

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



**Avaliação do Impacto de Transferências de Carga
entre Horas Adjacentes na Função de Benefício
Social do Mercado Diário do MIBEL**

Pedro Tiago Lourenço Pinto

VERSÃO FINAL

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

Orientador: Doutor João Tomé Saraiva
Co-orientador: Engenheiro José Carlos Sousa

Julho de 2017

Resumo

Desde o início de 1980, o setor elétrico tem vindo a apresentar diversas modificações a nível estrutural e do desenvolvimento tecnológico, contribuindo para a introdução de mecanismos de competição nos mercados internos e para a reestruturação de empresas que atuam nestes mercados. O fornecimento de energia elétrica deixou de ser visto como monopolista e centralizada e passou a ser visto como desagregada e descentralizada, aumentando a competitividade entre as entidades envolvidas neste setor. Um dos principais efeitos das transformações ocorridas no setor elétrico foi a criação de diversos mercados transnacionais de energia, como o *NordPool* e o *MIBEL*.

O sistema elétrico português apresenta variações de consumo ao longo do dia, pelo que o sistema produtor, de transporte e de distribuição devem acompanhar estas variações. Para que seja possível refletir estas oscilações, o mercado está estruturado de acordo com as horas do dia, sendo obtidos preços de energia para cada uma. Aos consumidores finais são aplicadas tarifas de venda de energia, que refletem os preços de mercado.

A existência de tarifas dinâmicas poderá proporcionar uma resposta mais ativa por parte dos consumidores, sendo criados cenários mais sustentáveis, levando a que os consumidores diminuam o consumo de energia elétrica e também para que haja uma diminuição do preço de eletricidade, beneficiando os consumidores a nível económico.

Este trabalho pretende avaliar o impacto na Função de Benefício Social do mercado diário do MIBEL se, por exemplo através da introdução de tarifas dinâmicas, se admitir que uma parte da carga em determinadas horas (por exemplo nas horas de maior consumo) se transfere para as horas adjacentes. Para esta análise foi desenvolvida uma ferramenta computacional que permite recriar as curvas de compra e venda agregadas antes e depois da transferência de carga, devolvendo os novos preços de mercado, energia negociada e o valor da Função de Benefício Social de todas as horas envolvidas.

Neste trabalho foram analisados os dias do ano de 2016, incidindo o trabalho na simulação de transferências de carga de 4%, 7%, 10%, 12% e 15%, para as horas com maiores valores de consumo e em dias com diferentes tipos de produção, de modo a obter os novos valores da Função de Benefício Social, do preço e da energia negociada.

Tendo em conta os cenários analisados, concluiu-se que não é clara a existência de um padrão de carga que permita identificar a melhor hora para transferir carga. De uma forma muito generalizada, e à exceção de alguns casos muito pontuais para transferências muito reduzidas, os resultados obtidos indicam que as transferências de carga simuladas não conduzem a resultados favoráveis.

Abstract

Since 1980, the electricity sector has undergone several changes at a structural level and in technological development, and this contributed to the introduction of competitive mechanisms in the internal markets and the restructuring of companies operating in these markets. The provision of electric energy is no longer seen as a monopolistic and centralized way, but as a disaggregated and decentralized way, increasing the competitiveness among the various companies involved in this sector. One of the main effects of the transformations in the electricity sector was the creation of some transnational energy markets, for example, NordPool and MIBEL.

The Portuguese electricity system displays demand variations throughout the day, and these changes shall be accommodated by the production, transmission and distribution systems. In order to reflect these variations, the market is decomposed in hourly periods to obtain energy prices for each hour. The final consumers pay energy rates, which are dependent on several factors, as the price of electricity for every hour of the market.

The adoption of dynamic tariffs will possibly provide consumers with a tool to use active response, creating more sustainable perspectives, allowing consumers to reduce electricity consumption, to eventually transfer demand from peak hours to other less loaded periods, thus reducing the price of electricity and getting economic benefits.

This work addresses the impact on the Social Welfare Function of the MIBEL daily market if, for example through the introduction of dynamic tariffs, it is accepted that part of the load at certain hours (namely in peak periods) is transferred to the adjacent hours. For this analysis, it was developed a computational tool that recreates the aggregated buying and selling market curves, before and after the load transfer, returning the new market prices and the value of the Social Welfare Function for all the involved hours.

In this work, we considered all the days of 2016, and the focus was on the simulation of load transfers of 4%, 7%, 10%, 12% and 15% of the demand of one hour for the adjacent hours, obtaining at the end the final values of the Social Welfare Function, of the electricity prices and traded energy.

In conclusion, it is not clear whether there is a load pattern that allows identifying the most adequate hour to transfer load. Additionally, and in a general way, with the exception of some cases for very small transfers, the results indicate that the simulated load transfers do not lead to favorable results.

Palavras-Chave

Energia, Função de Benefício Social, Tarifa Dinâmica, Transferência de Carga, Preço

Keywords

Energy, Dynamic Rate, Social Welfare Function, Load Transfer, Price

Agradecimentos

Em primeiro lugar, começo por agradecer aos meus pais, pois eles foram os pilares que me proporcionaram chegar onde hoje eu me encontro. Todo o esforço deles e todo o apoio prestado ao longo destes anos, foram a razão de eu hoje estar aqui a apresentar esta dissertação, sem isso nada disto teria sido possível. Não menos importante que isso, a toda a minha família devo um enorme agradecimento pelo apoio e carinho demonstrado ao longo do meu percurso académico, principalmente à minha maravilhosa namorada, Carina Rocha, pois ela foi o meu apoio incondicional em todas as situações por onde eu passei durante todos estes anos.

Deixo em seguida um enorme agradecimento ao Professor Doutor João Tomé Saraiva, pela total disponibilidade, cooperação e orientação essencial, prestada ao longo desta dissertação.

A toda a equipa da EDP Produção S.A., nomeadamente ao Engenheiro José Carlos Sousa e ao Engenheiro Vinício Ribeiro, quero deixar um agradecimento à colaboração prestada para esta dissertação, inclusive os conselhos e fornecimentos de dados ao longo do semestre.

Por fim os amigos. Por eles, não posso deixar passar o enorme contributo e apoio incondicional que me proporcionaram ao longo destes últimos anos e todo o espírito de camaradagem. Posso afirmar que tive, tenho e terei sempre as melhores das melhores amizades.

Índice

Resumo	iii
Abstract.....	v
Palavras-Chave	vii
<i>Keywords</i>	vii
Agradecimentos	ix
Índice.....	xi
Lista de figuras	xv
Lista de tabelas	xix
Abreviaturas e Símbolos	xxv
Capítulo 1	1
Introdução.....	1
1.1 - Enquadramento	1
1.2 - Objetivos	2
1.3 - Estrutura da Dissertação.....	2
Capítulo 2	5
Mercados de Eletricidade.....	5
2.1- Evolução Temporal do Setor Elétrico.....	5
2.2- Remodelação do Setor Elétrico.....	7
2.3- Novos Modelos de Mercado	9
2.3.1-Modelo Desagregado	9
2.3.2-Modelo em <i>Pool</i>	11
2.3.2.1-Considerações Gerais	11
2.3.2.2- <i>Pool</i> Simétrico.....	12
2.3.2.3- <i>Pool</i> Assimétrico	14
2.3.3-Contratos Bilaterais	16
2.3.4-Modelos Mistos	17
2.4- Serviços de Sistema.....	18
2.4.1-Considerações Gerais	18
2.4.2-Controlo de frequência e potência ativa	19
2.4.3-Controlo da tensão e potência reativa.....	20

2.4.4-Black Start	20
2.5- Legislação/Normas Europeias	21
Capítulo 3	23
Regulação e Tarifas da Eletricidade	23
3.1- Modelos Tarifários	23
3.1.1-Considerações Gerais	23
3.1.1.1-Princípios Regulatórios	23
3.1.1.2-Componentes típicas	24
3.1.2-Tipos de Modelos Tarifários	25
3.1.3-Modelos tarifários em Portugal Continental	26
3.1.3.1-Princípios Regulatórios	26
3.1.3.2-Estrutura do Sistema tarifário Nacional	27
3.2- Tarifas Dinâmicas	29
3.2.1-Aspetos Gerais	29
3.2.2-Definição	29
3.2.3-Diferentes tipos de Tarifas Dinâmicas	30
3.2.3.1-Tarifas “Critical Peak Pricing” - CPP	30
3.2.3.2-Tarifas “Critical Peak Rebates” - CPR	31
3.2.3.3-Tarifas “Real Time Pricing” - RTP	31
3.2.4-As Tarifas Dinâmicas na Europa	32
3.2.4.1-Diretiva da Eficiência Energética	32
3.2.4.2-Projetos Implementados	32
3.3- Resposta Dinâmica dos Consumidores (“Demand Response”)	33
3.3.1-Considerações Gerais	33
3.3.2-Classificação de “Demand Response”	33
3.3.3-Programas de “Demand Response” na Europa	35
Capítulo 4	37
Metodologia e Aplicação Desenvolvida	37
4.1- Contextualização	37
4.2- Metodologia de Cálculo	39
4.2.1-Considerações Gerais	39
4.2.2-Descarregamento da Informação	39
4.2.3-Tratamento de Dados	40
4.2.4-Prolongamento das Curvas de Compra e Venda Casadas	42
4.2.5-Intersecção das Curvas de Mercado	45
4.2.6-Erro de cálculo desta metodologia	45
4.3- Desenvolvimento Computacional	46
4.3.1-Considerações Gerais	46
4.3.2-Modo de funcionamento do Programa	46
4.3.2.1-Interface Gráfica	46
4.3.2.2-Descarregamento das propostas de compra e venda	48
4.3.2.3-Tratamento dos dados	48
4.3.2.4-Intersecção das curvas de mercado	49
4.3.2.5-Estimativa da Função de Benefício Social	50
4.3.3-Erro de cálculo por esta metodologia	51
4.4- Exemplo Ilustrativo	51
4.4.1-Pela Metodologia em EXCEL	51
4.4.1.1-Antes da alocação de carga	51
4.4.1.2-Depois da Alocação de 10% de carga	52
4.4.2-Pela Aplicação Desenvolvida	54
4.4.2.1-Com e Sem alocação de carga	54
4.4.3-Comparação dos resultados ilustrados	54
4.4.3.1-Sem Alocação de Carga	54
4.4.3.2-Com Alocação de Carga	55

Capítulo 5	57
Resultados.....	57
5.1- Introdução.....	57
5.2- Análise dos Resultados	58
5.2.1-Hora Aleatória (Hora 15 - 27/05/2016)	58
5.2.2-Hora com maior Carga de 2016 (Hora 20 - 17/02/2016).....	62
5.2.3-Hora com menor Carga de 2016 (Hora 9 - 01/01/2016)	67
5.2.4-Hora do Verão com maior Carga (Hora 14 - 06/09/2016)	71
5.2.5-Hora com maior Produção de Hídrica (Hora 10 - 13/05/2016)	75
5.2.6-Hora com maior Produção Fotovoltaica (Hora 16 - 07/10/2016).....	79
5.2.7-Hora do Feriado com maior Carga (Hora 19 - 01/12/2016)	83
5.2.8-Hora do Fim de Semana com maior Carga (Hora 19 - 27/02/2016).....	87
5.2.9-Hora com Produção 100% Renovável (Hora 19 - 09/05/2016)	90
5.3- Apreciação Global dos Resultados	94
Capítulo 6	99
Conclusões e Trabalhos Futuros	99
Referências	101

Lista de figuras

Figura 2.1 - Estrutura verticalmente integrada do setor elétrico [3].	6
Figura 2.2 - Evolução temporal do setor elétrico nacional [6].	8
Figura 2.3 - Cronologia da reestruturação dos setores elétricos [3].	9
Figura 2.4 - Novo modelo desagregado do setor elétrico [3].	10
Figura 2.5 - Modelo de exploração do setor elétrico em Pool [3].	12
Figura 2.6 - Curvas agregadas de compra e venda - <i>Pool</i> Simétrico [3].	12
Figura 2.7 - Funcionamento de um <i>Pool</i> Simétrico ideal [3].	14
Figura 2.8 - Funcionamento de um <i>Pool</i> Assimétrico [3].	15
Figura 2.9 - Representação gráfica de um contrato às diferenças [3].	17
Figura 2.10 - Modelo misto de exploração do setor elétrico.	18
Figura 3.1 - Esquema do modelo tarifário regulado [17].	25
Figura 3.2 - Esquema do modelo tarifário não regulado [17].	26
Figura 3.3 - Esquema do modelo tarifário misto [17].	26
Figura 3.4 - Aditividade tarifária aplicada na Tarifa de Venda a Clientes Finais [20].	28
Figura 3.5 - Diferentes tipos de tarifas.	32
Figura 3.6 - Classificação dos diferentes tipos de <i>Demand Response</i> [17].	34
Figura 4.1 - Fluxograma base da metodologia.	38
Figura 4.2 - Excerto do ficheiro extraído pelo site da OMIE com todas as propostas de compra e de venda de energia para a hora 8 do dia 2 de janeiro de 2017.	40
Figura 4.3 - Organização das propostas de compra e venda em ficheiro <i>Excel</i> .	40
Figura 4.4 - Redução das propostas pelo nível de preço.	41
Figura 4.5 - Curvas agregadas de compra e venda, casadas e ofertadas, da hora 8 do dia 2 de janeiro de 2017.	41

Figura 4.6 - Curvas de compra e venda antes e depois do deslocamento da curva da compra para a esquerda.	42
Figura 4.7 - Curvas de compra casada e ofertada antes do processo do prolongamento da curva casada.	43
Figura 4.8 - Curvas de compra casada e ofertada depois do prolongamento da curva casada.	44
Figura 4.9 - Curvas de compra e venda casada e os respectivos prolongamentos.	44
Figura 4.10 - Processo efetuado pela função INTERSECTAR para encontrar o ponto de intersecção das curvas.	45
Figura 4.11 - Interface Gráfica criada para comunicar com o utilizador, <i>INPUT</i> e <i>OUTPUT</i> . ..	47
Figura 4.12 - Exemplo de <i>arrays</i> utilizados na organização de um tipo de propostas (propostas de compra casadas).	49
Figura 4.13 - Cálculo da área da Função de Benefício Social.	50
Figura 4.14 - Curvas de compra e venda da hora 22 sem alocação de carga obtido pelo <i>EXCEL</i>	51
Figura 4.15 - Curvas de compra e venda das horas 21 e 23, respetivamente, sem alocação de carga, obtidas pelo <i>EXCEL</i>	52
Figura 4.16 - Curvas de compra e venda da hora 22 com alocação de carga obtido pelo <i>EXCEL</i>	53
Figura 4.17 - Curvas de compra e venda das horas 21 e 23, respetivamente, com alocação de carga obtidas pelo <i>EXCEL</i>	53
Figura 4.18 - <i>OUTPUT</i> do programa com as curvas e resultados da simulação.	54
Figura 5.1 - Excerto do documento requerido à REN com todas as informações referentes ao ano de 2016.	58
Figura 5.2 - Tendência da Função de Benefício Social para a hora aleatória.	61
Figura 5.3 - Curvas de compra e venda da hora 15 (h) para transferência de carga de 15%. ..	61
Figura 5.4 - Curvas de compra e venda da hora 14 (h-1) para transferência de carga de 15%.	62
Figura 5.5 - Curvas de compra e venda da hora 16 (h+1) para transferência de carga de 15%.	62
Figura 5.6 - Tendência da Função de Benefício Social para a hora com maior carga de 2016.	65
Figura 5.7 - Curvas de compra e venda da hora 20 (h) para transferência de carga de 15%. ..	66
Figura 5.8 - Curvas de compra e venda da hora 19 (h-1) para transferência de carga de 15%.	66
Figura 5.9 - Curvas de compra e venda da hora 21 (h+1) para transferência de carga de 15%.	66

Figura 5.10 - Tendência da Função de Benefício Social para a hora com menor carga de 2016.....	69
Figura 5.11 - Curvas de compra e venda da hora 9 (h) para transferência de carga de 15%. ..	70
Figura 5.12 - Curvas de compra e venda da hora 8 (h-1) para transferência de carga de 15%.....	70
Figura 5.13 - Curvas de compra e venda da hora 10 (h+1) para transferência de carga de 15%.....	70
Figura 5.14 - Tendência da Função de Benefício Social para a hora com maior carga do verão de 2016.	73
Figura 5.15 - Curvas de compra e venda da hora 14 (h) para transferência de carga de 15%.	74
Figura 5.16 - Curvas de compra e venda da hora 13 (h-1) para transferência de carga de 15%.	74
Figura 5.17 - Curvas de compra e venda da hora 15 (h+1) para transferência de carga de 15%.	74
Figura 5.18 - Tendência da Função de Benefício Social para a hora com maior produção hídrica de 2016.	77
Figura 5.19 - Curvas de compra e venda da hora 10 (h) para transferência de carga de 15%.	78
Figura 5.20 - Curvas de compra e venda da hora 9 (h-1) para transferência de carga de 15%.	78
Figura 5.21 - Curvas de compra e venda da hora 11 (h+1) para transferência de carga de 15%.	78
Figura 5.22 - Tendência da Função de Benefício Social para a hora com maior produção fotovoltaico de 2016.	81
Figura 5.23 - Curvas de compra e venda da hora 16 (h) para transferência de carga de 15%.	82
Figura 5.24 - Curvas de compra e venda da hora 15 (h-1) para transferência de carga de 15%.	82
Figura 5.25 - Curvas de compra e venda da hora 17 (h+1) para transferência de carga de 15%.	82
Figura 5.26 - Tendência da Função de Benefício Social para a hora com maior carga de um feriado de 2016.	85
Figura 5.27 - Curvas de compra e venda da hora 19 (h) para transferência de carga de 15%.	86
Figura 5.28 - Curvas de compra e venda da hora 18 (h-1) para transferência de carga de 15%.	86
Figura 5.29 - Curvas de compra e venda da hora 20 (h+1) para transferência de carga de 15%.	86

Figura 5.30 - Tendência da Função de Benefício Social para a hora com maior carga de um fim de semana de 2016.	89
Figura 5.31 - Curvas de compra e venda da hora 19 (h) para transferência de carga de 15%.....	89
Figura 5.32 - Curvas de compra e venda da hora 18 (h-1) para transferência de carga de 15%.....	90
Figura 5.33 - Curvas de compra e venda da hora 20 (h+1) para transferência de carga de 15%.....	90
Figura 5.34 - Tendência da Função de Benefício Social para uma hora de 2016 com produção 100% renovável.	93
Figura 5.35 - Curvas de compra e venda da hora 19 (h) para transferência de carga de 15%.....	93
Figura 5.36 - Curvas de compra e venda da hora 18 (h-1) para transferência de carga de 15%.....	94
Figura 5.37 - Curvas de compra e venda da hora 20 (h+1) para transferência de carga de 15%.....	94
Figura 5.38 - Tendência da Função de Benefício Social em todos os cenários simulados.	98

Lista de tabelas

Tabela 4.1 - Preço e Energia para a hora 22 sem alocação de carga obtidos pelo <i>EXCEL</i>	52
Tabela 4.2 - Preço e Energia para a hora 21 sem alocação de carga obtidos pelo <i>EXCEL</i>	52
Tabela 4.3 - Preço e Energia para a hora 23 sem alocação de carga obtidos pelo <i>EXCEL</i>	52
Tabela 4.4 - Preço e Energia para a hora 22 com alocação de 10% de carga obtidos pelo <i>EXCEL</i>	53
Tabela 4.5 - Preço e Energia para a hora 21 com alocação de carga obtidos pelo <i>EXCEL</i>	53
Tabela 4.6 - Preço e Energia para a hora 23 com alocação de carga obtidos pelo <i>EXCEL</i>	54
Tabela 4.7 - Comparação dos resultados das duas ferramentas de cálculo diferentes, para a hora 22, sem alocação de carga.	55
Tabela 4.8 - Comparação dos resultados das duas ferramentas de cálculo diferentes, para a hora 21, sem alocação de carga.	55
Tabela 4.9 - Comparação dos resultados das duas ferramentas de cálculo diferentes, para a hora 23, sem alocação de carga.	55
Tabela 4.10 - Comparação dos resultados das duas ferramentas de cálculo diferentes, para a hora 22, com alocação de carga.	55
Tabela 4.11 - Comparação dos resultados das duas ferramentas de cálculo diferentes, para a hora 21, com alocação de carga.	56
Tabela 4.12 - Comparação dos resultados das duas ferramentas de cálculo diferentes, para a hora 23, com alocação de carga.	56
Tabela 5.1 - Resultados da simulação para a hora aleatória com transferência de carga de 4%.	59
Tabela 5.2 - Resultados da simulação para a hora aleatória com transferência de carga de 7%.	59
Tabela 5.3 - Resultados da simulação para a hora aleatória com transferência de carga de 10%.	59
Tabela 5.4 - Resultados da simulação para a hora aleatória com transferência de carga de 12%.	60

Tabela 5.5 - Resultados da simulação para a hora aleatória com transferência de carga de 15%.....	60
Tabela 5.6 - Resultados da simulação para a hora aleatória anterior à transferência de carga.	60
Tabela 5.7 - Resultados da soma das FBS para as diversas percentagens de transferência de carga, para uma hora aleatória.....	60
Tabela 5.8 - Resultados da simulação para a hora com maior carga de 2016 com transferência de carga de 4%.	63
Tabela 5.9 - Resultados da simulação para a hora com maior carga de 2016 com transferência de carga de 7%.	63
Tabela 5.10 - Resultados da simulação para a hora com maior carga de 2016 com transferência de carga de 10%.	63
Tabela 5.11 - Resultados da simulação para a hora com maior carga de 2016 com transferência de carga de 12%.	64
Tabela 5.12 - Resultados da simulação para a hora com maior carga de 2016 com transferência de carga de 15%.	64
Tabela 5.13 - Resultados da simulação para a hora com maior carga de 2016 anterior à transferência de carga.	64
Tabela 5.14 - Resultados da soma das FBS para as diversas percentagens de transferência de carga, para a hora com maior carga de 2016.	65
Tabela 5.15 - Resultados da simulação para a hora com menor carga de 2016 com transferência de carga de 4%.	67
Tabela 5.16 - Resultados da simulação para a hora com menor carga de 2016 com transferência de carga de 7%.	67
Tabela 5.17 - Resultados da simulação para a hora com menor carga de 2016 com transferência de carga de 10%.	68
Tabela 5.18 - Resultados da simulação para a hora com menor carga de 2016 com transferência de carga de 12%.	68
Tabela 5.19 - Resultados da simulação para a hora com menor carga de 2016 com transferência de carga de 15%.	68
Tabela 5.20 - Resultados da simulação para a hora com menor carga de 2016 anterior à transferência de carga.	69
Tabela 5.21 - Resultados da soma das FBS para as diversas percentagens de transferência de carga, para a hora com menor carga de 2016.....	69
Tabela 5.22 - Resultados da simulação para a hora com maior carga do verão de 2016 com transferência de carga de 4%.	71
Tabela 5.23 - Resultados da simulação para a hora com maior carga do verão de 2016 com transferência de carga de 7%.	71
Tabela 5.24 - Resultados da simulação para a hora com maior carga do verão de 2016 com transferência de carga de 10%.	72

Tabela 5.25 - Resultados da simulação para a hora com maior carga do verão de 2016 com transferência de carga de 12%.	72
Tabela 5.26 - Resultados da simulação para a hora com maior carga do verão de 2016 com transferência de carga de 15%.	72
Tabela 5.27 - Resultados da simulação para a hora com maior carga do verão de 2016 anterior à transferência de carga.	73
Tabela 5.28 - Resultados da soma das FBS para as diversas percentagens de transferência de carga, para a hora com maior carga do verão de 2016.	73
Tabela 5.29 - Resultados da simulação para a hora com maior produção hídrica de 2016 com transferência de carga de 4%.	75
Tabela 5.30 - Resultados da simulação para a hora com maior produção hídrica de 2016 com transferência de carga de 7%.	75
Tabela 5.31 - Resultados da simulação para a hora com maior produção hídrica de 2016 com transferência de carga de 10%.	76
Tabela 5.32 - Resultados da simulação para a hora com maior produção hídrica de 2016 com transferência de carga de 12%.	76
Tabela 5.33 - Resultados da simulação para a hora com maior produção hídrica de 2016 com transferência de carga de 15%.	76
Tabela 5.34 - Resultados da simulação para a hora com maior produção hídrica de 2016 anterior à transferência de carga.	76
Tabela 5.35 - Resultados da soma das FBS para as diversas percentagens de transferência de carga, para a hora com maior produção hídrica de 2016.	77
Tabela 5.36 - Resultados da simulação para a hora com maior produção fotovoltaico de 2016 com transferência de carga de 4%.	79
Tabela 5.37 - Resultados da simulação para a hora com maior produção fotovoltaico de 2016 com transferência de carga de 7%.	79
Tabela 5.38 - Resultados da simulação para a hora com maior produção fotovoltaico de 2016 com transferência de carga de 10%.	80
Tabela 5.39 - Resultados da simulação para a hora com maior produção fotovoltaico de 2016 com transferência de carga de 12%.	80
Tabela 5.40 - Resultados da simulação para a hora com maior produção fotovoltaico de 2016 com transferência de carga de 15%.	80
Tabela 5.41 - Resultados da simulação para a hora com maior produção fotovoltaico de 2016 anterior à transferência de carga.	80
Tabela 5.42 - Resultados da soma das FBS para as diversas percentagens de transferência de carga, para a hora com maior produção fotovoltaico de 2016.	81
Tabela 5.43 - Resultados da simulação para a hora com maior carga de um feriado de 2016 com transferência de carga de 4%.	83
Tabela 5.44 - Resultados da simulação para a hora com maior carga de um feriado de 2016 com transferência de carga de 7%.	83

Tabela 5.45 - Resultados da simulação para a hora com maior carga de um feriado de 2016 com transferência de carga de 10%.	84
Tabela 5.46 - Resultados da simulação para a hora com maior carga de um feriado de 2016 com transferência de carga de 12%.	84
Tabela 5.47 - Resultados da simulação para a hora com maior carga de um feriado de 2016 com transferência de carga de 15%.	84
Tabela 5.48 - Resultados da simulação para a hora com maior carga de um feriado de 2016 anterior à transferência de carga.	84
Tabela 5.49 - Resultados da soma das FBS para as diversas percentagens de transferência de carga, para a hora com maior carga de um feriado de 2016.	85
Tabela 5.50 - Resultados da simulação para a hora com maior consumo de um fim se semana de 2016 com transferência de carga de 4%.	87
Tabela 5.51 - Resultados da simulação para a hora com maior consumo de um fim se semana de 2016 com transferência de carga de 7%.	87
Tabela 5.52 - Resultados da simulação para a hora com maior consumo de um fim se semana de 2016 com transferência de carga de 10%.	87
Tabela 5.53 - Resultados da simulação para a hora com maior consumo de um fim se semana de 2016 com transferência de carga de 12%.	88
Tabela 5.54 - Resultados da simulação para a hora com maior consumo de um fim se semana de 2016 com transferência de carga de 15%.	88
Tabela 5.55 - Resultados da simulação para a hora com maior carga de um fim de semana de 2016 anterior à transferência de carga.	88
Tabela 5.56 - Resultados da soma das FBS para as diversas percentagens de transferência de carga, para a hora com maior carga de um fim de semana de 2016.	89
Tabela 5.57 - Resultados da simulação para uma hora de 2016 com produção 100% renovável com transferência de carga de 4%.	91
Tabela 5.58 - Resultados da simulação para uma hora de 2016 com produção 100% renovável com transferência de carga de 7%.	91
Tabela 5.59 - Resultados da simulação para uma hora de 2016 com produção 100% renovável com transferência de carga de 10%.	91
Tabela 5.60 - Resultados da simulação para uma hora de 2016 com produção 100% renovável com transferência de carga de 12%.	92
Tabela 5.61 - Resultados da simulação para uma hora de 2016 com produção 100% renovável com transferência de carga de 15%.	92
Tabela 5.62 - Resultados da simulação para uma hora de 2016 com produção 100% renovável anterior à transferência de carga.	92
Tabela 5.63 - Resultados da soma das FBS para as diversas percentagens de transferência de carga, para uma hora de 2016 com produção 100% renovável.	93
Tabela 5.64 - Resultados finais positivos da FBS para a hora aleatória.	95

Tabela 5.65 - Resultados finais positivos da FBS para a hora com maior carga.	95
Tabela 5.66 - Resultados finais positivos da FBS para a hora com menor carga.....	95
Tabela 5.67 - Resultados finais positivos da FBS para a hora com maior carga do verão.	96
Tabela 5.68 - Resultados finais positivos da FBS para a hora com maior produção hídrica. ...	96
Tabela 5.69 - Resultados finais positivos da FBS para a hora com maior produção solar.	96
Tabela 5.70 - Resultados finais positivos da FBS para a hora com maior carga de um feriado.	97
Tabela 5.71 - Resultados finais positivos da FBS para a hora com maior carga de um fim de semana.	97
Tabela 5.72 - Resultados finais positivos da FBS para a hora com produção 100% renovável.	97
Tabela 5.73 - Resultados da soma das Funções de Benefício Social para os diversos cenários simulados.	98

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas

AGC	<i>Automatic Generator Control</i>
AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
C	Comercialização
CB	Contratos Bilaterais
CPP	<i>Critical Peak Pricing</i>
CPR	<i>Critical Peak Rebates</i>
EDF	<i>Electricité de France</i>
FBS	Função de Benefício Social
IBP	<i>Incentive-Based Programs</i>
IF	Intermediação Financeira
ISSO	<i>Independent System Operator</i>
MAT	Muito Alta Tensão
MC	Mercados Centralizados
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
MT	Média Tensão
OMIE	Operador do Mercado Ibérico, Polo Espanhol
P	Produção
PBP	<i>Price-Based Programs</i>
PM	Preço de Mercado
RARI	Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações
RD	Rede de Distribuição
RT	Rede de Transporte
RTP	<i>Real Time Pricing</i>
SS	Serviços de Sistema
TA	Tarifa de Acesso às Redes
TC	Tarifa de Comercialização
TE	Tarifa de Energia
ToU	<i>Time-of-Use</i>
TSO	<i>Transmission System Operator</i>
TUGS	Tarifa de Uso Global do Sistema
TURD	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição

TURT	Tarifa de Uso da Rede de Transporte
UGS	Uso Global do Sistema
VPP	<i>Variable Critical Peak Pricing</i>

Lista de símbolos

Hz	Frequência em Hertz
MW	Potência
MWh	Energia
€/MWh	Preço

Capítulo 1

Introdução

1.1 - Enquadramento

Num contexto de grandes mudanças do setor elétrico a nível mundial, como a reestruturação do setor elétrico e a reorganização estrutural das empresas nacionais que atuam no setor, é transmitido uma necessidade de adaptação constante deste setor aos consumidores. As alterações visam melhorar o funcionamento das redes de energia, tal como acontece com a implementação de novos equipamentos ativos e passivos na rede elétrica, mas também a inserção de equipamentos inteligentes no ponto de conexão da entidade que fornece o serviço com o consumidor final. Para que a comunicação seja completamente fiável, é necessário fazer chegar sinais com informação útil aos consumidores, dando a possibilidade de resposta por parte destes. Assim, torna-se necessário melhorar a comunicação entre o cliente e a empresa que presta o serviço, sendo possível incluir novos serviços finais com diversas vantagens para ambos os lados.

Qualquer variação ocorrida no sistema elétrico poderá traduzir-se em variações de custo de produção, cargas a serem alimentadas pela rede e perdas existentes no sistema, sendo que o custo da energia elétrica no mercado sofrerá de igual modo algumas variações. O mercado de energia elétrica comum a Portugal e Espanha, *MIBEL*, e todas as atividades exercidas na rede elétrica, estão sujeitos a constantes variações ao longo do dia, tais como: a variação de produção devido à disponibilidade de fontes de energia ao longo do dia (energia eólica e solar), a utilização das reservas devido a defeitos desencadeados no sistema elétrico e também as perdas existentes no sistema, pelo que a previsão e análise do mercado de eletricidade é realizada com um dia de antecedência para cada hora do dia seguinte.

Se for permitido ao consumidor final fazer variar/deslocar uma certa percentagem da sua carga de uma hora e alocar essa carga em horas adjacentes, será possível obter menores preços da energia. Como exemplo, pode-se reduzir o consumo em horas de ponta e deslocar essa porção de carga para horas com carga inferior, refletindo melhor o custo do sistema e o preço do bem ou serviço fornecido. Isto irá contribuir também para a redução da necessidade de reforço da rede elétrica a longo prazo.

Assim, surge a necessidade de avaliar as consequências e a viabilidade da alocação da carga do sistema. A primeira e imediata consequência é o impacto que o uso deste tipo de

tarifa poderá ter no preço da energia elétrica no mercado e também o impacto no valor da Função de Benefício Social.

1.2 - Objetivos

O objetivo central desta dissertação consiste em avaliar o impacto na Função de Benefício Social do mercado diário do *MIBEL* com, neste caso concreto, a introdução de tarifas dinâmicas, admitindo que uma parte da carga, em determinadas horas (especialmente nas horas de ponta), se transfere para as horas adjacentes. As horas a serem tratadas irão ser escolhidas tendo em consideração o valor da carga a alimentar, tipo de produção (hídrica e fotovoltaica) e a altura do ano (feriados, verão, fim de semana, entre outros). Para este efeito, irão ser obtidas e convenientemente analisadas e tratadas as curvas agregadas das compras e vendas do *MIBEL* para um intervalo de tempo a fixar. Deste modo é possível estimar o valor da Função de Benefício Social e o preço de mercado na situação atual bem como o valor que esta assumirá caso esta transferência se concretize.

Para efetuar a análise das respetivas curvas agregadas de compra e venda de energia elétrica, foi desenvolvida uma ferramenta computacional que permite retratar/simular as possíveis variações do preço e da Função de Benefício Social, para diferentes níveis de transferência de carga.

1.3 - Estrutura da Dissertação

A presente dissertação encontra-se organizada em 6 Capítulos:

No Capítulo 1, Introdução, é feito um enquadramento ao trabalho desenvolvido, descrevendo de forma sucinta os objetivos a serem alcançados e a estrutura deste documento.

No Capítulo 2, Mercados de Eletricidade, são abordados temas introdutórios essenciais à compreensão deste trabalho, concretamente a evolução histórica, reestruturações e modo de funcionamento dos mercados de eletricidade. São também abordados os novos modelos de mercado, os serviços de sistema, sendo feita por fim uma breve referência às Diretivas Europeias aprovadas até ao momento.

No Capítulo 3, Regulação e Tarifas da Eletricidade, são introduzidos os princípios regulatórios, os modelos tarifários e a estrutura do sistema tarifário para o caso particular de Portugal. Na parte final deste Capítulo são abordados os diferentes tipos de tarifas dinâmicas existentes no setor e o tipo de resposta dinâmica por parte dos consumidores.

No Capítulo 4, Metodologia e Aplicação Desenvolvida, é detalhada a metodologia usada e a aplicação computacional desenvolvida, ou seja, é explicado todo o processo de cálculo que permitirá obter o valor do preço da eletricidade em mercado, antes e depois da alocação de carga, assim como estimar o valor da Função de Benefício Social nas horas envolvidas.

No Capítulo 5, Resultados, são descritos diversos panoramas para análise, sendo simuladas várias situações pontuais. Desta forma será possível avaliar o impacto das transferências de carga na Função de Benefício Social em horas de maiores pontas, horas referentes a feriados e fins de semana e também em dias com especial influência do tipo de produção de energia, tal como a energia fotovoltaica e a hídrica.

No Capítulo 6, Conclusões e Trabalhos Futuros, são apresentadas as conclusões finais relativas ao comportamento das curvas agregadas de compra e venda do *MIBEL* e à variação da Função de Benefício Social, devido à possibilidade de alocação de carga. Também são abordados os trabalhos que poderão ser assumidos no futuro tendo em conta este trabalho realizado.

Capítulo 2

Mercados de Eletricidade

2.1- Evolução Temporal do Setor Elétrico

A história do mercado de eletricidade teve início no momento da construção da primeira central elétrica, em 1882, situada em Pearl Street, Manhattan, Nova Iorque, pela mão do mesmo inventor da lâmpada elétrica, Thomas Edison. Esta central tinha como propósito alimentar a iluminação de uma rede pública. Portanto, foi no final do século XIX que se deu início à produção, transporte e distribuição de energia elétrica até aos consumidores finais, pelo que foram ocorrendo ao longo do tempo algumas transformações neste setor [1][2].

As primeiras redes elétricas eram de pequena dimensão, constituídas por componentes isolados, de baixas potências e com reduzida distribuição geográfica como consequência do fraco desenvolvimento tecnológico do setor e do diminuto valor das cargas envolvidas [3].

Ao longo do tempo, o sucessivo aumento das cargas finais impulsionou o desenvolvimento tecnológico, nomeadamente, a invenção do transformador e do motor de indução que proporcionaram a utilização de corrente alternada, AC. Esta evolução tecnológica veio contribuir para o transporte de energia elétrica a grandes distâncias e com níveis de tensão mais elevados. Este aumento no transporte, naturalmente, também contribuiu para a exploração dos aproveitamentos hídricos, frequentemente dispersos geograficamente e afastados dos locais de consumo. Consequentemente, os sistemas elétricos tornaram-se mais complexos e crescentes a nível geográfico, permitindo a eletrificação de novas regiões e cidades inteiras. Esta complexidade do sistema levou à necessidade de interligação de sistemas elétricos nacionais de modo a obter uma maior segurança e estabilidade na exploração das redes elétricas [1][3].

A estrutura de propriedade do setor elétrico era bastante distinta entre os diferentes países, podendo esta ser estruturada segundo um modelo público ou privado, dependente do país em questão. No caso dos Estados Unidos da América, em meados dos anos 70, cerca de 76% dos ativos do setor eram propriedade privada, 13% pertenciam ao governo e os restantes 11% eram propriedades municipais e cooperativas. A maioria dos países europeus, após o final da 2ª Guerra Mundial, necessitaram de recuperar este setor, devido à devastação ocorrida, o que veio contribuir para a nacionalização do setor elétrico. Em Portugal, até ao ano de 1975, este setor encontrava-se atribuído por concessões a entidades privadas. Foi neste mesmo ano que, com a criação da EDP, EP, o setor elétrico foi nacionalizado e integrado verticalmente.

Apesar de em alguns países, como a Alemanha e Espanha, algumas entidades privadas se manterem ligadas ao setor elétrico, estas estavam também presentes na produção, no transporte e distribuição. Independentemente do modelo de propriedade considerado, estas empresas eram verticalmente integradas, independentemente do número de empresas a atuarem no mesmo setor a nível nacional [3].

Na Figura 2.1 encontra-se representado um modelo da estrutura vertical do setor elétrico.

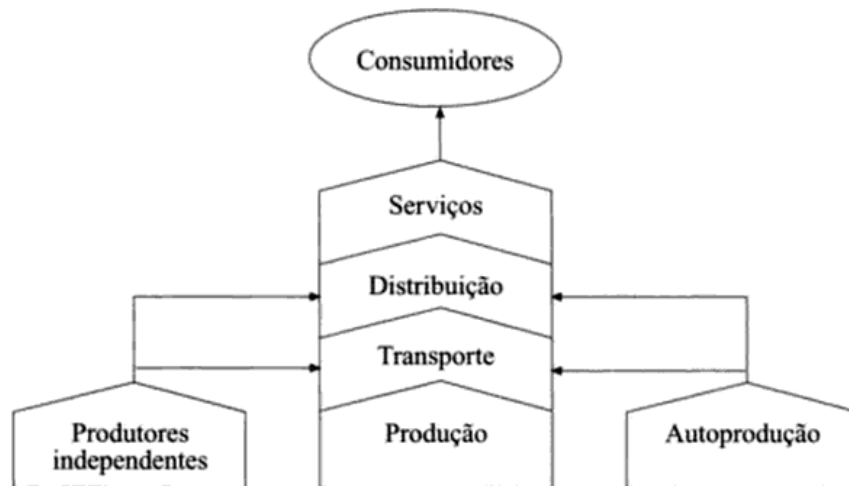


Figura 2.1 - Estrutura verticalmente integrada do setor elétrico [3].

Em qualquer dos diferentes modelos de propriedade considerados, a organização da indústria elétrica poderia ser caracterizada pelas seguintes particularidades:

- As empresas com estrutura verticalmente integrada, estavam presentes em toda a sucessão hierárquica do sistema elétrico, isto é, encontravam-se nas áreas de produção, transporte e distribuição de energia aos consumidores;
- Apesar de existirem várias empresas a atuarem no mesmo país e existindo diferentes concessões neste setor, a cada uma destas empresas era atribuída uma dessas concessões, o que significava que não havia qualquer competição entre estas empresas e que cada uma tinha garantido o seu grupo de clientes finais.
- Não havia opção de escolha para os clientes finais, no que tocava ao seu fornecedor de energia elétrica, sendo este automaticamente associado à empresa que atuava na sua área de residência;
- O preço final a pagar pelo consumidor era determinado pela empresa concecionária, por vezes por processos pouco claros, através de um modelo de regulação por custo de Serviço ou Taxa de Renumeração - *Cost of Service/Rate of Return*. A clareza deste processo era reduzida por causa de uma fronteira mal definida entre a entidade reguladora e a entidade regulada, sendo que na maioria dos casos, o setor elétrico apresentava-se como sendo o elemento amortecedor em períodos de maior crise económica, devido ao seu peso significativo na empregabilidade e investimento nacional [3]

2.2- Remodelação do Setor Elétrico

Durante as décadas de 50, 60 e início da década de 70, o ambiente económico que se vivia, principalmente nos países mais desenvolvidos, era considerado bastante estável, pelo que o planeamento e expansão dos sistemas elétricos foi facilmente conseguido através de uma boa previsão da carga. Apesar do consumo ter crescido cerca de 7% por ano, também se verificou uma sobrelevada construção de equipamentos no sistema elétrico, quer a nível de produção como também na transmissão [3].

Após a crise petrolífera que teve início em 1973, foram criados diversos ambientes económicos mais negativos, como elevadas taxas de inflação e de juro, contribuindo assim para um ambiente económico mais incerto levando ao consumo de diversas fontes de energia de forma errática, inclusive no caso da energia elétrica. Para tentar recuperar alguma estabilidade económica e também minorar o consumo de recursos, foram desenvolvidas, em vários países, campanhas ativas de sensibilização e intervenção, sendo que em alguns países, o recurso utilizado na produção de energia elétrica foi até mesmo substituído por outras fontes, nomeadamente passou-se a recorrer ao uso do gás natural [3].

A grande reestruturação do setor elétrico deu-se na década de 80, onde várias atividades económicas, algumas de índole social, tal como a indústria aérea, as telecomunicações e a distribuição de gás, passaram a ser liberalizadas, dando assim ao cliente a possibilidade de escolha da entidade que pretende como seu prestador de serviço. Consequentemente propiciou também a entrada de novas empresas nestes setores, aumentando assim o nível de concorrência entre os mesmos. Devido a estes acontecimentos, começou a colocar-se em questão se também seria viável para o setor elétrico esta mesma metodologia. Esta tendência foi acompanhada a nível internacional e o setor elétrico foi conseguindo ficar imune a estes tempos de mudança que se viviam, inclusive à primeira grande reestruturação ocorrida no Chile no ano de 1979. Com efeito, foi só em 1990 que se iniciou o processo de liberalização do setor elétrico pela mão da primeira-ministra britânica Margaret Thatcher. Este acontecimento foi o acelerar desta nova reestruturação a nível internacional, tendo sido também provocado por diversas razões:

- a adoção de novas estratégias reguladoras ou de novas legislações, conduzindo à separação de algumas empresas verticalmente integradas em diversas áreas de atividade, criando nova concorrência em outras atividades da área e procurando eliminar a ocorrência de subsidiação cruzada;
- o desenvolvimento tecnológico ao nível computacional e das telecomunicações permitiu uma melhoria ao nível do planeamento das redes e da operação e supervisão das mesmas em tempo real, aumentando assim a sua segurança e fiabilidade;
- o desenvolvimento tecnológico propiciou ainda a construção de novas tecnologias para a produção de energia, tal como as centrais de ciclo combinado a gás natural, pressionando também, em termos de consciência social e ambiental, à progressiva redução das centrais nucleares, a fim da substituição destas por fontes renováveis [3].

Em Portugal, o processo de reestruturação do setor elétrico iniciou-se no ano de 1991. Esta data de remodelação do setor elétrico nacional coincidiu com o ano da alteração da identidade jurídica da EDP, que passou de Entidade Pública a Sociedade Anónima, sendo que

no ano de 1994 se iniciou a desverticalização desta empresa. Ainda no ano de 1994 foi criada a REN, entidade que viria a possuir a conceção da rede nacional de transporte. A EDP desde então, passou a ser formada por um grupo de subsidiárias, tal como a EDP Produção que atua na área de produção de energia elétrica e a EDP Distribuição, que começou por controlar a conceção da rede de distribuição nacional. Toda a evolução temporal do setor elétrico nacional é passível ser consultada na Figura 2.2 [4][5].

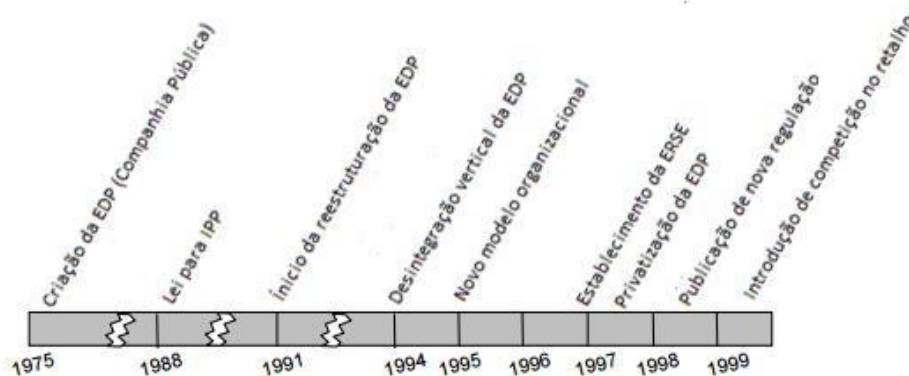


Figura 2.2 - Evolução temporal do setor elétrico nacional [6].

Para dinamizar o processo de liberalização do setor elétrico, a Comissão Europeia aprovou em 1995 um pacote legislativo que em conjunto com a Diretiva 96/92/CE, de 19 de Dezembro de 1996, instituiria algumas regras comuns para a criação de novos mercados internos. Após estas novas legislações, foi criada em 1996 a ERSE, Entidade Reguladora do Sector Elétrico, com o intuito de regular, sancionar e fixar tarifas em todo o setor elétrico. Daqui resultou também a obrigatoriedade de existir um operador responsável pela rede de transporte com as funções de exploração, manutenção e expansão da rede elétrica, nomeadamente em termos de interligações com outras redes. De igual modo, foi também necessário um operador da rede de distribuição com objetivos semelhantes ao do operador da rede de transporte, sendo que em nenhuma situação estes dois operadores poderão atuar em simultâneo nos dois setores do sistema nacional de energia [1].

A reestruturação do setor elétrico proporcionou a criação de novos mercados transnacionais, como foi o caso do *NordPool*, o primeiro a aparecer em 1996, que era constituído pela Noruega e a Suécia. Posteriormente este mercado foi alargado à Finlândia e à Dinamarca. A 14 de Novembro de 2001, Portugal assinou em conjunto com Espanha um protocolo de colaboração entre as duas administrações para a criação do Mercado Ibérico de Eletricidade - *MIBEL*, sendo que só em 2007 é que ocorreu o arranque definitivo do mercado comum na Península Ibérica [3].

Na Figura 2.3 encontra-se representada a cronologia da reestruturação dos setores elétricos a nível internacional.

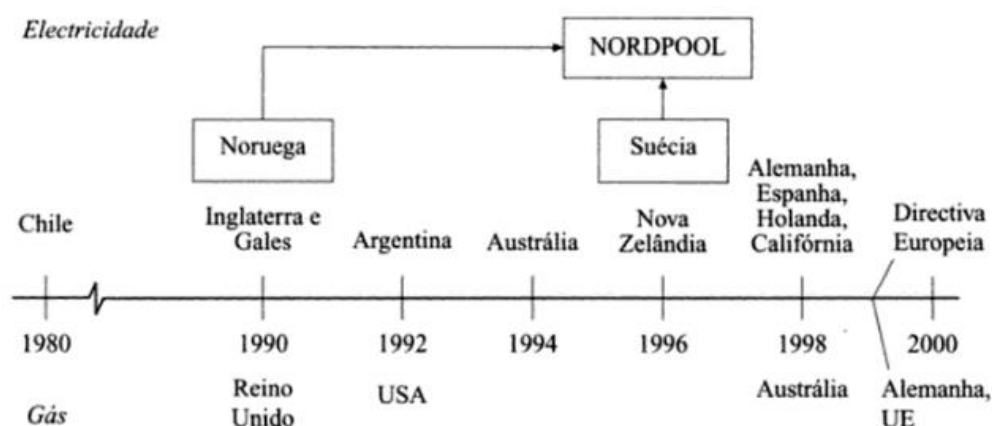


Figura 2.3 - Cronologia da reestruturação dos setores elétricos [3].

2.3- Novos Modelos de Mercado

O processo de reestruturação do setor elétrico não só provocou a desverticalização das empresas, como favoreceu a criação de novas empresas, aumentando a concorrência nesta área, assim como a criação de novas estruturas empresariais internas de certas empresas. É importante referir o surgimento de Operadores Independentes de Sistema - ISO e operadores de mercado, devido a mecanismos de coordenação e regulação independentes criados nos novos modelos de mercado [3][7].

Segundo Pérez-Arriaga (1998-1), a organização do setor elétrico pode ser resumida da seguinte forma:

- **Atividade de Produção** - envolve a produção de energia elétrica em regime normal e especial e o fornecimento de serviços auxiliares, tal como, reservas, regulação da frequência e tensão, e controlo de tensão e da potência reativa;
- **Atividades da Rede** - a nível do planeamento da expansão, manutenção e operação de redes, esta atividade é individualizada ao nível da Rede de Transporte e da Rede de Distribuição;
- **Transações** - esta atividade promove o relacionamento entre as entidades produtoras, comercializadores e os consumidores finais elegíveis;
- **Atividades de Coordenação Técnica e de Regulação** - consiste na coordenação e controlo dos sistemas elétricos executado pelo Operador do Sistema [3].

2.3.1- Modelo Desagregado

Com a desverticalização de diversas empresas que atuavam no setor elétrico, surgiu uma nova estrutura desagregada neste setor. Esta estrutura pode ser esquematizada segundo o exemplo da Figura 2.4.

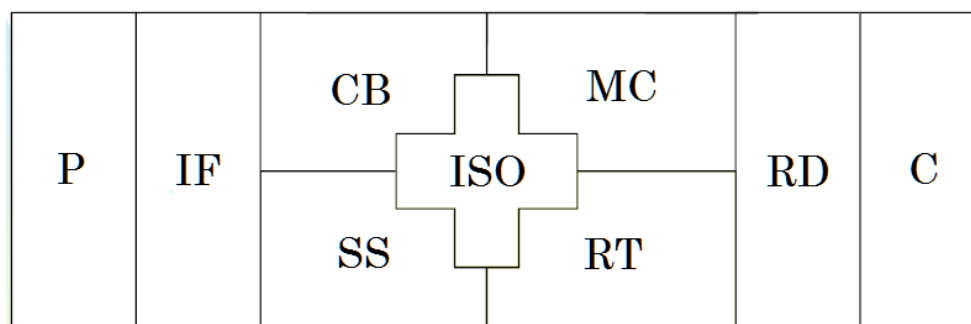


Figura 2.4 - Novo modelo desagregado do setor elétrico [3].

O modelo apresentado na figura anterior, exibe uma maior competitividade em algumas atividades, nomeadamente as que se encontrem nas extremidades do modelo, produção (P), intermediação financeira (IF) e comercialização (C). A atividade de rede de distribuição (RD) é praticada em regime de monopólio regulada [3].

No centro deste modelo encontram-se atividades que, até à reestruturação do setor, eram executadas ao nível do transporte, como os Contratos Bilaterais (CB), Mercados Centralizados (MC), o Operador do Sistema Independente (ISO), Serviços de Sistema (SS) e a Rede de Transporte (RT) [3].

Os Contratos Bilaterais são contratos físicos ou de índole financeira, estabelecidos entre as entidades produtoras e os consumidores finais elegíveis, em que são fixadas as quantidades de energia a produzir durante um certo período de tempo [3].

Os Mercados Centralizados recebem as propostas de compra e venda de energia elétrica, para cada meia hora ou uma hora do dia seguinte. Estas propostas são ordenadas por ordem crescente do preço a receber por cada potência, no caso das propostas de venda, e por ordem decrescente do preço a pagar por cada potência, para as propostas de compra, obtendo assim um despacho económico para cada intervalo de 1h para o dia seguinte [3].

O ISO é a entidade que detém as funções de coordenação técnica de exploração do sistema de transporte. Para que tal seja possível, este organiza toda a informação referente aos contratos bilaterais existentes na rede e aos despachos efetuados pelo mercado centralizado. Assim, é possível realizar estudos de forma a avaliar a viabilidade técnica do sistema elétrico ao executar os contratos/despachos para cada intervalo do dia seguinte, verificando se existe congestionamento ou não no sistema. Se existir viabilidade técnica no conjunto contratos/despachos, então são contratados os serviços de sistema necessários. Pelo contrário, se o sistema apresentar congestionamentos, então a solução é considerada não viável sendo essencial induzir as alterações técnicas necessárias por alguns mecanismos da rede [3].

Os Serviços de Sistema correspondem às reservas, produção de potência reativa e controlo de tensão, regulação de frequência/telerregulação e o *blackstart* e podem ser fornecidos por empresas geradoras ou que possuem bancos de condensadores ou transformadores com tomadas reguladoras [3]. Por exemplo, a ENTSO-E especifica o valor global de 3000 MW para a reserva primária do sistema europeu, sendo que Portugal tem de assegurar 53 MW desse total. A frequência não deve atingir valores inferiores a 49,2Hz. Estes serviços de sistema irão ser abordados mais profundamente no Capítulo 2.4.

A rede de transporte é constituída usualmente por entidades que possuem ativos na rede de transporte de energia elétrica e que atuam em regime de monopólio natural. Estas

entidades são renumeradas através de Tarifas de Uso das Redes. Em alguns países, o ISO e a rede de transporte estão agrupados numa única entidade designada de TSO - *Transmission System Operator* [3].

2.3.2- Modelo em *Pool*

2.3.2.1- Considerações Gerais

A reestruturação do setor elétrico conduziu a uma nova relação entre as entidades produtoras e as empresas distribuidoras e os consumidores finais elegíveis, através de novos mecanismos introduzidos no setor. Uma das formas de relacionamento corresponde à criação de mercados *spot* centralizados, mais conhecidos como mercados em *Pool*. Estes mercados agregam mecanismos a curto prazo que pretendem equilibrar a produção e o consumo de energia elétrica através da comunicação das propostas com a referência dos valores de potência e de preço que irão a mercado. Este tipo de mercado funciona, usualmente, no dia anterior ao dia em que será implementado o resultado das propostas de venda/compra que foram aceites pelo operador. Por este motivo, este mercado é conhecido como sendo *Day-Ahead Markets* na língua inglesa ou Mercados *spot* de energia elétrica [3].

Neste mercado o objetivo é otimizar o funcionamento do sistema a curto-prazo, pelo que as propostas de venda de energia elétrica apresentam uma estrutura que reflete os custos marginais de curto prazo. Portanto, quando ocorre a variação de cargas diárias há a necessidade de colocar em funcionamento centrais elétricas que possuem custos marginais distintos o que leva a que os mercados estejam adaptados a estas variações de carga e que possam refletir a variação do custo de exploração consequente destas variações. Por este motivo, o intervalo de tempo de um dia, que está a ser negociado no dia anterior, é decomposto em 24 ou 48 períodos de 1 hora ou 30 minutos, respetivamente. Em cada um destes períodos, são apresentadas as propostas de compra/venda pelos agentes que atuam no mercado, referindo o preço mínimo a que estão dispostos a vender a energia e o preço máximo a que estão dispostos a pagar pela compra e também o nó em que se fará a injeção ou consumo da mesma, e a quantidade de potência pretendida [3].

O Operador de Mercado, após receber todas as propostas de compra/venda dos agentes, realiza a ordenação adequada das mesmas para que possa proceder ao cálculo do despacho económico para os intervalos que compõem o dia seguinte. Estes despachos, puramente económicos são enviados de seguida para o Operador de Sistema, que verifica a viabilidade técnica dos despachos obtidos, tendo em consideração os limites dos equipamentos existentes no sistema. Se as soluções forem viáveis, então estas soluções irão ser aplicadas no dia seguinte. Ao terminar o processo, o Operador do Sistema comunica as potências finais aos produtores contratando os serviços auxiliares necessários e comunica a informação à entidade responsável pela rede de transporte. No caso de ocorrer congestionamentos na rede, o Operador do Mercado e o Operador do Sistema interagem de forma a corrigir os congestionamentos. Caso ainda assim não seja possível resolver esta situação, o Operador do Sistema deverá ter a responsabilidade final pela alteração dos despachos económicos iniciais. Todo este modelo de exploração do setor elétrico está representado na Figura 2.5.

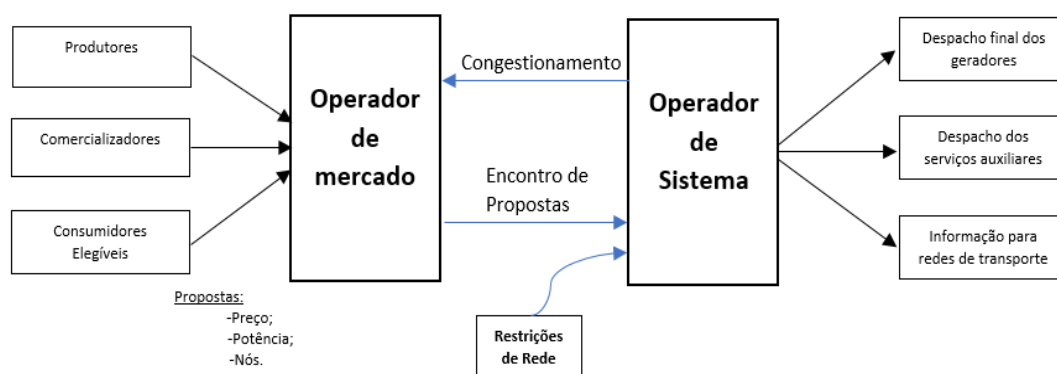


Figura 2.5 - Modelo de exploração do setor elétrico em Pool [3].

2.3.2.2- Pool Simétrico

O mercado em Pool mais usado é representado por mecanismos simétricos, pelo que existe a possibilidade de comunicar ao mercado propostas de compra e de venda de energia elétrica. Tal como já foi anteriormente explicado, as propostas são transmitidas de seguida ao Operador de Mercado, com todas as informações pertinentes para cada período do dia. Em seguida são organizadas por ordem crescente do preço para as propostas de venda e por ordem decrescente do preço para as de compra. Do ponto de intersecção das duas curvas agregadas resulta o preço de mercado - *Market Clearing Price* - e a quantidade de energia negociada - *Market Clearing Quantity* - para cada intervalo de uma hora do dia [3]. Esta metodologia encontra-se representada na Figura 2.6.

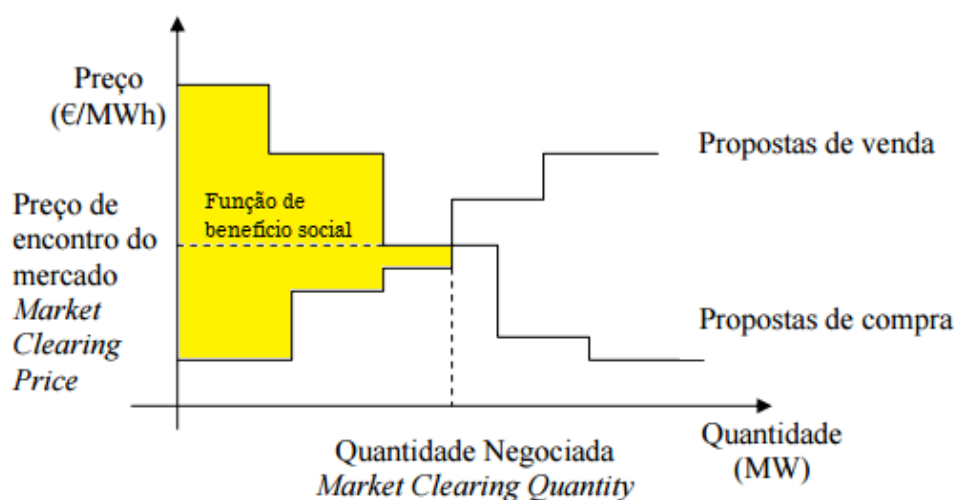


Figura 2.6 - Curvas agregadas de compra e venda - Pool Simétrico [3].

Todas as propostas que se encontram à direita das curvas da Figura 2.6 representam as propostas que não foram aceites pelo Operador de Mercado. Todos os restantes agentes que lançaram a mercado propostas de compra e venda e que foram aceites, irão ser renumerados ao mesmo preço. Este tipo de processo, neste modelo garante que nenhum agente de

produção receba um valor inferior ao que tinha proposto, tal como os comercializadores ou clientes finais elegíveis não irão pagar um valor superior ao que propuseram [3].

As propostas de venda podem apresentar duas particularidades: ou são classificadas como propostas simples ou como propostas complexas. No caso concreto das ofertas explicadas anteriormente, elas são do tipo simples, uma vez que não são consideradas interações temporais entre as propostas transmitidas pelo mesmo agente. No caso das propostas complexas, estas representam a necessidade de produzir um valor mínimo de potência, de taxas de tomada ou diminuição de carga em centrais térmicas, ou à existência de diversas centrais hídricas no mesmo curso de água cujas albufeiras possuem pouca capacidade de água [3].

No mercado em *Pool* Simétrico, a carga é considerada elástica e funciona melhor se o número de agentes for elevado e se nenhum dominar uma parcela elevada da oferta ou da procura. Se assim for, então ocorre uma maior competitividade a nível de mercado e o preço de fecho de mercado torna-se menos volátil - Preço Marginal. Este preço marginal corresponde ao preço oferecido pela última unidade a ser despachada em mercado [3].

Matematicamente, o modelo em *pool* do mercado corresponde a maximizar a área existente entre a curva das propostas de compra e a curva das propostas de venda, representada a amarelo na Figura 2.6, que representa a Função de Benefício Social.

A formulação matemática do modelo em *Pool* Simétrico para a obtenção do valor ótimo da Função Benefício Social é dada por (2.1) a (2.4):

$$\max Z = \sum_{i=1}^{nD} (C_{Di}^{of} \times P_{Di}) - \sum_{j=1}^{nG} (C_{Gj}^{of} \times P_{Gj}) \quad (2.1)$$

Sujeito a:

$$0 \leq P_{Di} \leq P_{Di}^{of} \quad (2.2)$$

$$0 \leq P_{Gj} \leq P_{Gj}^{of} \quad (2.3)$$

$$\sum_{i=1}^{nD} P_{Di} = \sum_{j=1}^{nG} P_{Gj} \quad (2.4)$$

Nesta formulação:

- Z – função de benefício social;
- nD – número de propostas de compra submetidas pelos consumidores;
- nG – número de propostas de venda submetidas pelos produtores;
- i – índice da proposta de compra de energia;
- j – índice da proposta de venda de energia;
- C_{Di}^{of} – preço que a carga i está disposta a pagar pelo consumo de energia;
- C_{Gj}^{of} – preço que o produtor j pretende receber por unidade de energia;
- P_{Di}^{of} – potência da proposta de compra relativa à carga i ;

- P_{Gj}^{of} – potência da proposta de venda relativa à carga j;
- P_{Di} – potência despachada relativa à carga i;
- P_{Gj} – potência despachada relativa à produção j.

Como já foi referido anteriormente, se o número de agentes for elevado e se nenhum dominar uma parcela elevada da oferta ou da procura, ocorre um aumento da competitividade no mercado e as curvas de compra e venda apresentariam poucas descontinuidades e com modificações pouco bruscas a nível do preço, como está representado na Figura 2.7.

Como o preço de mercado é de índole marginal, os custos marginais de produção das centrais são normalmente inferiores ao preço de mercado. Então os agentes produtores são renumerados acima dos valores médios de custos de produção. Se as propostas possuírem preços superiores aos custos marginais de produção, então o gerador incorre o risco de não ser despachado. Portanto, se os preços lançados a mercado forem inferiores aos custos marginais de produção, os produtores correm o risco de verem as suas propostas serem aceites em mercado, levando a uma diminuição no preço de mercado, sendo estas produtoras renumeradas abaixo do seu custo de produção [6].

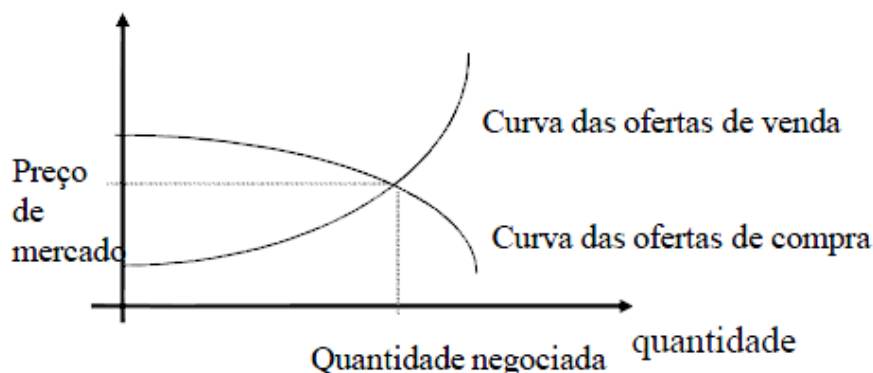


Figura 2.7 - Funcionamento de um *Pool* Simétrico ideal [3].

2.3.2.3- *Pool* Assimétrico

Neste modelo de funcionamento em *Pool* Assimétrico, só são aceites no mercado as propostas de venda de energia elétrica. No caso da procura de energia por parte dos consumidores e comercializadores, são considerados previsões que serão à posteriori comunicados para cada intervalo de tempo de negociação. Deste modo, este modelo admite que as cargas são completamente inelásticas, pelo que aceitarão qualquer preço que advenha do funcionamento deste tipo de mercado [3].

Na Figura 2.8 está representado um exemplo do funcionamento deste tipo de mercado para diferentes alturas do dia.

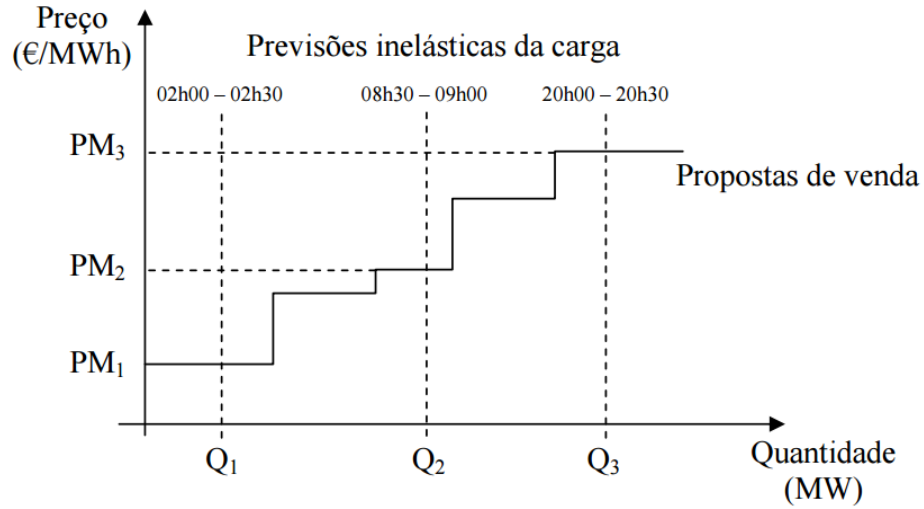


Figura 2.8 - Funcionamento de um *Pool* Assimétrico [3].

Na Figura 2.8 podemos verificar a volatilidade dos preços de mercado. A carga prevista no período das 2h até às 2h30 é bastante diminuta, caracterizando um preço de mercado PM_1 . O aumento da previsão da carga ao longo do dia é acompanhado pelo aumento do preço de mercado. Logo, neste tipo de mercado *Pool*, os preços de encontro são fortemente afetados pelos preços de venda oferecidos pelos produtores, pelo nível de procura e pela saída ou não de serviço de alguns componentes do sistema, sendo programada ou não. Para que seja possível alimentar as cargas, por vezes será necessário aceitar propostas de venda com preços bastante altos, originando um grande aumento no preço de mercado [3].

A formulação matemática do *Pool* Assimétrico pode ser representado por (2.5) a (2.7):

$$\max z = - \sum_{j=1}^{nG} C_{Gj}^{of} \times P_{Gj} \Leftrightarrow \min z = \sum_{j=1}^{nG} C_{Gj}^{of} \times P_{Gj} \quad (2.5)$$

Sujeito a:

$$0 \leq P_{Gj} \leq P_{Gj}^{of} \quad (2.6)$$

$$\sum_{j=1}^{nG} P_{Gj} = \sum_{i=1}^{nC} P_{Ci}^{spec} \quad (2.7)$$

Nesta formulação:

- nG – número de propostas de venda submetidas pelos produtores;
- nC – número de previsões de carga;
- j – índice da proposta de venda de energia;
- i – índice da carga;
- C_{Gj}^{of} – preço que o produtor j pretende receber por unidade de energia;
- P_{Gj} – potência despachada relativa à produção j ;

- P_{Ci}^{spec} – potência prevista para a carga i ;
- P_{Gj}^{pf} – potência da proposta de venda relativa à produção j .

2.3.3- Contratos Bilaterais

Nos modelos de mercado descritos até ao momento não é possível as entidades compradoras identificarem as entidades produtoras que os estão a alimentar e o mesmo se passa com os produtores que não sabem a quem estão a fornecer a energia elétrica, isto deve-se à existência das interligações no sistema elétrico, bem como os trânsitos de potências que fluem nas linhas e tensões em módulo e fase em cada nó do sistema. Devido a isso, surgem no mercado os contratos bilaterais que possibilitam aos agentes de mercado identificarem-se mutuamente permitindo uma livre comercialização de energia elétrica diretamente entre os produtores, distribuidores e/ou comercializadores em horizontes temporais mais alargados, respondendo assim ao risco inerente ao funcionamento dos mercados a curto prazo, pelo que as entidades consumidoras são livres ao escolher o produtor com quem se querem relacionar [3].

Os contratos bilaterais podem ser de dois caracteres distintos: físicos ou financeiros.

Nos contratos bilaterais físicos, a relação direta entre as duas entidades, produtoras e consumidoras, geralmente, implicam um prazo mais alargado, de 1 ano ou mais e inclui vários elementos relacionados, particularmente os nós de injeção e absorção de energia elétrica na rede, o preço do serviço a fornecer, duração do contrato, qualidade do serviço e a modulação da potência ao longo do período do contrato. Estes contratos afetam as condições de exploração do sistema elétrico, principalmente ao nível do trânsito de potências. Portanto, é importante dar conhecimento ao Operador do Sistema sobre os aspetos técnicos dos contratos, nomeadamente os nós de injeção/absorção, a potência contratada e a modulação da potência ao longo do período contratual, para que seja possível verificar a viabilidade técnica do conjunto de contratos efetivos em simultâneo a ocorrer na rede elétrica, não sendo importante o conhecimento do preço da energia previsto em cada contrato [3].

Os contratos bilaterais financeiros dividem-se em Contratos às Diferenças, Futuros e Opções, e assumem um carácter financeiro com o intuito de minimizar os riscos da instabilidade nos preços, que resultam do modo de funcionamento dos mercados a curto prazo [3].

Nos contratos financeiros às Diferenças, inicialmente é estabelecido entre os intervenientes um preço alvo (*Target Price*). Nos períodos de tempo em que o preço de mercado é inferior ao preço alvo, a entidade consumidora paga a diferença dos preços à entidade produtora. Nos períodos em que o preço de mercado é superior ao preço alvo, a entidade produtora paga a diferença dos preços à entidade consumidora. Este modelo de contrato financeiro pode ser interpretado graficamente tal como se encontra na Figura 2.9 [8].

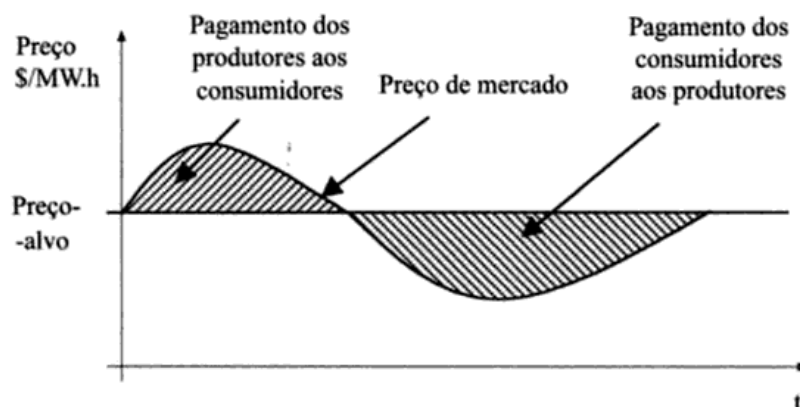


Figura 2.9 - Representação gráfica de um contrato às diferenças [3].

Os Contratos de Futuros possibilitam às entidades consumidoras a reserva de determinado recurso de energia elétrica, com o preço definido para um determinado horizonte temporal. Estes contratos traduzem-se também em riscos mais elevados, uma vez que obriga ao uso do recurso reservado, ao fim do prazo estabelecido, implicando grandes perdas financeiras se o preço de mercado a curto prazo evoluir para preços inferiores que os estabelecidos no contrato do futuro [8].

Os Contratos de Opções conferem o direito à reserva de determinados recursos de energia elétrica, tanto para compra como para venda, sendo que estes apenas se distinguem dos contratos de futuros pela não obrigatoriedade de utilização efetiva do recurso reservado, ao fim do prazo estabelecido. Os preços acordados nos contratos por opções englobam duas frações, o pagamento da disponibilidade e o pagamento no caso de a energia ser efetivamente fornecida [3][6].

2.3.4- Modelos Mistos

Na grande maioria dos países onde ocorreu ou ainda está a decorrer o processo de reestruturação do setor elétrico, utilizam-se modelos de estruturas mistas, em que o mercado em *Pool* funciona combinado com o estabelecimento de contratos bilaterais de cariz físico e/ou financeiro entre as entidades produtoras e consumidoras. Podemos organizar este modelo misto segundo um esquema onde se encontra o modelo em *Pool* em simultâneo com os contratos bilaterais, tal como representado na Figura 2.10.

Segundo dados obtidos pelo *MIBEL* e posteriormente comunicados pela ERSE, no ano de 2015 cerca de 26% da energia total negociada foi transacionada através de contratos bilaterais físicos [9].

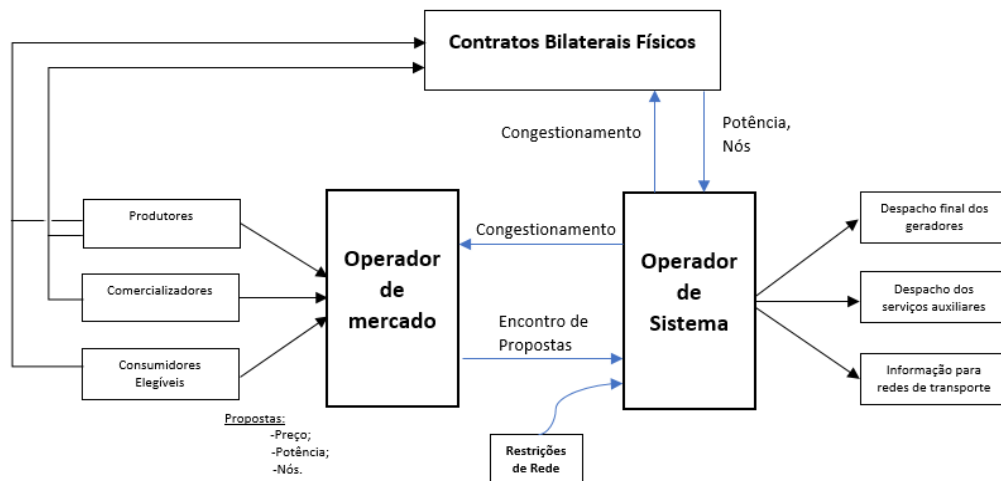


Figura 2.10 - Modelo misto de exploração do setor elétrico.

Segundo este modelo misto, o processo inicial corresponde ao modelo em *Pool*: as propostas de venda de energia são enviadas ao Operador de Mercado tal como as propostas de compra da mesma. Este operador procede à ordenação por ordem crescente de preço das propostas de venda e à ordenação por ordem decrescente de preço das propostas de compra, obtendo as curvas agregadas de oferta de compra e venda, tal como representado na Figura 2.6. Daqui é obtido o ponto de intersecção das duas curvas onde determina o preço de mercado e a quantidade de energia a ser despachada. Este resultado do despacho que representa as propostas que foram aceites, é enviado ao Operador do Sistema em simultâneo com a informação de todos os contratos bilaterais realizados, nomeadamente a potência e os nós de inserção/absorção de energia na rede. O Operador do Sistema parte de toda esta informação para poder avaliar a viabilidade técnica do sistema para todos os períodos do dia seguinte. No caso de ocorrência de congestionamentos na rede, este operador informa as entidades envolvidas nesse congestionamento, tendo poder para proceder, se necessário, à ativação dos mercados de ajustes através de ofertas de incrementos ou decrementos de potência que recebe das entidades envolvidas. Em certas situações, pode ocorrer a separação de mercados, no caso de haverem mercados conjuntos como é o caso do *MIBEL*, levando a que os preços finais de mercado sejam diferentes nas diversas áreas envolvidas. Este mecanismo é designado de *Market Splitting* [8].

2.4- Serviços de Sistema

2.4.1- Considerações Gerais

Num sistema de energia preza-se pela segurança e estabilidade de operação da rede, podendo permanecer continuamente a alimentar as cargas, sem que ocorra qualquer interrupção de energia para as mesmas. Daí, é necessário obter um controlo das características da rede em tempo real, nomeadamente das tensões nos nós e da frequência do sistema, pois estas características podem sofrer variações ao longo do tempo e, se ultrapassarem um certo intervalo de valores admissíveis, poderão levar ao não funcionamento dos equipamentos ligados a ela e até mesmo à perda de sincronismo do sistema elétrico.

Assim sendo, surgem os centros de controlo que têm essa função de supervisionar o estado do sistema [10].

A frequência do sistema encontra-se relacionada com o equilíbrio entre a produção e o consumo de potência ativa. Se considerarmos apenas um gerador e uma carga ligados num único barramento, numa rede isolada, podemos representar o balanço energético deste sistema como sendo (2.8):

$$P_M - P_C = \frac{dW_{cin}}{dt} \quad (2.8)$$

Nesta expressão:

- P_M — potência mecânica produzida pela máquina primária;
- P_C — potência consumida pela carga;
- W_{cin} — energia cinética das massas girantes.

Sendo que a energia cinética das massas girantes é dada por (2.9):

$$W_{cin} = \frac{1}{2} \times I \times \omega^2 \quad (2.9)$$

Daqui pode-se concluir que a energia cinética é diretamente proporcional ao quadrado da velocidade angular, consequentemente também o é à frequência. Portanto, quando ocorre um desequilíbrio nas potências produzidas, é provocada uma variação da energia que implica uma variação da velocidade/frequência das máquinas e do sistema. Por este motivo, é importante manter um controlo apertado sobre estas situações no sistema para que este se torne seguro e viável [8].

Em relação à tensão, o controlo não é tão exigente quanto o da frequência. No entanto, a tensão encontra-se também ligada ao controlo da potência reativa no sistema [8].

Por fim, existe também o *black start* como um serviço necessário à exploração e fiabilidade dos sistemas elétricos.

Os serviços de sistema deverão traduzir-se numa maior qualidade, segurança e fiabilidade do sistema elétrico e estes podem ser classificados como obrigatórios ou negociados, por exemplo, através de contratos bilaterais (voluntários) [8].

2.4.2- Controlo de frequência e potência ativa

O controlo da frequência e consequentemente das reservas de potência ativa podem ser classificadas em três tipos de reservas distintas:

- **Reserva Primária:** é um tipo de controlo local e prende-se com a resposta automática das unidades produtoras à variação da frequência. Estas unidades atuam quando o desvio de frequência é superior a 20 mHz. Quando a frequência ultrapassa determinados limites, este tipo de controlo é atuado no tempo máximo de 15 segundos. A ENTSO-E definiu um valor de reserva primária de 3000 MW alocado a

todas as áreas de controlo, onde no caso de Portugal terá que ser responsável por fornecer 53 MW. A atuação da reserva primária poderá originar alterações dos trânsitos de potências entre as zonas envolvidas;

- **Reserva Secundária:** este tipo de reserva terá de entrar em ação aquando do desequilíbrio entre zonas e num espaço de tempo máximo de 30 segundos, de modo a eliminar eventuais descidas de frequência bem como devolver o equilíbrio nos trânsitos de potências. Esta reserva é atuada por telerregulação através do sistema de *Automatic Generation Control*, AGC, e em Portugal ela é contratada em regime de mercado;
- **Reserva Terciária:** esta reserva destina-se a repor a reserva secundária solicitada de modo a manter o nível de reserva de acordo com o valor estabelecido pelo operador de sistema. Pode ter também o papel de correção de erros de previsão de carga e produção, sobretudo na produção eólica. Em Portugal a reserva terciária é contratada e remunerada, também em regime de mercado.

2.4.3- Controlo da tensão e potência reativa

O controlo de tensão e de potência reativa é conseguido através do controlo do módulo das tensões nos nós da rede, sendo que estas não podem afastar-se de um intervalo de valores considerados aceitáveis. Este controlo é feito de uma forma menos centralizada que no caso da frequência e pode-se dividir em controlo local ou controlo global. O processo de regulação consiste na regulação automática da tensão através do funcionamento dos reguladores de tensão instalados no sistema ou então, baseia-se num serviço remunerado, controlado pelo Operador de Sistema, em que são definidas as quantidades de energia reativa a produzir por cada entidade envolvida [8].

Em Portugal, este tipo de controlo é um serviço de carácter obrigatório e não remunerado, sendo da responsabilidade dos equipamentos de regulação instalados nas unidades produtoras e no sistema de transporte e de distribuição [8].

2.4.4- Black Start

Este mecanismo consiste na capacidade de algumas máquinas reiniciarem a produção sem necessidade de ligação das mesmas à rede de transmissão. Quando ocorre uma falha geral, estes geradores são os primeiros a serem colocados em funcionamento para reiniciar de forma progressiva o sistema elétrico, sendo estas sequências de reposição em funcionamento avaliadas e validadas pelo TSO/ISO [8].

2.5- Legislação/Normas Europeias

No que respeita à legislação aplicada até ao momento, referente ao setor elétrico, é importante mencionar a Diretiva Europeia 96/92/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 19 de Dezembro de 1996, sobre o Mercado Interno da Eletricidade, que entrou em vigor no dia 19 de Fevereiro de 1997, sendo esta publicação a mais importante, pois a sua aprovação ocorreu numa altura em que se estava a observar uma grande reestruturação do setor a nível internacional. Numa altura em que a União Europeia era constituída por 15 países, esta legislação foi aprovada num momento fundamental do processo de liberalização dos mercados na Europa. Foram estabelecidos princípios gerais relativos à organização do setor elétrico entre os quais se refere as Regras Gerais de Utilização do Sector - artigo 3, Produção de Energia Elétrica - artigos 4 a 6, Exploração da Rede de Transmissão - artigos 7 a 9, Exploração da Rede de Distribuição - artigos 10 a 12, Especificação e Transparência da Contabilidade - artigos 13 a 15 e a Organização do Acesso à rede - artigos 16 a 22 [11][3].

Mais tarde, foi aprovada a Diretiva 2003/54/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 26 de Junho de 2003, que revogou a Diretiva 96/92/CE de 19 de Dezembro. Esta nova legislação vincava as mesmas medidas da legislação anterior e ainda impôs a autonomia da rede de distribuição a um operador responsável com funções semelhantes ao operador da rede de transporte, com separação contabilística - *unbundling* - nas empresas verticalmente integradas, evitando assim a subsidiação cruzada. Assim implicou também que todos os consumidores comerciais e industriais pudessem escolher o seu fornecedor, de tal modo que foi progressivamente implementada a separação entre as atividades de rede de distribuição e as de comercialização de energia elétrica. O mesmo aconteceu aos restantes consumidores, que passaram a poder escolher o seu fornecedor a partir de 1 de Julho de 2007. [12][6].

A última Diretiva a ser publicada pelo Parlamento Europeu e Conselho foi a 2009/72/CE de 13 de Julho de 2009, onde se estabeleceram as regras comuns para o mercado interno da eletricidade e que revogou a Diretiva 2003/54/CE [13].

Capítulo 3

Regulação e Tarifas da Eletricidade

3.1- Modelos Tarifários

No setor elétrico são cobradas tarifas aos clientes finais que devem refletir os custos de investimento, exploração e manutenção de todo o sistema elétrico de energia. Este foi o ponto de partida para a criação de uma estrutura tarifária em cada país, transmitindo alguma segurança e eficiência aos consumidores finais e aos utilizadores das redes.

3.1.1- Considerações Gerais

Conforme é referido pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, ERSE, as diferentes tarifas por atividade do setor elétrico devem refletir os custos das atividades exercidas no setor e os preços dessas tarifas devem ser delimitados com base na estrutura dos custos marginais ou incrementais associados [14]. É de esperar que cada país possua o seu exclusivo modelo tarifário, existindo em geral uma estrutura semelhante e princípios gerais comuns.

3.1.1.1- Princípios Regulatórios

Nenhum sistema elétrico se classifica como tendo um sistema regulatório “perfeito”, pelo que são introduzidas melhorias e ajustes contínuos ao longo do tempo, sendo que a necessidade de uma boa relação entre o regulador e o governo é essencial para o bom funcionamento do mesmo. Para que haja uma boa regulação do setor e para que os riscos de investimentos sejam diminutos, são considerados 3 princípios de grande importância nos quais se deve basear o sistema regulatório: independência, transparência e proteção dos investidores/consumidores [15].

Para que o sistema regulatório se torne sustentável e fiável, há quem considere ainda os seguintes princípios regulatórios adicionais [16]:

- **Sustentabilidade** - garantia de recuperação dos custos regulados para que o setor elétrico seja economicamente viável;

- **Equidade ou não discriminação** - na atribuição dos custos aos consumidores, deve ser aplicada a mesma prestação de serviço, independentemente do uso final da energia elétrica;
- **Eficiência Económica:**
 - **Produtividade** - prestação de bem ou serviço a um custo mínimo e cumprindo os padrões de qualidade standardizados;
 - **Eficiência Locativa** - promover o consumo eficiente do serviço a curto e longo prazos;
- **Estabilidade** - mantendo a metodologia adotada, deve-se transmitir o mínimo de incerteza possível aos agentes que atuam no sistema;
- **Simplicidade** - manter, sempre que possível, a simplicidade na metodologia e implementação dos sistemas tarifários;
- **Aditividade** - as tarifas aplicadas aos consumidores finais devem seguir o conceito da aditividade de todos os custos aplicáveis. Este princípio advém dos princípios da eficiência e da estabilidade;
- **Consistência** - com o processo regulatório específico de cada país;
- **Serviço Universal** - deve-se prover o acesso à eletricidade a todos os consumidores.

Como já foi salientado anteriormente, nenhum sistema regulatório se caracteriza como sendo perfeito, pois é evidente que existem alguns conflitos entre os princípios regulatórios enunciados acima, pelo que é difícil conseguir também uma adaptação perfeita de todos. De entre vários conflitos, podem-se salientar os seguintes: para que as tarifas possuam bastante eficiência, normalmente, a sua implementação torna-se muito complexa; a otimização da eficiência do sistema regulatório é conseguida através da aplicação de custos marginais. Contudo, estes custos nem sempre refletem os custos totais reais do sistema. As empresas envolvidas na exploração da rede, não conseguem recuperar o investimento a longo prazo, pelo que os custos marginais de curto prazo apenas refletem os custos de produção e condicionalismos intrínsecos à exploração das redes. Finalmente, a atribuição de custos por critérios de eficiência pode violar o princípio de equidade ou não discriminação [16].

Assim sendo, há alguns aspetos importantes que os modelos tarifários devem pelo menos seguir: simplicidade e transparência, serem minimamente eficientes, serem compostos por tarifas aditivas e garantirem a recuperação dos custos totais associados às atividades exercidas no setor [16].

3.1.1.2- Componentes típicas

É de prever que o sistema tarifário seja diferente em cada país, pois deve refletir as necessidades de cada um e evidenciar os custos existentes na produção, transporte, distribuição e fornecimento da energia elétrica aos clientes finais. No entanto, há algumas componentes típicas comuns em quase todos os modelos tarifários nacionais, sendo estas [16]:

- Preço da Energia em Mercado;
- Encargo de Capacidade (relacionado com a garantia de fornecimento a longo prazo);
- Custos extra decorrentes da necessidade da verificação de Restrições Técnicas;
- Perdas nas Redes;
- Custos das Redes de Transporte e Distribuição;

- Custos Regulatórios:
 - ✓ Custos Institucionais (Operador de Mercado, Operador de Sistema e Entidade Reguladora);
 - ✓ Sobrecusto de subsídio à cogeração e Energias Renováveis;
 - ✓ Sobrecusto de subsídio a energias endógenas (carvão e nuclear);
 - ✓ Compensações dos territórios associados por exemplo a redes isoladas ou em ilhas;
 - ✓ Custos não recuperáveis: custos de transição para a concorrência.
- Custos de Comercialização.

No caso de Portugal, o modelo tarifário apresenta poucas diferenças face as estas componentes típicas, sendo ele detalhado na secção 3.1.3. deste Capítulo.

3.1.2- Tipos de Modelos Tarifários

Os diferentes modelos tarifários podem ser organizados em dois tipos: os modelos tarifários regulados e os não regulados.

Os modelos tarifários regulados são aqueles que são impostos por um órgão regulador, sem que haja negociação com os consumidores e comercializadores. Estes modelos tarifários surgem para proteger os consumidores de possíveis excessos nas tarifas impostas, levando a que estas sejam fixadas a baixo custo tornando-as acessíveis a pessoas com baixos rendimentos, evitando a fixação dos preços pelas empresas que fornecem os serviços [17]. Podemos representar esta interação tal como se ilustra na Figura 3.1.

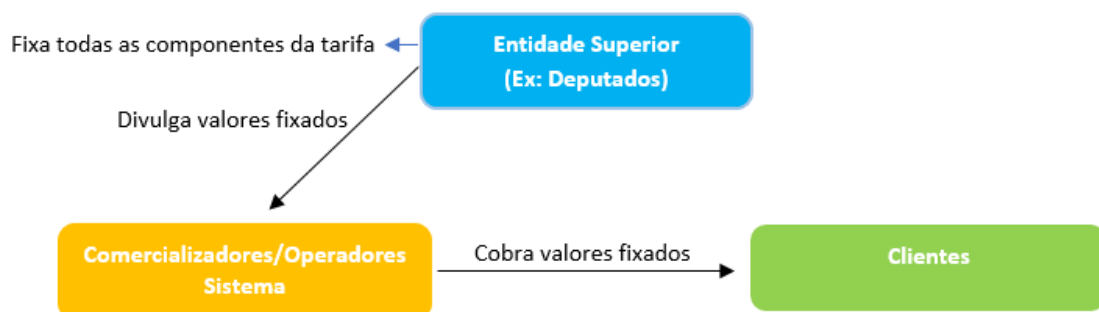


Figura 3.1 - Esquema do modelo tarifário regulado [17].

Os modelos tarifários não regulados resultam da negociação entre os operadores e os consumidores, sem a interferência de uma entidade superior. Este tipo de modelo reflete uma maior adaptação das tarifas aos diferentes tipos de consumos e a necessidades de cada cliente [17]. Este modelo tarifário pode ser sintetizado na Figura 3.2.

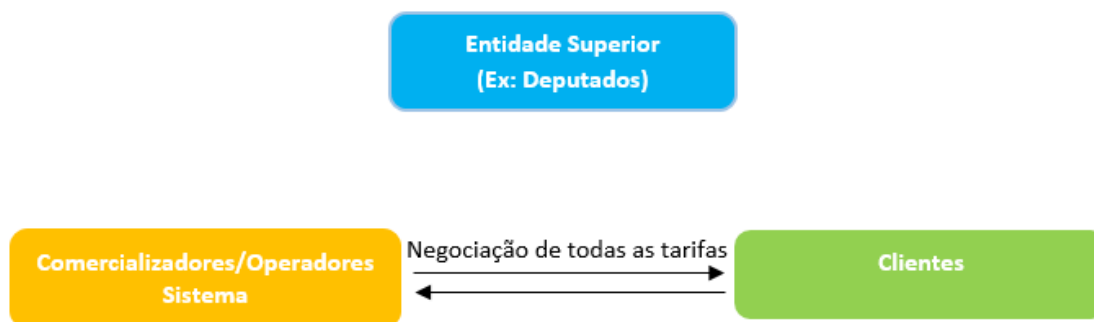


Figura 3.2 - Esquema do modelo tarifário não regulado [17].

Na grande maioria dos países, é possível observar uma mistura dos dois modelos tarifários, com tarifas reguladas e não reguladas, tal como se indica na Figura 3.3. Este modelo misto representa os custos associados ao uso das redes (preços regulados), que são fixados por uma entidade superior, que não são alvo de negociação. Para os custos de comercialização, são aplicadas tarifas não reguladas que dependem dos valores aplicados pelas empresas comercializadoras [17].

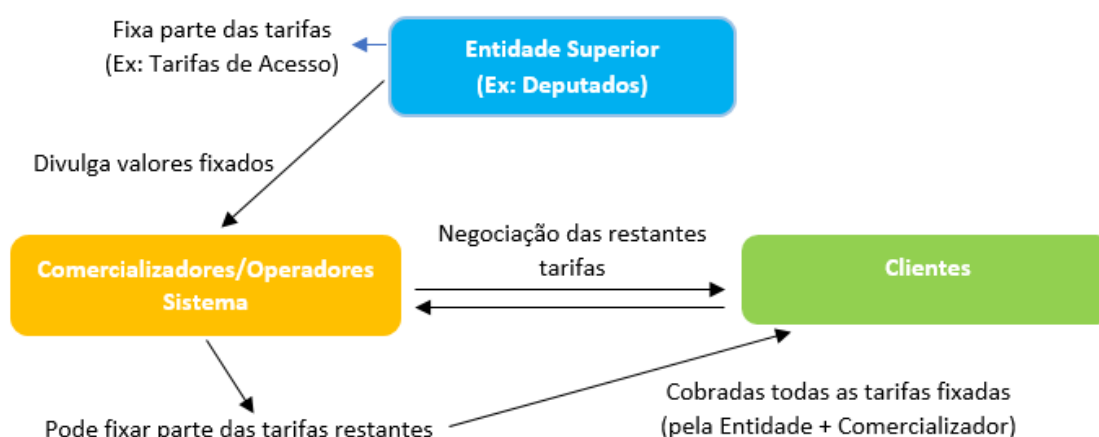


Figura 3.3 - Esquema do modelo tarifário misto [17].

3.1.3- Modelos tarifários em Portugal Continental

3.1.3.1- Princípios Regulatórios

Conforme já referido anteriormente, nenhum sistema tarifário nacional se apresenta completamente sustentável. No entanto, é importante garantir o maior número possível de princípios regulatórios. No caso de Portugal, o sistema tarifário apresenta-se bastante fiável, sendo de referir os seguintes princípios:

- **Sustentável** - as tarifas são estabelecidas com o intuito de proporcionar os proveitos adequados às empresas reguladas, usando para isso uma série de fórmulas apresentadas em [18];

- **Transparência** - todos os critérios, processos e metodologias de cálculo das tarifas aplicadas em Portugal Continental são tornados públicos pela ERSE e acessíveis a toda a população [18]. Relativamente aos valores das tarifas, são aprovadas a cada ano novas tarifas, sendo estas publicadas no final do ano anterior àquele que irão ser aplicadas [19];
- **Estabilidade** - são aprovadas a cada 3 anos novas regras regulatórias, estando sujeitos a estas regras todos os agentes que atuam na mesma atividade, durante todo o período regulatório. As regras para o período regulatório seguinte são divulgadas no último ano do período anterior;
- **Aditividade e Simplicidade** - devido à existência de tarifas complexas responsáveis pela recuperação de grandes proveitos regulados, recorre-se à aditividade, garantindo ainda uma simplicidade do processo regulatório, pelo que a cada tarifa simples está associada a recuperação de determinados custos.

3.1.3.2- Estrutura do Sistema tarifário Nacional

Segundo o Regulamento Tarifário do Setor Elétrico [18], o Sistema Tarifário Nacional apresenta 2 períodos tarifários distintos: períodos trimestrais e períodos horários. Os períodos trimestrais são individualizados da seguinte forma:

- **Período 1** - de 1 de janeiro a 31 de março;
- **Período 2** - de 1 de abril a 30 de junho;
- **Período 3** - de 1 de julho a 30 de setembro;
- **Período 4** - de 1 de outubro a 31 de dezembro.

Os períodos horários de entrega de energia elétrica correspondem:

- **Horas de Ponta;**
- **Horas de Cheia;**
- **Horas de Vazio normal;**
- **Horas de Super Vazio.**

Relativamente ao tipo de tarifas pagas pelos consumidores, elas podem ser separadas em 3 parcelas [14]:

- **Tarifa de Energia (TE):** A tarifa de energia é constituída por preços de energia ativa, com uma distinção nos quatro períodos horários. Esta tarifa é responsável pela recuperação dos custos marginais de produção de energia elétrica;
- **Tarifa de Acesso às redes (TA):** Esta tarifa é a mais complexa de todas e é composta por 3 tarifas simples distintas:
 - **Tarifas de Uso da Rede de Transporte (TURT)** - é aplicada pelo Operador da Rede de Transporte pelo uso desta e é paga pelos operadores das redes de distribuição, que posteriormente recuperam estes custos pelos valores pagos pelos consumidores em MAT/AT/MT/BT;

- **Tarifas de Uso da Rede de Distribuição (TURD)** - é aplicada pelos Operadores das Redes de Distribuição pelo uso destas redes e é paga pelos consumidores finais em AT/MT/BT;
 - **Tarifa de Uso Global do Sistema (TUGS)** - é aplicada pelo Operador da Rede de Transporte ao Operador da Rede de Distribuição em MT e AT e é composta por duas parcelas (UGS I e UGS II). A parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema está associada aos custos da gestão do sistema, sendo aplicadas conforme os pontos de entrega nos diversos níveis de tensão e as opções tarifárias. A parcela II da tarifa de UGS a aplicar pelo Operador da Rede de Transporte ao Operador da Rede de Distribuição em MT e AT, deve recuperar os custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental e de interesse económico geral. Os valores pagos pelos Operadores da Rede de Distribuição são recuperados a partir dos valores pagos pelos consumidores finais [19].
- **Tarifa de Comercialização (TC):** Esta tarifa reflete a compensação obtida pelos comercializadores pelo seu serviço. Conforme indica o Regulamento Tarifário, a Tarifa de Comercialização é composta por dois termos tarifários: o termo tarifário fixo, definido em euros por mês; o preço de energia ativa, definido em euros por kWh [14].
- ✓ **Tarifa de Venda a Clientes Finais**

A Tarifa de Venda a Clientes Finais resulta do princípio de aditividade tarifária. Os seus preços resultam da adição dos valores das tarifas por atividade aplicáveis em cada nível de tensão e opção tarifária aos clientes do Comercializador de Último Recurso, nomeadamente: Tarifa de Energia, Tarifa de Uso Global do Sistema, Tarifa de Uso da Rede de Transporte, Tarifas de Uso da Rede de Distribuição e Tarifa de Comercialização, tal como se ilustra na Figura 3.4.

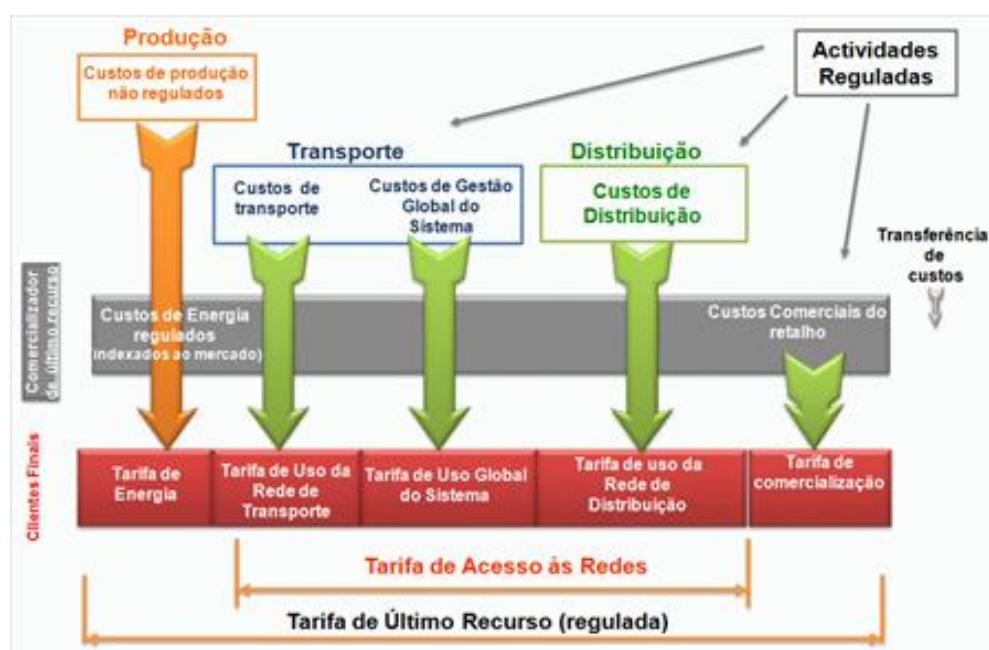


Figura 3.4 - Aditividade tarifária aplicada na Tarifa de Venda a Clientes Finais [20].

É importante referir que uma parte dos valores pagos pelos consumidores finais advém também das perdas existentes na rede, desde a sua produção até ao consumidor. Este custo é internalizado através de um ajustamento realizado por fórmulas específicas, que dependem essencialmente do nível da tensão em que é entregue a energia elétrica, de acordo com o estabelecido no Artigo 27º do Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações (RARI) [17].

3.2- Tarifas Dinâmicas

3.2.1- Aspetos Gerais

As tarifas mais usadas até ao momento no setor elétrico são as chamadas tarifas estáticas ou com um ou mais postos horários. As tarifas estáticas simples são fixas e apresentam um preço único ao longo de um dia. Devido às variações do preço da eletricidade, durante o dia, da variação do custo de produção e de outras particularidades da rede, é cada vez mais intuitivo a substituição das tarifas simples por tarifas que reflitam as flutuações do mercado grossista aos consumidores finais, conseguindo assim uma maior racionalização no consumo de energia elétrica e fazendo com que o preço a pagar pela energia seja o mais próximo possível do verdadeiro valor real, para cada diferente hora do dia [17]. Surgem assim as tarifas com vários postos horários, usualmente designados de *Time Of Use* e as Tarifas Dinâmicas.

Nas tarifas *Time Of Use* - ToU, o dia é separado em períodos e são entre esses períodos que os preços da tarifa se diferem. Estas tarifas são fixadas de acordo com um calendário específico, normalmente trata-se de um período anual, com um valor que é pré-estabelecido para cada período temporal e que se mantém inalterado durante todo o período de aplicação. Numa tarifa do tipo ToU o preço é mais elevado durante as horas, dias e estações do ano previstas de ponta, refletindo os custos da oferta. As ToU são previsíveis quanto ao seu valor e quanto aos períodos do dia de cada um dos preços. Em Portugal, as tarifas de energia são ToU podendo incluir dois a quatro períodos distintos. Este tipo de tarifas apresenta as seguintes vantagens: promovem a transferência da carga para períodos fora de ponta; apresentam uma estrutura simples, previsível e facilmente compreensível para os consumidores; não exigem grande investimento a nível de infraestruturas na rede, apenas exigindo que os equipamentos de medida sejam capazes de registar o consumo para diversos períodos. Como desvantagem, estas tarifas levam a que os preços não sejam ajustados com base nas alterações dos reais custos de fornecimento, mas sim baseadas em previsões do diagrama de consumo e não oferecem uma grande distinção do preço da energia nas horas de ponta como acontece no caso das tarifas dinâmicas, uma vez que o preço da ponta é uma média baseada num elevado número de horas.

Estas tarifas apresentam diversas implementações internacionais, como por exemplo, na empresa Norte Americana *Pacific Gas and Electric Company* [21] e na *Electricité de France* (EDF) com a opção *Heures Pleines/Heures Creuses* [22].

3.2.2- Definição

Tarifas dinâmicas são tarifas em que determinadas variáveis, tais como o preço e o período de aplicação, variam de forma mais frequente do que nas tarifas tradicionais, com o

intuito de refletir melhor os custos. Em geral, apenas são conhecidas as regras gerais de aplicação sendo os valores a aplicar fixados em momentos mais próximos da sua aplicação. Com este tipo de tarifa pretende-se obter um valor mais realista do preço de um bem ou serviço que apresenta grande volatilidade, tal como a energia elétrica [23].

Com este tipo de tarifa há a possibilidade de promover a alocação do consumo das horas de maior afluência de carga para outras horas do mesmo dia, em que o consumo de energia seja menor. Com a redução das cargas nas horas de ponta, a curto prazo, o preço do mercado grossista irá diminuir, pelo que a longo prazo, pode mesmo adiar ou anular a necessidade de reforçar o sistema quer a nível de instalações produtoras quer de equipamentos da rede [24].

O que distingue as tarifas dinâmicas é o facto de os valores ou os períodos de aplicação não serem completamente conhecidos à partida. Este é a razão pela qual as tarifas de tipo ToU não são consideradas tarifas dinâmicas.

3.2.3- Diferentes tipos de Tarifas Dinâmicas

As tarifas dinâmicas são consideradas como um subconjunto das tarifas com variação temporal, pelo que apresentam preços em função do momento do consumo [23]. A literatura da especialidade refere três tipos de tarifas deste tipo que são abordadas em seguida.

3.2.3.1- Tarifas “*Critical Peak Pricing*” - CPP

Este tipo de tarifas segue uma abordagem em que estas são ajustadas como resposta temporária a eventos ou condições denominadas como “críticas”, tais como preços elevados no mercado grossista, picos de consumo na rede (momentos muito quentes no Verão ou muito frios no Inverno) ou reservas reduzidas. Os clientes são notificados de um evento deste tipo, com por exemplo 1 dia de antecedência, podendo este evento ocorrer durante um período de 1 a 8 horas. Para induzir o menor risco possível ao cliente, são definidos à priori um conjunto de normas, tal como, afixação do número de eventos, número total de horas e dias de aplicação, entre outros. Durante estes “eventos críticos”, os clientes pagam valores mais elevados pela energia do que o habitual. Assim é possível refletir no preço da eletricidade os reais custos da produção e a capacidade de energia nestes períodos, sendo habitualmente a duração destes períodos menor que a hora de ponta normal da tarifa ToU. Em contrapartida, os preços da eletricidade durante as outras horas do ano poderão ser mais baixos [23].

Existe uma variante da tarifa CPP, a CPP-Variável (VPP). A VPP é similar à tarifa CPP, com a diferença de que a duração do período crítico não é fixada à priori. As horas específicas do período crítico são comunicadas aos clientes quando são notificados da sua ocorrência sendo possível variar o preço no período crítico [17].

As vantagens deste tipo de tarifas são a sua fácil compreensão para os clientes e a transmissão de um forte sinal do preço, provocando nos clientes maiores reduções de consumo nas horas de ponta observadas. Como desvantagens, o preço elevado nas horas de ponta conduz por vezes a uma difícil aceitação por parte dos clientes, sendo que alguns consideram a CPP mais intrusiva que a ToU, pois os clientes são contactados sempre que é declarado um evento crítico. Esta preocupação pode ser minimizada se os clientes puderem escolher o seu modo de contacto preferido. Esta tarifa é mais cara do que a ToU em termos de implementação, devido à necessidade de calcular parâmetros, adaptar a faturação,

comunicar com os clientes e determinar quando devem ser declarados os eventos críticos [23].

Como exemplo das diversas implementações das tarifas, temos a empresa *EverSource* dos Estados Unidos, que fornece uma plataforma com os preços pré-definidos com a indicação das horas críticas e não críticas [25].

3.2.3.2- Tarifas “*Critical Peak Rebates*” - CPR

Esta tarifa dinâmica é muito idêntica à CPP, oferecendo também sinais no preço para incentivar o cliente a reduzir o seu consumo de eletricidade durante as horas de ponta, determinadas de forma dinâmica. Contudo, em vez de ocorrer uma maior subida no preço durante o período crítico, os clientes são beneficiados com descontos ou bonificações na sua tarifa, relacionados com a redução do consumo durante o período crítico. Com esta tarifa, deixam de existir os riscos devido ao facto de o preço ser mais elevado que o normal, protegendo mais os clientes, havendo até a possibilidade de reduzir o valor total da fatura de eletricidade [23].

As vantagens associadas a este tipo de tarifa não passam apenas pela redução do consumo e consequente bonificação na fatura, mas também são melhor aceites pelos consumidores e de melhor compreensão para os mesmos. As grandes desvantagens desta tarifa são a complexidade de cálculo de consumos de referência dos consumidores, o que leva a CPR a ser considerada uma opção de tarifa transitória, não sendo assumida como uma solução a longo prazo, podendo ainda levar os clientes a inflacionarem o seu consumo esperado, para que possam receber um desconto mais elevado [17][23].

Um exemplo da aplicação destas tarifas é a empresa Norte Americana *Pacific Gas and Electric Company* [26], apesar de ainda corresponder a uma opção tarifária que se encontra em fase de projeto piloto.

3.2.3.3- Tarifas “*Real Time Pricing*” - RTP

Nas tarifas do tipo RTP, os preços variam de hora em hora, ou até em intervalos mais curtos, normalmente associadas a variações nos preços de mercado grossista. Os clientes são alertados sobre os preços horários, no máximo com um dia de antecedência. Os preços desta tarifa podem diferir entre diferentes localidades, refletindo os congestionamentos existentes nessa zona. A RTP é o tipo mais complexo de tarifas dinâmicas, o que torna a sua implementação mais difícil e mais cara. As vantagens da sua implementação resultam não só numa maior precisão na forma como os preços refletem os custos finais, bem como no sinal de preço dinâmico correspondente às mudanças das condições de mercado. As grandes desvantagens podem decorrer dos níveis de automação existentes serem insuficientes, o que torna difícil para os clientes responderem às mudanças de preço numa base horária, têm uma implementação mais dispendiosa e preços mais voláteis na fatura elétrica [17][23].

Como exemplo da aplicação destas tarifas temos a empresa Norte Americana *Commonwealth Edison*, que disponibiliza no seu website um gráfico diário com os preços horários da energia [27].

A Figura 3.5 ilustra as diferentes tarifas consideradas.

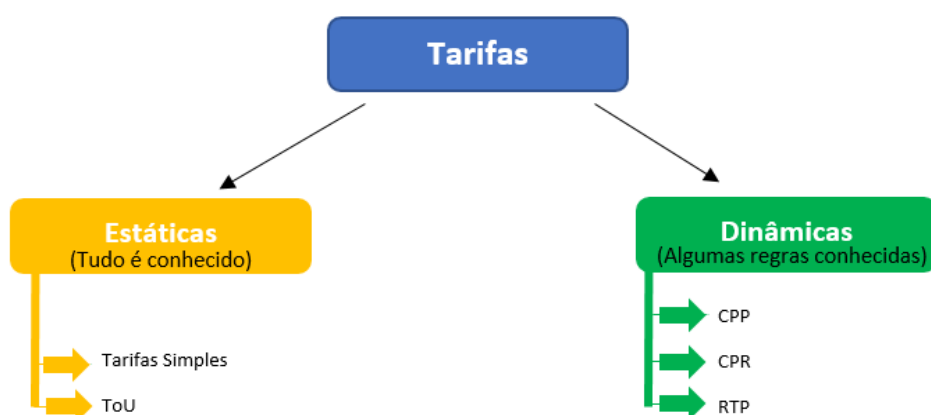


Figura 3.5 - Diferentes tipos de tarifas.

3.2.4- As Tarifas Dinâmicas na Europa

3.2.4.1- Diretiva da Eficiência Energética

Em outubro de 2012, o Parlamento e o Conselho Europeu aprovaram a Diretiva 2012/27/EU [28] referente à eficiência energética, que altera as Diretivas 2009/125/CE e 2010/30/UE e revoga as Diretivas 2004/8/CE e 2006/32/CE. No artigo 15º estão estipulados os objetivos a serem alcançados com esta diretiva, apelando à alteração de comportamentos no consumo de energia, por parte dos consumidores, para que seja possível evoluir para produtos, edifícios e serviços mais eficientes. É importante referir o anexo XI deste documento, onde são apresentados os “Critérios de eficiência energética aplicáveis à regulação da rede de energia e às tarifas da rede elétrica”, podendo dar um incentivo aos países membros pela implementação de tarifas dinâmicas. Transcrevendo o ponto 3 deste anexo, “as tarifas de rede ou de retalho podem apoiar uma tarifação dinâmica das medidas de resposta à procura pelos consumidores finais, tais como:

- a) Tarifação em função do tempo de utilização;
- b) Tarifação em horas de períodos críticos;
- c) Tarifação em tempo real.”

3.2.4.2- Projetos Implementados

Até ao momento, as tarifas dinâmicas são uma minoria das tarifas aplicadas pelos países pertencentes à União Europeia, sendo que as tarifas do tipo ToU não são consideradas tarifas do tipo dinâmicas.

As tarifas dinâmicas ainda se encontram numa fase embrionária, havendo vários estudos piloto com o intuito de estas poderem passar a ser uma mais valia num futuro próximo. Poucas empresas, a nível mundial, têm implementado estas tarifas no seu setor, como nas empresas referidas a título de exemplo no Capítulo 3.2.3 deste documento. No entanto, a nível europeu, já são diversos os projetos piloto com vários estudos acerca deste tema.

Com o intuito de aperfeiçoar a estrutura tarifária e introduzir tarifas dinâmicas, a ERSE iniciou, a 6 de Março deste ano, uma consulta pública para a implementação de projetos piloto, onde se inclui o Projeto Piloto 2, Introdução de uma Tarifa Dinâmica no Acesso às Redes em Portugal Continental, procurando assim recolher comentários e sugestões ao nível dos temas apresentados [29]. Em resposta a esta publicação, a EDP Distribuição já apresentou a sua proposta, que resulta de um estudo efetuado no âmbito de um contrato de consultoria com o INESC TEC e datado em Julho de 2016, sobre o “Plano de Implementação dos projetos piloto de tarifas dinâmicas de acesso às redes de MT, AT e MAT” [30].

Apesar das tarifas dinâmicas ainda não estarem completamente desenvolvidas nos respetivos países, estes começam a dar largos passos na evolução tecnológica através da instalação de contadores digitais, com a possibilidade de enviar sinais aos consumidores, pelo que até ao momento, apenas servem para melhorar e economizar o processo de leituras e monitorização dos consumos, podendo contribuir como um ponto de partida para no futuro serem aplicadas as tarifas dinâmicas.

3.3- Resposta Dinâmica dos Consumidores (“Demand Response”)

3.3.1- Considerações Gerais

A *Demand Response* pode ser designada como sendo uma resposta dinâmica por parte dos consumidores finais, que podem vir a desempenhar um papel significativo na operação da rede elétrica, alterando os seus padrões de uso da energia elétrica em resposta a mudanças no preço da energia, ao longo do tempo [31]. Estas mudanças dos padrões de consumo por parte dos utilizadores podem ser induzidas através de incentivos financeiros por forma a incitar uma redução no consumo de eletricidade nas horas de ponta, onde consequentemente o preço será mais elevado.

3.3.2- Classificação de “Demand Response”

Segundo [32], existem 2 tipos de resposta dinâmica:

- ✓ Resposta baseada no preço (“Price-Based Programs” - PBP): as alterações realizadas por parte do cliente podem ser incentivadas pela variação do preço a pagar pela energia ao longo do dia, principalmente nas horas de ponta de carga, evitando o consumo em alturas em que o preço é mais elevado e consumindo em alturas do dia em que o preço é mais baixo, levando à redução na fatura elétrica. A alteração no padrão de uso da energia é inteiramente voluntária por parte do cliente final;
- ✓ Resposta a incentivos (“Incentive-Based Programs” - IBP): são criados programas de incentivo por parte dos operadores da rede de energia, que dão ao cliente um benefício monetário, por este contribuir para a redução da carga em períodos específicos do dia. Estas reduções são necessárias e solicitadas pelo operador da rede quando as condições da rede estão comprometidas ou os preços muito elevados. Os

incentivos são adicionados, mas independentes, à tarifa do cliente. Por vezes, alguns programas podem penalizar os clientes quando não cumprem o contratado para os eventos declarados. Estes programas de incentivos podem ainda ser divididos em: programas clássicos, considerando o controlo direto e interoperabilidade da carga, ou programas baseados em mercado, onde são incluídos os programas de emergência, licitação da procura, capacidade do mercado e os serviços auxiliares do mercado.

A geração distribuída e a auto-produção podem ser consideradas igualmente como formas de melhorar a resposta dos consumidores a determinadas situações específicas, relacionadas por exemplo com o preço, de modo a reduzir o seu consumo alimentado pela rede.

A Figura 3.6 ilustra a classificação dos diferentes tipos de resposta dinâmica.

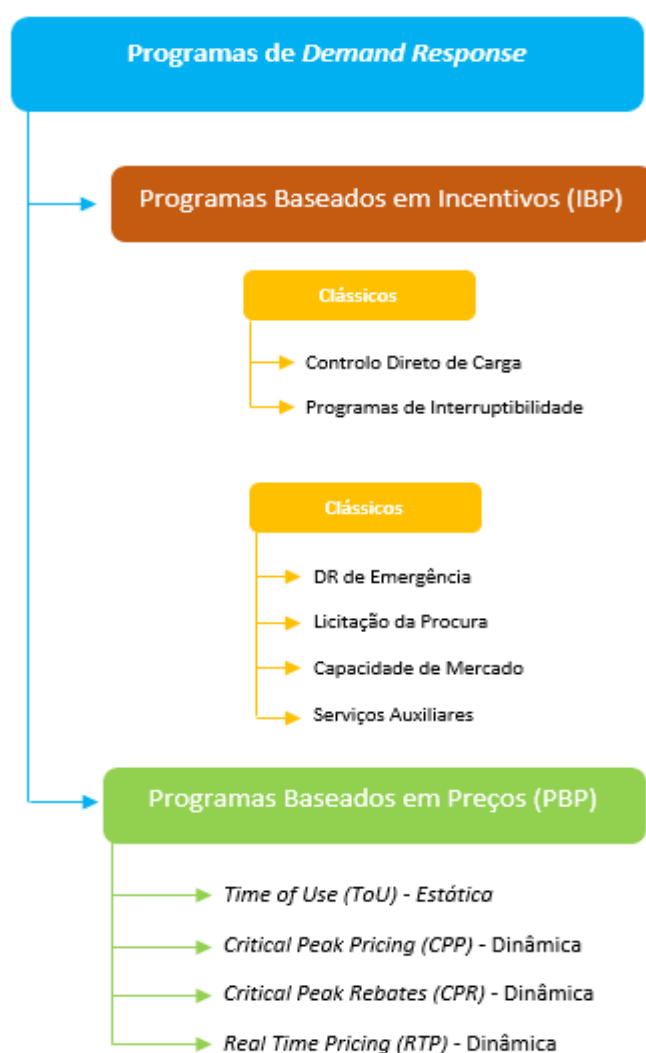


Figura 3.6 - Classificação dos diferentes tipos de Demand Response [17].

3.3.3- Programas de “Demand Response” na Europa

Na Europa, têm sido diversos os mecanismos de controlo da carga desde há cerca de 25 anos, principalmente nos clientes industriais para as horas de ponta mais elevadas. Estes mecanismos baseiam-se em sinais de tempo discretos e em preços de interrupção, sendo estes os mais económicos. Como exemplo de implementação destes mecanismos, temos a ocorrência entre 2003 e 2008 da criação de uma Lei pelo Governo da Suécia para as reservas de potência nas horas de ponta, com o objetivo de garantir maior capacidade de reserva nas horas de pico, onde foi possível observar que, em algumas empresas intrínsecas a este setor neste país, estas reservas foram reduzidas em cerca de 30 minutos a 3 horas por dia [33]. Na Finlândia ocorrem processos idênticos ao da Suécia, à vários anos, inclusive o facto de, em 2008, a maior companhia elétrica deste país ter investido em sistemas de contagem inteligentes, podendo assim gerir cerca de 60.000 clientes de forma automática [34].

Para que fosse possível avaliar o potencial económico e ambiental da *Demand Response* a nível Europeu, foi elaborado [35], no ano de 2008, pela consultora *Capgemini* um estudo considerando a implementação de dispositivos inteligentes. Os benefícios esperados em 2020 seriam os seguintes:

- ✓ Redução anual na ordem dos 200 TWh de energia consumida;
- ✓ Redução anual na emissão de dióxido de carbono (CO₂) em cerca de 100 milhões de toneladas;
- ✓ Poupança em dezenas de milhares de milhões de euros em investimentos evitados ao nível da produção, transporte e distribuição de energia elétrica, resultando igualmente numa poupança na fatura final dos clientes.

Capítulo 4

Metodologia e Aplicação Desenvolvida

4.1- Contextualização

Com o intuito de obter o valor da Função de Benefício Social já definida no Capítulo 2.3.2.2, é necessário calcular e obter as curvas de compra e venda do mercado de energia elétrica, os preços e as novas quantidades de energia a serem comercializadas para cada hora do dia. Para isso, foi desenvolvida uma aplicação inicialmente manipulada em *EXCEL*, sendo mais tarde utilizada na estrutura base do software computacional, usando para isso a linguagem de programação *PYTHON*.

Os preços de mercado e os respetivos despachos económicos são sempre obtidos pela intersecção das curvas de compra e de venda das ofertas casadas, tal como foi descrito igualmente no Capítulo 2, Secção 2.3.2.2, Figura 2.6, desta dissertação.

Para ambas as aplicações, foi necessário recorrer ao site da OMIE para a obtenção das propostas de compra e venda de energia, lançadas a mercado em cada hora do dia, disponível em <http://www.omie.es/files/flash/ResultadosMercado.swf>. Ao descarregar as propostas do mercado, é tido em conta a existência de *Market Splitting*. Caso este mecanismo tenha ocorrido, todos os cálculos a realizar terão como ponto de partida as propostas de compra e de venda referente ao lado português.

As propostas são descarregadas num ficheiro do tipo .xls e encontram-se organizadas por 7 colunas na folha *EXCEL*, apresentando diversas informações pela seguinte ordem: hora, data, país (*MIBEL*, Portugal, Espanha), tipo de oferta (Compra ou Venda), Energia, Preço e tipo de proposta (Casada ou Ofertada).

O utilizador escolhe uma hora da qual é retirada uma percentagem de carga, sendo que esta carga é distribuída equitativamente pelas horas adjacentes. As alocações de carga nestas 3 horas, irão fazer variar o valor da Função de Benefício Social dessas horas. Assim, o preço de mercado também irá variar pela influência da curva das propostas de compra, onde no caso da hora h irá ser retirado a percentagem de carga escolhida, deslocando a curva da carga para a esquerda. Para as horas $h-1$ e $h+1$ (horas adjacentes), a carga adicionada será considerada nas propostas de compra ao preço máximo, deslocando estas curvas para a direita.

A aplicação desenvolvida, foi testada através de diversos cálculos, que permitiram perceber o modo de funcionamento do mercado da eletricidade e a forma de obtenção dos

preços e dos despachos económicos no mesmo. Este processo manual de cálculo torna-se bastante demorado devido ao seu processo de cálculo em *EXCEL*, sendo que apenas indicará a informação relativa aos preços e aos despachos económicos uma vez que, sem usar os *MACROS* do *EXCEL*, o cálculo da Função de Benefício Social não será possível.

Assim, mais tarde, a aplicação computacional adotada já tratou os dados de uma forma automatizada, o que permitiu obter resultados mais rapidamente e com um menor erro, comparativamente com a primeira aplicação desta metodologia. Do programa desenvolvido não resultam apenas os preços de mercado e o despacho económico, mas também foi possível obter uma comparação entre as Funções de Benefício Social das horas envolvidas.

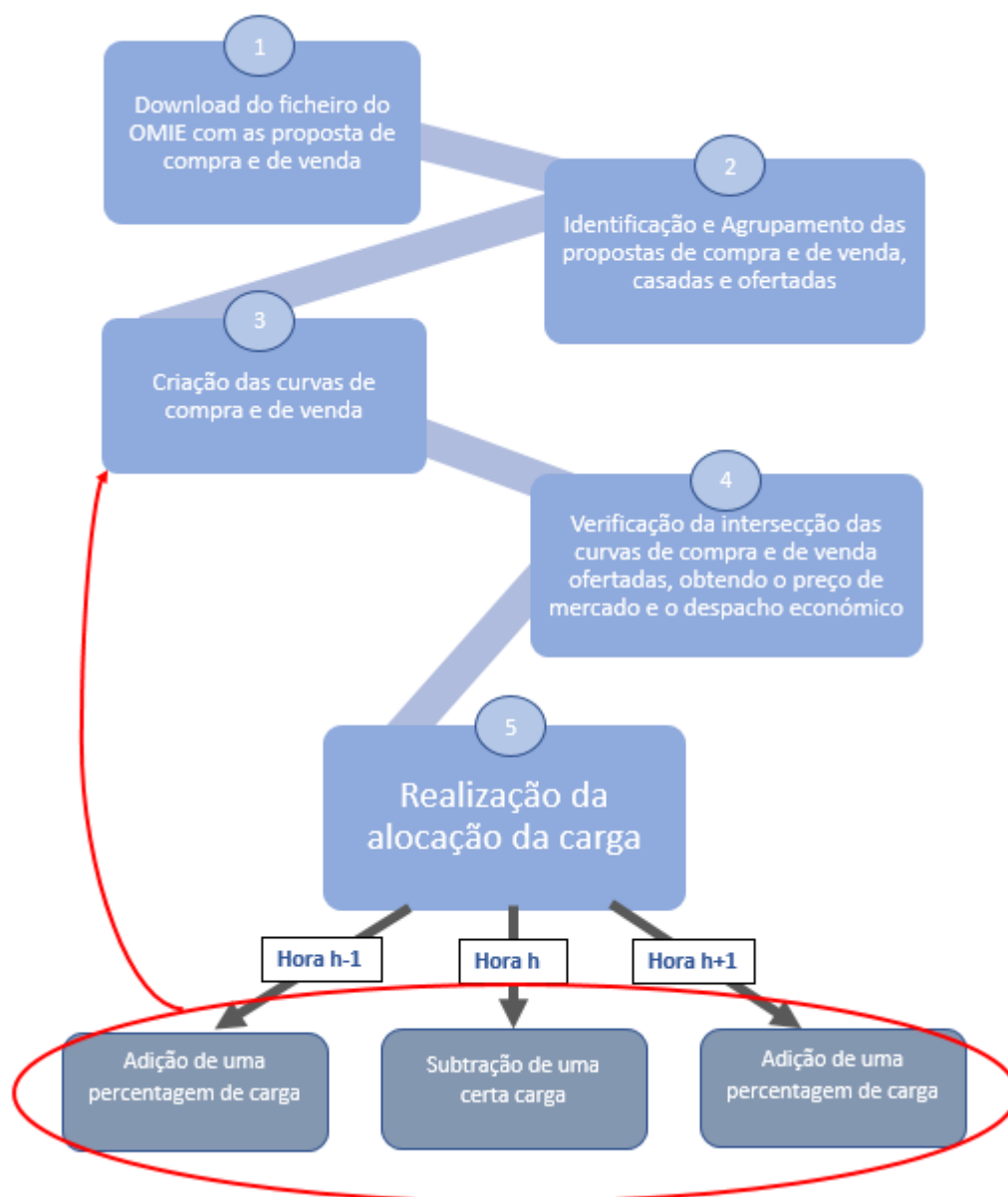


Figura 4.1 - Fluxograma base da metodologia.

A Figura 4.1 apresenta a estrutura básica que é utilizada pela metodologia desenvolvida e consequentemente usada no desenvolvimento da aplicação. Em relação a este fluxograma é importante referir ainda o seguinte:

- Os processos de 1 a 4, foram realizados em simultâneo para as 3 horas distintas, h , $h-1$ e $h+1$;
- No processo 2, foram criados 4 vetores para armazenar os diferentes tipos de propostas, guardando a informação relativa ao Preço e a respetiva Energia negociada;
- No processo 3, tanto para a metodologia como para a aplicação computacional, as curvas construídas são bastante próximas da realidade, pois não foram realizadas quaisquer aproximações, nomeadamente por eventual substituição das propostas por segmentos não horizontais;
- No processo 4, no desenvolvimento computacional, foi adicionado também o cálculo das áreas correspondentes à Função de Benefício Social, para comparação entre as diferentes horas e para uma verificação do estado anterior e posterior da alocação de carga;

4.2- Metodologia de Cálculo

4.2.1- Considerações Gerais

A metodologia utilizada para a obtenção de resultados começou pela realização de cálculos manuais que, neste caso específico, irão ser estudados através do uso do *software EXCEL*. Neste *software* serão construídas e manipuladas as curvas de compra e venda de energia referentes às horas que se pretendem analisar.

4.2.2- Descarregamento da Informação

Inicialmente, foi necessário realizar o *download* de toda a informação referente às propostas de compra e de venda da hora em que se pretendeu retirar a carga, e das horas adjacentes para alocar essa mesma carga. Após descarregar o ficheiro, tal como referido na secção 4.1 do Capítulo 4, foi possível obter uma folha *EXCEL* com uma estrutura idêntica ao da Figura 4.2, representada em seguida.

	A	B	C	D	E	F	G	H
1	Mercado de electricidad							
2	Mercado diario - Hora 8							
3								
4	Hora	Fecha	Pais	Unidad	Tipo Oferta	Energía Compra/Venta	Precio Compra/Venta	Ofertada (O)/Casada (C)
5	8	02/01/2017	MI		C	0,6	180,30	O
6	8	02/01/2017	MI		C	9,8	180,30	O
7	8	02/01/2017	MI		C	1 988,9	180,30	O
8	8	02/01/2017	MI		C	3 267,6	180,30	O
9	8	02/01/2017	MI		C	75,0	180,30	O
10	8	02/01/2017	MI		C	1 995,0	180,30	O
11	8	02/01/2017	MI		C	5,5	180,30	O
12	8	02/01/2017	MI		C	57,5	180,30	O
13	8	02/01/2017	MI		C	813,7	180,30	O
14	8	02/01/2017	MI		C	63,8	180,30	O
15	8	02/01/2017	MI		C	319,5	180,30	O
16	8	02/01/2017	MI		C	5,1	180,30	O
17	8	02/01/2017	MI		C	4,2	180,30	O
18	8	02/01/2017	MI		C	0,8	180,30	O
19	8	02/01/2017	MI		C	0,1	180,30	O
20	8	02/01/2017	MI		C	1,0	180,30	O
21	8	02/01/2017	MI		C	9,3	180,30	O
22	8	02/01/2017	MI		C	23,6	180,30	O
23	8	02/01/2017	MI		C	3,1	180,30	O

Figura 4.2 - Excerto do ficheiro extraído pelo site da OMIE com todas as propostas de compra e de venda de energia para a hora 8 do dia 2 de janeiro de 2017.

4.2.3- Tratamento de Dados

No ficheiro descarregado, idêntico ao apresentado na Figura 4.2, foram identificadas as propostas de compra e de venda casadas e as propostas de compra e de venda ofertadas, sendo elas identificáveis pelas colunas rodeadas a cheio e a tracejado na figura anterior. Posteriormente, estas propostas foram organizadas em novas folhas de calculo, distintas pela sua classificação, tal como ilustra a Figura 4.3. A organização das propostas contemplou a informação relativa ao preço e à respetiva energia.

Compra Casada	Venda Casada	Compra Ofertada	Venda Ofertada	+
---------------	--------------	-----------------	-----------------------	---

Figura 4.3 - Organização das propostas de compra e venda em ficheiro Excel.

Em seguida, para todas as folhas referidas, foi necessário organizar as propostas, agrupando-as pelo nível de preço, isto é, para cada valor de preço existente, foi realizado a soma das energias, totalizando no final a energia ofertada para cada preço especificado, tal como ilustrado na Figura 4.4.

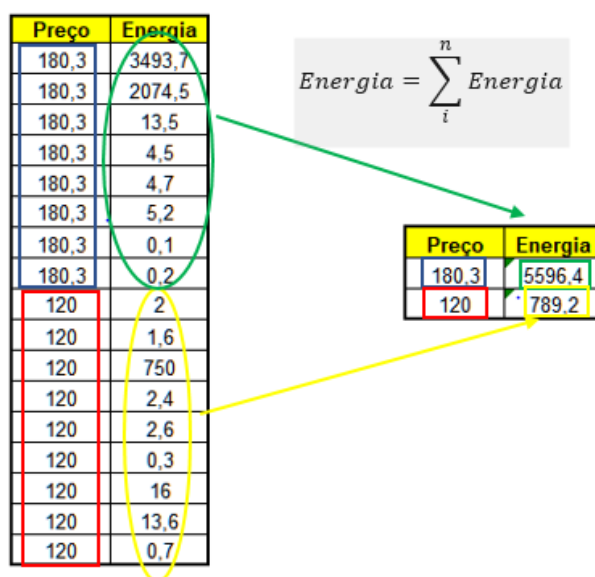


Figura 4.4 - Redução das propostas pelo nível de preço.

Seguidamente, foi efetuada a ordenação das propostas, tal como já foi abordado na Secção 2.3.2.2 do Capítulo 2 pelo que as propostas de compra foram organizadas por ordem decrescente do preço e as propostas de venda por ordem crescente do preço.

Tendo já as propostas organizadas pelas ordens de preço indicadas, foi possível iniciar a construção das curvas para que estas sejam visíveis num gráfico de dispersão com segmentos de reta, em degrau, tal como se ilustra na Figura 4.5.

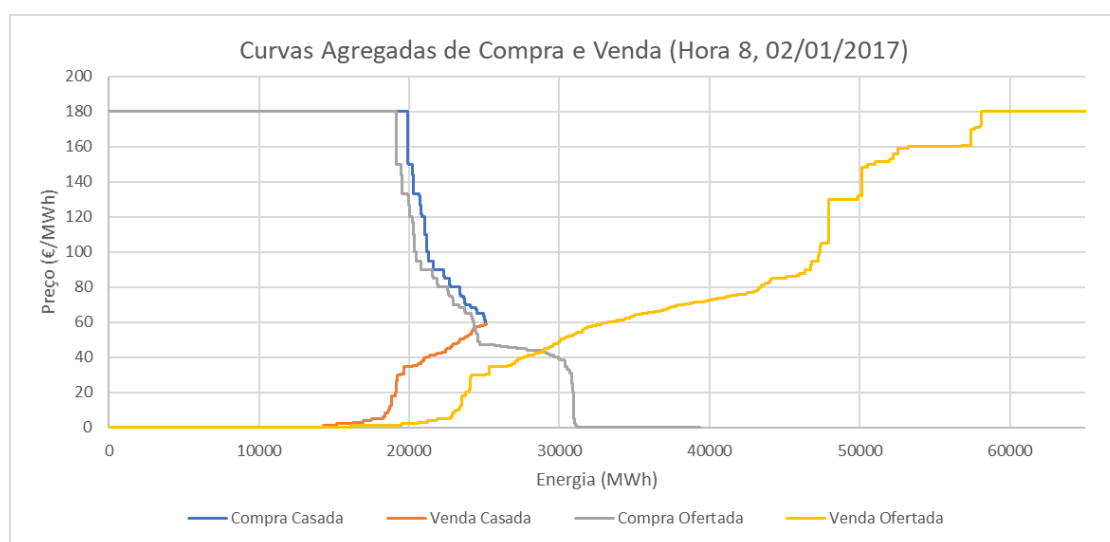


Figura 4.5 - Curvas agregadas de compra e venda, casadas e ofertadas, da hora 8 do dia 2 de janeiro de 2017.

É importante frisar que estas curvas são bastante realistas, pois é utilizado o mesmo método de cálculo que o utilizado pela OMIE, obtendo assim o preço real de mercado e o respetivo despacho económico. Neste exemplo concreto, as curvas de compra e venda casada

intersectam-se no ponto 59,07 €/MWh, 25 110 MWh, correspondendo este ao preço de mercado e à quantidade negociada na hora 8 do dia 2 de janeiro de 2017.

Para que seja agora possível simular a realização da transferência de carga entre as 3 horas, é necessário que o utilizador indique um valor percentual de carga a deslocar. Essa percentagem irá definir a quantidade de carga a ser retirada da hora h e as percentagens de carga a serem adicionada nas horas $h-1$ (50% da carga retirada da hora h) e $h+1$ (50% da carga retirada da hora h). A percentagem de carga definida pelo utilizador é subtraída, em MWh, à coluna das Energias de proposta de compra casada da hora h , provocando assim um deslocamento dessa curva para a esquerda, o que reduz essa quantidade de energia negociada e lida no eixo das abcissas. Em seguida, procedeu-se à adição de metade da percentagem de carga retirada, da hora h , para as horas $h-1$ e $h+1$, provocando um deslocamento das duas curvas para a direita e aumentando a energia negociada nessas horas.

Os deslocamentos (para a esquerda e para a direita), ocorridos nas curvas de compras casadas das 3 horas envolvidas, irão dar origem a novos pontos de intersecção entre as curvas de compra e venda nessas horas. É de esperar, neste tipo de procedimento em concreto, que o ponto de intersecção das curvas referentes à hora h diminuam em preço, e que aumentem para as horas $h-1$ e $h+1$.

4.2.4- Prolongamento das Curvas de Compra e Venda Casadas

A primeira dificuldade que se encontrou neste processo de cálculo adveio da limitação das curvas de compra e venda casadas. Estas duas curvas terminam o seu traçado no ponto referente ao preço de mercado da hora em questão. Isto acontece devido ao *Market Clearing Price*, que consiste no preço de mercado para o qual se iguala a quantidade de venda de energia lançada a mercado à quantidade de demanda que é comprada. No estudo em causa realizaram-se deslocamentos das curvas de compras casadas, sendo que ao deslocar, por exemplo a hora h para a esquerda, esta curva deixa de intersectar a curva de venda casada, tal como ilustra a Figura 4.6.

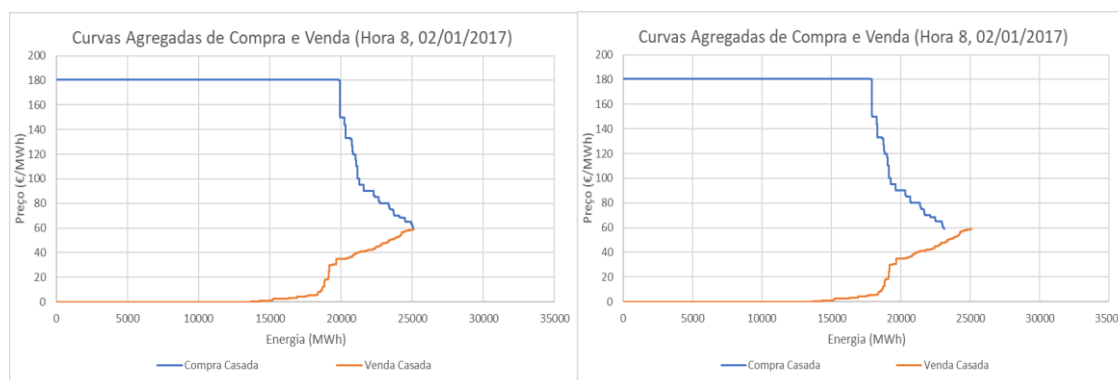


Figura 4.6 - Curvas de compra e venda antes e depois do deslocamento da curva da compra para a esquerda.

Segundo a Figura 4.6, no gráfico da esquerda estão representadas as curvas de compra e venda casadas sem quaisquer deslocamentos. No gráfico da direita já é possível observar a consequência provocada pelo deslocamento da curva das compras casadas, sendo que neste exemplo concreto, foi deslocada 2 000 MWh (valor apenas para efeito de ilustração deste

procedimento). Pela Figura 4.6, é visível a descontinuidade destas curvas, não havendo qualquer possibilidade de intersecção entre ambas.

Para resolver este problema, e como a informação sobre as propostas que não foram aceites em mercado se encontra nas curvas ofertadas, foi tomada a decisão de utilizar estas curvas para completar as curvas de compra e venda casadas, contrariando assim o *Market Clearing Price*. Assim, utilizando novamente como exemplo a curva das compras casadas acima referida, o processo de cálculo consistiu em identificar, inicialmente, o último ponto conhecido dessa curva, pelo que na curva de compra casada esse ponto será sempre o que contém o preço mínimo. Neste seguimento, procurou-se o primeiro ponto da curva de compra ofertada que é inferior ao preço do último ponto referido da compra casada. Calculou-se a diferença entre as energias desses dois pontos para obter a distância entre eles. Essa diferença foi adicionada a todos os restantes pontos de energia da compra ofertada que são inferiores ao último ponto conhecido da compra casada, para que estes se desloquem para junto desse ponto. Para a curva de venda casada efetuou-se o mesmo procedimento, com a diferença de serem procurados os pontos da curva ofertada que se encontravam acima do ponto, conhecido da curva casada com maior valor de preço.

Este procedimento encontra-se ilustrado pelas figuras seguintes, Figura 4.7 e Figura 4.8.

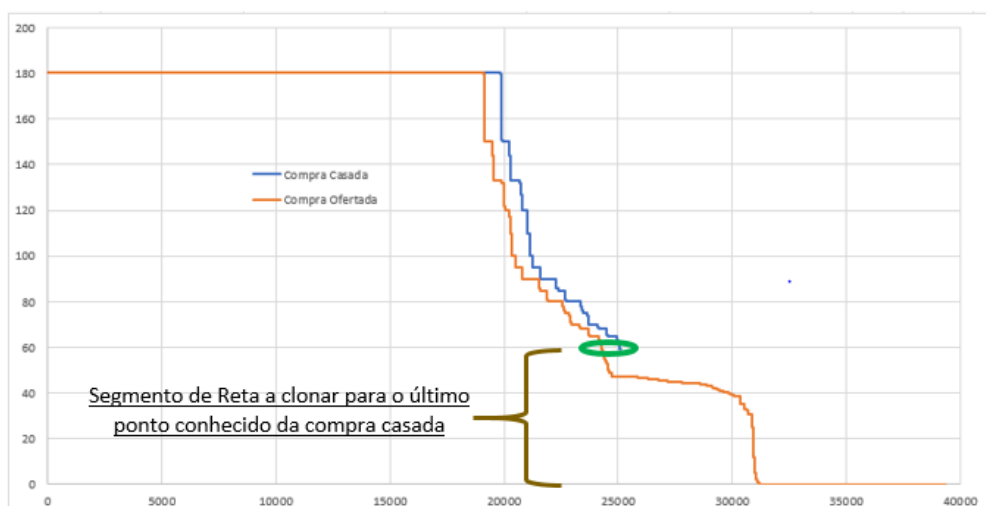


Figura 4.7 - Curvas de compra casada e ofertada antes do processo do prolongamento da curva casada.

Na Figura 4.7 encontram-se representadas as curvas de compra casada e ofertada, onde é visível a descontinuidade da curva de compra casada e em que a curva de compra ofertada se prolonga até atingir o preço 0 €/MWh.

A parte da curva de ofertas de compra a laranja, que se encontra abaixo do ponto assinalado a verde, será clonado para se juntar à parte inferior da curva de ofertas de compra casada representada a azul.

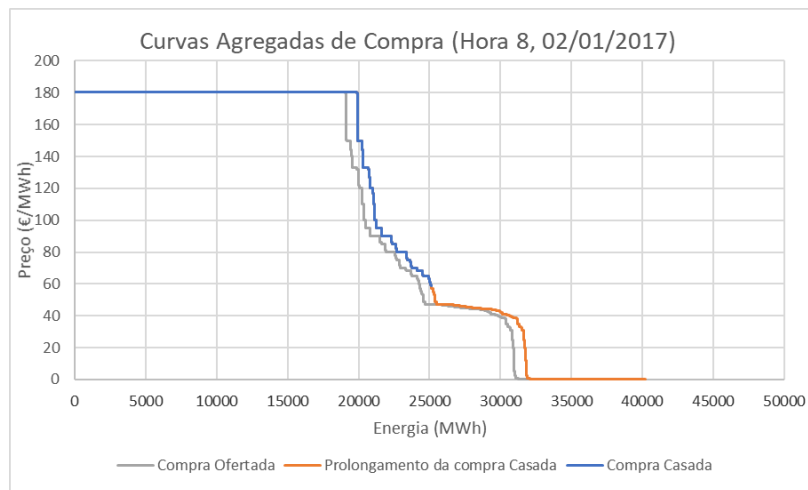


Figura 4.8 - Curvas de compra casada e ofertada depois do prolongamento da curva casada.

Ao clonar parte da curva de compra ofertada para a colocar a partir do último ponto conhecido da curva de compra casada, obtemos a curva final, representado a laranja na Figura 4.8, permitindo assim completar a curva de compras casadas, tendo esta agora continuidade até ao preço 0 €/MWh.

Por vezes, as curvas de compra casadas e ofertadas, assim como as curvas de venda casadas e ofertadas, podem coincidir ao longo de todo o gráfico, facilitando o alongamento das curvas de compra e venda casadas. Nestas situações, a diferença de energias entre as curvas casadas e ofertadas será zero. Nestes casos, a melhor solução poderá passar por tratar, desde o início dos cálculos, a curva de compra ofertada como sendo a curva de compra casada.

Assim, após aplicar também a mesma metodologia para as curvas de venda casadas, já é possível construir as duas curvas em gráfico onde agora é possível identificar a sua intersecção.

As novas curvas casadas são ilustradas na Figura 4.9, tendo sido colocadas cores distintas nas curvas de compra e venda e nos respectivos prolongamentos.

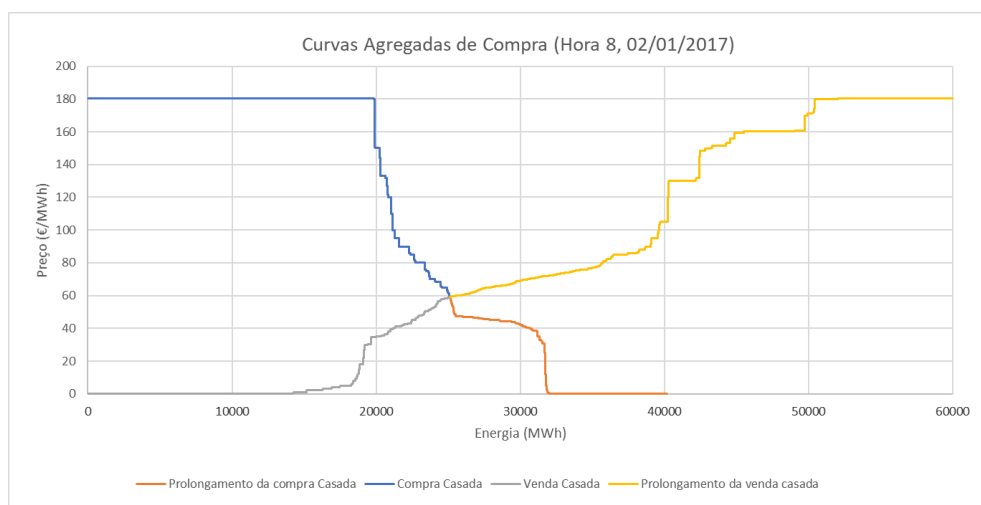


Figura 4.9 - Curvas de compra e venda casada e os respectivos prolongamentos.

4.2.5- Intersecção das Curvas de Mercado

Para ser possível obter a intersecção entre as curvas de compra e venda casadas, foi criada em *EXCEL*, para esta metodologia, a função *INTERSECTAR*. Esta função consiste num ciclo que vai realizando a comparação dos pontos (preço e energia) entre as curvas de compra e venda casadas, ponto com ponto, devolvendo no final os dois pontos (um da curva de compra e outro da curva de venda) que apresentam a menor distância entre eles. No final, o *script* devolve o valor médio desses dois pontos, que será o valor final a admitir como sendo o preço e respetiva energia negociada. Na Figura 4.10 está ilustrado graficamente a forma como o algoritmo procede na procura do ponto de intersecção. O ciclo termina o seu processo de procura quando a distância entre pontos começa a crescer, isto significará que o ponto de intersecção já foi ultrapassado e que neste momento os pontos analisados já se encontram à direita do ponto de intersecção pelo que já não devem ser considerados no cálculo da Função de Benefício Social

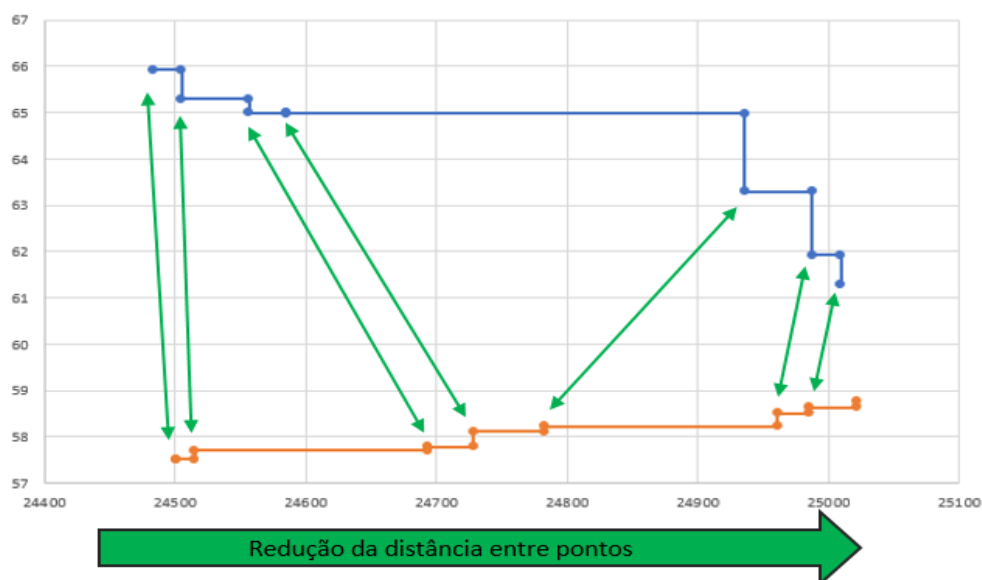


Figura 4.10 - Processo efetuado pela função *INTERSECTAR* para encontrar o ponto de intersecção das curvas.

4.2.6- Erro de cálculo desta metodologia

O erro a assumir por esta metodologia baseia-se essencialmente no erro admissível da função *INTERSECTAR*, em que é procurado o ponto de intersecção entre as curvas de compra e venda casadas. Como já foi explicado anteriormente, esta função devolve os dois pontos conhecidos mais próximos do possível ponto de intersecção, isto é, os dois pontos cujas distâncias entre a curva de compra e venda é menor. Assim, o erro máximo em que se poderá incorrer estará associado à distância entre estes dois pontos. Como o ponto de intersecção resulta da média aritmética simples destes dois pontos, então o erro pode ser definido como sendo metade da distância dos dois pontos conhecidos perto do ponto real de intersecção.

4.3- Desenvolvimento Computacional

4.3.1- Considerações Gerais

A aplicação computacional implementada nesta dissertação teve como suporte a metodologia elucidada anteriormente.

Este programa tem como propósito a obtenção das curvas agregadas de compra e venda do mercado de eletricidade, assim como o cálculo dos preços de energia, os despachos económicos e a área da Função de Benefício Social, para qualquer hora do ano. Portanto, a grande diferença desta aplicação face à metodologia implementada em *EXCEL*, está associada à implementação da função que calcula o valor da Função de Benefício Social. Esta ferramenta computacional está preparada para recalcular os preços de mercado, os despachos económicos e as áreas da Função de Benefício Social, no caso do utilizador indicar alguma percentagem de carga a ser deslocada de uma hora para as horas adjacentes.

Este programa computacional foi criado em ambiente de programação *PYTHON*, uma vez que esta linguagem de programação é considerada de alto nível e orientada a objetos, facilitando assim a criação de uma componente gráfica que facilita a visualização e análise das curvas de mercado, tornando-se também ainda mais interativo e intuitivo para com o utilizador.

4.3.2- Modo de funcionamento do Programa

4.3.2.1- Interface Gráfica

Ao ser iniciado, o programa apresenta uma componente gráfica, ilustrada na Figura 4.11. Esta componente é discriminada por uma secção orientada para o *INPUT* (metade esquerda da janela), onde é possível indicar, de forma calendarizada, o dia, mês e ano pretendido para análise, assim como a hora e, caso o utilizador pretenda, a percentagem de carga a deslocar da hora escolhida. Uma outra secção da componente gráfica do programa está reservada e orientada para o *OUTPUT*, isto é, está preparada para a apresentação dos resultados dos cálculos efetuados, ilustrando os gráficos com os cruzamentos das curvas de compra e venda de energia e a indicação dos preços, despachos económicos e o valor da Função de Benefício Social, antes e depois da transferência de carga. Ainda na parte do *INPUT*, está reservada uma pequena secção em que o utilizador poderá obter algumas informações relevantes, tal como as horas do ano com mais ou menos carga.

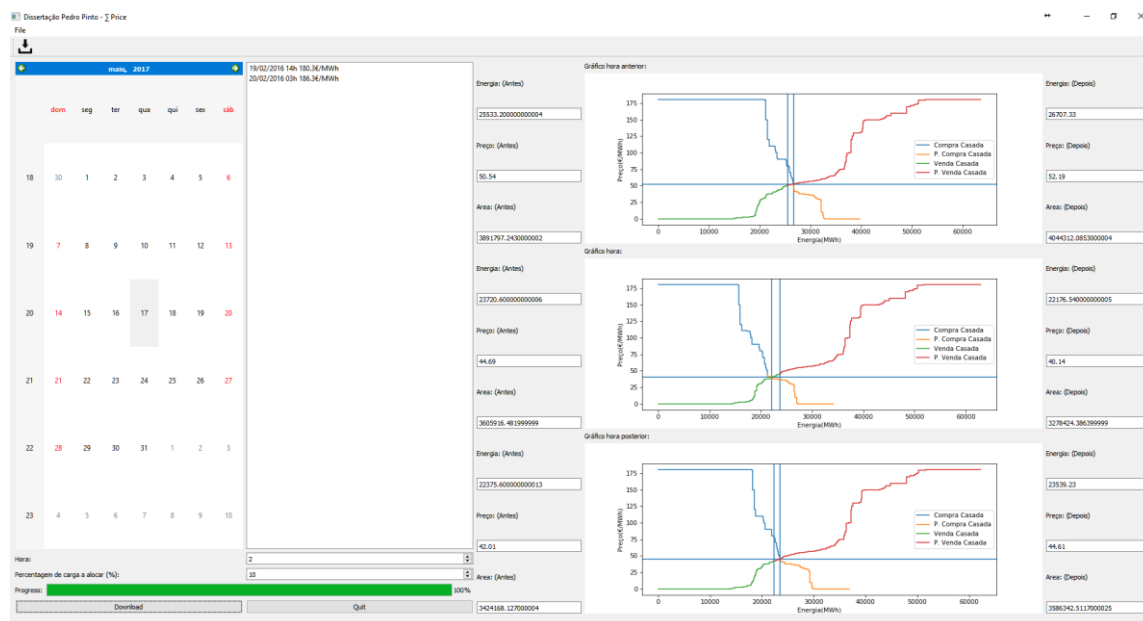


Figura 4.11 - Interface Gráfica criada para comunicar com o utilizador, *INPUT* e *OUTPUT*.

O utilizador pode optar por utilizar este software em duas situações distintas:

- ✓ consulta do preço, da energia e do valor da Função de Benefício Social do mercado para uma hora pretendida, sendo que para isso não deve indicar o valor da percentagem de carga a alocar (opção deve ficar a 0);
- ✓ simular a alocação de uma certa percentagem de carga de uma hora para as horas adjacentes, sendo que nesta situação já deve indicar um valor em percentagem da carga a transferir da hora pretendida.

Tendo em conta os dois cenários de utilização referidos em cima, os resultados finais podem ser apresentados também de duas formas distintas:

- no caso de uma simulação sem alocação de carga, o programa apresenta apenas o gráfico com a intersecção das curvas de compra e venda correspondentes à hora escolhida, assim como os valores do preço, do despacho e da Função de Benefício Social. Estes valores são apresentados nas caixas do lado direito e do lado esquerdo dos gráficos, sendo que neste caso específico os resultados serão iguais dos dois lados. A reta vertical e horizontal que se apresentam no gráfico, identificam o ponto de cruzamento entre as duas curvas;
- no caso de uma simulação com transferência de carga, serão apresentados os gráficos referentes às três horas envolvidas, assim como os valores finais do preço, energia e valor da Função de Benefício Social. Estes resultados serão apresentados do lado direito (Depois) do gráfico, com a particularidade dos resultados anteriores à alocação de carga estarem apresentados do lado esquerdo (Antes) dos gráficos. Assim, é possível obter uma comparação imediata das situações antes e do depois da transferência de carga nas 3 horas envolvidas. Nesta simulação específica, há que ter

em consideração o aparecimento de duas retas verticais em cada gráfico. Uma reta vertical e a horizontal sobre o ponto de intersecção atual e uma outra reta vertical sobre o ponto da intersecção das curvas antes de ocorrer a transferência. A diferença entre as duas retas verticais, indicará o deslocamento sofrido pela curva das compras.

4.3.2.2- Descarregamento das propostas de compra e venda

Após indicar a hora, dia, mês, ano e percentagem de alocação de carga pretendido, o utilizador deverá pressionar o comando *DOWNLOAD*. Após isso, o programa verificará, em primeiro lugar, a existência de *Market Splitting*. Em caso negativo, procede-se ao descarregamento do ficheiro do tipo .xls do site da OMIE com a informação relativa às propostas de compra e venda, casadas e ofertadas do *MIBEL*. Em caso afirmativo de *Market Splitting*, é apenas descarregada a informação das propostas relativas ao lado Português.

A função utilizada para fazer a transferência dos dados da OMIE consiste essencialmente na manipulação do nome do endereço que hospeda as propostas referentes a uma certa hora do dia do ano. Isto é, o nome dos ficheiros armazenados pela OMIE, segue uma regra standard, com alterações apenas nas partes indicadas a azul, que é a seguinte:

INT_CURVA_ACUM_UO_TIPO DE MERCADO_1_HORA_DIA_MÊS_ANO_DIA_MÊS_ANO.xls

Nesta designação:

- Tipo de Mercado, identifica o lado do mercado com as propostas. Na presença de *Market Splitting* é usado o PT e em caso negativo é escrito MIB, de *MIBEL*;
- Hora, é alterado consoante a hora pretendida pelo utilizador do programa;
- Dia, dia do ano escolhido pelo utilizador do programa;
- Mês, mês do ano escolhido pelo utilizador do programa;
- Ano, ano escolhido pelo utilizador do programa.

4.3.2.3- Tratamento dos dados

Após ter sido descarregado o ficheiro .xls para a hora e data pretendida, a ferramenta computacional realiza um ciclo que percorre toda a lista de propostas lançadas a mercado, separando-as e guardando-as, pelo tipo correspondente (compras casadas, vendas casadas, compras ofertadas e vendas ofertadas). A organização das propostas é realizada em 8 *arrays* distintos (4 *arrays* de Preço e 4 *arrays* de Energia), sendo que cada *array* de Energia acompanha o correspondente *array* de Preço. A Figura 4.12 ilustra um exemplo da organização de um par de dois *arrays* constituídos com as informações relativas às ofertas de compra casadas.

Arrays da Compra Casada		
	Preço	Energia
ÍNDICE		
(0)	180	15486
(1)	175	15204
(2)	140	545
(3)	136	745
(4)	129	0,25
(5)	122	489
(6)	111	14568
(7)	110,5	579
(8)	110	15,3
(9)	104	4581
(10)	97	340
(11)	85	5975
(12)	65	1526
(13)	50	541

Figura 4.12 - Exemplo de *arrays* utilizados na organização de um tipo de propostas (propostas de compra casadas).

Após serem finalizados os 4 pares de *arrays*, estes são submetidos a um novo ciclo que os ordena consoante a sua classificação, compras por ordem decrescente do preço e vendas por ordem crescente do preço. Em seguida, o programa submete os *arrays* das Energias a um processo de incrementação de energia por cada preço, tal como foi explicado no Capítulo 4.2.3 e ilustrado pela Figura 4.4. Após isso, o programa já contém os *arrays* preparados de forma a serem apresentadas as curvas de forma gráfica.

No caso das propostas de compra e venda casadas, os *arrays* encontram-se incompletos devido ao facto já explicado no Capítulo 4.2.4 deste documento, pelo que haverá a necessidade de realizar o prolongamento destas duas curvas com informação relativa a pontos retirados das curvas das compras ofertadas, também igualmente já explicado anteriormente. Para isso, foi implementado um ciclo que percorre as propostas ofertadas até encontrar o primeiro ponto que é inferior ou superior ao último ponto conhecido das propostas casadas, consoante se trata de ofertas de compra ou de venda. Dentro desse mesmo ciclo, são acrescentados esses novos pontos aos *arrays* das compras e vendas casadas.

No caso de o utilizador indicar alguma percentagem de carga a deslocar, o programa identifica o valor total de energia dessa hora e subtrai a percentagem dessa energia aos valores de energia que constituem os *arrays* de compra casada, já com os respetivos prolongamentos. De forma similar, metade dessa percentagem é adicionada a cada oferta de compra nas horas adjacentes.

4.3.2.4- Intersecção das curvas de mercado

Para obter a intersecção das curvas de compra e venda casadas prolongadas foi adotado a mesmo procedimento de cálculo explicado anteriormente no Capítulo 4.2.5, e que se encontra ilustrado na Figura 4.10. Na aplicação computacional e adaptando o mesmo algoritmo para a linguagem em questão, a função INTERSECTAR continua a calcular o ponto de intersecção de forma bastante precisa.

Esta função de intersecção foi sendo melhorada ao longo do desenvolvimento desta dissertação, face à primeira versão apresentada em 4.2.5. Portanto, a precisão da intersecção na aplicação terá resultados mais concretos e mais realistas comparativamente aos valores obtidos usando a metodologia descrita em 4.2.5.

4.3.2.5- Estimativa da Função de Benefício Social

Para calcular o valor da área correspondente à Função de Benefício Social foi criado um ciclo que irá percorrer os *arrays* das propostas de compra e venda casadas, obtendo pequenas áreas entre os segmentos das duas curvas, segundo o raciocínio ilustrado na Figura 4.13.

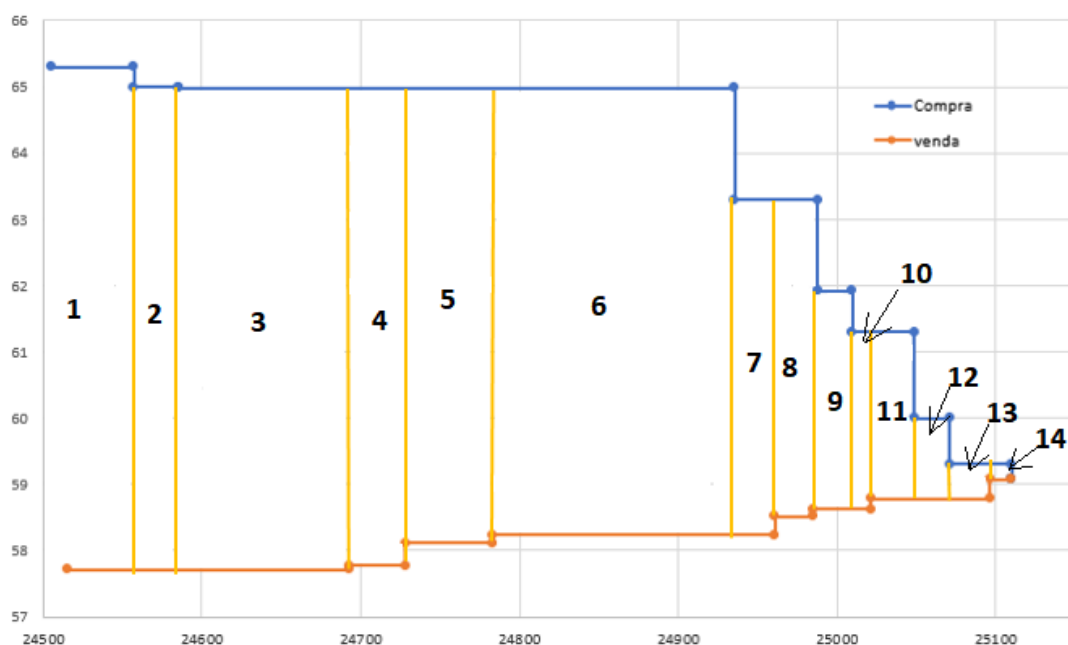


Figura 4.13 - Cálculo da área da Função de Benefício Social.

A ideia essencial ilustrada na Figura anterior, consiste em ir decompondo a área total em diversas áreas retangulares (de 1 a 14). Para cada uma delas é conhecida a altura e a largura de cada retângulo.

Ao mesmo tempo em que o ciclo se encontra a separar uma área, está a ser efetuada a multiplicação do preço pela energia (altura x largura) da área anterior. Isto é, quando o ciclo se encontra a procurar o ponto final da área 2, a área 1 está a ser calculada.

No final, a Função de Benefício Social corresponde à soma de todas as áreas calculadas até ao ponto de intersecção. Seguindo o exemplo da Figura 4.13, a área total corresponde a (4.1).

$$FBS = \sum_{i=1}^{14} Área_i \quad (4.1)$$

4.3.3- Erro de cálculo por esta metodologia

O erro cometido, ao utilizar o processo enunciado na aplicação prática do programa, é considerado muito baixo.

Como já indicado anteriormente, a função INTERSECTAR implementada na aplicação computacional, já possui diversas melhorias face à primeira versão, explicada em 4.2.5. Deste modo, é espectável que o erro semelhante da primeira versão da função seja muito reduzido na implementação computacional.

No programa desenvolvido existe também um outro processo de cálculo em que se poderá assumir um erro a ter em conta, sendo ele na função de cálculo da Função de Benefício Social.

4.4- Exemplo Ilustrativo

Nesta parte do trabalho, para que seja possível comprovar a aplicação da metodologia enunciada neste Capítulo, irão ser ilustrados os resultados referentes a uma hora, de um escolhido aleatoriamente. Estes resultados vão ser obtidos pela metodologia em *EXCEL* e pela ferramenta computacional, ambos explicados anteriormente, sendo comparados de seguida. Para este exemplo, o dia escolhido foi o dia 28 de março do ano de 2017, para a hora 22.

4.4.1- Pela Metodologia em *EXCEL*

4.4.1.1- Antes da alocação de carga

A Figura 4.14 ilustra as curvas de compra e venda para a hora 22 sem realizar qualquer transferência de carga.

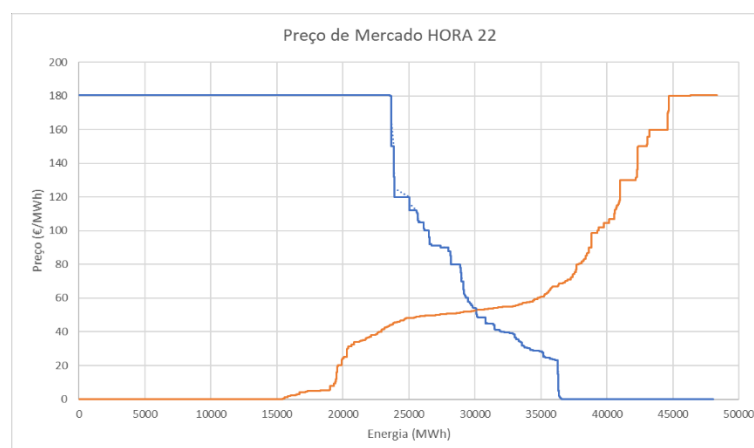


Figura 4.14 - Curvas de compra e venda da hora 22 sem alocação de carga obtido pelo *EXCEL*.

Na Tabela 4.1, encontram-se os resultados do preço e da energia negociada para esta hora na situação descrita.

Tabela 4.1 - Preço e Energia para a hora 22 sem alocação de carga obtidos pelo EXCEL.

Preço (€/MWh)	Energia (MWh)
52,69	30093,4

Como se pretende simular em seguida a transferência de carga para as horas adjacentes, é importante obter também as curvas de compra e venda e os respectivos preços e energias para essas duas horas, neste caso a hora 21 e a hora 23.

A Figura 4.15 apresenta as curvas de compra e venda das horas adjacentes, horas 21 e 23, sem transferência de carga.

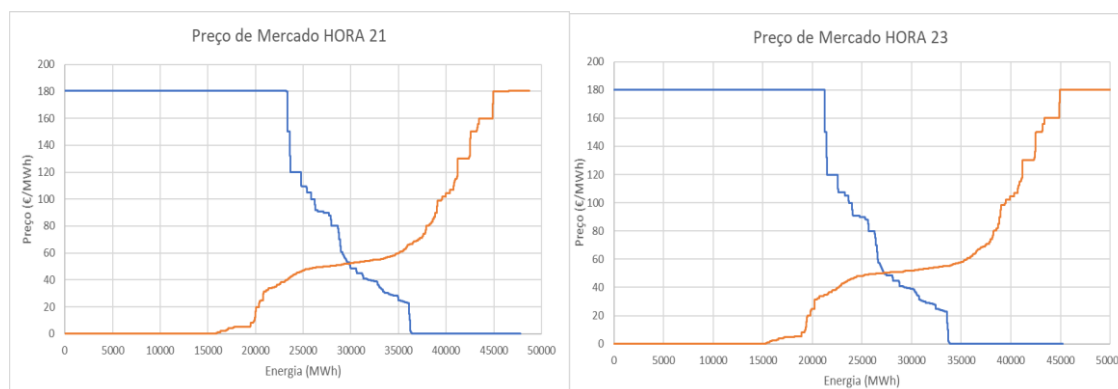


Figura 4.15 - Curvas de compra e venda das horas 21 e 23, respetivamente, sem alocação de carga, obtidas pelo EXCEL.

Nas Tabelas 4.2 e 4.3 encontram-se os resultados dos preços e das energias negociadas para as horas 21 e 23, respetivamente.

Tabela 4.2 - Preço e Energia para a hora 21 sem alocação de carga obtidos pelo EXCEL.

Preço (€/MWh)	Energia (MWh)
52,15	29894,2

Tabela 4.3 - Preço e Energia para a hora 23 sem alocação de carga obtidos pelo EXCEL.

Preço (€/MWh)	Energia (MWh)
50,37	27265,6

4.4.1.2- Depois da Alocação de 10% de carga

Serão agora apresentados os resultados para as mesmas horas, mas desta vez os valores finais já terão refletidos a transferência de carga de 10% da hora 22, para as horas 21 e 23.

A Figura 4.16 ilustra as curvas de compra e venda para a hora 22 considerando a redução de 10% de carga.

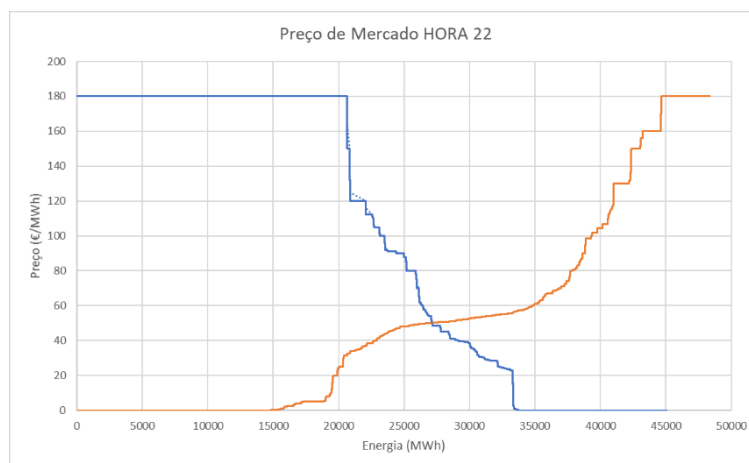


Figura 4.16 - Curvas de compra e venda da hora 22 com alocação de carga obtido pelo *EXCEL*.

Na Tabela 4.4, encontram-se os resultados do preço e da energia negociada para esta hora descrita.

Tabela 4.4 - Preço e Energia para a hora 22 com alocação de 10% de carga obtidos pelo *EXCEL*.

Preço (€/MWh)	Energia (MWh)
49,86	27176,18

A Figura 4.17 representa as curvas de compra e venda das horas adjacentes, horas 21 e 23, já com a condição de adição de 5% de carga da hora 22, para cada hora.

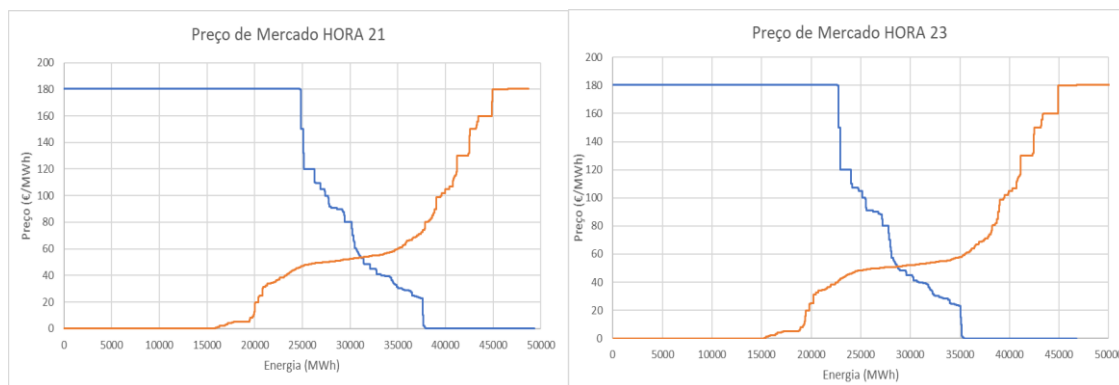


Figura 4.17 - Curvas de compra e venda das horas 21 e 23, respetivamente, com alocação de carga obtidas pelo *EXCEL*.

Nas Tabelas 4.5 e 4.6 encontram-se os resultados dos preços e das energias negociadas para as horas 21 e 23, respetivamente, com transferência de carga.

Tabela 4.5 - Preço e Energia para a hora 21 com alocação de carga obtidos pelo *EXCEL*.

Preço (€/MWh)	Energia (MWh)
54,205	31022,485

Tabela 4.6 - Preço e Energia para a hora 23 com alocação de carga obtidos pelo EXCEL.

Preço (€/MWh)	Energia (MWh)
52,17	28475,635

4.4.2- Pela Aplicação Desenvolvida

4.4.2.1- Com e Sem alocação de carga

Usando a aplicação desenvolvida, é simulado novamente o deslocamento de 10% de carga da hora 22 do dia 28 de março de 2017, obtendo-se os resultados apresentados na Figura 4.18.

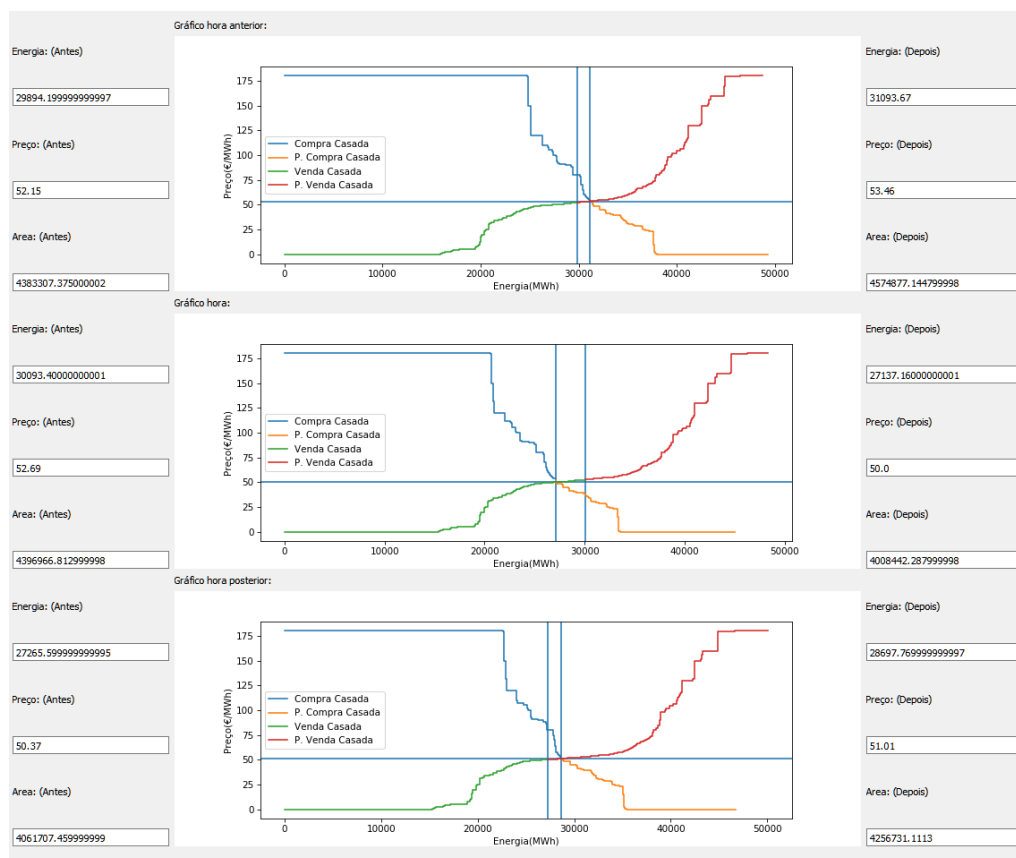


Figura 4.18 - OUTPUT do programa com as curvas e resultados da simulação.

4.4.3- Comparação dos resultados ilustrados

4.4.3.1- Sem Alocação de Carga

Após a realização de uma simulação sem alocação de carga para as horas 22, 21 e 23, respetivamente, obtêm-se os resultados nas Tabelas 4.7, 4.8 e 4.9.

Tabela 4.7 - Comparação dos resultados das duas ferramentas de cálculo diferentes, para a hora 22, sem alocação de carga.

Hora 22		Preço (€/MWh)	Energia (MWh)	Área (€)
	Metodologia em <i>EXCEL</i>	52,68	30093,4	-
	Aplicação Desenvolvida	52,69	30093,4	4 396 966,813
	Diferença	0,01	0	-

Tabela 4.8 - Comparação dos resultados das duas ferramentas de cálculo diferentes, para a hora 21, sem alocação de carga.

Hora 21		Preço (€/MWh)	Energia (MWh)	Área (€)
	Metodologia em <i>EXCEL</i>	52,15	29894,2	-
	Aplicação Desenvolvida	52,15	29894,2	4 383 307,375
	Diferença	0	1,01863E-10	-

Tabela 4.9 - Comparação dos resultados das duas ferramentas de cálculo diferentes, para a hora 23, sem alocação de carga.

Hora 23		Preço (€/MWh)	Energia (MWh)	Área (€)
	Metodologia em <i>EXCEL</i>	50,37	27265,6	-
	Aplicação Desenvolvida	50,37	27265,6	4 061 707,460
	Diferença	0	9,82254E-11	-

4.4.3.2- Com Alocação de Carga

Após a realização de uma simulação com alocação de 10% de carga da hora 22 para as horas 21 e 23, obtêm-se os resultados nas Tabelas 4.10, 4.11 e 4.12.

Tabela 4.10 - Comparação dos resultados das duas ferramentas de cálculo diferentes, para a hora 22, com alocação de carga.

Hora 22		Preço (€/MWh)	Energia (MWh)	Área (€)
	Metodologia em <i>EXCEL</i>	49,86	27175,18	-
	Aplicação Desenvolvida	50,00	27137,16	4 008 442,288
	Diferença	0,14	38,02	-

Tabela 4.11 - Comparação dos resultados das duas ferramentas de cálculo diferentes, para a hora 21, com alocação de carga.

Hora 21		Preço	Energia	Área
		(€/MWh)	(MWh)	(€)
	Metodologia em <i>EXCEL</i>	54,205	31022,485	-
	Aplicação Desenvolvida	53,46	31093,67	4 574 877,145
	Diferença	0,745	71,185	-

Tabela 4.12 - Comparação dos resultados das duas ferramentas de cálculo diferentes, para a hora 23, com alocação de carga.

Hora 23		Preço	Energia	Área
		(€/MWh)	(MWh)	(€)
	Metodologia em <i>EXCEL</i>	52,17	28475,635	-
	Aplicação Desenvolvida	51,01	28697,770	4 256 731,111
	Diferença	1,16	222,135	-

É importante salientar a diferença apresentada nos preços obtidos pelas duas ferramentas de cálculo, sobretudo o preço obtido para a hora 23 com transferência de carga. Estas diferenças de valores resultam precisamente do melhoramento efetuado ao nível da função INTERSECTAR, indicado em 4.3.2.4. Logo o valor obtido pelo programa representa um resultado com menor erro e consequentemente mais realista.

Capítulo 5

Resultados

5.1- Introdução

De forma a estudar diversos cenários ao longo do ano civil de 2016 e obter resultados completos e conclusivos sobre o estudo em questão, foram consultados os diagramas de consumo e produção de energia elétrica, disponíveis no site da REN, facilitando a escolha das horas que vão ser submetidos a análise. Assim, as horas selecionadas foram as seguintes:

- Hora aleatória do ano - Hora 15 - 27/05/2016;
- Hora de maior Carga do ano - Hora 20 - 17/02/2016;
- Hora de menor Carga do ano - Hora 9 - 01/01/2016;
- Hora de Verão com maior Carga do ano - Hora 14 - 06/09/2016;
- Hora com maior Produção Hídrica do ano - Hora 10 - 13/05/2016;
- Hora com maior Produção Fotovoltaico do ano - Hora 16 - 07/10/2016;
- Hora do Feriado com maior Carga do ano - Hora 19 - 01/12/2016;
- Hora do Fim de semana com maior Carga do ano - Hora 19 - 27/02/2016;
- Hora com Produção 100% Renovável - Hora 19 - 09/05/2016.

Para facilitar a identificação das horas especificadas acima, foi feito também um pedido à REN - Redes Energéticas Nacionais - de informações relativas ao ano de 2016, tais como a carga, produção de cada tecnologia e preço para cada hora do ano. Estas informações foram disponibilizadas num ficheiro do tipo .xls, encontrando-se parte desse documento representado na Figura 5.1.

#	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W	X	Y
1	Data	Mes	Dia	DOS	Horas	Feriado	Consumo	Preço	Carvão	Fuel	Gas Natural	Alubas	Fios de Água	Bombagem	Importação	Exportação	PRE Hidráulico	PRE Térmico	PRE Eólica	PRE Fotovoltaico	PRE Ondas	PRE Total	Renewables	NonRenewables	
2	01/01/2016	1	1	6	0	1	4336,5	48,55	1180	0	341	202,375	436,525	0	0	264,425	140,825	660,25	1869,15	0	0	2672,525	3311,425	1321	
3	01/02/2016	1	1	6	1	1	4389,075	40	1180	0	122	104,7	236,975	44,75	0	104,8	136,85	660,425	2131,125	0	0	2928,4	3314,825	1302	
4	01/03/2016	1	1	6	2	1	4136,075	33,1	1180,1	0	0	91,85	229,1	157,15	0	200,9	141,175	658,185	2236,6	0	0	3026,825	3313,625	1383,1	
5	01/04/2016	1	1	6	3	1	3905,5	28,11	1056,4	0	0	69,475	158,55	105,275	0	214,275	152,425	654,5	2171,975	0	0	2978,9	3312,2	1056,4	
6	01/05/2016	1	1	6	4	1	3752,475	27,13	734,6	0	0	68,375	102,775	617,7	176,9	0	134,325	654,125	2533,325	0	0	3321,775	4110,625	734,6	
7	01/06/2016	1	1	6	5	1	3688,65	25,91	548,9	0	0	67,625	270,075	629,225	21,775	0	130,475	642,6	2668,175	0	0	3441,25	4406,175	548,9	
8	01/07/2016	1	1	6	6	1	3682	25,1	360,5	0	0	66,975	379,05	657	0	91,375	120,225	635,75	2904,4	0	0	3660,375	4703,4	360,5	
9	01/08/2016	1	1	6	7	1	3577,125	19,25	360,4	0	0	68,8	303,65	894,6	0	205,775	134,575	636,625	3203	0,225	0	3974,425	5241,475	360,4	
10	01/09/2016	1	1	6	8	1	3508,9	17,73	360,3	0	0	79,9	372,775	980,875	0	371,15	185,7	636,5	3240,75	43,125	0	4076,5	5509,2	360,3	
11	01/10/2016	1	1	6	9	1	3794,7	19,77	360,5	0	0	105,875	422,95	949,35	0	500,975	207,25	638,775	3493,675	12,7	0	4382,825	5881	360,5	
12	01/11/2016	1	1	6	10	1	4159,85	23,75	383,5	0	0	108,3	418,4	536,125	0	780,3	210,45	631,75	3711,975	75,7	0	4629,875	5692,7	383,5	
13	01/12/2016	1	1	6	11	1	4695,175	26,63	802,1	0	0	70,675	449,8	431,325	0	830,775	218,3	635,9	3915,975	90,35	0	4880,525	5812,325	802,1	
14	01/01/2017	1	1	6	12	1	4948,625	27,06	521	0	0	108,6	341,15	806,8	0	184,525	237,5	639,4	4058,175	61,6	0	4996,675	6253,225	521	
15	01/02/2017	1	1	6	13	1	4788,7	26,59	361,2	0	0	121,475	288,825	968,75	0,175	14,55	238,775	633,375	4078,05	76,825	0	5024,225	6403,275	361,2	
16	01/03/2017	1	1	6	14	1	4574,225	25	360,2	0	0	76,75	266,175	1039,725	0,2	7,175	252,075	622,825	4008,525	61,575	0	4946,4	6328,05	360,2	
17	01/04/2017	1	1	6	15	1	4524,575	20,66	360,8	0	0	68,2	346,825	1000,975	5,7	5,6	253,875	625,225	3868,15	30	0	4777,35	6193,35	360,8	
18	01/05/2017	1	1	6	16	1	4508,15	19,43	520,1	0	0	79,35	303,325	754,725	0	292,45	260,6	628,65	3785,925	10,075	0	4880,25	5817,65	520,1	
19	01/06/2017	1	1	6	17	1	4931,6	24,57	897,5	0	0	405,45	415,55	15,65	0	1348,825	263,4	632,8	3685,125	0,3	0	4581,625	5418,475	897,5	
20	01/07/2017	1	1	6	18	1	5386,925	31,11	1180,2	0	0	838,15	467,675	0	0	1176,275	271,525	638,8	3196,95	0	0	4101,275	5407,1	1180,2	
21	01/08/2017	1	1	6	19	1	5517,775	35,34	1179,4	0	0	553,325	373,75	0	0	369,275	267,6	637,5	2961,475	0	0	3886,375	4733,65	1179,4	
22	01/09/2017	1	1	6	20	1	5550,3	33,07	1179,8	0	0	332,85	327,125	0	0	116,35	269,325	629,3	2954,075	0	0	3852,7	4512,675	1179,8	
23	01/10/2017	1	1	6	21	1	5419,1	29,52	1179,8	0	0	486,45	503,975	22,05	0	489,575	282,775	628,5	2891,725	0	0	3783	4795,475	1179,8	
24	01/11/2017	1	1	6	22	1	5161,4	30,1	850,4	0	0	87,075	432,1	100,175	370,85	0	228,675	634,7	2680,275	0	0	3543,65	4163,1	850,4	
25	01/12/2017	1	1	6	23	1	4839,6	24,57	1179,8	0	0	80,8	455,325	360,8	109,1175	0	228,675	637,15	2429,675	0	0	3291,7	4395,325	1179,8	
26	02/01/2018	1	2	7	0	0	4482,05	22,2	360,4	0	0	79,1	324,175	788,775	1457,975	0	225,875	635	2217,1	0	0	3077,975	4270,025	360,4	
27	02/02/2018	1	2	7	1	0	4171,575	16,57	360,2	0	0	45,65	249	1046,25	1195,925	0	225,5	631,075	2337,75	0	0	3184,325	4535,225	360,2	
28	02/03/2018	1	2	7	2	0	3965,85	15,35	341,4	0	0	43,8	177,35	934,5	955,575	0	223,825	631,825	2560,075	0	0	3415,725	4571,175	341,4	
29	02/04/2018	1	2	7	3	0	3897	12,77	361,2	0	0	11,775	254,025	305,1	737,275	0	225,875	631,975	2566,4	0	0	3434,05	4596,95	361,2	
30	02/05/2018	1	2	7	4	0	3776,875	11,27	358,1	0	0	58,85	243,625	794	634,325	0	223,45	632,675	2460,8	0	0	3316,925	4412,8	358,1	
31	02/06/2018	1	2	7	5	0	3777,625	11,91	283	0	0	59,425	232,925	702,65	741,25	0	220,075	627,175	2355,05	0	0	3202,3	4197,3	283	
32	02/07/2018	1	2	7	6	0	3881,375	12,82	360,3	0	0	60,225	424,875	597,175	848,225	0	216,225	623,275	1988,8	0	0	2828,3	3908,775	360,3	
33	02/08/2018	1	2	7	7	0	3892,425	14,17	541	0	0	66,975	415,975	311,85	1033,4	0	215,35	624,425	1363,925	0	0	2205,9	3801,3	541	
34	02/09/2018	1	2	7	8	0	4052,9	16,77	630,3	0	0	73,775	420,475	454,975	1372,9	0	251,925	611,475	1171,25	25,575	0	2060,225	3009,45	630,3	
35	02/10/2018	1	2	7	9	0	4557,425	26,81	714,9	0	0	426,275	769,225	0	830,325	0	258,825	682,5	799,7	111,5	0	1852,525	3048,025	714,9	
36	02/11/2018	1	2	7	10	0	4836,675	35,4	903	0	0	588,675	737,425	0	930,15	0	286,775	769,675	517,5	148,4	0	1702,35	3028,45	903	
37	02/12/2018	1	2	7	11	0	5015,775	36,1	1053,4	0	0	395,125	393,125	0	1466,1	0	270,075	759,075	374,8	158,425	0	1602,075	2525,325	1053,4	
38	02/01/2019	1	2	7	12	0	5199,125	30,34	1182	0	0	346,95	856,825	0	1310,525	0	269,275	765,35	341,625	172,15	0	1548,4	2722,175	1182	
	Subtotal	Subtotal	Subtotal				Produtos																		

Figura 5.1 - Excerto do documento requerido à REN com todas as informações referentes ao ano de 2016.

Para este estudo se concretizar, foram introduzidas as horas referidas acima no programa descrito em 4.3.2, com a simulação de transferências de carga de 0%, 4%, 7%, 10%, 12% e 15%, obtendo no final os respectivos gráficos de compra e venda de energia e os valores finais da Função de Benefício Social, preço e energia negociada.

Após obter os resultados finais da simulação para cada cenário, foi realizada, para cada percentagem de transferência de carga referida anteriormente, a soma das 3 áreas das 3 horas envolvidas, h-1, h e h+1. Em relação a estas áreas, foram calculadas as respectivas variações absolutas face à situação anterior à transferência de carga, sendo estas variações das 3 áreas o elemento chave desta análise. No final, foram obtidas, percentualmente, as variações das áreas para que fosse possível uma comparação entre os distintos cenários analisados.

5.2- Análise dos Resultados

De modo a efetuar uma análise dos resultados de uma forma mais crítica e precisa, optou-se por indicar, inicialmente, para cada cenário em análise, a informação referente aos preços, energias negociadas e Funções de Benefício Social, FBS, ao longo das diferentes transferências de carga simuladas. Seguidamente são apresentados para cada cenário, as variações absolutas e percentuais da soma das Funções de Benefício Social, um gráfico representativo da variação percentual e os gráficos das curvas de compra e venda das 3 horas na situação de transferência de 15% de carga.

5.2.1- Hora Aleatória (Hora 15 - 27/05/2016)

Nesta situação, pretendeu-se averiguar o comportamento da transferência de carga na Função de Benefício Social, relativamente a uma hora do ano de 2016 escolhida aleatoriamente.

Assim, a data escolhida foi a hora 15 do dia 27 de maio de 2016.

Após simulação da hora em causa, pelo programa desenvolvido, para as transferências de carga de 4%, 7%, 10%, 12% e 15%, obtiveram-se os resultados apresentados nas Tabelas 5.1, 5.2, 5.3, 5.4 e 5.5.

Tabela 5.1 - Resultados da simulação para a hora aleatória com transferência de carga de 4%.

	Porcentagem		
	4%		
	hora 14	hora 15	hora 16
Preço (€/MWh)	33,52	30,14	32,89
Energia (MWh)	29989,9	28216,096	29255,6
Área FBS (€)	4 536 897,63 €	4 260 878,66 €	4 470 684,36 €
Variação da FBS (€)	85 902,21 €	- 173 553,85 €	86 550,14 €
Variação total da FBS (€)		- 1 101,50 €	
Soma das FBS (€)		13 268 460,65 €	

Analisando a Tabela 5.1 podemos verificar que ao realizar uma transferência de carga de 4% da hora 15 para as horas 14 e 16, estamos a provocar uma perda de 1 101,50 € no total das Funções de Benefício Social das três horas. Apesar de ocorrer o natural crescimento deste valor nas horas 14 e 16 e o decréscimo na hora 15, a redução desta função é superior ao seu aumento.

Tabela 5.2 - Resultados da simulação para a hora aleatória com transferência de carga de 7%.

	Porcentagem		
	7%		
	hora 14	hora 15	hora 16
Preço (€/MWh)	33,73	28,3	33,27
Energia (MWh)	30428,8035	27373,393	29653,2035
Área FBS (€)	4 601 295,99 €	4 127 920,87 €	4 535 290,79 €
Variação da FBS (€)	150 300,57 €	- 306 511,64 €	151 156,57 €
Variação total da FBS (€)		- 5 054,49 €	
Soma das FBS (€)		13 264 507,66 €	

Pela Tabela 5.2, verificamos a continuação do aumento do saldo total em valor negativo da soma das três Funções de Benefício Social.

Tabela 5.3 - Resultados da simulação para a hora aleatória com transferência de carga de 10%.

	Porcentagem		
	10%		
	hora 14	hora 15	hora 16
Preço (€/MWh)	34,06	25,25	33,5
Energia (MWh)	30828,405	26678,4	30067,005
Área FBS (€)	4 665 554,40 €	3 992 790,12 €	4 599 767,39 €
Variação da FBS (€)	214 558,97 €	- 441 642,39 €	215 633,17 €
Variação total da FBS (€)		- 11 450,24 €	
Soma das FBS (€)		13 258 111,91 €	

Dando continuidade à tendência de perda da Função de Benefício Social das transferências de carga de 4% e 7%, na Tabela 5.3, com transferência de carga de 10%, esta perda continua a aumentar.

Tabela 5.4 - Resultados da simulação para a hora aleatória com transferência de carga de 12%.

	Porcentagem		
	12%		
	hora 14	hora 15	hora 16
Preço (€/MWh)	34,62	24,49	33,52
Energia (MWh)	31113,406	26669,9	30359,606
Área FBS (€)	4 708 250,65 €	3 901 840,28 €	4 642 716,49 €
Variação da FBS (€)	257 255,23 €	- 532 592,23 €	258 582,27 €
Variação total da FBS (€)		- 16 754,74 €	
Soma das FBS (€)		13 252 807,41 €	

Tabela 5.5 - Resultados da simulação para a hora aleatória com transferência de carga de 15%.

	Porcentagem		
	15%		
	hora 14	hora 15	hora 16
Preço (€/MWh)	35,08	22,8	33,58
Energia (MWh)	31457,1075	26596,785	30798,5075
Área FBS (€)	4 772 075,77 €	3 764 623,11 €	4 707 137,45 €
Variação da FBS (€)	321 080,35 €	- 669 809,40 €	323 003,23 €
Variação total da FBS (€)		- 25 725,82 €	
Soma das FBS (€)		13 243 836,33 €	

Com a simulação de transferência de carga na ordem dos 15%, verificou-se uma perda de 25 725,82 € na Função de Benefício Social.

Para obter os resultados referidos anteriormente, é importante retirar também do programa a informação das mesmas variáveis referentes à situação anterior à transferência de carga. Deste modo, a Tabela 5.6 apresenta os resultados dos preços, energias negociadas e Funções de Benefício Social para as 3 horas envolvidas em situação normal. Todas as variações da Função de Benefício Social calculadas anteriormente foram obtidas em relação aos valores sem qualquer transferência de carga.

Tabela 5.6 - Resultados da simulação para a hora aleatória anterior à transferência de carga.

	Porcentagem		
	0%		
	hora 14	hora 15	hora 16
Preço (€/MWh)	33,44	33,5	32
Energia (MWh)	29454,8	29260,1	28731,8
Área FBS (€)	4 450 995,42 €	4 434 432,51 €	4 384 134,22 €
Soma das FBS (€)		13 269 562,15 €	

Após processar a informação referente às Funções de Benefício Social, para as diversas transferências de carga, e após obter a diferença destas face à situação anterior à transferência da mesma, é possível obter os resultados apresentados na Tabela 5.7.

Tabela 5.7 - Resultados da soma das FBS para as diversas percentagens de transferência de carga, para uma hora aleatória.

Alocação (%)	FBS	Variação Absoluta	Variação Relativa (%)
0%	13 269 562,15 €	0,00 €	0%
4%	13 268 460,65 €	-1 101,50 €	-0,0083%
7%	13 264 507,66 €	-5 054,49 €	-0,0381%
10%	13 258 111,91 €	-11 450,24 €	-0,0863%
12%	13 252 807,41 €	-16 754,74 €	-0,1263%
15%	13 243 836,33 €	-25 725,82 €	-0,1939%

Os resultados apresentados na Tabela 5.7 confirmam a proporcionalidade inversa entre o valor da Função de Benefício Social e a percentagem de transferência de carga.

Ao colocar graficamente os valores da variação relativa por percentagem de alocação de carga, é possível observar a tendência que o efeito da transferência de carga provoca nas Funções de Benefício Social, das horas em causa.

A Figura 5.2 ilustra a tendência da Função de Benefício Social provocada pela transferência de carga da hora 15.

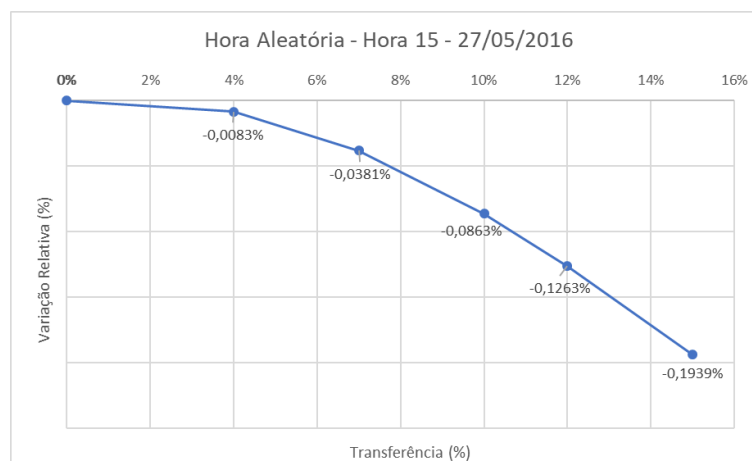


Figura 5.2 - Tendência da Função de Benefício Social para a hora aleatória.

As Figuras 5.3, 5.4 e 5.5 ilustram as curvas de compra e venda deslocadas devido à transferência de 15% de carga, entre as horas 15, 14 e 16 respetivamente.

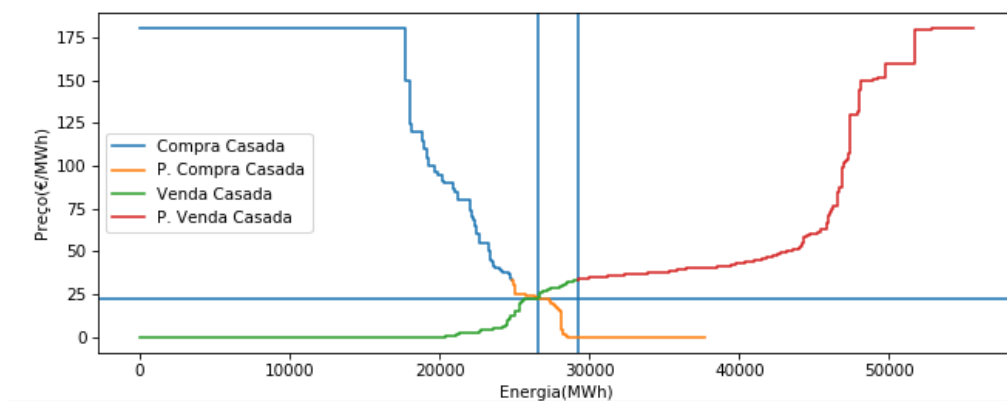


Figura 5.3 - Curvas de compra e venda da hora 15 (h) para transferência de carga de 15%.

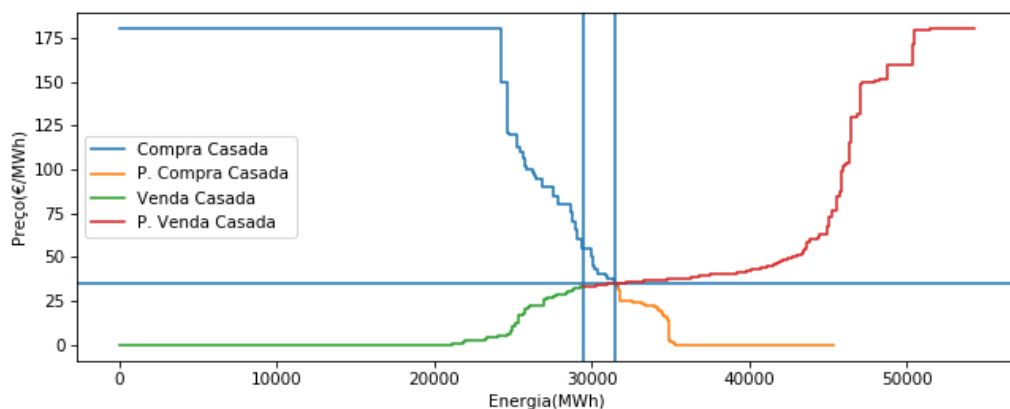


Figura 5.4 - Curvas de compra e venda da hora 14 (h-1) para transferência de carga de 15%.

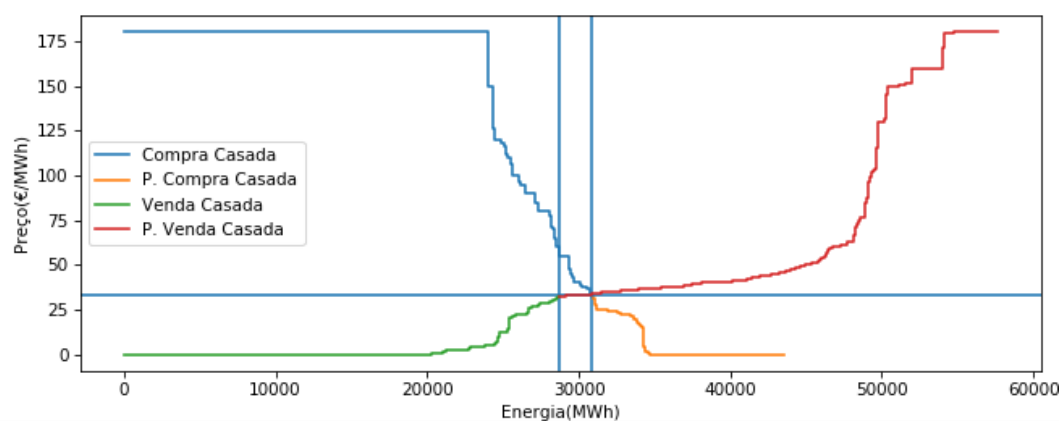


Figura 5.5 - Curvas de compra e venda da hora 16 (h+1) para transferência de carga de 15%.

Analisando as Figuras 5.3, 5.4 e 5.5, verifica-se que as curvas de compra e venda das 3 horas analisadas não apresentam muitas variações bruscas ao longo de seu traçado.

5.2.2- Hora com maior Carga de 2016 (Hora 20 - 17/02/2016)

Neste cenário, pretendeu-se averiguar o comportamento da transferência de carga na Função de Benefício Social, relativamente à hora do ano com maior carga.

Após consultar o documento referido na Figura 5.1, o dia que contemplava o maior valor de carga foi o dia 17 de fevereiro de 2016, para a hora 20.

Após simulação da hora em causa, pelo programa desenvolvido, para as transferências de carga de 4%, 7%, 10%, 12% e 15%, obtiveram-se os resultados apresentados nas Tabelas 5.8, 5.9, 5.10, 5.11 e 5.12.

Tabela 5.8 - Resultados da simulação para a hora com maior carga de 2016 com transferência de carga de 4%.

	Percentagem		
	4%		
	hora 19	hora 20	hora 21
Preço (€/MWh)	42	39,5	52,41
Energia (MWh)	10527,1	9948,8	10406,6
Área FBS (€)	1 794 965,64 €	1 703 579,38 €	1 773 536,71 €
Variação da FBS (€)	28 641,93 €	- 57 704,19 €	27 137,72 €
Variação total da FBS (€)		- 1 924,54 €	
Soma das FBS (€)		5 272 081,73 €	

Analisando a Tabela 5.8 podemos verificar que ao realizar uma transferência de carga de 4% da hora 20, já estamos a provocar uma perda de 1 924,54 € no total das Funções de Benefício Social das três horas. Apesar de ocorrer o natural crescimento deste valor nas horas 19 e 21 e o decréscimo na hora 20, a redução é maior que o seu aumento.

Com estes valores da hora com maior carga do ano, já é possível comparar a Função de Benefício Social para uma transferência de carga de 4% com os valores obtidos na hora aleatória, obtidos na Tabela 5.1. É visível o aumento da perda da Função de Benefício Social de uma hora aleatória para a hora de maior carga.

Tabela 5.9 - Resultados da simulação para a hora com maior carga de 2016 com transferência de carga de 7%.

	Percentagem		
	7%		
	hora 19	hora 20	hora 21
Preço (€/MWh)	43,57	37,2	58,7
Energia (MWh)	10682,425	9648,15	10557,925
Área FBS (€)	1 816 337,52 €	1 659 351,84 €	1 792 972,86 €
Variação da FBS (€)	50 013,81 €	- 101 931,72 €	46 573,87 €
Variação total da FBS (€)		- 5 344,04 €	
Soma das FBS (€)		5 268 662,22 €	

Tabela 5.10 - Resultados da simulação para a hora com maior carga de 2016 com transferência de carga de 10%.

	Percentagem		
	10%		
	hora 19	hora 20	hora 21
Preço (€/MWh)	45,71	35,7	99,02
Energia (MWh)	10822	9337,5	10658,65
Área FBS (€)	1 837 404,40 €	1 614 696,28 €	1 809 362,81 €
Variação da FBS (€)	71 080,69 €	- 146 587,29 €	62 963,82 €
Variação total da FBS (€)		- 12 542,77 €	
Soma das FBS (€)		5 261 463,49 €	

Pelas Tabelas 5.9 e 5.10, verificamos a continuação do aumento do saldo negativo da soma das três Funções de Benefício Social.

Tabela 5.11 - Resultados da simulação para a hora com maior carga de 2016 com transferência de carga de 12%.

	Porcentagem		
	12%		
	hora 19	hora 20	hora 21
Preço (€/MWh)	46,01	33,1	99,02
Energia (MWh)	10921,3	9130,4	10762,2
Área FBS (€)	1 851 311,41 €	1 584 304,34 €	1 817 779,36 €
Variação da FBS (€)	84 987,70 €	- 176 979,23 €	71 380,37 €
Variação total da FBS (€)		- 20 611,16 €	
Soma das FBS (€)		5 253 395,10 €	

Tabela 5.12 - Resultados da simulação para a hora com maior carga de 2016 com transferência de carga de 15%.

	Porcentagem		
	15%		
	hora 19	hora 20	hora 21
Preço (€/MWh)	49,6	31,45	130,07
Energia (MWh)	11054,625	8819,75	10911,725
Área FBS (€)	1 871 914,76 €	1 538 471,26 €	1 827 970,35 €
Variação da FBS (€)	105 591,05 €	- 222 812,30 €	81 571,36 €
Variação total da FBS (€)		- 35 649,90 €	
Soma das FBS (€)		5 238 356,37 €	

Com a simulação de transferência de carga na ordem dos 15%, verificou-se uma perda de 35 649,90 € na Função de Benefício Social. Esta perda é também comparativamente mais elevada que a perda obtida na hora aleatória para a mesma percentagem de transferência.

Para comparar os resultados obtidos anteriormente, retirou-se também do programa a informação das mesmas variáveis referentes à situação anterior à transferência de carga. Deste modo, a Tabela 5.13 ilustra os resultados dos preços, energias negociadas e Funções de Benefício Social para as 3 horas envolvidas em situação normal, anterior à transferência.

Tabela 5.13 - Resultados da simulação para a hora com maior carga de 2016 anterior à transferência de carga.

	Porcentagem		
	0%		
	hora 19	hora 20	hora 21
Preço (€/MWh)	39,69	44,69	44,69
Energia (MWh)	10320	10355	10239,5
Área FBS (€)	1 766 323,71 €	1 761 283,56 €	1 746 398,99 €
Soma das FBS (€)		5 274 006,27 €	

Após processar a informação referente às Funções de Benefício Social e após obter a diferença destas face à situação anterior à mesma, é possível obter os resultados apresentados na Tabela 5.14.

Tabela 5.14 - Resultados da soma das FBS para as diversas percentagens de transferência de carga, para a hora com maior carga de 2016.

Alocação (%)	FBS	Variação Absoluta	Variação Relativa (%)
0%	5 274 006,27 €	0,00 €	0%
4%	5 272 081,73 €	-1 924,54 €	-0,0365%
7%	5 268 662,22 €	-5 344,04 €	-0,1013%
10%	5 261 463,49 €	-12 542,77 €	-0,2378%
12%	5 253 395,10 €	-20 611,16 €	-0,3908%
15%	5 238 356,37 €	-35 649,90 €	-0,6760%

Ao colocar graficamente os valores da variação relativa em função da percentagem de transferência de carga, é possível observar a tendência que o efeito da transferência de carga provoca nas Funções de Benefício Social, nas horas em causa.

A Figura 5.6 ilustra a tendência da Função de Benefício Social provocada pela transferência de carga da hora 20.

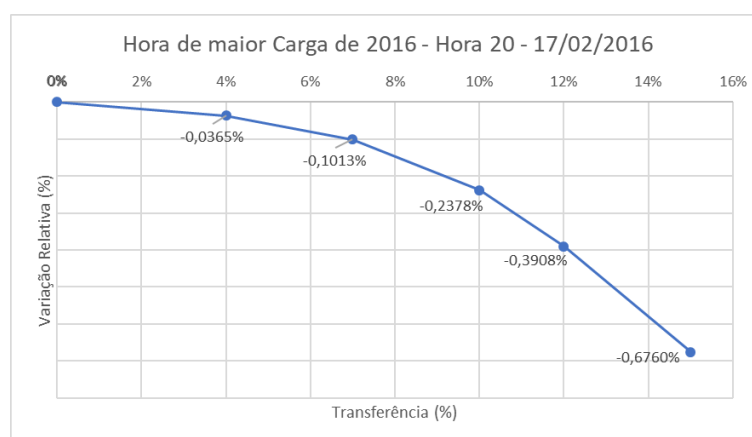


Figura 5.6 - Tendência da Função de Benefício Social para a hora com maior carga de 2016.

A Figura 5.6 demonstra também a proporcionalidade inversa entre o valor da Função de Benefício Social e a percentagem de transferência de carga. Comparando com a tendência da hora aleatória, Figura 5.2, na hora de maior carga a tendência é mais elevada.

As Figuras 5.7, 5.8 e 5.9 ilustram as curvas de compra e venda deslocadas devido à transferência de 15% de carga, entre as horas 20, 19 e 21 respetivamente.

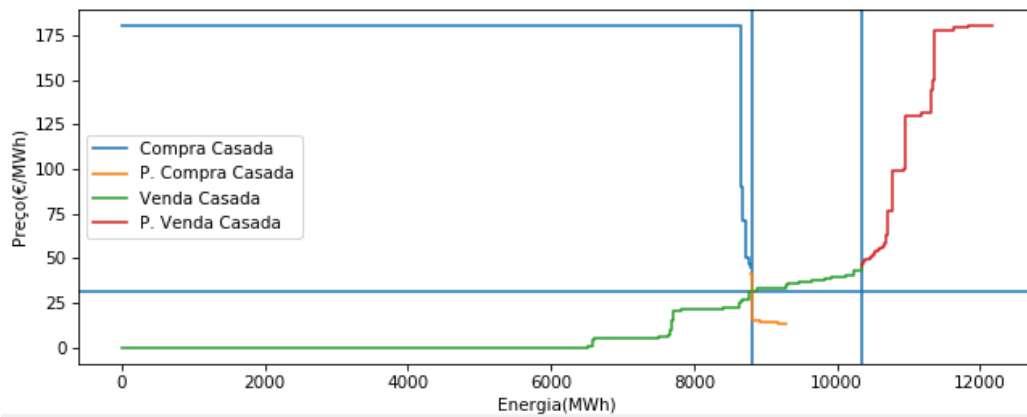


Figura 5.7 - Curvas de compra e venda da hora 20 (h) para transferência de carga de 15%.

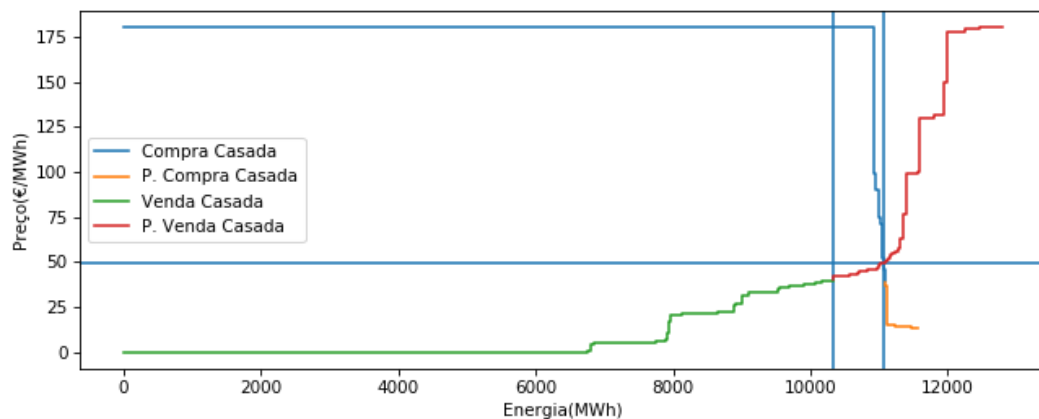


Figura 5.8 - Curvas de compra e venda da hora 19 (h-1) para transferência de carga de 15%.

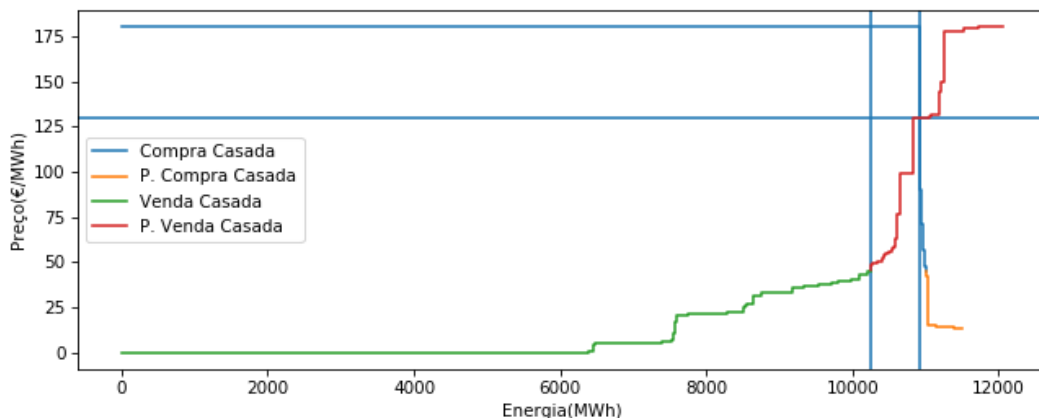


Figura 5.9 - Curvas de compra e venda da hora 21 (h+1) para transferência de carga de 15%.

Analisando as Figuras 5.7, 5.8 e 5.9, verifica-se que as curvas de compra e venda das 3 horas analisadas apresentam variações muito bruscas, nomeadamente uma descida e subida muito acentuadas, comparativamente com as do cenário anterior.

5.2.3- Hora com menor Carga de 2016 (Hora 9 - 01/01/2016)

Para este cenário, pretendeu-se averiguar o comportamento da transferência de carga na Função de Benefício Social, relativamente à hora do ano com menor carga.

Após consultar o documento referido na Figura 5.1, o dia que contemplava o menor valor de carga, foi o 1 de janeiro de 2016, para a hora 9.

Após simulação da hora em causa, pelo programa desenvolvido, para as transferências de carga de 4%, 7%, 10%, 12% e 15%, obtiveram-se os resultados apresentados nas Tabelas 5.15, 5.16, 5.17, 5.18 e 5.19.

Tabela 5.15 - Resultados da simulação para a hora com menor carga de 2016 com transferência de carga de 4%.

	Percentagem		
	4%		
	hora 8	hora 9	hora 10
Preço (€/MWh)	25,89	8,69	21
Energia (MWh)	4745,576	19333,2	19921,176
Área FBS (€)	745 120,87 €	2 508 895,38 €	2 722 557,40 €
Variação da FBS (€)	61 932,51 €	- 131 786,05 €	63 024,78 €
Variação total da FBS (€)		- 6 828,77 €	
Soma das FBS (€)		5 976 573,64 €	

Analisando a Tabela 5.15 podemos verificar que ao realizar uma transferência de carga de 4% da hora 9, estamos a provocar uma perda de 6 828,77 € no total das Funções de Benefício Social das três horas. Apesar de ocorrer o natural crescimento deste valor nas horas 8 e 10 e o decréscimo na hora 9, a redução é muito maior do que o aumento.

Com os valores da hora com menor carga do ano, é possível comparar a perda da Função de Benefício Social para uma transferência de carga de 4% com os valores obtidos para a hora de maior carga do ano, obtidos na Tabela 5.8. É visível o aumento da perda da Função de Benefício Social da hora de maior consumo para a hora de menor consumo.

Tabela 5.16 - Resultados da simulação para a hora com menor carga de 2016 com transferência de carga de 7%.

	Percentagem		
	7%		
	hora 8	hora 9	hora 10
Preço (€/MWh)	26,84	6	22
Energia (MWh)	5040,833	18929	20191,433
Área FBS (€)	790 536,62 €	2 406 668,96 €	2 769 390,91 €
Variação da FBS (€)	107 348,26 €	- 234 012,47 €	109 858,28 €
Variação total da FBS (€)		- 16 805,92 €	
Soma das FBS (€)		5 966 596,49 €	

Tabela 5.17 - Resultados da simulação para a hora com menor carga de 2016 com transferência de carga de 10%.

	Porcentagem		
	10%		
	hora 8	hora 9	hora 10
Preço (€/MWh)	27,11	5	24
Energia (MWh)	5336,09	18418,92	20411,69
Área FBS (€)	835 796,61 €	2 303 310,90 €	2 815 776,56 €
Variação da FBS (€)	152 608,26 €	- 337 370,53 €	156 243,94 €
Variação total da FBS (€)		- 28 518,33 €	
Soma das FBS (€)		5 954 884,08 €	

Tabela 5.18 - Resultados da simulação para a hora com menor carga de 2016 com transferência de carga de 12%.

	Porcentagem		
	12%		
	hora 8	hora 9	hora 10
Preço (€/MWh)	30,1	4	24,5
Energia (MWh)	5423,9	18035,344	20592
Área FBS (€)	865 717,43 €	2 234 186,08 €	2 846 534,08 €
Variação da FBS (€)	182 529,08 €	- 406 495,35 €	187 001,45 €
Variação total da FBS (€)		- 36 964,82 €	
Soma das FBS (€)		5 946 437,59 €	

Tabela 5.19 - Resultados da simulação para a hora com menor carga de 2016 com transferência de carga de 15%.

	Porcentagem		
	15%		
	hora 8	hora 9	hora 10
Preço (€/MWh)	33,1	2,91	25,1
Energia (MWh)	5595,9	17497,83	20735,5
Área FBS (€)	909 617,67 €	2 129 987,52 €	2 892 425,96 €
Variação da FBS (€)	226 429,31 €	- 510 693,92 €	232 893,33 €
Variação total da FBS (€)		- 51 371,27 €	
Soma das FBS (€)		5 932 031,14 €	

Com a simulação de transferência de carga na ordem dos 15%, verificou-se uma perda de 51 371,27 € na Função de Benefício Social. Esta perda é também comparativamente mais elevada que a perda obtida na hora de maior carga para a mesma percentagem de transferência. Estas duas simulações vêm comprovar que a perda ou diminuição do valor da Função de Benefício Social não se encontra relacionado com o aumento da carga.

Para comparar os resultados obtidos anteriormente, retirou-se também do programa a informação das mesmas variáveis referentes à situação anterior à transferência de carga. Deste modo, a Tabela 5.20 ilustra os resultados dos preços, energias negociadas e Funções de Benefício Social para as 3 horas envolvidas em situação normal.

Tabela 5.20 - Resultados da simulação para a hora com menor carga de 2016 anterior à transferência de carga.

	Porcentagem		
	0%		
	hora 8	hora 9	hora 10
Preço (€/MWh)	19,25	17,73	19,98
Energia (MWh)	4603,9	19683,8	19837,5
Área FBS (€)	683 188,36 €	2 640 681,43 €	2 659 532,62 €
Soma das FBS (€)		5 983 402,41 €	

Após processar a informação referente às Funções de Benefício Social e após obter a diferença destas face à situação anterior à transferência de carga, é possível obter os resultados apresentados na Tabela 5.21.

Tabela 5.21 - Resultados da soma das FBS para as diversas percentagens de transferência de carga, para a hora com menor carga de 2016.

Alocação (%)	FBS	Variação Absoluta	Variação Relativa (%)
0%	5 983 402,41 €	0,00 €	0%
4%	5 976 573,64 €	-6 828,77 €	-0,1141%
7%	5 966 596,49 €	-16 805,92 €	-0,2809%
10%	5 954 884,08 €	-28 518,33 €	-0,4766%
12%	5 946 437,59 €	-36 964,82 €	-0,6178%
15%	5 932 031,14 €	-51 371,27 €	-0,8586%

Ao colocar graficamente os valores da variação relativa em função da percentagem de alocação de carga, é possível observar a tendência que o efeito da transferência de carga provoca nas Funções de Benefício Social nas horas em causa.

A Figura 5.10 ilustra a tendência da Função de Benefício Social provocada pela transferência de carga da hora 9.

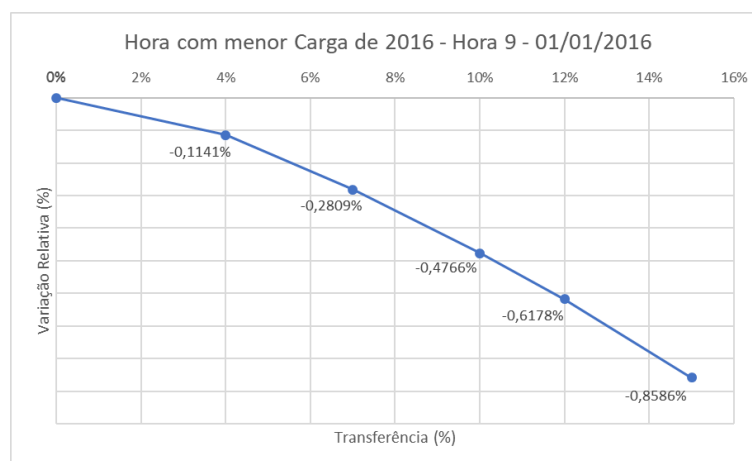


Figura 5.10 - Tendência da Função de Benefício Social para a hora com menor carga de 2016.

A Figura 5.10 demonstra de novo também a proporcionalidade inversa entre o valor da Função de Benefício Social e a percentagem de transferência de carga. Comparando com a tendência da hora de maior carga, Figura 5.6, conduz à conclusão que na hora de menor carga a tendência aumentou face à hora de maior carga.

As Figuras 5.11, 5.12 e 5.13 ilustram as curvas de compra e venda deslocadas devido à transferência de 15% de carga, entre as horas 9, 8 e 10 respectivamente.

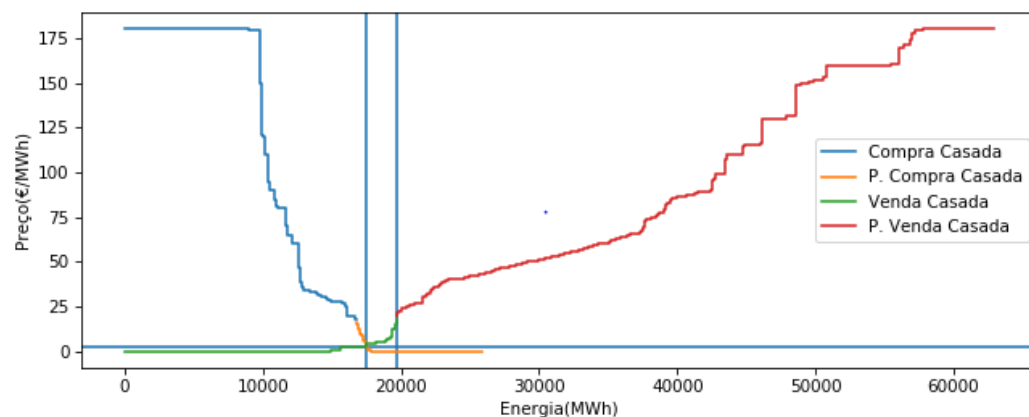


Figura 5.11 - Curvas de compra e venda da hora 9 (h) para transferência de carga de 15%.

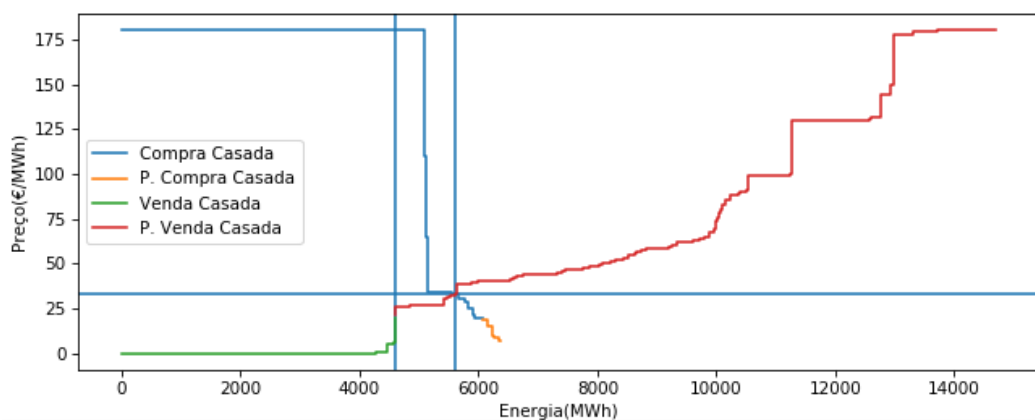


Figura 5.12 - Curvas de compra e venda da hora 8 (h-1) para transferência de carga de 15%.

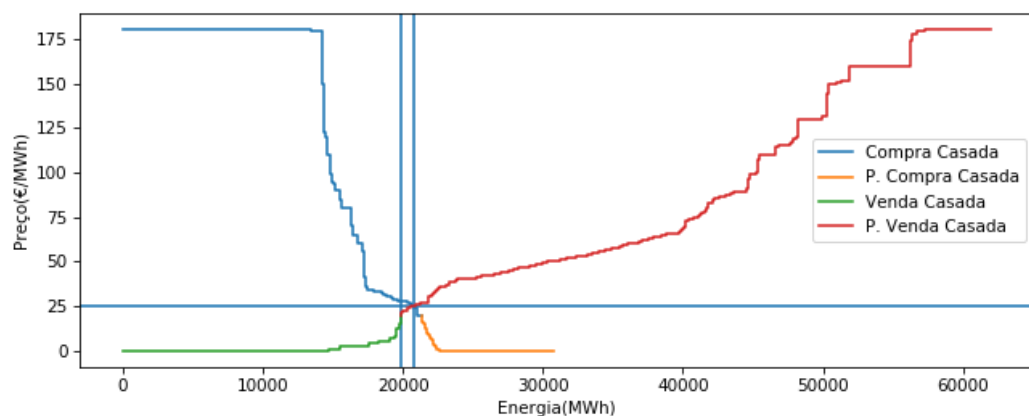


Figura 5.13 - Curvas de compra e venda da hora 10 (h+1) para transferência de carga de 15%.

Analisando as Figuras 5.11, 5.12 e 5.13, verifica-se que as curvas de compra e venda das 3 horas analisadas apresentam variações menos bruscas, comparativamente com as horas de maior carga.

5.2.4- Hora do Verão com maior Carga (Hora 14 - 06/09/2016)

Para a hora em causa, pretendeu-se averiguar o comportamento da transferência de carga na Função de Benefício Social, relativamente à hora com maior carga do Verão do ano de 2016.

Após consultar o documento referido na Figura 5.1, o dia que apresentou o maior valor de carga do verão, foi o dia 6 de setembro de 2016, para a hora 14.

Após simulação da hora em causa, pelo programa desenvolvido, para as transferências de carga de 4%, 7%, 10%, 12% e 15%, obtiveram-se os resultados apresentados nas Tabelas 5.22, 5.23, 5.24, 5.25 e 5.26.

Tabela 5.22 - Resultados da simulação para a hora com maior carga do verão de 2016 com transferência de carga de 4%.

	Percentagem		
		4%	
	hora 13	hora 14	hora 15
Preço (€/MWh)	50,19	47,85	49,21
Energia (MWh)	35760,644	34701,812	35744,844
Área FBS (€)	5 376 474,73 €	5 169 835,90 €	5 403 600,61 €
Variação da FBS (€)	93 109,30 €	- 188 192,14 €	93 898,66 €
Variação total da FBS (€)		- 1 184,18 €	
Soma das FBS (€)		15 949 911,23 €	

Analisando a Tabela 5.22 podemos verificar que ao realizar uma transferência de carga de 4% da hora 14, estamos a provocar uma perda de 1 184,18 € no total das Funções de Benefício Social das três horas. Apesar de ocorrer o natural crescimento deste valor nas horas 13 e 15 e o decréscimo na hora 14, a redução é muito maior do que o seu aumento.

Com estes valores da hora com maior carga do verão, é possível comparar a perda da Função de Benefício Social para uma transferência de carga de 4% com os valores obtidos para a hora de menor carga do ano, obtidos na Tabela 5.15. É notável a diminuição da perda da Função de Benefício Social da hora de menor carga do ano para a hora de maior carga do verão.

Tabela 5.23 - Resultados da simulação para a hora com maior carga do verão de 2016 com transferência de carga de 7%.

	Percentagem		
		7%	
	hora 13	hora 14	hora 15
Preço (€/MWh)	50,69	45,86	49,89
Energia (MWh)	36260,027	33891,146	36105,727
Área FBS (€)	5 445 921,74 €	5 026 911,50 €	5 473 572,05 €
Variação da FBS (€)	162 556,31 €	- 331 116,55 €	163 870,11 €
Variação total da FBS (€)		- 4 690,13 €	
Soma das FBS (€)		15 946 405,29 €	

Tabela 5.24 - Resultados da simulação para a hora com maior carga do verão de 2016 com transferência de carga de 10%.

	Porcentagem		
	10%		
	hora 13	hora 14	hora 15
Preço (€/MWh)	51,25	45	50,65
Energia (MWh)	36772,41	32820,38	36595,21
Área FBS (€)	5 515 122,72 €	4 882 536,43 €	5 543 161,93 €
Variação da FBS (€)	231 757,28 €	- 475 491,61 €	233 459,98 €
Variação total da FBS (€)		- 10 274,34 €	
Soma das FBS (€)		15 940 821,07 €	

Tabela 5.25 - Resultados da simulação para a hora com maior carga do verão de 2016 com transferência de carga de 12%.

	Porcentagem		
	12%		
	hora 13	hora 14	hora 15
Preço (€/MWh)	51,56	43,82	50,75
Energia (MWh)	37023,432	32173,736	36902,2
Área FBS (€)	5 561 141,97 €	4 785 498,73 €	5 589 422,07 €
Variação da FBS (€)	277 776,54 €	- 572 529,31 €	279 720,13 €
Variação total da FBS (€)		- 15 032,65 €	
Soma das FBS (€)		15 936 062,77 €	

Tabela 5.26 - Resultados da simulação para a hora com maior carga do verão de 2016 com transferência de carga de 15%.

	Porcentagem		
	15%		
	hora 13	hora 14	hora 15
Preço (€/MWh)	52,09	40,65	51,25
Energia (MWh)	37554,015	31196,07	37386,315
Área FBS (€)	5 629 968,75 €	4 637 835,85 €	5 658 592,96 €
Variação da FBS (€)	346 603,32 €	- 720 192,20 €	348 891,02 €
Variação total da FBS (€)		- 24 697,86 €	
Soma das FBS (€)		15 926 397,56 €	

Com a simulação de transferência de carga na ordem dos 15%, verificou-se uma perda de 24 697,86 € na Função de Benefício Social. Esta perda é também comparativamente mais reduzida que a perda obtida na hora de menor carga do ano para a mesma percentagem de transferência. No entanto, é importante notar que na hora de maior carga do verão foi obtido uma menor perda da Função de Benefício Social comparado com a hora de maior carga do ano.

Para comparar os resultados obtidos anteriormente, retirou-se também do programa a informação das mesmas variáveis referentes à situação anterior à transferência de carga. Deste modo, a Tabela 5.27 ilustra os resultados dos preços, energias negociadas e Funções de Benefício Social para as 3 horas envolvidas em situação normal.

Tabela 5.27 - Resultados da simulação para a hora com maior carga do verão de 2016 anterior à transferência de carga.

	Porcentagem		
	0%		
	hora 13	hora 14	hora 15
Preço (€/MWh)	49,21	49,39	48,1
Energia (MWh)	35247,7	35692,2	35332,8
Área FBS (€)	5 283 365,43 €	5 358 028,04 €	5 309 701,94 €
Soma das FBS (€)		15 951 095,42 €	

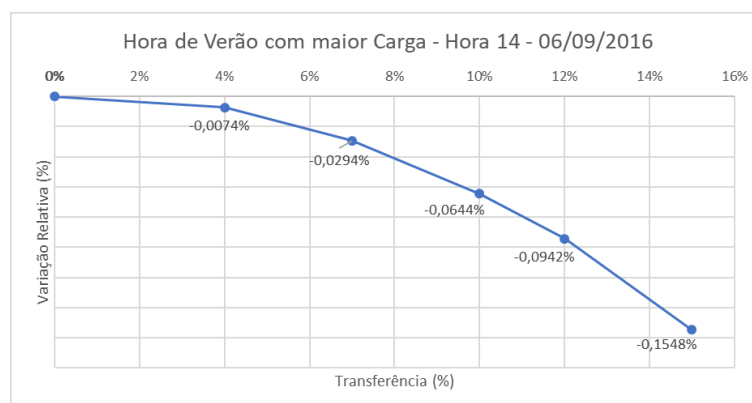
Após processar a informação referente às Funções de Benefício Social e após obter a diferença destas face à situação anterior à mesma, é possível obter os resultados apresentados na Tabela 5.28.

Tabela 5.28 - Resultados da soma das FBS para as diversas percentagens de transferência de carga, para a hora com maior carga do verão de 2016.

Alocação (%)	FBS	Variação Absoluta	Variação Relativa (%)
0%	15 951 095,42 €	0,00 €	0%
4%	15 949 911,23 €	-1 184,18 €	-0,0074%
7%	15 946 405,29 €	-4 690,13 €	-0,0294%
10%	15 940 821,07 €	-10 274,34 €	-0,0644%
12%	15 936 062,77 €	-15 032,65 €	-0,0942%
15%	15 926 397,56 €	-24 697,86 €	-0,1548%

Ao colocar graficamente os valores da variação relativa para percentagem de alocação de carga, é possível observar a tendência que o efeito da transferência de carga provoca nas Funções de Benefício Social, nas horas em causa.

A Figura 5.14 ilustra a tendência da Função de Benefício Social provocada pela transferência de carga da hora 14.

**Figura 5.14** - Tendência da Função de Benefício Social para a hora com maior carga do verão de 2016.

A Figura 5.14 ilustra também a proporcionalidade inversa entre o valor da Função de Benefício Social e a percentagem de transferência de carga. Comparando com a tendência da hora de menor carga, Figura 5.10, e conduzindo à mesma conclusão retirada até então, na hora de maior carga do verão a tendência diminuiu face à hora de menor carga. Mais uma vez, é comprovado que em dias de maior carga não se obtêm resultados conclusivos sobre a variação das Funções de Benefício Social.

As Figuras 5.15, 5.16 e 5.17 ilustram as curvas de compra e venda deslocadas devido à transferência de 15% de carga, entre as horas 14, 13 e 15 respectivamente.

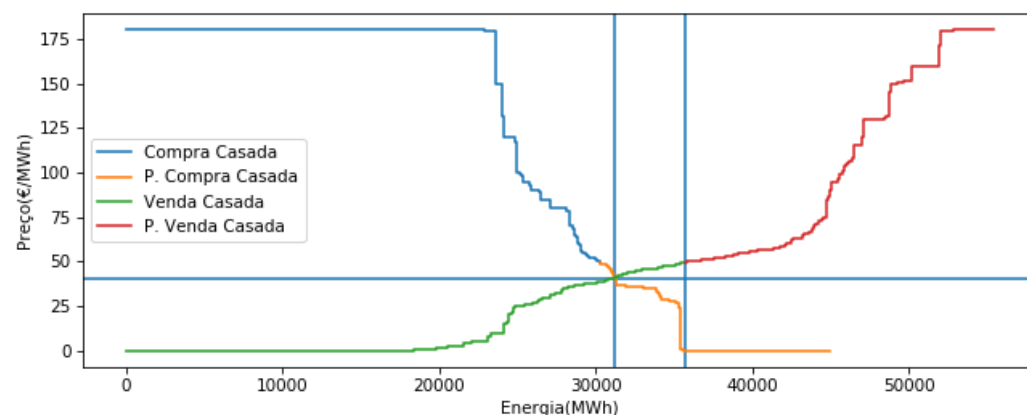


Figura 5.15 - Curvas de compra e venda da hora 14 (h) para transferência de carga de 15%.

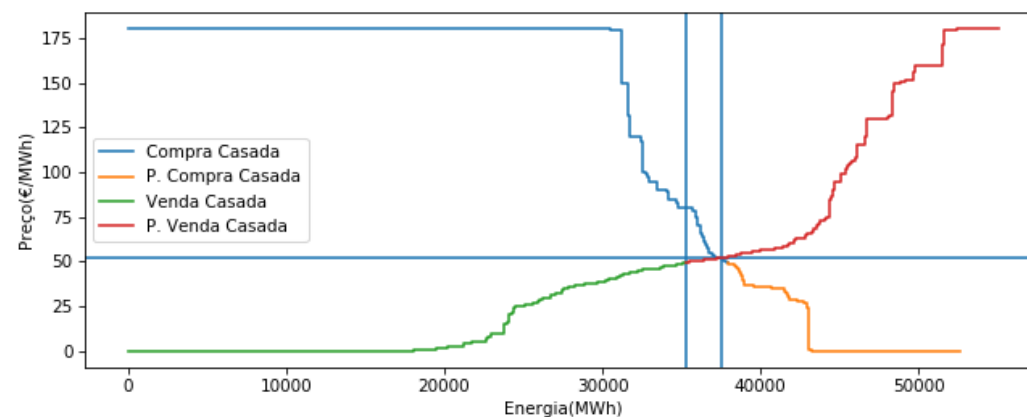


Figura 5.16 - Curvas de compra e venda da hora 13 (h-1) para transferência de carga de 15%.

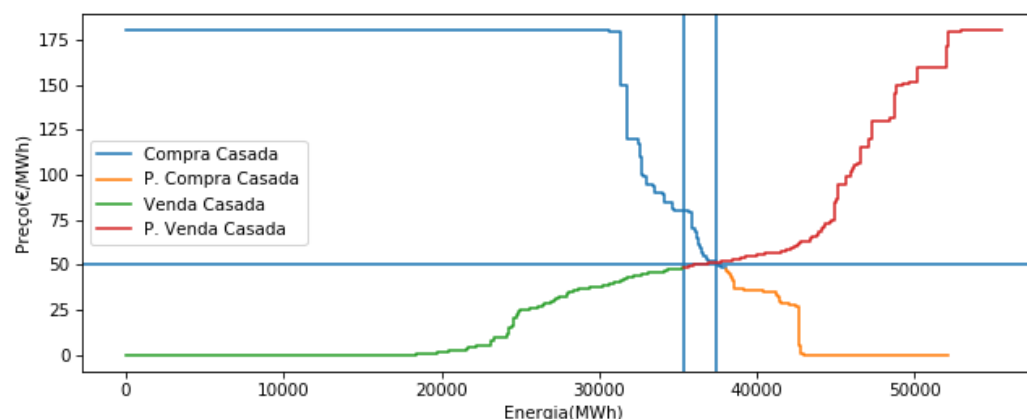


Figura 5.17 - Curvas de compra e venda da hora 15 (h+1) para transferência de carga de 15%.

Analisando as Figuras 5.15, 5.16 e 5.17, verifica-se que as curvas de compra e venda das 3 horas analisadas apresentam variações pouco bruscas.

5.2.5- Hora com maior Produção de Hídrica (Hora 10 - 13/05/2016)

Na próxima simulação, pretendeu-se analisar o comportamento da transferência de carga na Função de Benefício Social, relativamente à hora de 2016 em que ocorreu maior produção de energia hídrica.

Após consultar o documento referido na Figura 5.1, verificou-se que o dia em que esta produção foi maior foi o dia 13 de maio de 2016, na hora 10.

Após simulação da hora em causa, pelo programa desenvolvido, para as transferências de carga de 4%, 7%, 10%, 12% e 15%, obtiveram-se os resultados apresentados nas Tabelas 5.29, 5.30, 5.31, 5.32 e 5.33.

Tabela 5.29 - Resultados da simulação para a hora com maior produção hídrica de 2016 com transferência de carga de 4%.

	Percentagem		
	hora 9	hora 10	hora 11
Preço (€/MWh)	26,06	23,44	28,3
Energia (MWh)	26441,274	26696,452	29330,974
Área FBS (€)	4 076 894,92 €	4 092 571,00 €	4 519 496,00 €
Variação da FBS (€)	85 947,49 €	- 172 452,67 €	84 854,43 €
Variação total da FBS (€)		- 1 650,75 €	
Soma das FBS (€)		12 688 961,91 €	

Analisando a Tabela 5.29 verificou-se que ao realizar uma transferência de carga de 4% da hora 10, estamos a provocar uma perda de 1 650,75 € no total das Funções de Benefício Social das três horas. Apesar de ocorrer o natural crescimento deste valor nas horas 9 e 11 e o decréscimo na hora 10, a redução volta a ser maior que o seu aumento.

Com estes valores da hora do ano com maior produção hídrica, é possível fazer uma comparação da perda do valor da Função de Benefício Social para uma transferência de carga de 4% com os valores obtidos de outras horas analisadas anteriormente. Este cenário até ao momento apresenta uma perda da Função de Benefício Social inferior às situações de menor e maior carga do ano.

Tabela 5.30 - Resultados da simulação para a hora com maior produção hídrica de 2016 com transferência de carga de 7%.

	Percentagem		
	hora 9	hora 10	hora 11
Preço (€/MWh)	27,01	22	28,54
Energia (MWh)	26838,1045	25895,591	29747,8045
Área FBS (€)	4 140 989,08 €	3 961 280,43 €	4 582 829,38 €
Variação da FBS (€)	150 041,66 €	- 303 743,25 €	148 187,82 €
Variação total da FBS (€)		- 5 513,77 €	
Soma das FBS (€)		12 685 098,89 €	

Tabela 5.31 - Resultados da simulação para a hora com maior produção hídrica de 2016 com transferência de carga de 10%.

	Porcentagem		
	10%		
	hora 9	hora 10	hora 11
Preço (€/MWh)	28	20,19	29,69
Energia (MWh)	27247,035	25753,8	30164,635
Área FBS (€)	4 204 683,74 €	3 828 156,43 €	4 645 830,14 €
Variação da FBS (€)	213 736,31 €	- 436 867,25 €	211 188,57 €
Variação total da FBS (€)		- 11 942,37 €	
Soma das FBS (€)	Saldo	12 678 670,30 €	

Tabela 5.32 - Resultados da simulação para a hora com maior produção hídrica de 2016 com transferência de carga de 12%.

	Porcentagem		
	12%		
	hora 9	hora 10	hora 11
Preço (€/MWh)	28,33	16,7	30
Energia (MWh)	27524,922	25198,156	30340,622
Área FBS (€)	4 246 947,33 €	3 737 964,47 €	4 687 617,03 €
Variação da FBS (€)	255 999,91 €	- 527 059,20 €	252 975,47 €
Variação total da FBS (€)		- 18 083,83 €	
Soma das FBS (€)		12 672 528,84 €	

Tabela 5.33 - Resultados da simulação para a hora com maior produção hídrica de 2016 com transferência de carga de 15%.

	Porcentagem		
	15%		
	hora 9	hora 10	hora 11
Preço (€/MWh)	28,94	12,29	31,31
Energia (MWh)	27921,7525	24652,8	30654,3525
Área FBS (€)	4 310 231,57 €	3 599 708,86 €	4 750 004,41 €
Variação da FBS (€)	319 284,14 €	- 665 314,81 €	315 362,85 €
Variação total da FBS (€)		- 30 667,82 €	
Soma das FBS (€)		12 659 944,84 €	

Com a simulação de transferência de carga na ordem dos 15%, verificou-se uma perda de 30 667,82 € na Função de Benefício Social. Esta perda continua a ser inferior às dos cenários de maior e menor carga do ano.

Para comparar os resultados obtidos anteriormente, retirou-se também do programa a informação das mesmas variáveis referentes à situação anterior à transferência de carga. Deste modo, a Tabela 5.34 ilustra os resultados dos preços, energias negociadas e Funções de Benefício Social para as 3 horas envolvidas em situação normal.

Tabela 5.34 - Resultados da simulação para a hora com maior produção hídrica de 2016 anterior à transferência de carga.

	Porcentagem		
	0%		
	hora 9	hora 10	hora 11
Preço (€/MWh)	25	27	26,6
Energia (MWh)	25891,6	27788,7	28782,5
Área FBS (€)	3 990 947,43 €	4 265 023,68 €	4 434 641,56 €
Soma das FBS (€)		12 690 612,67 €	

Após processar a informação referente às Funções de Benefício Social e após obter a diferença destas face à situação anterior à mesma, é possível obter os resultados apresentados na Tabela 5.35.

Tabela 5.35 - Resultados da soma das FBS para as diversas percentagens de transferência de carga, para a hora com maior produção hídrica de 2016.

Alocação (%)	FBS	Varição Absoluta	Varição Relativa (%)
0%	12 690 612,67 €	0,00 €	0%
4%	12 688 961,91 €	-1 650,75 €	-0,0130%
7%	12 685 098,89 €	-5 513,77 €	-0,0434%
10%	12 678 670,30 €	-11 942,37 €	-0,0941%
12%	12 672 528,84 €	-18 083,83 €	-0,1425%
15%	12 659 944,84 €	-30 667,82 €	-0,2417%

Ao colocar graficamente os valores da variação relativa em função da percentagem de alocação de carga, é possível observar a tendência que o efeito da transferência de carga provoca nas Funções de Benefício Social, nas horas em causa.

A Figura 5.18 ilustra a tendência da Função de Benefício Social provocada pela transferência de carga da hora 10.

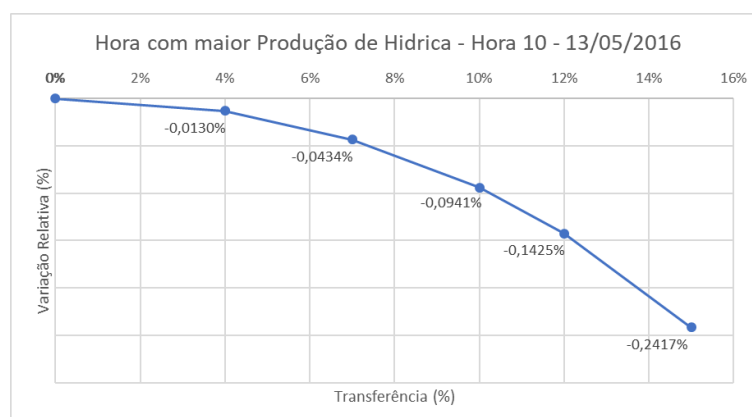


Figura 5.18 - Tendência da Função de Benefício Social para a hora com maior produção hídrica de 2016.

A Figura 5.18 demonstra a proporcionalidade inversa entre o valor da Função de Benefício Social e a percentagem de transferência de carga.

As Figuras 5.19, 5.20 e 5.21 ilustram as curvas de compra e venda deslocadas devido à transferência de 15% de carga, entre as horas 10, 9 e 11 respetivamente.

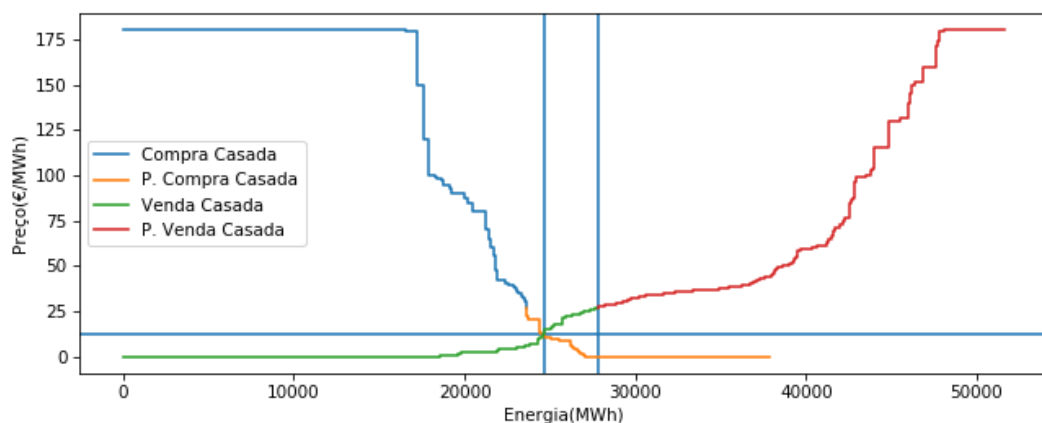


Figura 5.19 - Curvas de compra e venda da hora 10 (h) para transferência de carga de 15%.

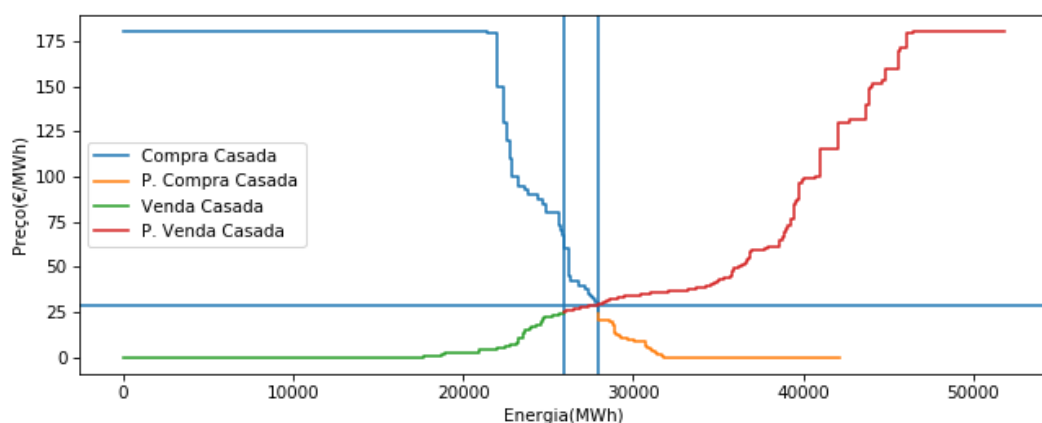


Figura 5.20 - Curvas de compra e venda da hora 9 (h-1) para transferência de carga de 15%

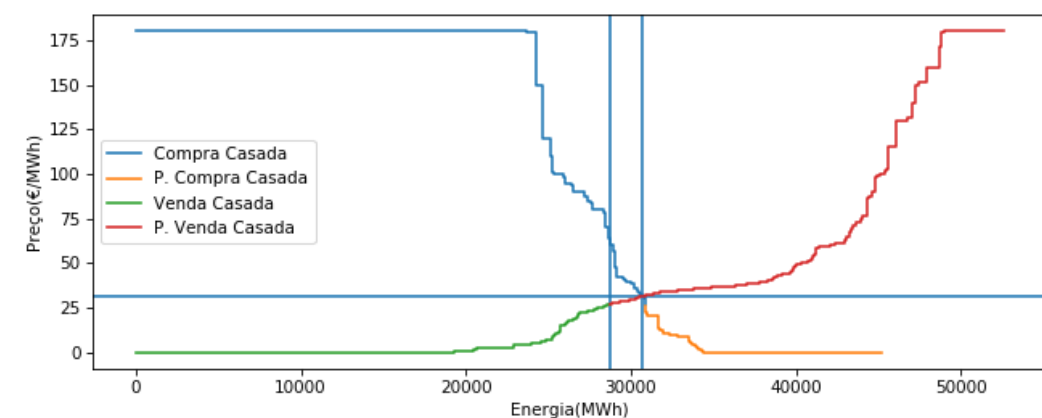


Figura 5.21 - Curvas de compra e venda da hora 11 (h+1) para transferência de carga de 15%

5.2.6- Hora com maior Produção Fotovoltaica (Hora 16 - 07/10/2016)

Apresentando um novo cenário, desta vez pretendeu-se averiguar o comportamento da transferência de carga na Função de Benefício Social num dia de grande produção de outra fonte de energia renovável. Deste modo, procedeu-se à análise da hora de 2016 em que ocorreu maior produção de energia solar (fotovoltaica).

Após consultar o documento referido na Figura 5.1, verificou-se que o dia em que esta produção foi maior foi o dia 7 de outubro de 2016, na hora 16.

Após simulação da hora em causa, pelo programa desenvolvido, para as transferências de carga de 4%, 7%, 10%, 12% e 15%, obtiveram-se os resultados apresentados nas Tabelas 5.36, 5.37, 5.38, 5.39 e 5.40.

Tabela 5.36 - Resultados da simulação para a hora com maior produção fotovoltaico de 2016 com transferência de carga de 4%.

	Percentagem		
	4%		
	hora 15	hora 16	hora 17
Preço (€/MWh)	55	52,75	54,07
Energia (MWh)	30872,814	29085,372	30228,214
Área FBS (€)	4 522 948,04 €	4 214 325,58 €	4 408 151,25 €
Variação da FBS (€)	74 969,59 €	- 152 095,52 €	75 644,80 €
Variação total da FBS (€)		- 1 481,12 €	
Soma das FBS (€)		13 145 424,87 €	

Analisando a Tabela 5.36 podemos verificar que ao realizar uma transferência de carga de 4% da hora 16, estamos a provocar uma perda de 1 481,12 € no total das Funções de Benefício Social das três horas. Apesar de ocorrer o natural crescimento deste valor nas horas 15 e 17 e o decréscimo na hora 16, a redução é muito maior do que o seu aumento.

Com estes valores da simulação, é possível comparar a perda da Função de Benefício Social para uma transferência de carga de 4% com os valores obtidos para a hora de maior produção de energia hídrica, obtidos na Tabela 5.29. É de assinalar a diminuição da perda da Função de Benefício Social da hora de maior hora de produção hídrica do ano para a hora de maior produção fotovoltaico do ano.

Tabela 5.37 - Resultados da simulação para a hora com maior produção fotovoltaico de 2016 com transferência de carga de 7%

	Percentagem		
	7%		
	hora 15	hora 16	hora 17
Preço (€/MWh)	56,1	51,16	54,21
Energia (MWh)	31232,7245	28253,151	30676,4245
Área FBS (€)	4 578 783,59 €	4 099 315,52 €	4 464 713,72 €
Variação da FBS (€)	130 805,14 €	- 267 105,57 €	132 207,27 €
Variação total da FBS (€)		- 4 093,16 €	
Soma das FBS (€)		13 142 812,84 €	

Tabela 5.38 - Resultados da simulação para a hora com maior produção fotovoltaico de 2016 com transferência de carga de 10%

	Porcentagem		
	10%		
	hora 15	hora 16	hora 17
Preço (€/MWh)	56,69	49,01	54,57
Energia (MWh)	31680,935	27470,73	30741,3
Área FBS (€)	4 634 225,90 €	3 982 843,86 €	4 521 116,49 €
Variação da FBS (€)	186 247,46 €	- 383 577,24 €	188 610,04 €
Variação total da FBS (€)		- 8 719,75 €	
Soma das FBS (€)		13 138 186,25 €	

Tabela 5.39 - Resultados da simulação para a hora com maior produção fotovoltaico de 2016 com transferência de carga de 12%

	Porcentagem		
	12%		
	hora 15	hora 16	hora 17
Preço (€/MWh)	57,21	46,19	55
Energia (MWh)	31979,742	26991,5	31003,542
Área FBS (€)	4 671 049,91 €	3 903 626,84 €	4 558 594,99 €
Variação da FBS (€)	223 071,46 €	- 462 794,26 €	226 088,54 €
Variação total da FBS (€)		- 13 634,25 €	
Soma das FBS (€)		13 133 271,74 €	

Tabela 5.40 - Resultados da simulação para a hora com maior produção fotovoltaico de 2016 com transferência de carga de 15%

	Porcentagem		
	15%		
	hora 15	hora 16	hora 17
Preço (€/MWh)	58	43,07	55,89
Energia (MWh)	32356	26115,695	31435,7525
Área FBS (€)	4 726 021,79 €	3 782 147,29 €	4 614 675,18 €
Variação da FBS (€)	278 043,34 €	- 584 273,80 €	282 168,73 €
Variação total da FBS (€)		- 24 061,74 €	
Soma das FBS (€)		13 122 844,26 €	

Com a simulação de transferência de carga na ordem dos 15%, verificou-se uma perda de 24 061,74 € na Função de Benefício Social. Esta perda é também comparativamente mais baixa do que a perda obtida na hora de maior produção de energia hídrica para a mesma percentagem de transferência de carga.

Para comparar os resultados obtidos anteriormente, retirou-se também do programa a informação das mesmas variáveis referentes à situação anterior à transferência de carga. Deste modo, a Tabela 5.41 ilustra os resultados dos preços, energias negociadas e Funções de Benefício Social para as 3 horas envolvidas em situação normal.

Tabela 5.41 - Resultados da simulação para a hora com maior produção fotovoltaico de 2016 anterior à transferência de carga.

	Porcentagem		
	0%		
	hora 15	hora 16	hora 17
Preço (€/MWh)	54,34	53,58	53,28
Energia (MWh)	30437,3	29880,7	29634,6
Área FBS (€)	4 447 978,45 €	4 366 421,10 €	4 332 506,45 €
Soma das FBS (€)		13 146 906,00 €	

Após processar a informação referente às Funções de Benefício Social e após obter a diferença destas face à situação anterior à transferência de carga, é possível obter os resultados apresentados na Tabela 5.42.

Tabela 5.42 - Resultados da soma das FBS para as diversas percentagens de transferência de carga, para a hora com maior produção fotovoltaico de 2016.

Alocação (%)	FBS	Varição Absoluta	Varição Relativa (%)
0%	13 146 906,00 €	0,00 €	0%
4%	13 145 424,87 €	-1 481,12 €	-0,0113%
7%	13 142 812,84 €	-4 093,16 €	-0,0311%
10%	13 138 186,25 €	-8 719,75 €	-0,0663%
12%	13 133 271,74 €	-13 634,25 €	-0,1037%
15%	13 122 844,26 €	-24 061,74 €	-0,1830%

Ao colocar graficamente os valores da variação relativa para percentagem de alocação de carga, é possível observar a tendência que o efeito da transferência de carga provoca nas Funções de Benefício Social, para nas horas em causa.

A Figura 5.22 ilustra a tendência da Função de Benefício Social provocada pela transferência de carga da hora 16.

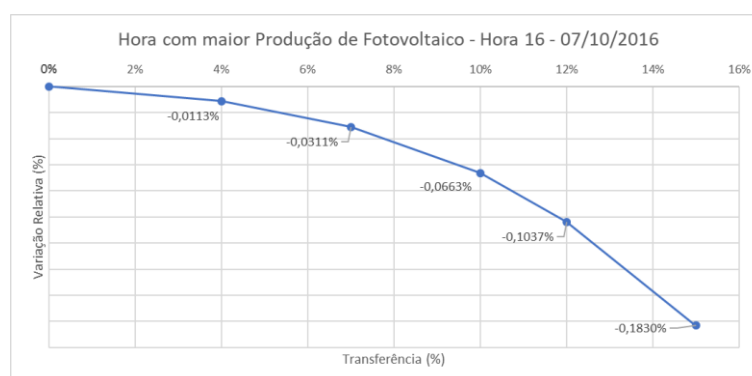


Figura 5.22 - Tendência da Função de Benefício Social para a hora com maior produção fotovoltaico de 2016.

A Figura 5.22 demonstra de novo a proporcionalidade inversa entre o valor da Função de Benefício Social e a percentagem de transferência de carga.

As Figuras 5.23, 5.24 e 5.25 ilustram as curvas de compra e venda deslocadas devido à transferência de 15% de carga, entre as horas 16, 15 e 17 respetivamente.

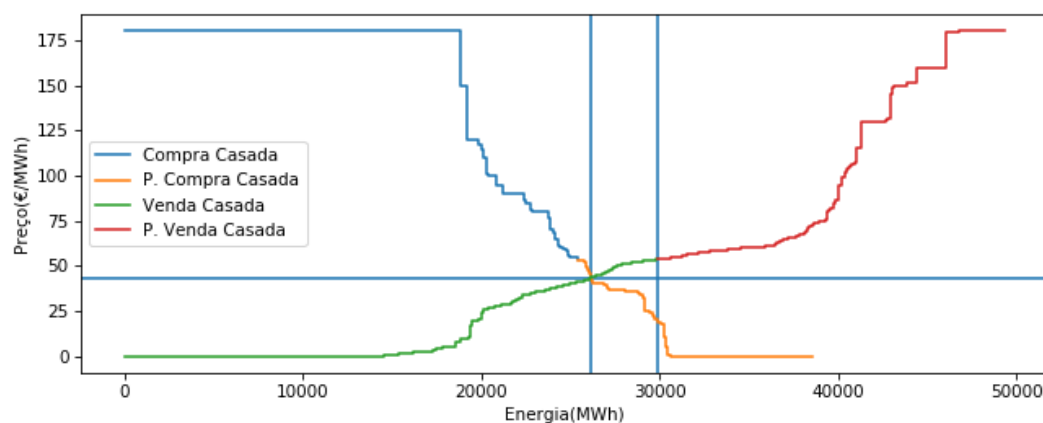


Figura 5.23 - Curvas de compra e venda da hora 16 (h) para transferência de carga de 15%.

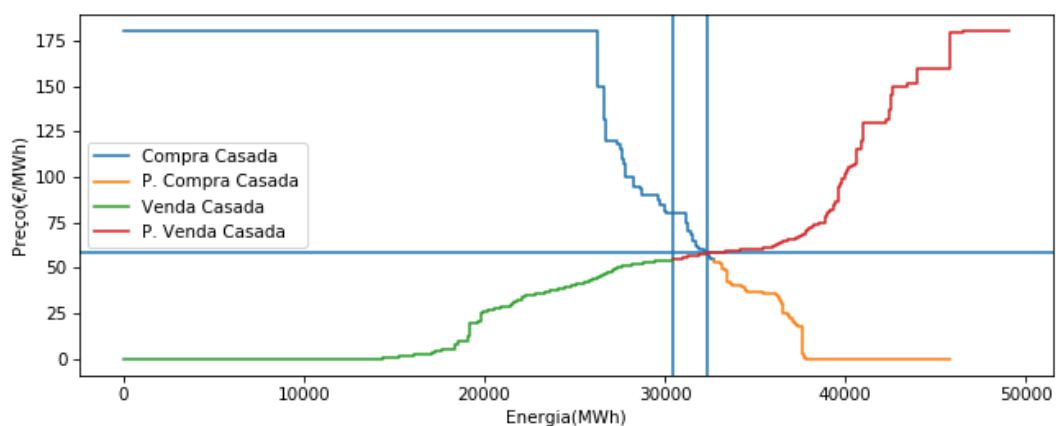


Figura 5.24 - Curvas de compra e venda da hora 15 (h-1) para transferência de carga de 15%.

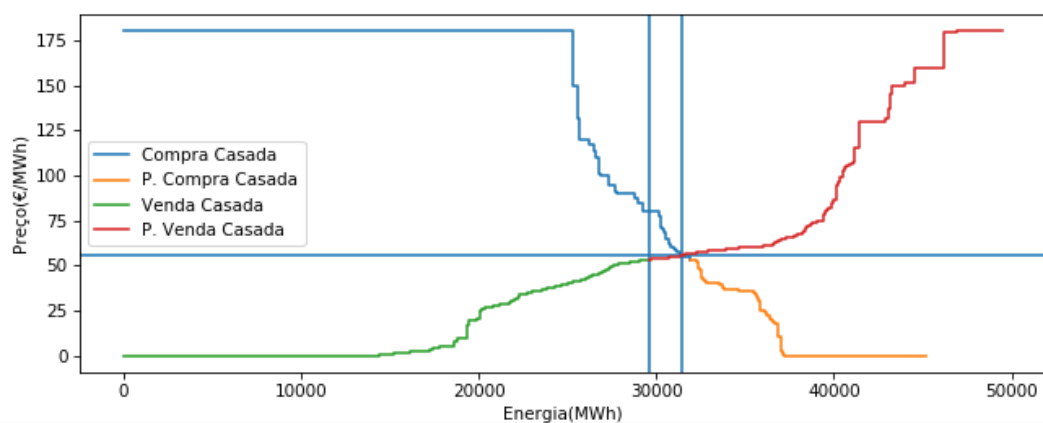


Figura 5.25 - Curvas de compra e venda da hora 17 (h+1) para transferência de carga de 15%.

5.2.7- Hora do Feriado com maior Carga (Hora 19 - 01/12/2016)

Neste cenário, pretendeu-se averiguar o comportamento da transferência de carga na Função de Benefício Social, relativamente à hora com maior carga de um feriado de 2016.

Após consultar o documento referido na Figura 5.1, verificou-se que a hora em que a carga de um feriado foi maior, foi a hora 19 do dia 1 de dezembro de 2016.

Após simulação da hora em causa, pelo programa desenvolvido, para as transferências de carga de 4%, 7%, 10%, 12% e 15%, obtiveram-se os resultados apresentados nas Tabelas 5.43, 5.44, 5.45, 5.46 e 5.47.

Tabela 5.43 - Resultados da simulação para a hora com maior carga de um feriado de 2016 com transferência de carga de 4%.

	Percentagem		
	4%		
	hora 18	hora 19	hora 20
Preço (€/MWh)	70	70,56	73,21
Energia (MWh)	35052,3	35320,604	38104,648
Área FBS (€)	4 992 003,48 €	4 999 838,06 €	5 328 941,89 €
Variação da FBS (€)	81 123,58 €	- 159 735,89 €	78 566,76 €
Variação total da FBS (€)		- 45,55 €	
Soma das FBS (€)		15 320 783,43 €	

Analisando a Tabela 5.43 podemos verificar que ao realizar uma transferência de carga de 4% da hora 19, estamos a provocar uma perda de 45,55 € no total das Funções de Benefício Social das três horas. Apesar de ocorrer o natural crescimento deste valor nas horas 18 e 20 e o decréscimo na hora 19, a redução é ainda assim mais elevada que o seu aumento.

Com estes valores desta hora, é possível comparar a perda da Função de Benefício Social para uma transferência de carga de 4% com os todos os outros valores obtidos para os outros cenários do ano. Pois, ao longo de todo o estudo, este cenário foi o que apresentou valores de perda menores.

Tabela 5.44 - Resultados da simulação para a hora com maior carga de um feriado de 2016 com transferência de carga de 7%.

	Percentagem		
	7%		
	hora 18	hora 19	hora 20
Preço (€/MWh)	70,29	69	73,87
Energia (MWh)	35571,9	34329,6	38643,684
Área FBS (€)	5 052 507,49 €	4 878 341,44 €	5 387 516,68 €
Variação da FBS (€)	141 627,60 €	- 281 232,50 €	137 141,55 €
Variação total da FBS (€)		- 2 463,35 €	
Soma das FBS (€)		15 318 365,62 €	

Tabela 5.45 - Resultados da simulação para a hora com maior carga de um feriado de 2016 com transferência de carga de 10%.

	Porcentagem		
	10%		
	hora 18	hora 19	hora 20
Preço (€/MWh)	70,89	68,25	74,5
Energia (MWh)	36009,22	33360,76	39152,72
Área FBS (€)	5 112 702,64 €	4 755 701,94 €	5 445 786,34 €
Variação da FBS (€)	201 822,74 €	- 403 872,00 €	195 411,21 €
Variação total da FBS (€)		- 6 638,05 €	
Soma das FBS (€)		15 314 190,93 €	

Tabela 5.46 - Resultados da simulação para a hora com maior carga de um feriado de 2016 com transferência de carga de 12%.

	Porcentagem		
	12%		
	hora 18	hora 19	hora 20
Preço (€/MWh)	71,01	66,69	75
Energia (MWh)	36352,844	32694,612	39307
Área FBS (€)	5 152 714,83 €	4 672 981,48 €	5 484 371,97 €
Variação da FBS (€)	241 834,94 €	- 486 592,46 €	233 996,84 €
Variação total da FBS (€)		- 10 760,69 €	
Soma das FBS (€)		15 310 068,29 €	

Tabela 5.47 - Resultados da simulação para a hora com maior carga de um feriado de 2016 com transferência de carga de 15%.

	Porcentagem		
	15%		
	hora 18	hora 19	hora 20
Preço (€/MWh)	71,43	64,02	75,61
Energia (MWh)	36901,88	32000,44	39743,6
Área FBS (€)	5 212 618,13 €	4 547 120,41 €	5 542 048,17 €
Variação da FBS (€)	301 738,24 €	- 612 453,53 €	291 673,03 €
Variação total da FBS (€)		- 19 042,27 €	
Soma das FBS (€)		15 301 786,71 €	

Com a simulação de transferência de carga na ordem dos 15%, verificou-se uma perda de 19 042,27 € na Função de Benefício Social. Esta perda é novamente a mais baixa de todos os cenários analisados.

Para comparar os resultados obtidos anteriormente, retirou-se também do programa a informação das mesmas variáveis referentes à situação anterior à transferência de carga. Deste modo, a Tabela 5.48 ilustra os resultados dos preços, energias negociadas e Funções de Benefício Social para as 3 horas envolvidas em situação normal.

Tabela 5.48 - Resultados da simulação para a hora com maior carga de um feriado de 2016 anterior à transferência de carga.

	Porcentagem		
	0%		
	hora 18	hora 19	hora 20
Preço (€/MWh)	68,84	72,01	72,61
Energia (MWh)	34348,9	36602,4	37450,9
Área FBS (€)	4 910 879,89 €	5 159 573,94 €	5 250 375,13 €
Soma das FBS (€)		15 320 828,97 €	

Após processar a informação referente às Funções de Benefício Social e após obter a diferença destas face à situação anterior à transferência de carga, é possível obter os resultados apresentados na Tabela 5.49.

Tabela 5.49 - Resultados da soma das FBS para as diversas percentagens de transferência de carga, para a hora com maior carga de um feriado de 2016.

Alocação (%)	FBS	Variação Absoluta	Variação Relativa (%)
0%	15 320 828,97 €	0,00 €	0%
4%	15 320 783,43 €	-45,55 €	-0,0003%
7%	15 318 365,62 €	-2 463,35 €	-0,0161%
10%	15 314 190,93 €	-6 638,05 €	-0,0433%
12%	15 310 068,29 €	-10 760,69 €	-0,0702%
15%	15 301 786,71 €	-19 042,26 €	-0,1243%

Ao colocar graficamente os valores da variação relativa para percentagem de alocação de carga, é possível observar a tendência que o efeito da transferência de carga provoca nas Funções de Benefício Social, para nas horas em causa.

A Figura 5.26 ilustra a tendência da Função de Benefício Social provocada pela transferência de carga da hora 19.

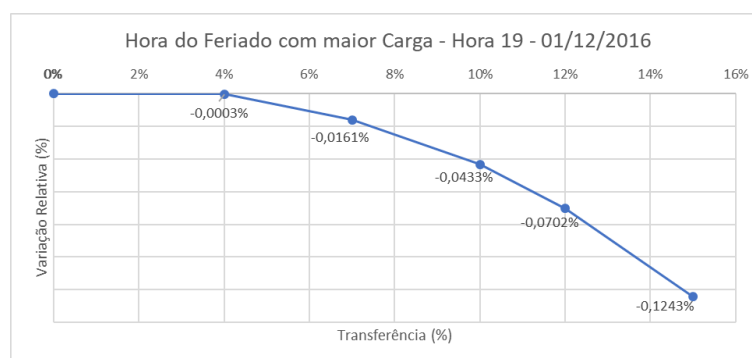


Figura 5.26 - Tendência da Função de Benefício Social para a hora com maior carga de um feriado de 2016.

A Figura 5.26 ilustra de novo a proporcionalidade inversa entre o valor da Função de Benefício Social e a percentagem de transferência de carga.

As Figuras 5.27, 5.28 e 5.29 ilustram as curvas de compra e venda deslocadas devido à transferência de 15% de carga, entre as horas 19, 18 e 20 respetivamente.

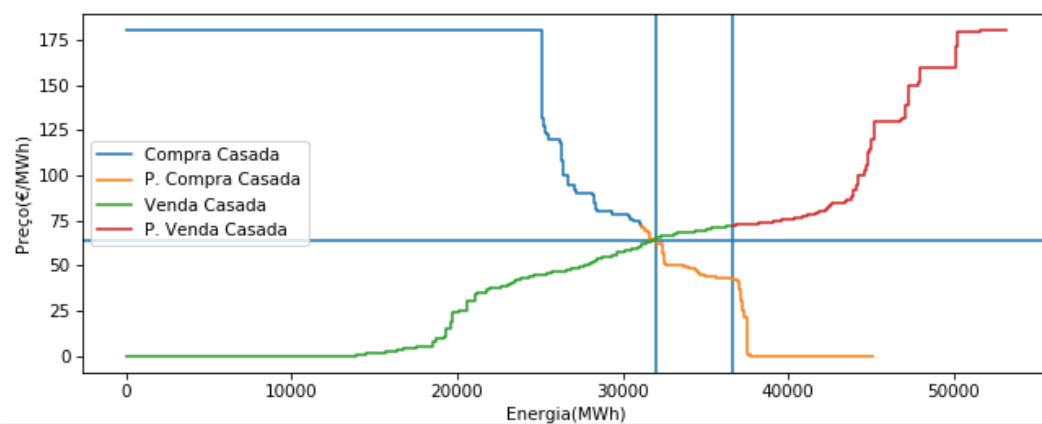


Figura 5.27 - Curvas de compra e venda da hora 19 (h) para transferência de carga de 15%.

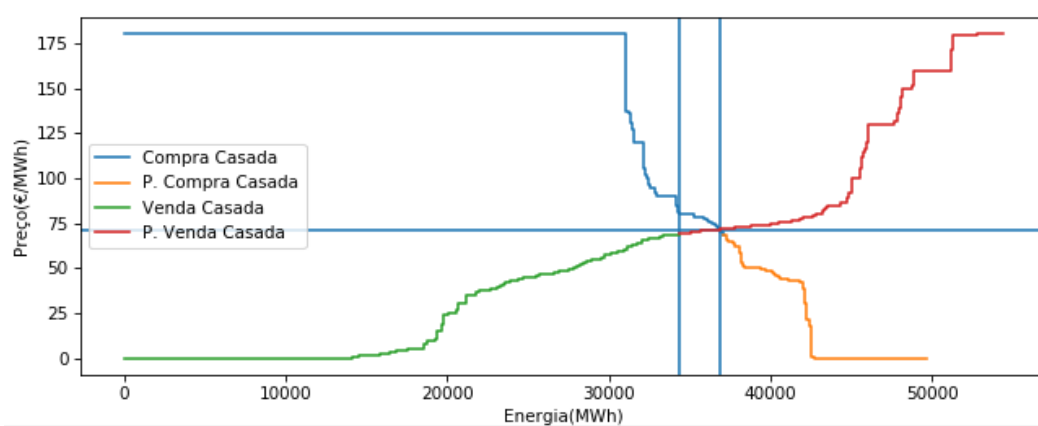


Figura 5.28 - Curvas de compra e venda da hora 18 (h-1) para transferência de carga de 15%.

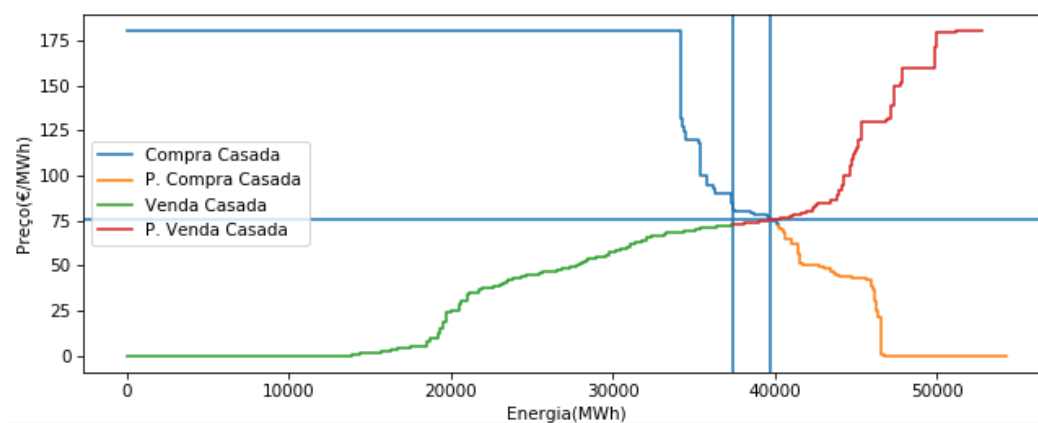


Figura 5.29 - Curvas de compra e venda da hora 20 (h+1) para transferência de carga de 15%.

5.2.8- Hora do Fim de Semana com maior Carga (Hora 19 - 27/02/2016)

Neste cenário, pretendeu-se averiguar o comportamento da transferência de carga na Função de Benefício Social, relativamente à hora do fim de semana de 2016 com maior carga.

Após consultar o documento referido na Figura 5.1, verificou-se que o dia em que a carga de um feriado foi maior, foi o dia 27 de fevereiro de 2016, na hora 19.

Após simulação da hora em causa, pelo programa desenvolvido, para as transferências de carga de 4%, 7%, 10%, 12% e 15%, obtiveram-se os resultados apresentados nas Tabelas 5.50, 5.51, 5.52, 5.53 e 5.54.

Tabela 5.50 - Resultados da simulação para a hora com maior consumo de um fim de semana de 2016 com transferência de carga de 4%.

	Percentagem		
	4%		
	hora 18	hora 19	hora 20
Preço (€/MWh)	5	4	9,8
Energia (MWh)	33122,05	31980,1	34192,9
Área FBS (€)	4 916 971,93 €	4 644 986,79 €	5 367 032,09 €
Variação da FBS (€)	115 934,45 €	- 232 169,77 €	112 854,85 €
Variação total da FBS (€)		- 3 380,48 €	
Soma das FBS (€)		14 928 990,81 €	

Analisando a Tabela 5.50 podemos verificar que ao realizar uma transferência de carga de 4% da hora 19, estamos a provocar uma perda de 3 380,48 € no total das Funções de Benefício Social das três horas. Apesar de ocorrer o natural crescimento deste valor nas horas 18 e 20 e o decréscimo na hora 19, a redução é muito maior do que o seu aumento.

Tabela 5.51 - Resultados da simulação para a hora com maior consumo de um fim de semana de 2016 com transferência de carga de 7%.

	Percentagem		
	7%		
	hora 18	hora 19	hora 20
Preço (€/MWh)	5	4	10
Energia (MWh)	33617,0125	30990,175	34519,2125
Área FBS (€)	5 003 738,85 €	4 470 463,01 €	5 451 355,99 €
Variação da FBS (€)	202 701,37 €	- 406 693,55 €	197 178,75 €
Variação total da FBS (€)		- 6 813,43 €	
Soma das FBS (€)		14 925 557,85 €	

Tabela 5.52 - Resultados da simulação para a hora com maior consumo de um fim de semana de 2016 com transferência de carga de 10%.

	Percentagem		
	10%		
	hora 18	hora 19	hora 20
Preço (€/MWh)	5,1	2,3	10,2
Energia (MWh)	33771	30262,55	35014,175
Área FBS (€)	5 090 469,17 €	4 294 876,33 €	5 535 626,23 €
Variação da FBS (€)	289 431,69 €	- 582 280,23 €	281 448,99 €
Variação total da FBS (€)		- 11 399,55 €	
Soma das FBS (€)		14 920 971,73 €	

Tabela 5.53 - Resultados da simulação para a hora com maior consumo de um fim de semana de 2016 com transferência de carga de 12%.

	Porcentagem		
	12%		
	hora 18	hora 19	hora 20
Preço (€/MWh)	5,13	2,3	10,6
Energia (MWh)	34084,95	29602,6	35224,15
Área FBS (€)	5 148 272,80 €	4 177 405,23 €	5 591 688,05 €
Variação da FBS (€)	347 235,32 €	- 699 751,33 €	337 510,81 €
Variação total da FBS (€)		- 15 005,20 €	
Soma das FBS (€)		14 917 366,09 €	

Tabela 5.54 - Resultados da simulação para a hora com maior consumo de um fim de semana de 2016 com transferência de carga de 15%.

	Porcentagem		
	15%		
	hora 18	hora 19	hora 20
Preço (€/MWh)	5,15	2,3	11
Energia (MWh)	34364,7	28612,675	35719,1125
Área FBS (€)	5 234 971,08 €	4 001 198,58 €	5 675 570,85 €
Variação da FBS (€)	433 933,60 €	- 875 957,98 €	421 393,61 €
Variação total da FBS (€)		- 20 630,77 €	
Soma das FBS (€)		14 911 740,52 €	

Com a simulação de transferência de carga na ordem dos 15%, verificou-se uma perda de 20 630,77 € na Função de Benefício Social.

Para comparar os resultados obtidos anteriormente, retirou-se também do programa a informação das mesmas variáveis referentes à situação anterior à transferência de carga. Deste modo, a Tabela 5.55 ilustra os resultados dos preços, energias negociadas e Funções de Benefício Social para as 3 horas envolvidas em situação normal.

Tabela 5.55 - Resultados da simulação para a hora com maior carga de um fim de semana de 2016 anterior à transferência de carga.

	Porcentagem		
	0%		
	hora 18	hora 19	hora 20
Preço (€/MWh)	4	5	8,7
Energia (MWh)	32790,6	32997,5	33752,6
Área FBS (€)	4 801 037,48 €	4 877 156,56 €	5 254 177,24 €
Soma das FBS (€)		14 932 371,28 €	

Após processar a informação referente às Funções de Benefício Social e após obter a diferença destas face à situação anterior à transferência de carga, é possível obter os resultados apresentados na Tabela 5.56.

Tabela 5.56 - Resultados da soma das FBS para as diversas percentagens de transferência de carga, para a hora com maior carga de um fim de semana de 2016.

Alocação (%)	FBS	Variação Absoluta	Variação Relativa (%)
0%	14 932 371,28 €	0,00 €	0%
4%	14 928 990,81 €	-3 380,47 €	-0,0226%
7%	14 925 557,85 €	-6 813,43 €	-0,0456%
10%	14 920 971,73 €	-11 399,55 €	-0,0763%
12%	14 917 366,09 €	-15 005,20 €	-0,1005%
15%	14 911 740,52 €	-20 630,77 €	-0,1382%

Ao colocar graficamente os valores da variação relativa para percentagem de alocação de carga, é possível observar a tendência que o efeito da transferência de carga provoca nas Funções de Benefício Social, para nas horas em causa.

A Figura 5.30 ilustra a tendência da Função de Benefício Social provocada pela transferência de carga da hora 19.

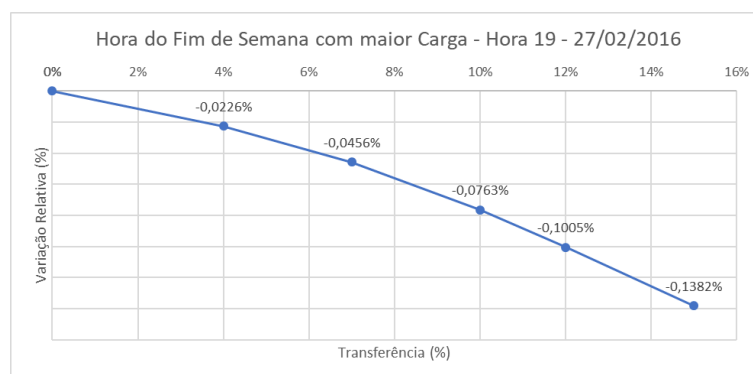


Figura 5.30 - Tendência da Função de Benefício Social para a hora com maior carga de um fim de semana de 2016.

A Figura 5.30 ilustra novamente a proporcionalidade inversa entre o valor da Função de Benefício Social e a percentagem de transferência de carga.

As Figuras 5.31, 5.32 e 5.33 ilustram as curvas de compra e venda deslocadas devido à transferência de 15% de carga, entre as horas 19, 18 e 20 respetivamente.

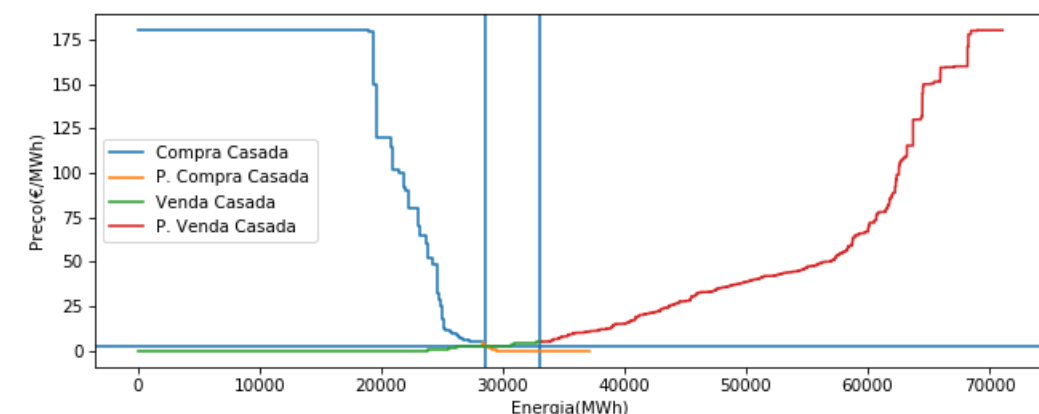


Figura 5.31 - Curvas de compra e venda da hora 19 (h) para transferência de carga de 15%.

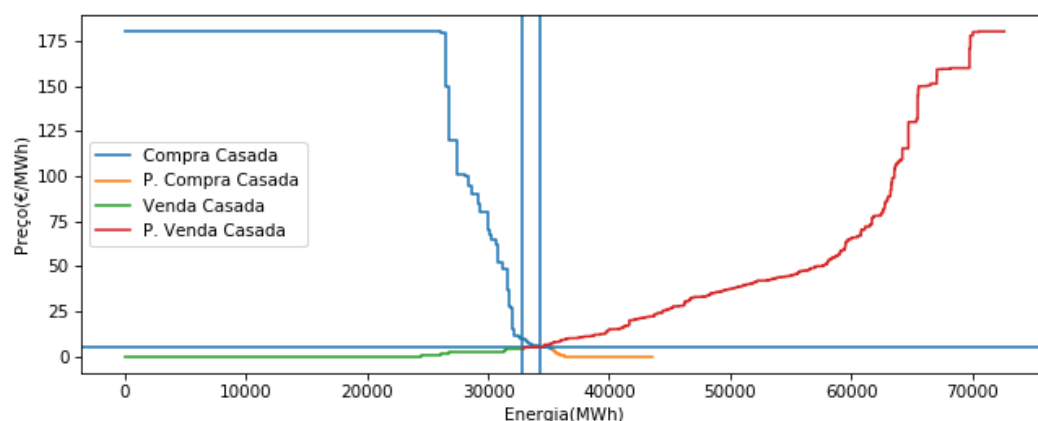


Figura 5.32 - Curvas de compra e venda da hora 18 (h-1) para transferência de carga de 15%.

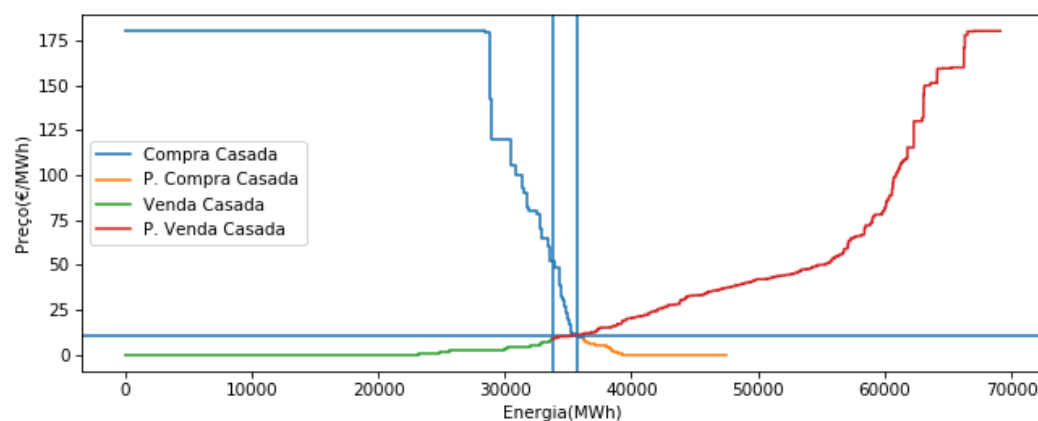


Figura 5.33 - Curvas de compra e venda da hora 20 (h+1) para transferência de carga de 15%.

5.2.9- Hora com Produção 100% Renovável (Hora 19 - 09/05/2016)

Nesta fase da análise, pretendeu-se averiguar o comportamento da transferência de carga na Função de Benefício Social, relativamente a uma hora de 2016 na qual a produção de energia elétrica teve origem em fontes 100% renováveis.

Salienta-se que Portugal consumiu exclusivamente energia 100% renovável desde o dia 7 de maio e o dia 11 de maio do ano de 2016. Portanto, consultando novamente o documento referido na Figura 5.1, escolheu-se o dia 9 de maio de 2016, na hora 19, para realizar a simulação.

Após simulação da hora em causa, pelo programa desenvolvido, para as transferências de carga de 4%, 7%, 10%, 12% e 15%, obtiveram-se os resultados apresentados nas Tabelas 5.57, 5.58, 5.59, 5.60 e 5.61.

Tabela 5.57 - Resultados da simulação para uma hora de 2016 com produção 100% renovável com transferência de carga de 4%.

	Porcentagem		
	4%		
	hora 18	hora 19	hora 20
Preço (€/MWh)	26,4	25	30
Energia (MWh)	27231,416	25122,968	26170,716
Área FBS (€)	4 215 784,30 €	3 866 392,38 €	4 039 523,23 €
Variação da FBS (€)	80 441,59 €	- 160 794,57 €	78 400,77 €
Variação total da FBS (€)		- 1 952,21 €	
Soma das FBS (€)		12 121 699,91 €	

Tabela 5.58 - Resultados da simulação para uma hora de 2016 com produção 100% renovável com transferência de carga de 7%.

	Porcentagem		
	7%		
	hora 18	hora 19	hora 20
Preço (€/MWh)	26,59	19,8	30,43
Energia (MWh)	27610,403	24521,694	26561,703
Área FBS (€)	4 275 923,87 €	3 742 794,43 €	4 098 234,55 €
Variação da FBS (€)	140 581,16 €	- 284 392,52 €	137 112,09 €
Variação total da FBS (€)		- 6 699,28 €	
Soma das FBS (€)		12 116 952,85 €	

Analisando a Tabela 5.58 podemos verificar que ao realizar uma transferência de carga de 4% da hora 19, estamos a provocar uma perda de 6 699,28 € no total das Funções de Benefício Social das três horas. Apesar de ocorrer num dia de produção de energia 100% renovável, os valores da Função de Benefício Social encontram-se entre os resultados com reduções mais elevadas.

Tabela 5.59 - Resultados da simulação para uma hora de 2016 com produção 100% renovável com transferência de carga de 10%.

	Porcentagem		
	10%		
	hora 18	hora 19	hora 20
Preço (€/MWh)	27,4	15,39	31,03
Energia (MWh)	27999,39	24194,7	26949,99
Área FBS (€)	4 335 922,41 €	3 615 078,10 €	4 156 711,46 €
Variação da FBS (€)	200 579,69 €	- 412 108,85 €	195 589,00 €
Variação total da FBS (€)		- 15 940,16 €	
Soma das FBS (€)		12 107 711,97 €	

Tabela 5.60 - Resultados da simulação para uma hora de 2016 com produção 100% renovável com transferência de carga de 12%.

	Porcentagem		
		12%	
	hora 18	hora 19	hora 20
Preço (€/MWh)	27,69	13,89	31,6
Energia (MWh)	28247,348	23998,9	27173,3
Área FBS (€)	4 375 740,97 €	3 528 767,90 €	4 195 539,97 €
Variação da FBS (€)	240 398,25 €	- 498 419,05 €	234 417,51 €
Variação total da FBS (€)		- 23 603,29 €	
Soma das FBS (€)		12 100 048,84 €	

Tabela 5.61 - Resultados da simulação para uma hora de 2016 com produção 100% renovável com transferência de carga de 15%.

	Porcentagem		
		15%	
	hora 18	hora 19	hora 20
Preço (€/MWh)	28,3	10,29	32,16
Energia (MWh)	28638,335	23688,9	27507,435
Área FBS (€)	4 435 305,79 €	3 397 068,02 €	4 253 565,31 €
Variação da FBS (€)	299 963,07 €	- 630 118,94 €	292 442,85 €
Variação total da FBS (€)		- 37 713,01 €	
Soma das FBS (€)		12 085 939,11 €	

Com a simulação de transferência de carga na ordem dos 15%, verificou-se uma perda de 37 713,01 € na Função de Benefício Social.

Para comparar os resultados obtidos anteriormente, retirou-se também do programa a informação das mesmas variáveis referentes à situação anterior à transferência de carga. Deste modo, a Tabela 5.62 ilustra os resultados dos preços, energias negociadas e Funções de Benefício Social para as 3 horas envolvidas em situação normal.

Tabela 5.62 - Resultados da simulação para uma hora de 2016 com produção 100% renovável anterior à transferência de carga.

	Porcentagem		
		0%	
	hora 18	hora 19	hora 20
Preço (€/MWh)	25,69	27,69	29,31
Energia (MWh)	26710,1	26065,8	25706,4
Área FBS (€)	4 135 342,71 €	4 027 186,95 €	3 961 122,46 €
Soma das FBS (€)		12 123 652,12 €	

Após processar a informação referente às Funções de Benefício Social e após obter a diferença destas face à situação anterior à transferência de carga, é possível obter os resultados apresentados na Tabela 5.63.

Tabela 5.63 - Resultados da soma das FBS para as diversas percentagens de transferência de carga, para uma hora de 2016 com produção 100% renovável.

Alocação (%)	FBS	Variação Absoluta	Variação Relativa (%)
0%	12 123 652,12 €	0,00 €	0%
4%	12 121 699,91 €	-1 952,21 €	-0,0161%
7%	12 116 952,85 €	-6 699,28 €	-0,0553%
10%	12 107 711,97 €	-15 940,16 €	-0,1315%
12%	12 100 048,84 €	-23 603,29 €	-0,1947%
15%	12 085 939,11 €	-37 713,01 €	-0,3111%

Ao colocar graficamente os valores da variação relativa para percentagem de alocação de carga, é possível observar a tendência que o efeito da transferência de carga provoca nas Funções de Benefício Social, para nas horas em causa.

A Figura 5.34 ilustra a tendência da Função de Benefício Social provocada pela transferência de carga da hora 19.

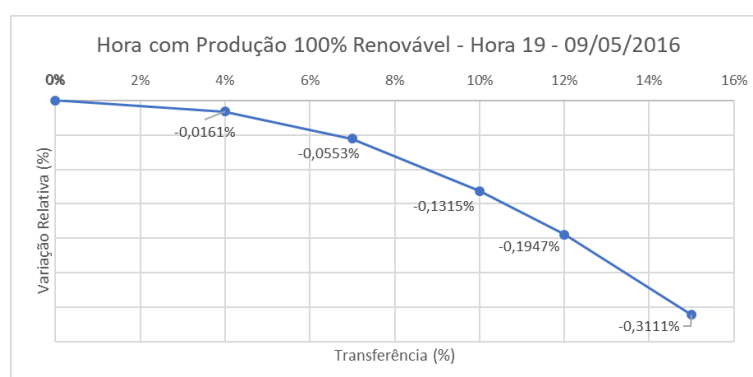


Figura 5.34 - Tendência da Função de Benefício Social para uma hora de 2016 com produção 100% renovável.

As Figuras 5.35, 5.36 e 5.37 ilustram as curvas de compra e venda deslocadas devido à transferência de 15% de carga, entre as horas 19, 18 e 20 respetivamente.

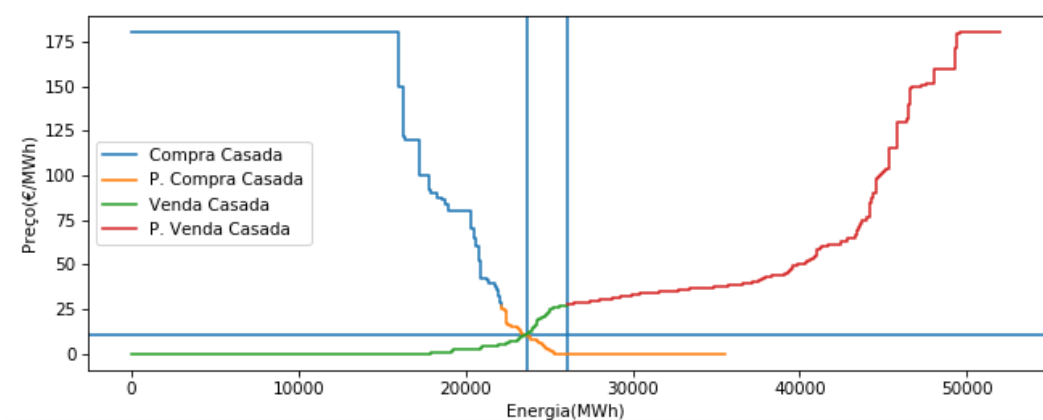


Figura 5.35 - Curvas de compra e venda da hora 19 (h) para transferência de carga de 15%.

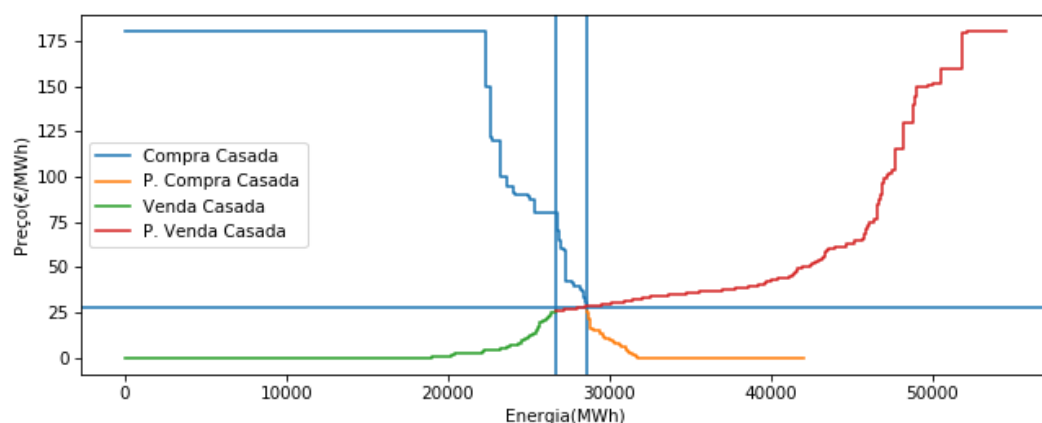


Figura 5.36 - Curvas de compra e venda da hora 18 (h-1) para transferência de carga de 15%.

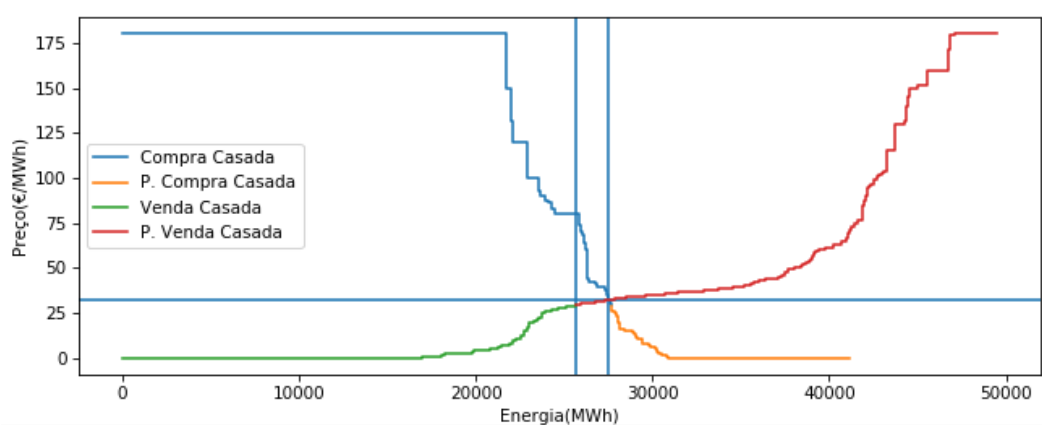


Figura 5.37 - Curvas de compra e venda da hora 20 (h+1) para transferência de carga de 15%.

5.3- Apreciação Global dos Resultados

Como foi possível verificar, não há nenhum padrão que defina a melhor hora a transferir carga de uma hora para as horas adjacentes, de forma a melhorar a Função de Benefício Social, uma vez que este está intrinsecamente dependente do tipo de curva de compra e venda (mais ou menos acentuadas) e da quantidade de Preço e Energia que são negociados em mercado.

No entanto, verificou-se também que as tendências das variações percentuais dos vários cenários eram sempre crescentes negativamente, nunca atingindo valores positivos. Para melhor esclarecer esta situação, foram realizadas novas simulações para percentagens de transferência entre 0% e 4%, uma vez que com 4% eram sempre atingidos resultados negativos. O programa devolveu os resultados apresentados nas Tabelas 5.64, 5.65, 5.66, 5.67, 5.68, 5.69, 5.70, 5.71 e 5.72.

Tabela 5.64 - Resultados finais positivos da FBS para a hora aleatória.

Hora Aleatória		
1%		
hora 14	hora 15	hora 16
4472475,3	4391410,507	4405828,701
21 479,88 €	- 43 022,00 €	21 694,48 €
	152,36 €	
2%		
hora 14	hora 15	hora 16
4493949,658	4348120,58	4427492,719
42 954,24 €	- 86 311,93 €	43 358,50 €
	0,81 €	
3%		
hora 14	hora 15	hora 16
4515423,645	4304680,105	4449105,307
64 428,22 €	- 129 752,41 €	64 971,09 €
	- 353,09 €	

A Tabela 5.64 demonstra que o cenário da hora aleatória até apresenta alguma vantagem na transferência de carga se esta se for de apenas 1% e 2%. No entanto os ganhos são muito pequenos. Para 3% de transferência já ocorre redução da Função de Benefício Social.

Tabela 5.65 - Resultados finais positivos da FBS para a hora com maior carga.

Hora com maior carga		
1%		
hora 14	hora 15	hora 16
1773484,191	1747093,675	1753292,512
7 160,48 €	- 14 189,89 €	6 893,52 €
	- 135,89 €	

A Tabela 5.65 demonstra que o cenário da hora com maior carga do ano não apresenta qualquer ganho da Função de Benefício Social com a transferência de carga, pois logo com uma transferência de 1% já ocorre redução da mesma.

Tabela 5.66 - Resultados finais positivos da FBS para a hora com menor carga.

Hora de menor carga		
1%		
hora 14	hora 15	hora 16
699038,7369	2608234,173	2675310,903
15 850,38 €	- 32 447,26 €	15 778,28 €
	- 818,60 €	

A Tabela 5.66 demonstra que o cenário da hora com menor carga do ano não apresenta qualquer ganho da Função de Benefício Social com a transferência de carga, pois logo para uma transferência de 1% já ocorre redução da mesma.

Tabela 5.67 - Resultados finais positivos da FBS para a hora com maior carga do verão.

Hora de maior carga do verão		
1%		
hora 14	hora 15	hora 16
5306691,041	5311214,979	5333225,476
23 325,61 €	- 46 813,06 €	23 523,53 €
	36,08 €	
2%		
hora 14	hora 15	hora 16
5329976,259	5264215,359	5356724,755
46 610,83 €	- 93 812,68 €	47 022,81 €
	- 179,05 €	

A Tabela 5.67 demonstra que o cenário da hora de maior carga do verão apresenta alguma vantagem na transferência de carga se esta se for de apenas 1%. No entanto os ganhos são muito pequenos. Para 2% de transferência a variação da Função de Benefício Social já é negativa.

Tabela 5.68 - Resultados finais positivos da FBS para a hora com maior produção hídrica.

Hora de maior Produção Hídrica		
1%		
hora 14	hora 15	hora 16
4012525,312	4222275,427	4455909,219
21 577,88 €	- 42 748,25 €	21 267,66 €
	97,29 €	
2%		
hora 14	hora 15	hora 16
4034017,648	4179267,868	4477147,097
43 070,22 €	- 85 755,81 €	42 505,54 €
	- 180,05 €	

A Tabela 5.68 demonstra que o cenário da hora de maior produção hídrica do ano apresenta alguma vantagem na transferência de carga se esta se for de apenas 1%. No entanto os ganhos são muito pequenos. Para 2% de transferência a variação da Função de Benefício Social já assume um valor negativo.

Tabela 5.69 - Resultados finais positivos da FBS para a hora com maior produção solar.

Hora de maior Produção Solar		
1%		
hora 14	hora 15	hora 16
4466774,903	4328496,823	4351447,607
18 796,45 €	- 37 924,28 €	18 941,16 €
	186,67 €	

A Tabela 5.69 demonstra que o cenário da hora com maior produção fotovoltaica do ano não apresenta qualquer ganho da Função de Benefício Social com a transferência de carga, uma vez que com uma transferência de 1% já ocorre redução da mesma.

Tabela 5.70 - Resultados finais positivos da FBS para a hora com maior carga de um feriado.

Hora de maior carga de um feriado		
1%		
hora 14	hora 15	hora 16
4931224,402	5119829,781	5270045,724
20 344,51 €	-	39 744,16 €
		19 670,59 €
		270,94 €
2%		
hora 14	hora 15	hora 16
4951521,436	5079923,414	5289702,412
40 641,54 €	-	79 650,53 €
		39 327,28 €
		318,29 €
3%		
hora 14	hora 15	hora 16
4971772,578	5039922,808	5309337,433
60 892,68 €	-	119 651,13 €
		58 962,30 €
		203,85 €
4%		
hora 14	hora 15	hora 16
4992003,478	4999838,057	5328941,89
81 123,58 €	-	159 735,89 €
		78 566,76 €
		45,55 €

A Tabela 5.70 demonstra que o cenário da hora da maior carga de um feriado apresenta alguma vantagem na transferência de carga se esta se for de 1%, 2% ou 3%. No entanto os ganhos são muito pequenos. Para 4% de transferência a variação da Função de Benefício Social já é negativa.

Tal como se verificou anteriormente, este cenário foi aquele que apresentou menores perdas da Função de Benefício Social, o que conduziu a que conseguisse obter alguma vantagem ate transferências de carga de 3%, a maior de percentagem de todos os outros cenários.

Tabela 5.71 - Resultados finais positivos da FBS para a hora com maior carga de um fim de semana.

Hora de maior carga de um fim de semana		
1%		
hora 14	hora 15	hora 16
4830110,161	4819311,943	5282425,256
29 072,68 €	-	57 844,62 €
		28 248,01 €
		523,92 €

A Tabela 5.71 demonstra que o cenário da hora com maior carga de um fim de semana do ano não apresenta qualquer ganho da Função de Benefício Social com a transferência de carga, pois logo com uma transferência de 1% já ocorre perda da mesma.

Tabela 5.72 - Resultados finais positivos da FBS para a hora com produção 100% renovável.

Hora de um dia com Produção 100% Renovável		
1%		
hora 14	hora 15	hora 16
4155485,641	3987197,829	3980743,233
20 142,93 €	-	39 989,13 €
		19 620,78 €
		225,42 €

A Tabela 5.72 demonstra que o cenário da hora com produção 100% renovável não apresenta qualquer ganho da Função de Benefício Social com a transferência de carga, pois logo com uma transferência de 1% já ocorre perda da mesma.

Mais uma vez, ficou bem evidente que de facto não há qualquer padrão que identifique os melhores cenários para maximizar a Função de Benefício Social pela transferência de carga.

Por outro lado, este estudo permitiu verificar que a transferência de carga origina uma diminuição no preço totalizado das 3 horas envolvidas. Esta conclusão não era de toda a parte essencial deste estudo, mas consultando os resultados obtidos é possível obter esta conclusão.

A Tabela 5.73 ilustra os resultados da variação relativa percentual para os 10 cenários simulados anteriormente.

Tabela 5.73 - Resultados da soma das Funções de Benefício Social para os diversos cenários simulados.

Variação Relativa Percentual (%)					
Alocação (%)	Dia Aleatório	Hora + Carga ANO	Hora - Carga ANO	Hora Verão + Carga	Hora + Produção Hidrica
0%	0%	0%	0%	0%	0%
4%	-0,0083%	-0,0365%	-0,1141%	-0,0074%	-0,0130%
7%	-0,0381%	-0,1013%	-0,2809%	-0,0294%	-0,0434%
10%	-0,0863%	-0,2378%	-0,4766%	-0,0644%	-0,0941%
12%	-0,1263%	-0,3908%	-0,6178%	-0,0942%	-0,1425%
15%	-0,1939%	-0,6760%	-0,8586%	-0,1548%	-0,2417%

Variação Relativa Percentual (%)				
Alocação (%)	Hora + Produção Fotovoltaico	Feriado + Carga ANO	Fim de Semana Aleatório	Hora com Produção 100% Renovável
0%	0%	0%	0%	0%
4%	-0,0113%	-0,0003%	-0,0226%	-0,0161%
7%	-0,0311%	-0,0161%	-0,0456%	-0,0553%
10%	-0,0663%	-0,0433%	-0,0763%	-0,1315%
12%	-0,1037%	-0,0702%	-0,1005%	-0,1947%
15%	-0,1830%	-0,1243%	-0,1382%	-0,3111%

Ao colocar graficamente os valores da variação relativa para percentagem de alocação de carga de todos os cenários, é possível comparar a tendência que o efeito da transferência de carga provoca nas Funções de Benefício Social, consoante o cenário em causa.

A Figura 5.38 ilustra as tendências da Função de Benefício Social provocada pelas diferentes transferências de carga.

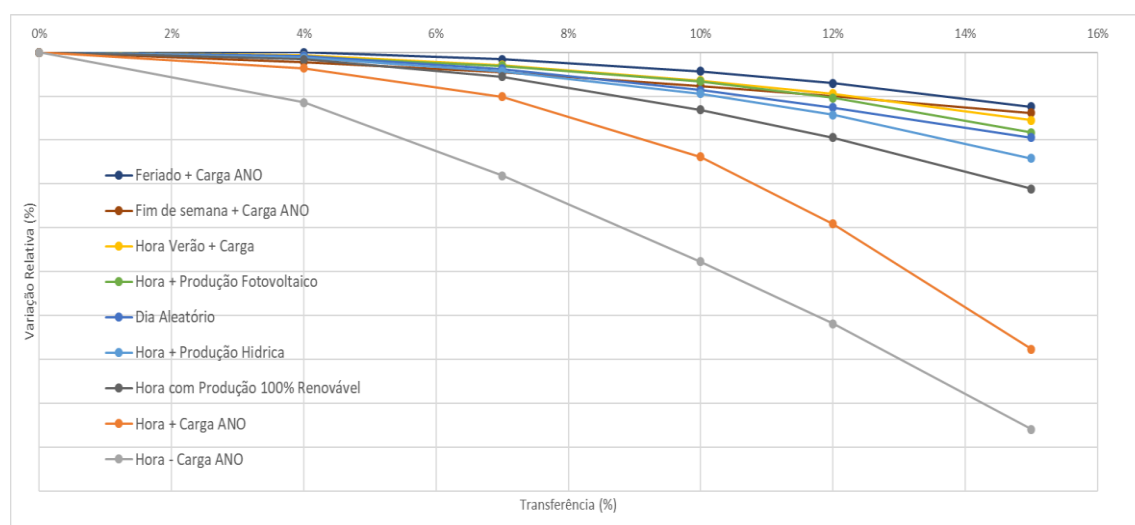


Figura 5.38 - Tendência da Função de Benefício Social em todos os cenários simulados.

Capítulo 6

Conclusões e Trabalhos Futuros

A reestruturação ocorrida no setor elétrico, ao longo dos anos, veio proporcionar a liberalização das várias atividades envolvidas neste setor e impulsionar as diversas metodologias e técnicas de otimização utilizadas nesta área. Tal como em relação a outras áreas, a redução de custos do sistema elétrico e a maximização do proveito deste setor por parte dos produtores e consumidores, tornou-se um tema bastante importante e real, de modo a que o sistema elétrico se adapte às necessidades de cada entidade envolvida.

Com a introdução de novas tecnologias, tal como por exemplo a elevada proliferação de veículos elétricos, há a necessidade de adaptar o sistema elétrico nacional de forma a criar melhores condições para estes veículos se carregarem, através da ligação à rede de energia elétrica. Portanto, há a necessidade de considerar o uso das tarifas utilizadas, em vez das atuais tarifas estáticas usadas em Portugal, passando a dar lugar à adoção de tarifas do tipo dinâmico. Estas tarifas facilitam naturalmente a adaptação do preço da energia ao tipo de consumo dos clientes, conferindo alguma poupança aos consumidores finais e possíveis vantagens para os operadores das redes.

O objetivo desta dissertação era avaliar o impacto na Função de Benefício Social do mercado diário do *MIBEL* se, por exemplo através da introdução de tarifas dinâmicas, se admitir que uma parte da carga em determinadas horas (por exemplo nas horas de ponta) for transferida para as horas adjacentes. Assim, nesta dissertação foi desenvolvido uma aplicação computacional bastante completa e intuitiva. Esta aplicação tratou as propostas de compra e de venda inicialmente descarregadas do site do *MIBEL*. Este programa manipulou as curvas de compra e venda facilitando a simulação da transferência de carga de uma certa hora para as horas adjacentes.

Tal como indicado nos objetivos desta dissertação, foram selecionados diversos cenários do ano de 2016, de forma a verificar o interesse da transferência de carga para a maximização da Função de Benefício Social. Assim, avaliou-se o ganho/perda desta Função através da verificação do antes e depois da transferência e carga, tendo sido realizado o balanço total da Função de Benefício Social para as 3 horas consideradas. Estas simulações foram realizadas para as percentagens de transferência de carga de 4%, 7%, 10%, 12% e 15%.

No geral das simulações efetuadas, não é clara a existência de um padrão de carga que permita obter uma resposta para a melhor hora a escolher para a transferência de carga ou, de uma forma muito generalizada, e à exceção de alguns casos muito pontuais para transferências muito pequenas, os resultados indicam que as transferências de carga simuladas não conduzem a resultados favoráveis. Portanto, a adoção de opções tarifárias dinâmicas deverá ser encarada com muito cuidado porque parece claro a possibilidade de obter resultados contrários aos esperados, pelo menos em relação à Função de Benefício Social. A comprovar estes factos, e tal como se verificou na Capítulo 5, a hora com menor carga do ano apresentou uma perda mais elevada da Função de Benefício Social em comparação com a hora de maior carga do ano, respetivamente, -51.371,27€ e -35.694,90€, ao fim de 15% de transferência de carga. Dando ainda mais credibilidade a esta conclusão, a hora com maior carga de um feriado de 2016 apresentou uma perda menor comparado com a hora com maior carga do ano. Assim, é possível afirmar que a quantidade de carga da hora em questão, não caracteriza o tipo de influência que poderá apresentar sobre a alteração do valor da Função de Benefício Social.

A primeira característica que influencia positivamente a variação da Função de Benefício Social é o tipo de curva que as propostas de compra e venda apresentam. Esta situação será natural uma vez que o cálculo da mesma está diretamente relacionado com estas duas curvas. Logo, os tipos de propostas lançadas a mercado (Preço, Energia) são a melhor característica do ganho ou perda da Função de Benefício Social, e não a carga alimentada nessa hora.

Em seguida, verificou-se a influência que o tipo de produção tem na Função de Benefício Social, comparando deste modo a produção fotovoltaica e a produção hídrica. Dos resultados obtidos podemos verificar que a hora com maior produção de energia solar e a hora com maior produção de energia hídrica apresentaram de igual modo resultados negativos, ficando estes sensivelmente a meio de todos os resultados. Assim, pode-se verificar que o aumento e diminuição de um tipo de produção não permite obter ganhos adicionais na Função de Benefício Social.

Finalmente, foi analisada a hora em que a produção de energia proveio de fontes 100% renováveis, tendo-se verificado mais uma vez que nesta situação os resultados obtidos não melhoraram.

Concluindo, não foi possível identificar claramente as melhores horas para realizar a transferência de carga, de modo a aumentar a Função de Benefício Social, tendo sido apenas 4 os cenários que aprestaram saldos positivos na variação da Função de Benefício Social, sendo eles: a hora aleatória até à transferência de 2%, a hora de maior carga do verão até 1%, a hora de maior produção hídrica até 1% e a hora de maior carga de um feriado até 3%. Porém, os ganhos apresentados na Função de Benefício Social foram muito reduzidos, tendo sido o mais elevado de 318,29€ para a transferência de 2% na hora de maior carga de um feriado.

De forma a melhorar este trabalho, os trabalhos futuros a realizar poderão assentar sobre a influência que a transferência de carga apresenta nos preços de energia do mercado de eletricidade. Neste trabalho foi observado que os preços ao longo das diversas transferências de carga sofriam uma redução na hora a partir da qual se realizava a transferência de carga e se elevava nas horas adjacentes. Este comportamento e eventuais benefícios para alguns consumidores poderá ser analisado com mais detalhe em trabalhos futuros.

Referências

- [1] J.P. Sucena Paiva, *Redes de energia eléctrica: uma análise sistémica*, 2ª Edição. Lisboa: IST Press, 2007.
- [2] Edison Tech Centre, “History of electrification,” 2015. [Online]. Available: <http://www.edisontechcenter.org/HistElectPowTrans.html>. [Accessed: 14-Feb-2017].
- [3] J. P. T. Saraiva, J. L. P. P. da Silva, and M. T. P. de Leão, *Mercados de Electricidade - Regulação e Tarificação de Uso das Redes*, 1ª Edição. FEUP Edições, 2002.
- [4] “Carregamento Automático de Dados em Software de Protecções CAPE e Estudos de Coordenação de Sistemas de Protecção em Redes Emalhadas.” [Online]. Available: <https://web.fe.up.pt/~ee00189/edp.html>. [Accessed: 16-Feb-2017].
- [5] A. N. Marca, “História da Marca,” pp. 2-3, 2011.
- [6] Tiago Manuel Martins Vieira, “Avaliação do Impacto do Aumento da Produção em Regime Especial nos Preços do MIBEL,” Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.
- [7] J. I. Pérez Arriaga, “Fundamentos teóricos de la nueva regulación eléctrica,” 1998.
- [8] Maria Luís Morais Cam Fok, “Análise dos Resultados do Mercado Ibérico de Eletricidade no Ano de 2015,” Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.
- [9] “Portal ERSE - Eletricidade.” [Online]. Available: <http://www.erse.pt/pt/mibel/relatoriosmensais/2015/Paginas/2015.aspx>. [Accessed: 20-Feb-2017].
- [10] F. Maciel Barbosa, “ESTABILIDADE DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE ENERGIA.”
- [11] “EUR-Lex - 31996L0092 - EN - EUR-Lex.” [Online]. Available: <http://eur-lex.europa.eu/eli/dir/1996/92/oj>. [Accessed: 21-Feb-2017].
- [12] “EUR-Lex - 32003L0054 - EN - EUR-Lex.” [Online]. Available: <http://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2003/54/oj>. [Accessed: 21-Feb-2017].
- [13] “EUR-Lex - 32009L0072 - EN - EUR-Lex.” [Online]. Available: <http://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2009/72/oj>. [Accessed: 21-Feb-2017].
- [14] ERSE, “ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2017.”
- [15] “Structure, composition and role of an energy regulator sustainable energy regulation and policymaking for africa.”

- [16] J. Reneses, M. P. Rodríguez, and I. J. Pérez-Arriaga, "Electricity Tariffs," *Power Syst.*, vol. 61, pp. 397-441, 2013.
- [17] Ana Elisa Vigário Miranda, "Estudo de Modelos de Tarifas Dinâmicas para Portugal," Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.
- [18] ERSE, "Regulamento Tarifário do Setor Elétrico," 2014.
- [19] ERSE, "TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2017."
- [20] "Portal ERSE - Tarifas e Preços." [Online]. Available: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/Paginas/default.aspx>. [Accessed: 06-Mar-2017].
- [21] "Time-of-Use." [Online]. Available: https://www.pge.com/en_US/business/rate-plans/rate-plans/time-of-use/time-of-use.page?WT.mc_id=Vanity_tou. [Accessed: 07-Mar-2017].
- [22] "Des offres d'électricité pour vous !" [Online]. Available: <https://particulier.edf.fr/fr/accueil/offres/electricite.html>. [Accessed: 07-Mar-2017].
- [23] EDP Distribuição, "Introdução de tarifas dinâmicas no acesso às redes," *Erse*, 2014.
- [24] Y. Strengers, *Peak electricity demand and social practice theories: Reframing the role of change agents in the energy sector*. Energy Policy, 2012.
- [25] "Eversource | Variable Peak Pricing (VPP)." [Online]. Available: <https://www.eversource.com/clp/vpp/vpp.aspx>. [Accessed: 08-Mar-2017].
- [26] PG&E, "Peak Day Pricing | PG&E," *PGE.com*, 2015. [Online]. Available: https://www.pge.com/en_US/business/rate-plans/rate-plans/peak-day-pricing/peak-day-pricing.page?WT.mc_id=Vanity_pdp. [Accessed: 08-Mar-2017].
- [27] ComEd, "Live Prices | ComEd's Hourly Pricing Program," *ComEd*. [Online]. Available: <https://hourlypricing.comed.com/live-prices/>. [Accessed: 08-Mar-2017].
- [28] Parlamento Europeu e do Conselho, "Diretiva 2012/27/UE," *J. Of. da União Eur.*, pp. 1-56, 2012.
- [29] "Portal ERSE - 59.^a Consulta pública - Projetos-piloto para aperfeiçoamento da estrutura tarifária e introdução de tarifas dinâmicas." [Online]. Available: <http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/consultas/Paginas/59.aspx>. [Accessed: 09-Mar-2017].
- [30] EDP Distribuição, "Plano de Implementação dos projetos piloto de tarifas dinâmicas de acesso às redes de MT, AT e MAT."
- [31] "Demand Response | Department of Energy." [Online]. Available: <https://energy.gov/oe/services/technology-development/smart-grid/demand-response>. [Accessed: 09-Mar-2017].
- [32] U. D. of Energy, "Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving Them - A Report to the United States Congress Pursuant to Section 1252 of the Energy Policy Act of 2005," in *the united states congress pursuant to section 1252 of the energy policy act of 2005*, 2006, no. February, p. 122.

- [33] R. Turvey, "Ensuring adequate generation capacity," *Util. Policy*, vol. 11, no. 2, pp. 95-102, Jun. 2003.
- [34] J. Torriti, M. G. Hassan, and M. Leach, "Demand response experience in Europe: Policies, programmes and implementation," *Energy*, vol. 35, no. 4, pp. 1575-1583, Apr. 2010.
- [35] Capgemini, "Demand Response : a decisive breakthrough for Europe How Europe could save Gigawatts , Billions of Euros," *Europe*, p. 3, 2008.