,91	3,91	9,00	9,00

Tabela das Quantidades [MWh]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor
Portugal	6.098,00	4.431,20	6.010,20	5.610,20	6.098,00	5.698,00
Espanha	25.724,30	27.391,10	26.451,10	26.851,10	25.724,30	26.124,30

Tabela de Resultados [€]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe
Portugal	54.882,00	39.880,80	76.269,44	71.193,44	54.882,00	58.602,68
Espanha	231.518,70	246.519,90	103.423,80	104.987,80	231.518,70	246.519,90
TOTAL	286.400,70	286.400,70	179.693,24	176.181,24	286.400,70	305.122,58
	0,00		3.512,00		-18.721,88	

Tabela das Percentagens [%]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor
Portugal			39,0%	78,5%	0,0%	46,9%
Espanha			-55,3%	-57,4%	0,0%	0,0%
TOTAL			-37,3%	-38,5%	0,0%	6,5%
Portugal	-28,0%	-44,0%			-28,0%	-17,7%
Espanha	123,9%	134,8%			123,9%	134,8%
TOTAL	59,4%	62,6%			59,4%	73,2%

Tabela C.22 – Dia 25/12/2013 – Hora 16

Tabela dos Preços [€ / MWh]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe
Portugal	0,00	0,00	1,68	1,68	0,00	0,00
Espanha	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabela das Quantidades [MWh]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor
Portugal	4.929,80	2.529,80	4.922,20	4.922,20	4.929,80	4.929,80
Espanha	25.116,30	27.516,30	25.116,40	25.116,40	25.116,30	25.116,30

Tabela de Resultados [€]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe
Portugal	0,00	0,00	8.269,30	8.269,30	0,00	2.317,60
Espanha	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL	0,00	0,00	8.269,30	8.269,30	0,00	2.317,60
	0,00		0,00		-2.317,60	

Tabela das Percentagens [%]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor
Portugal			-	-	-	-
Espanha			-	-	-	-
TOTAL			-	-	-	-
Portugal	-100,0%	-100,0%			-100,0%	-72,0%
Espanha	-	-			-	-
TOTAL	-100,0%	-100,0%			-100,0%	-72,0%

Tabela C.23 – Dia 26/12/2013 – Hora 3

Tabela dos Preços [€ / MWh]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe
Portugal	0,00	0,00	1,11	1,11	0,00	0,00
Espanha	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabela das Quantidades [MWh]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor
Portugal	5.409,80	3.009,80	5.350,80	5.050,80	5.409,80	5.109,80
Espanha	21.042,30	23.442,30	21.042,30	21.342,30	21.042,30	21.342,30

Tabela de Resultados [€]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe
Portugal	0,00	0,00	5.939,39	5.606,39	0,00	512,71
Espanha	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL	0,00	0,00	5.939,39	5.606,39	0,00	512,71
	0,00		333,00		-512,71	

Tabela das Percentagens [%]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor
Portugal			-	-	-	-
Espanha			-	-	-	-
TOTAL			-	-	-	-
Portugal	-100,0%	-100,0%			-100,0%	-90,9%
Espanha	-	-			-	-
TOTAL	-100,0%	-100,0%			-100,0%	-90,9%

Tabela C.24 – Dia 26/12/2013 – Hora 4

Tabela dos Preços [€ / MWh]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe
Portugal	0,00	0,00	1,68	1,68	0,00	0,00
Espanha	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabela das Quantidades [MWh]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor
Portugal	5.092,00	2.692,00	5.021,90	5.021,90	5.092,00	5.092,00
Espanha	20.788,90	23.188,90	20.788,90	20.788,90	20.788,90	20.788,90

Tabela de Resultados [€]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe
Portugal	0,00	0,00	8.436,79	8.436,79	0,00	1.476,63
Espanha	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL	0,00	0,00	8.436,79	8.436,79	0,00	1.476,63
	0,00		0,00		-1.476,63	

Tabela das Percentagens [%]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor
Portugal			-	-	-	-
Espanha			-	-	-	-
TOTAL			-	-	-	-
Portugal	-100,0%	-100,0%			-100,0%	-82,5%
Espanha	-	-			-	-
TOTAL	-100,0%	-100,0%			-100,0%	-82,5%

Tabela C.25 – Dia 27/12/2013 – Hora 2

Tabela dos Preços [€ / MWh]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe
Portugal	0,00	0,00	1,11	1,11	0,00	0,00
Espanha	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabela das Quantidades [MW]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor
Portugal	5.972,20	3.572,20	5.916,70	5.716,70	5.972,20	5.772,20
Espanha	23.492,70	25.892,70	23.492,70	23.692,70	23.492,70	23.692,70

Tabela de Resultados [€]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe	Consumidor paga	Produtor recebe
Portugal	0,00	0,00	6.567,54	6.345,54	0,00	482,30
Espanha	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL	0,00	0,00	6.567,54	6.345,54	0,00	482,30
	0,00		222,00		-482,30	

Tabela das Percentagens [%]						
	Sem Market Splitting		Com Market Splitting		Com Counter Trading	
	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor	Consumidor	Produtor
Portugal			-	-	-	-
Espanha			-	-	-	-
TOTAL			-	-	-	-
Portugal	-100,0%	-100,0%			-100,0%	-92,4%
Espanha	-	-			-	-
TOTAL	-100,0%	-100,0%			-100,0%	-92,4%

