



GESTÃO DO RISCO EM MERCADOS DE ENERGIA ELÉCTRICA RECORRENDO AO VAR POR SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO

Manuel Jorge Tavares Vieira da Costa

Novembro de 2010

INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DO PORTO

MESTRADO EM ENGENHARIA ELECTROTÉCNICA – SISTEMA ELÉCTRICOS DE ENERGIA

GESTÃO DO RISCO EM MERCADOS DE ENERGIA ELÉCTRICA RECORRENDO AO VAR POR SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO

Manuel Jorge Tavares Vieira da Costa

vcosta@engenheiros.pt

Licenciado em Engenharia Electrotécnica pela
Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

Novembro de 2010

Dissertação para satisfação parcial dos requisitos do grau de Mestre em
Engenharia Electrotécnica – Sistemas Eléctricos de Energia

Dissertação sob orientação do Doutor Filipe Miguel Tavares de Azevedo

Em memória do meu Pai

Resumo

O sector da energia eléctrica está a sofrer a nível mundial um processo de reestruturação e liberalização. Desde o arranque deste processo, no início dos anos 80, esta indústria tem evoluído numa contínua mudança para uma diferente realidade.

Aqui, neste extremo sudoeste da Europa, a Península Ibérica, apesar dos obstáculos burocráticos habituais, estamos a dar os primeiros passos firmes para a consolidação do MIBEL.

No entanto, a liberalização dos mercados provoca variações de preços, de acordo com a oferta e a procura.

Outro desafio, não menor, é a crescente introdução de energias renováveis nas redes, causando perturbações relevantes nos preços.

Estas alterações de preços da electricidade, colocam uma nova variável em cima da mesa: o Risco. De modo a extrair do mercado as maiores vantagens possíveis, para produtores e consumidores, torna-se então muito importante avaliar e gerir esse Risco.

O objectivo final do presente trabalho é realizar, com meios tão comuns quanto possível, a avaliação e gestão do Risco, de acordo com as regras introduzidas pelas recentes Normas ISO da série 31000.

O trabalho está dividido em cinco temas principais:

1. Conceitos básicos para o investimento nos mercados financeiros:
 - Estratégias, organização, análise de mercado, negociação e contratos;
2. Mercados da energia:
 - Diferentes produtos, diferentes mercados e diferentes regras;
3. MIBEL:
 - Regras e Legislação;
4. Risco:
 - Técnicas de avaliação, gestão e principais Normativo aplicável: especialmente focado no Value-at-Risk (VaR);
5. Desenvolvimento de ferramenta específica para avaliar e gerir os riscos no MIBEL:
 - Utilizando o VaR por Simulação de Monte Carlo, complementada com Testes de Stress, apresentando resultados e algumas propostas para trabalhos futuros.

A ferramenta funciona num computador portátil comum, com recurso ao Microsoft Excel e VBA, em ambiente Windows.

Com uma entrada de dados bastante personalizável e muito detalhada, essa ferramenta utiliza duas metodologias para avaliação de Risco. Essa personalização está relacionada com os dados históricos a considerar pelas metodologias e com uma configuração especializada para a Simulação de Monte Carlo.

Os resultados são muito específicos, de acordo com os dados de entrada, e a ferramenta apresenta opções para a gestão de Risco, seguindo os métodos de VaR e Testes de Stress.

Os dois métodos de avaliação de Risco seleccionados complementam-se muito bem, pois cada um deles capta cenários de risco diferentes. Por isso, a combinação dos resultados permite obter boas soluções.

A ferramenta desenvolvida apresenta resultados interessantes e permite ao utilizador encontrar facilmente boas oportunidades, com margens consideráveis nas negociações.

Abstract

The worldwide electricity industry sector is in restructuring process for the transit to liberalization. Starting in the early 80's, the industry has been in a continuous change to a different reality. Here at this extreme Southwest of Europe, the Iberia, despite the usual bureaucratic hurdles, we are going to do the firsts strong steps to consolidate the MIBEL.

However, the market liberalization will prompt prices to fluctuate, on a supply and demand basis. Another challenge, not minor, is the crescent renewable energy introduced in the grids, also causing instability in prices.

Those common price changes on electricity, putting an additional variable on the table: the Risk. In order to extract from the market the greatest possible advantages, for producers and consumers, it becomes very important to assess and manage these Risks.

The ultimate goal of this work is to perform, with the means as common as possible, the Risk assessment and management, according to recent rules introduced by the ISO 31000 Standard's series.

The work is divided into five main aspects:

1. Basic concepts for investment in financial markets:
 - Strategies, organization, market analysis, negotiation and contracts;
2. Energy markets:
 - Different products, different markets and different rules;
3. MIBEL:
 - Rules and Regulations;
4. Risk:
 - Techniques for assessment, management and main Standards applicable: specially focused on Value-at-Risk (VaR);
5. Development of specific tool to assess and manage Risk from MIBEL:
 - Using Monte Carlo Simulation VaR, complemented with Stress Tests, followed by results and some proposals for future works.

The tool works in a common portable computer, using Microsoft Excel with VBA, on Windows environment.

With a very customizable and very detailed input data, this tool uses two methodologies for Risk assessment. This customization is related with historical data to consider by the methodologies, and some specialized configurations for Monte Carlo Simulation.

The results are very specific, in accordance with input data and, for each method; the tool presents options for Risk management, following VaR and Stress Tests procedures.

The two methods of Risk assessment selected go together very well with each other as they capture different Risk scenarios, so, the combination of results allows for good solutions.

The developed tool permits interesting results and allows the user to find easily good opportunities, with notable margins in the trades.

Índice

Resumo	V
Abstract.....	VII
Índice de Figuras	XV
Índice de Tabelas	XIX
Siglas e Abreviaturas	XXI
1 Síntese de Conceitos Básicos para Investimento e Negociação em Mercados Financeiros.....	1
1.1 Estratégia de negociação	1
1.2 Ferramentas de negociação e de análise de mercado.....	2
1.3 Informação.....	3
1.4 Custos de corretagem e intermediação.....	3
1.5 Metodologias de análise	3
1.5.1 Análise Técnica.....	3
1.5.2 Análise Fundamental	6
1.6 Tipo de contratos e modos de negociação	6
1.6.1 Negociação em margem	7
1.6.2 Contratos à vista ou Spot.....	8
1.6.3 Contratos de Futuros	9
1.6.3.1 Tipos de activos transaccionados	9
1.6.3.2 Elementos de um contrato de Futuros	9
1.6.3.3 Código dos contratos	10
1.6.3.4 Participantes no mercado de Futuros.....	10
1.6.3.5 Origem dos contratos de Futuros	12
1.6.4 Contratos Forward	13
1.6.5 Contratos de Opção	13
1.6.6 Contratos Swap	13
1.6.7 Contratos por diferença	14
1.6.8 Tipo de entrega dos contratos.....	14
1.7 Spread	14
1.8 Índices	15
2 Mercados de Energia	17
2.1 Combustíveis.....	20
2.1.1 Petróleo bruto.....	20
2.1.2 Produtos refinados.....	21

2.1.3 Gás natural.....	21
2.1.4 Carvão.....	23
2.1.5 Nuclear.....	23
2.1.6 Outros combustíveis.....	24
2.2 Electricidade.....	24
2.2.1 Dinâmica dos preços de electricidade.....	25
2.2.1.1 Tecnologias de produção de electricidade.....	25
2.2.1.2 Custos da electricidade.....	26
2.2.2 Estruturas primárias de mercado.....	28
2.2.3 Mercados à vista ou Spot.....	29
2.2.4 Mercados a prazo.....	30
2.2.5 Serviços auxiliares e os seus mercados específicos.....	31
2.2.6 Mercados de capacidade instalada.....	31
2.2.7 Mercados espaciais.....	32
2.2.8 Índices de preços.....	34
2.3 Outros mercados.....	36
2.3.1 Emissões.....	36
2.3.2 Carbono e alterações climáticas.....	37
2.3.3 Tempo.....	38
2.3.4 Novas tecnologias.....	39
3 MIBEL.....	41
3.1 Reciprocidade de tratamento dos Agentes ibéricos no mercado.....	44
3.2 Funções do Operador do Mercado Ibérico.....	45
3.3 OMEL.....	47
3.3.1 Descrição geral do mercado.....	47
3.3.2 Mercado diário.....	49
3.3.3 Mercado intradiário.....	52
3.3.4 Processos de concertação e resultados.....	54
3.3.5 Participantes.....	55
3.3.5.1 Produtores.....	55
3.3.5.1.1 Autorização de actividade das instalações de produção.....	55
3.3.5.1.2 Participação e contratação dos Produtores no mercado diário.....	56
3.3.5.1.3 Emissões primárias de energia e planificação energética.....	57
3.3.5.1.4 Planeamento energético.....	57
3.3.5.2 Agentes Vendedores e Representantes.....	58
3.3.5.2.1 Agentes Vendedores.....	58
3.3.5.2.2 Agentes Representantes.....	58
3.3.5.3 Comercializadores.....	59

3.3.5.4 Distribuidores.....	60
3.3.5.5 Participação dos Distribuidores no mercado a prazo gerido pela OMIP – OMIClear ..	60
3.3.5.6 Consumidores finais.....	61
3.3.5.7 Agentes Externos	61
3.3.6 Outros custos e liquidações associados ao processo.....	62
3.3.7 Sistema de informação do Operador de Mercado	63
3.4 OMIP	65
3.4.1 OMIClear	66
3.4.2 Modelo de mercado.....	67
3.4.2.1 Organização do mercado OMIP e OMIClear	67
3.4.2.2 Negociação.....	68
3.4.2.3 Compensação.....	69
3.4.2.4 Estrutura de contas.....	70
3.4.3 Produtos.....	70
3.4.4 Legislação.....	71
3.4.5 Regras do mercado	72
3.4.6 Custos de negociação, corretagem ou compensação.....	72
3.4.7 Plataforma de negociação	72
3.5 Princípios gerais dos mercados do MIBEL.....	73
3.6 Dificuldades e oportunidades de melhoria.....	75
4 Risco	77
4.1 Conceito e definição	77
4.2 Risco de Mercado.....	78
4.2.1 Factores de Risco	78
4.2.2 Risco Residual.....	79
4.2.3 Risco total e diversificação.....	80
4.3 Metodologias e Modelos de Avaliação de Risco.....	80
4.3.1 Modelos de Risco	81
4.3.1.1 Risco dos Modelos	81
4.3.1.2 Pressupostos	82
4.3.1.3 Dados de Mercado	82
4.3.1.4 Selecção de Parâmetros.....	82
4.3.1.5 Teste do Modelo	82
4.3.2 Metodologias de avaliação de Risco básicas	83
4.3.2.1 Indicador Delta.....	84
4.3.2.2 Indicador Gama.....	86
4.3.2.3 Indicador Beta	86
4.3.2.4 Indicador Vega	88

4.3.2.5 Indicador Theta.....	88
4.3.2.6 Indicador Rho.....	89
4.3.3 Modelo de Black-Scholes.....	89
4.3.4 Modelo de Mapeamento do Risco.....	90
4.3.5. Modelo de ARCH.....	91
4.3.6 Modelo de “Value-at-Risk” (VaR).....	91
4.3.6.1 História.....	91
4.3.6.2 Definição e Significado.....	92
4.3.6.3 Metodologias de Cálculo do VaR.....	95
4.3.6.3.1 Simulação Histórica.....	96
4.3.6.3.2 Abordagem Paramétrica ou de Variância/Covariância.....	97
4.3.6.3.3 Simulação de Monte Carlo.....	100
4.3.6.4 Combinação das estimativas de VaR.....	101
4.3.6.5 Selecção da melhor metodologia.....	101
4.3.6.5.1 Capacidade para identificar o Risco em carteiras com Opções.....	103
4.3.6.5.2 Facilidade de implementação.....	103
4.3.6.5.3 Rapidez de cálculo.....	104
4.3.6.5.4 Facilidade de explicação da metodologia e resultados a terceiros.....	105
4.3.6.5.5 Fiabilidade dos resultados.....	105
4.3.6.5.6 Flexibilidade na execução de análises alternativas.....	106
4.3.6.6 Teste do Modelo de VaR.....	107
4.3.6.7 Incoerências e fragilidades do Modelo de VaR.....	107
4.3.7 Medidas de Risco.....	109
4.3.8 Alternativas e variantes de melhoria à metodologia de VaR.....	110
4.3.8.1 “Conditional-Value-at-Risk” (CVaR).....	111
4.3.8.2 Testes de Stress ou Análise por Cenários.....	111
4.3.8.3 “Cash-Flow-at-Risk” (CFaR).....	113
4.3.8.4 Análise de Sensibilidade.....	114
4.3.8.5 “Incremental-Value-at-Risk” (IVaR).....	115
4.3.9 Particularidades dos mercados de energia.....	115
4.4 Gestão do Risco.....	115
4.4.1 Metodologias de gestão do Risco.....	118
4.4.1.1 Limitação de Risco.....	119
4.4.1.2 Arbitragem.....	119
4.4.1.3 Martingale.....	120
4.4.2 Importância do VaR na gestão do Risco.....	121
4.4.3 Testes de Stress.....	121
4.4.4 Particularidades dos mercados de energia.....	122

5 Ferramenta Informática de Gestão do Risco Aplicada ao MIBEL	123
5.1 Objectivo	123
5.2 Metodologia	123
5.2.1 Dados de partida	123
5.2.2 Dados históricos	124
5.2.2.1 Mercado Spot diário	124
5.2.2.2 Mercado de Futuros	137
5.2.3 Critério utilizado	140
5.2.4 Condicionantes e simplificações	141
5.2.5 Estabelecimento do contexto	142
5.2.6 Avaliação do Risco	144
5.2.6.1 Identificação do Risco	145
5.2.6.2 Análise do Risco	145
5.2.6.3 Quantificação do Risco	146
5.2.6.4 Correlação do Risco	147
5.2.7 Gestão do Risco	150
5.2.7.1 Ajuste das cargas horárias	150
5.2.7.2 Contratação alternativa em diferentes mercados	151
5.3 Estrutura do software e operação da ferramenta	152
5.3.1 Módulo de identificação da ferramenta e painel de controlo	152
5.3.2 Módulo de avaliação de Risco	153
5.3.2.1 Entrada de dados	153
5.3.2.2 Dados históricos recentes	155
5.3.2.3 Avaliação de Risco por VaR	157
5.3.2.4 Avaliação de Risco por Teste de Stress	160
5.3.3 Módulo de gestão do Risco	162
5.3.3.1 Ajuste das cargas horárias	162
5.3.3.2 Contratação alternativa em diferentes mercados	163
5.3.4 Ferramentas auxiliares de suporte	167
5.4 Resultados / Casos de estudo	167
5.4.1 Avaliação do Risco	171
5.4.2 Gestão do Risco	174
5.5 Conclusões	174
5.6 Desenvolvimentos futuros	175
Referências Bibliográficas	177
Sítios de Internet	181
Anexo A – Relatórios	183
A.1 Exemplo A – Segunda feira	185

A.2 Exemplo A – Terça feira	193
A.3 Exemplo A – Quarta feira	201
A.4 Exemplo A – Quinta feira.....	209
A.5 Exemplo A – Sexta feira	217
A.6 Exemplo A – Sábado	225
A.7 Exemplo A – Domingo	233
A.8 Exemplo B	241
A.9 Exemplo C	249
A.10 Exemplo D.....	257
A.11 Exemplo E – Portugal, ano de 2008.....	265
A.12 Exemplo E – Espanha, ano de 2008.....	273
A.13 Exemplo E – Portugal, ano de 2009.....	281
A.14 Exemplo E – Espanha, ano de 2009.....	289
A.15 Exemplo E – Portugal, ano de 2010.....	297
A.16 Exemplo E – Espanha, ano de 2010.....	305

Índice de Figuras

Figura 1 - Níveis de tendência de mercado.....	5
Figura 2 - Fases de tendência de mercado	5
Figura 3 - Depreciação de valor de um contrato de Futuros	8
Figura 4 - Refinação do petróleo bruto.....	21
Figura 5 - Imagem de entrada no SIOM	63
Figura 6 - Menu principal do SIOM	64
Figura 7 – Imagem de entrada da plataforma de negociação do OMIP	73
Figura 8 – Pirâmide de Risco de Mercado	79
Figura 9 – Delta e variação.....	84
Figura 10 – Histograma de distribuição de variações diárias do valor da carteira	93
Figura 11 – Distribuição de lucros e perdas da carteira.....	98
Figura 12 – Zona de Testes de Stress	112
Figura 13 – ISO 31000, relação dos vários componentes da gestão do Risco	116
Figura 14 – ISO 31000, actividades chave.....	117
Figura 15 - Cotações do mercado Spot diário ibérico, relativos à hora 1	124
Figura 16 – Cotações do mercado Spot diário ibérico, relativos à hora 2	125
Figura 17 – Cotações do mercado Spot diário ibérico, relativos à hora 3	125
Figura 18 – Cotações do mercado Spot diário ibérico, relativos à hora 4	126
Figura 19 – Cotações do mercado Spot diário ibérico, relativos à hora 5	126
Figura 20 – Cotações do mercado Spot diário ibérico, relativos à hora 6	127
Figura 21 – Cotações do mercado Spot diário ibérico, relativos à hora 7	127
Figura 22 – Cotações do mercado Spot diário ibérico, relativos à hora 8	128
Figura 23 – Cotações do mercado Spot diário ibérico, relativos à hora 9	128
Figura 24 – Cotações do mercado Spot diário ibérico, relativos à hora 10	129
Figura 25 – Cotações do mercado Spot diário ibérico, relativos à hora 11	129
Figura 26 – Cotações do mercado Spot diário ibérico, relativos à hora 12	130
Figura 27 – Cotações do mercado Spot diário ibérico, relativos à hora 13	130
Figura 28 – Cotações do mercado Spot diário ibérico, relativos à hora 14	131
Figura 29 – Cotações do mercado Spot diário ibérico, relativos à hora 15	131
Figura 30 – Cotações do mercado Spot diário ibérico, relativos à hora 16	132
Figura 31 – Cotações do mercado Spot diário ibérico, relativos à hora 17	132
Figura 32 – Cotações do mercado Spot diário ibérico, relativos à hora 18	133

Figura 33 – Cotações do mercado Spot diário ibérico, relativos à hora 19	133
Figura 34 – Cotações do mercado Spot diário ibérico, relativos à hora 20	134
Figura 35 – Cotações do mercado Spot diário ibérico, relativos à hora 21	134
Figura 36 – Cotações do mercado Spot diário ibérico, relativos à hora 22	135
Figura 37 – Cotações do mercado Spot diário ibérico, relativos à hora 23	135
Figura 38 – Cotações do mercado Spot diário ibérico, relativos à hora 24	136
Figura 39 – Cotações do mercado Spot diário ibérico, relativos à hora 25	136
Figura 40 – Cotações do mercado de Futuros, contrato contínuo semanal	138
Figura 41 – Cotações do mercado de Futuros, contrato contínuo mensal	138
Figura 42 – Cotações do mercado de Futuros, contrato contínuo trimestral	139
Figura 43 – Cotações do mercado de Futuros, contrato contínuo anual	139
Figura 44 – Módulo de identificação e comando da ferramenta	153
Figura 45 – Entrada de dados	154
Figura 46 – Entrada de dados para análise e quantificação de Risco pelo VaR.....	154
Figura 47 – Dados históricos recentes, tabela de dados	155
Figura 48 – Dados históricos recentes, gráficos de evolução de preços e de cargas	156
Figura 49 – Dados históricos recentes, gráfico de correlação de preços com as cargas.....	156
Figura 50 – Dados históricos recentes, histogramas de distribuição de preços e cargas	157
Figura 51 – VaR por unidade de energia dos contratos da carteira	159
Figura 52 – Intervalos de confiança dos valores dos preços unitários dos contratos	159
Figura 53 – VaR dos vários contratos da carteira	160
Figura 54 – Variação máxima histórica dos valores dos preços horários	161
Figura 55 – Intervalos de confiança dos valores dos preços unitários dos contratos	161
Figura 56 – Perdas máximas dos vários contratos da carteira	162
Figura 57 – Ferramenta de gestão do Risco	164
Figura 58 – Ferramenta de gestão do Risco, identificação das zonas de interface com o utilizador	165
Figura 59 – Ferramenta de gestão do Risco, zona F	165
Figura 60 – Ferramenta de gestão do Risco, zona G	165
Figura 61 – Ferramenta de gestão do Risco, zona H	165
Figura 62 – Ferramenta de gestão do Risco, zona I.....	166
Figura 63 – Aspecto final de um relatório tipo produzido pela ferramenta.....	168
Figura 64 – Desvio padrão relativo do VaR para posições longas	170
Figura 65 – Desvio padrão relativo do VaR para posições curtas.....	170
Figura 66 - VaR de uma carteira para vários dias da semana - posições longas	171
Figura 67 - VaR de uma carteira para vários dias da semana - posições curtas.....	172
Figura 68 - Stress de uma carteira para vários dias da semana - posições longas	172

Figura 69 - Stress de uma carteira para vários dias da semana - posições curtas.....	172
Figura 70 - VaR médio horário anual - posições longas.....	173
Figura 71 - VaR médio horário anual - posições curtas	173
Figura 72 - Stress médio horário anual - posições longas.....	173
Figura 73 - Stress médio horário anual - posições curtas	174

Índice de Tabelas

Tabela 1 - Sessões do Mercado intradiário do MIBEL.....	52
Tabela 2 - OMIP e OMIClear: actividades e participantes	68
Tabela 3 - Custos OMIP e OMIClear	72
Tabela 4 - Activos de referência comuns, para o mercado de Acções	87
Tabela 5 – Comparação de Metodologias de Análise de VaR.....	102
Tabela 6 – Feriados, Portugal.....	143
Tabela 7 – Feriados, Espanha.....	143
Tabela 8 - Dias com consumo atípico, Portugal	144
Tabela 9 - Dias com consumo atípico, Espanha	144
Tabela 10 - Correlação de preços horários do mercado Spot diário, Portugal.....	148
Tabela 11 - Correlação de preços horários do mercado Spot diário, Espanha.....	149
Tabela 12 - Exemplo de gestão do Risco por ajuste do diagrama de cargas	163
Tabela 13 – Diagrama de cargas	169
Tabela 14 – Comparação de exemplos de estudos de gestão do Risco, margens obtidas.....	171
Tabela 15 - Comparação de exemplos de estudos de gestão do Risco, períodos horários seleccionados.....	171

Siglas e Abreviaturas

API – Application Programming Interface, ou interface da aplicação programável.

ARCH – Autoregressive Conditional Heteroskedasticity , ou modelo de heterocedasticidade condicional autoregressiva.

B2B – Business to Business, é o nome dado ao comércio associado a operações de compra e venda, de informações, de produtos e de serviços através da Internet ou através da utilização de redes privadas partilhadas entre duas empresas, substituindo assim os processos físicos que envolvem as transacções comerciais.

B2C – Business to Consumer, é o comércio efectuado directamente entre uma empresa produtora, vendedora ou prestadora de serviços e um consumidor final, através da Internet. Neste caso, o consumidor poderá não ser necessariamente cliente final, mas antes o cliente directo para o negócio em questão.

BIS – Bank for International Settlements.

BOE – Boletín Oficial del Estado. Diário oficial do Estado espanhol, como meio de publicação de legislação e outros documentos de cumprimento obrigatório.

CAISO – California Independent System Operator, ISO do Estado da Califórnia, nos Estados Unidos da América.

CAPEX – Capital Expenditures, ou custos de instalação ou investimento.

CAPM – Capital Asset Pricing Model, ou modelo para determinação de valor de activos financeiros.

CFaR – Cash Flow at Risk, ou fluxos de caixa em Risco.

CFD – Contract For Difference, ou contrato por diferença.

CMVM – Comissão do Mercado de Valores Mobiliários.

CNE – Comisión Nacional de Energia, Espanha.

CNMV – Comisión Nacional del Mercado de Valores, Espanha.

CVaR – Conditional Value-at-Risk, ou valor em Risco ponderado.

DMIF – Directiva dos Mercados de Instrumentos Financeiros.

ECAR – East Central Area Reliability Coordination Agreement.

EPA – U. S. Environmental Protection Agency.

ERCOT – Electric Reliability Council of Texas.

ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

ETS - Emission Trading System, é o maior sistema multi-nacional de comércio de direitos de emissão de gases. Foi lançado pela União Europeia.

EURIBOR – European Interbank Offered Rate, ou taxa interbancária oferecida em euros. É uma das principais taxas de referência do mercado monetário da zona euro. Indica a taxa de juros média dos depósitos interbancários da zona euro.

FERC – U. S. Federal Energy Regulatory Commission.

FRCC – Florida Reliability Coordination Council.

FTR – Fixed/Firm Transmission Rights, ou direitos de transmissão ou transporte de energia.

FTS – Firm Transportation Service, relativo a contratos de fornecimento.

GARCH – Generalized Autoregressive Conditional Heteroskedasticity, ou modelo de generalizado de heterocedasticidade condicional autoregressiva.

HDD/CDD – Heating Degree Day (HDD), é um índice quantitativo e que procura reflectir as necessidades energéticas para o aquecimento de uma casa ou um escritório, para uma determinada localização. O Cooling Degree Day (CDD), é o índice semelhante para a situação de arrefecimento.

HOES – Hora Oficial Espanhola.

I&D – Investigação e desenvolvimento.

ICAP – Installed Capacity Markets, ou mercados de capacidade instalada.

IEC ou CEI – International Electrotechnical Commission.

ISO – Independent System Operator, ou Operador Independente do Sistema.

ISO – International Organization for Standardization.

ITC – Instrução Técnica, segundo o OMIP.

IvAR – Incremental Value-at-Risk, ou valor em Risco incremental.

J2EE – Java 2 Enterprise Edition, ou Java edição empresarial.

LIBOR – Inicialmente sendo a London Interbank Offered Rate, é uma taxa de referência diária com base nas taxas de juros que é oferecida para grandes empréstimos entre os bancos internacionais que operavam no mercado londrino. Essa taxa de juros é muito utilizada nas transações internacionais como taxa referencial. Entretanto a sigla LIBOR foi adoptada por diferentes países, com os Estados Unidos da América (US LIBOR), a Austrália (AUD LIBOR), o Canadá (CAD LIBOR), a Suíça (CHF LIBOR), a Dinamarca (DKK LIBOR), o Japão (JPY LIBOR), a Nova Zelândia (NZD LIBOR), a Suécia (SEK LIBOR), entre outros.

LMP ou LBMP – Locational Marginal Price, ou preços nodais ou zonais de mercado.

MAAC – Mid-Atlantic Area Council.

MAIN – Mid-America Interconnected Network.

MAPP – Mid-Continent Area Power Pool.

MDL – Mecanismo de Desenvolvimento Limpo.

MIBEL – Mercado Ibérico de Electricidade.

MIBGAS – Mercado Ibérico do Gás.

MTBF – Mean Time Between Failure, ou tempo médio entre avarias.

MTTR – Mean Time to Repair, ou tempo médio de reparação.

NEPOOL – New England Power Pool, ISO do Estado de Nova Inglaterra, nos Estados Unidos da América.

NORDPOOL – Nordic Power Exchange, ISO dos países nórdicos (Finlândia, Suécia, Dinamarca e Noruega).

NORDPOOL – Ou Nord Pool ASA, é um mercado de mercadorias em bolsa, autorizado pelo Governo Norueguês e supervisionado pelo Norwegian Financial Supervisory Authority.

NPCC – Northeast Power Coordinating Council.

NYMEX – New York Mercantile Exchange.

NYPOOL – New York Intrastate Access Settlement Pool, ISO do Estado de Nova Iorque, nos Estados Unidos da América.

NYSE – New York Stock Exchange.

OMEL – Operador del Mercado Ibérico de Energia, Polo Espanhol, S. A..

OMI – Operador do Mercado Ibérico de Energia.

OMIE – Operador do Mercado Ibérico de Electricidade.

OMIP – Operador do Mercado Ibérico de Energia, Polo Português, S. A..

ONU – Organização das Nações Unidas.

OPEP ou OPEC – Organização de Países Exportadores de Petróleo ou Organization of the Petroleum Exporting Countries.

OPEX – Operating Expenditures, ou custos de exploração.

OTC – Negociação OTC, Over-The-Counter, é a negociação de instrumentos financeiros, como acções, títulos em geral ou produtos derivados directamente entre duas partes, fora de bolsa oficialmente instituída.

PJM – PJM Interconnection, ISO do Distrito de Columbia e dos Estados de Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia e West Virginia, nos Estados Unidos da América.

PTEL – Índice de preços de electricidade para o mercado português. São regularmente publicados diariamente dois índices PTEL, o “peak” para as horas de maiores consumos e o “base” para as restantes horas do dia.

RDIS – Rede Digital Integrada de Serviços ou Rede Digital com Integração de Serviços.

REN – Redes Energéticas Nacionais, S. A. ou Rede Eléctrica Nacional, S. A., conforme o contexto.

RTB – Root Transfer Based, ou comunicação analógica.

SEIE – Sistema Eléctrico Insular e Extra Peninsular.

SERC – Southeastern Electric Reliability Council.

SIAM – Scenarios, Impacts and Adaptation Measures, estudo de impacto ambiental para avaliar as alterações climáticas.

SIOM – Sistema de Informação do Operador do Mercado, plataforma de informação e negociação do OMEL.

SIOM2 – Versão mais recente do SIOM.

SIOME – Sistema de emergência, alternativo ao SIOM.

SMP – Preço marginal horário para uma determinada zona.

SPAN – Standard Portfolio Analysis of Risk. O SPAN é um modelo informático que calcula o intervalo de possíveis alterações no preço de um contrato em particular, para determinar o nível de Risco ou margem desse contrato.

SPEL – Índice de preços de electricidade para o mercado espanhol. São regularmente publicados diariamente dois índices SPEL, o “peak” para as horas de maiores consumos e o “base” para as restantes horas do dia.

SPP – Southwest Power Pool.

VaR – Value-at-Risk, ou valor em Risco.

WSCC – Western Systems Coordinating Council.

WTI – West Texas Intermediate Crude.

XML – Extensible Markup Language, linguagem de programação desenvolvida para a internet.

1 Síntese de Conceitos Básicos para Investimento e Negociação em Mercados Financeiros

Para melhor compreensão do Risco associado à negociação nos mercados liberalizados de energia eléctrica, alvo deste estudo, é necessário ter presentes alguns dos conceitos básicos relativos aos mercados financeiros, de um modo global, e, em especial, no relativo ao investimento e à negociação nestes mercados.

Começemos pela simples ilustração seguinte.

Imagine-se então um jogo de apostas baseadas em vários lançamentos de uma moeda ao ar.

Sempre que, após o lançamento, a moeda ficar com uma determinada face para cima significa que ganhamos 1 euro e quando ficar com a outra significa que perdemos 1 euro.

Numa situação normal, metade das vezes que a moeda é lançada ao ar, irá ficar com uma das faces para cima, logo o apostador não ganha nem perde nada.

Imagine-se agora que nessa moeda uma das faces é mais pesada. Neste novo caso, uma das faces irá ficar mais vezes para cima.

O apostador nessa face ganhadora terá então o sistema perfeito para ganhar dinheiro. Isto é o que muitas vezes é conhecido por “Tails Trading System”¹.

A negociação em mercados financeiros é também um jogo de probabilidades, com muitas semelhanças ao jogo anterior.

O que diferencia um negociador baseado na sorte, que normalmente não ganha ou até perde dinheiro, de um negociador ganhador, que ganha a maior parte das vezes, é a utilização de estratégias e ferramentas que permitem ao ganhador perceber e tirar partido das situações em que a probabilidade é num determinado sentido.

1.1 Estratégia de negociação

Para colocarmos a probabilidade a funcionar a nosso favor, é necessário, antes de mais, recorrermos a uma estratégia. Contudo, essa estratégia a definir deve ser constantemente adaptada e ajustada à medida que os valores e o tempo de aplicação dos montantes em investimento vão evoluindo.

Para a definição dessa estratégia deve-se criteriosamente procurar seleccionar:

- Tipo de produtos a negociar,
- Activos subjacentes a negociar,
- Montantes a negociar e
- Métodos de controlo do Risco,

sendo essa estratégia ainda desenhada de acordo com a avaliação permanente de:

- Lucro potencial,
- Perda potencial e
- Risco ou probabilidades de lucro e perda.

Faz parte integrante e indispensável dessa estratégia, a selecção das metodologias de entrada, saída e ajuste da carteira em mercado.

¹ Conforme “Trading in Mind, 10 Ways to Stay Focussed For Real Time Traders” (Day-Trading-Mind.com, 2002) e diversos outros autores.

A estratégia deverá ser construída considerando um horizonte temporal objectivo e horizontes temporais indicativos adicionais, sendo que deverão também ser sempre previstas situações de recurso, para resolução de cenários resultantes de evolução da carteira de modo diferente do previamente estimado.

A definição e o seguimento de uma estratégia clara e objectiva é um factor decisivo para o êxito dos negócios em mercado e permite aos seus operadores marginalizar as actuações resultantes dos impulsos dos seus sentimentos momentâneos e que em geral facilmente derivam para actuações com resultado fortuito.

1.2 Ferramentas de negociação e de análise de mercado

Conforme referido, também importante para uma negociação de sucesso é a definição, o conhecimento e a utilização das técnicas e ferramentas de análise de mercado adequadas, devendo estas ser ao máximo diversificadas.

Na análise de mercado devem procurar-se padrões de comportamento e outros indicadores que permitam sensibilizar o negociador para potenciais futuras evoluções do mercado.

São muitos os indicadores normalmente utilizados sendo que a sua utilização, bem como a sua parametrização, deve ser criteriosamente ajustada para cada produto e mercado em causa.

Um outro factor muito importante na negociação é a escolha de uma boa ferramenta, ou plataforma, de negociação.

Essas ferramentas e plataformas estão normalmente associadas a determinados agentes de mercado ou intermediários financeiros.

Uma boa ferramenta deverá ser fiável, de fácil operação e com bons instrumentos auxiliares de análise e negociação.

Um dos instrumentos de negociação que as plataformas devem possuir é a automatização do lançamento das ordens de bolsa. Este é um recurso importante que permite, por antecipada programação, maximizar os lucros e limitar as perdas. Normalmente é disponibilizada a programação de três tipos de ordens:

- Ordens ao mercado, para o melhor preço de mercado,
- Ordens limite, para um preço fixo predeterminado e
- Ordens com limitação de perda (“stop loss”), para um preço condicionado a determinados parâmetros, que podem ser dependentes da evolução do mercado (caso dos “trailing stops”).

Em sistemas mais avançados, são por vezes disponibilizados outros tipos de ordens, interdependentes ou casadas, destacando-se as seguintes:

- Ordens OCO (“one cancel the other”), em que o accionamento de uma cancela a outra e
- Ordens OSO (“one starts the other”), em que o accionamento de uma activa outra.

Outro instrumento importante é a profundidade. Este instrumento permite ao utilizador conhecer melhor o mercado, com o recurso à informação dos volumes e dos preços das ordens colocadas em bolsa, podendo essa informação ser apresentada em vários níveis.

É ainda importante o modo de comunicação da plataforma de negociação com o mercado.

Em muitos casos, poderá fazer toda a diferença negociar com base em cotações em tempo real em contraste com a negociação baseada em cotações em tempo diferido.

A informática, e a Internet em particular, veio popularizar e massificar, nestes últimos tempos, a negociação em plataformas semiprofissionais com cotações em tempo real ou em curtos tempos diferidos, assim como apoiar os negociadores com ferramentas diversificadas.

Deste modo os mercados tornaram-se mais líquidos e mais voláteis pela facilidade e rapidez de negociação, facilitando a adesão dos intervenientes.

As plataformas de negociação mais avançadas são baseadas em comunicações do tipo API², embora o desenvolvimento actual tenha permitido uma evolução considerável ao nível da performance, segurança e fiabilidade de sistemas baseados em aplicações Internet B2C³ e B2B⁴.

1.3 Informação

Para o investimento em mercados financeiros é fundamental o acesso à informação; esta deverá ser vasta, fiável, em tempo útil e focalizada nas temáticas que se pretende analisar.

Neste âmbito, recentemente, a Internet fez evoluir muito a sociedade da informação em geral, e as agências noticiosas em particular, o que veio também dar uma ajuda preciosa à negociação em mercados.

1.4 Custos de corretagem e intermediação

Embora não sejam decisivos, na maior parte dos casos, os custos de corretagem e intermediação devem ser considerados no apuramento dos lucros e Risco das negociações.

Como se tratam geralmente de custos fixos, não são considerados nas análises de Risco.

1.5 Metodologias de análise

O tempo previsto para posse dos activos determina a metodologia de análise. Em geral utiliza-se para:

- Curto e médio prazo (até 3 meses) - Análise Técnica, estatística ou estocástica, e
- Longo prazo (mais de 3 meses) - Análise Fundamental, baseada nos resultados operacionais da actividade ou produto subjacente ao activo.

Compreendendo-se a base e o significado deste tipo de estudos percebe-se melhor a razão da afirmação anterior.

1.5.1 Análise Técnica⁵

A Análise Técnica analisa os movimentos passados da cotação de um activo financeiro de modo a antecipar previsões relativas a movimentos futuros.

Este tipo de análise divide-se em dois subtipos: a baseada na evolução gráfica e a análise numérica e estatística dos valores das cotações.

Com a Análise Técnica tenta-se encontrar indicadores de procura e oferta que estão na base da evolução das cotações.

² API, de Application Programming Interface, ou interface da aplicação programável.

³ B2B, de Business-to-business, neste caso, relativo à integração total das plataformas dos agentes envolvidos.

⁴ B2C, de Business-to-consumer, neste caso, relativo à oferta de solução idêntica a vários consumidores do serviço.

⁵ Texto elaborado com apoio em elementos do documento "Manual de Análise Técnica" (Banco Best), emitido pelo Banco Best, S. A..

Esta metodologia de análise é baseada exclusivamente na evolução dos valores de mercado do activo, logo sendo o objectivo a previsão dos valores futuros do activo será lógica a utilização de valores passados como base de estudo.

A Análise Técnica destaca-se pela sua especial apetência para a detecção dos pontos ideais de entrada e saída de mercado. São imensos os indicadores resultantes das muitas metodologias de análise, sendo que a aplicação dessas metodologias é muitas vezes dependente do tipo de activos em análise.

No entanto, a Análise Técnica está extremamente sujeita à subjectividade e habilidade do analista, sendo vulgar haver diferentes possíveis interpretações de situações equivalentes.

Pela variedade e amplitude destes tipos de estudos é impossível, no âmbito desta síntese, descrever as várias metodologias, pois mesmo que se optasse pelas mais utilizadas ficar-se-ia na dúvida quanto ao critério utilizado para essa opção.

Verifica-se também que este tipo de análise fornece frequentemente falsos sinais, verificando-se que os sinais correctos tendem a ser evidentes apenas à posteriori das decisões tomadas em tempo óptimo.

Revela-se portanto muito importante a experiência do analista para este tipo de estudos.

A Análise Técnica assenta basicamente em três princípios:

- As cotações dos activos descontam todos os acontecimentos subjacentes a esse activo,
- As cotações dos activos variam segundo tendências e
- Os movimentos dos mercados repetem-se ciclicamente.

O precursor mais famoso das metodologias de Análise Técnica foi Charles H. Dow. Ele foi editor do The Wall Street Journal entre 1900 e 1902, jornal onde expôs as suas teorias. Estas teorias baseiam-se em determinados princípios e exploram aquilo que normalmente se denomina a psicologia dos mercados. As suas técnicas foram posteriormente compiladas por William Hamilton e Robert Rhea. A ele é atribuída uma das teorias defendida ainda hoje por um enorme número de seguidores, a Teoria de Dow.

A sua teoria baseava-se em dois índices por ele criados, um de transportes (o Dow Jones Transportation) e outro industrial (o Dow Jones Industrial).

Defendeu então, nessa época, que estes dois sectores económicos representavam bem a economia e poderiam assim definir indicadores para a indústria, o comércio e o investimento.

A teoria de Dow baseia-se nos seguintes seis pilares:

1. Os índices descontam tudo, ou seja todos os factores macro e micro económicos são reflectidos na evolução dos índices. O mercado percebe a sucessão de acontecimentos gerando forças de compra e venda.
2. O mercado é composto por três níveis de tendência:
 - Primeiro nível – mercado comprador (Bull) ou vendedor (Bear),
 - Segundo nível – reacções à tendência primária e
 - Terceiro nível – flutuações normais pouco significativas,

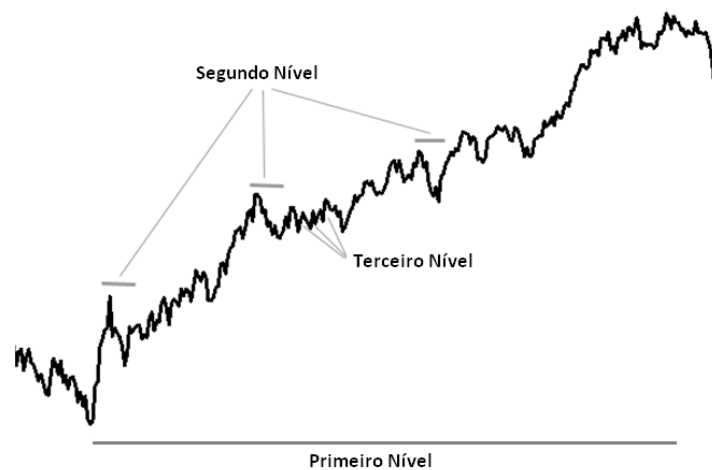


Figura 1 - Níveis de tendência de mercado

3. A tendência de mercado é divisível em três fases, relacionadas com a psicologia de mercado:
- Acumulação – fase de pessimismo geral com investidores a iniciar entrada em mercado,
 - Movimento – fase do movimento de maior amplitude caracterizado pela melhoria das condições que favorecem a entrada em mercado e
 - Distribuição – fase em que as condições de mercado permanecem favoráveis mas na qual se identificam situações de especulação excessiva. Alguns investidores iniciam a tomada de mais-valias.

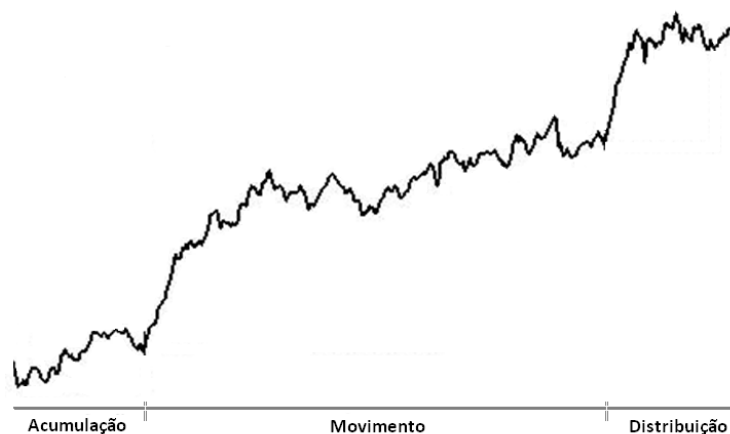


Figura 2 - Fases de tendência de mercado

4. Os índices Dow Jones Transportation e o Dow Jones Industrial devem confirmar-se mutuamente. No caso de um deles inverter a sua evolução o outro deverá segui-lo. O índice Dow Jones Transportation deverá antecipar a evolução do Dow Jones Industrial (devido à importância e dependência dos transportes para o crescimento da indústria nessa época).

5. O volume deverá confirmar a tendência primária. Um volume elevado confirma a tendência dos investidores na direcção do movimento. Um baixo volume pode significar uma inversão de tendência.
6. A tendência deverá permanecer intacta até à inversão. Ou seja, uma tendência ascendente deverá apresentar sempre uma tendência de topos e fundos superiores. Uma tendência descendente deverá apresentar uma configuração contrária.

1.5.2 Análise Fundamental

A Análise Fundamental também procura antecipar o conhecimento da evolução do mercado. É baseada em razões económicas ao nível micro e macro. Com este tipo de estudos procura-se identificar as razões para o valor de um determinado activo.

No caso da energia eléctrica normalmente é procurado o custo de produção dessa energia, considerando os custos da matéria-prima para produzir a energia, os custos de investimento e exploração da central produtora, os custos de transporte e distribuição, assim como as margens de comercialização, entre outros.

Quanto mais detalhado e afinado for o processo de construção do valor da energia mais correcto será o resultado obtido.

Não sendo de desvalorizar ou desconsiderar este tipo de estudos, na prática, verifica-se que existe uma componente especulativa nos mercados que não permite que a Análise Fundamental a consiga representar correctamente.

Por esta razão, este tipo de análise torna-se mais eficiente para mercados a longo prazo pela diluição do efeito especulativo que normalmente está mais associada a investimentos de curto prazo.

1.6 Tipo de contratos e modos de negociação

Nos mercados financeiros transacciona-se praticamente tudo. Desde a vulgar acção de uma empresa, a forma mais comum de negociação, até à mercadoria mais diversa.

Inicialmente a negociação era executada em leilão, com os contratos negociados por viva voz. Com o aumento da popularidade da negociação on-line, com as operações a serem executadas em ambientes electrónicos, este tipo de negociação tem-se tornado o mais comum.

A negociação pode ser realizada em bolsa ou em regime OTC⁶, fora de mercado.

Os contratos podem ser realizados segundo dois objectivos, ou pontos de vista:

- Pelo comprador, constituindo posições longas (ou Call) e
- Pelo vendedor, constituindo posições curtas (ou Put).

Em determinadas situações, os contratos podem ser realizados a crédito, podendo ser constituídas indiferentemente posições longas ou curtas, sem a necessária correspondente detenção física do activo.

⁶ Negociação OTC, "Over-The-Counter" é a negociação de instrumentos financeiros, como acções, títulos em geral ou produtos derivados directamente entre duas partes, fora de bolsa oficialmente instituída. O facto de essa negociação ocorrer fora de bolsa não implica necessariamente que essa negociação não seja regulada e auditada.

1.6.1 Negociação em margem

A negociação em margem permite ao investidor utilizar parcialmente o seu capital e recorrer a um financiamento de terceiros para o capital restante a que pretende estar exposto.

O processo de “investir em margem” é assim conhecido devido ao valor investido ser marginal relativamente à exposição ao activo. O capital excedente relativo a fundos externos, normalmente é obtido com base em crédito bancário.

Sendo algumas vezes opcional, em muitos dos contratos é obrigatória a negociação em margem.

Esse tipo de operação possibilita a uma empresa, fundo de investimento ou indivíduo fortalecer uma posição, investindo mais do que de facto possui e permitindo-lhe obter uma exposição ao mercado superior à que normalmente conseguiria.

O montante de exposição é normalmente muito superior ao montante de margem investido, podendo atingir valores na ordem das 500 vezes, como pode ser o caso do investimento em moeda.

O financiamento está sujeito a uma taxa de juro, de um modo geral, diariamente descontada na cotação do activo, ou debitada directamente na conta de investimento. A taxa de juro aplicada e este tipo de financiamento é a EURIBOR⁷ ou a LIBOR⁸, correspondente à moeda de cotação do activo, acrescida de um Spread para cobrir o Risco. Como o Risco de empréstimo do capital suplementar para alavancar uma posição é normalmente avaliado por excesso, o Spread da taxa de juro para este tipo de empréstimos é relativamente baixo, na ordem dos 1 a 2% anualizados. Verifica-se portanto uma diferença da cotação Spot para a cotação de um produto investido em margem com o mesmo subjacente. Na maturidade, sem juros a descontar no empréstimo para a negociação em margem, a cotação do activo em margem é igual à cotação do activo Spot. A fórmula de cálculo da cotação do activo em margem, considerando o desconto dos juros é a seguinte:

$$P_A = P_F(1 + t)^{(M-D)}$$

ou em alternativa, pela simplificação do cálculo dos juros compostos:

$$P_A = P_F e^{t(M-D)}$$

em que:

- P_A é a cotação actual do activo em margem,
- P_F é a cotação do activo na maturidade, igual ao valor Spot do subjacente,
- t é a taxa de juro diária a aplicar,
- M é a data de maturidade (em dias) e
- D é o dia actual (em dias).

⁷ EURIBOR, ou Euro Interbank Offered Rate, é a taxa de referência em que os depósitos a prazo interbancários em euros são negociados no mercado da União Económica e Monetária Europeia.

⁸ LIBOR, ou London Interbank Offered Rate, é a taxa de referência em que os depósitos a prazo interbancários em libras são negociados no mercado monetário britânico. Posteriormente, a designação generalizou-se para outros mercados e outras moedas como por exemplo os mercados de Nova Iorque (dólares), Tóquio (ienes), Sidnei (dólares australianos), etc..

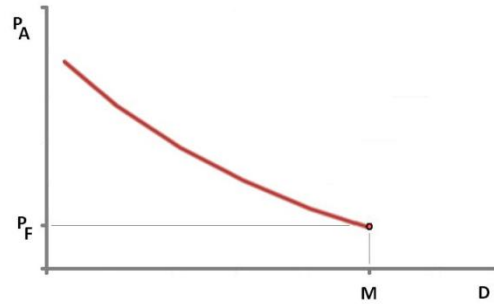


Figura 3 - Depreciação de valor de um contrato de Futuros
(efeito da taxa de juro, tende para o valor Spot na maturidade)

Em termos práticos, se um determinado instrumento apresenta, por exemplo, 10% de margem, é o mesmo que dizer que para abrir uma posição só é necessário depositar 10% do valor nominal desse contrato.

Habitualmente, para a concessão do limite de crédito, ou seja a definição do limite de margem, o credor avalia o Risco dessa posição financeira e assume como garantia a própria posição.

As margens dos contratos são definidas pela bolsa onde os contratos são negociados.

As bolsas usam um sistema designado por SPAN (Standard Portfolio Analysis of Risk) para determinar o nível de margem para cada contrato.

O SPAN é um modelo informático que calcula o intervalo de possíveis alterações no preço de um contrato em particular.

Para o cálculo das margens, o modelo informático referido considera o pior cenário possível de perda, isto é, a variação extrema no valor da posição.

Se a margem na conta do investidor cair abaixo do valor da margem de manutenção, devem ser disponibilizados fundos adicionais ou deve ser reduzido, por encerramento das posições, o número de contratos abertos na conta.

A margem associada a um contrato em particular pode ser alterada a qualquer momento, considerando alterações às condições de Risco.

A negociação em margem é muitas vezes também chamada de “negociação alavancada” ou com “efeito de alavancagem”. Todavia deverá ser considerado que, para investimentos especulativos, a alavancagem financeira potencia não só os ganhos, mas também as perdas, elevando desta forma o Risco. Assim, quem investe com posições alavancadas necessita de conhecer bem o Risco envolvido no seu investimento pois a alavancagem é um factor de multiplicação directa desse Risco. O Risco e o lucro potencial envolvidos numa operação alavancada são directamente proporcionais ao seu factor de alavancagem.

1.6.2 Contratos à vista ou Spot⁹

Na negociação no mercado Spot os bens ou títulos são comercializados em leilão regulado, num determinado momento, para entrega imediata.

⁹ Com transacção efectuada contra pagamento à vista, Cash Markets.

1.6.3 Contratos de Futuros¹⁰

Um contrato de Futuros é um acordo regulado legalmente para a entrega ou recebimento de uma certa qualidade de bem a um preço pré-combinado, numa data futura. A essa data é dado o nome de “maturidade”.

Todos os contratos de Futuros são negociados num ambiente controlado e regulado onde os detalhes subjacentes aos negócios, chamado “especificações de contrato”, são definidos.

Os compradores e vendedores de mercadorias combinam junto da bolsa o preço e a localização onde os bens comprados e vendidos são entregues.

A negociação de Futuros é geralmente efectuada em margem. Também por esta razão, o investimento especulativo em Futuros acarreta um elevado Risco.

Os contratos de Futuros têm associadas as margens de contratação e de manutenção, isto é, está definido o montante necessário para efectuar o contrato e o montante necessário para manter as posições abertas.

1.6.3.1 Tipos de activos transaccionados

Um contrato de Futuros pode ser realizado sobre qualquer mercadoria física, instrumento financeiro, energia, etc..

A titulo de exemplo podemos encontrar contratos de:

- trigo, milho, café, ou metais,
- obrigações do tesouro, taxas de juro, índices de acções ou divisas,
- petróleo, gás natural, gasolina ou energia eléctrica,
- entre muitos outros.

1.6.3.2 Elementos de um contrato de Futuros

Como indicado, os elementos de um contrato de Futuros são determinados pela bolsa onde ele é negociado e pelo tipo de bem negociado.

Conforme se verifica no exemplo seguinte, é definido um conjunto de parâmetros que estão associados a cada contrato e ao qual se dá o nome de “especificação”.

A especificação do contrato terá definido por exemplo:

- O tamanho (ou volume),
- A relação com o activo subjacente,
- A bolsa,
- As margens de contratação e manutenção,
- O horário de negociação,
- A data de maturidade,
- etc..

Assumindo o exemplo um contrato de Futuros muito comum, o contrato E-mini S&P, podemos ter:

¹⁰ Texto elaborado com apoio em elementos do sítio de internet da Orey Financial, Instituição Financeira de Crédito, S. A., www.oreyitrade.com.

- Tamanho do Contrato: 50x índice (1/5 S&P Índice) - 1/5 do valor absoluto do índice S&P,
- Valor de 1 ponto: 50 USD - Cada ponto no contrato vale 50 USD, o que significa que um contrato E-mini S&P com o preço de compra a 1.281,25 vale na realidade 64.062,50 USD,
- Tamanho do Tick: 0,25 - Um Tick é o mais pequeno incremento permitido pelo qual um contrato de Futuros pode variar. Neste caso estão previstos incrementos de 0,25. Uma vez que 1 ponto vale 50 USD, o valor de um Tick (0,25 de um ponto) vale 12,50 USD,
- Valor do Tick: 12,50 USD,
- Margem de contratação: 4.000 USD,
- Margem de manutenção: 3.150 USD,
- Bolsa: Chicago Mercantile Exchange (CME) – Bolsa onde é negociado o contrato,
- Horário de Negociação: (CET) 22:30-22:15 – Horário de negociação do contrato,
- Data de Maturidade: 12 de Dezembro de 2009 – Data de exercício do contrato, ou seja, a data de referência para conversão do contrato num bem físico ou financeiro. Normalmente o crédito do contrato apenas é efectuado alguns dias após a data indicada.

1.6.3.3 Código dos contratos

Os contratos de Futuros são designados de acordo com o tipo de contrato que é negociado, associado ao mês e ao ano em que o contrato é entregue.

Por exemplo, no contrato designado por ESU9, ES significa E-mini S&P 500, U é relativo a Setembro e 9 significa o ano 2009.

Para cada mês está associada uma letra específica, como se indica abaixo:

- F Janeiro,
- G Fevereiro,
- H Março,
- J Abril,
- K Maio,
- M Junho,
- N Julho,
- Q Agosto,
- U Setembro,
- V Outubro,
- X Novembro e
- Z Dezembro.

1.6.3.4 Participantes no mercado de Futuros

Há dois tipos de investidores em contratos de Futuros: os especuladores e os "hedgers".

O especulador procura aproveitar-se dos movimentos de mercado para seu benefício.

O especulador é tipicamente um investidor com apetência ao Risco, tomando posições em que há um grande potencial de ganho mas também com a possibilidade de perdas consideráveis.

O "hedger" negocia Futuros para neutralizar o Risco associado a outros investimentos e toma posições para reduzir ou evitar a exposição e vulnerabilidade dos seus activos às variações de preço futuras.

Um exemplo é a cobertura, por um produtor, da quebra de preço de uma mercadoria negociada via contrato de Futuros.

Para um investidor interessado em diversificar a sua carteira, os Futuros oferecem uma excelente opção, dando acesso a uma variedade de mercados alternativos para quem procura todas as oportunidades de investimento.

Geralmente, a grande alavancagem dos contratos permite com valores de investimento relativamente baixos uma exposição ao activo elevada.

Os Futuros são instrumentos financeiros normalmente muito líquidos, o que significa que se consegue negociar com Spreads muito reduzidos.

O custo de transacção de Futuros é geralmente baixo, sendo normalmente o preçário bastante transparente devido ao grau de especificação dos contratos e à regulamentação imposta pelas diversas bolsas.

A negociação on-line de Futuros permite a rápida execução de ordens e não existe Risco de contraparte uma vez que todas as transacções são processadas pela bolsa e a câmara de compensação tem a responsabilidade diária de verificar que todas as ordens e margens são executadas de forma disciplinada.

O investidor Hedger

Hedging (ou cobertura) é uma forma de proteger os seus investimentos do Risco associado às variações adversas no mercado.

Hedging normalmente envolve tomar uma posição num instrumento relacionado com os seus investimentos que ajuda a anular as variações adversas no preço do investimento.

No mercado de Futuros, os hedgers procuram "trancar" um preço durante semanas ou meses antes da compra ou venda no mercado.

As suas posições em Futuros ajudam a proteger o investimento tangível de variações adversas no preço antes da entrega física.

Considere-se o seguinte exemplo hipotético de um contrato de cobertura:

- O Sr. "x" é um ourives que possui 100 onças¹¹ de ouro físico.
- Ele está preocupado com a possibilidade da queda dos preços do ouro nos mercados mundiais e gostaria de proteger o seu investimento de uma possível quebra no valor.
- Ele sabe que 1 contrato de ouro na bolsa CBOT em Chicago é exactamente a quantidade que possui então vende 1 contrato ZGZ9 a 665,00 USD/onça.

- Cenários Possíveis:
 1. O preço nos mercados sobe, por exemplo para 670,00 USD/onça.
Resultado: O contrato de Futuros curto terá uma perda de 500,00 USD e o ouro físico sofrerá um aumento de valor no mesmo montante.
Risco = 0,
 2. O preço de mercado cai, por exemplo para 660,00 USD/onça.
Resultado: O ouro físico perde valor correspondente a 500,00 USD e o contrato curto de Futuros terá um ganho num montante equivalente.
Risco = 0.

A vantagem da cobertura é que o investidor pode proteger o seu investimento de variações adversas no preço do activo subjacente.

A desvantagem é que o investidor não consegue beneficiar de variações favoráveis nos preços dos activos.

¹¹ Segundo a Wikipedia, em <http://www.wikipedia.org>, uma onça no sistema troy, aqui relativa a metais preciosos, equivale a 31,103478 gramas e é a unidade de massa normalmente utilizada neste tipo de contratos de ouro.

O investidor Especulador

Os investidores especuladores procuram tirar proveito dos movimentos de preços nos mercados. Eles especulam sobre o comportamento de preços dentro de um certo período de tempo e tomam posições de investimento que lhes permite aproveitar esse movimento, caso ele ocorra.

Enquanto historicamente os investidores entravam no mercado de Futuros à procura de formas de cobrir os seus activos do Risco de mercado, fazendo "hedging" ou cobertura, hoje em dia entram cada vez mais investidores no mercado que procuram lucro com a subida e queda dos preços de mercado, especulando.

Este desenvolvimento é ajudado pela crescente popularidade da negociação on-line, tornando-se mais fácil para especuladores participar nos mercados de Futuros.

Os especuladores têm agora um papel fulcral no mercado de Futuros, permitindo aumentar significativamente a liquidez dos contratos fazendo assim que negociem com mais eficácia.

Considere-se agora o seguinte exemplo hipotético de um negócio de especulação.

O Sr. "x" é um especulador e acredita que o mercado de acções americano vai subir pelo que gostaria de tirar vantagem desse movimento de subida.

Como pensa que o contrato de Futuros do mini S&P é um bom espelho do comportamento do mercado em geral, decide comprar um contrato de Futuros do mini S&P.

O Sr. "x" escolhe o contrato (ESZ9) onde o mercado está correntemente a negociar a 1.399,75 / 1.400,00 (Bid/Ask).

O Sr. "x" sabe que a margem para um contrato de mini S&P é de 4.000,00 USD por contrato.

Ele tem 20.000,00 USD na sua conta logo seria o suficiente para 5 contratos ($5 \times 4.000,00 \text{ USD} = 20.000,00 \text{ USD}$).

Algum tempo depois de ter sido executada a ordem de compra de 5 contratos que colocou, o mercado sobe para os 1.302,25 / 1.302,50 (Bid/Ask).

O Sr. "x" decide vender os seus 5 contratos, fechando assim a sua posição.

O Sr. "x" comprou 5 E-mini S&P a 1.285,00 e vendeu 5 contratos a 1.302,25, obtendo portanto o seguinte balanço da operação:

- $1.302,25 - 1.285,00 = 17,25$ pontos,
- 1 ponto = 50 USD,
- $17,25 \text{ pontos} \times 50 \text{ USD} \times 5 \text{ contratos} = 4.312,50 \text{ USD}$ de lucro (e margem devolvida à conta).

1.6.3.5 Origem dos contratos de Futuros¹²

Apenas por curiosidade, e também para percebermos como esta ferramenta tem sido útil ao longo dos tempos, é interessante recuarmos na curiosidade histórica para conhecermos a origem deste tipo de contratação.

Na antiga Grécia, Aristóteles descreveu a história de Thales, um pobre filósofo de Mileto, como sendo alguém que desenvolveu uma ferramenta financeira, de aplicação universal. A uma determinada altura, Thales usou a sua habilidade de previsão e previu que a colheita de azeitonas seria excepcionalmente boa no próximo Outono. Confiante na sua previsão, fez acordos com proprietários de lagares de azeite locais para, a troco de um pagamento antecipado, ter garantia do

¹² Conforme sítio internet da Wikipedia, em <http://www.wikipedia.org>.

uso exclusivo dos seus lagares para a altura da colheita da azeitona. Thales negociou com sucesso a preços baixos, porque a colheita seria no futuro e ninguém saberia se a colheita seria abundante ou não. Os proprietários dos lagares estavam dispostos a proteger-se contra a possibilidade de um mau rendimento. Quando chegou a época da colheita, e todos pretendiam utilizar os lagares, Thales ganhou bastante dinheiro.

Foram então dados os primeiros passos para a contratação de Futuros.

O primeiro mercado de Futuros foi o Dojima Rice Exchange, no Japão, na década de 1730, para atender as necessidades do Samurai, porque sendo à época os pagamentos realizados em arroz, e após uma série de más colheitas, precisava de uma conversão de moeda estável.

1.6.4 Contratos Forward

Um contrato Forward é destinado à comercialização de bens ou títulos para entrega diferida no tempo.

Este tipo de contratos pressupõe a negociação directa do vendedor com o comprador.

Nestes contratos também é definido um conjunto de parâmetros que são, por exemplo:

- O tamanho,
- A relação com o activo subjacente,
- A data de maturidade,
- O tipo e a forma de entrega/liquidação,
- etc..

Seguindo uma metodologia idêntica à seguida para os contratos de Futuros é possível estabelecer contratos Forward para fazer cobertura de Risco.

1.6.5 Contratos de Opção

Contrato entre duas partes em que o comprador tem direito, mas não a obrigação, de receber (Call) ou entregar (Put) um determinado activo do (ao) vendedor (Writer) a um preço de exercício pré-determinado numa certa data ou durante um período de tempo pré definido.

O comprador adquire o direito, o vendedor assume a obrigação de entregar (Call) ou receber (Put) o activo subjacente, caso o comprador assim o determine.

Um contrato de Opção pode funcionar como um seguro, cobrindo Risco, permitindo ao seu detentor o seu accionamento, caso lhe seja conveniente. Para reforçar a possibilidade de cobertura de Risco, alguns contratos de Opção são também realizados sobre contratos de Futuros.

1.6.6 Contratos Swap

Um contrato Swap é uma operação financeira, que consiste na troca de um contrato ou de um produto financeiro por outro.

Como exemplo pode-se citar os Swaps de taxas de juro, através dos quais uma empresa acorda com uma instituição bancária a troca de um empréstimo de taxa de juro fixa por um outro de taxa de juro variável ou vice-versa, pagando ou recebendo um determinado prémio.

Alguns contratos deste tipo são regulados em bolsa e estão disponíveis aos investidores comuns.

Alguns dos contratos Swap são também contratos de Opção e/ou contratos de Futuros, com características específicas, neste caso de permuta de posições. Do mesmo modo que qualquer contrato de Opção ou de Futuros, pode também funcionar como um seguro e fazer cobertura de Risco.

1.6.7 Contratos por diferença

Os contratos por diferença, ou CFD's (de Contract For Difference), oferecem todos os benefícios da negociação de títulos (acções, índices, mercadorias, obrigações, etc..) sem ter de os deter em carteira.

Trata-se de contratos que espelham a performance dos títulos subjacentes. São normalmente negociados em margem, e tal como na negociação física, os lucros e as perdas são determinados pela diferença entre o preço a que se compra e o preço a que se vende.

Funcionam essencialmente para actividades de especulação, apenas com liquidação financeira e, embora utilizados, são pouco usuais em contratos de energia.

1.6.8 Tipo de entrega dos contratos

Aos contratos está associada a entrega ou o recebimento de um determinado título ou bem.

Essa entrega pode ser realizada de uma forma materializada, dizendo-se então que a entrega é uma "entrega física", ou por um acerto de contas, sendo esta uma "entrega financeira".

1.7 Spread

A expressão Spread é usada para diferentes aplicações, sendo exaustivo e difícil de referir na sua totalidade. Salientam-se, no entanto, as mais usuais:

1. Spread pode ser a diferença entre dois preços ou quaisquer outras duas variáveis financeiras relacionadas.
2. Um contrato de Futuros de Spread é uma posição contratual de longo prazo destinada a beneficiar de uma diferença de variáveis financeiras, no sentido referido em 1.
3. Um contrato de Opção de Spread é uma posição contratual que compreende duas ou mais Opções relacionadas. O nome foi inventado provavelmente por analogia aos contratos de Futuros de Spread, mas o conceito existe essencialmente no sentido de se conseguir obter uma maior variedade de exposição a diferentes activos.
4. Em qualquer mercado em equilíbrio, existe uma diferença entre os melhores preços cotados de venda e de compra. Essa diferença é designada por "Bid/Ask" Spread. Dependendo do mercado, essas diferenças podem ser expressas em preços reais, em rendimentos, em volatilidades implícitas, etc., sendo os "Bid/Ask" Spread's medidos nessas unidades. Os "Bid/Ask" Spread's são muitas vezes utilizados como indicadores de liquidez de um determinado activo no mercado, sendo que quanto menor for esse Spread maior liquidez do mercado existirá. A média dos preços de "Bid/Ask" é normalmente conhecida por preço de "Mid-Offer".
5. Outra aplicação comum do termo Spread é a relativa às operações de financiamento. Neste caso existe vulgarmente uma taxa de referência, por exemplo a EURIBOR, e uma diferença, o Spread, que é o valor da taxa cobrada subtraída dessa taxa de referência.

1.8 Índices

De modo a avaliar de uma forma rápida a principal direcção e dimensão dos movimentos de mercado foram criados índices, cuja cotação é indicada em valor absoluto, correspondendo às composições de conjuntos de activos cujo valor e volume se considera representar melhor esse mercado.

A construção/constituição desses índices respeita regras de especificação rígidas, previamente publicadas, que os tornam devidamente equilibrados na sua constituição.

Para o caso das acções são utilizados um elevado conjunto de índices sendo alguns os seguintes exemplos:

- Índices de âmbito geral e constituídos com base na cotação de títulos de diversas áreas de negócio:
 - Para Portugal, o PSI 20, representando os 20 títulos das empresas consideradas de maior impacto na bolsa de Lisboa,
 - Para a Alemanha, o DAX 30, representando os 30 títulos das empresas consideradas de maior impacto na bolsa de Frankfurt,
 - Para os Estados Unidos da América, o Standard & Poors 500 (S&P 500), representando os 500 títulos das empresas norte-americanas consideradas de maior impacto no conjunto das bolsas norte-americanas,
- Índices de âmbito sectorial:
 - Para a Alemanha, o TecDAX, representando as empresas tecnológicas alemãs,
 - Para os Estados Unidos da América:
 - ✦ O Dow Jones Industrial, representando os 30 títulos industriais das empresas norte-americanas consideradas de maior impacto no conjunto das bolsas norte-americanas,
 - ✦ O NASDAQ 100, representando os títulos das 100 empresas tecnológicas consideradas de maior impacto na bolsa de Nova York.

Mundialmente é publicada uma lista quase infindável de índices para os mais diversos objectivos, mercados e sectores. Adiante abordam-se também alguns índices para os mercados de energia eléctrica.

2 Mercados de Energia

No passado, os mercados de energia e os relacionados foram de monopólio efectuando-se transacções apenas entre países ou grupos de países. Normalmente em cada país existia uma ou mais empresas detidas pelos estados que controlavam as cadeias de valor destes negócios.

Para o caso do petróleo e gás, até 1985 a OPEP fixava os preços, não deixando alternativa aos compradores não detentores de extracção destes produtos, interessados em adquirir grandes quantidades dos mesmos.

As motivações das transacções para além das económicas tinham um cariz político e estratégico muito importante.

Com a queda dos regimes com proximidade política da União Soviética, o planeta, de uma forma geral, tornou-se mais liberal do ponto de vista económico, tendo sido iniciada a liberalização dos mercados energéticos. No entanto, dificilmente se poderá argumentar que os tempos actuais são calmos para a indústria energética.

A liberalização dos mercados energéticos, nomeadamente do gás natural, iniciada nos Estados Unidos no início dos anos 1990, é um processo que se arrasta lentamente no tempo, tendo vindo a ser também implementada na Europa e na Ásia. A introdução dos mercados competitivos de gás natural na América do Norte tem tido um sucesso indiscutível do ponto de vista da liquidez, eficiência e transparência. Na Europa, o processo tem decorrido de um modo mais cauteloso, portanto lento e com muitas negociações.

No caso da península ibérica, com o MIBEL, o processo tem-se vindo a arrastar no tempo, aparentemente contra a vontade dos intervenientes. No entanto, mesmo no caso dos mercados mais desenvolvidos, os mercados de electricidade são, de uma forma geral, ainda demasiado jovens e de baixa liquidez para poderem ser avaliados com algum grau de confiança.

No caso dos mercados de energia eléctrica, devido a limitações geográficas e a características específicas de cada mercado, o seu desenvolvimento tem decorrido de um modo marcadamente geográfico e muito variado. Com os dados até agora disponíveis, verifica-se que o efeito da concorrência sobre os preços foi em geral positivo, manifestando-se uma queda substancial dos preços grossistas em muitas regiões. Por outro lado as falhas são também mais publicitadas e conhecidas, logo discutidas e estudadas de uma forma mais ampla.

Há no entanto particularidades dos mercados de energia que os tornam diferentes dos restantes mercados, exigindo análises específicas e diferenciadas de quem neles transacciona, relativamente aos restantes, podendo-se salientar o seguinte:

- Existe um conjunto de derivados de energia específicos que não podem ser encontrados em mais nenhum mercado financeiro. Por exemplo, Opções volumétricas¹³ várias, como as Swing¹⁴, Recall's¹⁵ e Nominativas¹⁶, têm sido desenvolvidas para gerir o Risco associado ou satisfazer a procura de gás natural ou de energia eléctrica, não tendo paralelo nos mercados financeiros tradicionais. Mesmo os produtos padrão como Futuros, Forwards, Swaps, Opções, etc., acabam por ter características específicas devido à natureza física dos mesmos.
- A electricidade parece ser uma mercadoria perfeita uma vez que todos os electrões são naturalmente idênticos, no entanto a impressão é enganosa. Uma determinada potência entregue em qualquer hora, bloco de hora, dia, semana, mês, e assim por diante,

¹³ Com volume e momento de entrega associado à posição.

¹⁴ Com possibilidade de exercício durante um período de tempo pré-determinado.

¹⁵ Com possibilidade de exercício em mais do que um período predefinido.

¹⁶ Associadas a um determinado agente.

representa uma mercadoria diferente, pois a electricidade não pode ser armazenada e, portanto, deve ser estudada de forma independente. A incapacidade física de produção, armazenamento e transporte de certas formas ou quantidades de energia é também uma razão pela qual a maioria das teorias bem conhecidas da área financeira não podem ser aplicadas a derivados de electricidade.

- Finalmente, os derivados de energia incorporam estruturas financeiras de elevada complexidade. Estes activos são equivalentes a uma complexa carteira de Opções cuja definição exige compreensão de uma grande variedade de direitos económicos, operacionais, ambientais, regulamentares e outros assuntos. Note-se que os complexos aspectos dos derivados de energia não são artificiais nem evitáveis, mas sim que esta complexidade é uma consequência natural das necessidades e desafios dos próprios mercados de energia. A evolução dos preços dos produtos ocorre de um modo invulgar e único, que mesmo com uma análise superficial e empírica dos dados se verifica.

Numa primeira análise de preços dos mercados de energia, o que se capta é a sua volatilidade extraordinariamente elevada. Na verdade, a volatilidade dos preços da energia, como o petróleo, o gás natural e a electricidade é superior à volatilidade das taxas de câmbio, das taxas de juros, ou das restantes cotações usuais de bolsa. Basta comparar a típica volatilidade das taxas de câmbio euro/dólar ou euro/iene (10% a 20%), das taxas EURIBOR e LIBOR (US, JP ou UK) (10% a 20%), índices PSI, DAX, DJI ou SP (20% a 30%), índice NASDAQ (30% a 50%), com a volatilidade que atingem em certos mercados os preços do gás natural (50% a 100%) e da electricidade (100% a 500% e até superiores). Além da alta volatilidade, os preços da energia apresentam picos¹⁷ de extraordinária grandeza, o que significa reversão, regime de comutação, volatilidade estocástica¹⁸, etc., propriedades que tornam interessantes e reflectem a evolução dos processos energéticos.

A correlação é outra característica distintiva. Como é evidente, quando é realizada uma análise por longos períodos e prazos, existe uma correlação muito elevada nos preços dos diversos derivados de energia. Por conseguinte, para se compreender a evolução dos preços de um determinado tipo de energia é também importante acompanhar os preços de outros diferentes tipos de energia.

Devido à enorme volatilidade dos activos de energia, o Risco e o retorno¹⁹ dos investimentos em mercados de energia são muito elevados.

As metodologias típicas de avaliação dos activos de energia recorrem ao cálculo do Risco e expectativas de retorno utilizando cálculo numérico ou estatístico por funções matemáticas em que se procura a sua relação com a distribuição de probabilidade de ocorrência. Como regra geral, os retornos dos produtos financeiros derivados, mesmo no caso dos mais complexos, são bem definidos por funções estatísticas. Em contraste, os Cash Flows²⁰ associados a activos energéticos, tais como centrais eléctricas, são determinados com recurso a soluções de estudo operacional representadas por funções dinâmicas e complexas, o que faz a tarefa de avaliação de cobertura de Risco especialmente difícil.

A negociação de derivados de energia requer a utilização de ferramentas específicas de gestão do Risco. O indiscutível sucesso de modelos quantitativos nos mercados financeiros tradicionais tem naturalmente levado a esforços no sentido de adaptar estes modelos aos mercados de energia. A actividade de gestão do Risco nos mercados de energia tem vindo a ser preferencialmente efectuada recorrendo a estes modelos, com as possíveis e por vezes complexas adaptações, pela solidez e experiência que estes vão demonstrando.

¹⁷ Da literatura inglesa "spikes".

¹⁸ Estatística baseada em eventos aleatórios.

¹⁹ Neste caso entenda-se retorno como lucros ou perdas potenciais.

²⁰ Fluxos de caixa, referem-se aos saldos resultantes do encontro de contas do diferencial entre o montante recebido e o investido numa determinada operação ou, como neste caso, resultantes de um determinado processo.

Nos mercados da energia é negociado todo um conjunto de mercadorias, por vezes, bastante diferente na sua natureza.

Para a sua análise é útil dividir esses mercados em três grupos, ou submercados, segundo o tipo de mercadoria que transaccionam:

1. Combustíveis: petróleo, gás, carvão e seus derivados e subprodutos,
2. Electricidade,
3. Clima, Emissões e Novas Tecnologias, ainda numa fase experimental.

Esta classificação corresponde aproximadamente ao ritmo histórico com que estes mercados foram sendo abertos e disponibilizados.

Os mercados de Combustíveis, e especialmente o do petróleo e o do gás, foram sendo inaugurados na década de 1980 para a concorrência a nível grossista.

Os mercados de electricidade iniciaram-se na década de 1990, estando agora em forte desenvolvimento na Europa.

Por último, no final dos anos 1990 assistiu-se ao início da negociação de novos tipos de matérias relacionadas com a electricidade, tais como as condições meteorológicas e as emissões atmosféricas.

A expressão "combustíveis" poderá sugerir uma perspectiva centrada na electricidade. Obviamente, o petróleo e o gás são também utilizados para o consumo directo e, de facto, a sua procura como combustíveis impulsiona a formação dos preços.

Como acontece com qualquer mercadoria física que tem valor independente, para além do seu valor de investimento, os mercados envolvem três conjuntos de actividades: produção, distribuição e consumo. Estas actividades dão origem a vários tipos de serviços.

Por exemplo, a distribuição nos mercados do gás envolve movimento físico de gás a partir dos poços, através do sistema de recolha numa instalação de extracção e transformação, seguido do transporte, geralmente através de gasodutos ou navios metaneiros, com interfaces intermédias de passagem por instalações de armazenagem, para manter o equilíbrio, até chegar às pequenas redes de distribuição e aos consumidores. Modelo equivalente, embora sem a possibilidade de ser considerada a vantagem da possibilidade de armazenamento, era utilizado para a energia eléctrica, onde existe também um processo produtivo, nas centrais produtoras, um processo de distribuição, no transporte por linhas com transformação para diferentes níveis de tensão nas subestações e postos de transformação, e um processo de consumo, nas cargas dos consumidores.

Antes da liberalização dos mercados, estas complexas actividades foram muitas vezes geridas por entidades únicas, que normalmente tinham o controlo sobre uma parcela significativa do sistema de distribuição local. Naturalmente, esta disposição levou a preocupações sobre monopólio e resultou na regulamentação pesada que controlava e sustentava o problema.

Preocupações sobre a enorme ineficiência vulgar nestes processos levaram à necessidade de liberalização destes sectores. Estes processos têm acarretado a separação dos serviços (muitas vezes forçada) e a criação de mercados regulados para mediar a prestação dos serviços. O modelo de liberalização dos mercados tem variado de acordo com as mercadorias em questão e os locais. A interacção entre os componentes da cadeia de valor é tratada através dos mercados ou por serviços de utilidade pública e também varia consideravelmente de acordo com as políticas regionais de cada país.

O estudo que irá aqui ser desenvolvido de um modo mais detalhado está relacionado com o processo de liberalização do Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL).

É importante referir que os detalhes da organização física dos mercados têm um impacto substancial no funcionamento dos mercados de derivados. Dada a complexidade de negociação em alguns desses mercados, com muitos produtos e subprodutos, apresenta-se como um desafio importante que não deve ser subestimado.

Para percebermos também a dinâmica do mercado, a formação dos preços e o modo de interacção e correlação dos diferentes mercados de energia, interessa também perceber quais os factores que afectam a sua procura, logo a tipificação e tendências dos diferentes consumos.

Em Portugal²¹, os clientes industriais são responsáveis pelo consumo de cerca de 40% do gás natural, sendo 40% também o consumo aproximado dos clientes residenciais e comerciais. Verifica-se, no entanto, um rápido crescimento da participação dos aproximadamente 20% restantes que são utilizados para a geração de electricidade. O consumo residencial é mais pesado durante os meses de Inverno para aquecimento doméstico, reflectida no inverno com preços relativamente altos e no verão com preços mais baixos. Cabe notar-se que a relação do consumo de gás natural no verão e no inverno pode afectar no futuro menos a variação de preços, com a crescente capacidade instalada de armazenagem de gás.

No caso da energia eléctrica, a maior parte da variação sazonal do consumo de electricidade é impulsionada pela procura crescente de ar condicionado e cada vez menos pelo aquecimento. Assim, o consumo de electricidade será tendencialmente mais elevado durante o verão. Isto poderá levar a uma mudança em relação à procura de electricidade e conseqüentemente de gás natural para produção de electricidade nos meses de verão, até porque, normalmente, a capacidade de produção hidroeléctrica no verão é mais reduzida.

2.1 Combustíveis

2.1.1 Petróleo bruto

Embora tenha sido colocado o petróleo e gás natural juntos sob o título de combustíveis, os seus respectivos mercados funcionam de forma consideravelmente diferente. Os seus preços de mercado tinham sido efectivamente fixados até 1985, quando o regime de preços OPEP desmoronou.

Isto levou à criação de activos de Futuros e mercados Spot. O mercado de petróleo é o maior mercado do mundo. Os seus centros de negociação comerciais mais importantes são Nova Iorque, Londres e Singapura. Estes mercados negociam petróleo bruto, bem como produtos refinados derivados, como gasolina e gasóleo.

O petróleo bruto existe em uma grande variedade de classes, determinado pelo seu peso específico e conteúdo de enxofre. A principal referência mundial de petróleo bruto é o Brent, originário dos poços de petróleo do Mar do Norte. Este é a referência usual para a Europa e Portugal sendo negociado na bolsa de Londres²². Estimativas indicam que o preço de cerca de dois terços da oferta mundial de petróleo é fixado com base nesta referência.

Nos Estados Unidos, o valor de referência é o West Texas Intermediate (WTI) Crude. O mercado de Futuros nos Estados Unidos é realizado e gerido pela bolsa de mercadorias de Nova Iorque²³. O preço bruto NYMEX mais frequentemente citado é o preço do Light Crude ou Sweet. A tradução de Sweet do inglês leva-nos à palavra doce que obviamente não se refere ao seu sabor, mas ao seu conteúdo em enxofre. Petróleo com conteúdo de enxofre inferior a 0,5% é referido como Sweet, enquanto o petróleo com maior teor enxofre é conhecido como Sour, o que traduzido daria amargo.

²¹ Dados para Portugal, publicados pela REN – Redes Energéticas Nacionais, S. G. P. S., S. A. (REN – Gasodutos, S. A.), com as devidas reservas, em extrapolações à escala do planeta. De salientar também que a separação das concessões das redes de transporte das concessões das redes de distribuição dificultam o apuramento destas proporções de consumo.

²² London Stock Exchange (LSE).

²³ New York Mercantile Exchange (NYMEX), mercado gerido presentemente pela empresa CME Group, Inc., que agrega também os mercados: CME, CBOT e COMEX.

Os mercados de Futuros, são realizados de um modo físico e/ou financeiro. Tendem a ser os mercados de referência por serem os de maior liquidez e importância, sendo efectuados os ajustes mais finos de abastecimento e de preço nos mercados Spot.

2.1.2 Produtos refinados

O petróleo bruto tem de ser transformado (refinado), a fim de produzir produtos que possam ser directamente consumidos pelos utilizadores. Os produtos refinados mais populares são a gasolina, o gasóleo e o GPL, embora existam muitos outros, como por exemplo o asfalto, o petróleo iluminante, a nafta e o querosene²⁴.

Muitos dos produtos refinados dão origem a produtos químicos de consumo directo ou indirecto como por exemplo os:

- Lubrificantes – os parafínicos, os nafténicos e um enorme conjunto de aditivos e, os
- Aromáticos – o benzeno, o tolueno, o xileno, o dietilbenzeno, o (conhecido) paracetamol, etc..

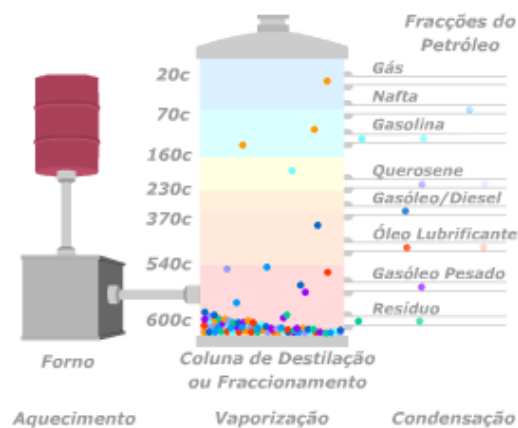


Figura 4 - Refinação do petróleo bruto
(fonte Galp Energia, S.G.P.S., S. A., em www.galpennergia.com)

Estes produtos estão também de uma forma geral cotados em mercado, nomeadamente no NYMEX ou em outros mercados OTC. A liquidez dos mercados destes produtos varia substancialmente e é geralmente baixa.

2.1.3 Gás natural

Os mercados do gás natural foram, nos Estados Unidos, progressivamente sendo abertos à concorrência durante as décadas de 1980 e início de 1990. A Federal Energy Regulatory Commission (FERC) Order 636, emitida em 9 de Abril de 1992 liberalizava o acesso às redes de transporte de gás natural nesse país.

Existem seis categorias de participantes neste mercado:

- Regulador de mercado²⁵,
- Produtores de gás,
- Empresas transportadoras (alta pressão e elevados caudais),
- Empresas distribuidoras (baixa pressão e baixos caudais),

²⁴ Querosene é o nome pelo qual também é conhecido o combustível de aviação (Jetfuel).

²⁵ Note-se que neste caso o regulador de mercado actua exclusivamente do ponto de vista financeiro.

- Comercializadores e
- Consumidores (domésticos e industriais).

O primeiro, o regulador do mercado, tem como objectivo estabelecer as regras de participação no mesmo e fiscalizar a actuação dos restantes.

Os restantes participantes no mercado têm papéis bem definidos ao longo da cadeia de valor desta indústria: extrair e tratar, transportar, distribuir e consumir o gás, havendo ainda os intermediários, os comercializadores, que compram e vendem a mercadoria promovendo a interacção entre as partes.

As operações físicas nos mercados de gás natural são realizadas de uma forma mais ou menos constante, diária ou mensalmente. As transacções no mercado são executadas essencialmente em Futuros e realizadas por contratos mensais, negociados especialmente durante os últimos dias anteriores à maturidade do contrato. Estas operações são realizadas para adquirir a parte previsível da procura dos consumidores, enquanto o mercado diário funciona em regime Spot para acertos. Os valores anteriores à maturidade dos contratos de Futuros estabelecem o benchmark, ou índice dos preços, para as operações.

Nos mercados de gás natural é previsto um conjunto de locais onde a entrega e recepção da mercadoria se realiza. Os participantes necessitam então de contratar um conjunto de dois serviços:

- Entrega e recepção de gás natural em um determinado local,
- Transporte de gás natural entre locais diferentes (a fretar a companhia especializada).

Dependendo de sua posição geográfica e estratégica nos sistemas de gasodutos, os diferentes pontos de entrada de gás nesses gasodutos serão mais ou menos solicitados com diferentes volumes de transacções, o que poderá em alguns casos provocar restrições operacionais. Devido a essas restrições, alguns locais têm vindo a justificar investimentos e desenvolvimentos significativos nas suas plataformas comerciais. No leste dos Estados Unidos a plataforma principal é o Henry Hub no sul do Louisiana. No oeste dos Estados Unidos a sua principal plataforma é em Waha Hub em West Texas.

São os seguintes os três tipos de contratos de operações de entrega de gás natural mais comuns (para mais detalhes ver publicação de Fletcher J. Sturm (1997)):

- Base firme. Neste tipo de transacção, a entrega está prevista em quaisquer condições, por acordo contratual (com a excepção de casos de força maior). São impostas por incumprimento indemnizações e sanções financeiras.
- Base interruptível. Neste tipo de contratos a entrega pode ser interrompida; as condições de interruptibilidade podem ou não ser especificadas contratualmente.
- Swing. O volume de gás entregue é ajustado diariamente ao critério do comprador. Os contratos de Swing são normalmente utilizados para equilibrar os requisitos de volume diário de gasodutos.

O transporte de gás natural tem também semelhantes disposições contratuais.

Existem duas categorias de serviços de transporte:

- Contrato FTS (de Firm Transportation Service). A maior prioridade para o serviço que deverá ser sem interrupções.
- Contrato de transporte interruptível. Nos termos deste contrato o operador dos gasodutos tem a opção de interromper o serviço a curto prazo, sem penalização. A interrupção ocorre geralmente no pico de carga da rede de transporte, como resultado das solicitações à rede e ultrapassagem da capacidade de transporte ou indisponibilidade de gás. Também é conhecido como contrato de "melhores esforços", pelo operador se comprometer a efectuar o seu melhor, no sentido de interromper o fornecimento o menos possível.

No entanto, a maior parte dos contratos são realizados em regime FTS pelo que, por vezes, há um mercado secundário onde são negociados os direitos de transporte, por qualquer razão excedentários. Esses contratos de direitos de transporte são também conhecidos por contratos de capacidade.

2.1.4 Carvão

O carvão é ainda muito utilizado nas centrais de produção de electricidade de geração mais antiga. Não é o caso de Portugal e Espanha mas em muito países, como por exemplo nos Estados Unidos, uma parte significativa da produção de electricidade é ainda à base de carvão. Estas centrais estão localizadas normalmente na proximidade de zonas de extracção daquele minério.

Existem vários tipos de carvão disponível mas cuja qualidade é essencialmente determinada pelo seu conteúdo em enxofre.

Este mercado é essencialmente regional, com diferentes tipos de carvão disponível em diferentes partes do país.

O mercado é dominado por contratos bilaterais de entrega a longo prazo, celebrados entre companhias extractoras e centrais de produção. Para estes casos, existe também um mercado Spot OTC sendo que no Verão de 2001 a Bolsa de Nova Iorque, NYMEX, iniciou também um mercado de Futuros (sem grande liquidez).

2.1.5 Nuclear

A energia nuclear é a libertada pela divisão (cisão) ou junção (fusão) de núcleos de átomos.

A conversão de massa para a energia nuclear proveniente dessa libertação pode ser quantificada pela fórmula:

$$E = mc^2$$

em que:

- E é a quantidade de energia libertada,
- m é a massa envolvida nessa reacção nuclear e
- c é a velocidade da luz no vácuo (uma constante física).

A energia nuclear foi descoberta pelo físico francês Henri Becquerel em 1896, quando observou que chapas fotográficas armazenadas no escuro, próximas do urânio, ficavam enegrecidas como radiografias. Curiosamente, os raios X, responsáveis pelas radiografias, tinham sido descobertos muito pouco tempo antes, em 1895.

A energia nuclear é utilizada para diversos fins, destacando-se a produção de energia eléctrica e aplicações militares.

A energia produzida é utilizada para aquecer água e produzir vapor, que depois é convertido em energia mecânica em turbinas para a produção de energia eléctrica ou propulsão. Em 2007, 14% da produção de electricidade mundial provinha de energia nuclear.

Pela especificidade de ser um mercado para um grupo de consumidores muito restrito, com necessidade de cumprimento de formalismos provenientes de legislação ambiental e de segurança e até por razões políticas, não existe um mercado liberalizado organizado para estes produtos.

2.1.6 Outros combustíveis

Existem ainda outros combustíveis, com mais ou menos utilização, distribuída essencialmente de forma geográfica, dependendo essencialmente de razões políticas e ambientais, do desenvolvimento tecnológico de determinados países ou indústrias e da existência de uma forma mais ou menos natural de obtenção desses produtos nessas regiões.

De entre os combustíveis ainda não referidos, destaca-se o hidrogénio e os diversos tipos de álcoois, de aplicação crescente, principalmente na indústria automóvel.

Para casos especiais, como é o caso da indústria espacial e militar, são utilizados combustíveis sólidos, com recurso a tecnologias inovadoras e relativamente secretas.

No sentido do aproveitamento de resíduos provenientes da biodiversidade, são também utilizados, de um modo crescente, produtos com estas origens.

A investigação tem-nos trazido também constantemente novas soluções, com novos produtos, embora sem se ter conseguido encontrar alternativas razoáveis ao nível da sua capacidade de substituição dos combustíveis tradicionais.

Pela sua menor utilização, especificidades muito limitadoras da procura e, portanto, eventual pequena liquidez, não existem mercados organizados para estes produtos.

2.2 Electricidade

A experiência de concepção de mercados de electricidade eficientes tem provado ser um desafio cujo objectivo é possível atingir. As características físicas do produto são bastante diferenciadas das características dos produtos negociados nos usuais mercados de combustíveis.

Uma das características fundamentais dos mercados da electricidade e que os diferencia dos mercados de outras mercadorias, é a necessidade de existência de mercados locais em tempo real de modo a equilibrar constantemente a oferta e a procura.

Esta exigência decorre das características tecnológicas de abastecimento e distribuição. Como a electricidade não pode ser armazenada nas quantidades necessárias ao consumo, deve haver instantaneamente um equilíbrio entre a oferta e a procura, para que a integridade de todo o sistema não seja comprometida.

Esta característica peculiar dos mercados da electricidade introduz a necessidade de um conjunto adicional de serviços para além da produção e da distribuição: o equilíbrio e as reservas de recursos. Por isso, o abastecimento de electricidade envolve três tipos de actividades:

- Produção,
- Transmissão (ou transporte e distribuição) e
- Serviços auxiliares (para garantia operacional do sistema).

A nível mundial, a organização destas actividades é realizada de um modo muito diferenciado na medida em que elas são realizadas em parte e/ou no seu todo por serviços públicos ou privados.

No entanto, uma característica comum a praticamente todas as soluções é a presença de um Operador Independente do Sistema (ISO ou Independent System Operator) de controlo estatal, que mantém o sistema.

O mercado pode, portanto, ser gerido por várias soluções, com mais ou menos controlo do ISO. Pode ser encontrado um mercado altamente centralizado sob o controlo do ISO, um mercado com um conjunto de contratos bilaterais geridos pelo ISO, ou, no limite, o ISO participa apenas com um papel limitado como comprador de alguns serviços auxiliares e como garante da estabilidade do mercado e da rede.

2.2.1 Dinâmica dos preços de electricidade

Para se compreender a dinâmica dos preços dos mercados liberalizados de electricidade é importante primeiro entender que esses preços são função da oferta, dos custos de produção, transporte e de distribuição, assim como da procura por consumidores interessados nessa energia. Note-se ainda que, habitualmente, não é possível aos diversos intervenientes no mercado adequar com relevância a produção e as cargas a momentos de consumo mais racionais do ponto de vista da gestão dos seus melhores preços e custos. O problema coloca-se geralmente ao nível das necessidades dos consumidores.

É importante igualmente ter presente que qualquer das partes tem que estar interessada no negócio, ou seja, tem que retirar uma mais-valia do mesmo. Assim, os produtores, os transportadores e os distribuidores têm que obter mais-valias financeiras do seu negócio e os consumidores têm que comprar a energia mais barata do que são capazes de a produzir.

Começaria portanto por sistematizar as tecnologias de produção de energia eléctrica mais comuns e abordar generalidades relativas à temática dos custos da electricidade.

2.2.1.1 Tecnologias de produção de electricidade

Compreender os princípios básicos das tecnologias de produção de electricidade ajuda-nos a identificar os factores envolvidos nesses sistemas produtivos e assim, indirectamente, compreender melhor algumas razões para a evolução dos preços deste tipo de energia.

São as seguintes as tecnologias actualmente dominantes nos sistemas produtores de electricidade:

- Sistemas térmicos:
 - Nuclear,
 - Carvão / vapor,
 - Gasóleo / vapor,
 - Ciclo combinado,
 - Turbina de combustão,
- Energias Renováveis:
 - Hidráulica,
 - Eólica,
 - Solar.

Normalmente o tipo de tecnologia utilizada está relacionado com a localização da central de produção de electricidade.

Os sistemas térmicos são os responsáveis pela principal produção mundial de electricidade. Portugal e Espanha não fogem à regra.

Por razões relacionadas com o histórico de desastres ambientais graves, como foi Chernobyl em 26 de Abril de 1986, pelo senso comum somos levados a concluir que as centrais nucleares são perigosas para as pessoas e para o ambiente, existindo movimentos populares activos contra este tipo de energia. De facto, desde essa data, a tecnologia evoluiu muito, mas ainda não se conseguiu transmitir uma mensagem diferente às populações. Em termos ambientais, pelo contrário, há até defensores deste tipo de energia pois não sendo responsável pela produção de gases com efeito de estufa deveria ser por isso preferencial. A utilização massiva deste tipo de energia, consideravelmente mais barata que as concorrentes, teria também, para além do impacto no preço da energia eléctrica, algum impacto nos preços do petróleo e do gás natural, o que poderia também

ser benéfico para as populações. No entanto, este tipo de energia tem também outro tipo de limitações, nomeadamente, o não ser possível fazer variar bruscamente o regime deste tipo de centrais sendo estas apenas capazes de funcionar como fornecedoras da componente de energia até ao limite mínimo de carga da rede (normalmente designado por “baseline”).

Dentro ainda dos sistemas térmicos, o carvão vai perdendo adeptos, sendo localizadas centrais apenas em locais onde há sistemas de extracção desse minério. As centrais que funcionam com derivados do petróleo, como a nafta e o gasóleo, pela poluição que emitem têm também vindo a ser preteridas. Em alternativa vão surgindo, cada vez mais, as centrais a gás natural, preferencialmente as de ciclo combinado, pela crescente disponibilidade de gás natural e as suas características de relativa:

- Baixa emissão de poluentes,
- Facilidade de variação de regime,
- Baixos custos de exploração e
- Alto rendimento.

As centrais relacionadas com as energias renováveis estão obviamente localizadas onde esse tipo de energia está disponível em condições consideradas rentáveis.

Em certas épocas do ano, os recursos hídricos podem ser de grande importância. A energia eólica tem vindo a sofrer um incremento considerável, devido principalmente a razões de ordem política e a desenvolvimentos tecnológicos recentes nesta área. Normalmente, os problemas deste tipo de energias são:

- O normal elevado custo de investimento com consequentes dificuldades de amortização e elevados custos de produção, assim como,
- As suas normais instabilidades e imprevisibilidades de abastecimento, com excepção da hídrica, o que dificulta a sua integração na rede.

O ponto de vista estratégico da dependência dos países de determinados tipos de energia é também um factor importante a considerar.

2.2.1.2 Custos da electricidade

Os custos da electricidade podem dividir-se entre os custos de produção e os custos de transmissão e distribuição dessa energia.

Normalmente verifica-se haver uma avaliação separada dos custos de investimento (CAPEX – Capital Expenditures) e os de exploração (OPEX – Operational Expenditures). De salientar que alguns dos custos são variáveis e que outros, como os de investimento, são fixos e não dependentes das quantidades de energia consumidas.

Entre outros, o conhecimento dos dados seguintes, relativamente a uma unidade de produção de electricidade, permite avaliar os seus custos de produção:

- Custos de amortização do investimento. Efectuada a contabilização dos custos de construção de uma determinada unidade de produção, acrescidos dos custos de financiamento desse investimento, é possível calcular uma taxa média temporal para amortização desse investimento. Os cálculos são efectuados considerando um determinado prazo, normalmente o tempo de vida médio estimado da unidade sem reinvestimento;
- Custos do combustível utilizado. Preço de aquisição do combustível utilizado, normalmente expresso por unidades adquiridas (exemplo hipotético para o gás natural, $0,44\text{€}/10^{12}\text{BTU}$);
- Capacidade de produção. Potência máxima de saída das unidades produtivas, expresso em MW;

- Eficiência energética (heat rate). Medida de eficiência das unidades produtivas, ou seja, sua capacidade de converter o conteúdo energético de combustível, normalmente expresso em kcal ou BTU, em energia eléctrica, expresso em kWh;
- Custos de operação e manutenção. Custos variáveis operacionais e de manutenção para manter as unidades em funcionamento. Normalmente expressos numa relação por unidade de produzida;
- Limites mínimo e máximo de produção. O limite mínimo é a capacidade mínima de produção tecnicamente viável das unidades produtivas e o limite máximo é a sua capacidade máxima de produção;
- Intervalos de manutenção planeada. Duração e intervalo das paragens de manutenção planeadas para manutenção que provocam indisponibilidade dos equipamentos;
- Histórico de manutenção não planeada. O tempo médio entre avarias (MTBF, de Mean Time Between Failure) e o tempo médio de reparação (MTTR, de Mean Time To Repair), responsáveis pelas inactividades não planeadas das unidades produtivas;
- Custos de variação de carga (ramp cost). As variações de carga implicam custos adicionais na produção de energia eléctrica. Estas variações provocam instabilidade e ineficiências nas unidades produtivas provocando por sua vez custos acrescidos. Normalmente são expressos em MW por minuto;
- Custos de arranque e paragem. Como os processos de arranque e paragem implicam funcionar com variações para os diversos regimes de carga ou até funcionar em vazio, há custos associados a este tipo de actividades;
- Restrições de arranque ou paragem. Todas as unidades produtivas têm limites técnicos de temporização e carga que tem que ser respeitados. Estes limites dependem essencialmente do tipo de unidade de produção, por exemplo uma central térmica tem tempos e restrições de arranque e paragem, de um modo geral, consideravelmente superiores a uma central hídrica;
- Custos ambientais e de segurança. Todos os processos produtivos têm impactos de ordem ambiental e de segurança. De modo a reduzir esses impactos são desenvolvidos processos, que envolvem custos. Alguns desses impactos estão relacionados com as emissões gasosas, assim como estão associados a determinados processos conhecidos riscos de segurança para a comunidade.

Os custos de transporte e distribuição de energia são, de um modo geral, avaliados face a um investimento e manutenção global feito na rede, ou parcela de rede. São normalmente calculados considerando o seu resultado expresso em valor unitário por quantidade de energia transportada e/ou distribuída e a distância à rede de utilização. Do mesmo modo que no caso da avaliação dos custos de produção, são neste caso avaliados:

- Custos de amortização do investimento. É efectuada a contabilização dos custos de construção de uma determinada rede, acrescidos dos custos de financiamento desse investimento e avaliado o tempo de amortização. Os cálculos são efectuados considerando um determinado prazo, normalmente o tempo médio de concessão da rede e/ou estimado o tempo de vida dessa rede;
- Capacidade de transporte. Potência máxima de transporte, admitida por cada um dos troços de rede, expressa em MW;
- Perdas na rede. Medida de eficiência das redes de transporte reflectida nas suas perdas de energia de transporte ou de transformação de tensão, normalmente expressas em percentagem da energia transportada;
- Custos de operação e manutenção. Custos variáveis operacionais e de manutenção para manter as redes em funcionamento. Normalmente expressos numa relação por unidade de energia transportada/distribuída;

- Limites máximos de transporte e/ou distribuição. São os limites técnicos das linhas, transformadores e equipamentos em geral das redes. Responsáveis por restrições operacionais que implicam a utilização de alternativas mais dispendiosas;
- Intervalos de manutenção planeada. Duração e intervalo das paragens de manutenção planeadas que provocam indisponibilidade das redes;
- Histórico de manutenção não planeada. O tempo médio entre avarias (MTBF, de Mean Time Between Failure) e o tempo médio de reparação (MTTR, de Mean Time To Repair), responsáveis pelas inactividades não planeadas das redes;
- Custos ambientais e de segurança. Impactos de ordem ambiental e de segurança que é necessário salvaguardar. De modo a reduzir esses impactos são desenvolvidos processos, que envolvem custos. Alguns desses impactos estão relacionados com a implantação das linhas, com os mitos relativos às radiações electromagnéticas, assim como com os riscos de segurança para a comunidade relativos à proximidade das redes a infra-estruturas e ao trânsito de pessoas.

De referir ainda que o cálculo dos custos de transporte e distribuição é extremamente dependente do modelo de mercado implementado, assim como do modelo e custos associados à supervisão desse mercado (elaboração e análise de relatórios, aplicação de penalidades, etc., associados). Habitualmente estes custos são regulados por uma entidade supervisora ou reguladora, com base em estudos prévios, portanto considerados fixos para o mercado e correspondentes a um regulamento tarifário.

Conhecendo as características e os custos unitários dos itens atrás referidos, podemos calcular o custo marginal de produção para todas as unidades de produção, transporte e distribuição, para uma determinada região. Para o caso de um determinado consumidor ou rede, ordenando os diversos custos marginais, do menor para o maior custo, pode-se obter uma pilha de custos que permite a fácil selecção das unidades de produção, de transporte e de distribuição mais competitivas e que melhor servem os interesses desse consumidor ou rede.

Como se pode verificar, o custo marginal de uma unidade depende não apenas de um factor mas, pelo menos, de todos os mencionados. Esta situação cria desfasamentos entre os custos marginais dos diferentes troços de rede ou região pelo que no desenho conceptual dos mercados, embora procurando-se obter os custos mais baixos e promover a competitividade dos sectores, há normalmente também a preocupação em impor algumas regras de fixação de preços, normalmente ao nível regional ou de Estado.

De salientar que os verdadeiros custos marginais dos diferentes geradores podem ser influenciados por uma série de constrangimentos físicos e, em algumas situações, isso pode fazer com que uma determinada tecnologia não rentável numa determinada região o possa ser noutra ou vice-versa. Para além disso, as diferenças podem ser induzidas por comportamentos estratégicos dos Governos ou dos licitantes (são exemplos disso: os incentivos governamentais à utilização de energias renováveis ou o exercício de poder de mercado por uma entidade licitante) e podem conduzir a dificuldades no abastecimento das cargas (por desinteresse dos produtores, transportadores ou distribuidores).

2.2.2 Estruturas primárias de mercado

O mercado pode ser organizado segundo as seguintes estruturas contratuais primárias:

- Leilão (Pool) e
- Bilateral.

As suas características são as seguintes:

- Contratos de leilão. A principal característica deste tipo de mercado é o estabelecimento formal dos preços por um sistema público de leilão em que o preço é definido por um sistema transparente de licitações anónimas. São exemplos de mercados com este tipo de contratos: o Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL) (para situações particulares, no pólo espanhol, com os leilões CESUR), o Nordic Power Exchange (Nord Pool²⁶), o New England Power Pool (NEPOOL²⁷), o New York Intrastate Access Settlement Pool (NYPOOL²⁸), o California Independent System Operator (CAISO²⁹) e o PJM Interconnection (PJM³⁰);
- Contratos bilaterais. Todas as transacções são assumidas pelas partes e são independentes de quaisquer outras operações no mercado. São exemplos de mercados em que são utilizados este tipo de contratos: o Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL) (em complemento ao leilão) e os Regional Reliability Councils nos Estados Unidos da América (Chair, Arnetta McRae, 2005): o ECAR³¹, o ERCOT³², o FRCC³³, o MAAC³⁴ e o MAIN³⁵, o MAPP³⁶, o NPCC³⁷, o SERC³⁸, o SPP³⁹ e o WSCC⁴⁰, neste caso constituídos em empresas que asseguram o funcionamento dos mercados e dos serviços desses mercados.

A variedade de produtos transaccionados pelos mercados de leilão varia amplamente de mercado para mercado. Nestes mercados pode transaccionar-se desde a energia aos serviços auxiliares de rede. Os contratos físicos dos produtos podem ser também realizados através de um ou mais que um sistema de liquidação, oficiais ou OTC.

Dependendo dos mercados, as metodologias de negociação ou de transacção podem estar configuradas na sua totalidade ou apenas terem sido seleccionadas algumas delas.

2.2.3 Mercados à vista ou Spot

Habitualmente⁴¹, os diferentes mercados da energia à vista ou Spot são:

- Mercado do dia seguinte, ou “day-ahead”. Neste mercado transacciona-se a energia para entrega física no dia seguinte. Cada hora é transaccionada separadamente;
- Mercado para o dia, ou “day-of”. Neste mercado transacciona-se a energia para entrega física no próprio dia. Cada hora é transaccionada separadamente, sendo também, a um determinado momento, transaccionada a energia para as restantes horas do dia ainda disponíveis;
- Mercado para a hora, ou “hour-ahead”. Neste mercado transacciona-se a energia para entrega física na hora subsequente ao momento de negociação.

²⁶ ISO dos países nórdicos (Finlândia, Suécia, Dinamarca e Noruega).

²⁷ ISO do Estado de Nova Inglaterra, nos Estados Unidos da América.

²⁸ ISO do Estado de Nova Iorque, nos Estados Unidos da América.

²⁹ ISO do Estado da Califórnia, nos Estados Unidos da América.

³⁰ ISO do Distrito de Columbia e dos Estados de Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia e West Virginia, nos Estados Unidos da América.

³¹ East Central Area Reliability Coordination Agreement.

³² Electric Reliability Council of Texas.

³³ Florida Reliability Coordination Council.

³⁴ Mid-Atlantic Area Council.

³⁵ Mid-America Interconnected Network.

³⁶ Mid-Continent Area Power Pool.

³⁷ Northeast Power Coordinating Council.

³⁸ Southeastern Electric Reliability Council.

³⁹ Southwest Power Pool.

⁴⁰ Western Systems Coordinating Council.

⁴¹ Podem ser encontradas algumas variantes a esta organização dos mercados Spot. No caso do MIBEL a situação é um pouco diferente desta, como se descreve no capítulo 3.

Um mercado em que exista disponível mais do que um dos tipos de transacção de energia à vista, situação normal num mercado liberalizado, é conhecido como “mercado multisettlement”⁴².

Estes mercados são normalmente regulados por entidades independentes sendo que no caso do Mercado Ibérico de Electricidade, ele funciona pela bolsa OMEL, regulada pela Comisión Nacional de Energia (CNE), em Espanha.

2.2.4 Mercados a prazo

Os mercados de energia a prazo são mercados nos quais as partes envolvidas nos contratos estabelecem condições para entrega e recepção de energia em datas futuras. No entanto, o conceito de futuro poderá ser relativamente amplo. Pode ser próximo, por exemplo, a semana ou o mês ou eventualmente um período de tempo mais alargado como, por exemplo, o trimestre, o semestre, o ano ou até vários anos.

Os mercados a prazo podem funcionar segundo três conceitos básicos:

- Mercado de bolsa, ou “exchange-based”. Neste caso trata-se de mercado de Futuros. Este mercado, funciona normalmente em regime de leilão anónimo em bolsa de valores, sendo regulado por entidade supervisora independente. Permite aos seus intervenientes a licitação dos contratos de compra ou venda de energia de uma forma anónima. Cada comprador encontra e contrata sempre a melhor oferta de venda ou compra em leilão. É uma forma transparente de negociação, sendo a mais comum em mercados liberalizados. Podem-se encontrar exemplos destes em diversos mercados espalhados pelo mundo, sendo também exemplo o Mercado Ibérico de Electricidade, em que os Futuros são transaccionados pela bolsa OMIP regulada pela Comissão do Mercado de Valores Mobiliários (CMVM);
- Mercado bilateral. Este mercado bilateral funciona geralmente, mas nem sempre, com apoio de um corretor, em regime OTC. Neste mercado são transaccionados contratos Forward em que é normalmente definida uma carga horária com eventual identificação discriminada de pontos de entrega por nó de rede, para um período pré determinado. A negociação envolve o contacto directo entre as partes ou é mediada por um corretor (eventualmente electrónico);
- Mercado baseado num Market Maker⁴³. A negociação é gerida pelo Market Maker que proporciona e disponibiliza cotações de compra ou venda de energia. O Market Maker está sempre presente em cada transacção funcionando como árbitro dessas transacções. Os contratos estabelecidos são contratos de Opção ou Forward. O sistema funciona de acordo com regras previamente estabelecidas e contratualizadas com os aderentes. Houve algumas tentativas no estabelecimento deste tipo de mercados, embora sem grande sucesso por dificuldades de liquidez. São exemplos de tentativas de mercados deste tipo o EnronOnline, o DynegyDirect, e o UBS Warburg Energy).

Numa primeira apreciação, a transacção de contratos de electricidade parece poder ser tratada como a transacção de contratos de qualquer outra mercadoria. Como atrás se referiu, na realidade, tal não é possível uma vez que esta não pode ser armazenada, sendo portanto obrigatoriamente vendida e produzida no momento e no local em que for consumida. Por esta razão, existem muitas variedades de produtos comercializados nos mercados de electricidade, fazendo com que o estudo desses mercados seja ainda mais difícil.

⁴² É utilizada a expressão inglesa referente a múltipla negociação ou liquidação.

⁴³ Criador de mercado. Estas entidades gerem e criam as condições para estabelecer o mercado, proporcionando-lhe liquidez.

Frequentemente, podem-se encontrar contratos, com diferentes designações, configurados para diferentes horas do dia, diferentes dias da semana e/ou diferentes meses do ano, nomeadamente:

- Horas cheias, ou “on-peak power”. Horas seleccionadas em que historicamente ocorreu maior consumo, sendo portanto nestes casos a energia de preço mais elevado do que a média ou pode estar inclusivamente previsto o limite ou deslastramento de cargas (ex. dias úteis das 8:00h às 22:00h);
- Horas de vazio, ou “off-peak power”. Horas seleccionadas em que historicamente ocorreu menor consumo, sendo portanto nestes casos a energia de preço mais baixo do que a média ou pode não estar previsto limite de cargas (ex. dias úteis das 22:00h às 08:00h).

2.2.5 Serviços auxiliares e os seus mercados específicos

Como mencionado anteriormente, nos mercados da electricidade deverá haver, obrigatoriamente e de um modo instantâneo, um equilíbrio entre a oferta e a procura da produção e das cargas de energia, em qualquer ponto da rede, de modo a garantir que a integridade de todo o sistema não seja comprometida. Isto cria a necessidade de manter alternativas energéticas de reserva para equilibrar variações instantâneas na produção e na carga. A forma como esta necessidade é tratada no mercado depende da sua concepção.

Em algumas situações a necessidade é satisfeita exigindo aos produtores que mantenham sempre disponível uma parte da sua capacidade total de produção das suas unidades que estiverem em serviço. Na prática, isto significa que a produção de uma determinada unidade de produção não será a sua máxima a não ser que tal seja solicitado pelo ISO desse mercado para ajudar a equilibrar o sistema, em caso de contingência.

Outra solução é criar um mercado que fornece esses serviços. Neste caso, os produtores têm a opção de utilizar a sua capacidade disponível, quer para o mercado da energia, quer para o mercado de serviços auxiliares.

Os serviços auxiliares necessários para uma determinada rede têm que estar de acordo com a concepção dessa mesma rede, tendo que estar disponíveis localmente. São tipicamente os seguintes:

- Reservas rolantes, ou “spinning”. Reservas sincronizadas com o sistema de modo a estar disponíveis de imediato;
- Reservas não rolantes, ou “non-spinning”. Recursos não sincronizados com o sistema mas que estarão imediatamente disponíveis. O tempo máximo típico de reacção é de 10 minutos;
- Reserva operativa. Esta reserva corresponde a instalações fora de serviço e em que normalmente o tempo de reacção rondará os 30 minutos;
- Reserva de balanço. Reserva necessária para correcção dos desequilíbrios instantâneos da oferta/procura. Tem que estar disponível instantaneamente;
- Reserva para arranque de emergência. Reserva para, no caso de emergência que provoque um apagão, ser possível o rearranque da rede nas condições normais. O tempo máximo típico de reacção é de 10 minutos.

2.2.6 Mercados de capacidade instalada

Alguns mercados são geridos com base na capacidade disponível de produção, de transmissão e de entrega de energia da rede e infra-estruturas que lhes estão associadas. São conhecidos por Mercados de Capacidade Instalada ou Mercados, ou ICAP (de Installed Capacity Markets).

Esta metodologia de abordagem surgiu da necessidade de análise da capacidade física de cumprimento dos contratos de todas as entidades envolvidas no processo.

Está portanto à partida garantido neste tipo de mercados que os contratos realizados a prazo podem ser satisfeitos sendo efectuados ajustes de curto prazo com recurso aos serviços auxiliares. Como garantia, os requisitos dos mercados ICAP são geralmente especificados para uma capacidade superior ao pico de carga estimado ou contratado. Essa sobrecapacidade difere de mercado para mercado, mas pode ser sobreespecificada para valores até 110%.

Nestes mercados, com requisitos de capacidade, em que estão previstas margens de reserva na rede, será necessário prever receitas adicionais para remunerar essas capacidades de reserva. Quando se analisam por comparação os mercados deste tipo verifica-se que as margens de reserva referidas têm um impacto substancial na valorização dos preços. Verificam-se também, por vezes, consequências ao nível da fiabilidade do fornecimento e qualidade da energia, pois há a tentação de reduzir custos e portanto de diminuir as capacidades de reserva.

Nos casos em que se verificam condicionamentos ao nível das capacidades de reserva, verifica-se também uma maior volatilidade de preços. No entanto, essa volatilidade até poderá ser útil pois:

- Do lado da procura, está a contribuir com um sinal de escassez de recursos e a incentivar os clientes a reduzir a sua utilização em momentos de maior sobrecarga dos sistemas;
- Do lado da oferta, este sinal de escassez ajuda a justificar a criação de mais oferta e portanto a justificar investimento na produção e nas infra-estruturas.

Por outro lado, as extremas variações de preço podem ser muito perturbadoras pois dificultam o planeamento da produção e desenvolvimento das redes, assim como causam desconforto nos consumidores que têm dificuldades em prever esses preços e ajustar a sua actividade. Por esta razão, de uma forma geral, nestes mercados verifica-se um esforço dos intervenientes, para manter as capacidades disponíveis acima das previstas como necessárias, de modo a evitar uma volatilidade excessiva dos preços. Os mercados ICAP têm portanto o efeito de incentivar o aumento da capacidade disponível (oferta), impedindo assim pontas, mantendo sempre a maior margem de reserva possível. No entanto, sem mecanismos que efectuem a penalização das variações de preços directamente aos consumidores, o que raramente é possível de uma forma abrangente, o sinal de alerta para redução de consumo nos momentos críticos para a rede não é transmitido.

Para uma análise mais extensa destas questões, ver publicação de Borenstein, Bushnell e Stoff (2000).

A estrutura dos mercados ICAP, nomeadamente as regras pormenorizadas de licitação, de cobertura e os períodos de negociação diferem também bastante de mercado para mercado.

2.2.7 Mercados espaciais

Todas as anteriores análises de mercado basearam-se no pressuposto de que não existem restrições relativamente às localizações na rede dos pontos de produção e consumo.

No entanto, um dos maiores desafios de organização dos mercados de electricidade é garantir a entrega de uma quantidade suficiente de energia em qualquer localização da rede. Esta situação é agravada pelo facto da relação entre a oferta e a procura necessitar de estar em permanente equilíbrio, em qualquer ponto da rede. Assim, a disponibilidade de produção num determinado local não poderá ter qualquer valor, caso a capacidade do sistema de transmissão não seja a suficiente para o transporte da energia para onde ela seja necessária. A existência de congestionamentos pode levar a diferenças de custo de oportunidade significativas entre os vários locais da rede. Não se reconhecendo os diferenciais de preços subjacentes podem-se gerar no sistema ineficiências significativas. Esta razão motiva o desenvolvimento nos mercados de sistemas que permitam a diferenciação de preços dependentes dos locais, os Mercados Espaciais, sendo os dois mais populares os Mercados Zonais, com preços por zona geográfica, e os Mercados Nodais, com preços nodais (LBMP/LMP, de Locational Marginal Price) e direitos de transmissão (FTR's, de Fixed/Firm Transmission Rights).

No entanto, um aspecto a considerar é o lado negativo da fragmentação dos preços dos mercados por zonas, ou por nós de rede, que é a predisposição desses mercados para se organizarem de um modo subversivo, estimulando o aparecimento de entidades ou grupos de entidades que exerçam poder de mercado⁴⁴ local. Nestes casos, em que se verifiquem ou se preveja que se possam verificar, situações de poder de mercado, poderão estipular-se nos contratos um conjunto de cláusulas de dever de fiabilidade, com multas ou indemnizações, como por exemplo no sistema CAISO da Califórnia.

De um modo simplificado, pode ser efectuado do seguinte modo a descrição dos referidos tipos de mercados espaciais, dos mercados zonais e dos mercados nodais:

- Mercados Zonais. Nesta metodologia, a região servida pela infra-estrutura está dividida em várias grandes zonas geográficas com distintos mercados da energia e distintos mercados de serviços auxiliares. Existem vários mecanismos contratuais para gerir a troca de energia entre as zonas (“interfaces de zona”). O fluxo interzona é normalmente gerido com transmissão física de direitos. Na Europa existem exemplos de mercados deste tipo, em que é feito um “market splitting”, tendo os países nórdicos sido os precursores, com o Nordpool, seguidos pelo sistema de interligação França/Bélgica e agora pelo MIBEL, com as “regiões” portuguesa e espanhola. Nos Estados Unidos é também exemplo o Estado da Califórnia com o CAISO. Esta concepção representa a complexidade do sistema de transmissão de uma forma muito simplificada. A sua vantagem principal é justamente a sua simplicidade. Aos participantes no mercado é oferecido um número relativamente baixo de submercados com a consequente elevada liquidez. Por outro lado, a sua desvantagem é também a sua simplicidade. O funcionamento do sistema de transmissão fica mal representado, conduzindo a operações de despacho ineficientes e a incentivos regionais perversos;
- Mercados Nodais. Nesta metodologia, cada nó de rede tem seu próprio preço, preço nodal, representante do seu congestionamento no sistema. Num sistema sem restrições, os diversos preços nodais serão idênticos em todo o sistema. O Risco do diferencial de preço entre nós é gerido por direitos de transmissão, “FTR’s”. A clara vantagem de um mercado nodal é a representação fiel do custo diferencial de oportunidade entre os diferentes nós de rede. A importante desvantagem resultante da fragmentação do mercado é a ilíquidez gerada no processo e a ameaça do exercício local de poder de mercado. Uma descrição pormenorizada da metodologia base de formação de preços nodais de mercado (LBMP) pode encontrar-se disponível nos locais de internet das Pool’s NYPOOL e PJM.

Nos regimes de mercado descentralizados, a produção é licitada num modo incremental e decremental. O operador do sistema utiliza lances por licitação para ajustar as produções locais gerindo assim os congestionamentos do sistema.

Em sistemas centralizados, a optimização da transmissão de energia, e o balanço do sistema ocorre em regime constante. Nos mercados centralizados a optimização de cada sistema é efectuada em sequência.

O cronograma normal dos mercados de sistemas descentralizados implica, em primeiro lugar, a execução dos contratos bilaterais a longo prazo. Seguidamente, com um dia de antecedência à abertura dos mercados, é efectuado o ajuste dos prazos de entrega contratados. Considerando o universo de todos os contratos, por ajuste dos mesmos, o operador do sistema constrói o balanço da rede. Caso se verifiquem congestionamentos, é accionado um mercado de direitos de

⁴⁴ O “poder de mercado” é a capacidade que existe para, do ponto de vista do conceito dos mercados liberalizados, de um modo subversivo controlar os preços desse mercado. Por exemplo se numa determinada zona, isolada de outras por restrições várias, só houver um determinado produtor ele poderá exercer o poder de mercado fixando os preços de produção independentemente da procura.

capacidade de transmissão. No final, para além do referido, o operador do sistema irá realizar um leilão para adquirir recursos de serviços auxiliares, garantindo fiabilidade e equilíbrio ao sistema. Em alguns mercados as necessidades de serviços auxiliares são geridas através da imposição de uma reserva específica a todos os participantes (por exemplo no caso das antigas configurações do ERCOT e do PJM). O operador do sistema pode solicitar aos produtores para incrementar ou decrementar a sua produção sem um mecanismo explícito de preços para esses serviços. Obviamente, a opção realizada pelo operador do sistema não é gratuita, sendo que o seu custo tende globalmente a ser reflectido nos preços da energia. Em muitos sistemas centralizados, a licitação é realizada ao mesmo tempo, para a energia e para o equilíbrio do mercado (por exemplo no caso do NEPOOL).

2.2.8 Índices de preços

À semelhança dos restantes mercados financeiros, para alguns mercados eléctricos foram também criados índices de preços, nomeadamente, a título de exemplo:

- Para os Estados Unidos da América um enorme conjunto de índices Dow Jones, conforme se explica de seguida e
- Para o MIBEL os índices SPEL e PTEL.

Dow Jones U.S. Daily Electricity Indexes⁴⁵

Nos Estados Unidos da América existe uma entidade, a Dow Jones & Company, cujo fundador foi Charles H. Dow, que é responsável pela publicação de diversos índices mundiais.

No domínio da electricidade, são publicados os índices Dow Jones U.S. Daily Electricity.

Estes índices são calculados considerando as médias diárias pesadas dos volumes de todas as transacções de electricidade relacionadas envolvidas.

Os cálculos são realizados também considerando as transacções de potência de áreas geográficas específicas dos Estados Unidos da América.

Cada um dos índices fornece um claro indicador do Mercado Spot OTC de uma determinada região.

Os índices Dow Jones U.S. Daily Electricity são os seguintes:

- Dow Jones Palo Verde Electricity Price Indexes,
- Dow Jones PJM Western Hub Electricity Price Indexes,
- Dow Jones Four Corners Electricity Price Indexes,
- Dow Jones North Path 15 (NP15) Electricity Price Indexes,
- Dow Jones Mead/Marketplace Electricity Price Indexes,
- Dow Jones South Path 15 (SP15) Electricity Price Indexes,
- Dow Jones Mid-Columbia Electricity Price Indexes,
- Dow Jones Cinergy Electricity Price Indexes e
- Dow Jones California Oregon Border Electricity Price Indexes.

Os participantes do Mercado fornecem à Dow Jones informação relativa ao preço e volume das suas transacções, de modo a ser possível o cálculo dos índices.

Os dados são fornecidos diariamente até às 10 horas do dia seguinte à ocorrência das transacções.

No entanto, alguns dos índices Dow Jones U.S. Electricity são calculados com base nos últimos 365 dias e a sua publicação ocorre todos os dias úteis.

Em caso de ocorrência de um feriado a meio da semana, os dados são comunicados à Dow Jones no próximo dia útil seguinte.

⁴⁵ Conforme sítio internet da Dow Jones Company (<http://www.djindexes.com>).

A divulgação de dados para o cálculo dos índices é confidencial e auditada antes da utilização dos dados.

O procedimento permite à Dow Jones a capacidade de ser terceira parte auditando os dados para garantir a sua solidez.

Os dados apresentados são utilizados apenas para calcular os índices e não são partilhados com outros fornecedores de dados ou utilizadores.

Este acordo garante a privacidade das informações apresentadas à Dow Jones e incentiva os participantes a apresentar dados fidedignos.

Conforme referido, estes índices são calculados considerando os volumes médios envolvidos em todas as transacções bilaterais que acontecem num determinado ponto de entrega.

São calculados pela seguinte fórmula:

$$\text{índice} = \frac{\sum_{i=1}^n (\text{média do preço} \times \text{volume total})}{\sum_{i=1}^n (\text{volume total})}$$

Índices SPEL e PTEL⁴⁶

Tendo em vista a obtenção de referências fiáveis e consistentes do Mercado Ibérico de Electricidade, de modo a permitir a negociação de derivados, o OMIP calcula e divulga índices de electricidade, que representam o comportamento dos preços deste activo ao longo do tempo.

Por forma a cobrir as formas típicas de actuação no mercado, o OMIP divulga dois tipos de índices: o “Base Load” e o “Peak Load”.

Para cada dia de calendário, o índice “SPEL Base” corresponde à média aritmética dos preços marginais horários da zona espanhola formados no mercado diário gerido pelo OMEL para as 24 (23 ou 25) horas do dia, arredondada a duas casas decimais. A respectiva fórmula de cálculo é a seguinte:

$$\text{índice SPEL}_{Base} = \frac{\sum_{i=1}^n \text{SMP}(e)_i^B}{n}$$

em que:

- n = número de horas num dia de calendário (24 horas, excepto nos últimos domingos de Março – 23 horas e Outubro – 25 horas);
- i = corresponde a cada hora do dia de calendário para o qual se está a calcular o índice “SPEL Base”;
- $\text{SMP}(e)_i^B$ = preço marginal horário da zona espanhola para a hora i, definido em €/MWh com duas casas decimais.

Para cada dia da semana, de segunda a sexta-feira, o índice “SPEL Peak” corresponde à média aritmética dos preços marginais horários da zona espanhola formados no mercado diário gerido pelo OMEL, para o período entre as 8:00 horas e as 20:00 horas (HOES⁴⁷), arredondada a duas casas decimais. A respectiva fórmula de cálculo é a seguinte:

$$\text{índice SPEL}_{Peak} = \frac{\sum_{j=1}^n \text{SMP}(e)_j^P}{n}$$

⁴⁶ Conforme sítios internet do OMIP e do OMIClear (<http://www.omip.pt> e <http://www.omiclear.pt>).

⁴⁷ HOES – Hora Oficial Espanhola.

em que:

- n = número de horas “peak” num dia útil (período entre as 8:00 horas e as 20:00 horas, (HOES), o que equivale a 12 horas);
- j = corresponde a cada hora “peak” do dia para o qual se está a calcular o índice “SPEL Peak”;
- $SMP(e)_j^P$ = preço marginal horário da zona espanhola para a hora j , definido em €/MWh com duas casas decimais.

Para cada dia de calendário, o índice “PTEL Base” corresponde à média aritmética dos preços marginais horários da zona portuguesa formados no mercado diário gerido pelo OMEL, para as 24 (23 ou 25) horas do dia, definidas de acordo com a HOES (incluindo feriados, de segunda a sexta-feira), arredondada a duas casas decimais, de acordo com a seguinte fórmula de cálculo:

$$\text{índice } PTEL_{Base} = \frac{\sum_{i=1}^n SMP(e)_i^B}{n}$$

em que:

- n = número de horas num dia de calendário (24 horas, excepto nos últimos domingos de Março – 23 horas e Outubro – 25 horas);
- i = corresponde a cada hora do dia de calendário para o qual se está a calcular o índice “PTEL Base”, sendo ambos (horas e dias) definidos de acordo com a HOES;
- $SMP(e)_i^B$ = preço marginal horário da zona portuguesa para a hora i , definido em €/MWh com duas casas decimais.

Para cada dia da semana, de segunda a sexta-feira, o índice “PTEL Peak” corresponde à média aritmética dos preços marginais horários da zona portuguesa formados no mercado diário gerido pelo OMEL, para o período entre as 8:00 horas e as 20:00 horas, definidos de acordo com a HOES, arredondada a duas casas decimais. A respectiva fórmula de cálculo é a seguinte:

$$\text{índice } PTEL_{Peak} = \frac{\sum_{j=1}^n SMP(e)_j^P}{n}$$

em que:

- n = número de horas “peak” num dia útil (período entre as 8:00 horas e as 20:00 horas, (HOES), o que equivale a 12 horas);
- j = corresponde a cada hora “peak” do dia para o qual se está a calcular o índice “PTEL Peak”;
- $SMP(e)_j^P$ = preço marginal horário da zona portuguesa para a hora j , definido em €/MWh com duas casas decimais.

2.3 Outros mercados

2.3.1 Emissões

Os mercados de emissões gasosas surgiram como uma consequência da imposição do controlo sobre os óxidos de azoto (NO_x) e os óxidos de enxofre (SO_x), através do “Clean Air Act” de 1970 (emitido pela U. S. Environmental Agency, EPA) e as suas sucessivas actualizações até à actualidade. Esta legislação internacional estabeleceu limites nacionais relativamente às emissões de SO_2 e atribuí créditos de emissão aos produtores de energia. Para gerir a utilização óptima dos recursos, é permitida a livre troca dos créditos concedidos. Isto levou à criação de um mercado de licenças de

emissão ou créditos. Os créditos referidos são relativos aos limites máximos anuais de emissões, sendo transaccionados em mercados OTC. As restrições de SO₂ afectam todos os produtores de energia com capacidade superior a 25 MW.

Este mercado de créditos é apenas uma das ferramentas disponíveis para manter e garantir a conformidade das emissões dentro dos limites. Existem várias novas tecnologias (como filtros), bem como decisões operacionais (menor utilização das unidades, alteração dos combustíveis utilizados, melhoria de eficiência energética, etc.), que permitem uma redução das emissões. É permitido aos produtores tomarem as medidas que entenderem mais convenientes para o seu caso concreto.

Verifica-se que os preços de mercado das licenças podem ser muito voláteis devido a vários factores difíceis de estimar. A regulamentação excessiva, verificada em alguns países, é resultante da morosidade dos processos jurídicos e de casos de contencioso em curso.

Nos Estados Unidos, para as licenças de NO_x também existe um mercado regional, que abrange 11 Estados, do nordeste e do leste. O mercado funciona em OTC. A U. S. Environmental Protection Agency (EPA) tem a intenção de alargar o programa ao centro e oeste nos próximos anos (programa "SIP Call").

2.3.2 Carbono e alterações climáticas⁴⁸

Ninguém hoje contesta a necessidade de combater as alterações climáticas, sendo o seu controlo o maior desafio ambiental do século XXI.

Segundo os cenários projectados pelo "Painel Intergovernamental para as Alterações Climáticas" ocorrerão implicações profundas na capacidade da Humanidade progredir em termos económicos, sociais e culturais. Nos cenários mais catastróficos, os efeitos podem chegar à destruição de largas partes dos ecossistemas onde se concentra uma grande parte da biodiversidade e da população mundial. No entanto, mesmo nos cenários mais optimistas, é apontado como certo que irão ocorrer significativas alterações climáticas nos próximos anos.

No caso português, segundo o projecto SIAM ("Scenarios, Impacts and Adaptation Measures"), verificam-se já alterações climáticas significativas, através de períodos de seca estival mais prolongados e maior número de episódios de cheias e chuvas intensas. No futuro, num cenário de ausência de controlo das emissões gasosas, o planeta poderá atingir aumentos de temperatura média de alguns graus centígrados até ao fim do século. Tal cenário levaria à erosão e desertificação de partes substanciais dos territórios mundiais, afectando significativamente os ecossistemas, a biodiversidade, a agricultura, a habitabilidade e outros, obrigando à reafecção dos espaços pelas populações.

No sentido de atrasar e/ou diminuir os efeitos desta evolução, alguns países aderiram, desde 11 de Dezembro de 1997, ao Protocolo de Quioto. Este Protocolo é a consequência de uma série de eventos iniciada com a "Toronto Conference on the Changing Atmosphere", no Canadá (em Outubro de 1988), seguida pelo "IPCC's First Assessment Report", em Sundsvall na Suécia (em Agosto de 1990) e que culminou com a "Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança Climática ECO-92" (CQNUMC, ou UNFCCC em inglês), no Rio de Janeiro no Brasil (em Junho de 1992). Constitui-se então no Protocolo um Tratado internacional com compromissos para a redução da emissão dos gases que agravam o efeito estufa, considerados, de acordo com a maioria das investigações científicas, como causa antropogenica do aquecimento global.

No entanto, as metas de redução não são homogéneas para todos os países, colocando níveis diferenciados para os 38 países que emitem maior volume de gases deste tipo. Por questões sociais e para permitir o seu crescimento económico mais rápido, alguns países em desenvolvimento (como o Brasil, o México, a Argentina e a Índia) não receberam metas de redução. O Protocolo estimula os países signatários a cooperarem entre si, através de algumas acções básicas, em variadas actividades económicas, como:

⁴⁸ Texto elaborado com apoio em elementos retirados do sítio internet da wikipedia.

- Reformar os sectores de energia e transportes;
- Promover a utilização de fontes energéticas renováveis;
- Eliminar os mecanismos financeiros e de mercado inapropriados aos fins da Convenção;
- Limitar as emissões de metano na gestão de resíduos e dos sistemas energéticos;
- Proteger as florestas e outros conversores de carbono.

Se o Protocolo de Quioto for implementado com sucesso, estima-se que a temperatura global do planeta reduza entre 1,4°C e 5,8°C até 2100. No entanto, os resultados dependerão muito da confirmação futura dos estudos realizados, assim como dos resultados conseguidos nas negociações que forem decorrendo nesse período, pois há comunidades científicas que afirmam categoricamente que a meta de redução de 5% em relação aos níveis de 1990 é insuficiente para a mitigação do aquecimento global.

O protocolo de Quioto expira em 2012, havendo já o compromisso da ONU e de alguns governos para o delineamento de um novo acordo ou, o que é mais provável, de uma emenda no Protocolo de Quioto, que estabelecerá novas metas para cumprimento após essa data.

A União Europeia, na vanguarda de iniciativas desta natureza, lançou (pelo mercado Bluenext abaixo mencionado) adicionalmente o “Emission Trading System” (EU ETS), que é hoje o maior sistema multi-nacional de comércio de direitos de emissão de gases. O objectivo foi incentivar a promoção de políticas nacionais e internacionais ambiciosas e visionárias, pela utilização dos mercados financeiros como incentivadores da inovação, antecipando o desenvolvimento e a aplicação de tecnologias avançadas, muitas delas já hoje disponíveis. Estudos como o relatório Stern demonstram que estas políticas podem levar a uma transformação dos sistemas energéticos, agrícolas e florestais, a um custo que é apenas uma fracção do custo da inacção.

O instrumento legal para essa comercialização é o “Mecanismo de Desenvolvimento Limpo” (MDL). Para cada país aderente, por opção, foi instituída uma quota de emissão, função de diversos parâmetros que os obriga, caso esta seja ultrapassada à aquisição de excedentes a países cuja emissão fique aquém da sua quota. Isso permite que os países industrializados invistam nos países em desenvolvimento, em projectos de redução de emissões. Estes projectos de MDL geram créditos de Redução Certificada de Emissões (RCE) transferíveis para os países industrializados, onde podem ser aplicadas para os objectivos de redução das emissões.

Neste sentido foi criado o mercado de CO₂, registado com a designação “Bluenext”⁴⁹, na NYSE Euronext, para a comercialização dos direitos de emissão de CO₂. Este mercado foi criado pela acção conjunta da NYSE Euronext e pela instituição francesa Caisse des Depots, em Dezembro de 2007. Os membros deste mercado comercializam contratos Spot e contratos de Futuros.

Recentemente tem havido desenvolvimentos no sentido de estender este projecto aos Estados Unidos da América e foi também criada a “China Beijing Environment Exchange” (CBEEEX) para negociação de direitos de emissão na China.

2.3.3 Tempo

O mercado de produtos meteorológicos tem sofrido uma evolução relativamente recente. Os primeiros negócios surgiram em 1997 em mercado OTC. A premissa do mercado é a significativa exposição de vários participantes nos mercados de energia às variáveis meteorológicas.

Como facilmente se verifica, as procuras e os consumos de electricidade e gás, apresentam uma correlação significativa com a temperatura ambiente, assim como com outros factores meteorológicos, como a humidade. Isso conduziu a que algumas instituições financeiras desenvolvessem produtos relacionados com a meteorologia. Entre os mais populares existem:

⁴⁹ Para mais informações consultar o sítio internet <http://www.bluenext.com>.

- Contratos Swap de HDD/CDD⁵⁰. Permuta de dias com um determinado HDD/CDD por outros, com HDD/CDD diferente, mediante o pagamento de uma taxa;
- Contratos de compra (Call) e de venda (Put) de HDD/CDD. Aquisição ou venda de dias com determinado HDD/CDD.

Este mercado ainda não se conseguiu implementar, sendo negociado em OTC e principalmente entre instituições financeiras. A Chicago Board of Trade (CBOT)⁵¹ tentou criar um mercado organizado de Futuros nesta área, mas o conceito não encontrou a aceitação esperada, não conseguindo atingir a liquidez necessária.

2.3.4 Novas tecnologias

Um dos grandes desafios da gestão do Risco dos mercados da electricidade é a instabilidade gerada pelas novas tecnologias. O aparecimento inesperado de uma tecnologia revolucionária capaz de reduzir significativamente os custos de energia ou de ser alternativa a qualquer das formas mais comuns de energia pode ter consequências catastróficas para os mercados de energia. Por esta razão existem tentativas para a criação de um mercado deste tipo com dois objectivos:

- A promoção do desenvolvimento de novas tecnologias, pelo recrutamento de capital destes mercados para a investigação e
- A criação de produtos de controlo de Risco para obviar os inconvenientes listados.

Entre os principais interessados estão as entidades detentoras de investimentos dominantes nas energias tradicionais e as companhias de seguros.

⁵⁰ O índice "Heating Degree Day" (HDD), é um índice quantitativo e que procura reflectir as necessidades energéticas para o aquecimento de uma casa ou um escritório, para uma determinada localização. Este índice é resultado das observações diárias de temperatura. É considerado que as necessidades de aquecimento de um determinado edifício, com uma determinada localização, é directamente proporcional ao índice HDD dessa localização. Um índice similar, o "Cooling Degree Day" (CDD), reflecte a quantidade de energia utilizada para arrefecer uma casa ou um escritório.

⁵¹ A empresa CME Group, Inc. gere o New York Mercantile Exchange (NYMEX), mercado que agrega também os mercados: CME, CBOT e COMEX.

3 MIBEL⁵²

O Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL) é uma iniciativa conjunta dos Governos de Portugal e Espanha, constituindo um passo importante na construção do mercado interno de electricidade. Com a concretização do MIBEL, passa a ser possível, a qualquer Consumidor no espaço ibérico, adquirir energia eléctrica, num regime de livre concorrência, a qualquer Produtor ou Comercializador que actue em Portugal ou Espanha.

O MIBEL tem como principais metas:

- Beneficiar os consumidores de electricidade dos dois países, através do processo de integração dos respectivos sistemas eléctricos;
- Estruturar o funcionamento do mercado com base nos princípios da transparência, livre concorrência, objectividade, liquidez, auto-financiamento e auto-organização;
- Favorecer o desenvolvimento do mercado de electricidade de ambos países, com a existência de um preço de referência único para toda a península ibérica;
- Permitir a todos os participantes o livre acesso ao mercado, em condições de igualdade de direitos e obrigações, transparência e objectividade;
- Favorecer a eficiência económica das empresas do sector eléctrico, promovendo a livre concorrência entre as mesmas.

O processo de convergência dos sistemas eléctricos português e espanhol foi formalmente iniciado com a celebração do "Protocolo de Colaboração entre as Administrações Espanhola e Portuguesa para a Criação do Mercado Ibérico de Electricidade", em Novembro de 2001. Nesse documento, os dois países estabeleceram as bases necessárias para o início da cooperação entre as diversas entidades com responsabilidades no enquadramento do sector, Administrações, Reguladores e Operadores, tendo em vista a harmonização das condições de participação dos agentes económicos no âmbito do MIBEL.

Posteriormente, na XVIII Cimeira Luso-Espanhola, realizada em Valência, em Outubro de 2002, ficou decidido o modelo de organização do MIBEL, assente na existência do Operador de Mercado Ibérico (OMI) e foram estabelecidas as principais metas de concretização do MIBEL. As conclusões dessa Cimeira permitiam prefigurar a construção do MIBEL como uma abordagem intermédia regional do processo de integração dos mercados nacionais num mercado único europeu, segundo um modelo de construção faseada, assente em três eixos principais:

- Estabelecimento de uma plataforma física de suporte do mercado regional ibérico, apoiada no desenvolvimento das infra-estruturas de transporte e na articulação da planificação energética e das redes de transporte;
- Harmonização dos enquadramentos legais e regulatórios das condições económicas de participação no MIBEL e dos procedimentos de operação dos sistemas;
- Harmonização das condições económicas de participação no mercado, através da convergência das metodologias de definição das tarifas, dos custos de transição para a concorrência, das condições de acesso às interligações, do grau de abertura dos mercados e da criação de um Operador de Mercado Ibérico (OMI).

⁵² Adaptação e integração comentadas de transcrições dos sítios de internet do OMEL e do OMIP.

Os Governos de Portugal e Espanha acordaram ainda no modelo de funcionamento do MIBEL, em que foram previstas duas estruturas responsáveis pela gestão destes mercados organizados:

- a) O OMEL (Pólo Espanhol), responsável pela gestão do mercado diário e intradiário;
- b) O OMIP (Pólo Português), responsável pela gestão dos mercados a prazo.

Na XIX Cimeira Luso-Espanhola, realizada na Figueira da Foz, em Novembro de 2003, os Ministros da Economia de Portugal e Espanha assinaram um "Memorando de Entendimento" relativo às condições necessárias para a concretização do MIBEL. Entre essas condições, foi prevista a assinatura de um Acordo Internacional, o qual formalizaria a criação de um mercado ibérico de electricidade, marcando o arranque do processo de integração dos sistemas eléctricos de Portugal e Espanha.

No "Acordo entre a República Portuguesa e o Reino de Espanha para a Constituição de um Mercado Ibérico da Energia Eléctrica", assinado em Lisboa a 20 de Janeiro de 2004, foi definido um programa de integração dos respectivos mercados de electricidade, em direcção a um mercado comum aos dois países. O Acordo consolidou os alicerces da construção desse mercado, traçando as linhas gerais de desenvolvimento do projecto, não só ao nível legislativo e regulamentar, mas também ao nível das próprias soluções operacionais do mercado. Para além desta determinação, este Acordo veio também estabelecer as bases do novo mercado. Nos termos deste Acordo, o arranque do MIBEL e o início do funcionamento integrado dos dois Pólos OMIP e OMEL do MIBEL deveria ocorrer a 20 de Abril de 2004.

No entanto, diversas circunstâncias de carácter político e legal impediram a concretização do projecto de arranque do MIBEL a 20 de Abril de 2004, tendo conduzido à decisão, dos dois Governos, de procederem a uma revisão do projecto de constituição do MIBEL, o que veio a ser formalizado com a assinatura de um novo Acordo Internacional.

Tal Acordo foi formalizado em 1 de Outubro de 2004, no âmbito da XX Cimeira Luso-Espanhola, realizada em Santiago de Compostela. Este Acordo, já ratificado em ambos os países, substitui o Acordo de 20 de Janeiro, e introduz alguns ajustes na organização do MIBEL. Dos temas cobertos, este Acordo:

- Obriga as partes a desenvolver, de forma coordenada, a legislação necessária ao funcionamento de um mercado integrado;
- Consagra o princípio da tendencial harmonização tarifária;
- Estabelece quais as entidades que poderiam participar no MIBEL;
- Formaliza a constituição de um Operador de Mercado Ibérico único, e as fases que levarão à sua criação, de acordo com o Memorando de Entendimento celebrado na Cimeira Luso-Espanhola da Figueira da Foz;
- Estabelece limites à organização societária dos Operadores de Mercado, tendo em vista a sua integração;
- Prevê a existência de mecanismos de financiamento dos Operadores de Mercado, nomeadamente por via tarifária, tendo em vista o seu futuro auto-financiamento;
- Define as modalidades de contratação no MIBEL;
- Prevê a adopção de medidas de promoção de liquidez e concorrência no MIBEL;
- Estabelece as competências do Conselho de Reguladores do MIBEL (que integra os reguladores sectoriais dos dois países), do Comité de Agentes de Mercado (que integra representantes de todas as entidades intervenientes no mercado) e do Comité de Gestão Técnica e Económica do MIBEL (que integra os Operadores de Mercado e de Sistema dos dois países);
- Define os mecanismos de regulação, consulta, supervisão e gestão do MIBEL, bem como do regime jurídico relativo a infracções, sanções e jurisdição competente.

O Acordo de Santiago de Compostela, reconhecendo as dificuldades e a morosidade da resolução dos obstáculos que impediram o arranque a 20 de Abril, bem como a inconveniência de promover o

arranque do MIBEL num quadro de instabilidade susceptível de condicionar o seu sucesso, determinou que o arranque do MIBEL se deveria processar até 30 de Junho de 2005.

Contudo, não obstante o compromisso internacional, as esperadas dificuldades a ultrapassar no período de pré-arranque acabaram por ser agravadas com factores do foro político e legal que não permitiram o arranque oficial do MIBEL no prazo previsto, nomeadamente devido a:

- Significativas mudanças políticas em Portugal, com a eleição de um novo Governo, o qual apenas tomou posse em Março de 2005;
- Ausência dos desenvolvimentos normativos necessários ao arranque do mercado a prazo do MIBEL;
- Incertezas no quadro regulatório do MIBEL, provocadas pela iniciativa do Governo espanhol de realizar um "Livro Branco" sobre o sector eléctrico, e o seu impacto no modelo organizativo e funcional do MIBEL.

Na XXI Cimeira Ibérica, realizada a 18 e 19 de Novembro de 2005, em Évora, os Governos de Portugal e Espanha reafirmaram o seu empenho na construção do Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL) e no seu alargamento ao Mercado Ibérico do Gás Natural (MIBGAS), tendo acordado, na sequência da ratificação do Acordo de Santiago de Compostela dar, durante 2006, passos firmes para a criação do MIBEL, nomeadamente:

- Dar desde logo prioridade ao arranque do mercado de derivados do MIBEL, tendo fixado a respectiva data para Julho de 2006;
- Com a entrada em vigor do Acordo de Santiago, constituir imediatamente o Conselho de Reguladores, nos termos definidos no Artigo 11 do mesmo Acordo;
- Publicar, em cada país, até 1 de Maio de 2006, para entrar em vigor em 1 de Julho de 2006, um dispositivo legal que estabeleça as condições e a obrigação de aquisição de energia pelos distribuidores ou comercializadores regulados de cada país no OMIP/OMIClear;
- Elaborar um programa de convergência regulatória, que estabeleça um calendário de harmonização das regulações de cada país, de acordo com a legislação europeia e com o princípio da simetria de abertura dos mercados nacionais, a apresentar à Cimeira Luso-Espanhola seguinte.

Como previsto na Cimeira de Évora, o arranque do Mercado de Derivados do MIBEL dá-se efectivamente em Julho de 2006, mais precisamente no dia 3. Dá-se também a operacionalização do Conselho de Reguladores.

Em 24 e 25 de Novembro de 2006, aquando da realização da XXII Cimeira Luso-Espanhola em Badajoz, os Governos de Portugal e Espanha reafirmaram o seu empenho no aprofundamento do Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL), no seu alargamento ao Mercado Ibérico do Gás Natural (MIBGAS) e na criação de um acordo que permita a realização das reservas petrolíferas e de gás natural no espaço ibérico.

Os dois Governos decidiram solicitar aos Directores Gerais de Energia um plano de compatibilização regulatória a apresentar até 28 de Fevereiro de 2007, que incluirá para os distribuidores ou comercializadores de último recurso de ambos os países um modelo comum de contratação de energia, à vista e a prazo, a realizar no âmbito do OMI – Operador de Mercado Ibérico.

Os Governos de Portugal e Espanha decidiram ainda:

- Implementar até ao final do 1º Trimestre de 2007 o mercado à vista de âmbito ibérico, através de um mecanismo coordenado de gestão das interligações baseado em “market splitting” e leilões explícitos conforme proposto pelo Conselho de Reguladores;
- Tendo em consideração o plano de compatibilização regulatória, solicitar ao Conselho de Reguladores uma revisão da proposta de mecanismo de interligações e uma proposta de mecanismo para garantia de potência, no respeito pelas especificidades próprias de cada país, a apresentar até 31 de Maio de 2007.

Tendo em conta o disposto no Artigo 7 do Acordo de Santiago, ficou definido:

- Manter uma percentagem obrigatória de 10% de aquisição de energia pelos Distribuidores ou Comercializadores regulados no OMIP durante 2007;
- Organizar de forma concertada e até final de 2007 leilões virtuais de capacidade de âmbito ibérico.

Os dois Governos reconhecem a necessidade de reforçar a segurança do abastecimento petrolífero e de gás natural, através da constituição de reservas de segurança, e a importância de constituir essas reservas de modo economicamente eficiente. Assim, foi acordada a celebração a curto prazo de um Acordo que permita aos operadores a constituição de reservas obrigatórias, de produtos petrolíferos e gás natural, no território de ambos os Estados.

Na sequência da Cimeira de Badajoz, o prazo para a implementação de um mecanismo coordenado de gestão das interligações, baseado em leilões explícitos, foi alargado para o 4º Trimestre de 2007. Por sua vez, o mecanismo de “market splitting” entrou em funcionamento no dia 1 de Julho de 2007.

A percentagem obrigatória de aquisição de energia pelos Distribuidores ou Comercializadores regulados no OMIP durante 2007 e o primeiro semestre de 2008 foi fixada em 10%.

Durante os meses de Junho a Setembro de 2007, realizaram-se os primeiros leilões de capacidade virtual em Espanha, organizado conjuntamente pela Endesa e Iberdrola e em Portugal, organizado pela REN Trading.

Na cimeira de Zamora, de Janeiro de 2009, entenderam os Governos de Espanha e de Portugal acelerar a construção do Mercado Ibérico da Electricidade (MIBEL), decidindo tomar o dia 15 de Junho de 2009 como data limite para a concretização empresarial do Operador do Mercado Ibérico (OMI).

3.1 Reciprocidade de tratamento dos Agentes ibéricos no mercado

Um dos aspectos mais relevantes do "Acordo entre a República Portuguesa e o Reino de Espanha para a Constituição de um Mercado Ibérico da Energia Eléctrica" de 20 de Janeiro de 2004 foi o reconhecimento recíproco dos Agentes inscritos em Portugal e em Espanha, ou seja, sendo concedido o estatuto de Produtor, Comercializador ou outro, por parte de um país, implica o reconhecimento automático pelo outro país, conferindo igualdade de direitos e obrigações a esse Agente.

O Artigo 14 do Convénio Internacional de 1 de Outubro de 2004 entre Espanha e Portugal reforça o reconhecimento de acreditação automática dos Agentes para poderem actuar no outro Estado. Para esse efeito, o mencionado Artigo dispõe que os procedimentos administrativos de autorizações e registo dos Agentes para o exercício das diferentes actividades em Espanha e Portugal a harmonizar na base da reciprocidade.

No entanto, já a este respeito, a “Disposição Adicional” décima nona do Decreto-Lei 54/1997, do sector eléctrico, "Capacidade Jurídica dos Sujeitos do Mercado Ibérico de Electricidade", introduzida pelo Artigo 22.11 do Real Decreto 5/2005, estabelecia, entre outras coisas que:

- a) Se reconhece capacidade aos sujeitos do sector eléctrico português para actuar nos mercados de energia eléctrica previstos no citado convénio, sempre que se encontrem compreendidos dentro do Artigo 3, e conforme à normativa vigente em Espanha;
- b) Se entende por Agentes Externos, para efeitos da sua actuação nos mercados de energia eléctrica que integram o Mercado Ibérico da Energia Eléctrica, aqueles sujeitos autorizados que, tendo a sua sede fora de Espanha ou Portugal, exportem ou importem energia através das fronteiras internacionais da Península Ibérica;

- c) Os Agentes que actuem pela conta de outros sujeitos do Mercado Ibérico da Energia Eléctrica, conforme à normativa que lhes fora aplicada, terão a consideração de Representantes para efeitos da sua actuação nos mercados de energia eléctrica que integram o citado Mercado Ibérico e, conseqüentemente, terão a condição de sujeitos conforme ao Artigo 9 do Decreto-Lei 54/1997.

3.2 Funções do Operador do Mercado Ibérico

De acordo com o Decreto-Lei 54/1997, português, de 27 de Novembro, modificada pelo Real Decreto 5/2005, espanhol, de 11 de Março, o Operador do Mercado assume a gestão do sistema de ofertas de compra e venda de energia eléctrica no mercado diário.

Segundo a legislação espanhola, o Real Decreto 2019/1997, de 26 de Dezembro, modificado pelo Real Decreto 1454/2005, de 2 de Dezembro, corresponde ao Operador do Mercado, a realização de todas aquelas funções derivadas do funcionamento do mercado diário e do mercado intradiário de produção de energia eléctrica, assim como as que lhe são atribuídas pelo Real Decreto em matéria de liquidação.

Por sua vez o Real Decreto 1747/2003, de 19 de Dezembro, transmite ao Operador de Mercado a realização de determinadas tarefas para a aplicação da liberalização eléctrica nos sistemas insulares e extra peninsulares.

Como desenvolvimento dessas missões gerais, as citadas disposições atribuíam ao Operador do Mercado uma série de funções que podem ser detalhadas como se segue:

a) Relativamente ao funcionamento dos Mercados:

- A recepção das ofertas de venda emitidas para cada período de programação pelos diferentes sujeitos que participam no mercado diário e intradiário de energia eléctrica;
- A recepção das ofertas de aquisição de energia;
- Receber dos sujeitos que participam nos mercados de energia eléctrica a informação necessária a fim de que a sua energia contratada seja tomada em consideração para o encontro de ofertas e para a prática das liquidações que sejam da sua competência;
- A recepção das garantias que sejam exigíveis. A gestão destas garantias poderá ser realizada directamente ou através de terceiros autorizados;
- A realização do encontro de ofertas de venda e de aquisição partindo da oferta mais barata até igualar a procura em cada período de programação;
- A determinação dos diferentes preços da energia resultantes do encontro de ofertas no mercado diário e intradiário de energia eléctrica para cada período de programação e a comunicação a todos os Agentes envolvidos;
- A liquidação e a comunicação dos pagamentos e cobranças que se deverão realizar em virtude dos preços da energia resultantes do encontro de ofertas e de outros custos que regulamentarmente se determinem;
- Comunicar ao operador do sistema as ofertas de venda e de aquisição de energia eléctrica, realizadas pelos distintos sujeitos que participam no mercado da energia eléctrica da sua competência, para cada um dos períodos de programação;
- Comunicar ao operador do sistema todas as alterações de ofertas de venda e de aquisição de energia eléctrica dos Agentes, com a antecedência suficiente para a adequada actualização dos sistemas de informação;
- A definição, desenvolvimento e operação dos sistemas informáticos necessários que garantam a transparência das transacções que se realizem no mercado diário e intradiário de produção;

b) Relativamente aos sistemas eléctricos insulares e extra peninsulares:

- Receber do operador do sistema o custo horário, disponibilidade horária e a energia horária gerada por cada grupo, assim como os pedidos horários dos distribuidores e comercializadores consumidores no seu caso;
- A determinação e publicação do preço final horário de geração em cada SEIE da produção de energia e a comunicação a todos os Agentes envolvidos;
- A liquidação e comunicação dos pagamentos e cobranças que se deverão realizar em virtude do preço final da energia resultante de cada sistema, do funcionamento efectivo das unidades de produção, da disponibilidade de unidades de produção em cada período de programação e dos outros custos que regulamentarmente se determinem;
- Informar publicamente sobre a evolução dos preços finais de geração em cada SEIE com a periodicidade que se determine;
- Gerir as garantias dos Agentes que intervenham em cada SEIE pelas compras e vendas de energia de acordo com o estabelecido na normativa;

c) Relativamente às Regras do Mercado e ao Contrato de Adesão:

- A apresentação para a sua aprovação das modificações do contrato de adesão;
- Propor ao Ministério da Indústria, Turismo e Comércio, para a sua aprovação, as regras de funcionamento do mercado diário e intradiário de produção, que decidirá da sua aplicabilidade, mediante um relatório prévio da Comisión Nacional de Energia (CNE);
- A exigência aos Agentes dos mercados diário e intradiário de produção de certificar o cumprimento das condições requeridas para o efeito;

d) Relativamente à Informação aos Agentes de Mercado:

- A comunicação aos titulares das unidades de produção, assim com aos Distribuidores, Comercializadores, Consumidores Qualificados, Agentes Externos e aos operadores do sistema eléctrico no âmbito do Mercado Ibérico da Electricidade dos resultados do encontro de ofertas;
- Pôr à disposição dos Agentes dos mercados diário e intradiário de produção, a informação relativa às operações casadas e às ofertas de venda e aquisição não casadas, em cada uma das sessões do mercado diário e intradiário;
- Garantir o segredo da informação de carácter confidencial que lhe tenha sido posta à sua disposição pelos Agentes do Mercado diário e intradiário de produção, de acordo com as normas aplicáveis;
- Comunicação aos Agentes, por via telemática, da informação relevante que afecte à formação dos preços nos mercados organizados do MIBEL, comunicada obrigatoriamente pelos sujeitos definidos no Artigo 9 do Decreto-Lei 54/1997 do sector eléctrico;

e) Relativamente à informação a Terceiros:

- Informar publicamente sobre a evolução do mercado com a periodicidade que se determine;
- Publicar os índices de preços médios com carácter horário do mercado diário e intradiário;
- Publicar os resultados do encontro de ofertas que tenham lugar no âmbito das suas competências;

f) Relativamente aos Princípios de Independência, Transparência e Objectividade:

- Adoptar as medidas e acordos que sejam necessários para o efectivo cumprimento das limitações de participação directa ou indirecta no capital social da companhia, estabelecidas no Artigo 33.1 do Decreto-Lei 54/1997, português, do sector eléctrico, inclusive mediante a compra e/ou venda, obrigada para o interessado, da participação determinante do incumprimento de dita disposição legal;
- Elaborar e tornar público o código de conduta do Operador do Mercado;

- Comunicar ao Ministério da Indústria, Turismo e Comércio e à Comisión Nacional de Energia (CNE) qualquer comportamento dos Agentes dos mercados diário e intradiário de produção que possa supor uma alteração do correcto funcionamento do mesmo;
 - Comunicar ao Ministério da Indústria, Turismo e Comércio e à Comisión Nacional de Energia (CNE) os factos e a informação que se considerem relevantes para a formação de preços no mercado, garantindo o segredo de tudo aquilo que possua um carácter confidencial;
- g) Informação prevista no Artigo 3.6 da Directiva 2003/54/CE e referente a normas comuns para o mercado interno da electricidade:
- A transposição desta Directiva requer que, no que diga respeito à electricidade negociada através do mercado organizado ou importada através de uma empresa situada fora da Comunidade, se utilizem as cifras acumuladas referidas ao ano anterior e facilitadas pelo Operador do Mercado correspondente, com o objectivo de que nas facturas se indique a contribuição de cada fonte energética ao mix global de combustíveis da citada energia negociada.

A Directiva 2004/39/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 21 de Abril de 2004, relativa aos mercados de instrumentos financeiros (DMIF) implicou também um importante e estimulante desafio para todas as estruturas de negociação existentes.

3.3 OMEL

3.3.1 Descrição geral do mercado

No mercado Spot de electricidade realizam-se as transacções decorrentes da participação dos Agentes nas sessões do mercado diário e do mercado intradiário, sendo nele integrada a participação resultante da compensação física do mercado de Futuros. Os contratos bilaterais físicos realizados por vendedores e compradores são também integrados no mercado de produção uma vez finalizado o mercado diário.

A operação técnica do sistema aplicará os procedimentos técnicos adequados, nomeadamente relativos à solução das restrições técnicas, aos serviços complementares e à gestão dos desvios.

Os Agentes de Mercado são as entidades habilitadas para actuar no mercado de produção como vendedores e compradores de electricidade. Podem actuar como Agentes de Mercado os Produtores, Distribuidores e Comercializadores de electricidade, assim como os Consumidores Qualificados de energia eléctrica e as empresas ou consumidores residentes noutros países externos ao Mercado Ibérico, que possuam a certificação de Agentes Externos.

Podem então ser Agentes do Mercado Spot os Produtores, Auto-produtores, Agentes Externos (estatuto das entidades não residentes), Comercializadores, Representantes e Consumidores Qualificados.

Qualquer dos Agentes pode, para além de aceder ao mercado organizado, entrar em operações bilaterais físicas.

Os Consumidores Qualificados que quiserem participar no mercado de produção podem aceder a todas as possibilidades que este oferece a qualquer outro requerente de energia, independentemente do seu tamanho, mesmo que o seu objectivo seja unicamente participar de uma forma simples, adquirindo a energia que precisa de consumir para cada um dos dias. A sua participação no mercado é muito simples, podendo realizar as aquisições para dias futuros que considerar convenientes e receber a factura pela energia adquirida no mercado todos os meses.

A negociação no mercado diário efectua-se com base num leilão diário, com liquidação da energia em todas as horas do dia seguinte. Forma-se, assim, um preço único para Espanha e outro para Portugal, para cada uma das horas do dia seguinte.

Complementarmente, existem várias sessões do mercado intradiário, subsequentes ao leilão do mercado diário, em que é possível aos Agentes transaccionar energia eléctrica para as várias horas do dia coberto por aquele mercado. O modo de negociação é, igualmente, por leilão e independente para cada um dos países.

A gestão do Mercado Ibérico Spot é da competência do Operador del Mercado Ibérico de Energía - Polo Español, S. A. (OMEL).

Os Processos do Mercado são:

- Mercado diário. É o mercado no qual se realizam a maioria das transacções. No referido mercado devem participar como ofertantes todas as unidades de produção disponíveis, que não estão vinculadas a um contrato bilateral físico, bem como os Agentes Externos registados como vendedores. As partes requerentes no mercado diário são os Distribuidores, Comercializadores, Consumidores Qualificados e Agentes Externos registados como compradores. O resultado garante que não se supere a capacidade máxima de interligação com os sistemas eléctricos externos considerando os contratos bilaterais físicos que digam respeito às interligações internacionais;
- Mercado intradiário. É um mercado de ajustes no qual podem participar como requerentes e ofertantes as unidades de produção, os distribuidores, os comercializadores, os consumidores qualificados e os Agentes Externos que tiverem a condição de Agentes do Mercado. No caso dos Compradores no mercado diário, para poderem acorrer ao mercado intradiário, têm de ter participado na correspondente sessão do mercado diário ou na execução de um contrato bilateral físico. No caso dos Produtores têm igualmente de ter participado na correspondente sessão do mercado diário ou na execução de um contrato bilateral físico, ou ter estado indisponível para a sua participação no mercado diário e ter ficado disponível posteriormente;
- Solução das restrições técnicas. Uma vez realizada a sessão do mercado diário e recebidas as execuções dos contratos bilaterais físicos nacionais, o operador do sistema avalia a viabilidade técnica do programa de funcionamento das unidades de produção para garantir a segurança e a fiabilidade do fornecimento na rede de transporte. Se o resultado da concertação do mercado diário mais as execuções dos contratos bilaterais físicos não respeitarem a capacidade máxima de troca entre os sistemas eléctricos, ou os requisitos de segurança, o procedimento de solução de restrições técnicas modifica, no primeiro caso, as compras ou vendas a partir dos sistemas eléctricos externos que provoquem o excesso de troca na interligação e, no segundo caso, a atribuição de energia das unidades de produção;
- Serviços auxiliares ou de sistema e procedimento de gestão de desvios. Têm como objectivo que o fornecimento de energia eléctrica se produza nas condições de qualidade, fiabilidade e segurança estabelecidas e que se verifique o equilíbrio permanente entre a produção e a procura. Os serviços auxiliares ou de sistema são integrados no programa diário viável pelo operador do sistema e em seguida no mercado diário. Uma vez realizada cada uma das sessões do mercado intradiário, o operador do sistema realiza a sua gestão em tempo real mediante a utilização que for conveniente.

3.3.2 Mercado diário

Ofertas de venda / compra

O mercado diário, como parte integrante do mercado de produção de energia eléctrica, tem por objectivo levar a cabo as transacções de energia eléctrica para o dia seguinte mediante a apresentação de ofertas de venda e aquisição de energia eléctrica por parte dos Agentes do Mercado.

Os vendedores no mercado de produção de energia eléctrica estão obrigados a aderir às regras de funcionamento do mercado de produção de energia eléctrica por meio da assinatura do correspondente contrato de adesão. As ofertas destes vendedores serão apresentadas ao Operador do Mercado e serão incluídas num procedimento de concertação tendo efeitos para o horizonte diário de programação, correspondente ao dia seguinte ao dia de encerramento da recepção de ofertas para a sessão e compreenderá vinte e quatro períodos horários de programação consecutivos (vinte e três ou vinte e cinco períodos nos dias em que houver mudança de hora).

Todas as unidades de produção disponíveis que não estiverem afectas a um contrato bilateral físico têm a obrigação de apresentar ofertas ao mercado diário. As unidades inferiores a 50 MW ou as que à entrada em vigor do Decreto-Lei 54/1997 não estavam abrangidas pelo Real Decreto 1538/1987 não terão que apresentar ofertas ao mercado diário, podendo fazê-lo, para aqueles períodos de programação que se considerem oportunos. Mesmo assim, para os Produtores em regime especial, a declaração ao mercado da energia excedente é facultativa, existindo a alternativa de apresentar ofertas ao mercado, mantendo o seu direito aos prémios estabelecidas para o referido regime. Também poderão apresentar ofertas de venda de energia os Agentes Externos autorizados para tal.

Para efeitos de apresentação de ofertas de venda de energia eléctrica entende-se por “unidade de produção” cada unidade de gestão dos vários e várias centrais, nomeadamente: grupos térmicos, centrais de bombagem, centrais hidráulicas, centrais de aerogeração, etc., ou seja, qualquer central de produção, que forneça a sua energia para um mesmo nó da rede.

Os compradores no mercado de produção de energia eléctrica são os Distribuidores⁵³, os Comercializadores⁵⁴, os Consumidores Qualificados⁵⁵ e os Agentes Externos⁵⁶ cuja participação esteja autorizada no Mercado Ibérico. Os compradores poderão apresentar ofertas de aquisição de energia eléctrica no mercado diário, sendo condição necessária para isso que estejam inscritos no registo administrativo correspondente e que adiram às regras de funcionamento do mercado. É a seguinte a actuação dos diferentes Agentes compradores:

- Os Distribuidores dirigem-se ao mercado para adquirir a electricidade que necessitarem para fornecer aos Consumidores pela tarifa regulada;
- Os Comercializadores vão ao mercado para adquirir energia para vender aos Consumidores Qualificados;
- Os Consumidores Qualificados podem adquirir energia directamente no mercado organizado, através de um Comercializador, assinando um contrato bilateral físico com um Produtor ou ainda permanecendo temporariamente como Consumidor pela tarifa regulada;

⁵³ Ver definição em 3.3.5.4.

⁵⁴ Ver definição em 3.3.5.3.

⁵⁵ Ver definição em 3.3.5.6.

⁵⁶ Ver definição em 3.3.5.7.

- Os Agentes Externos podem participar no mercado organizado, ou assinar contratos bilaterais com Produtores ou Consumidores Qualificados nacionais.

Compradores e/ou Vendedores

Consoante a autorização que os Agentes Externos detiverem, estes poderão apresentar ofertas de venda, de compra ou de ambos os tipos.

As ofertas de venda e compra poderão realizar-se considerando de 1 a 25 lanços para cada hora, nos quais se oferece energia e o preço da mesma, sendo crescente o preço em cada lanço no caso das vendas, e decrescente no caso das compras.

As ofertas económicas de venda de energia eléctrica que os vendedores apresentam ao Operador do Mercado podem ser simples ou integrar condições complexas em função do seu conteúdo. As ofertas simples são ofertas económicas de venda de energia que os vendedores apresentam para cada período horário e unidade de produção da qual sejam titulares com expressão de um preço e de uma quantidade de energia. As ofertas que integram condições complexas de venda são aquelas que, cumprindo com os requisitos exigidos para as ofertas simples, integram além disso, algumas ou alguma das condições técnicas ou económicas seguintes:

- Condição de indivisibilidade,
- Rampas de graduação de carga,
- Entradas mínimas e
- Paragem programada.

A condição de indivisibilidade permite fixar no primeiro lanço de cada hora um valor mínimo de funcionamento. Este valor só pode ser dividido pela aplicação das graduações de carga declaradas pelo mesmo Agente, ou pela aplicação de regras de distribuição, no caso do preço ser diferente de zero.

As rampas de graduação de carga permitem estabelecer a diferença máxima entre a potência início de hora e a potência final de hora da unidade de produção, o que limita a energia máxima a concertar em função da concertação da hora anterior e da seguinte, para evitar variações bruscas no despacho das unidades de produção que não as podem tecnicamente, seguir.

A condição de entradas mínimas permite a realização de ofertas mínimas para todas as horas. No entanto, a unidade de produção não participará no resultado da concertação do dia, caso não se obtenha para o conjunto da produção desse dia, um valor de entrada superior a esse valor mínimo, numa quantidade fixa, estabelecida em cêntimos de euros, acrescido de uma remuneração variável estabelecida em cêntimos de euro por cada kWh concertado.

A condição de paragem programada permite que, caso a unidade de produção tenha sido retirada da concertação por não cumprir a condição solicitada de entradas mínimas, realize uma paragem programada num tempo máximo de três horas, evitando parar a partir do seu programa na última hora do dia anterior a zero, na primeira hora do dia seguinte, mediante a aceitação do primeiro lanço para as três primeiras horas da sua oferta como ofertas simples, com a única condição de que a energia oferecida seja decrescente no primeiro lanço de cada hora.

Integração de mercados

No mercado diário integram-se também as posições abertas do mercado a prazo celebrado pelo Operador do Mercado Ibérico de Energia – Pólo Português.

Por indicação prévia de cada Produtor, Distribuidor ou Consumidor, são portanto despachados e ajustados neste mercado os contratos individuais com cada uma destas entidades.

Preços

O Operador do Mercado realizará a concertação das ofertas económicas de compra e venda de energia eléctrica (recebidas antes das 10:00 horas do dia), por meio do método de concertação simples ou complexa, consoante concorrerem ofertas simples ou existirem ofertas que integram condições complexas. O método de concertação simples é aquele que obtém de maneira independente o preço marginal, bem como o volume de energia eléctrica que se aceita para cada unidade de produção e aquisição para cada período horário de programação. O método de concertação complexa obtém o resultado da concertação a partir do método de concertação simples, no qual se acrescentam as condições de indivisibilidade e graduação de carga, obtendo-se a concertação simples condicionada. Mediante um processo repetitivo executam-se várias concertações simples condicionadas até que todas as unidades de oferta concertadas satisfaçam a condição de entradas mínimas bem como de paragem programada, sendo esta solução a primeira solução final provisória, obtida ao se considerar uma capacidade ilimitada nas interligações internacionais. Mediante um processo repetitivo obtém-se a primeira solução final definitiva no que se refere à capacidade máxima de interligação internacional, considerando tanto as ofertas realizadas no mercado diário, como as execuções de contratos bilaterais físicos com afectação expressa às interconexões externas ao Mercado Ibérico.

No caso de congestão na interconexão entre os sistemas eléctricos espanhol e português, repete-se o processo referido previamente, realizando-se uma separação de mercados (“market splitting”) que obtém um preço em cada zona do Mercado Ibérico, sem congestão interna entre ambos os sistemas eléctricos.

O preço em cada período horário será igual ao preço do último lanço da oferta de venda da última unidade de produção cuja aceitação tenha sido necessária para atender a procura que tiver sido concertada, no caso de não existir separação de mercados. No caso de existir separação de mercados, o preço do país exportador estabelecer-se-á como o preço da última oferta casada de venda das localizadas na sua zona, e o preço do país importador estabelecer-se-á como o máximo dos preços obtidos nos dois encontros de ofertas correspondentes a ambas as zonas.

O Operador do Mercado obtém o resultado da concertação, entendendo pelo mesmo a programação de entrada na rede estabelecida pelo Operador do Mercado a partir da concertação das ofertas de venda e a aquisição de energia eléctrica e no qual se determina, para cada período horário de um mesmo horizonte diário, o volume de energia eléctrica que se exige que seja produzida para cobrir a procura da referida energia eléctrica.

No mercado diário existirá um único preço para cada hora que é o preço marginal horário do dito mercado. O mercado diário é equilibrado em termos de balanço, ou seja, a energia comprada é sempre igual à energia vendida.

Programação do despacho

O Programa Base de Funcionamento é o programa diário, com discriminação horária, das diferentes unidades de programação correspondentes a vendas e aquisições de energia no sistema eléctrico peninsular. Este programa publicado às 12:00 horas, é estabelecido pelos operadores do sistema a partir do programa resultante do encontro de ofertas do mercado diário realizado pelo Operador do Mercado Ibérico – Pólo Espanhol, e a comunicação da execução de contratos bilaterais.

Dentro do processo do mercado diário e a continuação da obtenção do “Programa Diário Base de Funcionamento” os operadores do sistema obtêm antes das 14:00 horas o “Programa Diário Viável” mediante a incorporação das alterações necessárias para a resolução das restrições técnicas identificadas por critérios de segurança, na sua zona respectiva, e a aplicação do reequilíbrio posterior de geração/procura, nessa mesma zona.

3.3.3 Mercado intradiário

O mercado intradiário, regulado no Artigo 15 do Real Decreto 2019/1997 como parte integrante do mercado de produção de energia eléctrica, tem por objectivo atender, mediante a apresentação de ofertas de venda e aquisição de energia eléctrica por parte dos Agentes do Mercado, os ajustes sobre o programa diário viável definitivo.

O mercado intradiário é estruturado em seis sessões com a seguinte distribuição de horários por sessão:

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

Tabela 1 - Sessões do Mercado intradiário do MIBEL

Por cada unidade de produção ou aquisição, poderão ser apresentadas múltiplas ofertas de compra ou venda. O mercado intradiário tem portanto várias sessões de contratação. Cada sessão do mercado é equilibrada em balanço, sendo a energia vendida é igual à energia comprada. À semelhança do mercado diário, cada sessão do mercado intradiário terá um único preço para cada hora, o preço marginal da sessão. Para cada país e para cada hora do mercado intradiário haverá seis preços, tantos quantas as sessões.

Ofertas de venda

Poderão apresentar ofertas de venda de energia eléctrica todos os Agentes habilitados para apresentar ofertas de venda de energia eléctrica no mercado diário e que:

- Tiverem participado na sessão do mercado diário correspondente, ou
- Tiverem executado um contrato bilateral nesse período, ou
- Não tendo participado por estarem indisponíveis, tenham ficado posteriormente disponíveis.

Os citados Agentes só poderão participar no mercado intradiário para os períodos horários de programação que corresponderem aos incluídos na sessão do mercado diário na qual participaram ou não o fizeram por estarem indisponíveis.

As ofertas de venda de energia eléctrica que os vendedores no mercado intradiário apresentam ao Operador do Mercado podem ser simples ou incluir condições complexas motivadas pelo seu conteúdo.

As ofertas simples são ofertas económicas de venda de energia, de 1 a 5 lanços, que os vendedores apresentam para cada período horário e unidade de venda ou de aquisição de que forem titulares. Estas ofertas simples expressam um preço e uma quantidade de energia, sendo o preço crescente em cada lanço.

As ofertas de venda que incluem condições complexas são aquelas que cumprem os requisitos exigidos para as ofertas simples e que integram uma ou mais das seguintes condições complexas:

- Graduação de carga,
- Entradas mínimas,
- Aceitação completa na concertação do primeiro lanço da oferta de venda,
- Aceitação completa em cada hora na concertação do primeiro lanço da oferta de venda,
- Condição de número mínimo de horas consecutivas de aceitação completa do primeiro lanço da oferta de venda e
- Energia máxima.

As condições de graduação de carga e entradas mínimas são as mesmas que as descritas no mercado diário.

A condição de aceitação completa na concertação do primeiro lanço da oferta de venda permite às ofertas de venda fixar um perfil para o conjunto de todas as horas do mercado intradiário, que só pode ser concertado no caso de sê-lo no primeiro lanço de todas as horas. Isto permite ajustar os programas das unidades de produção ou aquisição a um novo perfil, ou em caso de não ser possível numa parte, deixar o programa prévio sem modificação de algumas das horas individualmente. Utiliza-se esta opção quando a programação de umas horas só é possível se também o forem outras, como o pode ser para adiantar o processo de arranque ou paragem, evitar ultrapassagem de capacidade de caldeiras, etc..

A condição de aceitação completa em cada hora na concertação do primeiro lanço da oferta de venda, implica que só será programada, numa hora determinada, o primeiro lanço em caso de ser concertado na sua totalidade, sendo retiradas todos os lanços para a referida hora, não sendo retirada a oferta realizada para as restantes horas. Esta opção é útil para a programação de grupos que produzem (mínimo técnico) ou consomem (consumo de bombagem), um valor mínimo ou nada. Também pode ser igualmente útil para que os consumidores expressem uma situação semelhante.

A condição de número mínimo de horas consecutivas com aceitação completa do primeiro lanço da oferta poder-se-ia aplicar quando a unidade de produção ou aquisição deve produzir ou deixar de consumir de forma consecutiva pelo menos por um determinado número de horas. A mesma condição seria aplicável a um consumidor que, por exemplo, não pode pôr em funcionamento uma fábrica por um número de horas inferior ao especificado na oferta.

A condição de energia máxima permite a unidades de oferta, que tiverem uma limitação na disponibilidade de energia, realizar ofertas em todas as horas, embora limitando o valor concertado a um máximo global de energia. Esta condição é necessária devido à volatilidade dos preços do mercado intradiário entre horas, que não permitem antecipadamente conhecer as horas nas quais se podem concertar as unidades de produção ou aquisição e, no entanto, a energia que podem vender é limitada, como pode ser o caso das unidades de produção de bombagem.

As ofertas de venda para cada sessão de mercado intradiário devem ser tais que o programa final resultante da aceitação completa da oferta, mais o programa prévio da unidade de produção ou aquisição, respeite as limitações declaradas pelo operador do sistema para o horizonte de

programação ou, se não as cumprir previamente à realização das ofertas, esteja próximo do seu cumprimento.

Ofertas de aquisição

Poderão apresentar ofertas de aquisição de energia eléctrica no mercado intradiário todos:

- Os Agentes habilitados para apresentar ofertas de venda de energia eléctrica no mercado diário,
- Aqueles Agentes, de entre os habilitados para apresentar ofertas de aquisição no mercado diário, que tiverem participado na sessão do mercado diário correspondente, sobre o qual é aberta a sessão de mercado intradiário, ou
- Aqueles que tenham executado um contrato bilateral físico.

Os referidos titulares de ofertas de aquisição no mercado diário, só poderão participar em relação aos períodos horários de programação, compreendidos na sessão do mercado intradiário, que corresponda aos incluídos na sessão de mercado diário na qual participaram.

As ofertas de aquisição podem ser simples ou integrar condições complexas. As ofertas simples são ofertas económicas de compra de energia que os compradores apresentam para cada período horário de programação e unidade de produção ou de aquisição da que forem titulares com expressão de um preço e de uma quantidade de energia. As ofertas que integrem condições complexas de compra são aquelas que, cumprindo com os requisitos exigidos para as ofertas simples, integram todas, algumas ou alguma das condições complexas seguintes:

- Graduação de carga,
- Pagamentos máximos,
- Aceitação completa na concertação do primeiro lanço da oferta de compra,
- Aceitação completa em cada hora na concertação do primeiro lanço da oferta de compra,
- Condição de número mínimo de horas consecutivas de aceitação parcial ou completa do primeiro lanço da oferta de compra e
- Energia máxima.

Estas condições são as mesmas que podem utilizar as ofertas de venda, excepto no caso da condição de pagamento máximo, que é equivalente à de entrada mínima aplicado às compras de energia, que não sairão concertadas no caso de ser o custo superior a um valor fixo expresso em euros, mais uma variável expressa em cêntimos de euro por kWh concertado.

As ofertas de aquisição para cada sessão de mercado intradiário devem ser tais que o programa final resultante da aceitação completa da oferta acrescido do programa prévio da unidade de produção respeite as limitações declaradas pelo operador do sistema para o horizonte de programação, ou se não as cumprir previamente, esteja próximo do cumprimento destas.

3.3.4 Processos de concertação e resultados

O Operador do Mercado realizará a concertação das ofertas económicas de compra e venda de energia eléctrica por meio do método de concertação simples ou complexa, segundo coincidam ofertas simples ou que integrem condições complexas.

O método de concertação simples é aquele que obtém de forma independente o preço marginal, bem como o volume de energia eléctrica que se aceita para cada oferta de compra e de venda para cada período horário de programação.

O método de concertação complexa obtém o resultado da concertação a partir do método de concertação simples, ao qual se adiciona a condição de graduação de carga, obtendo-se a

concertação simples condicionada. Mediante um processo repetitivo e iterativo executam-se várias concertações simples condicionadas, até todas as unidades de venda e aquisição concertadas respeitarem as condições complexas declaradas, sendo esta solução a primeira solução final provisória. Mediante um processo repetitivo obtém-se a primeira solução final definitiva que respeita a capacidade máxima de interligação internacional.

Tanto no método de concertação simples como no complexo, assegurar-se-á que não seja concertada nenhuma oferta que implique o não cumprimento das limitações impostas pelo operador do sistema por segurança ou que, ao não se poderem cumprir as referidas limitações, permitam que as ofertas concertadas se aproximem do seu cumprimento

O preço em cada período horário de programação será igual ao preço do último lanço da oferta de venda da última unidade de produção cuja aceitação tenha sido necessária para atender total ou parcialmente as ofertas de aquisição a um preço igual ou superior ao preço marginal.

3.3.5 Participantes

O conceito de Agente do Mercado, que anteriormente designava aqueles que estavam habilitados a actuar directamente em qualquer dos componentes do mercado de electricidade, reserva-se, a partir da publicação do Real Decreto 1454/2005, de 2 de Dezembro, exclusivamente àqueles que participem no mercado diário ou intradiário de produção.

Na referida disposição denominam-se sujeitos do mercado de produção, aqueles que desenvolvam actividades destinadas ao fornecimento de energia eléctrica quando, de acordo com o Artigo 9 da Decreto-Lei 54/1997, de 27 de Novembro, do sector eléctrico, foram considerados Produtores, Auto-produtores, Agentes Externos, Distribuidores, Comercializadores, Consumidores. Os que estiverem de acordo com a disposição adicional décima oitava do Decreto-Lei 54/1997, de 27 de Novembro, denominam-se Representantes.

3.3.5.1 Produtores

A produção de electricidade é uma actividade que é exercida em livre concorrência. A legislação distingue dois tipos de Produtores: os regulares e os de regime especial.

3.3.5.1.1 Autorização de actividade das instalações de produção

Para exercerem a sua actividade, os Produtores devem requerer uma autorização especial relativa às instalações de produção de que são titulares (o Real Decreto 1955/2000, 1 de Dezembro, descreve o procedimento que regula o transporte, a distribuição, a comercialização e o fornecimento de energia eléctrica).

No caso espanhol, os Produtores em regime especial, para além de serem obrigados a obter a autorização referida, como qualquer outro Produtor, devem requerer que sejam considerados numa das modalidades previstas para o regime especial (conforme regulamentado pelo Decreto Real 436/2004, de 12 de Março, relativo à produção de electricidade por energias renováveis, por resíduos ou por cogeração).

A regulamentação existente exige o registo administrativo das instalações de produção de electricidade, no Ministério da Industria, Turismo e Comércio.

No referido registo devem ser inscritas as características principais das instalações de produção de electricidade, nomeadamente, entre outros, o combustível e tecnologia utilizados, assim como a potência da instalação. Devem igualmente figurar no registo das instalações em regime especial os Agentes Externos vendedores. Para o efeito, o registo é dividido nas seguintes secções:

- Secção I: Produtores de electricidade numa base regular;
- Secção II: Produtores de electricidade em regime especial;
- Secção III: Agentes Externos.

O registo dos Produtores é realizado em duas fases, uma de pré-registo, para pré avaliação pelas entidades responsáveis e outra de registo, excepto para as instalações de potência inferior a 1 MW, em que é exigível apenas a primeira etapa.

3.3.5.1.2 Participação e contratação dos Produtores no mercado diário

Todos os Produtores registados podem participar no mercado desde que a sua capacidade de potência produtora instalada seja superior a 1 MW.

Os Produtores cuja potência seja superior a 50 MW devem obrigatoriamente apresentar propostas ao mercado, onde a sua produção está ligada, a menos que para essa produção existam contratos bilaterais de vinculação. De qualquer modo, qualquer Produtor deste tipo pode participar no Mercado intradiário, mesmo que a totalidade da produção esteja vinculada a contratos bilaterais.

Os Produtores podem também incorporar energia externa à sua produção, nas mesmas condições que os Agentes Externos.

A produção em regime especial é regulada pelo Real Decreto 436/2004, de 12 de Março, que estabelece a metodologia para a actualização e sistematização do contexto jurídico e económico da produção de energia eléctrica em regime especial. As instalações incluídas neste regime não podem incorporar no sistema o excedente de energia eléctrica, excepto no caso de utilizarem como energia primária qualquer energia renovável, biomassa, ou qualquer tipo de biocombustível. A electricidade é considerada excedente se for positivo o saldo instantâneo resultante da troca de potência da instalação com a rede, avaliado nas suas fronteiras com a rede.

Os Produtores em regime especial, com potência inferior a 50 MW, podem vender os seus excedentes, ou a totalidade da sua produção, directamente aos distribuidores, ou então participar no mercado de produção realizando ofertas por licitação ao Operador de Mercado.

- Os proprietários de instalações que optaram por vender os seus excedentes de produção de electricidade a um distribuidor receberam, até ao final de 2006, uma remuneração, sob a forma de tarifa regulada, a mesma para todos os períodos de programação, que foi definida numa percentagem da tarifa média ou de referência regulamentada no Real Decreto 1432/2002 de 27 de Dezembro. No entanto, a segunda disposição transitória do Real Decreto 7/2006, de 23 de Junho, relativo à adopção de medidas urgentes no sector da energia, indica que a tarifa média ou de referência oficial não se aplica aos preços, incentivos, e às tarifas da remuneração da produção de energia eléctrica em regime especial;
- Os proprietários de instalações que optaram por vender a sua produção excedente no mercado livre, através do sistema de licitações gerido pelo Operador de Mercado, pelo sistema de contratos bilaterais, por contratos a prazo, ou pela combinação de todas estas formas, receberam pela energia um preço de venda resultante dos valores obtidos pelo mercado, complementado com um incentivo por participar nesse mercado e um bónus pela instalação ter tido capacidade excedente. Estes incentivos são geralmente definidos em função duma percentagem da tarifa eléctrica média ou de referência.

Para as instalações abrangidas pela primeira disposição transitória do Real Decreto 436/2004, de 12 de Março, com uma potência inferior a 50 MW, o preço de venda aos distribuidores é imposto pelo Estado. Para as instalações abrangidas pela segunda disposição transitória do Real Decreto 436/2004, de 12 de Março, tiveram um período transitório de não aplicação, até 1 de Janeiro de 2007. No entanto, o ponto adicional vigésimo sexto do Real Decreto 1634/2006, de 29 de Dezembro, que fixa as tarifas de electricidade a partir de 1 de Janeiro de 2007, estende esse período até à entrada em vigor da regra que altera o contexto jurídico e económico da actividade de produção de electricidade em regime especial. Após o termo do período transitório, as instalações que ainda permanecem na mesma, serão automaticamente migradas para a categoria, grupo e subgrupo que lhes corresponda, em função da tecnologia e dos combustíveis utilizados, mantendo o seu registo de inscrição. O preço de venda da energia proveniente dessas instalações será o preço final horário da produção média do mercado, acrescido de um prémio, também criado pelo Governo e actualizado anualmente. Estas instalações, durante o período transitório acima referido, cederão os seus excedentes de produção para o distribuidor em causa.

O Real Decreto 1747/2003 de 19 de Dezembro prevê a participação dos Produtores, de regime regular ou especial nos territórios insulares e extra peninsulares através de um modelo de optimização dos custos variáveis.

3.3.5.1.3 Emissões primárias de energia e planificação energética

Segundo o adicional vigésimo do Real Decreto 1634/2006, de 29 de Dezembro, são fixadas as tarifas de electricidade, a partir de 1 de Janeiro de 2007. Assim, os operadores dominantes, a Endesa e a Iberdrola, realizarão as emissões primárias de energia que ficarão sujeitas às seguintes condições:

- As emissões consistem em opções de compra de energia para um determinado período de tempo e exercíveis a qualquer momento desse período. A energia é entregue a um preço de exercício conhecido, expresso em €/MWh, medida nos barramentos de saída das centrais de produção. As Opções de compra serão distribuídas pelas necessidades do mercado através de um processo de leilão competitivo e transparente. O prazo de entrega ou de exercício das Opções será a partir de 1 Julho de 2007 a 30 de Junho de 2009, inclusive;
- O valor máximo de potência proposto para cada leilão será dividido em opções de base e opções de ponta. A potência obrigatoriamente a apresentar ao longo de cinco leilões, incluindo os produtos de base e de ponta, serão distribuídos de acordo com critérios predeterminados;
- Nestes leilões, os operadores dominantes terão uma quota de oferta de 50%. No entanto, qualquer outro Produtor de electricidade pode participar no leilão sem a necessidade de autorização prévia;
- Podem ser candidatos aos leilões todos os candidatos do mercado de produção que satisfaçam os requisitos de garantia e os requisitos formais estabelecidos, excepto os Agentes de Mercado pertencentes a grupos empresariais considerados principais. Os leilões serão geridos por um organismo independente nomeado conjuntamente pelos operadores dominantes envolvidos.

3.3.5.1.4 Planeamento energético

Desde a criação do mercado da electricidade que se tem criado um ambiente favorável para o investimento na instalação de novas unidades de produção, sobretudo nas de ciclo combinado de gás natural e nas de energia eólica.

Até ao final do ano de 2011 está previsto um total de capacidade instalada de produção de energia eléctrica por ciclo combinado de 26.000 a 30.000 MW.

O plano de energias renováveis para 2005 a 2010 prevê que em 2010 a capacidade instalada de geração de energia eólica seja de 20.155 MW. Para as outras fontes renováveis, excluindo as instalações hidroeléctricas com mais de 50 MW instalados, estão previstos 8.818 MW.

3.3.5.2 Agentes Vendedores e Representantes

3.3.5.2.1 Agentes Vendedores

De acordo com o conteúdo do Real Decreto 436/2004, os Produtores de energia eléctrica de regime especial, com uma potência inferior a 50 MW poderão apresentar voluntariamente ofertas ao Operador do Mercado pela energia excedentária para cada período de programação, quer directamente, quer através de um Agente Vendedor. Aqueles cuja potência for inferior a 1 MW deverão apresentar as suas ofertas no mercado através de um Agente Vendedor.

O Agente Vendedor poderá ser Agente do Mercado onde vai negociar a energia do seu representado, e para isso deverá cumprir com os requisitos e procedimentos estabelecidos. No entanto, se o sujeito que represente for Agente do Mercado diário de produção não será necessário que o Agente Vendedor se acredite como tal.

O Agente Vendedor poderá apresentar as ofertas pelo conjunto das instalações de regime especial que representa, agrupadas em uma ou várias unidades de oferta, sem prejuízo da obrigação de desagregar por unidades de produção as ofertas casadas.

Os operadores dominantes do sector eléctrico, determinados pela Comisión Nacional de Energia, só poderão agir como Agentes Vendedores das instalações de produção em regime especial das quais possuam uma participação directa ou indirecta superior a 50%. Esta limitação também deve ser aplicada aos contratos de aquisição de energia assinados entre os comercializadores do operador dominante e as suas instalações de regime especial.

Os operadores não dominantes poderão actuar como Agentes Vendedores em representação de instalações de produção em regime especial, com a adequada separação de actividades por conta própria e conta alheia e até um limite máximo do 5% de quota conjunta de participação do grupo de sociedades na oferta do mercado de produção. Estas características e limitação também devem ser aplicadas aos contratos de aquisição de energia assinados entre os comercializadores não pertencentes aos operadores dominantes e as instalações de regime especial.

3.3.5.2.2 Agentes Representantes

A Disposição transitória décima oitava do Decreto-Lei 54/1997, introduzida pelo Real Decreto 5/2005, no Artigo 22.11 regula no âmbito do MIBEL, e uma vez entrado em vigor o Convénio Internacional assinado a 1 de Outubro de 2004, a figura do Agente Representante, incorporando-o como um dos sujeitos que realizam actividades de fornecimento de energia eléctrica do sistema contemplados no Artigo 9 do Decreto-Lei 54/1997 do sector eléctrico.

São considerados Representantes os que agem por conta de um sujeito do mercado, quer em nome desse sujeito (representação directa), quer em nome próprio, (representação indirecta). Neste

segundo caso, os efeitos do negócio jurídico realizado pelo Representante imputam-se directamente a ele, sem prejuízo da relação interna que o ligue com o seu representado. No mercado diário e intradiário de produção de energia eléctrica, existe para além da representação comum, uma figura de Representante especialmente qualificado só para o regime especial. Este Representante qualificado denomina-se Agente Vendedor e inclui também, nas suas funções ordinárias de representação, as faculdades reconhecidas no Artigo 28 do Real Decreto 436/2004 de 12 de Março.

A acreditação da condição de Representante realiza-se por meio da apresentação da correspondente procuração feita perante notário. Os Agentes que actuarem como Representantes não poderão actuar simultaneamente por conta própria e por conta alheia.

Entende-se que um Representante actua por conta própria quando participa de forma directa ou indirecta em mais do que 50% do capital da sociedade que representa.

3.3.5.3 Comercializadores

A comercialização de electricidade é uma actividade que surge com o Decreto-Lei 54/1997 e, como a produção, é exercida em livre concorrência.

Para exercer esta actividade, as empresas comercializadoras devem obter a autorização administrativa correspondente, cujo procedimento está contemplado no Título V do Real Decreto 1955/2000, de 1 de Dezembro, antes citado.

São requisitos indispensáveis a inscrição no Registo Mercantil bem como o cumprimento das condições legais, técnicas e económicas no modo estabelecido pelo Real Decreto citado.

Os Comercializadores que decidam estender a sua actividade aos SEIE poderão operar de maneira similar à dos Agentes estabelecidos, mediante a aplicação às suas aquisições do preço horário final médio dos comercializadores no mercado de produção peninsular.

O Decreto-Lei 54/1997 do Sector Eléctrico, além do que está definido para as instalações de produção, cria o Registo Administrativo de Distribuidores, Comercializadores e Consumidores Qualificados, com sede no Ministério da Indústria, do Turismo e do Comércio.

Este Registo está estruturado nas quatro secções seguintes:

- Primeira Secção: Distribuidores;
- Segunda Secção: Comercializadores;
- Terceira Secção: Consumidores Qualificados;
- Quarta Secção: Agentes Externos.

Para os Comercializadores, como para os Distribuidores, o procedimento de inscrição compreende uma fase de inscrição prévia e uma fase de inscrição definitiva.

Inicialmente, os Comercializadores só podiam comprar a energia eléctrica que precisassem para as suas vendas no mercado organizado, que vendiam exclusivamente aos Consumidores que tinham conseguido a condição de Qualificados, e aos compradores estrangeiros. No entanto, o Real Decreto 6/2000 permite que adquiram electricidade no mercado de produção, directamente nas empresas vendedoras estrangeiras ou nos Produtores nacionais.

Os Comercializadores podem vender energia aos Consumidores, mas também a outros Comercializadores ou ainda integrar-se nos mercados diários ou intradiários existentes.

Como os Produtores e os Auto-produtores, os Comercializadores podem actuar como Agentes Vendedores para o agrupamento de ofertas de venda do regime especial.

3.3.5.4 Distribuidores

A actividade de distribuição é exercida em regime regulado, por sociedades comerciais e tem por objecto a transmissão de energia eléctrica desde as redes de transporte até aos pontos de consumo, bem como a venda da electricidade aos consumidores à tarifa publicada, segundo a disposição transitória 11 do Decreto-Lei 54/1997.

Os Distribuidores deverão ter as suas instalações de distribuição autorizadas, conforme a legislação, mencionada anteriormente (Real Decreto 1955/2000, de 1 de Dezembro, que regula as actividades de transporte, distribuição, comercialização, fornecimento e procedimentos de autorização de instalações de energia eléctrica).

Os candidatos a Distribuidores deverão demonstrar o cumprimento de determinadas condições de capacidade legal, técnica e económica.

Os Distribuidores devem-se inscrever na primeira secção do Registo Administrativo de Distribuidores, Comercializadores e Consumidores Qualificados.

O procedimento de inscrição é similar ao descrito abreviadamente para os Comercializadores constando também de uma fase prévia e de outra definitiva.

Os Distribuidores de energia eléctrica apresentarão ofertas de aquisição de energia na quantidade necessária para o fornecimento dos seus clientes, a uma tarifa não coberta, mediante sistemas de contratação bilateral com entrega física. Estas ofertas de aquisição de energia eléctrica deverão incluir a quantidade de energia solicitada, a identificação do Agente e o período de programação ao qual se refere a oferta, ao preço máximo fixado nas regras do mercado diário e intradiário de produção de energia eléctrica.

No caso dos Distribuidores dos territórios extra peninsulares e insulares, o Real Decreto 1747/2003 dá-lhes um tratamento similar ao dos Distribuidores que operam no sistema peninsular, devendo-se valorar as suas aquisições ao preço horário final médio dos Distribuidores no mercado de produção peninsular.

Os Distribuidores apresentarão ofertas de venda de energia específicas para a parte de energia que estiverem obrigados a adquirir ao regime especial não coberto, mediante sistemas de contratação bilateral com entrega física.

Os Distribuidores, como os Produtores, os Auto-produtores, os Agentes Externos, os Comercializadores, os Consumidores Qualificados ou os Representantes de quaisquer deles, como sujeitos do mercado de produção poderão formalizar contratos bilaterais com entrega física. A sua participação neste tipo de contratos será regulada pelo Ministério da Indústria, do Turismo e do Comércio.

3.3.5.5 Participação dos Distribuidores no mercado a prazo gerido pela OMIP – OMIClear

De acordo com as Disposições ITC/2129/2006, de 30 de Junho e ITC/3390/2006, de 28 de Dezembro, os Distribuidores de energia eléctrica com mais de 100.000 clientes sob o regime retributivo geral estabelecido no Decreto-Lei 54/1997, de 27 de Novembro, e submetidos ao procedimento de liquidação estabelecido no Real Decreto 2017/1997, de 26 de Dezembro, estarão obrigados a adquirir energia eléctrica no mercado a um prazo regulado pela OMIP – OMIClear mediante a compra de contratos de Futuros com entrega física nos leilões e segundo as condições que se estabelecem nos Anexos das mencionadas ordens, por cada período transitório, com datas de finalização respectivas de 31 de Dezembro de 2006 e 30 de Junho de 2007.

A participação nos leilões de electricidade é estabelecida pela Disposição Ministerial ITC/400/2007, de 26 de Fevereiro, onde se regulam os contratos bilaterais assinados pelos Distribuidores para o fornecimento à tarifa no território peninsular.

Com a introdução deste sistema de contratação bilateral com entrega física, os Distribuidores poderão combinar três modalidades de aquisição de energia para a sua venda aos Consumidores à tarifa, como se indica:

- Aquisições diárias e intradiárias em tempo real no mercado regulado pela OMEL,
- Compras a prazo no mercado organizado da OMIP utilizando produtos desenhados para sujeitos grossistas (carga base e carga pico) e
- Aquisição em leilões regulados na Disposição, utilizando produtos especificamente desenhados para os Distribuidores.

O objecto dos contratos poderá incluir dois tipos de produtos:

- Carga base, situação em que o vendedor se compromete a fornecer a energia equivalente a uma potência constante em todas as horas incluídas no período de entrega e
- Carga modulada, situação em que o vendedor se compromete a fornecer uma percentagem fixa aplicada a um volume de energia equivalente a uma potência variável para cada período horário.

A atribuição da energia e a determinação do preço são regulados através de um leilão no qual, partindo da quantidade de energia a fornecer para o conjunto dos Distribuidores e de um preço de saída, se procede a uma redução progressiva do preço até chegar a um equilíbrio entre a oferta e a procura.

3.3.5.6 Consumidores finais

Os Consumidores podem continuar a consumir à tarifa integral ou, se preferirem, podem adquirir livremente a energia eléctrica, indo directamente ao mercado, comprando a um Comercializador ou subscrevendo um contrato bilateral com qualquer sujeito do mercado de produção.

Nos territórios extra peninsulares os Consumidores poderão adquirir a energia à tarifa, nas condições previstas para o sistema peninsular, aos Comercializadores autorizados em cada SEIE, ou directamente. A energia adquirida será objecto de liquidação ao preço horário final médio dos Consumidores Qualificados no mercado de produção peninsular.

Os Consumidores que pretenderem adquirir energia eléctrica no mercado de produção organizado ou directamente de um sistema extra peninsular ou insular para o seu próprio consumo, deverão inscrever-se na terceira secção do Registo Administrativo de Distribuidores, Comercializadores e Consumidores Qualificados, mas aqueles que desejarem comprar aos Comercializadores ou mediante contratos bilaterais não precisam de realizar o trâmite de inscrição.

O procedimento de inscrição compreenderá uma fase de inscrição prévia e uma fase de inscrição definitiva.

3.3.5.7 Agentes Externos

Os Agentes Externos são regulados pelo Decreto-Lei 54/1997. A normativa específica está constituída pela disposição de 14 de Julho de 1998 que estabelece o regime jurídico aplicável aos Agentes Externos para a realização de trocas intracomunitárias e internacionais de energia eléctrica (BOE 23/07/98), e pela disposição ITC/4112/2005, de 30 de Dezembro, que estabelece o regime aplicável para a realização de trocas intracomunitárias e internacionais de energia eléctrica (BOE

31/12/05), que modifica a anterior no que diz respeito à contratação bilateral e à gestão das restrições técnicas nas interconexões internacionais.

Existem duas classes de Agentes Externos: os compradores e os vendedores. Uma mesma entidade pode realizar os dois tipos de operações.

Esta actividade está sujeita à autorização administrativa prévia da Direcção Geral de Política Energética e das Minas.

Os solicitantes da autorização devem estar habilitados no seu país de origem ou de residência para comprar ou vender energia eléctrica. Se o solicitante for residente de um país comunitário, a resolução só pode ser negativa quando, no seu país de origem ou de residência os sujeitos equivalentes e, nomeadamente os Consumidores Qualificados, não tiverem a mesma capacidade de contratação.

Para os Agentes Externos só existe uma inscrição.

A solicitação desse registo deve ser enviada à Direcção Geral de Política Energética e das Minas do Ministério da Indústria, do Turismo e do Comércio, acompanhada pela autorização administrativa prévia outorgada pela dita Direcção Geral, bem como, se desejarem participar no mercado diário de produção, de uma certificação indicando ter formalizado a adesão conforme às regras e condições de funcionamento e liquidação no mercado de produção, no contrato a que se refere o Artigo 7 do Real Decreto 2019/1997.

Os Agentes Externos vendedores deverão inscrever-se na terceira secção do registo Administrativo de Instalações de Produção e os compradores na secção quarta do Registo Administrativo de Distribuidores, Comercializadores e Consumidores Qualificados.

Os Agentes Externos podem participar no mercado organizado, comprando ou vendendo electricidade conforme a sua natureza.

Também podem subscrever contratos bilaterais com Produtores nacionais, com Comercializadores, Distribuidores, Consumidores, também nacionais, ou com outros Agentes Externos.

A integração das energias procedentes destas operações no mercado de produção realiza-se conforme ao Artigo 34 do Real Decreto 2019/1997, de maneira não discriminatória em relação aos Agentes residentes em Espanha.

Os Agentes residentes em Espanha também podem realizar operações de troca de electricidade com outros países, devendo obter previamente do Ministério da Indústria, do Turismo e do Comércio a autorização individualizada para essas operações, nas mesmas condições que os Agentes Externos.

No entanto, as aquisições de energia noutros países comunitários fora do âmbito do Mercado Ibérico da Electricidade ou em terceiros países, não poderão ser realizadas pelos operadores que tiverem a condição de operadores dominantes no sector eléctrico.

3.3.6 Outros custos e liquidações associados ao processo

Os Comercializadores ou Consumidores Qualificados devem satisfazer os custos associados ao processo com quotas específicas, calculando-se estes mediante a aplicação das percentagens correspondentes à facturação derivada das quotas de consumos.

Também deve ser satisfeita pelos Comercializadores ou Consumidores Qualificados a quota da moratória nuclear.

Todos os Agentes serão obrigados a pagar os impostos de electricidade que se aplicarem ao seu caso.

Para efeitos de liquidação, o preço da energia eléctrica a pagar pelo comprador e a receber pelo vendedor incorporará os:

- Preços de concertação do mercado diário,
- Preços de concertação do mercado intradiário.

O Operador do Mercado realiza a liquidação com a informação resultante dos processos de concertação dos mercados diário e intradiário.

De acordo com o estabelecido na legislação espanhola, no Real Decreto 2019/1997, o Operador do Mercado coloca diariamente à disposição dos Agentes do Mercado a liquidação correspondente ao dia anterior. Esta tem sempre um carácter provisório. Conhecido este resultado, os Agentes dispõem de um prazo de três dias para apresentar as reclamações que considerem oportunas, tendo o Operador do Mercado um prazo de mais três dias para resolver as reclamações apresentadas.

O Operador do Mercado, no primeiro dia útil de cada semana, remeterá para os Agentes as notas agregadas com os direitos de cobranças e as obrigações de pagamento, correspondentes às liquidações da semana anterior. Os Agentes terão que realizar o pagamento, na conta bancária assinalada, antes das 10:00 horas do terceiro dia útil da semana.

Para o mercado diário, os direitos de cobrança de cada vendedor calculam-se como o produto da energia vendida pelo preço marginal horário e, da mesma forma, as obrigações de pagamento de cada comprador calculam-se como o produto das compras realizadas pelo mesmo preço marginal horário.

Para o mercado intradiário, os direitos de cobrança e obrigações de pagamento dos Agentes são o resultado da soma algébrica do produto das vendas e compras realizadas para cada hora nas diferentes sessões pelo preço da dita hora, em cada uma das sessões.

Os direitos de cobrança são iguais às obrigações de pagamento.

3.3.7 Sistema de informação do Operador de Mercado

O Sistema de Informação do Operador do Mercado (SIOM) é a ferramenta de acesso utilizada pelos Agentes do Mercado para participar e obter informação dos mercados diário e intradiário de electricidade. É aquilo que normalmente se designa por plataforma de negociação.

O SIOM é também a ferramenta utilizada internamente pelos serviços do OMEL para o armazenamento, tratamento e acesso à informação gerada pelo mercado.



Figura 5 - Imagem de entrada no SIOM

Dentro deste contexto, o SIOM está concebido para proporcionar as seguintes funções principais:

- Permitir aos Agentes realizar ofertas no mercado de electricidade (diário ou intradiário),

- Efectuar a concertação dos diferentes mercados,
- Trocar informação com o operador do sistema sobre o mercado e os diferentes serviços suplementares,
- Proporcionar aos Agentes a informação necessária sobre os resultados do mercado,
- Efectuar as liquidações do mercado e proporcionar os seus resultados aos Agentes,
- Produzir automaticamente os relatórios relativos ao funcionamento do mercado,
- Proporcionar à empresa operadora informação de valor acrescentado sobre o comportamento do mercado,
- Atender às possíveis reclamações dos Agentes sobre os resultados da concertação ou das liquidações.



Figura 6 - Menu principal do SIOM

Em Novembro de 2004, o sistema SIOM evoluiu para SIOM2, incluindo as novas tecnologias J2EE, XML e Web Services como novo mecanismo de acesso ao mercado da electricidade para os Agentes. Este sistema conserva as funcionalidades descritas anteriormente do sistema SIOM, trazendo uma série de novas características, como:

- Complementar o acesso actual ao SIOM através de navegador Internet, proporcionando uma nova interface aplicação-aplicação (Web Services) permitindo aos Agentes integrar a interacção com o Operador do Mercado nas suas próprias aplicações;
- Utilizar XML como linguagem de troca de informação, em linha com os padrões internacionais mais recentes;
- Incorporar o padrão de assinatura digital XML-Signature nas transacções de envio e modificação de dados operativos, proporcionando novas funcionalidades de verificação e auditoria às actualmente existentes no SIOM.

A nova interface de acesso mediante Web Services (B2B) é a adequada para aqueles Agentes que desejam automatizar a ligação à OMEL, a partir dos seus sistemas corporativos. O SIOM inicial permitia a ligação somente através de uma interface (B2C) baseada em navegador de internet e acções manuais do utilizador, possibilidade que se continua a manter.

O SIOM está concebido com restrições de segurança para permitir o acesso ao sistema informático apenas aos Agentes do Mercado e, dentro deles, exclusivamente ao pessoal do Agente autorizado expressamente para tal.

Todos os equipamentos do sistema SIOM têm redundância, de forma que a perda de um deles não seja catastrófica, existindo outros iguais ou similares que assumem a operacionalidade dos equipamentos perdidos.

De forma similar à redundância local existente no sistema SIOM, a OMEL dispõe de uma instalação situada num sítio remoto de forma a garantir soluções em caso de perda total do seu sistema principal. É o denominado sistema de emergência SIOME.

Todas estas características configuram o SIOM-SIOME como um sistema tolerante a falhas e de alta disponibilidade.

3.4 OMIP

O OMIP é a entidade gestora responsável pela organização do Pólo Português do MIBEL, assegurando a gestão do mercado de derivados do MIBEL, conjuntamente com a OMIClear – Sociedade de Compensação de Mercados de Energia, S.G.C.C.C., S. A., sociedade constituída e totalmente detida pelo OMIP, a qual assegura as funções de Câmara de Compensação e Contraparte Central das operações realizadas no mercado.

O OMIP foi constituído em 16 de Junho de 2003 pela REN, como accionista única, com o capital social de 1.000.000 de Euros. Em 16 de Janeiro de 2004, realizou-se um aumento de capital social do OMIP para 2.222.220 Euros, com a entrada de um novo accionista, o OMEL, passando a REN a deter 90% do capital e o OMEL os restantes 10%. Como contrapartida, o OMIP passou a deter 10% do capital do OMEL. Em Junho de 2008, realizou-se um novo aumento de capital social do OMIP para 2.500.000 Euros.

O OMIP tem como principais objectivos:

- Contribuir para o desenvolvimento do Mercado Ibérico de Electricidade,
 - A existência de um mercado de derivados eficiente é crucial para o desenvolvimento do MIBEL como um Mercado Ibérico único, dando condições aos diferentes participantes, independentemente da sua dimensão, localização geográfica ou tipo de actividade, para se tornarem mais competitivos no sector eléctrico;
- Promover preços de referência ibéricos,
 - A actividade e os preços gerados no OMIP serão extremamente úteis como indicadores para actividade económica em torno da energia, permitindo ainda aferir da maturidade do MIBEL. Esta importância estende-se, naturalmente, à relevância de um preço de referência Spot ibérico;
- Fornecer aos clientes instrumentos eficientes de gestão do Risco,
 - O principal fundamento da existência de contratos de derivados passa por responder às necessidades de cobertura de Risco de mercado, nomeadamente de variação de preço, sendo natural objectivo do OMIP a disponibilização de eficientes instrumentos para a gestão desse Risco. O modelo de mercado permite que as instituições com elevado know-how no domínio da gestão do Risco assumam parte desse importante papel, quer por conta própria, quer por conta de terceiros.
- Superar algumas das limitações do mercado OTC,
 - O OMIP considera o mercado OTC claramente complementar do mercado por si gerido, tanto mais que, tradicionalmente, uma parte significativa da actividade efectuada num mercado é coberta por posições assumidas no outro mercado. Não obstante, existem algumas diferenças relevantes entre os dois mercados. Os produtos bilaterais, pela sua natureza, podem ser ajustados às necessidades das partes. Em contrapartida, o OMIP oferece contratos totalmente estandardizados, o que permite aos participantes beneficiar da potencial liquidez e transparência do mercado e do anonimato na negociação, bem como da interposição da OMIClear enquanto Contraparte Central de todas as operações, permitindo a eliminação do Risco de crédito de contraparte.

Enquanto entidade gestora responsável pela Plataforma de Negociação do Mercado de Derivados, o OMIP desempenha um conjunto de funções necessárias ao regular funcionamento do mercado, nomeadamente:

- a) Admissão dos participantes;
- b) Definição e listagem dos contratos, bem como gestão da sua negociação;
- c) Promoção, em coordenação com a OMIClear, do registo das operações;
- d) Prestação de informação relevante aos participantes e ao público em geral, relativamente ao funcionamento do mercado a prazo, designadamente através da publicação de um Boletim de Mercado;
- e) Supervisão, em coordenação com as Entidades de Supervisão, do funcionamento do mercado;
- f) Exercício do poder disciplinar relativamente aos seus Membros.

Aquando do arranque do mercado, em Julho de 2006, de acordo com a nomenclatura então vigente, as operações iniciaram-se, sob a égide de um Mercado registado na Comissão do Mercado de Valores Mobiliários, entidade de supervisão do mesmo, mas não regulamentado.

Determinações relacionadas com a estrutura accionista da sociedade gestora estiveram na origem de tal solução.

Contudo, os requisitos de regulação, supervisão e fiscalização que incidiram sobre o mercado e ambas as sociedades gestoras, exercidos em primeira linha pela CMVM e pelo Conselho de Reguladores do MIBEL, em nada ficaram aquém das exigidas a um mercado regulamentado.

O conjunto cada vez mais heterogéneo de participantes no mercado que a ele têm acedido nas suas várias categorias, bem como o progressivo incremento da liquidez e volumes negociados, traduzem a confiança depositada no mesmo.

A transposição da DMIF para o ordenamento jurídico português determinou a necessidade de se optar entre um Mercado Regulamentado e um Sistema de Negociação Multilateral.

Em 18 de Novembro de 2008, a tutela decidiu a selecção do modelo de Mercado Regulamentado.

3.4.1 OMIClear

Por razões de natureza legal, o OMIP constituiu a OMIClear, enquanto entidade responsável pelas funções de Câmara de Compensação e Contraparte Central das operações realizadas no mercado de derivados do MIBEL, com a correspondente separação de funções entre ambas as sociedades.

A Câmara de Compensação, denominada OMIClear - Sociedade de Compensação de Mercados de Energia, S.G.C.C.C., S. A., foi constituída no dia 6 de Abril de 2004, com o capital social de 2.500.000 Euros, tendo o OMIP como accionista único e com este partilhando várias funções de suporte às suas actividades, de modo a potenciar sinergias. Em Abril de 2008, realizou-se um aumento de capital social da OMIClear para 3.000.000 Euros.

Enquanto entidade gestora responsável pela Plataforma de Compensação do Mercado de Derivados Ibérico, a OMIClear desempenha um conjunto de funções necessárias à regular e correcta compensação e liquidação de operações, nomeadamente:

- a) Admissão dos participantes nos procedimentos de registo, compensação e liquidação de operações;
- b) Promoção do registo de operações e respectiva compensação e liquidação;
- c) Assunção da posição de Contraparte Central das operações registadas;
- d) Definição da fórmula de cálculo e conseqüente cálculo e gestão de garantias devidas pelo registo de operações e pelo exercício das funções de Membro Compensador;

- e) Controlo do Risco assumido pelos titulares das posições registadas;
- f) Supervisão, em coordenação com as Entidades de Supervisão, dos procedimentos de registo, compensação e liquidação de operações;
- g) Exercício do poder disciplinar relativamente aos Membros Compensadores.

Mediante um processo de inovação, a OMIClear assume a posição de Contraparte Central em todas as operações por si registadas, garantindo o cumprimento das obrigações de ambas as partes. Na verdade, uma vez registada uma operação, a OMIClear procede à gestão das posições daí resultantes, mediante interposição como contraparte (central) das operações, assumindo-se como compradora face ao vendedor e como vendedora face ao comprador.

Deste modo, elimina ou reduz, virtualmente, o Risco das operações, designadamente o:

- De crédito, por uma parte não honrar os seus compromissos contratuais relativamente à outra;
- De liquidação financeira, assegurando centralmente os débitos e créditos, numa lógica multilateral;
- Operacionais, atendendo aos procedimentos e mecanismos de controlo e supervisão do mercado e
- Sistémico, atendendo ao facto de ser um suporte imparcial à negociação.

Tendo em vista garantir o adequado desempenho das suas funções, e garantir a credibilidade do mercado, a OMIClear faz uso de vários sistemas e procedimentos para controlar o Risco assumido pelos participantes no mercado em relação às posições registadas, nomeadamente através do depósito e gestão de garantias.

A OMIClear posiciona-se inicialmente como Câmara de Compensação do Mercado a Prazo gerido pelo OMIP. Posteriormente, de acordo com as condições evolutivas do mercado, prevê-se que possa vir a prestar idênticos serviços em produtos negociados fora do mercado (contratação bilateral), bem como relativamente a outros produtos de base energética, tirando partido das infra-estruturas e das ligações que entretanto se venham a estabelecer.

A OMIClear assume integralmente o seu papel ibérico, tendo sido criadas iguais condições de intervenção para todos os participantes do mercado.

3.4.2 Modelo de mercado

3.4.2.1 Organização do mercado OMIP e OMIClear

O OMIP é o Operador do Pólo Português do Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL), sendo responsável pela gestão da negociação de operações no Mercado de Derivados cujo activo subjacente é a electricidade.

O OMIP detém uma participação de 100% na OMIClear - Sociedade de Compensação de Mercados de Energia, S. A..

A OMIClear assume as funções de Câmara de Compensação e Contraparte Central em todas as operações realizadas no Mercado gerido pelo OMIP, podendo também compensar negócios do mercado OTC ou ainda de outros mercados que tenham como activos subjacentes produtos de base energética ou de natureza análoga.

	OMIP	OMIClear
Actividades	<ul style="list-style-type: none"> Negociação 	<ul style="list-style-type: none"> Compensação Registo Gestão do Risco Liquidação
Participantes	<p>Membros Negociadores:</p> <ul style="list-style-type: none"> Por conta própria (dealer) Por conta de terceiros (broker) Por conta própria e de terceiros (broker/dealer) 	<ul style="list-style-type: none"> Membros Compensadores Directos Membros Compensadores Gerais Agentes de Liquidação Financeira Agentes de Liquidação Física
CLIENTES		

Tabela 2 - OMIP e OMIClear: actividades e participantes

3.4.2.2 Negociação

Tipos de Membros

No OMIP existe apenas um tipo de membro, o Membro Negociador, com a função exclusiva de negociar, podendo, no entanto, assumir diferentes estatutos.

Abertura de Posições

Na Plataforma de Negociação do OMIP, negociam-se contratos de Futuros e contratos de Swap. Todos os elementos destes contratos são normalizados (volume, activo subjacente, variação mínima de preço, etc.).

Com efeito, quando um participante do mercado abre uma posição, apenas tem de escolher qual o contrato que irá negociar, a respectiva quantidade e o preço (excepto se for uma "oferta ao mercado").

Uma característica chave deste tipo de contratos assenta no facto dos ganhos e perdas serem calculados e liquidados ("mark-to-market"⁵⁷) numa base diária.

As operações realizadas no OMIP são inscritas em contas de negociação e simultaneamente registadas em contas de compensação, através das quais é feita a liquidação financeira dos contratos.

Fecho de Posições

Após abrir uma posição num Futuro ou Swap MIBEL, um participante possui diversas alternativas para fechar essa posição. Assim, pode:

- Efectuar uma operação contrária (se inicialmente comprou, tem de vender, se inicialmente vendeu, tem de comprar) sobre o mesmo contrato de Futuros;
- Deixar a posição aberta até à expiração do contrato:

⁵⁷ Valor ou preço de momento no mercado.

- Caso as posições se encontrem inscritas numa conta de negociação física, a informação sobre a respectiva posição líquida é enviada ao OMEL com uma oferta instrumental do mercado diário;
- Caso contrário, existirá uma liquidação puramente financeira com base nas diferenças entre o preço de referência Spot e o preço de referência de negociação do último dia de negociação.

Durante o período de negociação, é ainda possível efectuar operações em contratos de Futuros de séries distintas, permitindo gerir o Risco de mercado, anulando ou minimizando o Risco da carteira. O mesmo se aplica a uma posição num contrato que se encontre no período de entrega.

Fases da Sessão de Negociação

A sessão de negociação é composta por 3 fases consecutivas:

- Fase de Abertura: período inicial da actividade de um dia de negociação, durante o qual os membros negociadores podem interagir com a plataforma de negociação apenas para eliminar ofertas constantes do livro de ofertas central e criar, modificar e eliminar ofertas no livro de ofertas local, mas não podem realizar operações;
- Fase de Negociação: período activo da sessão, durante o qual é permitida a realização de operações, em contínuo ou por leilão, podendo os membros negociadores aceder a todas as funcionalidades de consulta, de introdução, modificação e cancelamento de ofertas;
- Fase de Fecho: período final da actividade de um dia de negociação, em que os membros negociadores dispõem das mesmas funcionalidades que na Fase de Abertura.

Sistemas de Controlo do Risco

Todas as ofertas introduzidas na plataforma de negociação do OMIP são validadas face a limites de preços pré-estabelecidos. Se um Membro Negociador introduzir uma oferta com um preço superior (inferior) ao limite máximo (mínimo) do preço definido para o contrato em causa, a Plataforma de Negociação considera esta oferta inválida, rejeitando-a.

Os participantes do mercado podem e devem também configurar filtros para controlar o volume das ofertas (máximo e mínimo) e o respectivo preço (máxima variação face ao preço de mercado).

3.4.2.3 Compensação

Tipos de Membros

Estão previstos dois tipos de membros compensadores:

- Membros Compensadores Directos e
- Membros Compensadores Gerais.

A OMIClear possui ainda relações com Agentes de Liquidação.

Os Membros Negociadores não se relacionam directamente com a OMIClear para compensarem as suas operações, apenas podem fazê-lo através dos Membros Compensadores.

Liquidação

A OMIClear promove a liquidação de ganhos e perdas diários (“mark-to-market”) durante o período de negociação, baseando-se nos preços de referência de negociação diários determinados para cada contrato listado.

Durante o período de entrega, a liquidação de posições abertas é baseada em dois preços distintos:

- Um preço fixo, o preço de referência de negociação do contrato de Futuros, ou contrato de Swap, no último dia de negociação;
- Um preço variável, preço de referência Spot (definido diariamente).

A diferença diária entre estes dois preços constitui a base para a liquidação financeira diária durante o período de entrega.

As posições nos Futuros e Swap's MIBEL financeiros são objecto de uma liquidação puramente financeira durante o período de entrega, em que apenas existe a liquidação financeira das diferenças de preços acima referidas, não ocorrendo qualquer entrega de energia.

No caso de o participante ter optado por Futuros MIBEL físicos, as posições são inscritas numa conta de negociação física, sendo, durante o período de entrega, a respectiva posição líquida, considerando as posições detidas nos diferentes contratos, enviadas para o mercado diário do OMIE a preços fixos e aceites, de acordo com as regras desse mercado.

3.4.2.4 Estrutura de contas

Existem diversos tipos de contas, nomeadamente, contas de negociação, contas de compensação, contas de liquidação financeira e contas de liquidação física.

O modelo relacional é extremamente flexível, permitindo satisfazer as mais exigentes necessidades e configurações de mercado.

3.4.3 Produtos

No OMIP negociam-se contratos de Futuros e contratos de Swap. Os contratos de Swap são contratos de permuta de contratos de Futuros e são de natureza exclusivamente financeira.

Uma das características chave, diferenciadora de um contrato de Futuros face a um contrato Forward, é o facto dos ganhos e perdas resultantes das flutuações de preços, durante a fase de negociação, serem liquidados numa base diária.

Há dois tipos base de contratos de Futuros MIBEL: uns possuem entrega física e outros prevêem uma liquidação no vencimento puramente financeira, com a peculiaridade de ambos os tipos de contratos beneficiarem de um livro de ordens comum.

As restantes características são comuns a ambos os tipos de contratos, realçando-se as seguintes:

- Contratos "baseload" (carga base);
- Nominal dos contratos: 1 MW * nº de horas de cada contrato;
- Cotação e Tick: em euros/MWh, com um Tick de 0,01 euros/MWh;
- Períodos de entrega: semanas, meses, trimestres e anos;
- Preço de referência Spot utilizado para a liquidação no vencimento de ambos os tipos de contratos: valor monetário do índice "SPEL base", que representa o preço médio da energia eléctrica na zona espanhola, determinado com base nos valores verificados no mercado diário gerido pelo OMEL.

Os contratos de Futuros do MIBEL são ainda identificados segundo um determinado código que permite a identificação das suas características.

O mercado e o horário de consumo a que se referem são identificados pelos seguintes códigos:

- FTB, relativos a Espanha e para entregas em qualquer hora do dia,
- FTK, relativos a Espanha e para entregas nos períodos entre as 08:00 e as 20:00 horas (HOES) (em vigor apenas desde Janeiro de 2010),
- FPB, relativos a Portugal e para entregas em qualquer hora do dia.

Aos períodos de compensação e às maturidades foram também atribuídos os seguintes códigos:

- Período de compensação:
 - ✦ Wk – Semanal,
 - ✦ M – Mensal,
 - ✦ Q – Trimestral,
 - ✦ Y – Anual;
- Maturidades, com numeração de 1 a 52 correspondente ao período anual a que o período de compensação diz respeito.

O último código diz respeito ao ano a que a compensação do contrato diz respeito.

Assim, por exemplo, um contrato de Futuros para Portugal, para compensação no segundo trimestre de 2011 terá o código: FPB Q2-11.

3.4.4 Legislação

O quadro legal do funcionamento do MIBEL e do mercado a prazo assenta no "Acordo entre a República Portuguesa e o Reino de Espanha relativo à constituição de um Mercado Ibérico de Energia Eléctrica" (Acordo MIBEL), assinado pelos respectivos Governos, em 1 de Outubro de 2004. Este Acordo estabelece os princípios gerais de organização e funcionamento do MIBEL e, em particular, o enquadramento da organização do mercado à vista e do mercado a prazo.

Nos termos do "Acordo MIBEL", apesar da sua actividade transfronteiriça, o mercado a prazo do MIBEL é um mercado directamente sujeito à legislação e jurisdição portuguesas.

Independentemente de outra legislação que venha a ser imposta no âmbito do MIBEL, pela sua natureza financeira, o mercado a prazo está desde logo sujeito à legislação aplicável a este tipo de mercados, em particular:

- Código de Valores Mobiliários;
- Regulamentos da Comissão do Mercado de Valores Mobiliários (CMVM);
- Instruções da CMVM.

Consequentemente, e por força do enquadramento legal referido, o mercado a prazo está desde logo submetido à supervisão e regulamentação directas da CMVM.

Contudo, atendendo ao activo subjacente dos produtos negociados no mercado a prazo, as competências da CMVM são exercidas em coordenação com a ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços de Energéticos, enquanto entidade responsável pela regulação dos sectores do gás natural e da electricidade em Portugal.

Na componente relativa ao activo subjacente, é aplicável a legislação e regulação específica do sector eléctrico.

Sem prejuízo das competências atribuídas às Autoridades portuguesas, nos termos do "Acordo MIBEL", a regulação e supervisão do mercado a prazo é realizada em articulação com as correlativas Autoridades espanholas:

- Comisión Nacional de Energia (CNE);
- Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV).

Em termos específicos, cumpre ainda ter em consideração:

- A Portaria n.º 945/2004, de 28 de Julho, que autoriza o OMIP a gerir o mercado a prazo;
- A Portaria n.º 927/2004, de 27 de Julho, que autoriza a OMIClear a actuar como Câmara de Compensação e Contraparte Central de operações a prazo no MIBEL.

3.4.5 Regras do mercado

De acordo com os poderes de auto-regulação conferidos pela Lei portuguesa ao OMIP e à OMIClear, enquanto entidades responsáveis pelo funcionamento do mercado a prazo do MIBEL, a participação neste mercado está sujeita ao quadro normativo seguinte:

- Regulamento, conjunto de normas que regem a organização e funcionamento do OMIP / da OMIClear, definindo o enquadramento da actuação dos participantes no mercado a prazo;
- Circulares, conjunto de normas que desenvolvem e concretizam as normas previstas no respectivo Regulamento e
- Avisos, comunicações escritas que visam a interpretação e execução de disposições previstas no Regulamentos e nas Circulares respectivas.

3.4.6 Custos de negociação, corretagem ou compensação

A estrutura de comissões variáveis, i.e. dependentes do volume contratado, prevista pelo OMIP e pela OMIClear, está expressa na tabela seguinte:

	Comissão OMIP	Comissão OMIClear
Negociação em contínuo	Agredido – 0 ⁵⁸ Agressor - 0,010	0,010
Negociação em leilão	0,010	0,010
Entrega física	0	0,010 ⁵⁹
Registo OTC (entre diferentes titulares)	0,005	0,010
Registo OTC ⁶⁰ (mesmo titular)	0	0

Unidades: Euro/MWh

Tabela 3 - Custos OMIP e OMIClear
(Fonte: Conselho de Reguladores do MIBEL, 2010)

3.4.7 Plataforma de negociação

A negociação no mercado de derivados do MIBEL é realizada através de uma plataforma Web. Essa plataforma de leilão é baseada no sistema CONDICOTM Web Trade, desenvolvido pela empresa americana OMXTM.

⁵⁸ Regime temporário.

⁵⁹ Valor devido numa base líquida para contratos com entrega física, por conta de negociação.

⁶⁰ Ajustado por estorno.

A plataforma serve os membros negociadores (OMIP), os compensadores (OMIClear) e os agentes de liquidação física ou financeira (OMIClear).

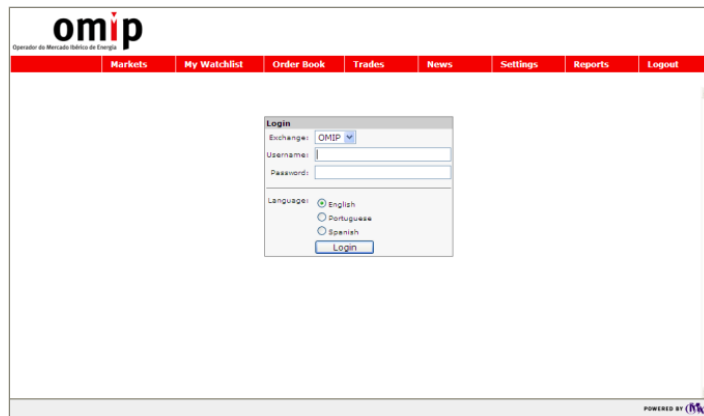


Figura 7 – Imagem de entrada da plataforma de negociação do OMIP

O acesso à plataforma pode ser realizado por Web ou API, no limite com linhas de comunicação dedicadas, permitindo a negociação em tempo real.

Esta plataforma dispõe de um Manual Online, de consulta Web, assim como um guia tecnológico que descreve as necessidades de hardware e software para correr a plataforma.

A cada participante é concedido um acesso à plataforma de leilão. Os dados relativos ao utilizador e palavra-chave de acesso são comunicados ao Representante autorizado, indicado por cada participante.

Nesta plataforma é possível colocar ordens do seguinte tipo:

- Ordens limite,
- Ordens ao mercado e
- Ordens com limitação de perda.

Aos utilizadores é também proporcionada a visibilidade à profundidade de mercado a 10 níveis.

A qualquer momento é possível aos utilizadores extrair um relatório pormenorizado da sua actividade.

A plataforma permite também aos utilizadores realizar análises gráficas da evolução das cotações, assim como a extracção do histórico para análise externa.

3.5 Princípios gerais dos mercados do MIBEL

Anonimato

Todas as negociações realizadas no OMEL e no OMIP, bem como o processo de compensação na OMIClear, são anónimas.

Tal significa que os participantes do mercado não detêm qualquer informação sobre a identidade dos Agentes compradores e vendedores.

Do mesmo modo, durante o processo de compensação, os Agentes nunca têm conhecimento de quem detém as posições, nem quais são essas posições em termos desagregados.

Este modelo é extremamente útil, uma vez que permite, a cada participante, formular expectativas relativamente às variações de preços, com base em estratégias e posições que não são identificadas individualmente pelos outros participantes.

Transparência

Todas as ofertas de compra e de venda são públicas para os participantes. Consequentemente, estes podem explorar eventuais desequilíbrios resultantes de desfasamentos entre a oferta e a procura em cada produto.

Além disso, é possível proceder à arbitragem entre diferentes contratos sem qualquer discriminação entre os Agentes, criando excelentes condições para a determinação de preços justos.

Liquidez

A liquidez pode ser definida de múltiplas formas, nomeadamente, pelo número e volume dos contratos negociados, pelo “Bid/Ask” Spread ou pela profundidade do mercado.

Como entidades gestoras, o OMEL e o OMIP procuram criar as melhores condições para promover a existência de elevados níveis de liquidez, factor primordial nos mercados emergentes, como são os de electricidade na península ibérica.

Contraparte Central

Todas as operações realizadas no OMIP e registadas junto da OMIClear, são garantidas por esta entidade enquanto Câmara de Compensação do mercado.

Assim, a OMIClear assegura a compensação multilateral das posições, permitindo reduzir significativamente o Risco que afecta as operações, nomeadamente o de crédito, o de liquidação, o sistémico e o operacional.

A actuação da OMIClear enquanto Contraparte Central cumpre ainda uma função estruturante, uma vez que permite a coexistência de Agentes do Mercado com diferentes dimensões, exposições ao Risco, áreas de negócio, sem qualquer discriminação geográfica.

Garantias de Liquidação

Conforme referido, tanto no OMEL como no OMIP o processo de liquidação financeira é diferido, numa base mais alargada que a diária, relativamente às tomadas de posições contratuais. Assim, de modo a assegurar a fiabilidade e confiança do mercado, são exigidas pelo, OMEL e pelo OMIClear, aos Agentes garantias prévias de liquidação, sendo-lhes estabelecidos, por estas entidades limites rígidos de negociação nestes mercados.

Essas garantias são baseadas numa avaliação prévia feita pelo OMEL e pelo OMIClear e tem por base, entre outros elementos, os capitais próprios prestados como garantia pelo Agente assim como o histórico e previsão de negociação nestes mercados.

No caso do OMEL é utilizado um simulador que permite de uma forma rápida conhecer os limites teóricos de cada Agente. Neste simulador é avaliado:

- Localização da sede do Agente,
- Tipo de participação e registo do Agente,
- Previsão de compras no mercado diário, no prazo de 11 dias,
- Previsão de vendas no mercado diário, no prazo de 11 dias,
- Previsão de compras no mercado intradiário, no prazo de 11 dias,
- Previsão de vendas no mercado intradiário, no prazo de 11 dias,
- Preço máximo expectável pelo Agente para aquisição de energia e
- Energia máxima que o Agente pretende adquirir ou vender num só dia de mercado.

O sistema de garantias da OMIClear baseia-se nos seguintes pilares:

- Requisitos de admissão dos Membros Compensadores (capitais próprios e rating);
- Margens constituídas pelos Membros Compensadores, de acordo com as suas posições;
- Contribuição para um Fundo de Compensação por parte de cada Membro Compensador;
- Responsabilidade adicional à contribuição para o Fundo de Compensação;
- Capitais próprios da OMIClear.

3.6 Dificuldades e oportunidades de melhoria

Não obstante ser completa e exaustiva a legislação que regula os mercados do MIBEL, esta está dispersa por diversos documentos o que a torna algo confusa e de difícil pesquisa. Acresce que parte dos documentos legislativos estão regulamentados em Espanha, os relativos ao OMEL, enquanto outros estão regulamentados em Portugal, os relativos ao OMIP e OMIClear.

Obviamente que, como anteriormente se referiu, a República Portuguesa e o Reino de Espanha reconhecem de um modo recíproco e automático a igualdade de direitos e obrigações aos Agentes de ambos os países. No entanto, tal não é suficiente pois é difícil a um cidadão de um dos Estados perceber as barreiras linguísticas e burocráticas que lhe são impostas no Estado de que não é originário. Mais, para um Agente que pretenda operar em simultâneo no OMIP e no OMEL o processo torna-se ainda mais complexo.

Assim, na prática, verifica-se que fica reservado o papel de Agente de mercado a um número muito limitado de participantes, normalmente melhor informados e, eventualmente, com fontes privilegiadas, o que limita a liquidez.

Uma oportunidade de melhoria que poderia contribuir para aumentar o número de participantes nestes mercados e assim incrementar a liquidez, poderia ser a elaboração de legislação e normas conjuntas e idênticas, escritas em português e espanhol, publicadas e revistas quando conveniente e publicitadas de uma forma mais ampla.

4 Risco

4.1 Conceito e definição

Os participantes nos mercados financeiros devem ter sempre presente três conceitos:

- Retorno,
- Incerteza e
- Risco.

O Retorno é o ganho ou perda de uma determinada posição, liquidada, durante o tempo de exposição do activo. A Incerteza é o valor de Retorno potencial, sempre presente em qualquer situação de investimento, sem que se conheça a probabilidade. O Risco é a quantificação da Incerteza mencionada.

A Norma ISO/IEC Guide 73, de 2009, define Risco, num sentido lato, como sendo a combinação da probabilidade de ocorrência de um acontecimento com as suas consequências. Ou seja, o Risco pode ser descrito pelo resultado de uma função matemática que considera a probabilidade e as consequências referidas.

$$Risco = f(Probabilidade, Consequências)$$

A Norma AS/NZS 4360 de 2004 é mais explícita, quantificando o Risco como sendo o produto da probabilidade pela consequência. Aí, prevê-se também que, para situações especiais, nessa quantificação sejam potenciados determinados efeitos como por exemplo relações não lineares. Define-se então que:

$$Risco = Probabilidade^x \times (Consequências \times y)^z$$

em que x , y e z são dimensionados de acordo com critérios pré definidos.

Inequivocamente, o conhecimento destas duas grandezas relativamente às posições abertas no mercado que detenham, permite aos investidores avaliar o Risco das suas actividades. Importa aos investidores portanto avaliar essas grandezas para cada uma das suas posições no mercado assim como para as suas carteiras como um todo.

De um modo geral, para efectuar uma avaliação de Risco é necessário efectuar todo um conjunto de sub actividades de avaliação e realizar a complexa correlação dos resultados obtidos. No entanto, as avaliações referidas devem ser realizadas em cenários múltiplos de probabilidade e consequência o que dificulta a análise, desde logo na selecção da metodologia, assim como a interpretação dos resultados.

Todavia, conhecer o Risco é indispensável para quem gere activos em bolsa pois só assim é possível doseá-lo, sem surpresas e de acordo com as preferências do investidor.

Medir o Risco associado à intervenção em mercados financeiros, para além de importante para gestores e investidores, tornou-se também um foco de intenso estudo e uma preocupação da parte de entidades financiadoras e reguladoras deste tipo de actividades.

Recentemente a avaliação de Risco tornou-se ainda mais importante pois:

- Nas últimas décadas, as alterações das regras e episódios de instabilidade dos mercados financeiros têm surgido com maior frequência,
- Há uma maior liberalização dos mercados financeiros, pelo que é necessário uma melhor divulgação da informação e o surgimento de novas ferramentas e instrumentos de negociação,
- Verificou-se uma expansão dos mercados com utilização de novos e complexos instrumentos, produtos e sectores, de que são exemplo os empréstimos, hipotecas, seguros, assim como,
- Devido aos avanços tecnológicos e a uma maior divulgação do conhecimento, é hoje mais facilitada e generalizada nas sociedades a negociação em tempo real dos produtos em mercado, o que provoca maior liquidez assim como uma maior volatilidade desses mercados.

O Risco de investimento pode ser dividido em duas grandes categorias:

- Risco de Crédito e de credibilidade dos participantes e
- Risco de Mercado.

O Risco de Crédito e de credibilidade dos participantes foi desde sempre alvo de validação pelas entidades gestoras e reguladoras dos mercados e é assumido como um pressuposto base de uma avaliação prévia, submetido a auditoria constante e como tal, ultrapassada esta fase, assumido como fixo, delimitado e conhecido, logo fora do alcance desta abordagem.

O Risco de Mercado é todo o relacionado com a perda potencial associada ao comportamento dos mercados, sendo aqui mais desenvolvido.

4.2 Risco de Mercado

4.2.1 Factores de Risco

Segundo a publicação “Risk Management: A Practical Guide” (Laubsch, Alan J., 1999), o Risco de Mercado pode ser dividido, identificado e quantificado segundo diversas categorias, função dos factores que o influenciam.

O BIS⁶¹ (Basel Committee on Banking Supervision, 2006c) define Risco de Mercado como o potencial de um activo poder ser afectado negativamente no seu valor devido a alterações nos mercados financeiros, nomeadamente pelas variações de cotação de: acções, taxas de juro, taxas de câmbio de moeda e mercadorias.

Os principais componentes do Risco de Mercado são, portanto, todos os relacionados com: o mercado de acções, o mercado de empréstimo, o mercado cambial e o mercado de mercadorias.

Podemos classificar e representar os componentes do Risco de Mercado, pela sua importância, numa pirâmide, como na figura seguinte.

⁶¹ BIS – Bank for International Settlements.



Figura 8 – Pirâmide de Risco de Mercado

No topo dessa pirâmide, teremos a totalidade do Risco de Mercado, agregando todos os seus componentes de Risco. No meio da pirâmide estarão os vários mercados a que os instrumentos financeiros que compõem a carteira estão expostos, representando os movimentos desses mercados, num todo, o primeiro nível de Risco. O nível mais baixo da pirâmide representa a influência da flutuação dos preços dos diversos instrumentos financeiros que compõem a carteira, num segundo nível de Risco, sendo geralmente a principal componente da totalidade de Risco.

4.2.2 Risco Residual

Em complemento ao Risco de Mercado, o valor dos instrumentos financeiros pode ser influenciado pelos seguintes factores de Risco Residual, geralmente negligenciáveis: Risco de Spread, Risco de base, Risco específico e o Risco de volatilidade.

O Risco de Spread é o potencial de perda devido às variações nos Spreads dos diversos instrumentos envolvidos. Está normalmente associado a operações de dívida. Por exemplo, pode existir um Risco de Spread de crédito entre uma dívida realizada num dado momento comparada com outra realizada noutro momento, ou entre Obrigações de Dívida de uma determinada empresa e Obrigações de Dívida Governamentais. Muitas vezes é considerado este Risco como um dos factores de Risco de Mercado.

Risco de base é o potencial de perda devido a diferenças de preços entre instrumentos equivalentes, como Futuros, Swaps, Obrigações e outros títulos. Carteiras com cobertura de Risco (“hedging”) são frequentemente expostas a Risco de base.

O Risco específico é o relativo à especificidade do emitente do título, como por exemplo, o Risco de posse de ações da empresa Yahoo! comparado com o Risco de posse de um contrato de Futuros de S&P 500. Como gerir melhor o Risco específico é um tópico de debate constante por especialistas. Note-se que, de acordo com o Modelo para Determinação de Valor de Activos Financeiros, CAPM⁶², o Risco específico é geralmente negligenciável⁶³.

⁶² O modelo CAPM é adiante explicado e desenvolvido.

O Risco de volatilidade é definido como a perda potencial devido a flutuações nas volatilidades implícitas das Opções e é muitas vezes referido como "vega risk".

As posições curtas em Opções geralmente valorizam quando a volatilidade aumenta.

4.2.3 Risco total e diversificação

O Risco total de uma carteira de activos é sempre menor que a soma do Risco individual dos diferentes produtos dessa carteira.

Por exemplo, se um investidor europeu possuir um activo japonês, entre outros factores de Risco, ele estará exposto à alteração da taxa de juro no Japão e à desvalorização do iene relativamente ao euro.

Evidentemente, o Risco total dessa posição não será igual ao somatório de ambos os valores de Risco, pois a probabilidade de ambas as circunstâncias se alterarem em simultâneo, em prejuízo da posição, é menor que a de cada uma delas se alterar individualmente.

Este efeito é conhecido pelo efeito da "Diversificação de Risco".

Quanto menor for a correlação entre os diversos factores de Risco da carteira, maior será o efeito de diversificação.

O Risco total de uma operação em mercados financeiros corresponde portanto à agregação, devidamente correlacionada e ponderada, dos diferentes valores de Risco a que o activo ou a carteira de activos estão expostos.

4.3 Metodologias e Modelos de Avaliação de Risco

No sentido da demonstração comparativa e da construção de carteiras eficientes, os gestores de carteiras desenvolveram estudos e metodologias de avaliação de Risco que vieram a ser adoptados pelas empresas e integrados nos seus relatórios contabilísticos.

Com grande ênfase para os últimos 15 anos, muitos participantes do mercado, académicos e organismos reguladores têm vindo a desenvolver conceitos para avaliar o Risco de Mercado.

As entidades reguladoras têm também vindo a adoptar alguns critérios de avaliação de Risco como forma de normalizar os mercados e permitir que os intervenientes nesses mercados consigam perceber de modo equivalente o Risco de determinada operação, assim como permutar essa informação.

Nos últimos anos, tem havido uma evolução significativa na conceptualização de um quadro comum para a avaliação de Risco, reflectido recentemente num dos módulos das Normas da série ISO 31000 (ISO, 2009), a ISO/IEC/FDIS 31010, de 2009 (ISO/IEC, 2009b). Nesta Norma são definidos critérios para a utilização de técnicas de avaliação de Risco.

Nos últimos cinco anos, dois conceitos de abordagem de avaliação de Risco de Mercado têm evoluído mais consistentemente.

A primeira abordagem, que pode ser também referida como abordagem estatística, envolve a previsão do retorno das carteiras assumindo a distribuição de probabilidade histórica e utilizando modelos estatísticos.

A segunda abordagem é referida como análise por cenários ("Scenario Analysis"). Esta metodologia reavalia as carteiras com base em diferentes valores de taxas de mercado e preços. Neste caso a

⁶³ Considerando que a carteira está diversificada e que não é previsível a falência da empresa relacionada com o activo em causa.

análise não implica necessariamente a utilização de um modelo de probabilidade ou de estatística. Os valores de mercado que são utilizados na reavaliação podem ser escolhidos arbitrariamente. Os gestores de Risco devem usar sempre as duas abordagens, a abordagem estatística para controlar continuamente o Risco em todas as entradas em mercado e a abordagem por cenários caso a caso para estimar o Risco específicos a cada circunstância.

4.3.1 Modelos de Risco

Os gestores de carteiras usualmente criam modelos, geralmente matemáticos e condicionados, conhecidos por Modelos de Risco, que representam, nas condições previsíveis, o Risco das suas carteiras.

Os Modelos de Risco consideram, na maioria das vezes, mais que uma metodologia de avaliação de Risco.

Estes modelos são versões menos complicadas do que as respostas reais das carteiras, sendo na sua construção equacionada a complexidade necessária para que se obtenham resultados satisfatórios e desejáveis. Modelos bastante simples podem representar com fiabilidade suficiente o Risco das carteiras, sendo fáceis de utilizar e compreender, enquanto modelos muito complexos, podendo ser mais fiáveis, são menos utilizáveis e de mais difícil compreensão.

4.3.1.1 Risco dos Modelos

A possibilidade de que qualquer metodologia ou pressupostos utilizados para estimativa de valor ou de Risco de um determinado activo ou carteira se tornarem inválidos é um Risco associado à construção do Modelo de Risco.

Deficiências deste género causam problemas de gestão do Risco em todos os mercados financeiros.

De salientar que a complexidade dos activos relacionados com a energia, assim como a sua relativamente curta e variada vida útil fazem com que a dificuldade de estabelecer modelos eficientes nestes mercados seja maior.

São também frequentes dificuldades no estabelecimento de modelos para estes mercados devidas a mudanças legislativas, regulamentares e tecnológicas, impedindo a sua construção e consolidação por longos prazos. Acresce outra dificuldade comum no estabelecimento de modelos nos mercados de energia é a sua falta ou vulnerabilidade relativamente à liquidez, distorcendo com frequência significativamente os preços.

Um aspecto também importante relativo aos mercados de energia é a sua vulnerabilidade às alterações de correlação dos diversos activos com outros considerados de referência. Por exemplo um determinado activo que a um determinado momento se correlaciona fielmente com a cotação do petróleo pode passar repentina e preferencialmente a correlacionar-se com a cotação do gás natural ou com um diagrama de previsão de temperaturas ambiente.

A necessidade de revisão e teste periódico dos modelos assume capital importância nestes mercados.

São os seguintes os aspectos principais pelos quais os modelos podem falhar:

- Pressupostos incorrectos,
- Dados de mercado em falta, incorrectos ou imprecisos e
- Erros na selecção de parâmetros.

Devem ser consideradas as seguintes abordagens de modo a minimizar o Risco dos modelos:

- Testes permanentes a esses modelos e
- Aplicação de técnicas de gestão das carteiras por limitação das perdas em caso de falha.

4.3.1.2 Pressupostos

Os pressupostos para a construção dos modelos são baseados numa análise do comportamento típico que pode ou não ser preditivo do futuro. Utilizar pressupostos incorrectos é a maior causa dos erros de construção dos modelos.

Numa situação real existem excepções a quase todas as regras, não sendo no entanto estas sempre evidentes e existindo constantemente a possibilidade delas ocorrerem.

O erro mais comum no estabelecimento de modelos é assumir pressupostos básicos quando o mercado se comporta de modo diferente do esperado, conduzindo a reconstruções permanentes do modelo original. Quando o mercado se comporta de uma forma inesperada é porque provavelmente o modelo inicial foi mal construído.

Um aspecto importante a garantir num modelo é a sua actualização ao longo do tempo. As mudanças constantes da conjuntura actual obrigam à actualização e validação constantes dos pressupostos.

4.3.1.3 Dados de Mercado

Para a confiança num determinado modelo é necessário garantir a fiabilidade dos dados de mercado utilizados para a sua construção.

Muitas vezes, apesar dos dados disponíveis serem reais eles não são fiáveis por não serem representativos.

Uma situação frequente nos mercados de energia é que muitos pontos comerciais físicos apresentam momentos de falta de liquidez, invalidando os dados históricos para análise. Muitas vezes é até possível que nem existam cotações históricas de referência.

Para construir o modelo, por vezes é necessário recorrer à cotação histórica de instrumentos similares noutros pontos comerciais físicos ou para outros períodos temporais.

4.3.1.4 Selecção de Parâmetros

A parametrização do modelo assume como pressupostos a correlação do activo ou da carteira com outros activos ou variáveis em proporções consideradas convenientes. Uma selecção de activos de referência ou parameterização incorrectas são causas para o mau desempenho de um modelo.

4.3.1.5 Teste do Modelo

É sempre mais fácil construir um modelo considerando situações críticas observadas do que conceber um modelo infalível. A observação é sempre mais fácil de realizar do que a prevenção.

Geralmente, a construção de um modelo é realizada partindo-se de um modelo base corrigindo-se o mesmo por observação posterior ao que acontece numa situação real, passada ou futura. Deste modo torna-se mais fácil e rápido construir o modelo ideal.

É também boa prática que antes de realizar os investimentos se construa e se teste continuamente o Modelo de Risco pois a maioria dos seus defeitos conseguirão deste modo ser observados antes de ocorrerem perdas graves.

Os testes podem ser realizados em situação real ou considerando a análise por cenários. Considerando a realização dos testes de análise por cenários, são os seguintes os estudos mais

comuns:

- Os testes de situações passadas, ou “Backtesting”, que consiste em efectuar simulações a partir de dados históricos e
- Os testes de perda máxima, ou Testes de Stress, em que são simuladas condições extremas e combinadas de eventos, que conduzam às situações mais desfavoráveis de perdas. Esta pode ser a forma ideal para identificar situações potenciais não acontecidas historicamente.

4.3.2 Metodologias de avaliação de Risco básicas

Muitas vezes é necessário para descrever o Risco de uma carteira mais informação do que o resultado da análise estatística fornece. O resultado estatístico indica-nos, por estimativa, a volatilidade de perdas e lucros mas não resolve questões como:

- "Existirá valorização ou desvalorização da carteira se o preço do petróleo continua a subir?", ou
- "Quais são as perdas ou lucros expectáveis, se uma situação pouco provável acontecer?".

Estas perguntas podem ser respondidas com elementos de informação adicional, descritos por valores associados geralmente a letras gregas pois são vulgarmente representados por símbolos do alfabeto grego, sendo o Delta e o Gama os considerados mais importantes.

Estes indicadores são sempre relativos, ou seja não possuem qualquer sentido isoladamente mas sim por comparação entre carteiras ou activos. Essa comparação é sempre realizada entre o activo em análise, ou primário, e um segundo activo, secundário, normalmente conhecido por subjacente. O propósito do recurso a estes indicadores é a previsão de comportamento de um activo, conhecido em antecipação o movimento do subjacente. Este propósito fica desprovido de sentido se não existir uma relação directa de causa / efeito entre os activos em comparação. Em muitas situações, estes indicadores “gregos”⁶⁴ são tratados como peças de informação autónomas, pois os activos subjacentes são assumidos como sendo evidentes e de conhecimento comum (por exemplo um Warrant sobre o DAX tem obviamente como subjacente o Índice DAX).

O indicador Delta (símbolo Δ) reflecte-nos as perdas ou lucros que o activo a que se refere realiza função dos movimentos de perda e lucro do activo subjacente. O indicador Gama (símbolo Γ) reflecte o quanto o delta vai variar quando o valor do activo subjacente variar.

Como se percebe, um determinado activo pode ter um número quase infinito de Deltas e Gamas, para cada um outro activo imaginável. No entanto, a maioria dessas comparações não serão efectivamente úteis.

Uma metodologia de avaliação e análise de Risco de uma carteira tradicional poderá ser a de considerar a sua sensibilidade, ou seja, o quanto o valor da carteira se altera função das variações de taxas, preços ou outros valores de mercado, recorrendo aos tradicionais valores de Delta e Gama⁶⁵. No entanto poderá ser difícil calculá-los, ou seja, que activos devem ser considerados para correlação e como esta escolha poderá ser validada.

Esta metodologia apresenta à partida três tipos de dificuldades:

- Por um lado a de estabelecer padrões válidos para qualquer tipo de activo e assim permitir a comparação de diferentes activos,
- Por outro a de escolher os indicadores certos para comparação e
- Finalmente não poderá ser desconsiderado que os indicadores para comparação escolhidos incorporam em si mesmo Risco que fica assim mascarado para a análise.

⁶⁴ Conforme são habitualmente designados.

⁶⁵ O Delta e o Gama são definidos e explicados de seguida.

Ultrapassadas as dificuldades referidas, o método é bastante trabalhoso e normalmente de difícil interpretação e explicação.

4.3.2.1 Indicador Delta

O Delta é talvez o mais elementar conceito de gestão do Risco.

O valor de Delta indica-nos quanto o preço teórico de um instrumento ou carteira varia quando o preço do activo subjacente varia, ou se varia numa pequena proporção.

Está pois, portanto, estreitamente relacionado com o que é vulgarmente definido como “Análise de Sensibilidade”. Originalmente o conceito foi desenvolvido para as Opções, podendo, no entanto, ser aplicado a qualquer activo.

O Delta é importante principalmente porque nos pode relacionar uma determinada carteira com o movimento de outra considerada como referência. Por exemplo, uma carteira de acções pode ser relacionada com o movimento do índice S&P. No entanto também, no caso dos derivados, pode ser utilizado para os relacionar com os seus subjacentes. Por exemplo, o valor de uma Opção de compra de acções da IBM com o preço das acções da IBM.

No caso da energia, geralmente existem restrições ao seu armazenamento pelo que os seus mercados Spot e a prazo não estão directamente relacionados, como nos restantes mercados. Nestes mercados, os preços têm que ser geralmente comparados com séries de preços dos mercados de futuros. Nestes casos os cálculos e as interpretações dos Deltas complicam-se consideravelmente.

Exemplificando, o conceito de Delta pode ser ilustrado considerando uma Opção em libras com um preço de exercício de 1,50€.

Imagine-se que o actual câmbio €/£ é também de 1,50€/£ e que o actual preço dessa Opção é de 0,025€/£. O preço desta Opção irá variar conforme o câmbio euro / libra variar.

A Figura 9 mostra o preço teórico, numa função da paridade de câmbio euro / libra.

O gráfico indica que, se o câmbio euro / libra aumenta ligeiramente, em relação ao valor actual de 1,50€/£, a alteração no preço da Opção será superior à variação da taxa de câmbio.

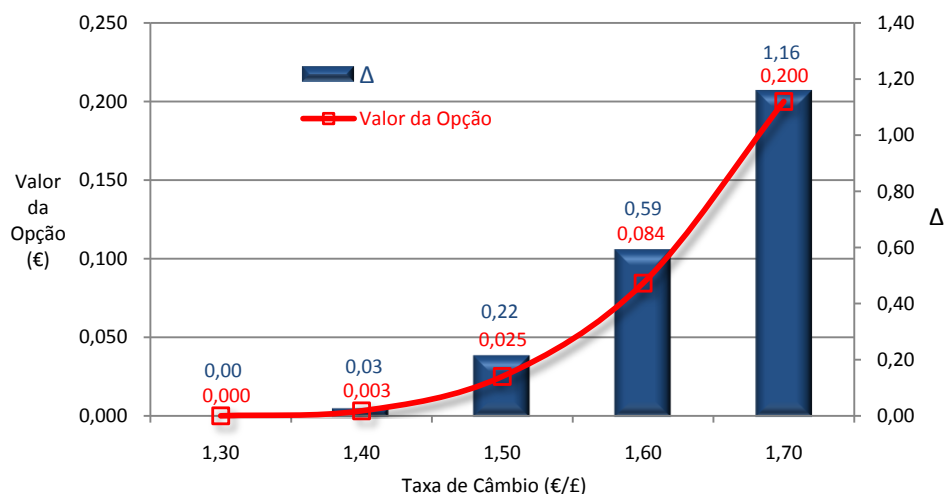


Figura 9 – Delta e variação
(Delta é o declive da recta tangente à curva)

Por exemplo, se a taxa de câmbio variar para 1,60€/£, o preço teórico da Opção variará para 0,084€.

A relação da variação do preço da Opção / valor de câmbio da divisa, $(0,084-0,025)€ / (1,60-1,50)€ = 0,59$, sendo esse o Delta.

Graficamente, o Delta é o declive da linha que é tangente à curva de variação do preço da Opção em função da taxa de câmbio.

Matematicamente, o Delta é a derivada da função do preço da Opção em função da taxa de câmbio. Considerando então que S representa o valor em euros de uma libra e que $C(S)$ representa o valor de uma Opção a que está subjacente S , o Delta dessa Opção será:

$$\Delta = \frac{dC(S)}{dS}$$

Em termos práticos, o Delta é calculado pelo quociente das variações de preços, ou seja:

- O quociente da variação de valor da Opção pela variação de valor do instrumento subjacente.

Então, a variação de valor da Opção resultante de uma variação de valor Spot pode ser calculada a partir do Delta e da variação de valor do instrumento subjacente, ou seja:

- A variação de valor da Opção é igual à multiplicação do Delta pela variação de valor do instrumento subjacente.

Por exemplo, se Delta = 0,51 e se o valor de uma libra variar 0,01€, então a variação do valor da Opção será 0,00051€, ou seja, $0,51 \times 0,01€$.

Uma interpretação dessa relação é que:

- Uma posição de uma Opção em euros sobre uma libra é equivalente a uma posição Spot de Delta x libras,

pois a variação de valor de uma posição em libras também é dada pelo produto do Delta pela variação no valor Spot de uma libra.

Então, para pequenas variações na taxa de câmbio, o valor da Opção reage na relação Delta x libra, relação muitas vezes referenciada por “Opção Delta”.

Desta relação resulta a metodologia de avaliação de Risco de Opções e que consiste na aplicação da relação “Opção Delta”, obtendo-se directamente o Risco de uma posição Spot equivalente.

No entanto, uma característica importante das Opções é que o Delta varia sempre que o valor do activo subjacente variar.

Como se verifica, no caso representado na Figura 9, para valores de câmbio 1,30€/£ o Delta é aproximadamente 0, para valores de 1,50€/£ o Delta é aproximadamente 0,22 e para valores de 1,70€/£ o Delta é aproximadamente 1,22.

A abordagem de avaliação de Risco pelo Delta de uma Opção em condições de valor Spot superior ao valor de exercício sugere que a opção na maturidade será exercida.

Uma Opção em que seja pressuposto o seu exercício comporta-se como uma posição Spot alavancada no activo subjacente, daí o valor de Delta ser superior.

O Delta aproxima-se de zero para valores Spot baixos pois se o valor Spot é bastante inferior ao valor de exercício da Opção não é credível que venha a ser exercida.

O valor de uma Opção que se preveja não venha a ser exercida não será praticamente nenhum pelo que se comportará praticamente inalterado.

Embora confiar no valor de Delta seja muitas vezes enganador, a mutação de Delta ilustrada na Figura 9 não é um grave obstáculo à avaliação de Risco.

4.3.2.2 Indicador Gama

O Gama é também representativo da sensibilidade de uma carteira e complementa o Delta medindo como este varia com as alterações de preço do activo subjacente.

O indicador Gama é provavelmente o indicador mais estudado pelos gestores de Risco, sendo considerado muitas vezes mais importante que o Delta. Não sendo tão informativo quanto o Delta, fornece-nos indicações do que acontecerá a uma carteira, quando o mercado apresenta um comportamento fora do comum. Com base no valor de Gama de uma carteira percebe-se como essa carteira se comportará se a volatilidade se modificar.

Na Figura 9 o Delta diminui quando o valor do câmbio €/£ aumenta, sendo portanto Gama negativo (a inclinação é positiva para taxas de câmbio €/£ inferiores a 1,50€/£, e negativa para taxas de câmbio superiores).

Se Delta aumenta à medida que aumenta o valor da Opção, então Gama é positivo, caso contrário será negativo.

Gama é definido como a derivada parcial do Delta em relação ao valor do activo subjacente, ou por outras palavras, como a segunda derivada parcial do valor da Opção relativamente ao valor do activo subjacente.

Considerando que S representa o valor Spot do activo subjacente e que $C(S)$ representa o valor da Opção, como uma função de S , o Gama da Opção, ou “Opção Gama” é:

$$\Gamma = \frac{d\Delta(S)}{dS} = \frac{d^2C(S)}{dS^2}$$

Delta e Gama juntos podem ser utilizados para prever a variação no valor de uma Opção resultante de uma variação do valor Spot de uma libra, utilizando a seguinte fórmula:

$$\left(\begin{array}{l} \text{variação de} \\ \text{valor da Opção} \end{array} \right) = \Delta \times \left(\begin{array}{l} \text{variação de valor} \\ \text{do subjacente} \end{array} \right) + \frac{1}{2} \Gamma \times \left(\begin{array}{l} \text{variação de valor} \\ \text{do subjacente} \end{array} \right)^2$$

Comparando esta equação com a anterior, que prevê a variação no valor de uma Opção considerando apenas o Delta, verifica-se que quando Gama é negativo ocorre uma variação no valor da Opção mais adversa do que considerando a formula apenas com o Delta.

Inversamente, quando Gama é positivo a variação no valor da Opção é mais favorável do que a variação prevista considerando apenas o Delta.

4.3.2.3 Indicador Beta

O Modelo para Determinação de Valor de Activos Financeiros, CAPM (Capital Asset Pricing Model)⁶⁶ trouxe uma nova definição de Risco para investimentos financeiros.

⁶⁶ O modelo CAPM, é utilizado para determinar a taxa de retorno teórica de um determinado activo em relação a uma carteira de mercado perfeitamente diversificada. O modelo foi criado por Jack Treynor, William Forsyth Sharpe, John Lintner e Jan Mossin, baseado no trabalho de Harry Markowitz sobre a diversificação e o que ficou conhecido pela “Teoria Moderna de Gestão de Carteiras”. Sharpe, Markowitz e Merton Miller foram premiados com o Prémio Nobel da Economia no ano de 1990.

O modelo considera a sensibilidade do activo ao Risco não-diversificável (também conhecido como Risco sistémico ou Risco de mercado), representado pela variável conhecida como indicador ou coeficiente Beta (β), assim como o retorno esperado do mercado e o retorno esperado de um activo teoricamente livre de Risco. Segundo o CAPM, o custo de capital corresponde à taxa de rendibilidade exigida pelos investidores como compensação pelo Risco de mercado ao qual estão expostos. O CAPM considera que, num mercado competitivo, o prémio de Risco varia proporcionalmente ao Beta.

Na sua forma simples o modelo prevê que o prémio de Risco esperado, dado pelo retorno esperado acima da taxa isenta de Risco, é proporcional ao Risco não diversificável, o qual é medido pela covariância do retorno do activo com o retorno da carteira composta por todos os activos do mercado ou pelo Beta, que mede a contribuição do activo para a variância dos retornos do mercado.

Todos os investidores têm idênticas expectativas quanto às médias, variâncias e covariâncias dos retornos dos diferentes activos no fim do período, isto é, têm expectativas homogéneas quanto á distribuição conjunta dos retornos.

Simplificando, por outras palavras, pode-se definir Beta como sendo “a medida da sensibilidade do valor de um activo às variações do mercado”, ou o Risco de variação do activo relativamente ao mercado.

O Beta é baseado no histórico de ocorrências de variação de um determinado activo ou carteira relativamente a outro activo ou carteira de referência.

A ideia base é a de considerarmos uma carteira de referência, com um comportamento estável de variação representativa do mercado no seu todo, comparando-o com o activo ou carteira em análise de modo a avaliarmos se o seu comportamento foi mais ou menos desviado do valor desse mercado.

Para activos de referência utilizam-se geralmente Índices de mercado, compostos por um elevado número de activos, representativos do mercado em que está inserido o activo ou a carteira que pretendemos avaliar.

Como exemplos, para o mercado de Acções, podemos ter:

País	Activo de Referência
Portugal	PSI 20
Alemanha	DAX 30
Inglaterra	FTSE 100
Estados Unidos (tecnologia)	NASDAQ 100
Estados Unidos (geral)	S&P 500
Japão	Nikkei 225

Tabela 4 - Activos de referência comuns, para o mercado de Acções

Os activos de referência são geralmente pouco voláteis, ou seja, o desvio padrão desse activo é baixo.

É importante que o activo de referência seja tipicamente utilizado pelo mercado para a determinação do Beta dos activos em análise de modo a permitir a comparação de resultados de Beta.

O Beta é dado pelo quociente:

$$\beta = \frac{\text{Covariância}(\text{activo de referência com o activo em análise})}{\text{Variância}(\text{activo em análise})}$$

Evidentemente que o período de tempo considerado na amostragem é muito importante. O período de tempo e o número de amostras a considerar deverão ser função do tipo de activo em análise e do tempo de posse previsível para o activo. Segundo as avaliações da Value Line e da Merrill Lynch, o intervalo de tempo considerado é de 5 anos, embora usualmente as análises sejam realizadas para períodos de 1 mês, com amostragens nos fechos diários (Matos, Fernando Braga de, 2007).

Para valores de Beta iguais ou próximos de 1 obtém-se o significado de que o activo em análise variou em sintonia e proporção idênticas ao activo de referência, ou seja o mercado. Para Beta menor que 1, perceber-se-á que o activo variou menos, ou flutuou menos o seu valor que o mercado. Se o activo for de maior Risco, ou seja com maior flutuação que o mercado, então Beta será maior que 1.

Logicamente, quanto maior for o Beta de um activo maior será o Risco assim como o retorno expectável associado.

4.3.2.4 Indicador Vega

Vega é o termo usado como indicador para representar a sensibilidade de uma carteira às variações de volatilidade. Este indicador é principalmente importante para o estudo de carteiras constituídas com várias Opções e derivados. O Vega não é nenhuma letra do alfabeto grego, é uma estrela da constelação Lira e, uma vez que não existem letras gregas que comecem com V, o termo "Vega" foi cooptado para o alfabeto financeiro.

Sendo a volatilidade a variância de preço de um determinado activo para um determinado período considerado, então:

$$Vega = \frac{d\text{Variância}(S)}{dS}$$

em que S é o preço do activo subjacente.

As Opções e os derivados são extremamente sensíveis à volatilidade. Os preços das Opções são geralmente baseados no conceito de que os preços se difundem a partir de um determinado valor de partida. Pequenas variações no padrão de dispersão desses preços terão grande efeito futuro no valor de uma Opção. Como não há, à partida, nenhuma desvantagem para realizar uma Opção em contraponto com a transacção do activo físico, uma possibilidade de variação da volatilidade transforma esse activo numa hipótese mais interessante para os investidores pois podem potenciar os seus ganhos com a variação da volatilidade. Geralmente um comprador de uma Opção ganha com o decréscimo de volatilidade enquanto um vendedor dessa Opção ganha com o seu aumento.

4.3.2.5 Indicador Theta

O Theta é um indicador sobretudo importante para carteiras com Opções. Determinados bens, tais como as Opções, perdem valor com o tempo. O valor intrínseco de uma Opção é o valor dessa Opção, se for exercida imediatamente. O restante do valor da Opção depende do tempo que resta até esta expirar na maturidade. Se existe um longo período até à maturidade, a Opção é mais valiosa do que se estiver quase no seu vencimento. O Theta mede portanto a variação de valor de um activo, devida à passagem do tempo.

Sendo $C(S)$ o valor de uma Opção e t o tempo de exposição ao investimento, então:

$$Theta = \frac{dC(S)}{dt}$$

Esta situação tem a ver com o factor de oportunidade do investimento, ou seja, se uma Opção está próxima do seu vencimento terá menos hipóteses de se valorizar do que outra que se encontra distante da maturidade.

4.3.2.6 Indicador Rho

O Rho mede a sensibilidade do valor de um activo à taxa de juro aplicável.

Então, sendo $C(S)$ o valor de uma Opção e $j(t)$ a taxa de juro de financiamento do investimento, então:

$$Rho = \frac{dC(S)}{dj(t)}$$

Este indicador é importante para os instrumentos financeiros que são muito sensíveis às taxas de juro, como as obrigações ou activos muito alavancados por um longo período de tempo. Embora pouco importante para os activos dos mercados de energia, é importante a consciência de que a detenção de Opções em posições muito alavancadas e por um longo período de tempo acarreta despesas de financiamento que devem ser contabilizadas.

4.3.3 Modelo de Black-Scholes

A era moderna para a avaliação do Risco de posições cambiais começou em 1973.

Nesse ano assistiu-se ao colapso do sistema de Bretton Woods⁶⁷, que fixava as taxas de câmbio, e à publicação da fórmula Black-Scholes para ajuste de valor das Opções.

O colapso do sistema de Bretton Woods e a rápida transição para um sistema mais ou menos livre de flutuação das taxas de câmbio, entre muitos dos maiores países, gerou a necessidade de um impulso na medição e gestão do Risco cambial.

Então, desde essa data de 1973 que assistimos a uma enorme volatilidade nas taxas de câmbio e a uma proliferação de instrumentos derivados, como Forwards, Futuros, Swaps, Opções, etc., que são utilizados para a gestão do Risco das variações das taxas de câmbio e taxas de juro.

Eles podem ser utilizados para compensar o Risco em instrumentos já existentes em posições assumidas em carteiras ou para especular directamente nesses instrumentos.

A proliferação de instrumentos derivados tem sido acompanhada pelo aumento das trocas de instrumentos em dinheiro e títulos, e foi coincidente com o crescimento do comércio externo e o aumento financeiro internacional de vínculos entre as empresas. Como resultado destas tendências, muitas empresas têm carteiras que incluem um grande volume de “dinheiro vivo” e instrumentos derivados de modo a protegerem directamente as suas posições de mercado relativas a negócios ou a investimentos. Devido ao grande número e complexidade (de alguns) desses instrumentos derivados, a magnitude do Risco das empresas e carteiras muitas vezes não é óbvia.

⁶⁷ O Sistema Bretton Woods, criado em Julho de 1944, estabelece um conjunto de regras para as relações comerciais e financeiras entre os países mais industrializados do mundo. O Sistema Bretton Woods foi o primeiro exemplo, na história mundial, de uma ordem monetária totalmente negociada, tendo como objectivo governar as relações monetárias entre Nações-Estado independentes. A sua necessidade surgiu na sequência da crise económica conhecida como “Grande Depressão”.

A fórmula de Black-Scholes veio simplificar a avaliação de Risco de carteiras mais complexas e consiste no estabelecimento de um modelo matemático estatístico, baseado na curva de Distribuição Normal, função de um histórico de comportamentos, uma função de probabilidade de perdas e retornos relativamente a investimentos em bolsa.

O modelo de mercado de Black-Scholes assume os seguintes pressupostos:

- Os empréstimos de capital têm um custo igual a uma taxa de juro livre de Risco, constante e conhecida;
- O preço dos títulos segue um movimento Browniano geométrico com tendência e volatilidade constantes;
- Não são considerados custos de transação;
- Não existe retorno de dividendos por posse dos títulos;
- Não há restrições para as vendas a descoberto e
- O modelo trata apenas títulos com comportamento idêntico ao das Opções Europeias.

A partir dessas condições ideais de mercado para um activo (e para a Opções sobre esse activo), demonstra-se, pela fórmula de Black-Scholes, que o valor do título varia apenas com o preço do activo e com o tempo até o vencimento da aplicação.

Assim é possível criar uma posição protegida, construída com uma posição comprada no activo e uma posição vendida nas Opções desse activo, cujo valor não depende do preço desse activo.

As ideias subjacentes à fórmula de Black-Scholes e o seu quadro conceptual providenciaram as ferramentas básicas para a avaliação e gestão do Risco.

O modelo de Black-Scholes e suas variantes tiveram o efeito da divulgação de ferramentas estatísticas e probabilísticas a instituições financeiras e empresas com dimensão internacional.

Outras variantes do modelo Black-Scholes, como por exemplo o modelo Black e o modelo Garman-Kohlhagen, são também amplamente utilizados para funções semelhantes. A maioria dos modelos de estabelecimento de preços de derivados é também descendente directa do modelo Black-Scholes.

4.3.4 Modelo de Mapeamento do Risco

O modelo de Mapeamento do Risco, ou de “Risk Mapping”, consiste na decomposição dos activos das carteiras em posições padrão. As posições padrão são posições relativamente às quais se possui dados ou conhecimento mais detalhado da sua evolução.

Como primeiro objectivo, temos o de, a partir da consolidação dessas posições padrão resultantes obtermos uma carteira com reacções ao mercado equivalentes às da carteira original. Por outras palavras, a carteira original possuirá um Risco idêntico a uma carteira constituída pelo conjunto dessas posições padrão resultantes.

Como segundo objectivo e consequente do primeiro, mas principal do Modelo de Mapeamento do Risco, temos o de, tratar todas as posições da carteira de uma forma simplificada, procurando agrupar as posições padrão resultantes das diversas posições da carteira original. Assim, a partir de algumas, diminutas, posições padrão podemos estudar potenciais movimentos de um conjunto alargado de activos em carteira.

4.3.5. Modelo de ARCH

O Modelo de Heterocedasticidade Condicional Autoregressiva, ou ARCH do inglês "Autoregressive Conditional Heteroskedasticity", desenvolvido por Robert Engle em 1982, é um Modelo muito utilizado na análise de séries de dados históricos⁶⁸.

O desenvolvimento deste Modelo foi merecedor de um prémio da Banca Suíça e de um Prémio Nobel da Economia, em 2003, a Robert Engle.

Ele assenta na determinação estatística de uma função que representa o processo no seu instante temporal precedente. O objectivo habitual destes Modelos é fazer a previsão de evolução das séries históricas que representam e, em si mesmos, podem incorporar outros Modelos de Risco ou de previsão de preços.

Os Modelos ARCH, habitualmente, são concebidos de modo a efectuar o tratamento do conjunto das seguintes componentes:

- Estacional, relativo à base a partir da qual os movimentos se realizam,
- Tendencial, correspondente ao movimento geral e de longo prazo,
- Cíclica, relativo a movimentos periódicos e sistemáticos e
- Aleatória ou irregular, agrupando fenómenos não sistemáticos e imprevisíveis.

Estes modelos, são especialmente utilizados em séries de dados que apresentam variações temporais de volatilidade, ou seja, períodos com fortes oscilações seguidos por períodos de calma relativa. É-lhes reconhecida uma especial aptidão para o tratamento de dados com estas características.

A sua determinação implica o tratamento de dados históricos pelo que requer uma elevada capacidade de tratamento de dados e até de cálculo, o que dificulta a sua aplicação mais generalizada.

Os Modelos ARCH são vulgarmente assim conhecidos, embora uma variedade de outras siglas possam ser aplicadas a estruturas particulares destes Modelos com uma base semelhante. Uma variante a este modelo muito utilizada é o GARCH.

4.3.6 Modelo de "Value-at-Risk" (VaR)

4.3.6.1 História

Em meados da década de 1990, foi introduzido o conceito de "Value-at-Risk" (Valor em Risco ou simplesmente VaR).

No entanto, o conceito base já vinha a ser utilizado por grandes empresas financeiras nos finais da década de 1980 para permitir a avaliação do Risco comercial das suas carteiras. Desde esse período, o uso do conceito de VaR proliferou-se e generalizou-se.

A americana J. P. Morgan's Chase, na tentativa de estabelecer um padrão de mercado através da implementação do seu sistema RiskMetrics, em Outubro de 1994, proporcionou um enorme impulso ao crescimento da utilização do VaR⁶⁹.

Já em 1994, em processo de auditoria de acompanhamento realizada pelo "Group of Thirty's 1993 Global Derivatives Project", ficou relatado que 43% dos comercializadores de derivados utilizavam o conceito de VaR e 37% indicavam que previam a sua utilização até ao final de 1995.

⁶⁸ Para mais informações e detalhe das metodologias de cálculo ver "Introductory Econometrics - Using Monte Carlo Simulation with Microsoft Excel" (Barreto, Humberto e Howland, Frank M., 2006).

⁶⁹ Ver publicação RiskMetrics - Technical Document (Longerstaey, Jacques e Spencer, Marin, 1996)

Em 1995, o inquérito realizado pela Wharton / CIBC Wood Gundy, relativo à utilização de derivados nos Estados Unidos por empresas não financeiras, relatou que 29% dos inquiridos utilizaram o VaR para avaliar o Risco das suas transacções.

A pesquisa de 1995, da Institutional Investor, concluiu que 32% das empresas utilizavam o VaR, como uma medida de Risco de mercado, e 60% dos fundos de pensões, que responderam a um inquérito realizado pela New York University Stern School of Business, reportaram utilizar o VaR.

As agências de regulação também se têm interessado pelo conceito de VaR e em Abril de 1995, o Comité de Basileia relativo à Supervisão Bancária apresentou uma proposta que passou a permitir que os bancos calculem os seus requisitos de capital de Risco de mercado com base nos seus próprios modelos de VaR, utilizando alguns parâmetros fornecidos pela Comissão.

Em Junho de 1995, a US Federal Reserve propôs uma abordagem que permitia que os bancos usassem os seus próprios modelos de VaR para calcularem os requisitos de capital de Risco de mercado, com sanções a serem impostas, no caso de as perdas excederem o requisito de capital.

Em Dezembro de 1995, a US Securities and Exchange Commission emitiu para comentários uma proposta de regra de obrigatoriedade das empresas de gestoras de carteiras de investimento divulgarem o seu VaR, como uma das possíveis medidas de divulgação do seu Risco ao mercado.

A Directiva “Capital Adequacy”, da União Europeia, que entrou em vigor em 1996, permite a utilização de modelos de cálculo do VaR para determinar os requisitos de capital estrangeiro, assim como para a avaliação dos requisitos de capital para outros tipos de Risco de mercado.

Actualmente o conceito é muito utilizado para avaliar e gerir o Risco pelas instituições financeiras, mesmo pelas menores, sociedades não financeiras e investidores institucionais, sendo também utilizado pela maioria dos principais revendedores dos mercados de derivados.

4.3.6.2 Definição e Significado

De um modo simples resume-se o conceito de VaR, para um activo ou carteira de activos, no seguinte:

Considerando um determinado nível de confiança, probabilístico, e um determinado período de tempo futuro, VaR é o valor máximo que o activo ou a carteira de activos poderá desvalorizar.

Então para um determinado activo ou carteira de activos poderemos estimar, por cálculo, que “o Valor em Risco (VaR) é de...”⁷⁰, um valor absoluto, medido numa determinada moeda. Por exemplo VaR = 40,00€.

O VaR é, portanto, uma medida probabilística de quantificação de Risco considerando movimentos de variação usuais do mercado. Como se trata de um valor probabilístico, podem sempre acontecer perdas superiores, embora em ocorrências de frequência baixa.

No conceito de VaR estão agregados e assumidos todos os componentes de Risco de mercado, sendo que se pretende sumarizar num só valor todos esses componentes de Risco.

Assim, segundo os vários autores é possível estimar, para vários níveis de confiança e vários períodos de tempo, diferentes VaR para um mesmo activo ou carteira de activos.

⁷⁰ Não deve ser referido: “O máximo que pode ser perdido é de ...” porque a única forma honesta de acabar a frase é com a palavra “tudo”. É possível, embora improvável, que todos os factores relevantes para a alteração dos valores dos títulos se verifiquem em sentido negativo, mesmo que seja por período curto de tempo, levando o activo ou a carteira de activos a desvalorizar mais que o previsto probabilisticamente, sendo neste caso as perdas superiores ao VaR.

Usualmente os níveis de confiança utilizados são de 95% para o período de tempo de 1 dia, pela J. P. Morgan Chase, Reuters e banca em geral, e de 99% para 10 dias, segundo as normas do Comité de Basileia para a regulação da actividade bancária.

Pode-se entender o conceito de VaR considerando um exemplo simples e hipotético de um contrato de investimento realizado no passado.

Então, a essa data, o investidor aplicará 12.000,00€ numa determinada carteira.

Considerando o dia seguinte em que a carteira foi constituída, é provável que vários valores de mercado tenham variado e, conseqüentemente, o valor da carteira tenha também variado.

Imagine-se a distribuição de possíveis variações diárias do valor da carteira conforme apresentado na distribuição representada na Figura 10.

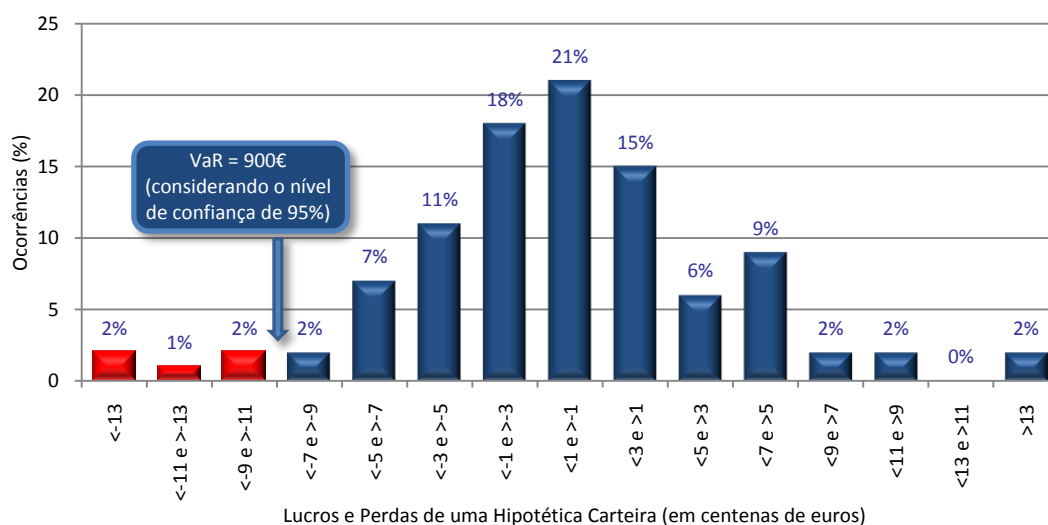


Figura 10 – Histograma de distribuição de variações diárias do valor da carteira

Na leitura do gráfico, verifica-se que a probabilidade das perdas da carteira serem superiores a 1.300,00€ é de 2%, de ocorrerem num montante de 1.100,00€ a 1.300,00€ é de 0%, e entre os 900,00€ e 1.100,00€ a probabilidade é de 2%.

Resumindo, há uma probabilidade de 5% de que a perda seja superior a aproximadamente 900,00€⁷¹.

Constata-se então que devido aos involuáres ou "anormais" movimentos de mercado aconteceram perdas na carteira superiores a 900,00€, num período inferior a 5% do tempo total de exposição da carteira ao mercado.

Utilizando esse limite de 5% de probabilidade para definir a perda devido a movimentos normais de mercado, então 900,00€ é o VaR, ou seja, numa situação considerada normal, a perda máxima é de 900,00€.

A probabilidade seleccionada como limite, neste caso 5%, é escolhida de acordo com os interesses do utilizador da metodologia.

Por exemplo, para este caso, se a probabilidade seleccionada tivesse sido de 2%, o VaR calculado teria sido de 1.300,00€, pois verificou-se que foi esse o valor de perda ocorrida considerando apenas 2% das variações da carteira.

⁷¹ Como se abordará quando se explicar a metodologia de Simulação Histórica, para este caso, o VaR diário considerando um nível de confiança de 95% é de 900,00€.

Obviamente que está implícito nesta abordagem a selecção do período de tempo do histórico de variações de valor, assim como o tempo de exposição da carteira.

Para outro período de tempo, o histórico poderá não ser o mesmo, não sendo a mesma a distribuição de variações de valor e portanto diferentes também os VaR.

Também para um tempo de posse e exposição da carteira, mais curto ou mais longo, a distribuição de variações de valor não será a mesma.

Normalmente para períodos de exposição da carteira mais longos as variações de valor serão também maiores, sendo portanto o diagrama de distribuição mais alargado. Assim, para um tempo mais alargado, o VaR será normalmente maior.

Retomando o conceito anteriormente definido para o VaR e concretizando que para uma confiança probabilística de “x” por cento e um período de exposição ou posse da carteira de “t” dias, VaR é a desvalorização expectável que a carteira pode sofrer sem que, durante esse período venha a ser ultrapassado esse nível de confiança. Ou seja, o nível de confiança é o limite probabilístico de não ocorrerem perdas superiores às expectáveis.

Os valores típicos, mais comuns, considerados para o nível de confiança são de 95 e 99%, sendo o período de exposição habitualmente utilizado de 1, 2 e 10 dias, ou de 1 mês.

Não existe uma orientação rígida para a escolha do nível de confiança ou do período de exposição.

Estes valores são determinados, ou atribuídos, fundamentalmente pela forma como o utilizador ou o gestor do Risco pretende interpretar os resultados e qual o seu padrão de comparação.

Como atrás referido, por exemplo, o sistema JP Morgan's RiskMetrics utiliza 95% e um intervalo de tempo de 1 dia, sendo que o Comité de Basileia impõe 99% para 10 dias.

O horizonte temporal “t” está normalmente relacionado com o objectivo temporal do investimento é o solicitado ou imposto pelo utilizador do VaR.

As empresas que gerem carteiras muito activas, tais como empresas financeiras, normalmente usam um horizonte temporal de 1 dia, enquanto os investidores institucionais e empresas não financeiras utilizam normalmente períodos mais longos.

Normalmente, considera-se que o VaR se aplica a uma determinada carteira durante todo o seu período de exposição ao mercado.

Esta situação pode não ser razoável para carteiras com uma grande variabilidade de comportamento ao longo do tempo e especialmente para longos períodos de exposição.

Na interpretação do VaR é portanto fundamental ter em mente o nível de confiança e o período de tempo para que foi calculado.

Sem a sensibilidade para estes valores o VaR não faz sentido.

Por exemplo, duas carteiras idênticas poderão possuir valores de VaR diferentes perante escolhas diferentes de níveis de confiança e de períodos de exposição.

Perante um nível de confiança de 99%, o VaR de uma carteira é geralmente, calculado considerando pressupostos usuais, 1,41 (ou $\sqrt{2}$) vezes superior a um VaR calculado com um nível de confiança 95%⁷².

A escolha do período de exposição pode ter um impacto ainda maior, no cálculo do VaR.

Considerando um período de exposição de “t” dias, é comum que o VaR seja aproximadamente a raiz quadrada de “t” vezes superior ao VaR calculado para apenas 1 dia de exposição⁷³.

⁷² Segundo a RiskMetrics, assumindo que a distribuição de lucros e perdas é Normal. Neste pressuposto, as perdas excedem 1,645 vezes o desvio padrão do valor da carteira, com um nível de confiança de 95%, e excede 2,326 vezes o desvio padrão do valor da carteira, com um nível de confiança de 99%. A sua relação é de $1,414=2,326/1,645$. Conforme RiskMetrics Technical Document (fourth edition) (Longerstaey, Jacques e Spencer, Marin, 1996).

⁷³ Segundo a RiskMetrics, assumindo que a distribuição de lucros e perdas é Normal.

4.3.6.3 Metodologias de Cálculo do VaR

Para se compreender melhor o significado de VaR e as metodologias para a sua determinação ou cálculo, é útil desenvolver e entender o exemplo seguinte, partindo do conceito já desenvolvido para o Mapeamento do Risco.

O VaR de um contrato Forward de libras pode ser determinado considerando a amplitude das últimas variações de valor de mercado (ou a sua variabilidade), o número de contratos em carteira, o volume negociado em contrato (ou seja, as quantidades de libras e euros a ser trocados), e a sensibilidade dos seus valores a variações diárias das posições padrão.

O activo pode então ser decomposto nessas posições padrão cuja variação previsível é mais conhecida.

Assim, o número de contratos Forward e o volume negociado podem traduzir em valor as Obrigações de Cupão Zero em que se podem decompor.

Desde logo se pode concluir que quantas mais forem as posições padrão, maior o número de contratos, o seu volume, e as suas sensibilidades a diferentes factores, potencialmente maior será em valor absoluto o resultado do cálculo do VaR.

No entanto, em termos práticos, pode-se minimizar mas é impossível encontrar posições, consideradas padrão, sem qualquer correlação nas suas variações de valor, sendo inevitavelmente o VaR também influenciado pela interacção dos diversos elementos em que cada activo da carteira for decomposto. Vários exemplos podem ser referidos:

- A cotação da libra e do euro sobem com o aumento das taxas LIBOR e EURIBOR respectivamente, pelo que influências nestas taxas de juro reflectem directamente o valor da cotação destas moedas;
- O valor de custo de produção de energia eléctrica:
 - Sobe função de subida de cotação dos contratos de Futuros de petróleo, do aumento do consumo, da subida da taxa de juro associada ao investimento que permite a produção em causa e
 - Desce função do aumento do vento, da subida de emissão de radiação solar e do aumento da pluviosidade;
- O índice de acções de uma determinada bolsa desce função de subida da taxa de juro da moeda de cotação dos activos registados nessa bolsa;
- etc..

A determinação desta interacção é transmitida pela matriz de correlação entre todas as posições padrão.

Então, na determinação do VaR, sempre que existam dados disponíveis, deverá ser realizada a correcção do efeito de correlação das diversas posições padrão seleccionadas, recorrendo-se à matriz de correlação referida.

Assim temos que o VaR de uma carteira pode ser calculado por:

$$VaR_{Carteira} = \sqrt{\vec{V}\rho\vec{V}^T}$$

em que o vector \vec{V} é constituído pelos VaR individuais das diversas posições consideradas padrão e ρ é a matriz de correlação entre todas essas posições padrão.

Quando não existe uma relação linear entre os valores dos constituintes da carteira com nenhum modelo construído a partir das posições padrão recorre-se a uma das seguintes metodologias:

- Determinação por aproximação das Opções Delta e Gama seguida de decomposição da carteira nas posições padrão e cálculo dos respectivos VaR ou
- Determinação por Simulação de Monte Carlo dos VaR dos diversos elementos constituintes da carteira.

As metodologias para determinação ou cálculo do VaR são:

- A Simulação Histórica,
- A Paramétrica, ou de Variância / Covariância e
- A Simulação de Monte Carlo.

Estas metodologias podem considerar modelos de cálculo em que se admite uma distribuição de perdas e de lucros de um activo ou carteira idênticas e assim considerar que as posições curtas e longas sobre esse activo ou carteira possuem VaR também idênticos. Recorrendo-se a este pressuposto de simplificação, é possível, por vezes, acelerar os processos de cálculo, que neste caso se denomina por bilateral.

Quando não é assumida esta simplificação de cálculo, o método é conhecido por unilateral por tratar exclusivamente as perdas ou os lucros.

A simplificação por cálculo bilateral é vulgarmente utilizada na metodologia Paramétrica.

4.3.6.3.1 Simulação Histórica

A Simulação Histórica é uma metodologia de abordagem simples e atórica.

Na sua essência é considerado um limite de perda e considerando o histórico de variações de valor do activo ou carteira em análise.

Nesse histórico, que corresponde a uma distribuição histórica, é procurado o valor a partir do qual a distribuição desses valores atinge o nível de confiança ou o limite de perdas pretendido.

A Simulação Histórica pode ser realizada seguindo uma metodologia directa ou indirecta.

Pelo método mais usual, o directo, seguem-se os seguintes passos sequenciais:

1. Cálculo da distribuição de perdas e lucros da carteira, como um todo, independentemente desta possuir um ou mais activos. O cálculo da distribuição de perdas e lucros não deve ser realizado, por activo, individualmente com agregação posterior do VaR, devido ao efeito de correlação dos activos.
2. Integração das perdas do diagrama de distribuição até que se obtenha o nível de confiança pretendido. O VaR será a perda limite obtida por essa integração.

O método alternativo, o indirecto e pouco usual, é executado seguindo o seguinte processo:

1. Decomposição da carteira, por Mapeamento do Risco, nas suas posições padrão, não correlacionadas, sendo calculados os diagramas de distribuição de perdas e lucros dessas diversas posições padrão individualmente.
2. Integração, por soma, dos diagramas de distribuição de perdas e lucros das diversas posições num diagrama único, representativo da carteira em análise.
3. Integração das perdas do diagrama de distribuição da carteira até que se obtenha o nível de confiança pretendido. O VaR será a perda limite obtida por essa integração.

O método alternativo, para além de geralmente mais trabalhoso, está sujeito aos erros de Mapeamento do Risco da carteira, embora em situações específicas ele seja utilizado por ser mais fácil obter o histórico das posições padrão do que o da carteira.

Pode-se ilustrar o processo directo partindo de um activo simples, de um único instrumento, como o do exemplo apresentado anteriormente na Figura 10.

Para este activo verificou-se uma hipotética distribuição de perdas e lucros.

A distribuição de perdas e lucros histórica é construída, considerando o actual activo, e constatando a real evolução verificada em cada um dos últimos “n” períodos, neste caso dias.

Isto é, “n” conjuntos hipotéticos de valores do activo são construídos utilizando os seus valores actuais e as alterações registadas durante os últimos “n” períodos.

Usando esses hipotéticos valores, “n” hipóteses futuras de variação de valor do activo são geradas e calculadas.

Deste modo são calculadas “n” hipóteses de lucro ou perda do activo, quando comparado o seu valor hipotético com o seu valor actual. São consideradas variações hipotéticas pois, no entanto, apesar de verificadas não foram concretizadas por realização ou fecho das posições, em cada um desses “n” períodos.

Com base nos ganhos e perdas calculados para cada um dos últimos “n” períodos, é construída a distribuição apresentada e o VaR pode então ser determinado.

O VaR será o limite das situações mais desfavoráveis de perda da carteira em que foi ultrapassado o nível de confiança pretendido de 95%, ou seja, neste caso, o VaR é de 900,00€.

A utilização dos valores de variação reais históricos da carteira para extrapolar valores de variação futuros é a característica principal que distingue a Simulação Histórica, daí a origem do seu nome.

4.3.6.3.2 Abordagem Paramétrica ou de Variância/Covariância

A metodologia de abordagem Paramétrica ou de Variância/Covariância assenta no pressuposto de que a distribuição de ocorrências de perdas e lucros da carteira em análise pode ser representada de acordo com uma função de distribuição conhecida.

Por integração das perdas da função de distribuição, das maiores para as menores, até ao nível de confiança desejado, obtém-se o VaR.

A metodologia permite, geralmente, pela aplicação directa de fórmulas parametrizadas obter o VaR, tornando-se expedita. Essas formulas podem ser obtidas recorrendo a Modelos ARCH.

De um modo geral, a menos de um erro desprezível, verifica-se corrente e consistentemente que os dados históricos de ocorrências de perdas e lucros de uma carteira genérica se podem representar por uma curva que andarรก próxima da Distribuição Normal Multivariada⁷⁴. Para a aplicação da abordagem é então geralmente esta a função de distribuição seleccionada.

Para explicação da metodologia considera-se, seguidamente, que a distribuição de perdas e lucros respeita esta função mais comum, a Distribuição Normal.

Partindo-se então dos dados históricos de distribuição de lucros e perdas, por cálculo obtêm-se as propriedades específicas do padrão matemático da Distribuição Normal para determinar os lucros e perdas expectáveis, nomeadamente a média e a variância.

As perdas expectáveis corresponderão ao valor percentual de distribuição em que será ultrapassado um determinado número de ocorrências relativamente ao total, ou seja o VaR.

Supondo que continuamos com o nosso exemplo de uma carteira composta por um único instrumento, o contrato de Forward a 3 meses em libras, atrás indicado e representado na Figura 10.

⁷⁴ O termo "variância/covariância" refere-se à variância/covariância (ou simplesmente covariância) da matriz de distribuição de variações dos valores das posições padrão. Uma alternativa é o termo "método analítico" ou ainda o "método da média variância".

Assumindo também que o período de detenção desse activo é de um dia e que o nível de confiança é superior a 95%.

A distribuição dos lucros e perdas potenciais desta carteira pode ser representada pela função densidade probabilidade da Figura 11.

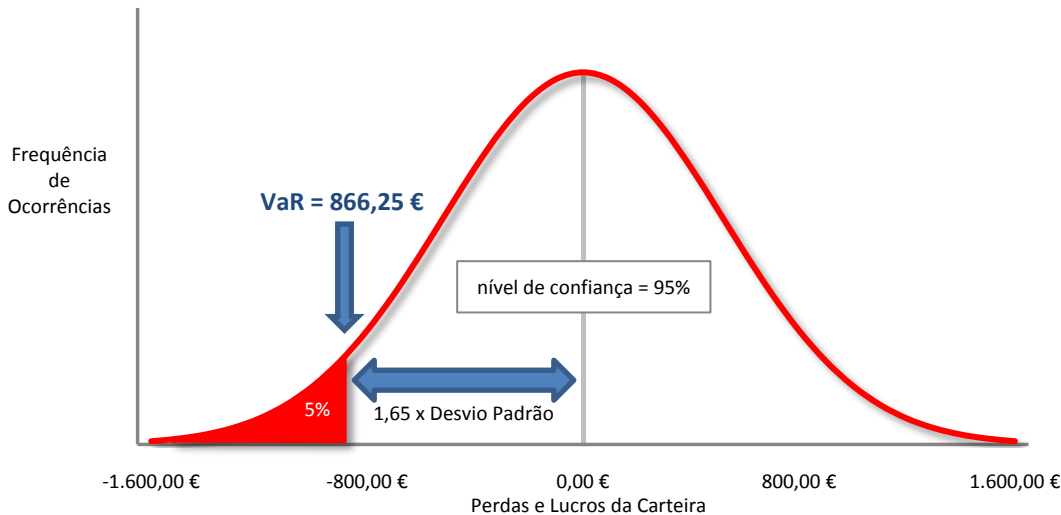


Figura 11 – Distribuição de lucros e perdas da carteira
(função densidade de probabilidade e VaR obtido, considerando o método de Variância/Covariância)

Essa distribuição tem uma média de zero, o que é razoável, porque a variação esperada no valor da carteira por um período curto de detenção é quase sempre próxima de zero.

O desvio padrão, que é uma medida do Spread ou dispersão da distribuição, é de cerca de 500,00€.

Como matematicamente facilmente se demonstra, por integração, a função de Distribuição Normal possui uma característica que é a de que os resultados de ocorrência iguais ou inferiores a 1,65 desvios padrão abaixo da média ocorrem apenas numa frequência de 5%.

Ou seja, se uma probabilidade de 5% é utilizada na determinação do VaR, então o VaR é igual a 1,65 vezes o desvio padrão das variações no valor da carteira.

Então, para este caso, o VaR será igual a $1,65 \times 500,00\text{€} = 825,00\text{€}$.

Este VaR também está representado na Figura 11.

Neste caso, o cálculo do desvio padrão das perdas e lucros da carteira será o principal factor que influencia a determinação do VaR, sendo o foco de atenção para erro ou precisão da abordagem.

Esta abordagem pode então ser utilizada como uma "caixa negra" que representa o VaR acima mencionado, "caixa negra" essa que se baseia num conjunto de fórmulas estatísticas criadas a partir de experiências tentativa-erro de aproximação à realidade.

Para a determinação do VaR de uma carteira com vários activos, são utilizados os conceitos de variância e de correlação entre os diversos elementos constituintes dessa carteira.

São calculados esses valores para e entre todos os activos constituintes da carteira, sendo então gerada a matriz de Variância/Covariância.

O número e o volume dos contratos de activos são determinados considerando o VaR e recorrendo a estudos de Mapeamento do Risco, procedimento já desenvolvido. O VaR equivalente da carteira é calculado com o conjunto de posições padrão.

No cálculo do VaR, a sensibilidade da carteira às posições padrão selecionadas determina como estas devem ser consideradas constituintes da carteira, na devida proporção da sua influência.

A matriz de Variância/Covariância pode ser obtida directamente das diversas posições da carteira ou calculada a partir da matriz equivalente das variações das posições padrão⁷⁵.

Assim, determinando a matriz de Variância/Covariância, o desvio-padrão desta carteira pode ser calculado a partir de uma única fórmula somando os desvios padrão Normais das variáveis aleatórias⁷⁶. A dificuldade é que a fórmula só se aplica a carteiras exclusivamente com posições padrão, como é o caso.

É de considerar como potencial e presente, neste caso, o erro do Modelo de Mapeamento do Risco. Se o conjunto de posições padrão for razoavelmente decomposto e desenvolvido e se a carteira real não incluir muitas Opções então a aproximação será muito semelhante.

A metodologia de cálculo do VaR pelo método de Variância/Covariância pode ser sistematizada do seguinte modo sequencial:

1. Mapeamento do Risco. Decomposição da carteira em posições padrão,
2. Selecção da função de distribuição de lucros e perdas que melhor representa o comportamento das posições padrão. Habitualmente, a função de Distribuição Normal Multivariada,
3. Cálculo da matriz de Variância/Covariância:
 - Cálculo dos desvios padrão das variações de valor das diversas posições padrão,
 - Cálculo das correlações entre as variações de valor das diversas posições padrão,
4. Cálculo da variância da carteira que será igual a $\vec{\sigma}\rho\vec{\sigma}^T$ em que o vector $\vec{\sigma}$ é constituído pelos desvios padrão individuais das diversas posições padrão e ρ é a matriz de correlação entre todas essas posições padrão.
5. Sabendo-se que:
 - O desvio padrão das variações de valor da carteira, " σ " é igual à raiz quadrada da variância dessas variações de valor e que
 - O VaR é igual à multiplicação do desvio padrão calculado por um factor, " C ", constante e conhecido, dependente do nível de confiança pretendido e da função de distribuição de lucros e perdas seleccionados,

então, o $VaR_{carteira} = C \sigma_{carteira}$.

Concretizando melhor a metodologia com um caso prático de um contrato simples:

1. Mapeamento do Risco (para o caso de 3 posições padrão):
 - Considera-se que $\Delta V \approx \frac{\partial X_1}{\partial Posição\ 1} \Delta Posição\ 1 + \frac{\partial X_2}{\partial Posição\ 2} \Delta Posição\ 2 + \frac{\partial X_3}{\partial S} \Delta S$, em que ΔV é a perda de valor do contrato e ΔS é a variação de valor do contrato, ou seja a decomposição da posição em três posições padrão,
2. Selecção da função de distribuição de lucros e perdas:
 - Pela observação dos gráficos de distribuição de lucros e perdas verificou-se que a função de Distribuição Normal representa com boa aproximação o comportamento das posições padrão,
3. Cálculo da matriz de Variância/Covariância:
 - Pelo histórico de valor das diversas posições padrão calcula-se o vector $\vec{\sigma}$ que é constituído pelos desvios padrão individuais dos valores históricos dessas posições.
 - Também pelo histórico de valor das diversas posições padrão calcula-se a matriz ρ que é constituída pelos factores de correlação entre essas posições,

⁷⁵ Considerando que o criador do sistema de avaliação de risco efectua o cálculo a partir das posições padrão que mais lhe convier este passo de conversão poderá não ser necessário.

⁷⁶ A variação de valor de uma carteira é a soma das variações dos valores das posições que a compõem, logo o desvio padrão das variações de valor de uma carteira é igual ao somatório dos desvios padrão das posições individuais.

4. Cálculo da variância da carteira:

- A variância da carteira, $\sigma_{carteira}^2$, é igual a $\vec{\sigma}\rho\vec{\sigma}^T$, ou seja, considerando a simplificação por decomposição de Cholesky⁷⁷,

$$\sigma_{carteira}^2 = X_1^2\sigma_1^2 + X_2^2\sigma_2^2 + X_3^2\sigma_3^2 + 2X_1X_2\sigma_1\sigma_2\rho_{12} + 2X_1X_3\sigma_1\sigma_3\rho_{13} + 2X_2X_3\sigma_2\sigma_3\rho_{23}$$

5. Cálculo do VaR da carteira:

- Como a distribuição de perdas e lucros das posições padrão é Normal, pode-se assumir que, por exemplo, para um nível de confiança de 95% o $VaR_{carteira} = 1,65 \sigma_{carteira}$, ou $VaR_{carteira} = 1,65 \sqrt{\sigma_{carteira}^2}$.

Para carteiras com mais do que um activo, ou mapeadas em mais que três posições, a metodologia para obtenção do VaR é mesma, apenas envolvendo um maior número de cálculos.

De notar que o cálculo pela formula $VaR_{carteira} = \sqrt{\vec{V}\rho\vec{V}^T}$, anteriormente enunciado, é equivalente ao cálculo agora apresentado e em que é considerado que $\sigma_{carteira}^2 = \vec{\sigma}\rho\vec{\sigma}^T$ e $VaR_{carteira} = 1,65 \sqrt{\sigma_{carteira}^2}$, pois $\vec{V} = 1,65 \times \vec{\sigma}$.

Numa situação real o processo torna-se menos complexo pois são assumidas simplificações, nomeadamente, é considerado que alguns factores de correlação são constantes e iguais a um determinado valor conhecido.

4.3.6.3 Simulação de Monte Carlo

A metodologia de Simulação de Monte Carlo, também conhecida como Simulação Estocástica, apresenta algumas semelhanças com a metodologia de Simulação Histórica.

A principal diferença é que não realiza a simulação considerando as variações observadas nos últimos “n” períodos, para gerar “n” hipóteses de lucros ou perdas, mas sim em períodos e em lucros e perdas simuladas aleatoriamente, por sorteio, segundo limites impostos.

Para o cálculo, é escolhida uma distribuição estatística que se acredita representar, de uma forma aproximada, adequadamente as possíveis alterações da carteira.

Partindo-se de dados históricos, obtém-se uma função estatística, decompondo ou não a carteira em posições padrão, segundo um dos dois seguintes processos:

- Paramétrico, seleccionando e parametrizando uma função de distribuição contínua representando convenientemente as variações da carteira ou as suas posições padrão,
- Histórico, construindo uma função de distribuição discreta, descrevendo as variações da carteira ou as suas posições padrão.

Seguidamente, com base num gerador de números pseudo aleatórios são lançados milhares, ou eventualmente dezenas de milhares, de hipotéticos valores da carteira ou das posições padrão, respeitando as funções de distribuição escolhidas.

Estas hipóteses são então utilizadas para a construção de um conjunto de potenciais lucros e perdas, bem como para a determinação da distribuição de ganhos e perdas.

À semelhança da metodologia Paramétrica, caso a carteira tenha sido decomposta em diversas posições, deverão ser determinados os VaR individuais para cada uma dessas posições e afectados da matriz de Variância/Covariância para a obtenção do VaR da carteira.

Para cada uma das posições, o VaR é determinado a partir da distribuição obtida, integrando as perdas dos resultados obtidos até ao nível de confiança pretendido.

No caso da carteira ter sido tratada como um todo, sem decomposição em diversas posições, o VaR é calculado directamente pela integração das perdas da distribuição simulada aleatoriamente.

⁷⁷ Método de cálculo expedito utilizável em operações com matrizes simétricas.

Considerando uma situação geração limite de um número suficiente, ou infinitamente elevado de números aleatórios, a Simulação de Monte Carlo assemelha-se em resultados à metodologia da função que tem por base: o método Paramétrico, no caso da distribuição contínua, ou a Simulação Histórica, no caso da distribuição discreta.

Uma das características desta metodologia é a de, com múltiplos cálculos de VaR, podermos estudar múltiplos diferentes cenários, respeitando as regras paramétricas ou históricas definidas, desde que seja utilizado um relativamente baixo número de gerações aleatórias.

A metodologia de Simulação de Monte Carlo torna-se particularmente interessante quando, por exiguidade ou alietoriedade de dados históricos, não é possível a extrapolação directa para resultados futuros.

Contudo, terá sempre que ser disponibilizado um conjunto mínimo de dados relevantes que permitam a construção de uma função ou diagrama de distribuição que sirva de base para a simulação dos resultados alietórios.

4.3.6.4 Combinação das estimativas de VaR

Como já foi referido, mesmo no caso de activos pouco correlacionados, a determinação do VaR de uma carteira com um elevado número de activos por soma aritmética das diversas estimativas de VaR de cada um dos activos individuais não deve ser empregue. A correlação entre esses activos da carteira irá determinar se o Risco se adiciona ou subtrai e em que proporção.

No entanto, as seguintes regras podem ser usadas como guia:

1. O VaR é sempre um número positivo (volatilidade), podendo eventualmente ser zero.
2. A menos que dois activos estejam perfeitamente não correlacionados, situação pouco vulgar, a combinação dos seus VaR será menor do que a soma de seus VaR individuais.
3. O VaR combinado normalmente nunca deve ser inferior à diferença entre os VaR individuais.

Por exemplo, se uma carteira com um VaR de 500,00€ é combinada com outra com um VaR de 100,00€, o VaR da carteira resultante será um valor entre os 400,00€ e os 600,00€. Se o Risco de uma carteira compensa o Risco da outra o VaR diminuirá, o que corresponderá a um VaR resultante inferior a 500,00€. Por outro lado, caso o Risco não seja compensado o VaR aumentará, ou seja será superior a 500,00€.

No caso de ser utilizado o cálculo unilateral, é possível que VaR diferentes sejam atribuídos a uma mesma posição, dependendo se esta é longa ou curta. Esta situação é particularmente comum quando se trata de Opções pois normalmente apresentam distribuições assimétricas de lucros e perdas. Nos casos em que as estimativas de VaR são realizadas pelo método unilateral e em que se analisam carteiras com Opções em posições longas e curtas combinados, a obtenção do VaR da carteira não corresponderá à soma dos VaR individuais. Neste caso uma alternativa poderá ser a consolidação prévia dos resultados das Opções e o cálculo posterior do VaR.

4.3.6.5 Seleção da melhor metodologia

Para cada caso concreto torna-se necessário escolher qual dos três métodos é o mais adequado e qual deverá ser utilizado.

Normalmente a escolha não é fácil pois os métodos diferem na sua capacidade de identificação do Risco, na sua facilidade de implementação, na facilidade de exposição e explicação da metodologia e dos resultados a terceiros, na flexibilidade de análise do efeito das alterações dos pressupostos e na fiabilidade dos resultados.

A melhor escolha é geralmente determinada pelo gestor de Risco, considerando os resultados práticos que cada uma das metodologias proporciona para cada activo ou carteira em análise.

Das três metodologias salientam-se na tabela seguinte as principais diferenças:

	Simulação Histórica	Paramétrica	Simulação Monte Carlo
Capacidade de identificação de Risco em carteiras com Opções	Boa. Independentemente do conteúdo de Opções na carteira.	Má. Excepto quando calculado utilizando um curto período de detenção da carteira, com limitado ou moderado conteúdo de Opções.	Boa. Independentemente do conteúdo Opções na carteira.
Facilidade de implementação	Boa. Para carteiras para as quais os dados sobre os últimos valores históricos estão disponíveis.	Boa. Em carteiras decomponíveis em posições padrão com histórico disponível pelo software normalmente utilizado. De outro modo razoavelmente fácil a moderadamente difícil de implementar, dependendo da complexidade da disponibilidade e da importação dos dados.	Boa. Em carteiras decomponíveis em posições padrão com histórico disponível pelo software normalmente utilizado. De outro modo razoavelmente fácil a moderadamente difícil de implementar, dependendo da complexidade da disponibilidade e da importação dos dados.
Rapidez de cálculo	Boa.	Excelente.	Má. Especialmente para carteiras com elevado número de activos.
Facilidade de explicação da metodologia e resultados a terceiros	Boa.	Má.	Má.
Produção de enganos nos cálculos de VaR, quando o histórico do passado recente é atípico	Sim.	Sim. Excepto quando correlações, desvios padrão ou parâmetros alternativos podem ser utilizados.	Sim. Excepto quando estimativas alternativas podem ser utilizadas.
Facilidade de execução de análises alternativas	Não.	Sim. Facilmente capazes de analisar alternativas com recurso a novas hipóteses de correlação e desvios padrão. Não. Dificuldade em analisar hipóteses alternativas com recurso a funções de distribuição de probabilidade diferentes da Normal, a menos que tal seja incorporado de base no software o que em si mesmo o complica consideravelmente.	Sim.

Tabela 5 – Comparação de Metodologias de Análise de VaR

4.3.6.5.1 Capacidade para identificar o Risco em carteiras com Opções

Os três métodos de simulação funcionam bem, independentemente da presença de Opções, ou instrumentos equivalentes, na carteira. Em contraste, a metodologia Paramétrica apresenta algumas limitações.

A limitação da metodologia Paramétrica é que ela incorpora as Opções, por simplificação, substituindo-as pelo mapeamento dos seus "Delta Equivalentes".

Isso equivale a substituir as funções não lineares, que representam os seus valores subjacentes em termos de taxas e preços, por aproximações lineares.

Para os instrumentos ou carteiras com uma grande variedade de Opções, as aproximações lineares podem não identificar adequadamente a forma como essas Opções variam de valor.

Na metodologia Paramétrica, a identificação adequada do Risco das Opções é melhor quando é considerado um período de detenção da carteira curto, por exemplo 1 dia. As aproximações lineares das funções não lineares das Opções funcionam melhor para curtos períodos ou pequenas variações de valor.

Em conclusão, a metodologia Paramétrica funciona bem para posições com moderada variedade de Opções e para curtos períodos de exposição. Contudo, para carteiras com forte componente de Opções, considerando períodos relativamente longos, por exemplo, duas semanas ou um mês, assim como para grandes variações nos valores dos subjacentes, as estimativas para os futuros valores e para o VaR utilizando a metodologia Paramétrica não deve ser utilizada.

Para estes casos são recomendáveis as metodologias de Simulação, sem recurso a funções contínuas e apenas baseadas em dados históricos.

Isso permite estimativas correctas dos futuros valores da carteira embora seja sempre necessária uma permanente actualização dos cálculos e constante validação.

Também deverá ser garantido o máximo cuidado e teste na atribuição dos parâmetros de cálculo por Simulação de Monte Carlo para que os valores gerados sejam expurgados de erros de avaliação.

Do mesmo modo, os valores futuros para uma carteira gerados pela Simulação Histórica serão errados quando os dias considerados para amostra não forem representativos.

Uma última questão relacionada com a avaliação de Risco em Opções é a possibilidade das metodologias de VaR incorporarem volatilidades aleatórias que provocam consideráveis variações de valor dessas Opções.

Habitualmente, a metodologia Paramétrica também não reproduz fielmente essas características das Opções. Em contrapartida, a Simulação de Monte Carlo pode incorporar, em princípio, os factores aleatórios e volatilidades, permitindo o alargamento da simulação de modo a incorporar a distribuição de volatilidades, embora isso normalmente não seja realizado em situação real de aplicação da metodologia. A Simulação Histórica também pode incorporar variações no valor das Opções por variações nas volatilidades caso os efeitos dessas volatilidades estejam incluídos como factores adicionais e recolhidos para os dias da amostragem utilizada.

4.3.6.5.2 Facilidade de implementação

O método de Simulação Histórica é fácil de implementar para carteiras restritas a poucos produtos e em que os dados dos últimos valores históricos estejam disponíveis.

É conceptualmente simples, podendo ser implementado facilmente numa folha de cálculo, pois os modelos de preços dos produtos financeiros estão normalmente disponíveis como funções "add-in".

A principal dificuldade na utilização da Simulação Histórica é que ela exige que o utilizador possua uma série temporal de dados históricos relevantes, abrangendo o período que se pretende utilizar para referência. Isso pode representar um problema para as carteiras com produtos multivariados e com poucos dados históricos.

Relativamente à metodologia Paramétrica, existem no mercado diversas aplicações de software que calculam o VaR considerando este método, na base da Distribuição Normal.

Assim, esse método é fácil de aplicar para carteiras restritas aos instrumentos mais comuns.

No entanto, esta metodologia será difícil de implementar para outros instrumentos menos estudados.

Para esta abordagem, as estimativas dos desvios-padrão e correlações de mercado são factores absolutamente necessários. Calcular estas estimativas é simples se os dados estiverem disponíveis, mas caso não haja dados a operação pode ser inviabilizada⁷⁸.

No caso de determinados activos, como as Opções, deve ser realizado o mapeamento para o seu Delta Equivalente, o que nem sempre se torna fácil por falta de dados.

Para a metodologia de Simulação de Monte Carlo, os agentes de mercado começam a incluir esta opção nas suas plataformas, tornando-a mais fácil de implementar para carteiras constituídas por activos mais comuns, portanto com dados históricos.

A principal diferença é que o cálculo será consideravelmente mais demorado com esta metodologia, especialmente em carteiras com muitos activos.

Para carteiras não abrangidas pelos actuais desenvolvimentos de software, a Simulação de Monte Carlo apresenta vantagens e desvantagens na sua implementação, quando comparada com a metodologia Paramétrica.

De um modo geral, não sendo necessário mapear os instrumentos para diversas posições, o processo é simplificado sendo, no entanto, mais complicado encontrar e seleccionar ou delimitar a função matemática continua ou discreta com a distribuição a partir da qual os valores psuedo aleatórios são gerados, assim como seleccionar ou estimar os parâmetros eventualmente necessários para essa distribuição. Na verdade a realização da simulação não é difícil pois a geração de números psuedo aleatórios está disponível em qualquer folha de cálculo.

De salientar que a selecção da função matemática e os seus parâmetros requer elevado grau de experiência.

Os três métodos requerem que os modelos ou histórico de preços estejam disponíveis para todos os instrumentos da carteira⁷⁹.

4.3.6.5.3 Rapidez de cálculo

Em termos de cálculo as três metodologias baseiam-se num módulo inicial comum.

A partir de uma mesma base de dados de preços absolutos é efectuado o cálculo das variações para o período considerado sendo determinada uma tabela de dados temporária para registo das variações de preço. É a partir desta tabela temporária que os restantes cálculos se desenvolvem.

Habitualmente as bases de dados desta natureza estão alojadas em disco o que torna a sua leitura e tratamento relativamente lentos. No entanto, todo o cálculo efectuado a partir da tabela temporária referida é, nas máquinas e software modernos, geralmente efectuado já na memória

⁷⁸ O problema é um pouco menos grave neste caso do que no caso da Simulação Histórica, pois será possível trabalhar com estimativas.

⁷⁹ No entanto, os modelos de preços não necessitam ser perfeitos, pois a metodologia de cálculo do VaR centra-se nas alterações de valor. Se o erro do modelo de preços é razoavelmente estável no sentido de que o erro no valor de hoje é o mesmo que erro no valor de amanhã, então as variações dos valores calculadas utilizando o modelo de preços estarão corretas, embora o nível de preços não o esteja.

das máquinas sendo portanto muito mais rápido. Assim, não é normalmente relevante, em tempo, a diferença do esforço de cálculo imposto por cada um dos três métodos.

Habitualmente, a diferença maior na rapidez de cálculo está identificada com solicitações de tratamento de um elevado número de períodos, o que geralmente não acontece pois as análises são realizadas para períodos de considerados relevantes e portanto com relativamente poucas amostras.

Todavia, em termos de rapidez de cálculo as três metodologias apresentam diferenças significativas, dependendo muito da complexidade e extensão das metodologias utilizadas.

A metodologia Paramétrica, como resulta da aplicação directa de fórmulas é a mais rápida, resultando mais lenta a Simulação de Monte Carlo pela implicação da aplicação de uma das outras duas metodologias com a realização de passos intermédios de geração de cenários aleatórios e tratamento de um maior volume de dados.

4.3.6.5.4 Facilidade de explicação da metodologia e resultados a terceiros

A simplicidade e a intuiatividade da Simulação Histórica faz com que esta metodologia seja a mais fácil de explicar a terceiros.

A metodologia Paramétrica é normalmente difícil de explicar a um público sem conhecimento e formação técnica na área das Probabilidades, pois o seu fundamento é acreditar que a função de distribuição de probabilidade, usualmente a função de Distribuição Normal, representa a distribuição de probabilidade dos acontecimentos futuros.

Então, com base no desvio padrão do histórico de evolução da carteira e no VaR é possível prever o futuro, utilizando a metodologia como uma “caixa negra”.

Relativamente à Simulação de Monte Carlo, esta é ainda mais difícil de explicar.

A escolha de uma função de distribuição estatística que represente as evoluções de valor de mercado da carteira assim como dos factores utilizados na amostragem pseudo aleatória da distribuição é algo que por e simplesmente é estranho para maioria das pessoas.

4.3.6.5.5 Fiabilidade dos resultados

Os três métodos dependem essencialmente de dados históricos.

A Simulação Histórica tem características singulares na medida em que se baseia em dados históricos de forma única e directa.

Os erros da Simulação Histórica são directamente induzidos pelos dados utilizados para a amostragem não serem representativos.

Por exemplo, se por acaso os dados utilizados para amostragem foram relativos a um período de baixa volatilidade nos preços, o VaR calculado utilizando a Simulação Histórica subestimar o Risco da carteira.

Também, se por acaso os dados da amostra representam um aumento progressivo do valor do activo nesse período, tendo-se verificado relativamente poucos dias em que esse valor terá descido, o VaR calculado utilizando a Simulação Histórica indicará que as posições longas nesse activo envolvem um inferior Risco de perda.

Aliás, nem se poderá afirmar que, em geral, este tipo de erros não acontece na maior parte dos casos pois dependerá do tipo de activos que constitui a carteira.

Face aos activos que normalmente transaccionam, com a experiência, os negociadores de mercado irão perceber se as amostras escolhidas são típicas ou não e assim saber se os VaR calculados são estimados por defeito ou excesso.

Se o VaR for utilizado para definir a situação de Risco ou determinados limites, poderá ser explorada a experiência dos negociadores relativa aos desvios do sistema de VaR, expondo a carteira a mais Risco do que inicialmente o gestor de Risco definiu.

As outras metodologias utilizam dados históricos para estimar os parâmetros das distribuições, portanto também estão sujeitas a que o período da amostragem histórica utilizada possa ser atípica.

Por exemplo, a metodologia Paramétrica baseia-se em dados históricos para estimar os parâmetros das funções que utiliza, como o desvio padrão e as correlações de uma Distribuição Normal, sendo que muitas vezes podemos encontrar valores para estes factores incongruentes com a realidade. No entanto, poderá ser assumida, de um modo forçado, uma distribuição especial adequada ao problema, resolvendo assim a questão.

Por exemplo, no pressuposto de que as variações no valor do dólar seguem uma distribuição com uma média de zero, poderia haver a tentação de fazer uma previsão de que haveria uma chance superior a 50% de que o valor do dólar caísse no dia seguinte a este valor ter subido.

Considerando a indicação da fundamentação teórica de que a probabilidade do valor do dólar cair no dia seguinte seja superior a 50%, esta será provavelmente uma melhor previsão do que a que se infere da Simulação Histórica.

A metodologia Paramétrica e a Simulação de Monte Carlo partilham ambas um mesmo defeito: as distribuições assumidas podem não representar convenientemente a real distribuição de variação de valor da carteira, sugerindo comportamentos diferentes dos reais.

Acontece que, muitas vezes, a distribuição real das variações de valor das carteiras apresenta distorções nos extremos (muito positivos e muito negativos), relativamente à Distribuição Normal.

Ou seja, há mais ocorrências à distância da média do que as previstas numa Distribuição Normal.

No entanto, a Distribuição Normal assumida habitualmente na metodologia Paramétrica parece ser uma aproximação razoável para os efeitos de cálculo do VaR⁸⁰.

Uma característica única da Simulação de Monte Carlo é o facto de que o implementador do sistema pode escolher diferenciadamente a distribuição estatística a utilizar para as posições padrão, também elas criteriosamente seleccionadas.

Esta flexibilidade permite que o implementador do sistema faça uma boa ou má escolha, no sentido de que a distribuição escolhida seja ou não suficientemente aproximada à distribuição efectiva das posições padrão.

4.3.6.5.6 Flexibilidade na execução de análises alternativas

Em algumas situações, o gestor de Risco poderá ter razões para pensar que o desvio padrão histórico e / ou as correlações não são estimativas razoáveis para previsão do futuro.

Por exemplo, no período imediatamente anterior à saída da libra britânica do Sistema Monetário Europeu (SME), em Setembro de 1992, a correlação histórica entre as variações das taxas de câmbio dólar / libra e dólar / marco foram muito elevadas.

No entanto, um gestor de Risco podia ter tido suspeitas de que deixando a libra de estar regulada pelo SME, a correlação passaria a ser muito menor no futuro.

Como poderia ter facilmente calculado, pelas três metodologias, o VaR considerando-se um cenário alternativo⁸¹?

A Simulação Histórica está directamente associada a variações históricas das posições padrão, então, não existe um caminho natural para realizar esta análise⁸².

⁸⁰ Uma excelente apresentação desta temática pode ser encontrada no documento "CorporateMetrics Technical Document" da RiskMetrics (Lee, Alvin Y., 1999).

⁸¹ Normalmente conhecido por cenário "what-if".

Em contraponto, é muito fácil realizar este tipo de análise alternativa, se considerarmos as metodologias de Variância/Covariância e a Simulação de Monte Carlo.

Nestas duas metodologias, os dados históricos são utilizados para estimar os parâmetros da distribuição estatística das variações das posições padrão.

O utilizador pode desconsiderar as estimativas históricas e utilizar um outro qualquer conjunto consistente de parâmetros que escolha.

A única restrição é que as interfaces de utilizador de alguns desenvolvimentos de software de cálculo podem não facilitar essa opção.

4.3.6.6 Teste do Modelo de VaR

A fiabilidade dos métodos e modelos pode ser parcialmente avaliada comparando variações históricas reais, em valor, dos montantes de VaR.

A avaliação é realizada por recolha de uma amostra de VaR e montantes históricos reais de lucros e perdas da carteira, assim como respondendo às seguintes duas perguntas:

- A distribuição efectiva dos lucros e perdas é parecida com a distribuição utilizada para determinar o montante de VaR?
- As perdas reais excederam o VaR com a frequência expectável?

Este tipo de validação é viável pois a abordagem de VaR especifica explicitamente a probabilidade das perdas reais ultrapassarem o montante de VaR.

Uma limitação dessa abordagem é que a validação da probabilidade de ocorrências será quase sempre causa da distribuição dos lucros e das perdas reais da carteira e obviamente diferirá um pouco da distribuição esperada.

Pelo referido, inferências confiáveis sobre a qualidade das estimativas do VaR só podem ser realizadas pela comparação com grandes amostras de variações reais no valor da carteira.

Se este tipo de validação é considerada possível para um curto período de exposição da carteira, deve então ser utilizada à partida no cálculo dos montantes de VaR, porque irá contribuir para a aferição dos montantes de VaR para períodos mais longos, considerando que para estes irão ser necessários muitos mais períodos de modo a coleccionar uma amostra suficientemente grande.

Salienta-se que habitualmente, como é o caso do teste dos modelos de VaR, a realização de “Backtesting” pressupõe a hipótese de falha dos modelos comparativamente ao histórico em um determinado conjunto de situações. Isto acontece porque os modelos, nomeadamente os de VaR, admitem e incorporam à partida esse conjunto de situações de possibilidade de não cumprimento, ou seja, os modelos presupõem um determinado nível de confiança.

4.3.6.7 Incoerências e fragilidades do Modelo de VaR

Como atrás referido, qualquer das metodologias de avaliação do VaR apresenta um conjunto de fragilidades.

Assim, em algumas situações, apesar das suas virtudes, acontece que o VaR não é a um bom indicador de Risco.

⁸² Neste método, hipóteses alternativas ao desvio padrão de uma posição padrão podem ser incorporadas pela subtracção da média das variações de valor das posições padrão a partir do vector de mudanças e, em seguida, multiplicando o resultado por uma constante que aplique um factor de escala às variações dessas posições padrão.

O manuseamento de hipóteses alternativas recorrendo às correlações de uma posição padrão com cada uma das outras, é possível, sendo no entanto uma metodologia de cálculo muito mais pesada.

O VaR representa apenas uma medida estatística do Risco de Mercado, quando este funciona segundo o seu padrão habitual.

Ao nível das negociações, é apenas mais um ítem, entre muitos outros, que os gestores de Risco e investidores devem considerar, como por exemplo:

- Toda a panóplia de representações de Risco já mencionados, ou seja, o Delta, o Gama, o Beta, o Vega, etc.,
- A exposição da carteira a muitos outros factores, tais como as variações nas correlações, conjuntura, psicologia dos mercados, etc..

Em muitos casos, não é utilizada a simples metodologia de VaR mas sim técnicas de simulação com a distribuição completa dos resultados possíveis, que complementa a metodologia de VaR com Análises por Cenários e Testes de Stress, assim como outras informações relevantes sobre as posições.

A única situação real em que se utiliza praticamente em exclusivo o VaR é ao nível da fiscalização e supervisão de carteiras ou pela gestão de topo, de modo a se obter rapidamente panorâmicas gerais do Risco envolvido.

Também no caso de algumas empresas não financeiras o VaR de ganhos e perdas, ao longo de um determinado período, não representa da melhor forma a sua perspectiva.

Muitas vezes é mais interessante a análise dos Cash Flows trimestrais, por exemplo considerando os últimos 20 trimestres, assim como a análise de que modo essas distribuições são afectadas pelas transacções de instrumentos financeiros.

Nestes casos, conforme se descreverá nas alternativas ao VaR, a avaliação dos “Cash-Flow-at-Risk” é mais adequada.

Também, como descrito adiante, para carteiras com exposição a apenas um número reduzido de diferentes posições padrão poderão encontrar-se Análises de Sensibilidade mais simples e adequadas.

Para além do referido, o VaR apresenta também algumas outras limitações, nomeadamente:

- O cálculo do VaR abstrai-se do comportamento Fundamental da carteira em análise.
- A distribuição de perdas e lucros da carteira não segue rígida e necessariamente uma função conhecida, nomeadamente a Normal ou a Lognormal, pelo que é difícil a partir do VaR inferir directamente o Risco.
- O VaR descreve mal as carteiras que não têm Risco simétrico. Normalmente, a distribuição de perdas e lucros não é bilateral igual pelo que não há a mesma probabilidade de perdas e lucros.
 - Muitos dos activos, nomeadamente as Opções de energia, possuem retornos muito assimétricos.
- É difícil ou mesmo impossível representar as variações de Risco no tempo, a não ser recorrendo a metodologias complementares.
 - Por exemplo, uma central produtora de energia eléctrica de pico irá estar parada a maior parte do ano o que a irá fazer perder rentabilidade nesses períodos. No entanto, noutros momentos, nos meses de Verão, em que for necessária irá ser remunerada com preços elevados o que a compensará. Neste caso poder-se-ia traçar a variação do VaR ao longo do tempo, por exemplo por análise de diferentes períodos do ano separadamente.
 - Outro exemplo, um pouco mais complicado e com recurso a mais dados, pode ser a mesma central produtora condicionar a sua entrada em serviço a condições extremas de temperatura ambiente. Neste caso poder-se-ia traçar a variação do

VaR função da temperatura ambiente, por exemplo por análise de diferentes períodos a diferentes temperaturas ambiente.

- O VaR não identifica situações de perda limite, desvalorizando-as, no caso de estas ocorrerem com baixa frequência.
- O VaR de uma carteira não é “subaditivo”, ou seja, não é necessariamente superior ao VaR dos seus componentes individuais.
- O VaR varia muitas vezes de uma forma não directamente correlacionada com o período de detenção da carteira. Nem sempre para períodos mais longos de detenção dos activos corresponde um VaR calculado superior.

Determinadas carteiras apresentam elevadas volatilidades e amplitudes de perdas e/ou lucros. Noutros casos ocorrem efeitos com uma marcada sazonalidade.

Nestas duas situações é necessária uma selecção criteriosa dos dados a tratar assim como uma sensibilidade especial na interpretação dos resultados de VaR.

Por exemplo, um gasoduto que esteja em funcionamento normal gerará lucros estáveis para a empresa de transporte que o detem até que um problema lhe seja diagnosticado. A partir desse momento ele passará a ser uma fonte de despesas ou perdas. Pode haver alguma sazonalidade ou previsibilidade nas falhas desse gasoduto, mas o diagrama de perdas e lucros não o irá demonstrar. Por outro lado, face à sazonalidade dos consumos, dependendo do método contabilístico utilizado, a geração de lucros desta infraestrutura poderá funcionar de um modo sazonal.

Em última análise, o VaR é uma aproximação o que permite a sua utilização simples e regular. É esta a sua grande virtude. No entanto, ele não será utilizável do mesmo modo e correctamente por todos os tipos de gestores, nem será aplicável do mesmo modo a todos os tipos de carteiras. A análise do VaR depende em algum modo da subjectividade do gestor da carteira. Haverá sempre uma enorme quantidade de casos especiais possíveis que nenhum modelo genérico será capaz de resolver.

4.3.7 Medidas de Risco

A quantificação do Risco é a base que permite a tomada de decisão.

Assim, o estabelecimento de regras de avaliação de carteiras no sentido dessa quantificação e que permitam o estudo de soluções para a sua diminuição assume um papel muito importante.

Contudo, a quantificação do Risco, como se pode concluir pelo atrás descrito, é uma tarefa com alguma subjectividade e dificuldade. Nesse sentido, têm vindo a ser desenvolvidos alguns axiomas para objectivar essa análise.

Também relativamente às metodologias de análise de Risco foram desenvolvidos axiomas de modo a avaliar a sua aplicabilidade e validade.

Em resposta a esta dificuldade, em 1999, Philippe Artzner (Artzner, Philippe, et al., 1997) (Artzner, Philippe, et al., 1999) propôs um conjunto de propriedades axiomáticas de Medidas de Risco que conduzem ao que é conhecido como “Medidas de Risco Coerentes”. Esta teoria tem vindo desde então a ser estudada intensamente por diversos outros autores (Arcebi, Carlo, 2002) (Arcebi, Carlo, 2003). As propriedades referidas são:

- A sensatez,
- A homogeneidade positiva,
- A invariância a translações e
- A sub-adictividade.

Para além das Medidas de Risco Coerentes existem outros tipos de Medidas, entre elas as classificadas por “Convexas”. Estas Medidas Convexas dão origem a funções convexas o que facilita a sua integração em processos de optimização de Risco.

Então, para se efectuar a quantificação do Risco, seleccionam-se antecipadamente as propriedades que a metodologia de análise deverá garantir. Habitualmente, são utilizadas as seguintes propriedades que uma medida de Risco deverá possuir:

- A Medida deverá reflectir directamente um valor monetário objectivo. O valor de Risco deve ser quantificável directamente num valor de perda em dinheiro.
- Os valores futuros devem poder ser estimáveis. Ou seja, a partir de valores passados deve ser possível encontrar uma previsibilidade para valores futuros.
- Consistência. Deve ser possível estabelecer uma função, regra e/ou limites que admitam os valores históricos da carteira.
- Sensatez ou Monotonocidade⁸³. A um incremento no montante investido em carteira deve corresponder um incremento de Risco.
- Constância. Se o retorno de uma carteira é determinístico⁸⁴, o Risco dessa carteira é igual ao seu retorno.
- Homogeneidade positiva. Esta regra garante que o Risco tem uma relação linear de proporcionalidade com o montante investido.
- Invariância e translação. Assumindo que se adiciona à carteira um determinado activo com valor de retorno certo, então o Risco total obtido para essa carteira será igual ao Risco da carteira inicial.
- Co-monotonicidade aditiva. Considerando duas carteiras co-monotónicas⁸⁵, cada uma com o seu Risco, o Risco que se obtém da consolidação das carteiras será igual ao somatório dos Riscos de ambas. Esta propriedade é extremamente importante principalmente quando são utilizados instrumentos derivados, normalmente alavancados, pela sua condução ao incremento substancial de Risco que esta situação pode provocar sem a correspondente evidência na percepção.
- Sub-adictividade. Perante várias carteiras, o Risco da carteira resultante da consolidação das mesmas é sempre igual ou inferior ao somatório do Risco individualizado das diferentes carteiras. Esta regra transmite a noção de que a diversificação de uma carteira conduz à redução de Risco.

De todas as propriedades descritas, a única que o VaR não consegue respeitar é a sub-adictividade. Também, devido a este facto, em termos de implementação de um modelo de optimização de Risco, a utilização do VaR não gera uma função convexa. Assim, qualquer modelo de optimização de Risco de carteiras recorrendo ao VaR conduz a valores óptimos pontuais e não a valores óptimos globais.

A partir do modelo de VaR foi desenvolvido o CVaR que devido a ser uma Medida de Risco Coerente e Convexa popularizou-se a sua utilização, como adiante explicado.

4.3.8 Alternativas e variantes de melhoria à metodologia de VaR

Como se infere, a metodologia de análise de Risco de carteiras recorrendo ao VaR pode não ser a apropriada para todas as carteiras de contratos de investimento.

⁸³ Uma função monotónica é uma função cujo valor resultante preserva a ordem da função que a origina. Por exemplo, as funções $y=mx+b$ e $y=-x^3$ são monotónicas, enquanto a função $y=x^2$ não é monotónica. No primeiro caso e em ambas as funções, para valores crescentes de x correspondem sempre respectivamente valores crescentes ou decrescentes de y . No segundo caso, de $y=x^2$, a valores crescentes de x (nomeadamente positivos ou negativos) podem corresponder valores crescentes ou decrescentes de y .

⁸⁴ Consideravelmente dependente de causas externas, logo de difícil previsão.

⁸⁵ Por carteiras co-monotónicas entenda-se que para valores crescentes de investimento corresponderão valores de Risco também crescentes. Também, para valores crescentes de Risco numa das carteiras corresponderão valores crescentes de Risco nas restantes. Ou seja, carteiras co-monotónicas são carteiras com retornos não correlacionados.

Entre as metodologias alternativas a este tipo de abordagem podem-se apontar: a análise de “Conditional-Value-at-Risk”, a de Teste de Stress ou de Análise por Cenários, a de Análise de Sensibilidade e a análise de “Cash-Flow-at-Risk”.

Uma metodologia complementar interessante de análise que pode também ser realizada é a análise da variação incremental das posições da carteira, denominada “Incremental-Value-at-Risk”.

A metodologia de Análise de Sensibilidade é menos sofisticada do que a de VaR.

Em contraste, a metodologia de “Cash-Flow-at-Risk” pode ser considerada mais sofisticada do que a de VaR.

4.3.8.1 “Conditional-Value-at-Risk” (CVaR)

Conforme atrás referido, o “Conditional-Value-at-Risk”, ou CVaR, corresponde a uma versão modificada do modelo de VaR e a uma evolução natural da metodologia.

Neste caso a curva de distribuição de perdas e lucros é corrigida considerando o peso relativo da amplitude dos desvios das amostras.

Assim, é garantido que os grandes desvios em amplitude são devidamente quantificados e valorizados.

Esta metodologia é em tudo semelhante à de VaR, ou seja, é definido um determinado nível de confiança, calculado o percentil em que é atingido esse nível de confiança, sendo o CVaR esse valor.

As vantagens desta metodologia são as de apresentarem um modelo de Risco coerente.

A análise de CVaR é também muitas vezes denominada por “Expected Tail Loss”, ETL, ou por “Expected Shortfall”, ESF.

A relação do CVaR com o VaR é directa e deriva da própria definição. Enquanto o VaR delimita os piores cenários de perda dentro de um determinado nível de confiança, o CVaR corresponde à média das perdas que excedem esse nível. Assim, em valor absoluto, o CVaR é sempre superior ao VaR, ou seja o CVaR corresponde a um valor de perda maior.

Como vantagem principal pode-se apontar o CVaR como uma medida de Risco coerente, conduzindo a processos de optimização convexos.

4.3.8.2 Testes de Stress ou Análise por Cenários

A metodologia de VaR é um indicador estatístico sumário da avaliação de Risco, considerando as condições típicas de mercado.

Se forem considerados um nível de confiança de 95% e um período de exposição de um dia para o cálculo do VaR, é expectável que ocorra uma perda superior ao VaR um dia útil a partir do vigésimo dia, ou seja aproximadamente uma vez por mês.

Um nível de perda que ultrapasse o VaR uma vez por mês é considerado como uma perda normal, ou seja ocorre conforme previsto.

No entanto, quando o VaR é ultrapassado, qual a dimensão do prejuízo?

Com o CVaR tendemos a valorizar a dimensão e frequência desses desvios mas do mesmo modo não se consegue quantificar a perda máxima.

Os Testes de Stress, “Stress Tests”, ou testes de perda máxima, tentam responder a esta questão.

Estes são um conjunto de testes que abordam uma temática generalista no sentido da realização de um conjunto de simulações e análises que permitem investigar os efeitos de condições extremas do mercado.

Verificando-se que os efeitos não sejam aceitáveis, caso o seu resultado provoque danos dificilmente recuperáveis, deverá ser revista a carteira ou a estratégia de gestão do Risco.

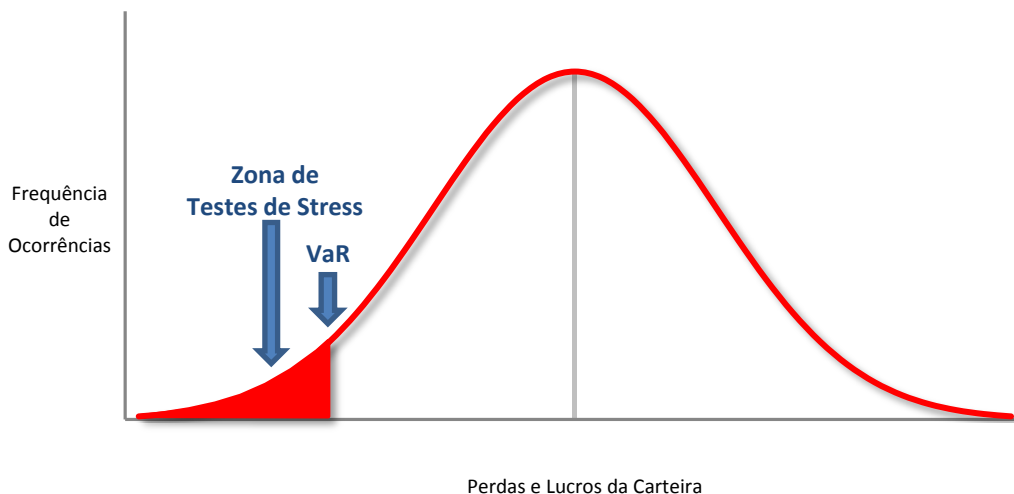


Figura 12 – Zona de Testes de Stress

Não existe nenhuma metodologia padrão para realizar os Testes de Stress, nem nenhum padrão de cenários a considerar.

Pelo contrário, o processo depende, fundamentalmente, da experiência e da imaginação do gestor de Risco.

Os Testes de Stress muitas vezes começam com um conjunto de hipóteses de cenários de mercado extremos.

Estes cenários podem ser criados a partir de cenários extremos padronizados, tais como por exemplo assumir variações de grandeza 5 ou 10 vezes o desvio padrão das taxas ou valores de mercado.

De um modo mais comum é habitual considerar cenários em que se procura replicar condições de situações históricas passadas. São habituais as tentativas de réplica dos seguintes cenários:

- A crise energética e petrolífera mundial de 1973,
- As variações na taxa de juro e nos valores dos títulos ocorrida durante o Inverno e a Primavera de 1994,
- As variações dramáticas em algumas taxas de câmbio que ocorreram na Europa em Setembro de 1992,
- As consequências do atentado terrorista de 11 de Setembro de 2001,
- A falência de uma grande instituição financeira, como ocorreu em 2008 com o Northern Rock ou a Lehman Brothers,
- A crise de subprime nos Estados Unidos iniciada em 2007,
- A crise económica na Argentina em 2001,
- A consequência de uma quebra de negociação em bolsa ocorrida por avaria do sistema informático ou falha de comunicações,
- O efeito de um determinado conflito armado sobre os mercados, exemplo a guerra do Golfo em 1990,
- etc..

Uma outra alternativa possível é considerar hipotéticos cenários de fortes e curtas variações imaginando as suas consequências para os mercados.

No momento presente, provavelmente o cenário mais correntemente utilizado é o de procurar recriar uma situação equivalente ao 11 de Setembro de 2001.

No desenvolvimento destes cenários, é importante pensar quais as implicações em todos os mercados, particularmente nas posições padrão da carteira em análise.

De salientar que um acontecimento suficientemente importante provoca influência simultânea em diversas posições padrão, nomeadamente, uma forte variação sobre a paridade de câmbio euro / dólar terá seguramente impacto nas outras taxas de câmbio, e, provavelmente, afectará também as taxas de juro em várias moedas.

Uma descrição completa de um cenário deverá incluir todas as alterações nas taxas e valores de mercado.

Após o desenvolvimento de um conjunto de cenários, o passo seguinte é determinar o efeito relativamente aos valores de todos os instrumentos da carteira, e o conseqüente impacto no valor da carteira.

Importância idêntica aos Testes de Stress é assumida pelos planos de contingência, ou seja como actuar caso aconteça a situação crítica estudada.

A experiência de quem negocia em mercados financeiros transmite-nos que por muitos cenários e muito negativos que os consideremos poderão sempre acontecer no futuro situações mais graves e diferentes do que se previu.

Assim, para prevenir o pior, o gestor de Risco deverá desenvolver planos de contingência que encaminhem para uma solução de compromisso aceitável.

Normalmente esse plano de contingência considera o caso de perda total da carteira, devendo ser previstos fundos de reserva para a sua recuperação a prazo.

No entanto, é por vezes muito difícil considerar esta situação pois certo tipo de instrumentos negociados são muito alavancados, baseados em empréstimos, o que no caso de forte perda se torna difícil ao investidor a concessão de novo empréstimo devido a normalmente também ter perdido o capital de garantia.

Para melhor percepção do interesse desta metodologia pode-se referir, a título de exemplo, o momento imediato antes da libra britânica sair do Sistema Monetário Europeu em Setembro de 1992.

O VaR segundo as três metodologias teria indicado que pela perspectiva de um investidor americano em dólares, uma carteira constituída com uma posição longa em libras combinada com uma posição curta em marcos alemães teria um VaR muito baixo.

O baixo VaR calculado teria resultado da alta correlação histórica entre os pares dólar / libra e dólar / marco, devido às três metodologias se basearem em dados históricos.

No entanto, em Setembro de 1992, esta carteira teria sofrido uma perda muito considerável pois as fortes correlações deixaram de existir.

Este Risco podia ter sido avaliado alterando a correlação utilizada para o cálculo do VaR, ou directamente através da análise do impacto sobre a carteira, se a libra caísse em relação ao marco.

Independente do referido, a principal contribuição para o sucesso deste processo é a capacidade de análise e de intuição do gestor de Risco relativamente ao cenário que seja de considerar.

4.3.8.3 “Cash-Flow-at-Risk” (CFaR)⁸⁶

A metodologia de “Cash-Flow-at-Risk”, ou CFaR, é indiscutivelmente mais sofisticada do que a de VaR.

Esta metodologia tem ainda um pequeno, mas crescente, número de utilizadores.

⁸⁶ Ver “Identifying, Measuring and Hedging Currency Risk at Merck” (Lewent, Judy e Kearny, A. John, 1990) e “The New Corporate Finance: Where Theory Meets Practice” (Donald, H. Chew Jr., 1993).

A abordagem de CFaR é uma opção razoável para instituições não financeiras que se preocupam com o Risco inerente à gestão dos seus Cash Flows operacionais, pois procuram obter mais-valias com esses valores, investindo em produtos financeiros derivados, sendo portanto crítica a gestão do seu VaR, considerando-se muitas vezes que é o foco principal relativamente aos ganhos ou perdas do negócio como um todo.

4.3.8.4 Análise de Sensibilidade

Para carteiras de contratos com posições de exposição a apenas algumas posições padrão pode-se considerar que os benefícios da análise de VaR podem não justificar o esforço de ultrapassagem das dificuldades de domínio desta abordagem e a utilização de uma aplicação específica para estimar o VaR.

Conforme se explicará, a Análise de Sensibilidade, ou “Sensitivity Analysis”, é uma alternativa razoável para carteiras simples.

A metodologia de abordagem da Análise de Sensibilidade é imaginar hipóteses de variação no valor de cada uma das posições padrão e, em seguida, utilizar modelos de preços para calcular o valor da carteira. Considerando esses modelos de preços e diferentes valores para as posições padrão são determinados novos conjuntos de valores da carteira, resultantes de cada um destes novos contextos.

Por exemplo, para um determinado contrato de câmbio, se o valor de €/£ desvalorizar 1%, o valor dessa posição diminuirá 200.000,00€, caso o euro valorize em 1%, o valor da carteira aumentará em 240.000,00€.

Cálculos similares também poderiam ser realizados para outras posições padrão considerados relevantes, tais como por exemplo as taxas de juros.

Não há nenhuma base teórica relativamente a este cálculo, apenas é necessário conhecer a relação matemática experimental.

Quando os cálculos são combinados com o conhecimento da magnitude das prováveis variações da taxa de câmbio ou da taxa de juros, estes fornecem uma excelente imagem do Risco das carteiras, desde que as suas posições estejam expostas a escassas posições padrão.

Na verdade, esta metodologia de análise compreende a mais básica informação de gestão do Risco, e está intimamente relacionada com a medida Delta, discutida anteriormente.

De algum modo, esta metodologia de Análise de Sensibilidade do mercado está disponível para os comerciantes e para os gestores desde há muito tempo, pelo menos desde 1938⁸⁷.

A sua principal limitação decorre do facto de que um relatório para a análise da sensibilidade de uma carteira com posições diferentes no mercado para muitos factores pode facilmente conter centenas ou milhares de números, cada uma representando a variação do valor da carteira para uma determinada hipótese de variação das taxas de mercado e preços.

Quem gere muitas carteiras com variados produtos, expostos a diversos e múltiplas posições padrão, e utilize apenas a metodologia de Análise de Sensibilidade seria inundado com uma quantidade enorme de relatórios, sendo muito difícil colocar em prática a sua capacidade crítica de análise, assim como efectuar a assimilação da informação.

Neste caso, sem uma metodologia de avaliação de Risco como a de VaR, é difícil ou mesmo impossível, perceber o Risco⁸⁸.

⁸⁷ O conceito de duração ou maturidade de uma obrigação foi inventado por Frederick Macaulay, em 1938 (Macaulay, Frederick, 1938). A maturidade de Macaulay está estreitamente relacionada com a maturidade modificada, que é a sensibilidade expressa em termos percentuais.

4.3.8.5 “Incremental-Value-at-Risk” (IVaR)

Para uma carteira de activos pode se útil avaliar a sensibilidade do seu VaR a variações na constituição da carteira.

Uma forma de o fazer é calcular para cada um dos activos da carteira qual o incremento de VaR por título, sendo este o “VaR incremental”, ou IVaR, dessa carteira para esse título.

É um indicador importante pois fornece-nos a indicação da variação de Risco face a uma determinada variação da constituição da carteira.

4.3.9 Particularidades dos mercados de energia

Devido ao elevado número de factores que influenciam os preços dos mercados de energia, e, no caso da energia eléctrica, a característica da produção e consumo, existe uma imprevisibilidade muito grande nas cotações destes mercados.

Por exemplo, os preços dos activos de electricidade variam com frequência, consideravelmente entre valores muito altos ou muito baixos, função de factores conjunturais e de situações de difícil previsão. Por exemplo operação, manutenção e avarias nas redes.

A distribuição de ganhos e perdas dos activos das carteiras não seguem portanto, geralmente, funções matemáticas conhecidas ou de fácil determinação.

4.4 Gestão do Risco

Considerando o estabelecimento de um padrão universal comum e o apoio ao cumprimento de um mínimo de regras na actividade de gestão do Risco, foram agregados alguns conceitos genéricos publicados com outros importados de outros processos consolidados, como é o caso do ciclo de melhoria contínua, integrados nos processos ISO de Ambiente, Qualidade e Segurança, assim como de diversas Normas de referência⁸⁹.

Nesse sentido, recentemente, em 2009, foram publicadas e actualizadas um conjunto de Normas ISO de importância máxima na regulação e suporte a esta actividade, com a categoria ISO 31000, Risk Management, decomposta nos seguintes documentos:

- ISO Guide 73:2009, Risk management – Vocabulary (ISO/IEC, 2009a);
- ISO/FDIS 31000:2009, Risk Management – Principles and guidelines (ISO, 2009) e
- ISO/IEC/FDIS 31010:2009, Risk Management – Risk assessment techniques (ISO/IEC, 2009b).

Importa resumir que a ISO 31000 introduz e define os seguintes importantes conceitos:

- “Risk Owner”, ou detentor do Risco, que é a pessoa ou entidade com capacidade ou autoridade para gerir o Risco,
- “Risk Attitude”, ou comportamento perante o Risco, que estabelece critérios e métodos de avaliação e abordagem da temática pelo detentor do Risco,
- “Risk Management Policy”, ou política de gestão do Risco, classificando critérios de intenção e gestão relativamente à abordagem do Risco e

⁸⁸ Em alternativa, o cálculo da análise de sensibilidade de uma carteira pode ser realizado assumindo que todas as posições padrão variam simultaneamente no mesmo valor percentual. Porém, esta sensibilidade comum às várias variações das posições padrão não é real pois não é igualmente provável que as perdas sejam idênticas nas diferentes classes de instrumentos. Por exemplo, por se considerar o lucro ou perda decorrente de uma variação do câmbio do euro/dólar numa determinada percentagem isso não implica uma variação equivalente na taxa de juro, pelo que o efeito resultante desta simplificação dos cálculos não tem qualquer significado de interpretação.

⁸⁹ Destaca-se a AS/NZS 4360 de 2004 (AS/NZS, 2004a) (complementada pelos HB 436 de 2004 (AS/NZS, 2004b) e o HB 167 de 2006 (AS/NZS, 2006) e a MIL-STD-1629A de 1980 (United States of America: Department of Defense, 1980).

- “Risk Management Plan”, ou plano de gestão do Risco, evidenciando a importância que um plano destes tem para a gestão e mitigação do Risco.

Na ISO 31000, as relações dos vários componentes de gestão do Risco estão estruturadas como ilustrado na figura que se segue:

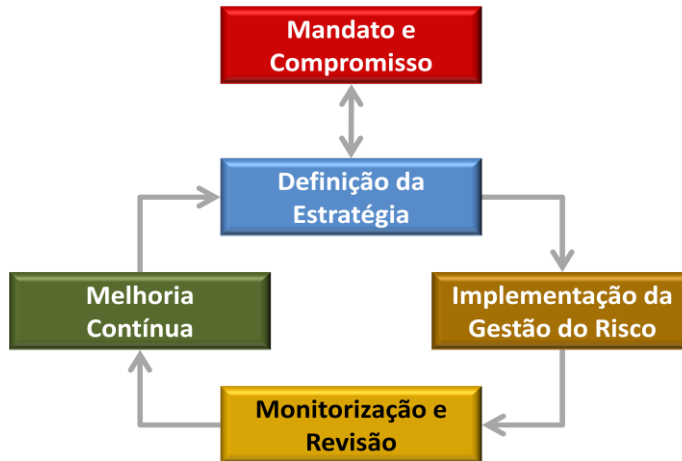


Figura 13 – ISO 31000, relação dos vários componentes da gestão do Risco

Mandato e Compromisso. A gestão do Risco é uma actividade que não deve ser considerada como um acto isolado mas antes continua sendo portanto importante que quem desempenha esta actividade tenha poder de decisão e um compromisso continuado.

Definição da Estratégia. Como todos os bons projectos e processos, para serem bem sucedidos necessitam de uma estratégia de implementação.

Implementação da Gestão do Risco. Colocação em prática da estratégia pré-definida.

Monitorização. No decorrer do processo é necessário o seu acompanhamento com processos que consigam avaliar a sua performance, efectuando de imediato pequenas correcções

Melhoria Contínua. Face aos resultados da avaliação de performance da estratégia de gestão são propostas acções de melhoria no sentido do aumento da performance do processo de gestão do Risco.

O processo de gestão do Risco na ISO 31000 está organizado nas cinco actividades chave esquematizadas na figura seguinte:

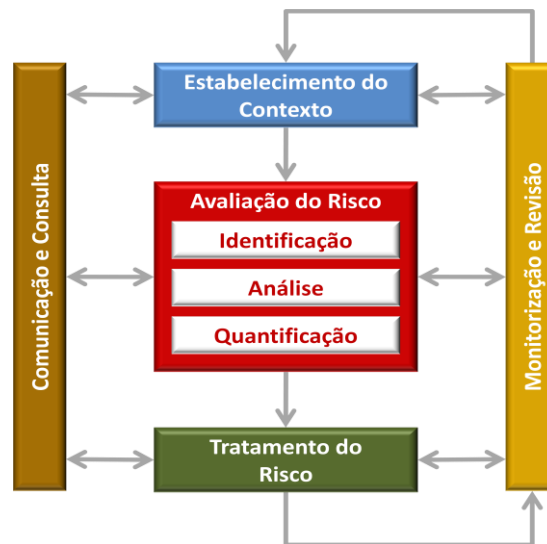


Figura 14 – ISO 31000, actividades chave

Comunicação e Consulta. O processo deverá ser construído de modo que a qualquer momento possa ser auditável por alguém externo ao gestor de Risco. É procurado que o processo se torne assim transparente e portanto confiável pelo exterior o que o torna em si mesmo mais valioso pois permite que a mitigação de Risco conseguida seja integrada noutros processos (por exemplo na redução de prémios de Risco em seguros, concessão de crédito, etc.).

Estabelecimento do Contexto. Definição do processo a controlar e objectivos, nomeadamente das fronteiras de Risco admissível.

Avaliação do Risco. O Risco é avaliado num processo contínuo com três etapas. Identificação, Análise e Quantificação.

Tratamento do Risco. Implementação de medidas para controlo do Risco dentro do desejável.

Monitorização e Revisão. O modelo do processo deverá considerar a sua monitorização e revisão em qualquer fase de modo a promover a melhoria de eficiência assim como facilitar a capacidade de resposta face a imprevistos.

No seu capítulo de introdução, a ISO 31000 descreve todo um conjunto de virtudes da aplicação da gestão do Risco, destacando-se os seguintes:

- Cria e protege valor,
- Identifica perigos e oportunidades,
- Explicitamente considera incerteza,
- É sistemática, estruturada e oportuna,
- Considera factores humanos e culturais,
- É dinâmica, interactiva e reactiva a mudanças e
- Facilita a melhoria contínua e o desenvolvimento dos processos e organizações.

No entanto, para tal deve ser:

- Parte integrante do processo organizativo,
- Considerada nos processos de decisão,
- Baseada na melhor informação disponível,
- Realizada à medida e
- Transparente e envolver todo o processo e a organização.

Também, no seu anexo A, a ISO 31000 lista um conjunto de cinco atributos da utilização da gestão do Risco avançada, ou seja, a aplicação integral deste quadro Normativo, e que são:

- A melhoria contínua dos processos,

- O detalhe quantificado do Risco na fase de definição dos objectivos de partida e nos resultados,
- A utilização da gestão do Risco em todas as tomadas de decisão,
- O relato e auditoria constante aos processos de gestão do Risco e
- A integração total no processo de gestão dos processos e das organizações.

4.4.1 Metodologias de gestão do Risco

A gestão do Risco de uma carteira deve ser realizada encontrando as proporções óptimas de investimento em cada um dos activos de modo a que o Risco associado a essa carteira seja o mínimo, considerado um determinado retorno seleccionado.

A actuação para mitigação do Risco pode ser realizada por:

- Minimização de consequências,
- Minimização de probabilidades de perda e
- Minimização de ambas as componentes.

Obviamente que as metodologias deverão considerar situações normais e de Stress.

Como atrás se explicou, várias são as teorias e as estratégias para quantificação do Risco. A partir dessa quantificação, várias são também as teorias e as estratégias para a sua mitigação.

A gestão do Risco é então realizada considerando qualquer das estratégias, individuais ou combinadas, de quantificação e consequentes de mitigação do Risco.

Certo é que, apesar de haver técnicas mais elaboradas que outras, não se poderá afirmar que qualquer delas é melhor que a outra, sendo a experiência e sensibilidade do investidor, gestor de Risco, fundamental para a selecção, afinação e aplicação da metodologia mais eficiente para a carteira em causa.

De salientar também que a gestão do Risco deverá ser realizada incidindo especialmente sobre os aspectos que interesse ao gestor salvaguardar e não necessariamente sobre aqueles que apresentem maior Risco calculado. Nomeadamente, um determinado Risco pode estar presente não sendo no entanto facilmente quantificável na sua verdadeira dimensão, devido a diversos factores, como por exemplo o Risco ter sido calculado com base num histórico pouco representativo de um acontecimento com probabilidade potencial.

De referir ainda que, em geral, quando se menciona a gestão do Risco de carteiras é referida a “Teoria Moderna de Gestão de Carteiras” desenvolvida por Markovitz. Nessa teoria é utilizada uma função que relaciona a variância e o retorno históricos da carteira e define uma curva de “fronteira eficiente”, traduzindo o Risco ideal de exposição da carteira. Regra geral, o modelo de Markovitz apresenta resultados práticos de baixa qualidade.

Actualmente, quem gere carteiras de investimento em mercados financeiros sente a necessidade constante de reavaliar posições, função do potencial efeito das alterações nas condições de mercado.

Significativos têm sido os esforços para desenvolver métodos e sistemas de avaliação do desempenho financeiro. No estabelecimento de posições de investimento financeiro devem ser criadas estratégias de controlo do Risco.

Entre as várias técnicas de gestão do Risco em mercados financeiros destacam-se as seguintes:

- Limitação do Risco,
- Arbitragem e
- Martingale.

A experiência da história demonstra-nos que geralmente está associado a um produto com maior Risco um maior ganho potencial, embora também se demonstre que produtos de idêntico Risco apresentam ganhos potenciais diferentes. A procura da melhor relação Risco/retorno por carteira é a função dos gestores de carteiras.

4.4.1.1 Limitação de Risco

Como não é possível construir um Modelo de Risco absolutamente confiável, faz sentido limitar o Risco, ou as perdas devidas a situações inesperadas. Essa limitação de perdas é geralmente conseguida recorrendo a uma das seguintes estratégias:

- Colocação de ordens stop, situação de mais fácil implementação e mais comum quando se investe num pequeno número de activos,
- Limitação dos montantes em Risco em momentos de maior volatilidade ou de criticidade identificada e
- Optimização do CVaR por doseamento dos montantes investidos nos diversos activos.

Para a definição de limites para colocação das ordens stop, podem ser utilizadas diversas metodologias com alguma sustentabilidade Fundamental no sentido de se encontrar “suportes” para a valorização dos activos constituintes da carteira ou a metodologias com sustentabilidade Técnica de que os modelos de Black-Scholes, de VaR ou de CVaR podem ser exemplo.

4.4.1.2 Arbitragem

Presentemente as carteiras com volume financeiro significativo são geralmente construídas com composições de diversos tipos de instrumentos e produtos de modo a que o Risco individual de cada um dos componentes da carteira se compense, contribuindo assim para a diminuição do Risco colectivo da carteira.

Assim, dependendo dos volumes negociados, características e objectivo dos clientes, as carteiras podem ser compostas por Acções, Moeda, Seguros de Crédito, Futuros e Índices sobre diversos activos, negociados na forma de contratos directos, Contratos por Diferença, Warrants, Obrigações, Depósitos, etc..

Os equilíbrios de Risco das carteiras de investimento são conseguidos considerando-se os seguintes factores, entre outros:

- Prazo objectivo do investimento,
- Estimativa de ganho potencial e
- Risco associado a cada produto individualmente e ao conjunto dos produtos constituídos em carteira.

A arbitragem é uma técnica utilizada pelos gestores de carteiras, na selecção dos activos, no sentido da diminuição do Risco das mesmas. Consiste em aplicar o conceito da diversificação de activos e no estabelecimento de posições de cobertura devidamente doseadas, para atingir o objectivo pretendido.

A arbitragem é conseguida por correlação negativa e parcial da carteira com activos do mesmo tipo ou de outro, situações que envolvem estudos de correlação normalmente difíceis de realizar e demonstrar.

Normalmente são utilizadas técnicas de arbitragem parcial de modo a diminuir o Risco das carteiras e não de modo a anular totalmente o seu Risco.

Obviamente que as carteiras podem ser construídas em arbitragem total (“total arbitrage”), ou seja, estabelecendo protecções de cobertura (“hedging”) na totalidade das posições, só que nesse caso o

retorno da carteira será próximo de nulo o que reduz o objectivo do investimento, desde que realizado do ponto de vista puramente especulativo.

São exemplos de arbitragem a constituição das seguintes posições:

- Aquisição de uma posição em acções de uma determinada empresa e cobertura do Risco da mesma, com a aquisição nessa data de Warrant Put (posição curta) sobre o mesmo título em idêntica exposição. O objecto pode ser, por exemplo: a detenção dos títulos para garantir apenas o controlo de uma quota dessa empresa ou para garantir o rendimento por distribuição de dividendos;
- Aquisição de uma posição em Futuros de DAX e venda de uma posição equivalente em Futuros sobre o CAC. Normalmente, os índices DAX e CAC estão bem correlacionados pelo que a perda numa das posições seria anulada pelo ganho na outra. É habitual este tipo de negociação, principalmente quando o mercado está instável e volátil, procurando-se retirar partido de situações em que se verificam desequilíbrios momentâneos na correlação dos activos;
- Aquisição de uma posição de Futuros de electricidade, cobertura do Risco de alteração do preço do petróleo, por venda de posição equivalente de Futuros sobre o petróleo, e cobertura da alteração do valor do dólar face ao euro por venda de dólares (o petróleo é cotado em dólares), na totalidade do valor investido em petróleo. Considerando que os custos de produção de electricidade estão bem correlacionados com o preço dos Futuros do petróleo e com o preço dos Futuros de electricidade, desta forma pode então um produtor garantir a margem comercial de produção de electricidade antes mesmo de a produzir.

Repare-se que em qualquer dos casos não é, por exemplo, referida nem realizada a cobertura das alterações da taxa de juro, pois estamos perante situações de arbitragem parcial.

Mesmo nos casos em que se pretende efectuar a máxima cobertura de Risco possível, a arbitragem é realizada de um modo parcial pela impossibilidade que muitas vezes existe em encontrar produtos de cobertura exactamente de acordo com as necessidades, ou mesmo por dificuldades de avaliação do Risco presente. Como se compreende as situações de arbitragem total são colocadas apenas do ponto de vista teórico.

Um exemplo interessante e comum de arbitragem é a utilização de técnicas de “Straddle”, por aquisição de activos e/ou Opções em direcções opostas de mercado, gerando situações sempre ganhadoras desde que a volatilidade do mercado seja superior a um determinado limite. Pode ser exemplo a aquisição simultânea de duas posições de Warrants “Put” e “Call” com o mesmo valor de “Strike” e idênticas maturidades.

4.4.1.3 Martingale

Em teoria da probabilidade, a estratégia de Martingale é um processo estocástico (i.e., uma sequência de variáveis aleatórias) em que o valor condicional esperado de um processo num determinado momento temporal futuro é sempre igual ao valor desse processo num outro momento temporal anterior.

A aplicação prática desta estratégia é já muito antiga, tendo sido muito popular entre os apostadores do século 18 em França.

Originalmente, a aplicação de uma estratégia Martingale é baseada num conjunto de apostas em que na sua base mais simples consiste em o jogador dobrar a sua aposta após cada perda, de modo que na primeira vitória seguinte consiga um resultado em que recupere de todas as perdas anteriores acrescido de um lucro igual ao expectável para a aposta original.

A estratégia parece perfeita pois, após várias perdas é óbvio que probabilisticamente será inevitável a sua recuperação embora, na prática, se verifique que em situações extremas, após algumas perdas pouco prováveis mas constatadas, facilmente se atinge a falência da carteira, pela dimensão dos fundos que será necessário disponibilizar para investir.

No limite, a mesma teoria de probabilidade que nos faz acreditar na estratégia desacredita-la-á pois, apesar de pouco provável, se considerarmos um elevado número de tentativas com sucesso, é evidente que será grande a probabilidade de acontecer uma sucessão consecutiva de perdas.

O conceito de Martingale na teoria das probabilidades foi introduzido por Paul Pierre Lévy, e muito do desenvolvimento da teoria original foi feita por Joseph Leo Doob, entre outros. Parte da motivação destes trabalhos foi demonstrar a impossibilidade de sucesso destas estratégias de apostas. Muitos desenvolvimentos desta teoria foram realizados, sendo estas estratégias uma perigosa e comum tentação de raciocínio de quem, com menos experiência e alguma ambição, gere carteiras com algum valor.

No entanto, este tipo de estratégias utilizadas com moderação, com fortes indicações de probabilidade de ganho, e em conjugação com outras estratégias, também elas moderadas, são de facto em alguns casos muito eficientes. Salienta-se neste caso a necessidade especial de moderar o investimento inicial, maximizar as probabilidades seleccionadas para a estratégia e a realização de Testes de Stress, considerando a exposição crescente do decurso da aplicação destas técnicas.

Uma estratégia vulgar utilizada e defendida por investidores em mercados financeiros é o recurso a técnicas de Martingale e suas variantes, que consiste essencialmente em, face a posições perdedoras, constituir novas posições idênticas na tentativa de obter um preço médio para os títulos mais favorável, assim como aumentar a probabilidade de ganho face às perdas já ocorridas. Esta estratégia revela-se, geralmente, uma falácia ou armadilha pois, como se depreende da definição do conceito de Risco, ao aumentarmos o capital investido estamos a potenciar na mesma proporção as consequências negativas desse investimento, não estando necessariamente a aumentar em proporções equivalentes a probabilidade de ganho. A utilização da estratégia, geralmente, identifica ainda componentes de Risco relacionados com a capacidade e disponibilidade financeira do investidor.

4.4.2 Importância do VaR na gestão do Risco

A gestão moderna do Risco financeiro é geralmente uma combinação de duas práticas: a avaliação contabilística de ganhos e perdas e a análise da volatilidade desses ganhos e perdas. Normalmente, o Risco de uma carteira está implícito na volatilidade das receitas, muitas vezes resumida num único valor que é o VaR. O VaR é altamente dependente da escolha da metodologia contabilística. Embora as práticas de gestão do Risco variem muito, quase todas as de gestão do Risco pelo menos parcialmente, recorrem ao VaR. Neste contexto, é portanto possível comparar minimamente as performances de diversas carteiras.

4.4.3 Testes de Stress

Para estratégias de gestão do Risco em que se pretenda manter constante o Risco é necessário realizar uma estratégia de "cobertura dinâmica". Ou seja, terá que haver a capacidade para ajustar frequentemente a carteira de modo a conseguir o reequilíbrio do Risco, sendo necessário considerar o impacto de grandes surpresas no mercado.

De salientar que deve ser considerado nos estudos que em situações críticas de funcionamento de mercado pode ser complicado realizar certas operações por falta de liquidez, assim como podem aumentar para valores pouco razoáveis os valores de Spread.

Como resultado, mesmo uma posição bem coberta por combinação de contratos de futuros com outros instrumentos pode produzir situações com desajustes momentâneos de cobertura.

4.4.4 Particularidades dos mercados de energia

De um modo geral, os mercados de mercadorias possuem características muito particulares quanto ao Risco.

Por diversas razões, especialmente as relacionadas com a liquidez ou escassez momentânea de oferta ou procura, estes mercados possuem uma volatilidade habitualmente mais elevada que o normal.

Os mercados de energia, nomeadamente os de electricidade não fogem à regra, sendo até os em que esta situação é mais gravosa. Neste caso, toda a energia produzida é consumida no mesmo instante não sendo possível armazená-la em quantidade suficiente para conter as variações de preços.

Então, nestes mercados o Risco é elevado, ou seja, as potenciais perdas e ganhos são muito grandes, pelo que é importante que se considere uma base negociada em futuros, com Risco controlado ou limitado, e uma componente tão pequena quanto possível negociada em Spot.

5 Ferramenta Informática de Gestão do Risco Aplicada ao MIBEL

5.1 Objectivo

A finalidade do trabalho foi o desenvolvimento de uma ferramenta para gestão do Risco associado à negociação no Mercado Ibérico de Electricidade, suportando assim a decisão nos processos de investimento neste tipo de activos.

Os processos seleccionados para realizar a gestão do Risco foram a determinação do VaR, recorrendo ao método de Simulação de Monte Carlo, e a realização de Testes de Stress, desenvolvendo então as metodologias necessárias para consumir o objectivo.

A ferramenta a desenvolver deveria utilizar uma plataforma comum e de fácil acesso, nomeadamente, ao nível de “hardware” um computador pessoal com capacidades comuns e, ao nível do software o recurso a aplicações Microsoft: Windows 7, Excel 2007 e Access 2007, suportadas por programação em Visual Basic for Applications.

5.2 Metodologia

5.2.1 Dados de partida

Conforme referido atrás, o MIBEL está organizado em dois diferentes submercados, o espanhol e o português, cada um com o seu preço regional.

Assim, cada um dos mercados é tratado considerando a sua independência.

Nos sítios internet do OMIP e do OMEL são disponibilizados, de uma forma organizada, históricos para um período alargado dos mercados Spot diários e agora também, mais recentemente, dos mercados a prazo ou Futuros. Infelizmente, ainda não são disponibilizados dados históricos do mercado Spot intradiário.

Considerando os valores históricos das cotações de preços e cargas referidos, com base num software especialmente desenvolvido, foi construída uma base de dados Microsoft Access com valores Spot horários dos mercados diários do MIBEL, passível de actualização sempre que necessário.

Como não podia deixar de ser, a base de dados do histórico utilizado apresenta um fraccionamento regional, para Espanha e Portugal.

Esta base de dados possui valores de mercado, actualizada a 13 de Outubro de 2010, para ambos os países desde o início do funcionamento global do mercado, a 1 de Julho de 2007, assim como dados para Espanha desde 1 de Setembro de 1998⁹⁰.

A esta base de dados estão ainda associados os dias feriados de ambos os países do MIBEL assim como, de um modo diferenciado, os dias com conhecido consumo atípico de relativa importância.

⁹⁰ Foi também realizada uma ferramenta específica de software para actualização desta base de dados históricos, a partir de dados a descarregar directamente do sítio internet do OMIP.

5.2.2 Dados históricos

O primeiro problema com que se depara quando se descarrega os dados dos sítios internet do OMIP e do OMEL é o da enorme quantidade de dados e de contratos que nos aparecem nos vários ficheiros descarregados.

Para serem trabalháveis, numa primeira fase os dados têm que ser discriminados e organizados segundo o mercado a que se referem, Spot e ou a prazo.

Relativamente ao mercado Spot diário desde logo se verifica a necessidade de discriminação dos contratos pelas diferentes horas do dia. A cada período horário corresponde um contrato por país. Assim, foi necessário estabelecer, na base de dados Access desenvolvida para a recepção destes dados, uma estrutura especialmente desenhada para comportar o tratamento individualizado e parametrizável desses diferentes dados conforme as necessidades.

Foi portanto importante, inicialmente, a diferenciação dos diversos dados de modo a poder ser realizada uma primeira análise do que seria realmente importante, no sentido de se conseguir uma resposta eficaz ao objectivo do trabalho.

5.2.2.1 Mercado Spot diário

Para sensibilização quanto ao tipo de dados de cotação de preços e estudo da metodologia a utilizar, considerou-se um determinado período recente com dados dos mercados Spot diários Espanhol e Português e, com auxílio de um software especialmente produzido, construíram-se os seguintes diversos gráficos horários.

Com base neste software é agora possível obter facilmente, a qualquer momento, actualização destes gráficos bastando para isso que seja mantida actualizada a base de dados da ferramenta informática produzida no âmbito deste trabalho.

O período seleccionado foi o de 1 de Julho de 2007 a 28 de Setembro de 2010.

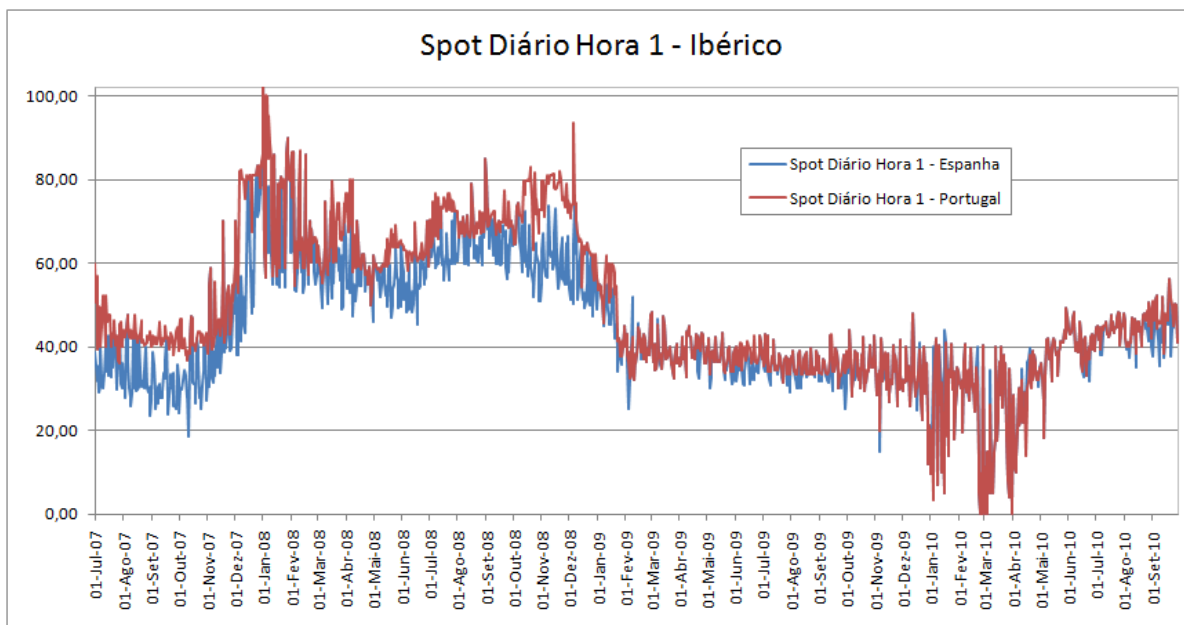


Figura 15 - Cotações do mercado Spot diário ibérico, relativos à hora 1

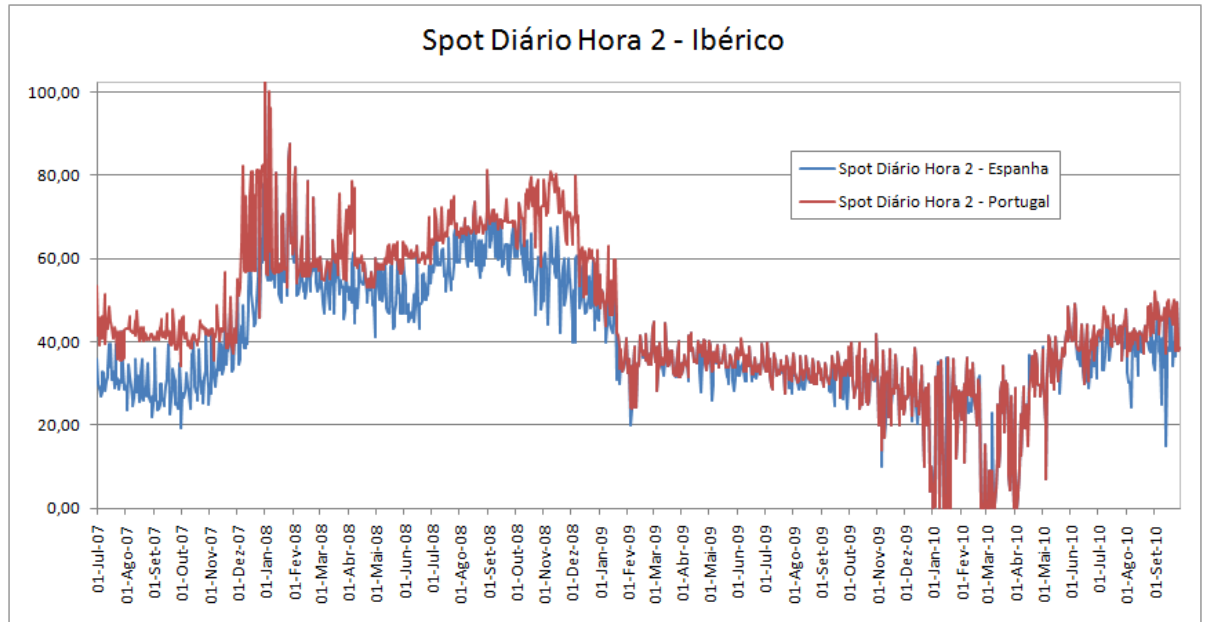


Figura 16 – Cotações do mercado Spot diário ibérico, relativos à hora 2

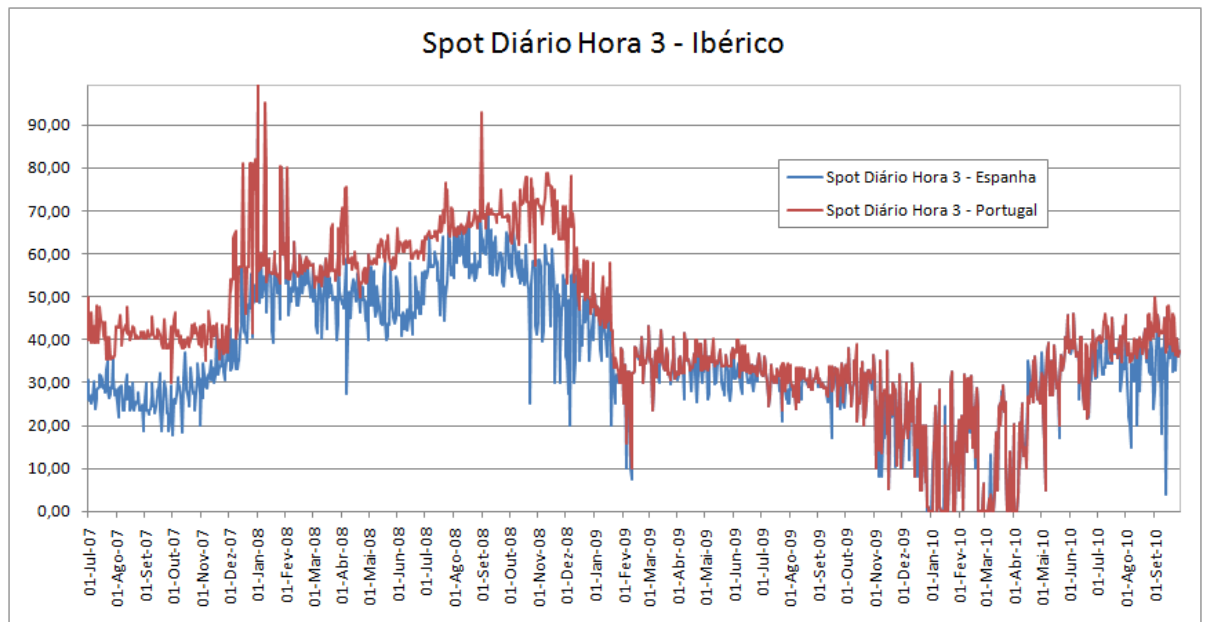


Figura 17 – Cotações do mercado Spot diário ibérico, relativos à hora 3

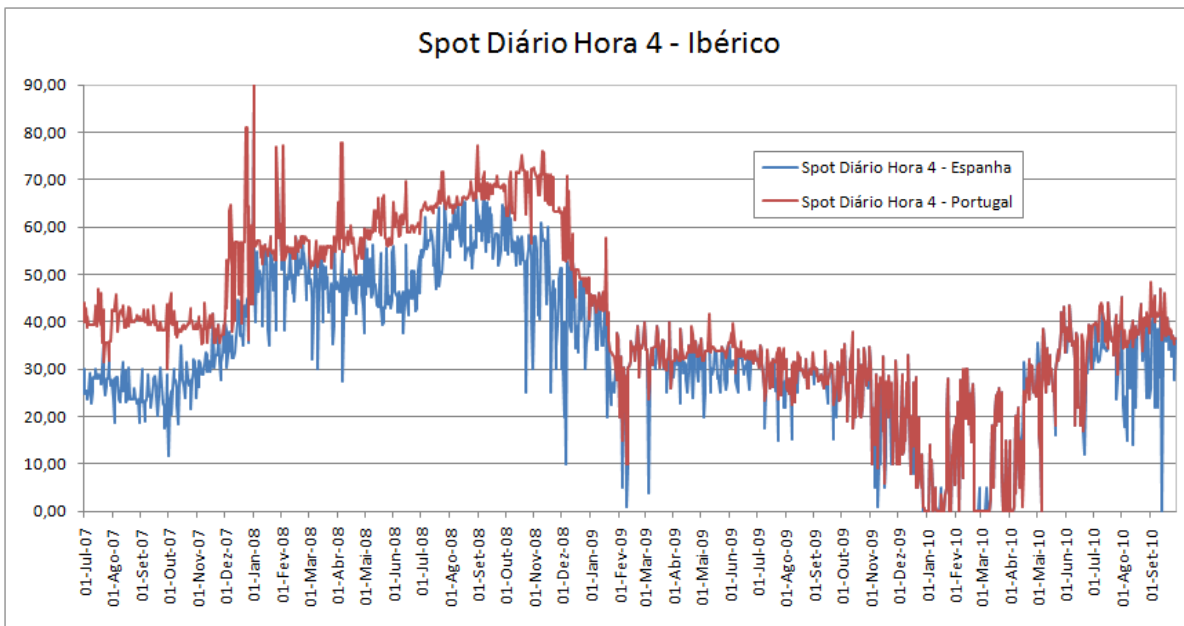


Figura 18 – Cotações do mercado Spot diário ibérico, relativos à hora 4

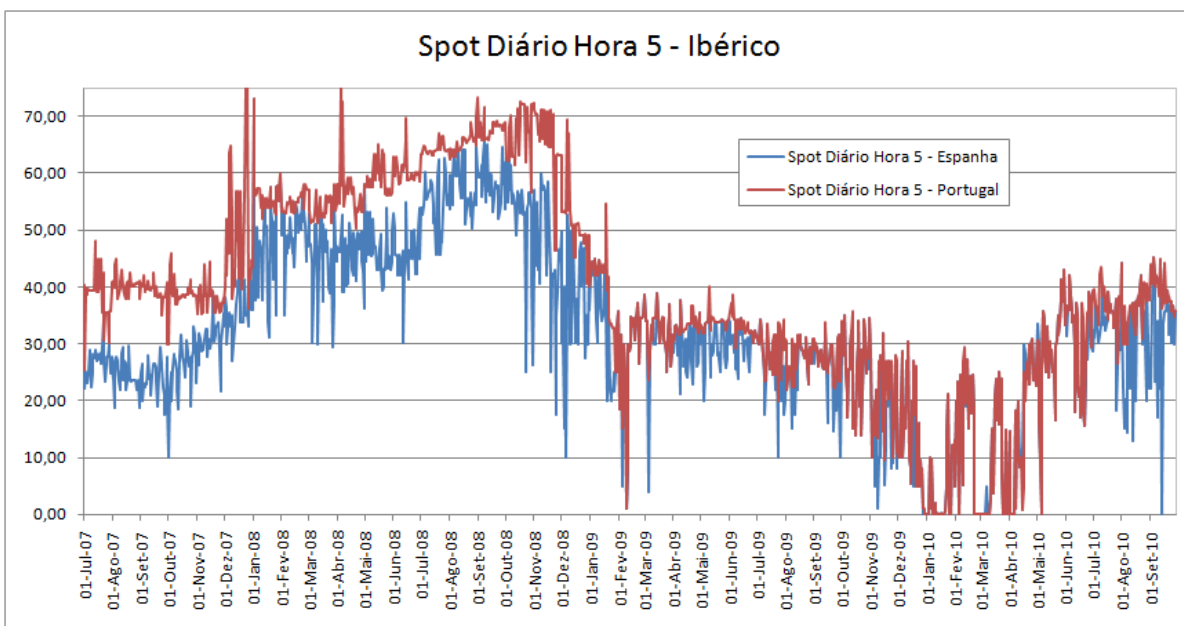


Figura 19 – Cotações do mercado Spot diário ibérico, relativos à hora 5

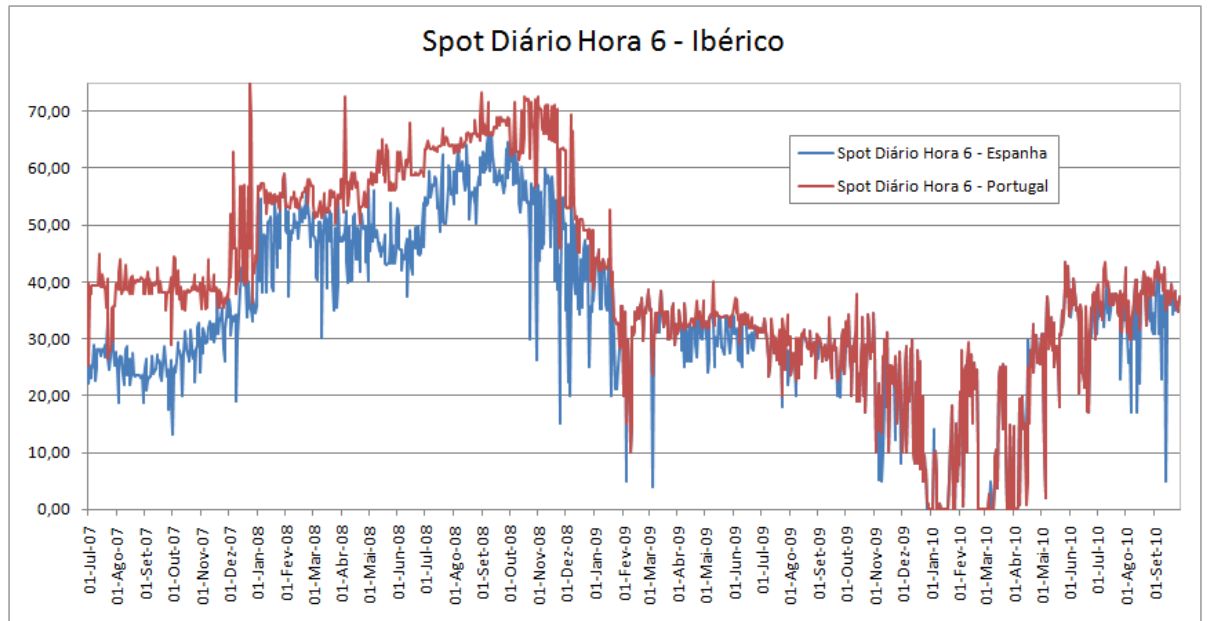


Figura 20 – Cotações do mercado Spot diário ibérico, relativos à hora 6

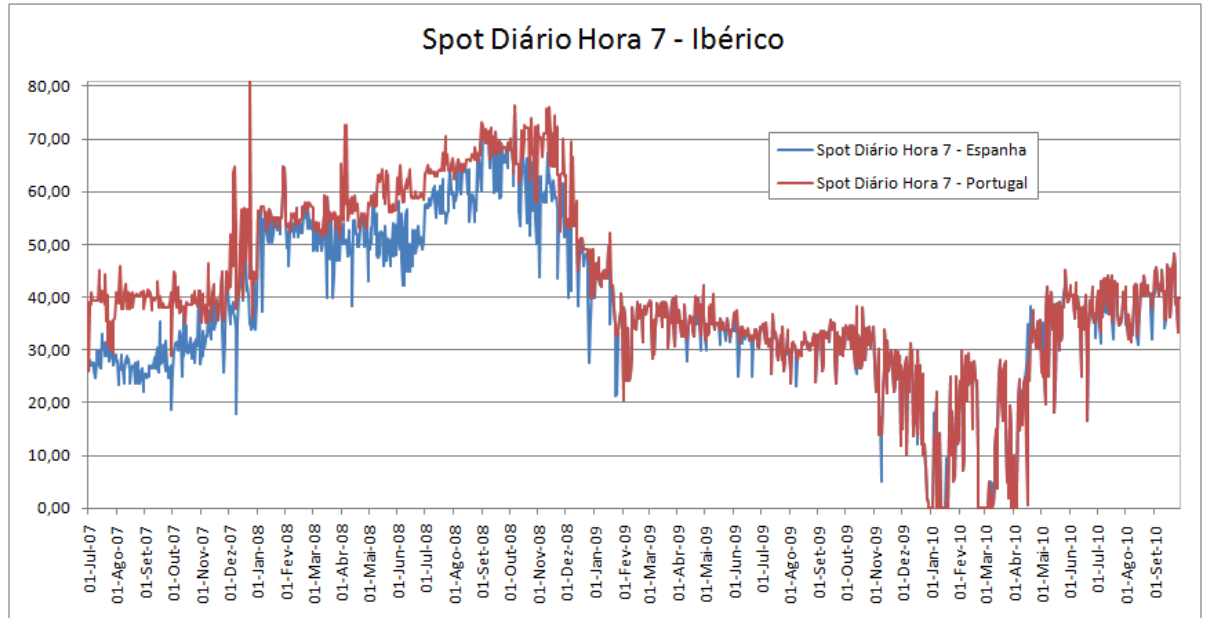


Figura 21 – Cotações do mercado Spot diário ibérico, relativos à hora 7

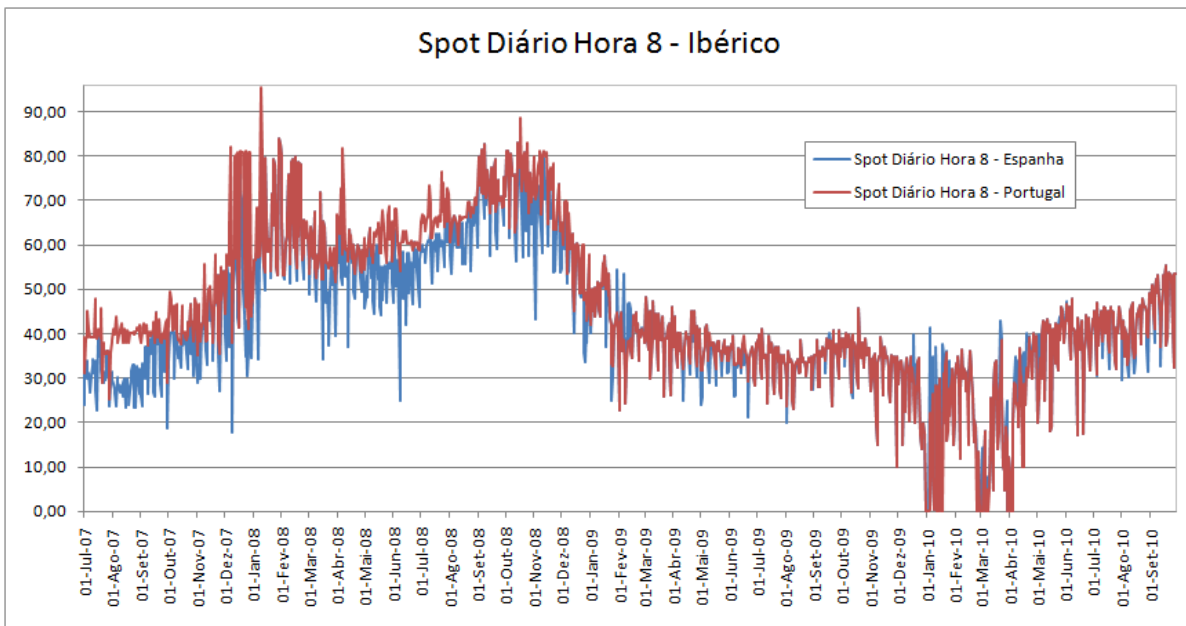


Figura 22 – Cotações do mercado Spot diário ibérico, relativos à hora 8

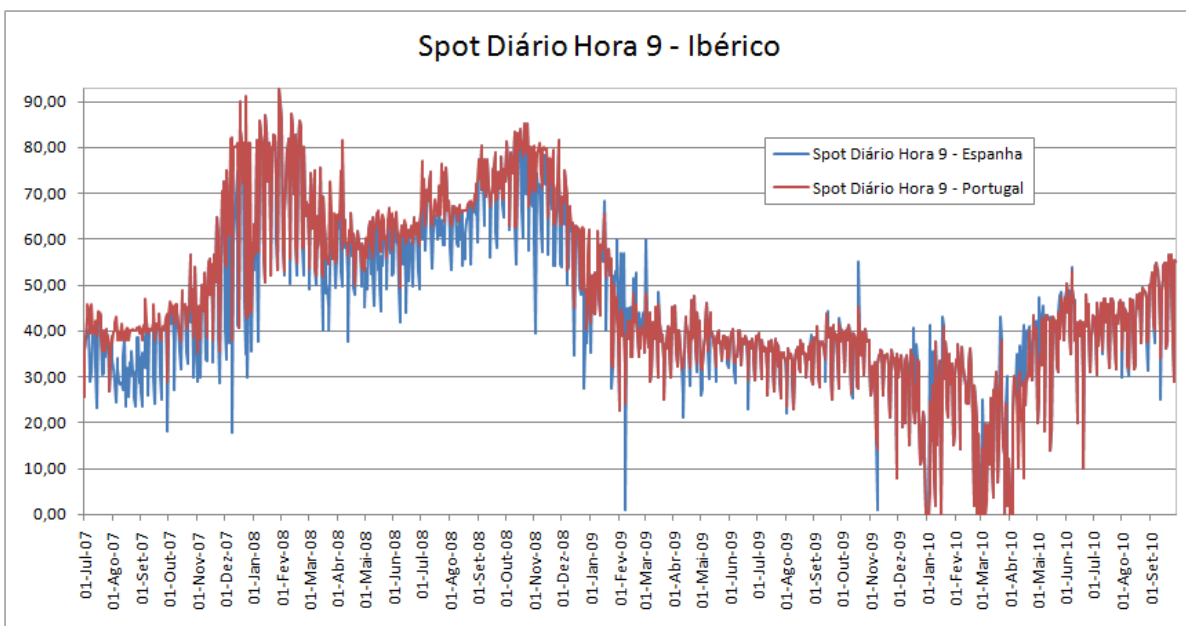


Figura 23 – Cotações do mercado Spot diário ibérico, relativos à hora 9

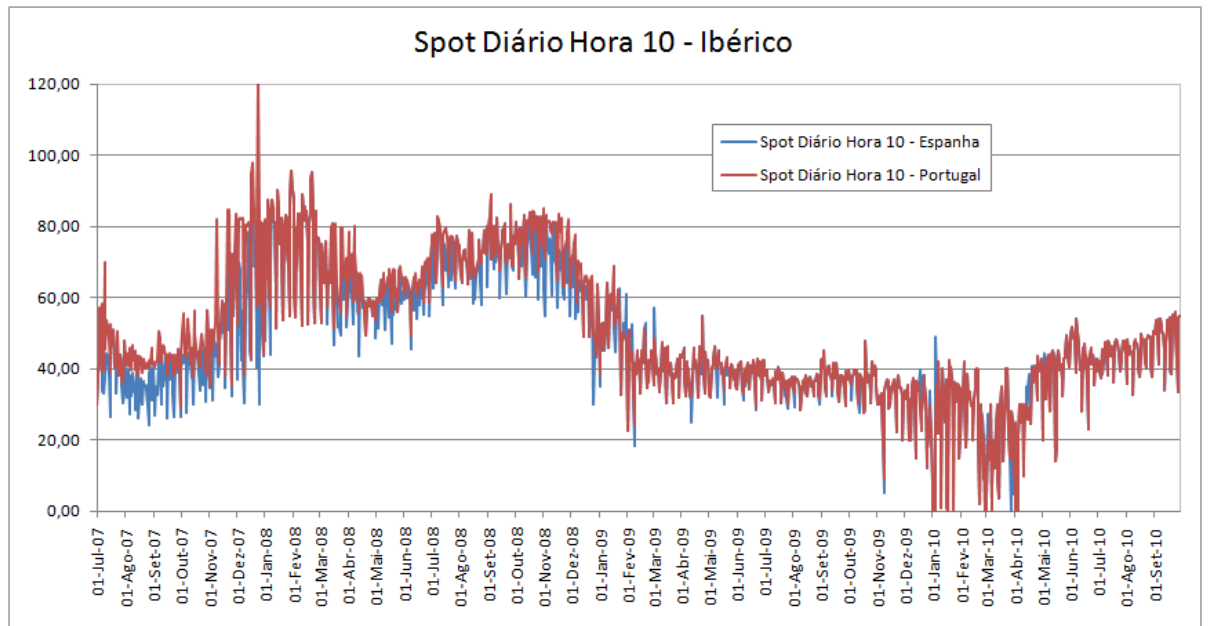


Figura 24 – Cotações do mercado Spot diário ibérico, relativos à hora 10

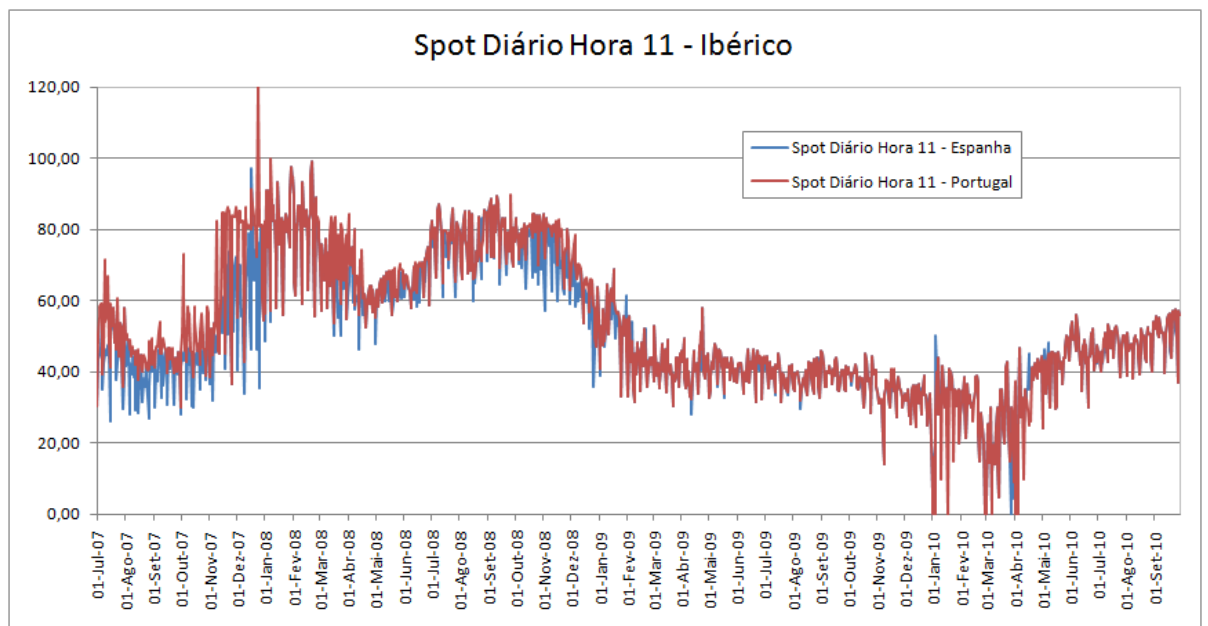


Figura 25 – Cotações do mercado Spot diário ibérico, relativos à hora 11

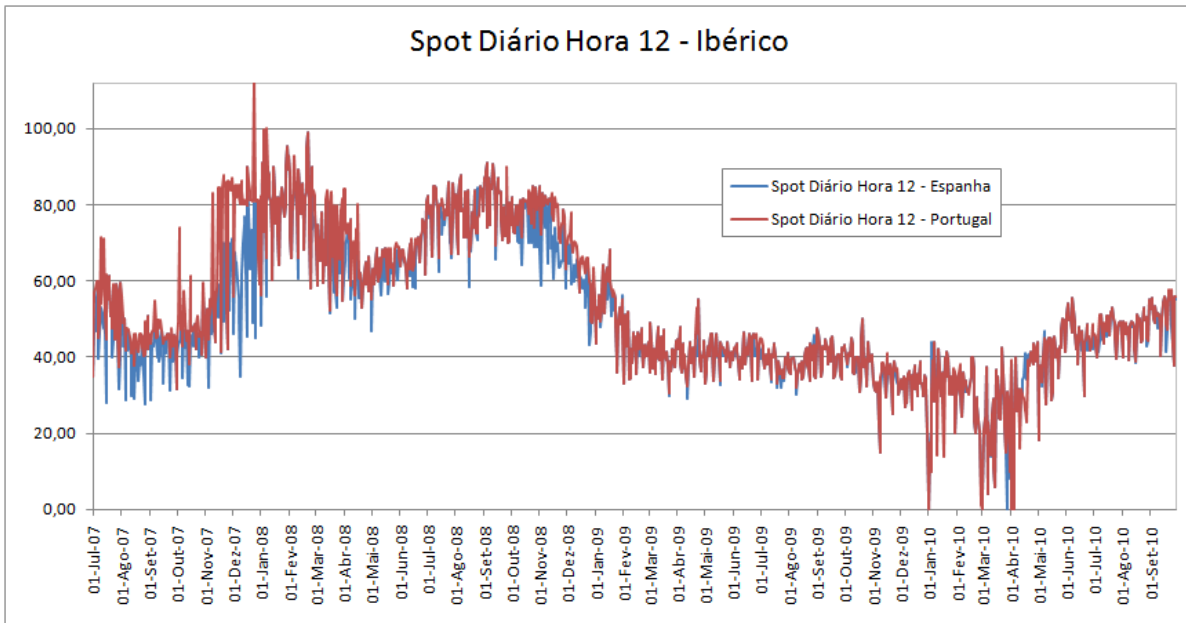


Figura 26 – Cotações do mercado Spot diário ibérico, relativos à hora 12

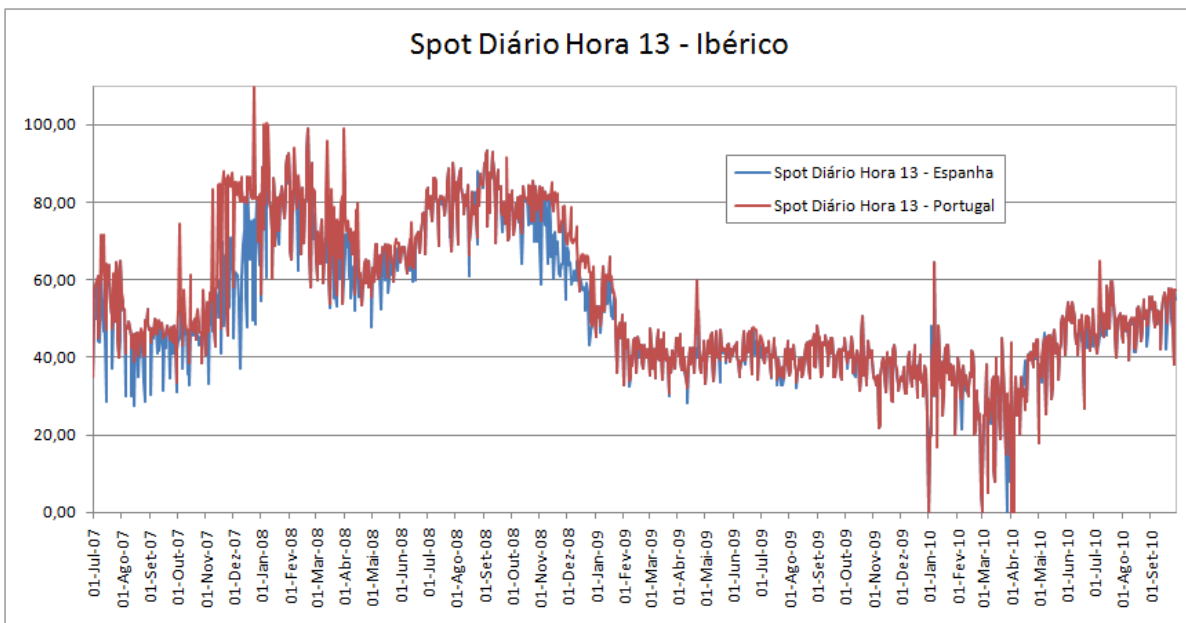


Figura 27 – Cotações do mercado Spot diário ibérico, relativos à hora 13

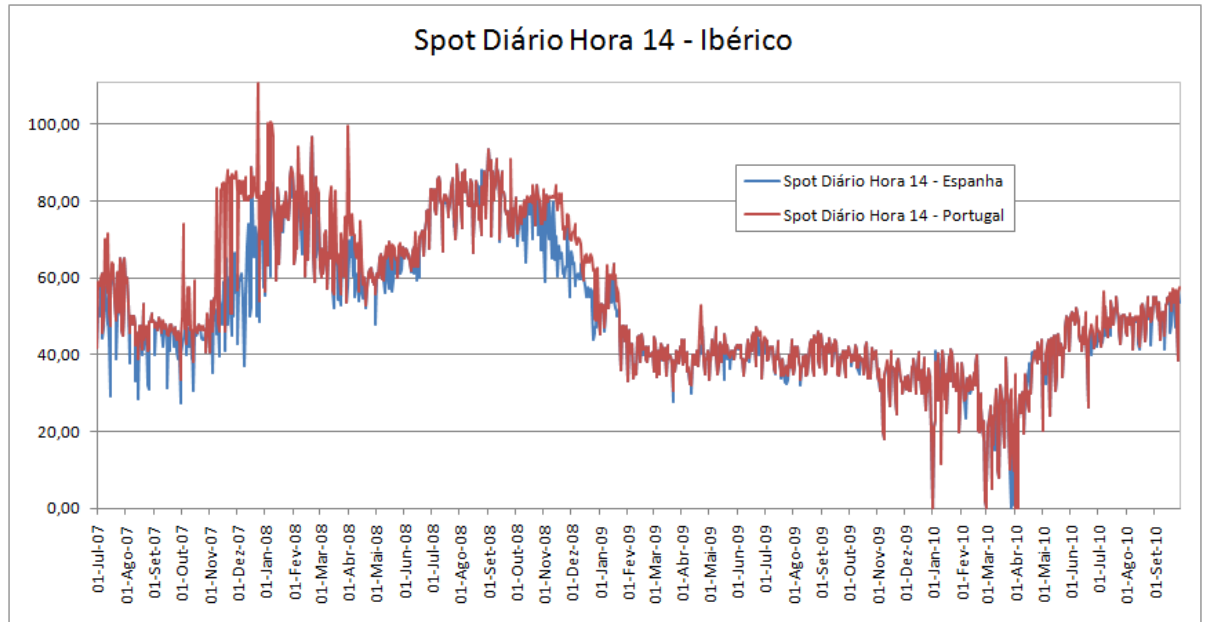


Figura 28 – Cotações do mercado Spot diário ibérico, relativos à hora 14

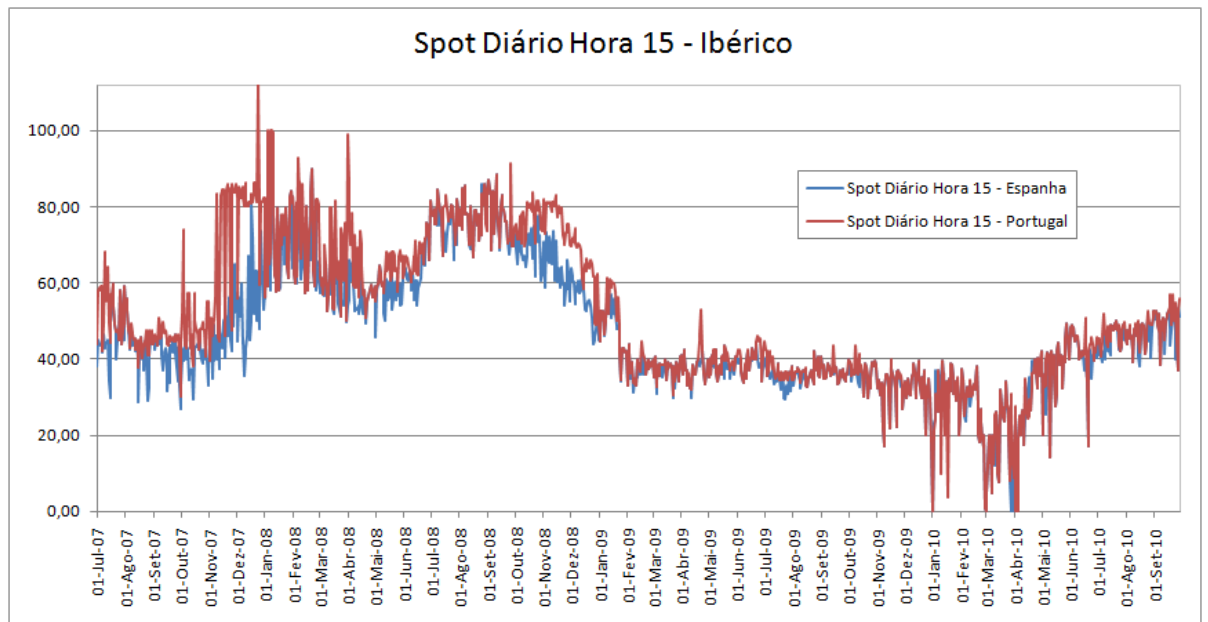


Figura 29 – Cotações do mercado Spot diário ibérico, relativos à hora 15

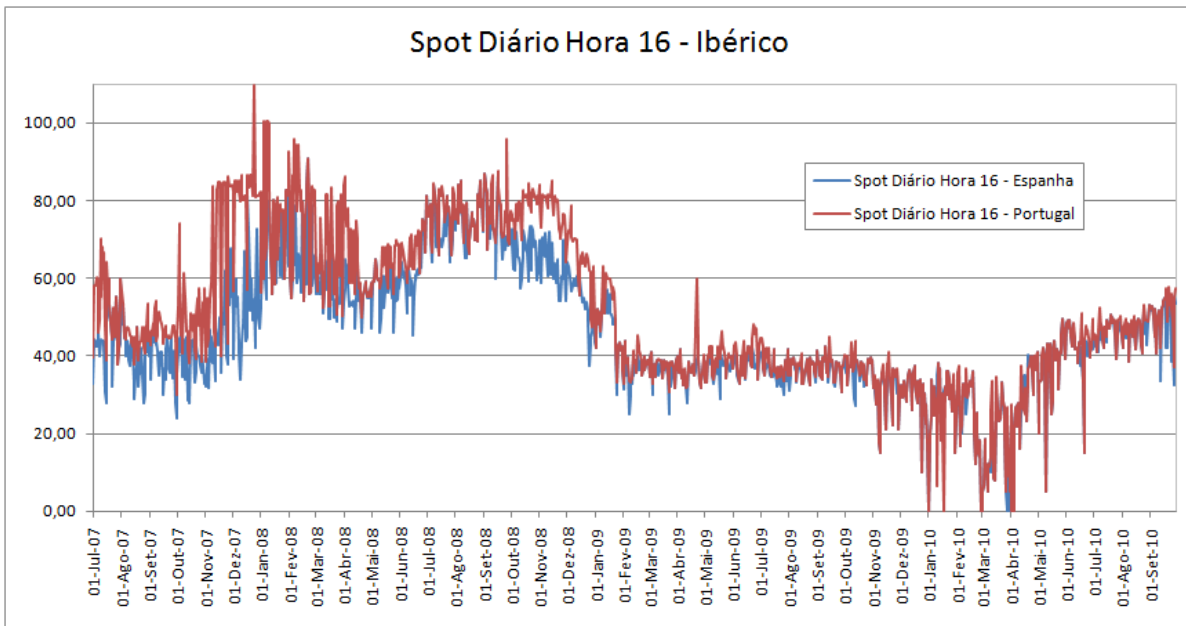


Figura 30 – Cotações do mercado Spot diário ibérico, relativos à hora 16

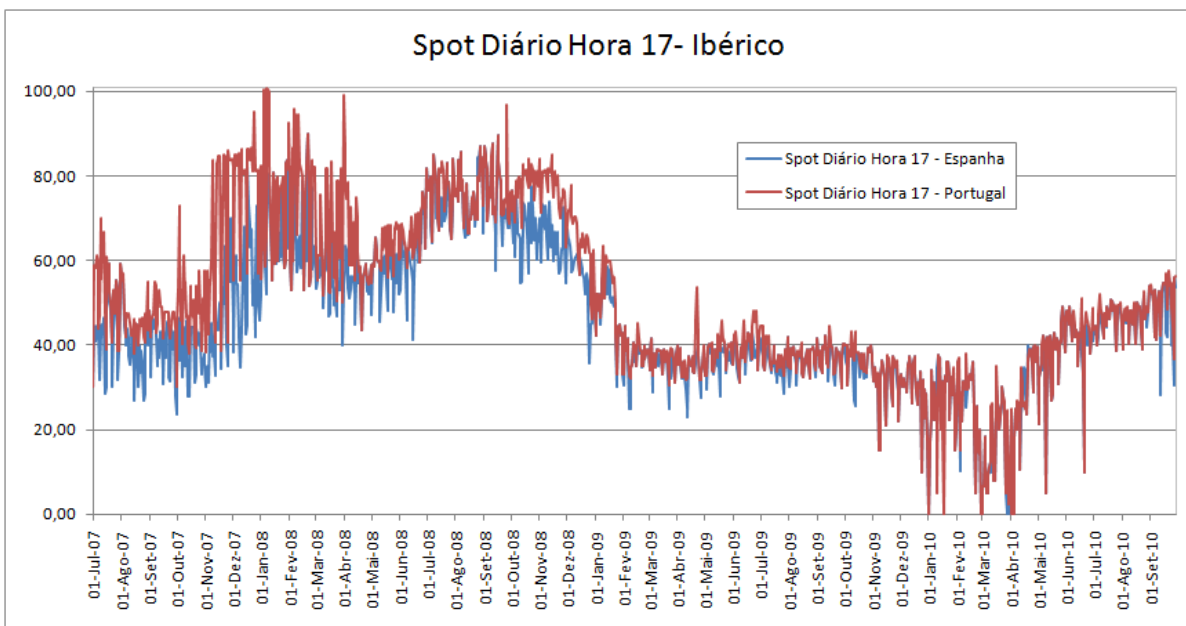


Figura 31 – Cotações do mercado Spot diário ibérico, relativos à hora 17

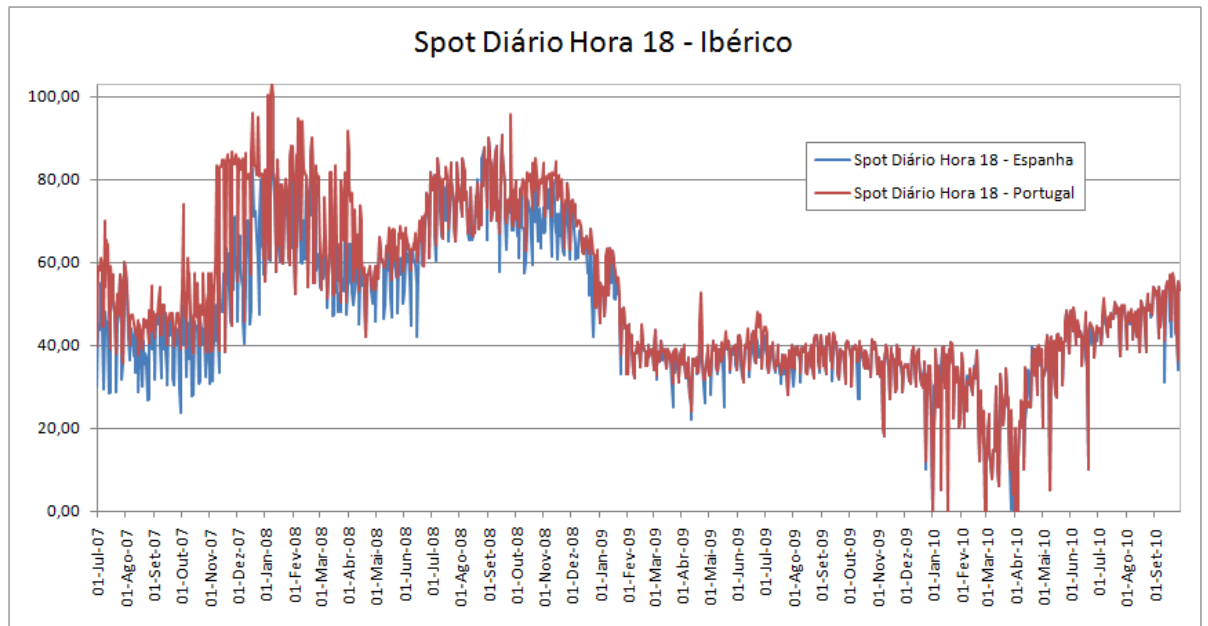


Figura 32 – Cotações do mercado Spot diário ibérico, relativos à hora 18

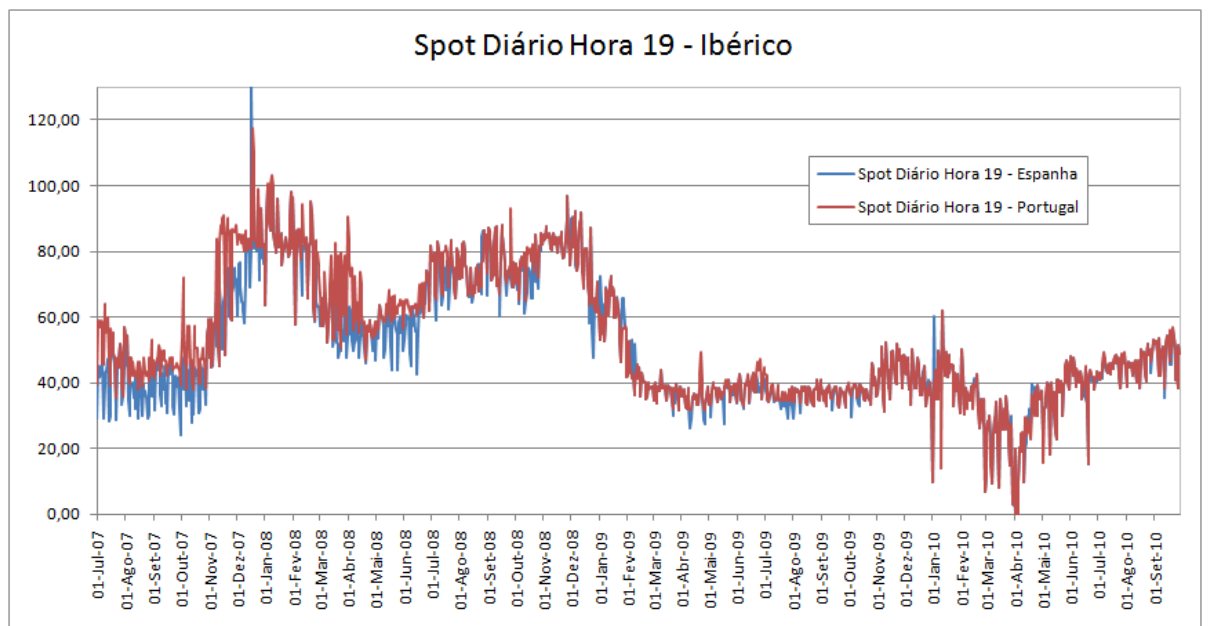


Figura 33 – Cotações do mercado Spot diário ibérico, relativos à hora 19

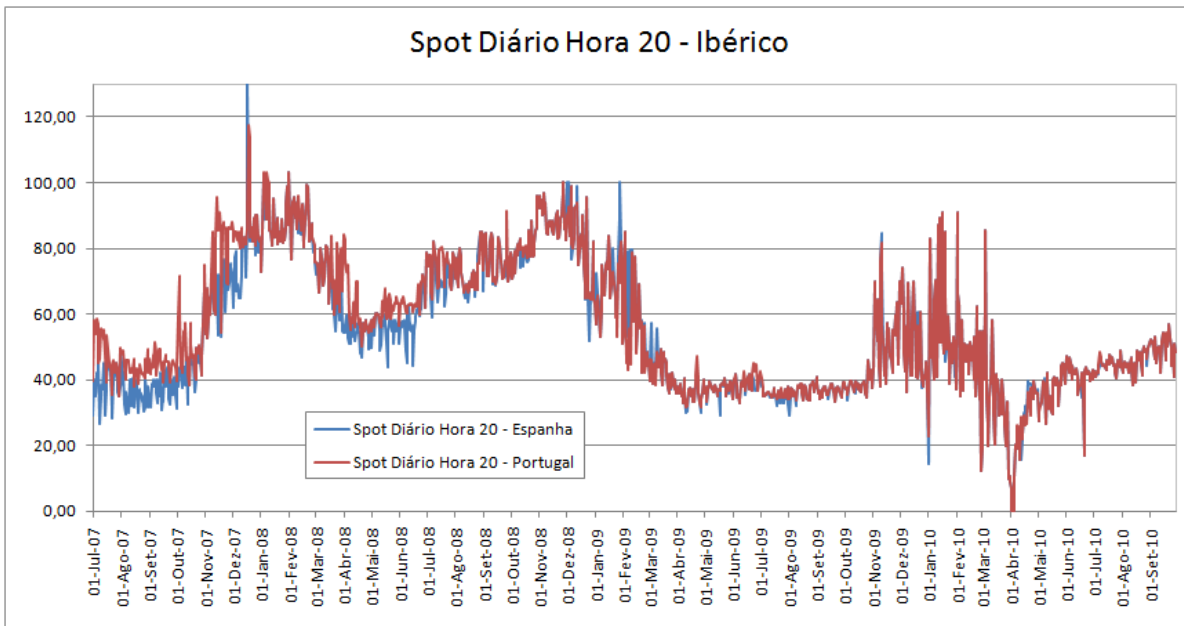


Figura 34 – Cotações do mercado Spot diário ibérico, relativos à hora 20

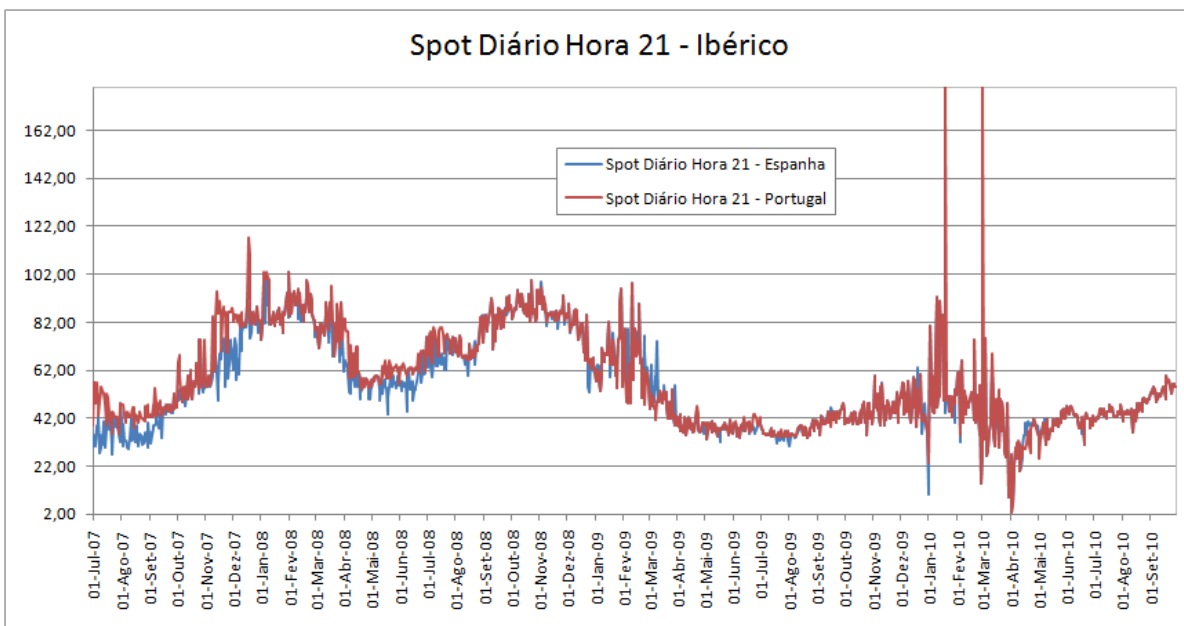


Figura 35 – Cotações do mercado Spot diário ibérico, relativos à hora 21

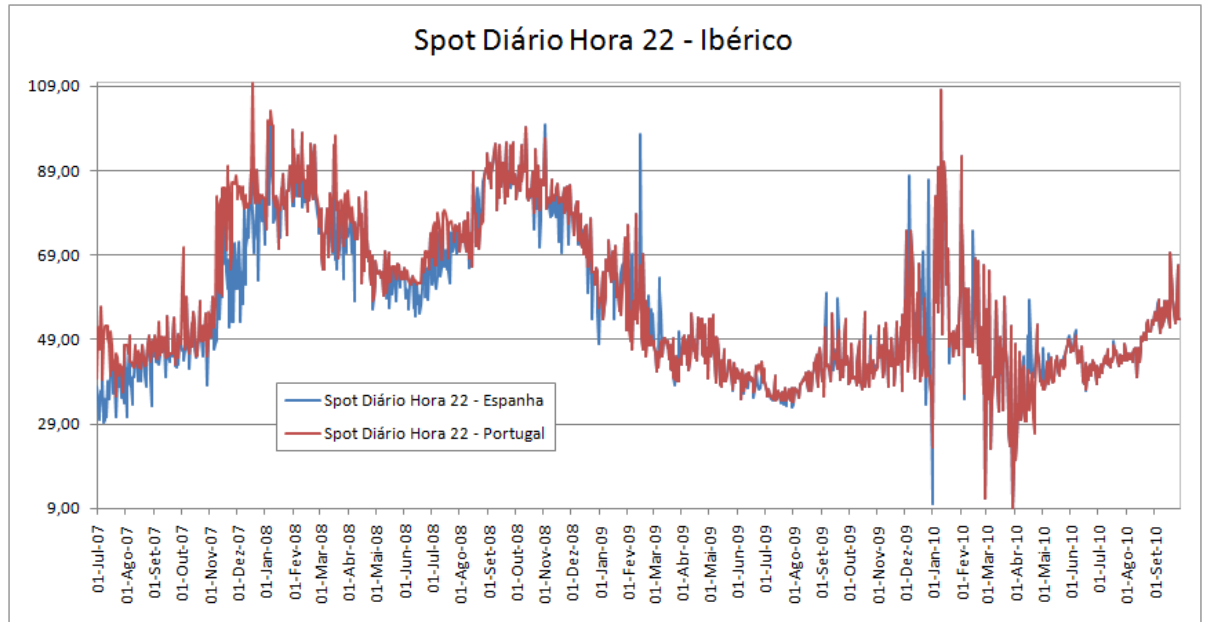


Figura 36 – Cotações do mercado Spot diário ibérico, relativos à hora 22

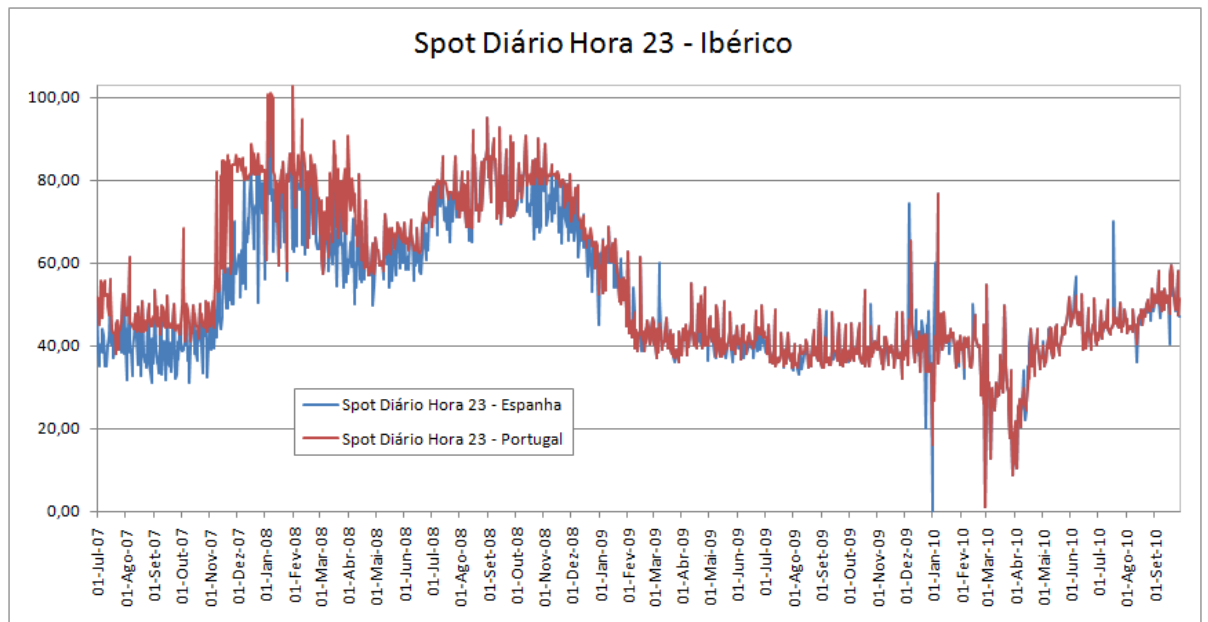


Figura 37 – Cotações do mercado Spot diário ibérico, relativos à hora 23

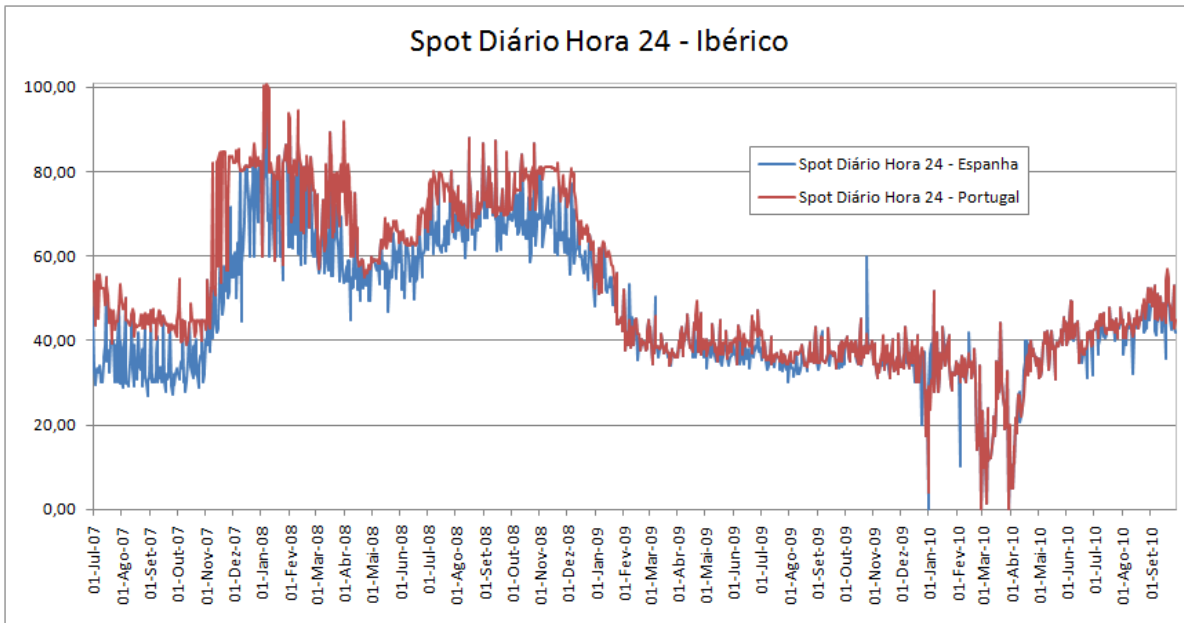


Figura 38 – Cotações do mercado Spot diário ibérico, relativos à hora 24

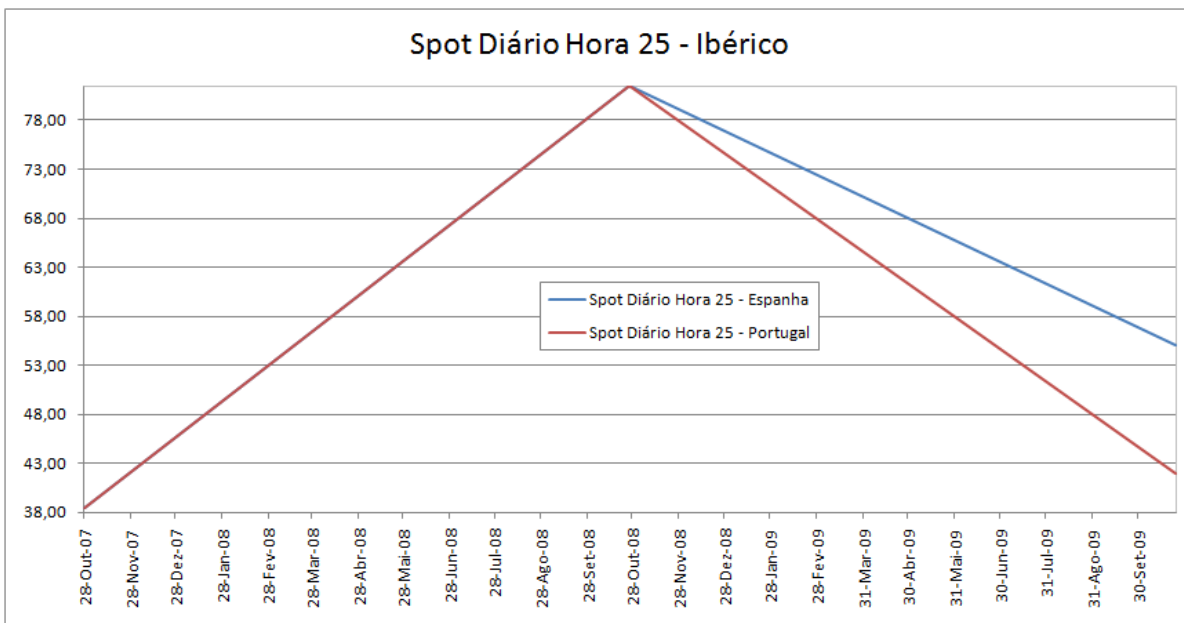


Figura 39 – Cotações do mercado Spot diário ibérico, relativos à hora 25

Pela análise dos gráficos, desde logo se verificou uma forte volatilidade e instabilidade de preços que sugeriram uma discriminação mais refinada dos contratos para se obterem padrões de comportamento mais consistentes.

Note-se que em variados momentos, com especial incidência no primeiro trimestre de 2010, as cotações atingem o valor zero o que, desde logo, sugere um elevado Risco.

Por curiosidade, pouco relevante para este trabalho, constata-se também um Spread de preços a desfavor de Portugal, relativamente a Espanha, praticamente na totalidade dos contratos.

5.2.2.2 Mercado de Futuros

Relativamente ao mercado de Futuros, procedeu-se de forma semelhante ao mercado Spot diário, discriminando os diferentes contratos.

No entanto, neste caso, o problema apresenta uma complexidade adicional devido à multiplicidade de contratos.

Como anteriormente se referiu, os contratos de futuros do MIBEL são organizados para diferentes prazos:

- À semana,
- Ao mês,
- Ao trimestre e
- Ao ano.

Este tipo de contratos é disponibilizado ao mercado com uma considerável antecedência, muitas vezes em data anterior ao termo da maturidade de vários contratos anteriores para o mesmo prazo. Então, para o período histórico que se apresenta nos gráficos abaixo, o mercado gerou centenas de códigos de contratos, com diferentes prazos e maturidades.

Todavia, apesar de estarem disponíveis para liquidação em datas anteriores, os agentes do mercado tendem a efectuar a negociação dos contratos com maturidades mais próximas pelo que é pouco relevante a cotação dos contratos com maturidades mais longas.

Acresce também que as cotações dos contratos com maturidades mais longas são também pouco significativas para análise, pois estão geralmente sobrevalorizadas devido ao efeito temporal provocado pela negociação em margem destes contratos, como explicado anteriormente.

Porém, para datas muito próximas da maturidade, os investidores tendem a ter receios de falta de liquidez o que também torna os preços muito instáveis nestas datas e portanto pouco condizentes com o valor real.

Torna-se então imperioso, para termos preços históricos credíveis como referência, que, para cada prazo, seja construída uma série de cotações, normalmente conhecida por “cotações em contínuo” ou “contrato contínuo” que reflecte as cotações dos contratos com maturidade mais recente para cada um desses prazos, substituídos pelos contratos com a maturidade seguinte alguns dias antes do término dos prazos limite de negociação.

Infelizmente, o OMIP não publica a cotação dos “contratos contínuos” pelo que foi necessário produzir um software com essa finalidade, permitindo-nos assim obter gráficos de referência para os diferentes prazos contratuais. Como não havia regras definidas, foi assumido que os contratos semanais seriam renovados 3 dias antes do final do período de negociação, e 5 dias antes para os restantes contratos, regras comuns dos mercados internacionais de Futuros de mercadorias.

Também neste caso o software desenvolvido, apesar de algo moroso no desenvolvimento do seu procedimento, permite a actualização dos gráficos com a actualização da base de dados dos contratos a partir de descarga de ficheiro do sítio internet do OMIP.

Foram então os seguintes os gráficos dos “contratos contínuos” de Futuros do MIBEL obtidos.

Para este caso, o período seleccionado foi o de 1 de Julho de 2009 a 28 de Setembro de 2010, com excepção para os Futuros a prazo anual, em que o período representado foi o de 1 de Junho de 2010 a 28 de Setembro de 2010.

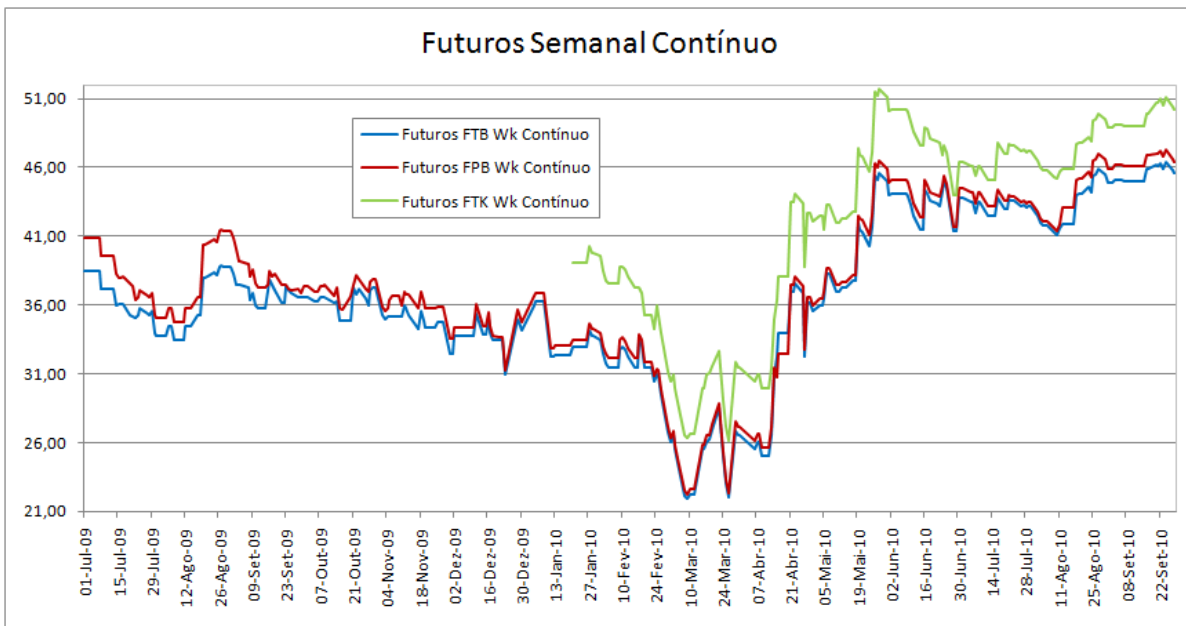


Figura 40 – Cotações do mercado de Futuros, contrato contínuo semanal

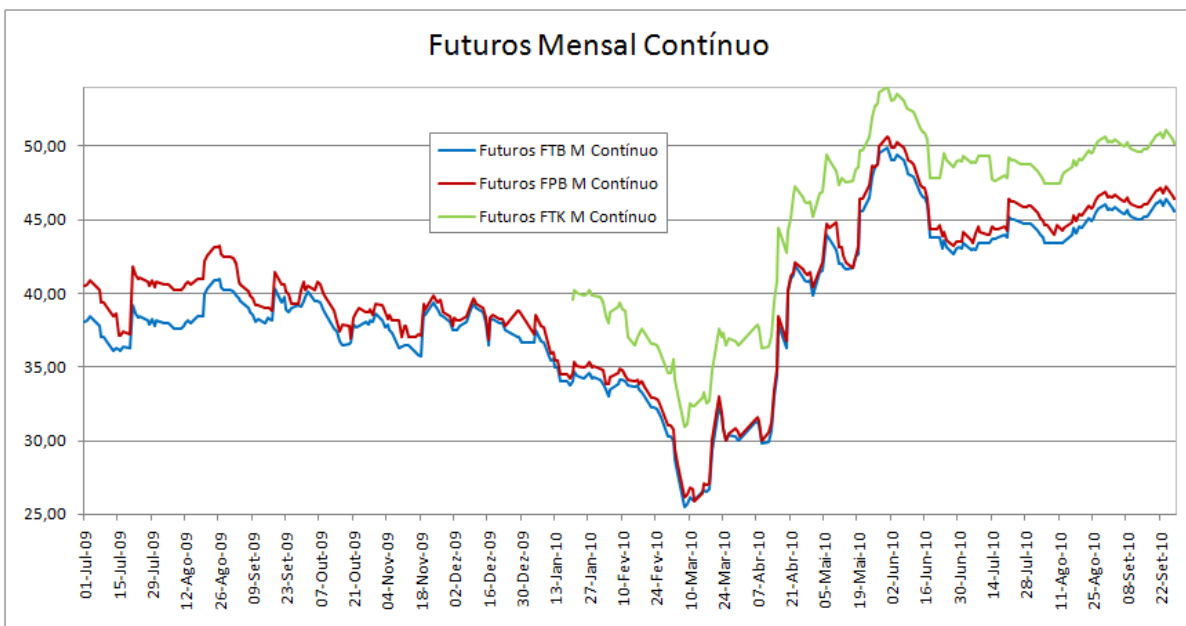


Figura 41 – Cotações do mercado de Futuros, contrato contínuo mensal

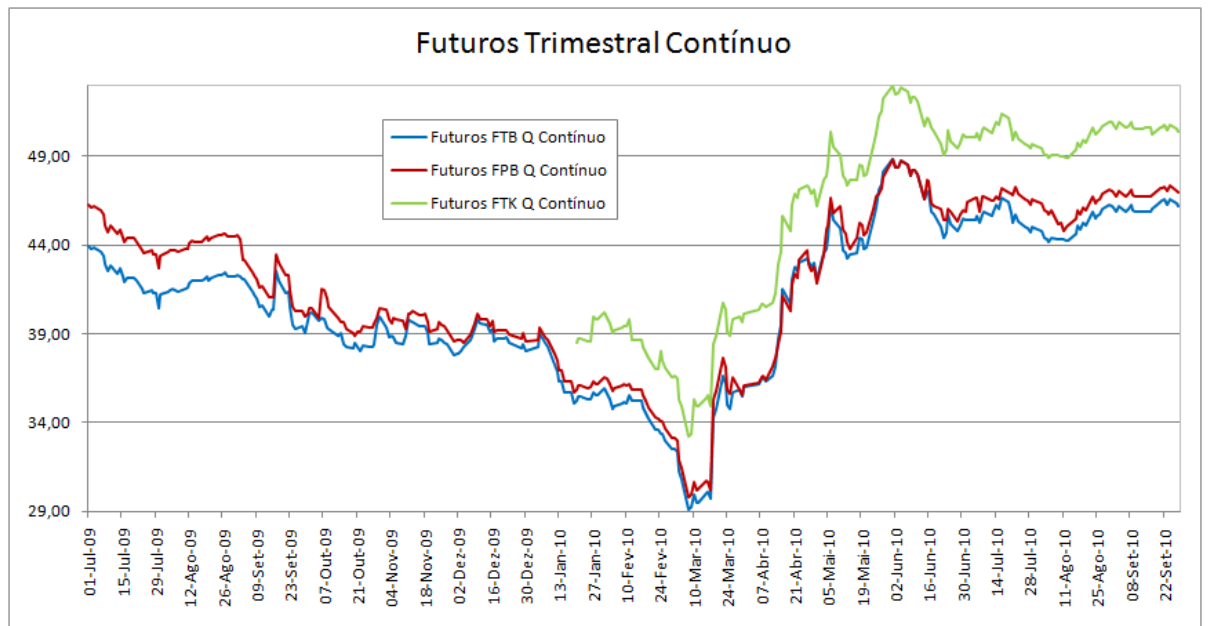


Figura 42 – Cotações do mercado de Futuros, contrato contínuo trimestral

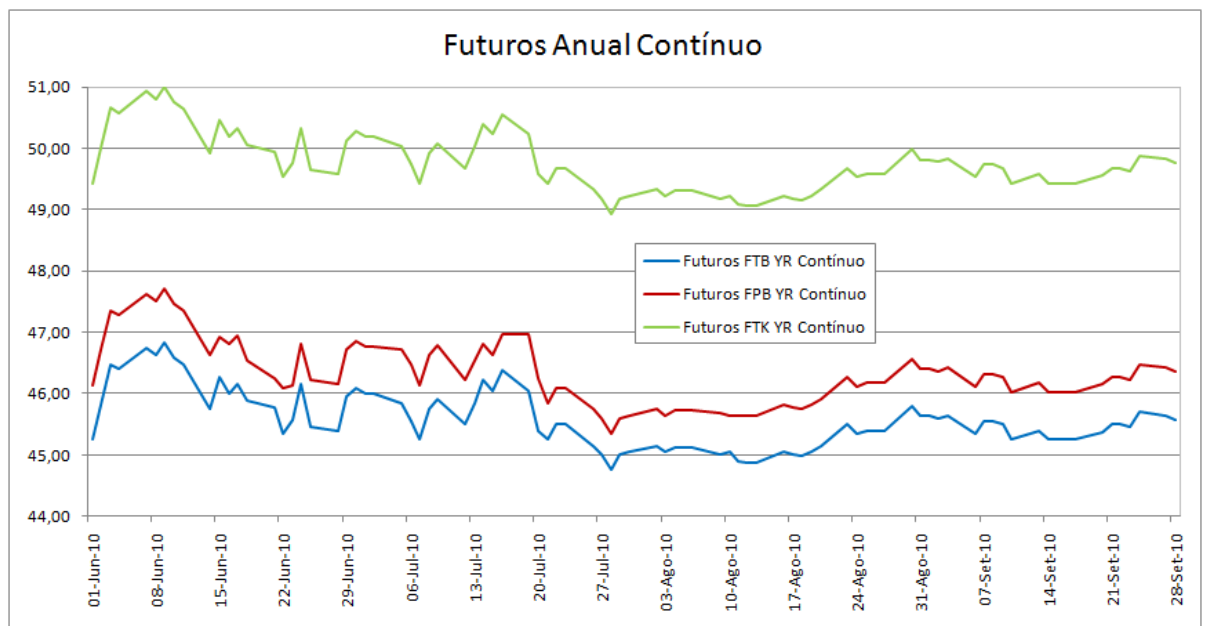


Figura 43 – Cotações do mercado de Futuros, contrato contínuo anual

Neste caso, verifica-se uma menor volatilidade e instabilidade de preços do que no mercado Spot, sendo que não deixam de ser fortes as suas variações, especialmente nos contratos com prazos mais curtos.

Note-se que neste caso as cotações já não atingem valores muito baixos nem muito altos, variando numa gama ligeiramente superior à dos 20 aos 50 euros.

Os preços dos contratos para Portugal apresentam também um Spread negativo, relativamente aos preços para Espanha, praticamente na totalidade dos contratos, sendo os preços dos recentes contratos para as horas de pico em Espanha consideravelmente superiores aos preços dos restantes contratos.

Os elevados preços dos contratos FTK vêm justificar a necessidade da sua existência, de modo a aumentar a liquidez.

5.2.3 Critério utilizado

Conforme referido, o mercado Spot diário do MIBEL está organizado com preços diferenciados pelas diversas horas do dia, para Portugal e Espanha.

Logo, para cada hora do dia, devem ser realizados contratos para a disponibilização de energia eléctrica, constituindo o conjunto desses contratos a carteira em estudo.

A proposta de trabalho foi condicionada de partida, pela disponibilidade de cotações publicadas pelo OMIP e pelo OMEL, passando por estabelecer um conjunto de hipóteses de contratos no mercado de Spot diário, para a disponibilização da energia em causa.

Após análise criteriosa das diversas hipóteses de contratos Spot, são propostos novos contratos alternativos no mercado de Futuros, de modo a diminuir o Risco e garantir condições comerciais mais vantajosas.

O processo utilizado foi idealizado como objectivo principal a gestão do Risco, como definido e proposto nas Normas da série ISO 31000 e consiste em garantir a seguinte metodologia sequencial de actuação:

- Estabelecimento do contexto:
 - Definição do período futuro a estudar, em que se pretende que seja disponibilizada a energia,
 - Pesquisa no histórico de um período que represente, com a máxima semelhança possível, o período a estudar. Nesse sentido, como se explicará, foi desenvolvido todo um conjunto de hipóteses de selecção criteriosa do histórico a considerar;
- Avaliação do Risco envolvido para cada hora do dia, ou seja, para cada contrato a estabelecer, desenvolvendo-se o processo em três passos:
 - Identificação do Risco. É um pressuposto que o Risco seja unicamente financeiro e ao nível do preço do fornecimento da energia. Estão excluídas quaisquer outro tipo de situações de Risco, nomeadamente as operacionais,
 - Análise do Risco, por recurso a duas técnicas previamente seleccionadas:
 - ✦ VaR e
 - ✦ Testes de Stress,
 - Quantificação do Risco:
 - ✦ Determinação dos limites de perda expectáveis para cada um dos contratos e para as cargas a contratar, resultantes da aplicação das duas técnicas de análise
 - ✦ Estabelecimento de limites de variação de preço dos contratos, com base nas últimas cotações e nos limites de perda expectáveis para cada um dos contratos;
- Tratamento do Risco, pelo doseamento criterioso da carteira de contratos horários, ou por contratação alternativa com recurso a contratos de Futuros.

Assim, foi construída uma ferramenta de software para o desenvolvimento produtivo deste processo, com a qual é possível ao seu utilizador acompanhá-lo, face aos resultados obtidos, e, pela

sua sensibilidade entre os dois disponíveis, reajustar o critério de avaliação de Risco pelo método que entender mais conveniente.

Também nesse sentido, como referido, ao utilizador é dada a possibilidade de alterar o histórico de referência para outro que entenda mais conveniente, construindo avaliações de Risco mais credíveis, segundo o seu ponto de vista.

Todo o processo é posteriormente auditável, sendo possível controlar eventuais menores eficiências de parametrização pois são conhecidas as metodologias empregues assim como o histórico utilizado, tornando possível a reconstituição de cálculos e análises anteriormente realizadas.

Como referência e como ajuda ao utilizador, na prevenção de eventuais inadequações do histórico empregue, para o período histórico mais recente (últimos sete dias) são ainda apresentados os gráficos de evolução de preços e cargas de energia contratadas ao mercado Spot diário, assim como realizado um cálculo de correlação dessas cargas e preços e encontrados os seus histogramas de distribuição.

Deste modo, pode-se acompanhar, de um modo visual e intuitivo, comportamentos recentes, típicos ou atípicos do mercado, que nos podem induzir a realizar ajustes manuais, na selecção do histórico para um mais conveniente, para a análise em causa.

5.2.4 Condicionantes e simplificações

A realização de uma ferramenta de gestão do Risco aplicável à totalidade de soluções de opções de negociação e de contratos do MIBEL acaba por ser algo praticamente impossível de realizar pela variedade, imprevisibilidade e complexidade de condicionantes e hipóteses que se podem colocar.

A realização de algo com essa capacidade envolveria certamente uma capacidade humana e de tecnologia dificilmente imaginável e portanto dificilmente alcançável.

Importa portanto considerar alguns pressupostos de simplificação do processo, para que se possa realizar algo de funcional recorrendo a uma tecnologia simples, como é proposta e objecto deste trabalho, permitindo no entanto assegurar o seu objectivo principal, que é o conseguir com menos Riscos e custos realizar contratos de electricidade no MIBEL.

No entanto, na utilização da ferramenta deverá ser prestado especial cuidado a estes pressupostos de simplificação considerados, de modo a constatar que eventuais alterações na sua relevância não coloquem em causa os resultados finais para os quais a ferramenta foi concebida.

São então os seguintes os pressupostos de simplificação mais relevantes:

- Não foi considerada a possibilidade e influência da eventual falta de liquidez na realização ou liquidação dos contratos,
- Existe sempre a possibilidade de liquidação financeira dos contratos, quando a física não estiver disponível,
- Não é considerado um lote mínimo para realizar a contratação da energia, sendo as cargas contratadas as que resultem directamente dos cálculos e não condicionadas a termos contratuais,
- São desprezíveis os custos de negociação face aos valores negociados,
- São desprezíveis os custos operacionais pela realização ou liquidação dos contratos,
- Para qualquer dos períodos em análise, é possível a liquidação e compensação dos contratos de Futuros para utilização em qualquer período horário, desde que enquadrado no seu prazo e maturidade contratual, sendo possível a utilização da energia desses contratos de Futuros em diferentes valores de carga ao longo do dia,

- Dada a exiguidade de dados em histórico para a hora 25, dos dias com 25 horas, pois só acontecem uma vez por ano, foi considerado que para estas situações seria considerado um Risco equivalente ao estipulado para a hora 24, sendo então, para todos os efeitos, as cargas previsíveis incorporadas nas da hora 24.

5.2.5 Estabelecimento do contexto

Conforme se tem vindo a referir, um dos factores mais decisivos para o sucesso da metodologia de avaliação de Risco é a utilização de dados com importante relevância relativamente ao período em que se pretende prever o comportamento.

Assim, a selecção diferenciada e criteriosa dos dados históricos assume um papel decisivo no êxito de todo o processo.

Considerando o referido, foi dada a hipótese ao utilizador da ferramenta, de discriminar diferentes padrões, identificando assim melhor os padrões típicos de comportamento histórico, relacionados com ciclos semanais e datas especiais.

Para tal, foi criada uma base de dados histórica com uma estrutura que possibilita a extracção, diferenciação e carregamento de dados para análise sendo a selecção efectuada criteriosamente pelo utilizador, de acordo com os seguintes parâmetros:

- Mercado do país em causa, Portugal ou Espanha,
- Intervalo temporal do histórico a considerar como referência,
- Valores das cargas horárias a contratar,
- Ciclo diário, por tratamento diferenciado das diferentes horas do dia,
- Ciclo semanal, por selecção opcional individualizada dos diferentes dias da semana,
- Dias feriados, por selecção para inclusão ou exclusão de dias feriados, ou
- Dias atípicos, por selecção para inclusão ou exclusão de dias que para além dos feriados, apresentaram um comportamento atípico relativamente a consumos quando comparados com outros dias de semana equivalentes. Por exemplo, os dias de feriado local com especial relevância, as vésperas de feriados importantes, os dias com avarias conhecidas que provocaram restrições graves na rede de transporte, etc..

De notar que, relativamente aos feriados e dias atípicos, estes podem ser considerados para análise do seguinte modo:

- Em exclusividade, ou seja, nesta situação o histórico considerado será apenas o relativo a feriados e/ou dias atípicos e
- Em complemento, sendo nesta modalidade considerado o histórico de feriados e/ou dias atípicos em complemento a dias comuns. Salienta-se que nesta última hipótese de selecção se não for escolhida uma das hipóteses de feriados ou de dias atípicos estará a ser escolhido um histórico com dias comuns.

Quanto à base de dados de histórico, importa referir que esta, a qualquer momento e de um modo expedito e por acção directa, pode ser modificada sendo actualmente os feriados e dias atípicos nela registados, os listados nas tabelas que se seguem:

Dias feriados:

	Portugal				
	2006	2007	2008	2009	2010
Janeiro	1	1	1	1	1
Fevereiro					
Março			21 e 23		
Abril	14, 16 e 25	6, 8 e 25	25	10, 12 e 25	2, 4 e 25
Maio	1	1	1 e 22	1	1
Junho	10 e 15	7 e 10	10	10 e 11	3 e 10
Julho					
Agosto	15	15	15	15	15
Setembro					
Outubro	5	5	5	5	5
Novembro	1	1	1	1	1
Dezembro	1, 8 e 25	1, 8 e 25	1, 8 e 25	1, 8 e 25	1, 8 e 25

Tabela 6 – Feriados, Portugal

	Espanha												
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Janeiro		1 e 6	1 e 6	1 e 6	1 e 6	1 e 6	1 e 6	1 e 6	1 e 6	1 e 6	1 e 6	1 e 6	1 e 6
Fevereiro													
Março					29 e 31			25 e 27			21 e 23		
Abril		2 e 4	21 e 23	13 e 15		18 e 20	9 e 11		14 e 16	6 e 8		10 e 12	2 e 4
Maio		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Junho													
Julho													
Agosto		15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
Setembro													
Outubro	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Novembro	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Dezembro	6, 8 e 25	6, 8 e 25	6, 8 e 25	6, 8 e 25	6, 8 e 25	6, 8 e 25	6, 8 e 25	6, 8 e 25	6, 8 e 25	6, 8 e 25	6, 8 e 25	6, 8 e 25	6, 8 e 25

Tabela 7 – Feriados, Espanha

Dias com comportamento atípico:

	Portugal				
	2006	2007	2008	2009	2010
Janeiro					
Fevereiro	28	20	5	24	16
Março			20		
Abril	13	5		9	1
Maio					
Junho	13 e 24	13 e 24	13 e 24	13 e 24	13 e 24
Julho					
Agosto					
Setembro					
Outubro					
Novembro					
Dezembro	24 e 31	24 e 31	24 e 31	24 e 31	24 e 31

Tabela 8 - Dias com consumo atípico, Portugal

	Espanha												
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Janeiro	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Fevereiro	16		27	12		24	8	28	20	5	24	16	
Março		7		28	4		24 e 28			20 e 24			
Abril	1 e 5	20 e 24	12 e 16	1	17 e 21	8 e 12		13 e 17	5 e 9		9 e 13	1 e 5	
Maio													
Junho													
Julho													
Agosto													
Setembro													
Outubro													
Novembro													
Dezembro	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31

Tabela 9 - Dias com consumo atípico, Espanha

5.2.6 Avaliação do Risco

Como atrás referido⁹¹, a metodologia para avaliação do risco envolve o desenvolvimento sequencial e passo a passo das seguintes actividades:

1. Identificação do Risco,
2. Análise do Risco e
3. Quantificação do Risco.

Essa avaliação de Risco será realizada para cada um dos potenciais contratos do mercado Spot, ou seja, para cada hora do dia.

⁹¹ Ponto 4.5.

5.2.6.1 Identificação do Risco

O primeiro passo, ou seja, a identificação do Risco, ou a identificação do âmbito sob o qual se pretende desenvolver o estudo do Risco, acaba por ser essencial para permitir direccionar a nossa avaliação.

Quando se refere simplesmente Risco em sentido lato perde-se muitas vezes a noção do que estamos a avaliar pois pode-se derivar para estudos de Risco diversos deixando muitas vezes em segundo plano o que é considerado alvo.

Por exemplo, no caso do MIBEL, partindo de uma intenção de avaliar o Risco financeiro, facilmente se pode partir para estudos de Risco operacional ou de disponibilidade de serviço, pois por vezes as fronteiras são ténues e este tipo de Risco acaba por ter também influência nos preços da energia.

Para o caso da ferramenta em estudo, é pressuposto que o Risco seja avaliado unicamente do ponto de vista financeiro e ao nível do preço do fornecimento da energia, centrada no mercado Spot diário sendo também considerado que o mercado de Futuros é negociado num momento presente, ou seja num momento em que as cotações da energia são conhecidas e portanto sem Risco directamente associado.

Simplificando, o alvo do estudo de Risco é exclusivamente o mercado Spot diário do MIBEL.

Um dado de partida que importa realçar é que em cada ano há um dia com apenas 23 horas e outro dia com 25 horas.

Então, os dados históricos coleccionados na base de dados de preços e cargas do mercado Spot diário, em termos anuais, para um ano com “n” dias, apresenta um determinado número “n” anual de conjuntos de preços e cargas para as horas de 1 a 23, um conjunto de “n-1” de preços e cargas para a hora 24 e 1 conjunto de preços e cargas para a hora 25.

Verifica-se portanto que para a hora 25 existe uma quantidade muito baixa de dados históricos e apenas relacionáveis entre os diversos anos em estudo.

Dada a exiguidade de dados em histórico e o dilatado afastamento temporal entre os mesmos, foi então admitido preferível, nos casos em que seja de considerar a avaliação de Risco para a hora 25, incorporar as cargas previsíveis nesse período horário, nas da hora 24, pois habitualmente os preços são aproximados.

5.2.6.2 Análise do Risco

Para o passo seguinte, a análise do Risco, foram seleccionadas as duas seguintes virtuosas técnicas:

- A determinação do VaR e
- A realização de Testes de Stress.

Com cada uma das técnicas, procura-se captar o Risco por diferentes cenários, capacitando o utilizador da ferramenta com visões do Risco, segundo diferentes ópticas.

No caso do Risco avaliado pelo VaR, assume-se a distribuição histórica seleccionada como aceitável para replicar o futuro, sendo estabelecido um determinado nível de confiança, confortando o utilizador uma vez que, probabilisticamente a perda máxima calculada não acontecerá em um número de vezes previsível percentualmente superior ao nível de confiança escolhido.

Nesta ferramenta, o cálculo do VaR é realizado com base em Simulações de Monte Carlo de modo a permitir ao utilizador:

- Trabalhar com um histórico reduzido mas relevante para o período em estudo, ou seja, desdobrar os dados históricos considerados num maior número de dados gerados para a construção do histograma para determinação do VaR,
- Partir de um histórico relevante e introduzir-lhe um carácter de uma relativa aleatoriedade, permitindo o estudo de diferentes cenários,
- Avaliar como a aleatoriedade do processo pode influenciar significativamente os resultados finais, ou seja, gerar diferentes histogramas e a partir destes determinar diferentes VaR, comparando a estabilidade da metodologia utilizada em termos de resultados,
- Realizar o cálculo do VaR, considerando uma distribuição próxima da histórica, caso o utilizador acredite que situações passadas irão fielmente ser replicadas no futuro em análise. Aumentando para um número extremamente elevado o número de simulações, o histograma gerado será coincidente com o que seria gerado se fosse obtido por Simulação Histórica.

A metodologia de Simulação de Monte Carlo apresenta para este tipo de activos um especial interesse, considerando a comum enorme volatilidade dos activos e a vantagem de utilizar períodos históricos representativos para os cálculos em causa mas que se apresentam, muitas vezes, com um diminuto número de períodos de dados.

A ferramenta permite ainda que o VaR seja determinado desprezando situações históricas de variação de preço acima de um limite, inferior ou superior, definido pelo utilizador, truncando os histogramas calculados a partir de determinados níveis estabelecidos pelo utilizador.

A utilização desta potencialidade da ferramenta faz muito sentido especialmente considerando que, integrada na ferramenta, existe também a capacidade de tratamento específico dessas situações extremas de mercado pela realização de Testes de Stress.

Pelo recurso aos Testes de Stress, ou à avaliação do Risco em situação de Stress, procura-se captar situações extremas, mesmo que raras ou anormais, de movimentos do mercado.

Seleccionando então o histórico relevante, os Testes de Stress informam o utilizador da ferramenta das situações limite de preço da energia ocorridas nesse período.

De salientar que a ferramenta efectua a análise de Risco para posições longas e curtas, identificando portanto os Riscos de compra e de venda de energia ao mercado.

Verifica-se que as técnicas de avaliação de Risco que a ferramenta utiliza acabam por ser complementares, pois embora o cálculo do VaR despreze fortes variações de preços, desde que estas não aconteçam com uma frequência que ultrapasse o nível de confiança estabelecido, essas fortes variações de preços acabam por ser evidenciadas pelos Testes de Stress.

5.2.6.3 Quantificação do Risco

O último passo para realizar a avaliação de Risco é a quantificação do Risco.

Esta quantificação consiste em relativizar e quantificar o Risco, neste caso em euros:

- Determinando os limites de perda expectáveis para cada um dos contratos, por unidade de carga e para a totalidade das cargas a contratar, resultantes da aplicação das duas técnicas de análise, como referido, para posições curtas e longas,
- Estabelecendo os limites de variação de preço dos contratos, com base nas últimas cotações e nos limites de perda expectáveis para cada um dos contratos, nas posições curtas e longas.

No caso dos limites de variação de preço dos contratos determinados pelo VaR, esses limites correspondem a intervalos de confiança entre os quais é expectável que os preços futuros dos contratos variem, no pressuposto do nível de confiança pré-estabelecido na determinação do VaR. Os limites de variação de preço dos contratos determinados pelos Testes de Stress correspondem a intervalos de variação entre os quais é expectável que os futuros preços dos contratos variem em situações extremas de mercado.

Os Testes de Stress apresentam geralmente então uma visão sobrevalorizada dos Riscos associados aos contratos.

Para cada período horário contratual, os intervalos limite de preço entre os quais é expectável a sua variação são calculados do seguinte modo sequencial:

- Pela metodologia de VaR:
 1. Determinação do VaR do período horário, seguindo a metodologia referida, para posições curtas e longas, para as cargas a contratar,
 2. Cálculo do VaR por unidade de carga a contratar, para posições curtas e longas,
 3. Determinação do preço máximo, segundo o nível de confiança estimado, por adição ao último preço do contrato do valor do VaR por unidade de carga, calculado para posições curtas,
 4. Determinação do preço mínimo, segundo o nível de confiança estimado, por subtracção ao último preço do contrato do valor do VaR por unidade de carga, calculado para posições longas,
- Pela metodologia de Testes de Stress:
 1. Determinação do limite histórico de perda para o período horário, seguindo a metodologia referida, para posições curtas e longas, para as cargas a contratar,
 2. Cálculo da perda limite por unidade de carga a contratar, para posições curtas e longas,
 3. Determinação do preço máximo, por adição ao último preço do contrato do valor da perda limite por unidade de carga, calculado para posições curtas,
 4. Determinação do preço mínimo, segundo o nível de confiança estimado, por subtracção ao último preço do contrato do valor da perda limite por unidade de carga, calculado para posições longas.

Note-se que, habitualmente o VaR é calculado para um nível de confiança de 95 a 99%⁹². No entanto, neste caso particular, como o processo de quantificação do Risco é realizado por cruzamento destas duas metodologias, VaR e Testes de Stress, é desejável que cada uma das metodologias identifique e quantifique o Risco segundo diferentes visões de conjunturais.

Caso, nos estudos, o nível de confiança para determinação do VaR se aproxime de 100%, o Risco captado por esta metodologia aproxima-se pelo identificado pelos Testes de Stress.

Assim, considerando a particularidade da aplicação conjunta destas duas metodologias, é desejável que o nível de confiança a usar para a determinação do VaR seja inferior ao habitual, por exemplo 90% (valor aceitável face aos testes realizados). Todavia, fica ao critério do utilizador utilizar o valor que entender mais conveniente para o seu caso particular em estudo.

5.2.6.4 Correlação do Risco

Como se referiu atrás, uma das propriedades do VaR é não ser uma medida de Risco coerente, devido ao Risco de uma carteira, medido pelo VaR, não corresponder ao somatório dos VaR dos elementos individuais dessa carteira.

A medida de Risco pelo VaR não possui a propriedade de subadictividade.

⁹² Conforme atrás referido, em 4.3.6.2.

Esta situação acontece sempre que os valores dos diversos activos da carteira em análise não possuam entre eles uma correlação igual a 1.

No caso dos activos em estudo, o mercado Spot diário, verifica-se que, salvo excepções pontuais, as variações de cotação de preço dos diferentes períodos horários evoluem com muita proximidade, em valor percentual.

No entanto, em determinados momentos verificam-se picos de preços de energia com extrema violência que afectam significativamente a correlação de preços dos diversos períodos horários.

A título de exemplo, verifiquem-se visualmente os gráficos com históricos de preços apresentados atrás, que aparentemente parecem evoluir correlacionados.

Para confirmação, calculou-se a correlação para o mesmo período representado nos gráficos tendo-se obtido as seguintes tabelas, em que na primeira coluna e na primeira linha são representados os períodos horários contratuais:

Para Portugal:

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	0,96	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	0,93	0,97	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	0,91	0,95	0,98	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5	0,90	0,94	0,97	0,99	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6	0,89	0,93	0,96	0,98	0,99	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7	0,89	0,92	0,95	0,96	0,97	0,98	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
8	0,87	0,88	0,89	0,90	0,90	0,91	0,95	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
9	0,86	0,85	0,86	0,86	0,87	0,88	0,91	0,97	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10	0,85	0,84	0,84	0,85	0,85	0,86	0,89	0,94	0,97	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11	0,86	0,85	0,85	0,85	0,85	0,86	0,88	0,92	0,95	0,98	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12	0,87	0,86	0,85	0,85	0,86	0,86	0,88	0,92	0,94	0,97	0,99	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
13	0,87	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,87	0,91	0,93	0,95	0,98	0,99	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	0,88	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,88	0,91	0,92	0,95	0,97	0,98	0,99	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
15	0,88	0,87	0,87	0,86	0,86	0,87	0,88	0,90	0,92	0,94	0,96	0,97	0,98	0,99	-	-	-	-	-	-	-	-	-
16	0,87	0,85	0,86	0,86	0,86	0,86	0,87	0,91	0,92	0,95	0,96	0,97	0,97	0,98	0,99	-	-	-	-	-	-	-	-
17	0,85	0,84	0,85	0,85	0,85	0,86	0,87	0,91	0,93	0,95	0,96	0,97	0,97	0,98	0,99	0,99	-	-	-	-	-	-	-
18	0,84	0,83	0,83	0,83	0,84	0,84	0,85	0,90	0,92	0,95	0,96	0,97	0,97	0,97	0,98	0,99	0,99	-	-	-	-	-	-
19	0,85	0,81	0,79	0,78	0,78	0,78	0,79	0,86	0,89	0,91	0,93	0,94	0,94	0,94	0,95	0,94	0,94	0,96	-	-	-	-	-
20	0,76	0,70	0,67	0,65	0,65	0,65	0,66	0,75	0,79	0,82	0,83	0,84	0,84	0,83	0,84	0,83	0,83	0,86	0,94	-	-	-	-
21	0,73	0,68	0,65	0,63	0,63	0,63	0,63	0,71	0,74	0,76	0,77	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,77	0,80	0,87	0,93	-	-	-
22	0,79	0,74	0,71	0,69	0,68	0,68	0,68	0,73	0,75	0,77	0,79	0,81	0,81	0,81	0,81	0,80	0,79	0,81	0,87	0,90	0,91	-	-
23	0,90	0,86	0,85	0,83	0,83	0,83	0,82	0,84	0,85	0,86	0,88	0,90	0,90	0,91	0,91	0,90	0,90	0,90	0,92	0,87	0,86	0,92	-
24	0,92	0,89	0,88	0,86	0,85	0,85	0,85	0,86	0,87	0,88	0,89	0,90	0,90	0,90	0,91	0,90	0,89	0,89	0,91	0,83	0,80	0,84	0,93

Tabela 10 - Correlação de preços horários do mercado Spot diário, Portugal

Para Espanha:

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	0,97	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	0,92	0,97	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	0,89	0,94	0,98	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5	0,87	0,93	0,97	0,99	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6	0,87	0,92	0,96	0,98	0,99	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7	0,84	0,89	0,90	0,91	0,92	0,95	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
8	0,76	0,78	0,78	0,78	0,79	0,85	0,94	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
9	0,71	0,73	0,73	0,73	0,74	0,80	0,89	0,97	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10	0,76	0,77	0,76	0,77	0,78	0,82	0,89	0,96	0,98	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11	0,80	0,81	0,80	0,80	0,80	0,84	0,89	0,93	0,95	0,98	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12	0,81	0,82	0,81	0,81	0,81	0,84	0,89	0,92	0,94	0,97	0,99	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
13	0,80	0,80	0,79	0,79	0,80	0,83	0,88	0,91	0,92	0,95	0,98	0,99	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	0,81	0,82	0,81	0,81	0,82	0,85	0,88	0,89	0,90	0,93	0,97	0,98	0,99	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
15	0,83	0,84	0,83	0,83	0,84	0,86	0,89	0,88	0,87	0,91	0,94	0,96	0,97	0,98	-	-	-	-	-	-	-	-	-
16	0,80	0,81	0,81	0,81	0,82	0,85	0,90	0,90	0,89	0,92	0,94	0,95	0,96	0,97	0,99	-	-	-	-	-	-	-	-
17	0,77	0,79	0,79	0,79	0,79	0,83	0,89	0,90	0,90	0,92	0,94	0,95	0,95	0,97	0,97	0,99	-	-	-	-	-	-	-
18	0,77	0,77	0,76	0,75	0,76	0,80	0,86	0,90	0,91	0,93	0,94	0,95	0,95	0,96	0,96	0,97	0,99	-	-	-	-	-	-
19	0,75	0,73	0,68	0,67	0,66	0,70	0,76	0,83	0,85	0,87	0,88	0,89	0,89	0,88	0,87	0,88	0,89	0,94	-	-	-	-	-
20	0,67	0,63	0,56	0,54	0,53	0,57	0,63	0,73	0,75	0,78	0,77	0,77	0,76	0,75	0,75	0,74	0,75	0,81	0,93	-	-	-	-
21	0,70	0,67	0,62	0,60	0,58	0,61	0,66	0,73	0,73	0,75	0,76	0,76	0,74	0,73	0,73	0,72	0,72	0,77	0,87	0,94	-	-	-
22	0,74	0,71	0,65	0,62	0,61	0,62	0,64	0,67	0,66	0,69	0,72	0,72	0,72	0,71	0,73	0,71	0,70	0,74	0,81	0,85	0,92	-	-
23	0,85	0,85	0,81	0,79	0,78	0,79	0,78	0,74	0,72	0,76	0,79	0,81	0,81	0,82	0,85	0,83	0,81	0,83	0,84	0,80	0,84	0,90	-
24	0,86	0,86	0,82	0,81	0,79	0,81	0,84	0,83	0,82	0,85	0,87	0,88	0,86	0,86	0,87	0,85	0,85	0,87	0,87	0,80	0,80	0,79	0,87

Tabela 11 - Correlação de preços horários do mercado Spot diário, Espanha

Para Portugal a média dos valores calculados é de 0,87e para Espanha a média é de 0,83.

Como se verifica, para a maioria dos períodos, a correlação entre períodos horários é até relativamente elevada, apresentando uma média dos valores também bastante elevada. Todavia, pela análise visual dos gráficos pode-se ser induzido em perceber uma correlação ainda mais próxima de 1.

Pelos cálculos realizados, efectuados para um período relativamente longo, pode-se admitir que não existirá nestes casos um elevado erro se considerarmos que, neste caso, para se obter o VaR global de uma carteira com um conjunto de contratos do mercado Spot diário se podem adicionar os VaR individuais de cada um dos contratos.

Então, para o mercado Spot diário, com alguma aproximação, pode-se admitir que:

$$VaR_{Carteira} = \sum_{i=1}^{24} VaR_i$$

em que $VaR_{carteira}$ representa o Valor em Risco da carteira de contratos, como um todo e VaR_i representa o Valor em Risco para a hora i .

Porém, deverá ter-se presente que, para períodos curtos ou excepcionais, tal regra poderá não acontecer.

Integrada na ferramenta de software auxiliar de desenho dos gráficos do mercado Spot diário está implementada a possibilidade de cálculo destas correlações, para períodos definidos pelo utilizador.

Os Testes de Stress de uma carteira corresponderão sempre à situação mais gravosa em perdas dessa carteira.

Então, o Risco de Stress da carteira será sempre o somatório do Risco de Stress de cada um dos seus constituintes, ou seja:

$$Stress_{Carteira} = \sum_{i=1}^{24} Stress_i$$

em que $Stress_{carteira}$ representa o Risco da carteira de contratos em situação extrema, como um todo e $Stress_i$ representa o Risco em situação extrema do contrato para a hora i .

Neste caso, o problema de correlação de Risco dos elementos individuais da carteira não se coloca, pois o Risco em Stress é subaditivo, sendo o Teste de Stress uma medida coerente de Risco.

5.2.7 Gestão do Risco

A principal mais valia da ferramenta é a metodologia de gestão do Risco que nela está implementada.

Considerando que, conforme referido, a ferramenta desenvolvida tem a capacidade de avaliar e quantificar o Risco segundo duas estratégias e ópticas, então a gestão do Risco deve também ser realizada segundo cada uma das quantificações encontradas.

Ao utilizador da ferramenta caberá utilizar, caso a caso, função da sua sensibilidade, os resultados de uma ou das duas metodologias, cruzando e conjugando esses resultados no sentido de encontrar a solução do problema que melhor se adequa à sua realidade conjuntural.

Também, a partir das análises e das quantificações de Risco, geradas pela ferramenta, para os diversos contratos horários do mercado Spot diário, duas estratégias complementares de gestão do Risco podem ser seguidas no sentido da sua mitigação:

- Ajuste de cargas horárias para períodos mais convenientes,
- Contratação alternativa em diferentes mercados.

5.2.7.1 Ajuste das cargas horárias

Por um lado e como primeira medida, garantindo a oferta ou procura total de carga diária, as cargas para os diversos períodos diários devem ser ajustadas e adequadas convenientemente, dentro do possível, em termos de preços previsíveis e de menor Risco.

Com recurso aos dados gerados pela ferramenta para análise e quantificação de Risco, o ajuste das cargas pode facilmente ser realizado manualmente, por ser um processo intuitivo, estando geralmente condicionado pela necessidade de satisfação das necessidades dos produtores ou consumidores.

Porém, a partir de um determinado nível, não é possível actuar nesta vertente.

5.2.7.2 Contratação alternativa em diferentes mercados

Ultrapassada e/ou realizada a possibilidade proposta de ajuste das cargas horárias, a mitigação do Risco e ajuste de preços pode ser realizada recorrendo ao ajuste dos contratos por contratação alternativa da energia no mercado de Futuros.

Um dado de partida importante para esta optimização é conhecer-se qual o período futuro para o qual se pretende concretizar a disponibilização das cargas.

Então, com a antecedência mínima da maturidade dos contratos de Futuros em vigor, escolhem-se os mais adequados para o período de disponibilização das cargas.

Seleccionam-se os contratos com actual cotação de preço mais conveniente, mais baixo no caso de compras ou mais elevado no caso de vendas à rede.

Pressupondo-se a possibilidade de liquidação ou compensação dos contratos de Futuros para os períodos horários futuros considerados mais convenientes, identificam-se os contratos do mercado Spot diário desfavoráveis relativamente ao contrato de Futuros escolhido.

Considerando as duas metodologias de análise e quantificação de Risco, a ferramenta prevê a adopção de duas estratégias de mitigação de Risco, baseadas nos resultados com cada uma dessas metodologias.

Assim, para cada uma das estratégias de mitigação de Risco, são identificados os contratos horários do mercado Spot diário desfavoráveis relativamente ao contrato de Futuros.

Esta identificação é realizada, automaticamente pela ferramenta, do seguinte modo:

- Para cada contrato horário do mercado Spot diário é calculada a média dos preços limite máximo e mínimo, estimados para períodos futuros, em cada uma das metodologias de análise e de quantificação de Risco,
- É considerado que o contrato horário do mercado Spot diário é desfavorável quando, em situação de:
 - Venda de energia à rede: a cotação do contrato de Futuros for superior à média calculada,
 - Compra de energia à rede: a cotação do contrato de Futuros for inferior à média calculada.

Com base nos períodos mais favoráveis para cada um dos tipos de contratação, venda ou aquisição de energia à rede, a ferramenta selecciona, para cada período horário, o mercado de energia mais conveniente, Spot diário ou Futuros, construindo os novos diagramas de cargas para cada mercado, seguindo cada uma das estratégias de mitigação de Risco.

Com base nos novos diagramas de cargas, são calculadas as quantidades totais de energia a contratar aos dois mercados, assim como a sua distribuição por estes, e verificados, após aplicação das metodologias, os ganhos marginais da aplicação da metodologia e Riscos ainda envolvidos, segundo cada uma das estratégias.

Para cada uma das estratégias, são aplicadas as técnicas de análise e quantificação de Riscos integradas na ferramenta, a avaliação do VaR e realizados os Testes de Stress.

Em ambas as estratégias de mitigação de Risco, os VaR e os riscos de Stress das carteiras constituídas pelos períodos horários remanescentes a contratar ao mercado Spot diário, são calculados por adição dos Riscos individuais dos contratos horários a realizar nesse mercado.

5.3 Estrutura do software e operação da ferramenta

Como referido, a principal função da ferramenta informática que foi desenvolvida é a de realizar a avaliação, quantificação e gestão do Risco do mercado de energia eléctrica do MIBEL.

A sua estrutura funcional foi portanto concebida com essa finalidade.

A ferramenta está dividida e organizada em três módulos, que são:

- Um primeiro módulo de identificação da ferramenta,
- Um segundo módulo de avaliação de Risco e
- Um terceiro módulo de gestão do Risco.

Pretende-se que, tal como estabelecido nas Normas da série ISO 31000, a operação destes módulos funcione de um modo sequencial, funcionando o módulo de gestão do Risco com base em resultados do módulo de avaliação de Risco.

O modo de avaliação de Risco pode funcionar de um modo independente, embora os seus resultados não façam muito sentido se não lhes for dada sequência em termos de gestão desse Risco.

O desenvolvimento desta ferramenta foi realizado com a preocupação de que ela possa ser utilizada numa máquina com um hardware comum, pelo que se recorreu também a software de suporte também comum.

Então, por uma questão funcional e de velocidade, foram previstas algumas funcionalidades em ferramentas auxiliares externas e os comandos operativos e de programação construídos para serem executados de uma forma bastante directa.

Por exemplo, realizada a actividade proposta pela ferramenta, com a impressão do ficheiro Excel fica automaticamente emitido o relatório dessa actividade.

Optou-se por manter activas as funcionalidades principais do Excel de modo a permitir ao utilizador socorrer-se de todas as existentes nesta folha de cálculo. Assim, entre outros, foi mantido disponível o “RibbonX”⁹³. No entanto, por software a folha é protegida em cada comando realizado na ferramenta.

5.3.1 Módulo de identificação da ferramenta e painel de controlo

Neste primeiro módulo procura-se identificar o objectivo da ferramenta, com o título do trabalho, o âmbito em que o trabalho foi realizado e a data em que o último estudo ou relatório foi criado.

É o seguinte o aspecto gráfico deste módulo:

⁹³ Funcionalidade do Microsoft Excel onde são disponibilizados os comandos da aplicação.



Figura 44 – Módulo de identificação e comando da ferramenta

Neste módulo foram também inseridos os comandos principais da ferramenta, de modo a despoletar as operações das suas principais funcionalidades.

Um dos comandos disponibilizados é de “Avaliar Config. SMC”, que corresponde ao acesso a uma rotina de simulação de um vector, em condições idênticas às programadas e configuradas para a determinação do VaR, de modo a verificar a aleatoriedade dos seus valores e consequentemente a aleatoriedade de resultados da Simulação de Monte Carlo.

A partir de outro comando é possível gerar um relatório com os cálculos realizados, em formato PDF⁹⁴, para a localização pretendida.

Ainda, uma potencialidade importante é a de, a partir de um dos comandos, o de “Instalação”, indicar a localização da base de dados. A localização escolhida fica guardada no sistema para futuras utilizações.

Por fim, o comando “Calcular” dá início ao processo de cálculo, considerando a configuração seleccionada.

5.3.2 Módulo de avaliação de Risco

O módulo de avaliação de Risco está organizado nos quatro sub-módulos seguintes:

- Entrada de dados de referência, ou dados de base,
- Apresentação de dados históricos recentes,
- Avaliação de Risco por VaR, recorrendo ao método de Simulação de Monte Carlo e
- Avaliação de Risco por Teste de Stress.

5.3.2.1 Entrada de dados

Para utilização da ferramenta é inicialmente introduzido ou seleccionado um conjunto de dados a considerar na extracção do histórico da base de dados do mercado Spot diário, personalizados quanto baste para permitir os resultados o mais adequados possível na avaliação de Risco.

Estes dados são identificados como “Dados de Base”, sendo os seguintes:

- País, ou seja, a região do mercado MIBEL,
- Intervalo ou período temporal,
- Dias da semana, seleccionáveis isoladamente ou em conjunto,

⁹⁴ Portable Document Format. Formato de documento, de reduzida dimensão, desenvolvido e optimizado pela Adobe Systems, Inc., com o objectivo de publicação e transmissão via Internet.

- Feriados e dias com consumos atípicos conhecidos, em duas modalidades:
 - Em exclusividade, considerando o histórico apenas relativo a feriados e/ou dias atípicos e
 - Em complemento, considerando o histórico de feriados e/ou dias atípicos em complemento a dias comuns. A selecção exclusiva de um histórico com dias comuns é realizada considerando esta hipótese e não sendo escolhida qualquer das hipóteses de dias feriados ou atípicos e
- Cargas horárias a contratar ao mercado Spot diário.

Dados de Base

País: Portugal Espanha

Intervalo Temporal: Data Inicial: 07-Out-12, Data Limite: 10-Out-12

Dias da Semana: Segunda Feira, Terça Feira, Quarta Feira, Quinta Feira, Sexta Feira, Sábado, Domingo

Cargas Horárias a Contratar (kWh):

1	500,0	2	300,0	3	200,0	4	400,0	5	500,0	6	1400,0	7	1000,0	8	1200,0	9	1300,0
10	1300,0	11	1200,0	12	1200,0	13	900,0	14	1200,0	15	900,0	16	1000,0	17	1000,0	18	1000,0
19	1100,0	20	1200,0	21	1600,0	22	1100,0	23	700,0	24	600,0	carga diária total: 22800,0					

Feriados e Dias Atípicos: Em Exclusivo Em Complemento Feriados Dias Atípicos

Figura 45 – Entrada de dados

Nesta zona está também colocado o comando que despoleta o cálculo da avaliação do Risco.

Para o cálculo do VaR são também carregados pelo utilizador um conjunto de parâmetros adicionais, que são:

- O nível de confiança,
- O número de intervalos dos histogramas utilizados para o cálculo do Risco dos diversos contratos,
- O número de Simulações de Monte Carlo a considerar e
- A possibilidade de truncagem dos histogramas utilizados para o cálculo de Risco, segundo limites configuráveis pelo utilizador.

Avaliação de Risco por Value-at-Risk (VaR)

nível de confiança: 90,0%

número de intervalos dos histogramas: 50

número de Simulações Monte Carlo: 200000

truncagem dos histogramas:

limite inferior de variação aceite (€/MWh): -10,00

limite superior de variação aceite (€/MWh): 10,00

Figura 46 – Entrada de dados para análise e quantificação de Risco pelo VaR

Introduzidos os diferentes dados atrás referidos fica configurado um ponto de partida para um primeiro cálculo que, após uma ordem do utilizador, lhe permitirá obter um conjunto de resultados com indicação de um determinado nível de Risco para os diferentes contratos.

Se o utilizador assim pretender, por um processo iterativo manual de tentativa/erro poderá ajustar os parâmetros de entrada conseguindo assim otimizar os resultados de acordo com a sua preferência.

A entrada de dados personalizada permite utilizar diferentes critérios e assim obter resultados mais de acordo com os objectivos da avaliação de Risco.

Houve um especial cuidado no tratamento de entradas de dados sem sentido, respondendo, nestes casos, a ferramenta com mensagens de erro, tanto quanto possível personalizadas.

5.3.2.2 Dados históricos recentes

O primeiro passo do software é transcrever para uma tabela um conjunto de gráficos e dados históricos dos 168 períodos mais recentes, dentro do período temporal escolhido para análise.

Com esses dados são também realizados alguns cálculos de modo ao utilizador avaliar se os dados introduzidos para configuração da análise de Risco estão de acordo com a sua expectativa, ou seja, se na sua perspectiva são ou não relevantes para o período futuro para o qual pretende extrapolar o seu estudo.

Nas figuras seguintes é apresentado um exemplo das tabelas de dados e dos gráficos apresentados ao utilizador pela ferramenta.

A tabela de dados históricos acaba por ser uma ferramenta, por si só, de pouca utilidade, sendo especialmente útil para esclarecer dúvidas relativamente à leitura dos gráficos seguintes, de evolução de preços e cargas.

Com auxílio desses gráficos podem-se avaliar recentes ciclos diários, assim como tendências de evolução destas variáveis.

Dados Históricos Recentes (168 períodos)											
Data / Hora	Preço (€/MWh)	Carga (MWh)	Data / Hora	Preço (€/MWh)	Carga (MWh)	Data / Hora	Preço (€/MWh)	Carga (MWh)	Data / Hora	Preço (€/MWh)	Carga (MWh)
2010-Out-11 / 24:00h	47,18	20462,80	2010-Out-08 / 6:00h	32,80	16935,00	2010-Out-06 / 12:00h	53,96	26694,10	2010-Out-04 / 18:00h	49,51	28143,80
2010-Out-11 / 23:00h	44,23	21866,70	2010-Out-08 / 5:00h	29,92	16834,70	2010-Out-06 / 11:00h	54,13	26337,10	2010-Out-04 / 17:00h	48,27	28196,80
2010-Out-11 / 22:00h	50,13	22602,40	2010-Out-08 / 4:00h	30,82	16928,60	2010-Out-06 / 10:00h	53,15	24997,80	2010-Out-04 / 16:00h	48,27	28303,50
2010-Out-11 / 21:00h	50,29	23266,20	2010-Out-08 / 3:00h	34,25	17734,90	2010-Out-06 / 9:00h	53,30	23905,50	2010-Out-04 / 15:00h	46,27	27308,60
2010-Out-11 / 20:00h	48,55	22073,10	2010-Out-08 / 2:00h	35,35	18240,30	2010-Out-06 / 8:00h	51,38	21774,50	2010-Out-04 / 14:00h	47,51	27672,30
2010-Out-11 / 19:00h	48,56	22081,10	2010-Out-08 / 1:00h	38,60	19522,50	2010-Out-06 / 7:00h	44,78	19144,00	2010-Out-04 / 13:00h	48,51	28297,50
2010-Out-11 / 18:00h	49,34	22372,20	2010-Out-07 / 24:00h	40,80	22285,90	2010-Out-06 / 6:00h	36,99	17858,80	2010-Out-04 / 12:00h	48,00	27599,60
2010-Out-11 / 17:00h	47,00	22284,30	2010-Out-07 / 23:00h	47,07	24546,30	2010-Out-06 / 5:00h	35,09	17565,90	2010-Out-04 / 11:00h	48,51	27374,20
2010-Out-11 / 16:00h	48,58	22866,50	2010-Out-07 / 22:00h	50,16	25863,00	2010-Out-06 / 4:00h	35,14	17658,30	2010-Out-04 / 10:00h	49,10	25959,50
2010-Out-11 / 15:00h	41,11	22652,70	2010-Out-07 / 21:00h	53,24	26212,00	2010-Out-06 / 3:00h	35,56	18744,40	2010-Out-04 / 9:00h	46,20	24852,40
2010-Out-11 / 14:00h	41,11	23069,00	2010-Out-07 / 20:00h	47,45	24958,40	2010-Out-06 / 2:00h	37,20	19925,70	2010-Out-04 / 8:00h	48,97	22514,90
2010-Out-11 / 13:00h	45,57	23258,70	2010-Out-07 / 19:00h	48,10	25197,00	2010-Out-06 / 1:00h	40,51	21320,50	2010-Out-04 / 7:00h	37,43	18853,40
2010-Out-11 / 12:00h	47,00	23154,00	2010-Out-07 / 18:00h	47,45	25923,60	2010-Out-05 / 24:00h	45,00	22118,70	2010-Out-04 / 6:00h	10,07	20130,20
2010-Out-11 / 11:00h	49,87	22748,20	2010-Out-07 / 17:00h	44,90	25933,10	2010-Out-05 / 23:00h	49,45	23856,60	2010-Out-04 / 5:00h	10,07	20064,80
2010-Out-11 / 10:00h	47,18	21605,70	2010-Out-07 / 16:00h	44,90	26122,80	2010-Out-05 / 22:00h	50,53	25832,30	2010-Out-04 / 4:00h	10,00	20217,30
2010-Out-11 / 9:00h	48,86	19997,60	2010-Out-07 / 15:00h	42,43	25822,50	2010-Out-05 / 21:00h	52,01	26129,40	2010-Out-04 / 3:00h	10,07	20702,90
2010-Out-11 / 8:00h	46,10	18113,80	2010-Out-07 / 14:00h	45,70	26693,40	2010-Out-05 / 20:00h	49,02	25000,20	2010-Out-04 / 2:00h	28,00	21955,90
2010-Out-11 / 7:00h	40,43	15747,90	2010-Out-07 / 13:00h	48,82	27390,30	2010-Out-05 / 19:00h	50,02	25996,50	2010-Out-04 / 1:00h	36,53	23184,10
2010-Out-11 / 6:00h	34,94	14975,60	2010-Out-07 / 12:00h	50,01	26987,90	2010-Out-05 / 18:00h	50,53	26903,50	2010-Out-01 / 24:00h	49,00	23357,30
2010-Out-11 / 5:00h	33,08	15077,10	2010-Out-07 / 11:00h	50,67	26742,90	2010-Out-05 / 17:00h	48,51	27119,20	2010-Out-01 / 23:00h	50,50	24646,40
2010-Out-11 / 4:00h	33,00	15148,90	2010-Out-07 / 10:00h	51,87	25319,30	2010-Out-05 / 16:00h	48,72	27407,60	2010-Out-01 / 22:00h	52,46	26379,80
2010-Out-11 / 3:00h	34,22	15634,80	2010-Out-07 / 9:00h	53,71	24271,90	2010-Out-05 / 15:00h	46,77	26594,50	2010-Out-01 / 21:00h	53,10	26973,20
2010-Out-11 / 2:00h	38,57	16646,20	2010-Out-07 / 8:00h	52,10	22240,70	2010-Out-05 / 14:00h	49,45	27102,70	2010-Out-01 / 20:00h	49,40	25679,20
2010-Out-11 / 1:00h	45,28	18482,90	2010-Out-07 / 7:00h	46,74	19348,70	2010-Out-05 / 13:00h	51,01	27478,20	2010-Out-01 / 19:00h	50,70	25820,00
2010-Out-08 / 24:00h	47,30	21440,80	2010-Out-07 / 6:00h	38,57	17950,40	2010-Out-05 / 12:00h	50,02	26684,00	2010-Out-01 / 18:00h	51,00	26662,10
2010-Out-08 / 23:00h	46,07	22743,70	2010-Out-07 / 5:00h	36,61	17390,40	2010-Out-05 / 11:00h	50,03	26446,90	2010-Out-01 / 17:00h	49,30	26848,70
2010-Out-08 / 22:00h	52,51	24077,80	2010-Out-07 / 4:00h	37,16	17762,30	2010-Out-05 / 10:00h	50,20	25155,90	2010-Out-01 / 16:00h	49,71	27155,40
2010-Out-08 / 21:00h	54,13	24794,20	2010-Out-07 / 3:00h	38,90	18988,40	2010-Out-05 / 9:00h	52,15	24409,00	2010-Out-01 / 15:00h	49,01	26757,10
2010-Out-08 / 20:00h	48,13	23780,20	2010-Out-07 / 2:00h	42,21	19498,20	2010-Out-05 / 8:00h	52,13	22283,40	2010-Out-01 / 14:00h	52,13	27776,40
2010-Out-08 / 19:00h	45,45	24238,40	2010-Out-07 / 1:00h	49,01	21130,80	2010-Out-05 / 7:00h	43,69	19372,70	2010-Out-01 / 13:00h	54,01	27822,60
2010-Out-08 / 18:00h	42,43	24857,40	2010-Out-06 / 24:00h	45,30	22953,60	2010-Out-05 / 6:00h	36,53	17903,30	2010-Out-01 / 12:00h	54,00	27256,60
2010-Out-08 / 17:00h	39,22	24884,00	2010-Out-06 / 23:00h	50,87	24266,10	2010-Out-05 / 5:00h	34,52	17878,10	2010-Out-01 / 11:00h	54,50	26961,90
2010-Out-08 / 16:00h	38,57	25166,00	2010-Out-06 / 22:00h	52,51	25996,30	2010-Out-05 / 4:00h	34,70	18112,10	2010-Out-01 / 10:00h	52,51	25515,60
2010-Out-08 / 15:00h	39,40	24628,70	2010-Out-06 / 21:00h	54,01	26421,60	2010-Out-05 / 3:00h	35,14	18997,90	2010-Out-01 / 9:00h	54,08	24370,90
2010-Out-08 / 14:00h	46,86	25296,00	2010-Out-06 / 20:00h	52,51	25326,50	2010-Out-05 / 2:00h	38,00	19848,70	2010-Out-01 / 8:00h	54,13	21945,20
2010-Out-08 / 13:00h	46,00	25422,40	2010-Out-06 / 19:00h	53,15	26418,80	2010-Out-05 / 1:00h	44,51	20848,30	2010-Out-01 / 7:00h	43,51	18733,80
2010-Out-08 / 12:00h	45,57	24986,30	2010-Out-06 / 18:00h	54,30	26963,90	2010-Out-04 / 24:00h	49,10	23003,10	2010-Out-01 / 6:00h	38,00	17575,80
2010-Out-08 / 11:00h	48,30	24653,60	2010-Out-06 / 17:00h	54,01	27078,40	2010-Out-04 / 23:00h	52,57	25552,00	2010-Out-01 / 5:00h	36,81	17433,10
2010-Out-08 / 10:00h	45,57	23352,50	2010-Out-06 / 16:00h	53,42	27067,40	2010-Out-04 / 22:00h	57,12	26880,60	2010-Out-01 / 4:00h	37,12	17655,40
2010-Out-08 / 9:00h	51,01	22761,10	2010-Out-06 / 15:00h	52,51	26390,10	2010-Out-04 / 21:00h	57,21	27447,80	2010-Out-01 / 3:00h	38,01	18608,50
2010-Out-08 / 8:00h	49,07	20270,20	2010-Out-06 / 14:00h	53,12	27073,60	2010-Out-04 / 20:00h	52,01	26218,00	2010-Out-01 / 2:00h	41,22	19280,50
2010-Out-08 / 7:00h	37,00	17450,80	2010-Out-06 / 13:00h	54,30	27192,70	2010-Out-04 / 19:00h	50,27	27211,40	2010-Out-01 / 1:00h	45,30	20771,40

Figura 47 – Dados históricos recentes, tabela de dados

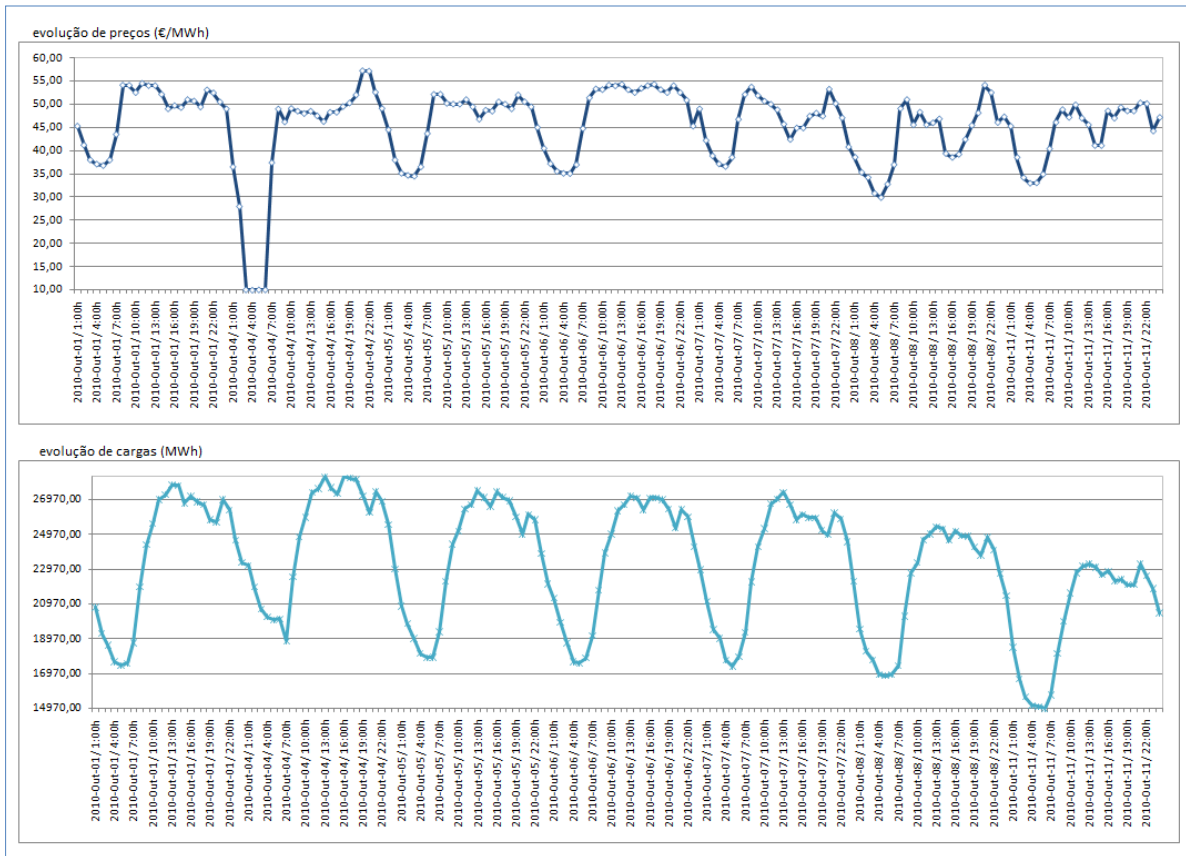


Figura 48 – Dados históricos recentes, gráficos de evolução de preços e de cargas

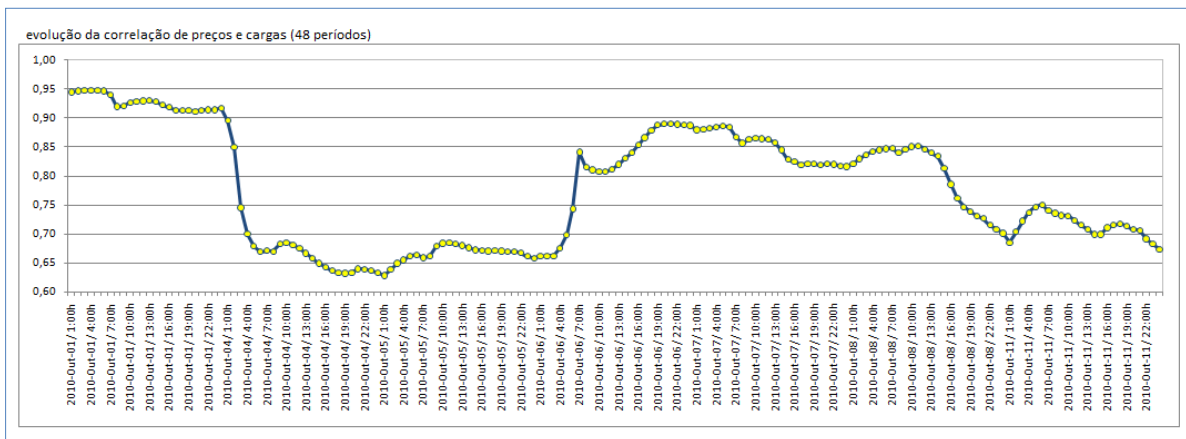


Figura 49 – Dados históricos recentes, gráfico de correlação de preços com as cargas

Com o gráfico de correlação são evidenciadas graves restrições à produção ou ao transporte de energia que possam acontecer no sistema, pois nestes casos os custos de produção, ou não serão os comuns, ou reflectem-se de modo diferente no sistema, de um modo mais independente portanto menos correlacionado com o valor das cargas.

Outra das causas comuns de desconexão de preços com cargas poderá ser a liquidez do mercado, especialmente a falta dela.

De salientar, finalmente, que o gráfico de correlação de preços com as cargas apresentado é realizado considerando, para cada ponto, os 48 períodos anteriores.

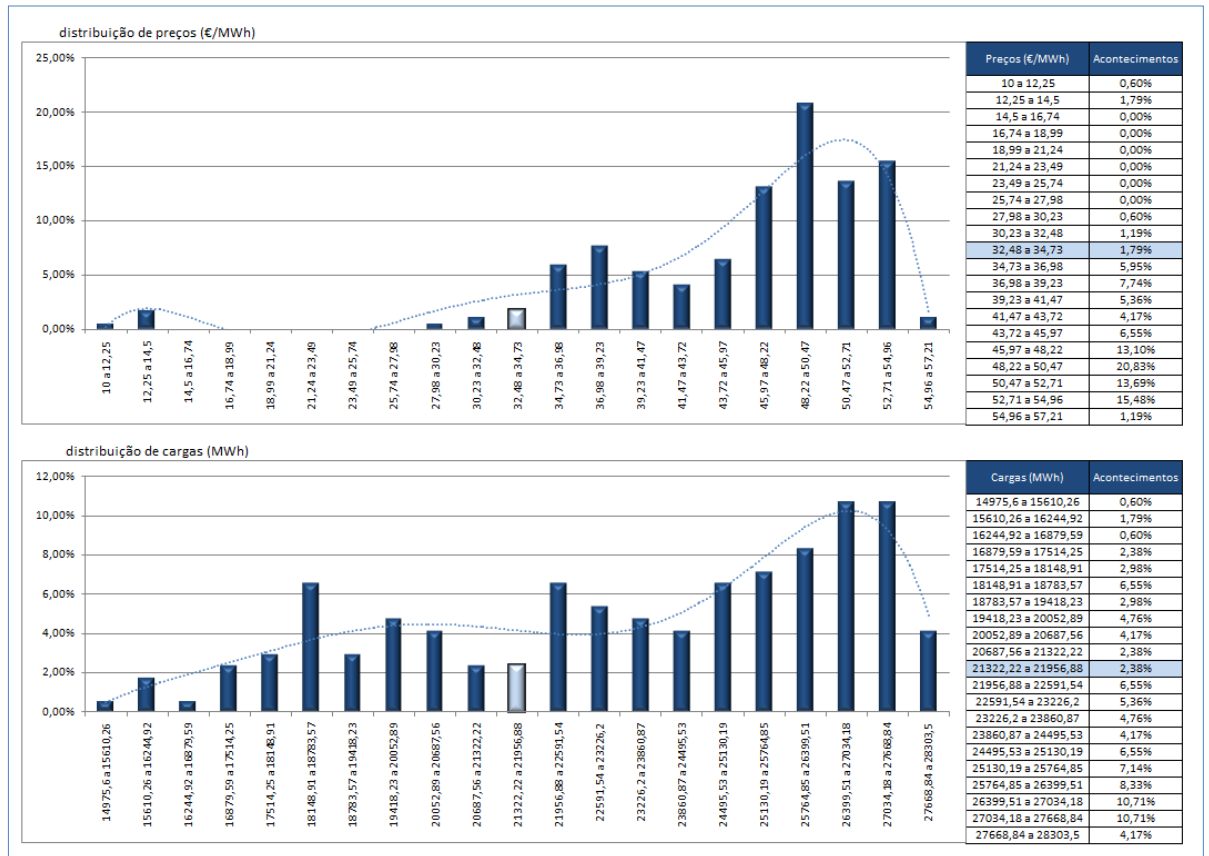


Figura 50 – Dados históricos recentes, histogramas de distribuição de preços e cargas

Com os histogramas de distribuição de preços e cargas é possível identificar situações anormais do histórico considerado como referência de mercado, pois com uma simples análise visual da estabilidade destas distribuições e pela identificação dos extremos, de um modo expedito, são identificadas facilmente situações com alguma anormalidade.

De realçar que, principalmente os gráficos de correlação de preços e cargas, assim como os histogramas de preços e de cargas, são potencialmente os mais relevantes para o utilizador captar situações fora do comum.

5.3.2.3 Avaliação de Risco por VaR

Configurada na entrada de dados a parametrização para a determinação do VaR, são então realizados os cálculos.

Para a determinação do VaR de cada contrato a metodologia utilizada é sequencialmente a seguinte:

1. Identificação pelo utilizador da ferramenta do período histórico com cotações de preços relevantes,
2. Recolha de cotações históricas e construção de um vector com as cotações históricas,
3. Construção de um segundo vector com o histórico das variações de cotação calculadas,
4. Construção de um histograma com o histórico das variações de cotação, com um número de intervalos parametrizado pelo utilizador,

5. Com base no número de Simulações seleccionado pelo utilizador, é gerado um determinado número de variações de preço aleatórias que, respeitando o histograma histórico calculado, dão origem a novo histograma com valores aleatórios,
6. Recorrendo ao histograma com valores aleatórios determinado, são pesquisados o conjunto dos valores inferiores mais extremos desse histograma até a uma percentagem da totalidade dos valores do histograma pelo menos igual ao nível de confiança definido pelo utilizador. É então encontrado no histograma o limite de perda dentro do nível de confiança seleccionado, passando a ser este o VaR determinado para posições longas e
7. Para a determinação do VaR para posições curtas o processo utilizado é semelhante, com a diferença de que, recorrendo ao mesmo histograma de valores aleatórios, a pesquisa é realizada para os valores superiores extremos.

De notar que, quando atrás se refere “números aleatórios” o que se deveria efectivamente ter feito referência era a “números pseudo-aleatórios” pois, embora o processo original de Monte Carlo se baseie efectivamente em números aleatórios os computadores não possuem essa capacidade de geração, muito embora, para o processo em causa, isso não faça qualquer diferença.

Na realidade, o que os computadores fazem é, com recurso a um algoritmo complexo, baseado num modelo matemático, gerar números dentro de determinados parâmetros, habitualmente entre 0 e 1, com baixa repetibilidade, considerando-se esses números para efeitos práticos como com comportamento aleatório pois ele não é, à partida, conhecido.

Note-se que uma vantagem da geração computacional destes números aleatórios é que eles seguem uma função de distribuição uniforme.

O processo é então repetido para todos os diferentes contratos horários.

De salientar a vantagem de que, a partir de um histórico com uma quantidade de dados relativamente reduzida ser possível gerar, por Simulação de Monte Carlo, uma relativamente alargada quantidade de dados que contribuem para um vector de distribuição de valores previstos para o futuro. Todavia, habitualmente, quanto menor for o histórico de dados, menos representativo tenderá a ser.

Então, com base na metodologia e cálculos atrás explicada, para cada unidade de energia é gerado na ferramenta o seguinte gráfico e respectiva tabela, que representa a variação de cotação máxima, ou seja, o VaR por unidade de energia, para posições longas e curtas, segundo o VaR para o nível de confiança estipulado.

Como informação adicional é calculada e apresentada também a média dos valores encontrados para a carteira.

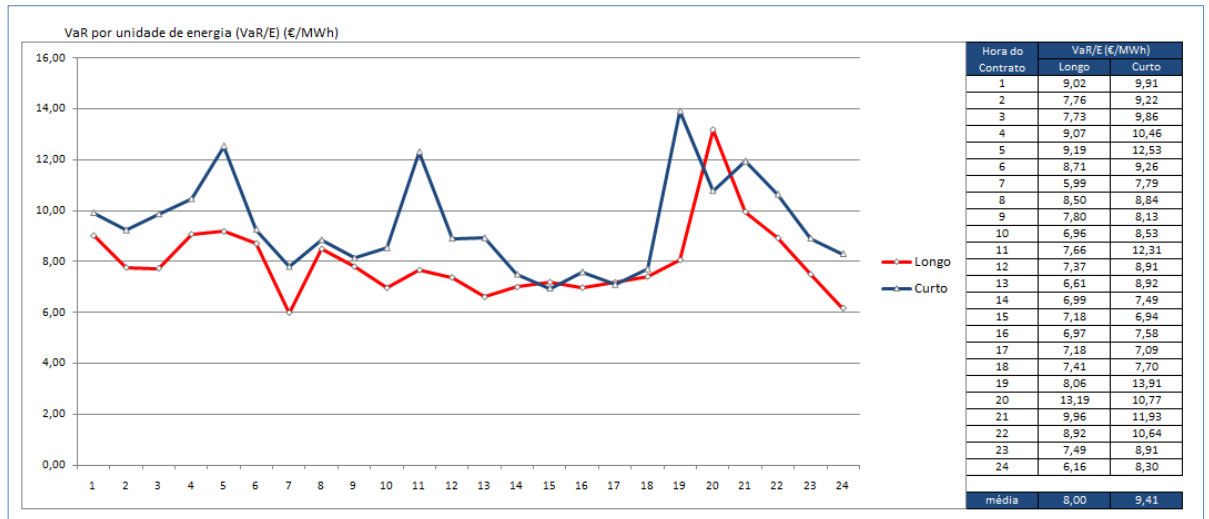


Figura 51 – VaR por unidade de energia dos contratos da carteira

O passo atrás representa a análise de Risco para os diversos contratos, importando quantificar esse Risco para se obter uma verdadeira avaliação de Risco.

Portanto, a partir dos valores encontrados para o gráfico e tabela representados anteriormente, considerando no nível de confiança escolhido, ou seja, o VaR por unidade de energia de cada contrato da carteira, podem-se construir e relacionar as conclusões de quantificação do Risco.

Subtraindo-se os valores obtidos para as posições longas de cada um dos contratos à última cotação destes, obtém-se um preço mínimo expectável para cada contrato. Seguindo raciocínio equivalente, adicionando-se os valores obtidos para as posições curtas de cada um dos contratos à última cotação destes, obtém-se um preço máximo expectável para cada contrato.

Então, seguindo esta metodologia, obtemos uma gama de variação de cotação expectável para cada um dos contratos e para o nível de confiança estipulado.

A técnica está implementada na ferramenta que emite o gráfico e tabela seguintes, apresentando a variação expectável de preços médios dos contratos, segundo o nível de confiança estipulado.

É também apresentada, pela ferramenta, em tabela, a média da gama de variação dos diversos contratos

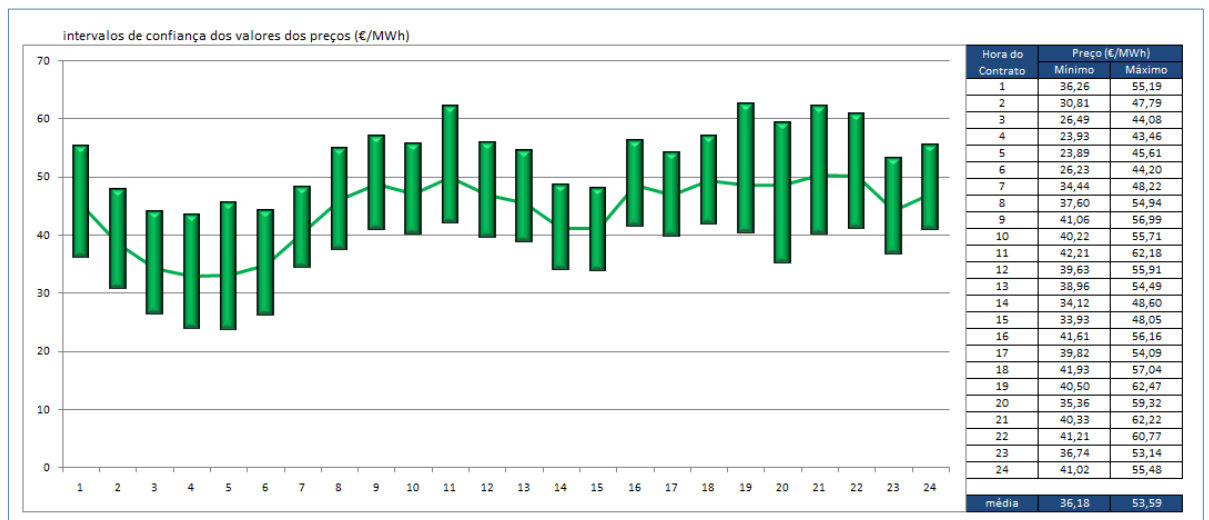


Figura 52 – Intervalos de confiança dos valores dos preços unitários dos contratos

Também, a partir dos valores encontrados para o gráfico e tabela do VaR por unidade de energia de cada contrato da carteira, pode-se construir o VaR individual para cada contrato. Assim, o VaR de cada contrato será o VaR por unidade de energia desse contrato multiplicado pela quantidade de energia associada a esse contrato. A partir da ferramenta, obtêm-se então o seguinte gráfico e a respectiva tabela, com valores para posições curtas e longas de cada contrato.

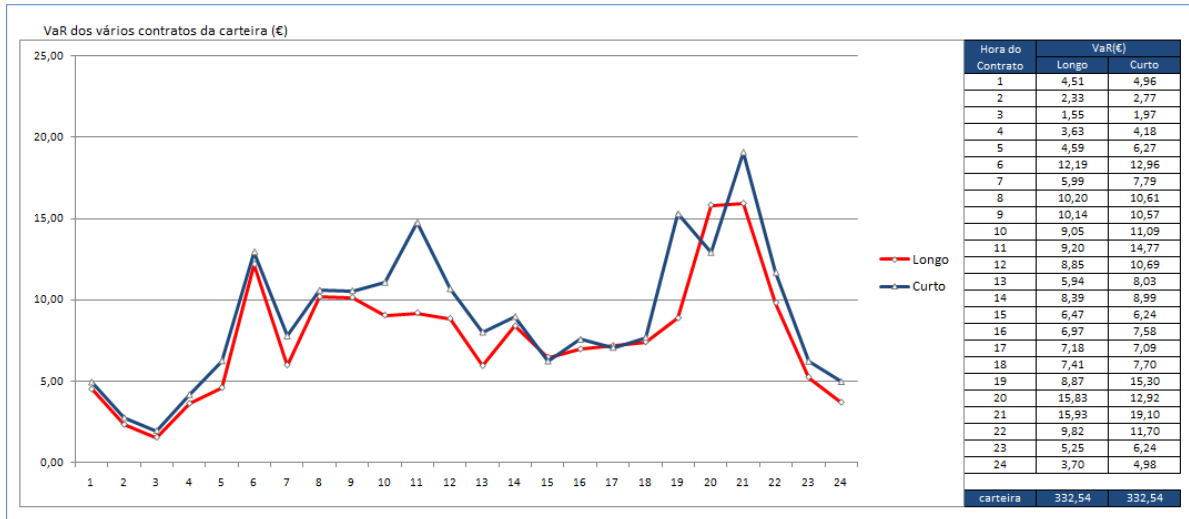


Figura 53 – VaR dos vários contratos da carteira

O VaR da carteira indicado na tabela é obtido pelo somatório dos VaR individuais de cada contrato, assumindo a correlação igual a 1 entre os diversos contratos, o que, como se explicou anteriormente, acaba por ser uma aproximação razoável, quando são estudados períodos históricos de referência relativamente longos.

O cálculo do valor correcto do VaR da carteira chegou a ser implementado numa das primeiras versões do software da ferramenta, mas após variadas simulações, verificou-se que os valores calculados estavam próximos dos obtidos pelo somatório dos valores individuais para cada contrato, sendo o processo algo moroso. A estratégia da metodologia para determinação do VaR da carteira foi a de criar um contrato fictício agregando as cotações de cada contrato afectado das cargas que lhe estão associadas e, a partir desse contrato, calcular o VaR.

O processo de cálculo foi então abandonado, tendo sido assumida a opção da aproximação pela simplificação.

5.3.2.4 Avaliação de Risco por Teste de Stress

Para a avaliação do Risco em situação de Stress, são considerados os valores mais gravosos dos vectores das distribuições históricas calculadas para base da determinação do VaR.

Então, com base na metodologia atrás explicada, para a determinação do VaR, para cada unidade de energia é gerado na ferramenta o seguinte gráfico e respectiva tabela, que representa a variação de cotação máxima acontecida no histórico seleccionado, por unidade de energia, para posições longas e curtas.

Como informação adicional é também calculada e apresentada a média dos valores encontrados para a carteira.

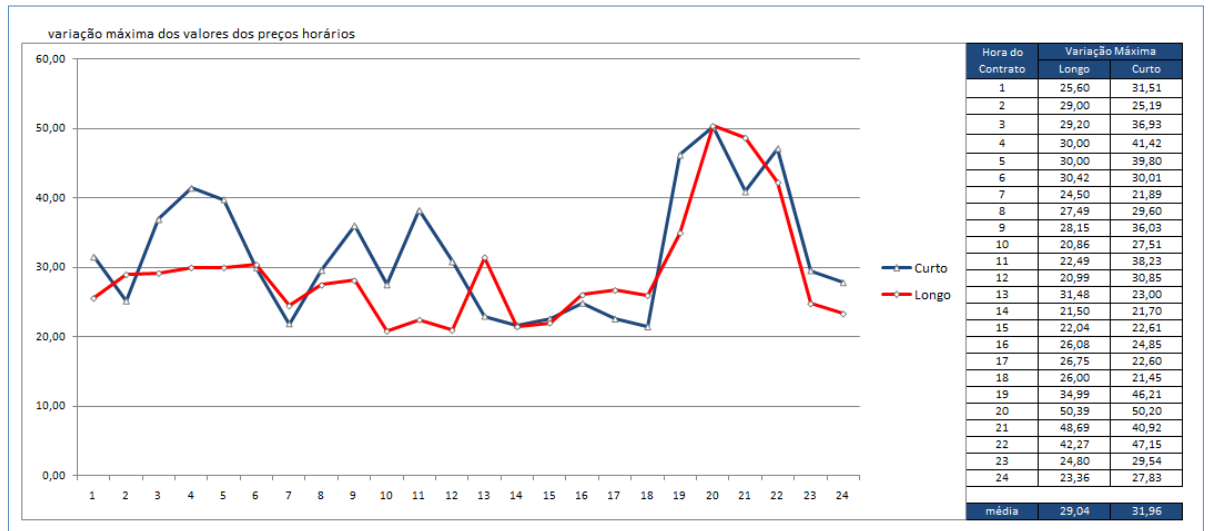


Figura 54 – Variação máxima histórica dos valores dos preços horários

Tal como no caso do VaR, o passo atrás representa a análise de Risco para os diversos contratos, para a situação de Stress, sendo necessário quantificar o Risco para se obter a avaliação de Risco. Então, a partir dos valores encontrados para o gráfico e tabela representados anteriormente, considerando a potencial variação máxima dos valores dos preços horários, constrói-se a quantificação do Risco.

Subtraindo-se os valores obtidos para as posições longas de cada um dos contratos à última cotação destes, obtém-se um preço mínimo expectável para cada contrato.

Seguindo raciocínio equivalente, adicionando-se os valores obtidos para as posições curtas de cada um dos contratos à última cotação destes, obtém-se um preço máximo expectável para cada contrato.

Obtém-se então a gama de variação de cotação expectável para cada um dos contratos e para o nível de confiança estipulado.

A técnica está implementada na ferramenta que emite o gráfico e tabela seguintes, apresentando a variação máxima potencial dos preços médios dos contratos. É também apresentada, pela ferramenta, em tabela, a média da gama de variação dos diversos contratos.

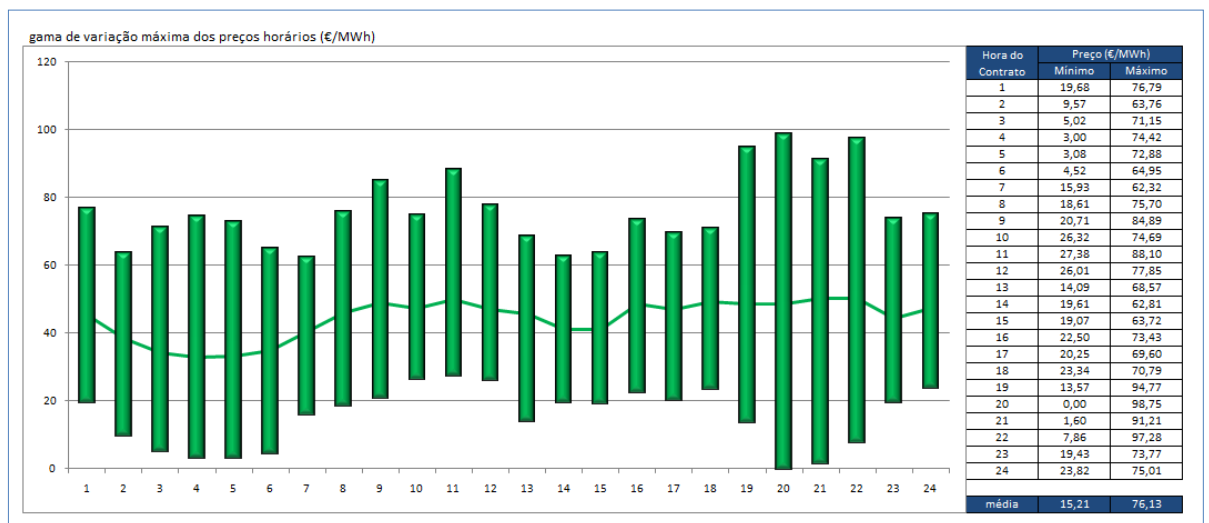


Figura 55 – Intervalos de confiança dos valores dos preços unitários dos contratos

A partir dos valores de máxima histórica dos valores dos preços horários por unidade de energia encontrados para cada contrato da carteira, multiplicado esses valores pela quantidade de energia associada a cada contrato obtêm-se as perdas máximas por contrato.

A partir da ferramenta, obtêm-se então o seguinte gráfico e respectiva tabela, com valores para as posições curtas e longas de cada contrato.

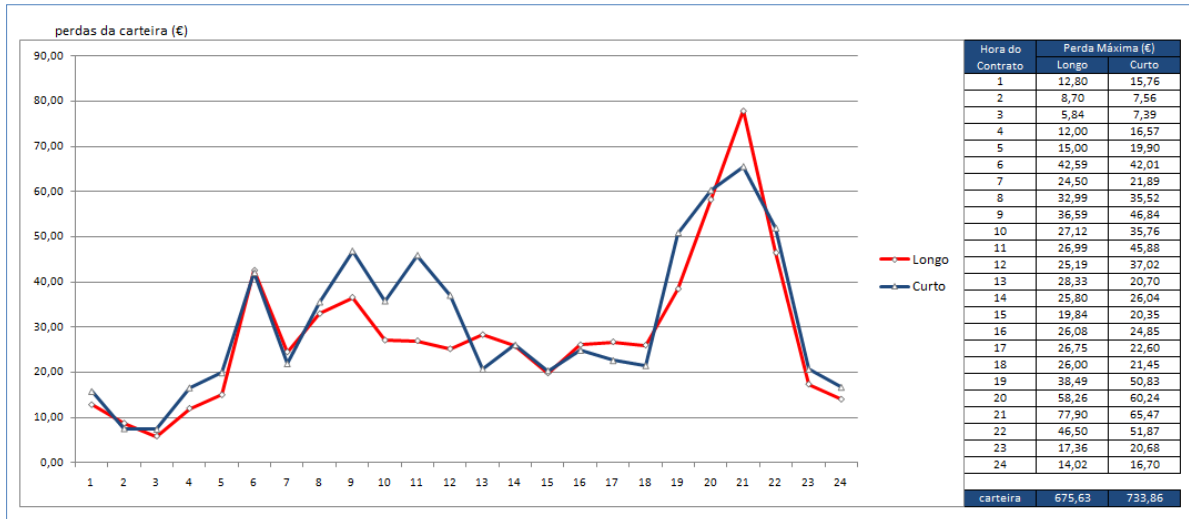


Figura 56 – Perdas máximas dos vários contratos da carteira

Os valores das perdas máximas associadas à carteira correspondem ao somatório das perdas máximas de cada um dos contratos individualmente, sendo os valores indicados na tabela, para a situação da carteira estar longa ou curta.

Neste caso o cálculo das perdas máximas da carteira pode ser realizado pelo somatório das perdas de cada contrato individual pois, como referido anteriormente, o Teste de Stress é uma medida coerente de Risco.

5.3.3 Módulo de gestão do Risco

A gestão do Risco pode ser realizada com o apoio da ferramenta por actuação manual de ajuste de cargas horárias ou por simulação de contratação da energia em mercado de Futuros.

Em ambos os casos, o processo funciona por simulações manuais sucessivas, ajustando os contratos de modo a ser encontrada a situação ideal para o instante conjuntural que se pretende estudar.

5.3.3.1 Ajuste das cargas horárias

Este é o método mais intuitivo de gestão do Risco e funciona analisando os momentos de maior potencial variação em desfavor do potencial tomador do contrato, redistribuindo as cargas por outros momentos de menor Risco potencial.

Esta metodologia pode e deve ser sempre aplicada, mesmo que num primeiro nível, antes de se evoluir para outros processos mais complexos, pois em muitas situações são consideráveis os ganhos da aplicação exclusiva deste processo.

No exemplo seguinte procura-se ilustrar a aplicação da metodologia.

Considerando os gráficos anteriores, para um consumidor de energia e portanto comprador, verifica-se que no horário das 21:00h foi configurado um consumo de previsto de 770,7kWh. Pela análise de VaR verifica-se na tabela seguinte o efeito de transferência do consumo para diferentes horas do dia, ou seja:

- Conforme previsão de cargas original, no horário das 21:00h,
- Reenquadrando as cargas, para diferentes horários alternativos:
 - 20:00h,
 - 22:00h e
 - 05:00h.

			Vantagens
Horário original às 21:00h	VaR	6,75€ = 8,76€/MWh X 770,7kWh	-----
	Variação de Preço Previsível	42,68€/MWh a 67,90€/MWh	
	Custo do Contrato Previsível	32,89€ a 52,30€ (variação de 59%)	
Alternativa às 20:00h	VaR	6,89€ = 8,94€/MWh X 770,7kWh	preço médio da energia mais baixo e potencial variação também inferior (apesar de VaR superior)
	Variação de Preço Previsível	39,66€/MWh a 58,03€/MWh	
	Custo do Contrato Previsível	30,57€ a 44,72€ (variação de 46%)	
Alternativa às 22:00h	VaR	6,33€ = 8,21€/MWh X 770,7kWh	preço médio da energia mais baixo e potencial variação também inferior
	Variação de Preço Previsível	41,92€/MWh a 57,69€/MWh	
	Custo do Contrato Previsível	32,31€ a 44,46€ (variação de 37%)	
Alternativa às 05:00h	VaR	5,21€ = 6,76€/MWh X 770,7kWh	preço médio da energia muito mais baixo e potencial variação equivalente
	Variação de Preço Previsível	26,56€/MWh a 41,69€/MWh	
	Custo do Contrato Previsível	20,47€ a 32,13€ (variação de 57%)	

Tabela 12 - Exemplo de gestão do Risco por ajuste do diagrama de cargas

Como pela tabela se verifica, existem vantagens no reenquadramento da carga para qualquer dos períodos horários propostos.

Essencialmente o que importa verificar nesta metodologia é a gama limite de preços previsíveis de custo dos contratos, transferindo-se as cargas previstas no diagrama de cargas para determinados horários, para outros mais vantajosos.

A aplicação da metodologia não implica a construção de um software específico, pois a avaliação de Risco da ferramenta fornece esses elementos directamente.

Neste caso, o processo de gestão do Risco por ajuste das cargas horárias acaba por ser intuitivo. Todavia, numa situação real a dificuldade normalmente coloca-se na impossibilidade de alteração do diagrama de cargas, principalmente a partir de um determinado nível de optimização.

5.3.3.2 Contratação alternativa em diferentes mercados

A gestão do Risco proposta pela ferramenta, cuja imagem se apresenta de seguida, é menos intuitiva pela complexidade introduzida por um maior número de variáveis e cálculos em jogo.

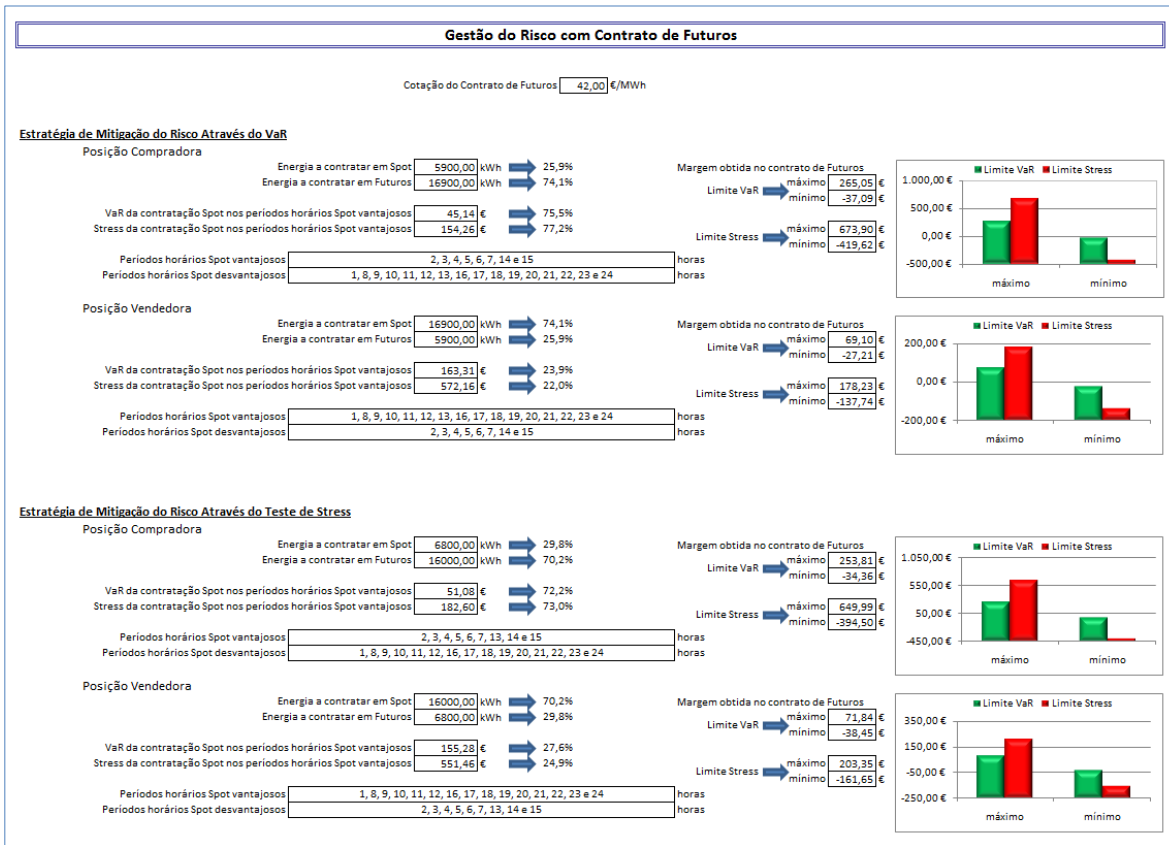


Figura 57 – Ferramenta de gestão do Risco

A proposta passa por avançar manualmente com o valor de cotação de um determinado contrato de Futuros para contratação em alternativa ao mercado Spot diário.

É, no entanto, condição importante que o contrato de Futuros escolhido possua possibilidade de compensação dentro do prazo para o qual se pretende realizar a contratação da energia.

Assim, dentro dos vários contratos de Futuros que reúnam as condições indicadas e eventualmente disponíveis selecciona-se o que possuir a cotação mais favorável para a contratação em causa.

Para cada uma das metodologias de avaliação de Risco, a ferramenta de gestão do Risco aplica uma estratégia de optimização dos contratos, logo a ferramenta apresentará dois conjuntos de resultados, com propostas para as situações de compra ou venda de energia.

Após introdução do valor do contrato de Futuros e dada ordem de simulação das estratégias, a ferramenta desenvolve o seu processo de cálculo das alternativas de mitigação do Risco.

Por introdução sucessiva dos vários valores dos contratos de Futuros possíveis negociar no momento, vão sendo realizadas simulações até se encontrar o que melhor se adequa às preferências do utilizador.

Para pormenorizar melhor o interface com o utilizador da ferramenta, dividiu-se a figura atrás pelas zonas identificadas na figura seguinte.

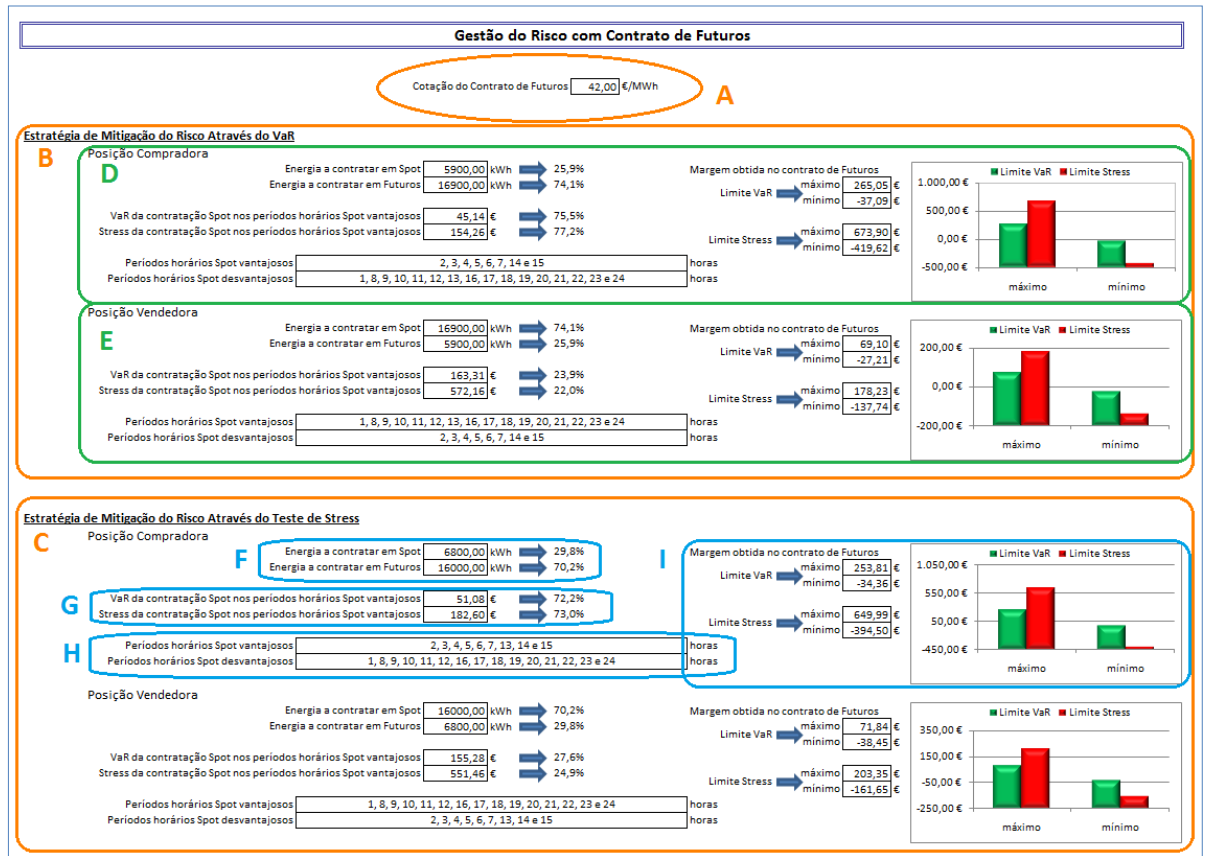


Figura 58 – Ferramenta de gestão do Risco, identificação das zonas de interface com o utilizador

Ampliando as zonas F, G, H e I retiram-se as figuras seguintes que permitem uma melhor leitura da informação nelas contida.

As restantes zonas não são ampliadas pois o texto que se apresenta é autoexplicativo do seu conteúdo.

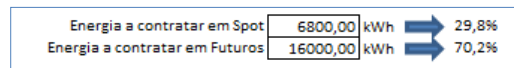


Figura 59 – Ferramenta de gestão do Risco, zona F

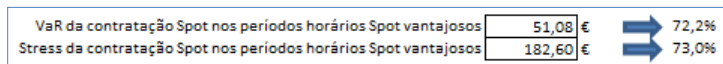


Figura 60 – Ferramenta de gestão do Risco, zona G

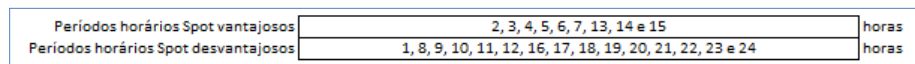


Figura 61 – Ferramenta de gestão do Risco, zona H

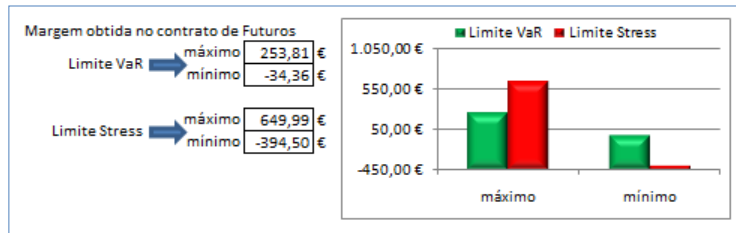


Figura 62 – Ferramenta de gestão do Risco, zona I

Na zona A é introduzido o valor do contrato de Futuros que se pretende verificar se é alternativa de negociação.

De notar que, embora na imagem representada neste texto não seja visível, nesta zona foi disponibilizado um comando que permite realizar cálculos de ajuste do Risco com vários valores de contratos de Futuros sem que seja realizado novo processo de quantificação do Risco.

As zonas B e C estão reservadas cada uma delas à apresentação dos resultados da gestão do Risco para cada uma das estratégias:

- Zona B – Mitigação do Risco através do VaR e
- Zona C – Mitigação do Risco através do Teste de Stress.

As zonas D e E estão representadas na zona B mas poderiam estar também presentes na zona C, pois teriam significado idêntico.

A zona D é destinada à avaliação de posições compradoras e a zona E a posições vendedoras.

Seguindo um raciocínio idêntico ao anterior, as zonas F, G, H e I estão representadas na zona de posições compradoras da zona C, embora pudessem ter sido representadas na zona de posições vendedoras dessa zona, ou nas zonas representadas por D e E.

Na zona F representa-se a repartição de cargas a contratar nos mercados Spot diário e no mercado de Futuros.

Na zona H identificam-se quais os períodos horários em que foi prevista a contratação no mercado Spot diário e no mercado de Futuros.

Na zona G apresenta-se o VaR e o Stress resultante dos contratos previstos realizar no mercado Spot diário, após optimização da gestão do Risco e percentualmente a relação com a contratação de toda a energia no mercado Spot diário.

Na zona I indicam-se os resultados dos cálculos das margens resultantes da optimização realizada pela gestão do Risco, na contratação de parte da energia no mercado de Futuros.

Estas margens são apresentadas segundo os prismas de VaR e Stress e são dadas dentro de uma gama de variação, com valor máximo e mínimo, pois os cálculos resultam da estimativa de preços gerada em cada avaliação de Risco.

Note-se que as margens indicadas por valores negativos representam prejuízo do processo de optimização, relativamente à contratação do total da energia no mercado Spot diário.

A metodologia de gestão do Risco é como se referiu baseada em duas estratégias independentes:

- Mitigação do Risco através do VaR e
- Mitigação do Risco através do Teste de Stress.

O processo começa, como se referiu, com uma entrada manual de um valor de cotação para um determinado contrato de Futuros que, num determinado momento, apresente as melhores condições para a contratação de energia nesse mercado e para as datas desejadas.

Despoletada manualmente na ferramenta a ordem para verificação da contratação óptima nos dois mercados, são verificadas, para cada uma dessas estratégias, as melhores condições desses mercados para compradores e vendedores.

A identificação da contratação óptima tem em consideração os preços limite de cada uma das estratégias de avaliação de Risco, VaR e Testes de Stress, sendo identificado o contrato ideal a realizar para os diferentes períodos horários.

Identificados esses períodos, exibidos na zona H, é realizado o seguinte conjunto de cálculos:

- A quantidade de energia a contratar em Futuros,
- O Risco remanescente do mercado Spot diário, segundo o VaR e os Testes de Stress e
- Os limites das margens obtidas pelo processo de optimização, calculados considerando os preços máximos e mínimos obtidos das avaliações de Risco pelas duas metodologias,

sendo os seus resultados apresentados nas zonas F, G, H e I.

5.3.4 Ferramentas auxiliares de suporte

Para que esta ferramenta se mantenha a funcionar actualizada e para suporte adicional de quem a utiliza, foram especialmente desenvolvidas para o efeito um conjunto de ferramentas adicionais, para as seguintes funções:

- Carregamento e actualização da base de dados, de suporte ao funcionamento da ferramenta, com o histórico das cotações de preços e cargas na rede, negociados no mercado Spot diário, a partir de ficheiro Excel descarregado do sítio internet do OMIP,
- Construção de gráficos de evolução dos valores horários históricos das cotações de preços, negociados no mercado Spot diário, directamente a partir da base de dados que serve de suporte ao funcionamento da ferramenta,
- Construção, por cálculo, das matrizes de correlação do histórico das cotações de preços, negociados no mercado Spot diário e
- Construção de gráficos de “cotações em contínuo” de Futuros, função da evolução dos valores históricos das cotações de preços dos diferentes contratos, negociados no mercado de Futuros, a partir de ficheiro Excel descarregado do sítio internet do OMIP.

5.4 Resultados / Casos de estudo

Para caso estudado, a ferramenta pode produzir um relatório por geração de documento PDF⁹⁵, ou por impressão directa do ficheiro.

⁹⁵ Portable Document Format. Formato de documento, de reduzida dimensão, desenvolvido e optimizado pela Adobe Systems, Inc., com o objectivo de publicação e transmissão via Internet.

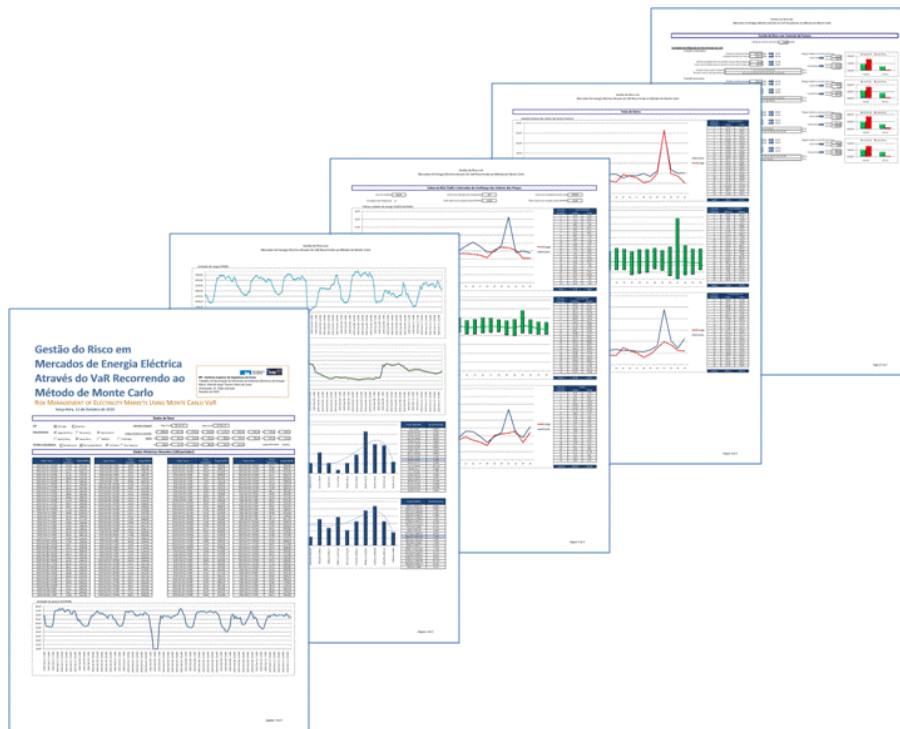


Figura 63 – Aspecto final de um relatório tipo produzido pela ferramenta

Nesse relatório é apresentado todo o conjunto de dados de configuração dos cálculos, assim como os resultados da avaliação e da gestão do Risco.

Os resultados são auditáveis, pois no relatório produzido constam todos os dados de partida para a aplicação das metodologias de avaliação e gestão do Risco, sendo portanto possível repetir o processo sempre que desejado e obtidos resultados idênticos, a menos das diferenças provocadas pela aleatoriedade associada ao processo de Simulação de Monte Carlo.

De modo a avaliar a potencialidade da ferramenta foi realizado um conjunto muito alargado de estudos simulados diversos, apresentando-se, a título de exemplo, alguns relatórios no Anexo A.

Os estudos apresentados em relatório foram gerados para as seguintes situações:

- A partir de um histórico de três anos, à data de 12 de Outubro de 2010, individualizados para cada um dos diferentes dias da semana, não feriados e para Portugal, desenvolvidos com base em 200.000 Simulações de Monte Carlo, para um nível de confiança de 90%. A gestão do Risco foi considerada com um contrato de Futuros cotado a 46,00€/MWh (exemplo A – 7 casos);
- Nas mesmas condições que o anterior mas considerando todos os dias de semana em simultâneo (exemplo B);
- A partir do anterior, para todos os dias da semana que sejam feriados ou dias com consumo atípico, sendo neste caso a gestão do Risco realizada com um contrato de Futuros cotado a 55,00€/MWh (exemplo C) e, por fim;
- Um último estudo, com dados de partida idênticos ao anterior mas considerando truncagem dos histogramas de Monte Carlo nos 6,00€/MWh para variações negativas e nos 7,50€/MWh para variações positivas, para além de ser considerado um nível de confiança de apenas 80% (exemplo D).

O número de intervalos dos histogramas para a Simulação de Monte Carlo, estipulado para os estudos apresentados, foi de 50, valor considerado razoável para o volume de dados em análise.

Embora, obviamente, numa situação real o diagrama de cargas fosse configurável de acordo com as necessidades, para que os estudos sejam comparáveis, para todos eles foi definido o seguinte diagrama de cargas:

Hora	Carga (kWh)	Hora	Carga (kWh)	Hora	Carga (kWh)	Hora	Carga (kWh)
1	500	2	300	3	200	4	400
5	500	6	1400	7	1000	8	1200
9	1300	10	1300	11	1200	12	1200
13	900	14	1200	15	900	16	1000
17	1000	18	1000	19	1100	20	1200
21	1600	22	1100	23	700	24	600

Tabela 13 – Diagrama de cargas

Para além dos estudos mencionados, foi adicionalmente conduzido um outro conjunto de estudos com o objectivo de avaliar também a estabilidade e eficiência das metodologias integradas na ferramenta, considerando o efeito da aleatoriedade das Simulações de Monte Carlo.

Para esta avaliação, foi gerado um conjunto de 28 estudos, considerando o mesmo regime de cargas anterior, agora aplicado ao mercado espanhol e para os dias de semana de segunda a sexta feira e não feriados ou com cargas atípicas identificadas.

Os estudos previram um nível de confiança de 90% e 50 intervalos dos histogramas, tendo sido realizados para os seguintes números de Simulações de Monte Carlo:

- 250, em 4 repetições,
- 500, em 4 repetições,
- 1.000, em 4 repetições,
- 5.000, em 4 repetições
- 20.000, em 4 repetições,
- 80.000, em 4 repetições e
- 200.000, em 4 repetições.

Para a gestão do Risco foi sempre considerado um contrato de Futuros cotado a 42,00€/MWh.

Para cada conjunto de relatórios gerados com o mesmo número de Simulações de Monte Carlo, e para cada contrato horário, para posições longas e curtas, foi calculada a média do VaR e o desvio padrão das amostras consideradas, por:

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^4 (VaR_i - VaR_{m\u00e9dio})^2}{4}}$$

Em que σ representa o desvio padrão, VaR_i o VaR retirado de cada relatório sendo $VaR_{m\u00e9dio}$ a média dos diversos VaR.

Por uma questão de possibilidade de comparação dos diversos dados calculados foi então determinado o desvio padrão relativo, por:

$$\sigma_{relativo} = \frac{\sigma}{VaR_{m\u00e9dio}}$$

Sendo $\sigma_{relativo}$ o pretendido desvio padrão relativo.

Com base nestes dados foram então construídos os gráficos que se seguem:

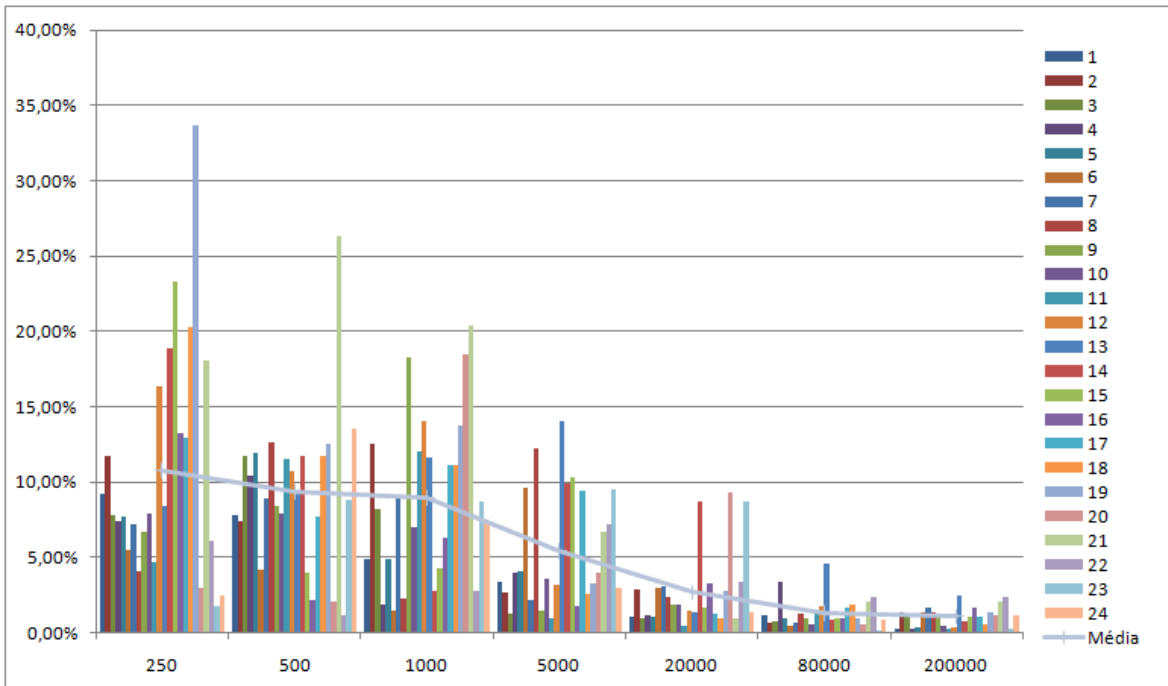


Figura 64 – Desvio padrão relativo do VaR para posições longas

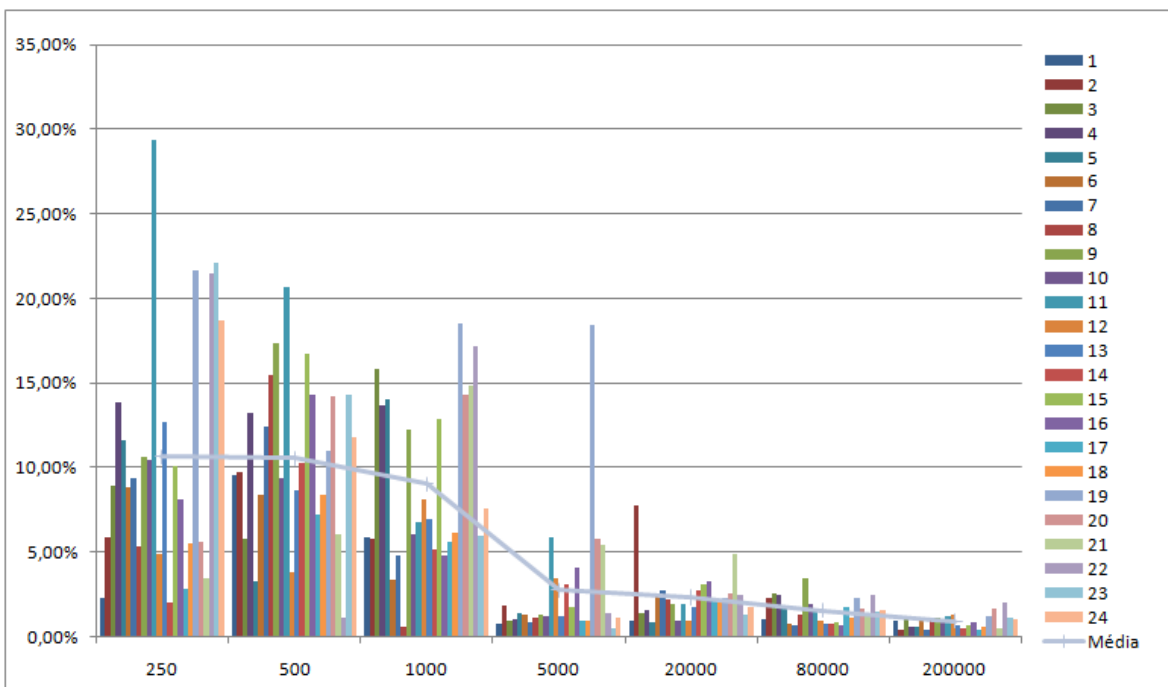


Figura 65 – Desvio padrão relativo do VaR para posições curtas

Da leitura dos gráficos pode-se inferir que, neste caso, a partir de um número de Simulações de Monte Carlo acima das 20.000, 400 vezes superior ao número de intervalos estipulado para os histogramas, o VaR apresentado demonstra alguma repetitibilidade o que significa que o VaR determinado será próximo do que se encontraria por Simulação Histórica.

Abaixo desse número de Simulações poder-se-à simular aleatoriedade de resultados e verificar como esta afectaria os resultados da análise pretendida.

Para o nosso caso, segundo os estudos realizados, assumindo-se, por exemplo, uma posição compradora no mercado, um número de Simulações de 250 e o contrato de Futuros seleccionado

cotado a 42,00€/MWh para aplicação da estratégia de mitigação do Risco através do VaR, estimar-se-ia obter as seguintes margens, considerando a permuta de contratos pelo limite de VaR:

	Estudo 1	Estudo 2	Estudo 3	Estudo 4
Margem Máxima	281,57€	282,57€	268,40€	282,57€
Margem Mínima	-43,47€	-53,62€	-42,52€	-53,62€

Tabela 14 – Comparação de exemplos de estudos de gestão do Risco, margens obtidas

Para os diversos estudos, os períodos horários do mercado Spot diário vantajosos relativamente à contratação de Futuros são os seguintes:

	Períodos Horários Vantajosos à Constratação em Spot
Estudo 1	2, 3, 4, 5, 6, 7 e 15
Estudo 2	2, 3, 4, 5, 6, 7 e 14
Estudo 3	2, 3, 4, 5, 6, 7, 14 e 15
Estudo 4	2, 3, 4, 5, 6, 7 e 14

Tabela 15 - Comparação de exemplos de estudos de gestão do Risco, períodos horários seleccionados

Como se verifica, apesar do factor aleatório dos diversos VaR gerados, constata-se que a aplicação da metodologia de gestão do Risco por contratação alternativa de um contrato de Futuros acaba por não ser muito afectada, obtendo-se praticamente a mesma solução de contratação aos mercados, pelo que os resultados das margens obtidas são muito idênticos.

Serviu então, neste caso a metodologia de Simulação de Monte Carlo para demonstrar que a actuação de contratação alternativa de Futuros se apresenta como uma boa opção, para os períodos horários em causa, pois mesmo que o histórico não se replique com muita fiabilidade, a solução encontrada irá provavelmente satisfazer o pretendido.

5.4.1 Avaliação do Risco

Recorrendo ainda aos estudos dos exemplos A e B, do ponto anterior, colecionaram-se os resultados e calculou-se, por somatório do Risco individual de cada período horário, o Risco diário para cada uma das situações. Com base nos resultados obtidos, produziram-se os seguintes gráficos:

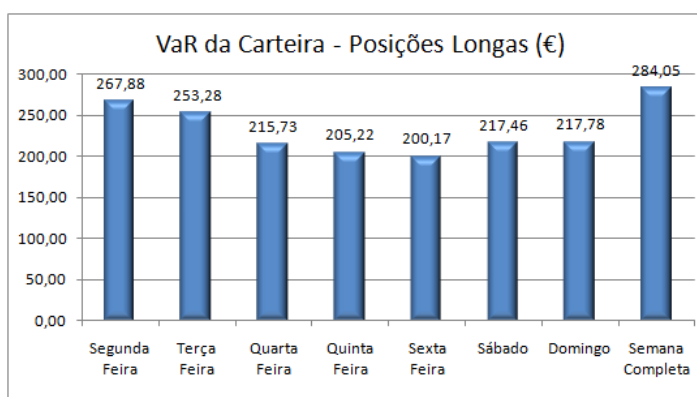


Figura 66 - VaR de uma carteira para vários dias da semana - posições longas

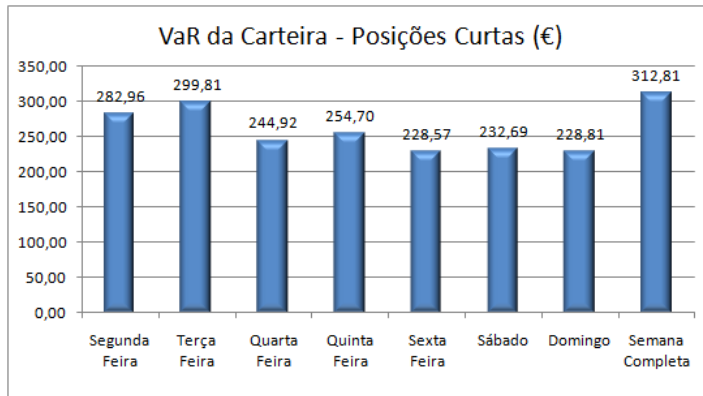


Figura 67 - VaR de uma carteira para vários dias da semana - posições curtas

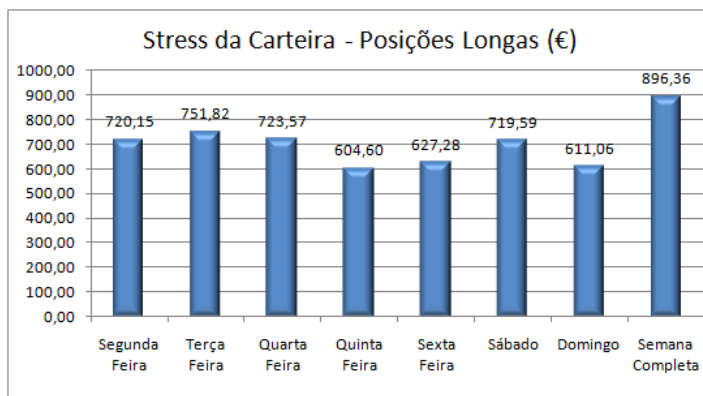


Figura 68 - Stress de uma carteira para vários dias da semana - posições longas

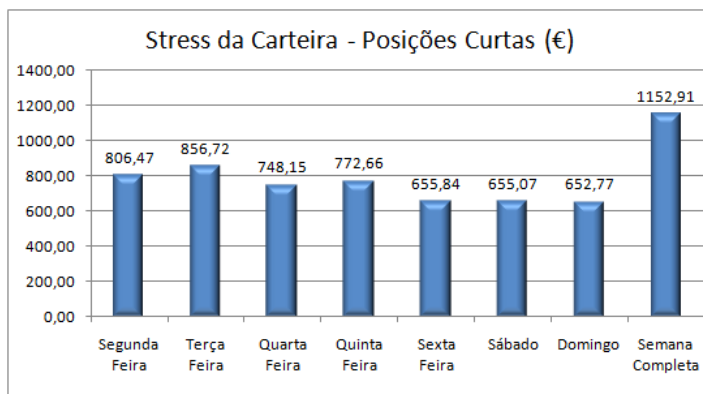


Figura 69 - Stress de uma carteira para vários dias da semana - posições curtas

Os cálculos foram realizados para a carteira como exemplo embora pudessem ter sido produzidos para qualquer dos períodos horários, permitindo análise do Risco segundo o interesse específico do utilizador. Dos gráficos retira-se que a carteira apresenta ligeiramente maior Risco às segundas e terças feiras relativamente aos restantes dias da semana. Também se infere que o Risco da semana é superior ao Risco de cada dia individual, o que facilmente se compreende pois o período de exposição é superior.

Também a título de exemplo, foi realizado um outro conjunto de estudos (exemplo E), baseados no anterior exemplo B, agora para todos os dias, feriados e atípicos incluídos, para os períodos de cada ano de 2008 a 2010 (até à data de 12 de Outubro) e para Portugal e Espanha. A intenção neste caso

foi a de captar as diferenças de Risco entre os mercados Spot diário de cada um dos países, para os anos recentes. Neste caso, para que o estudo fosse independente do diagrama de cargas escolhido, optou-se por considerar em análise o Risco por unidade de energia contratada, obtendo-se os seguintes gráficos.

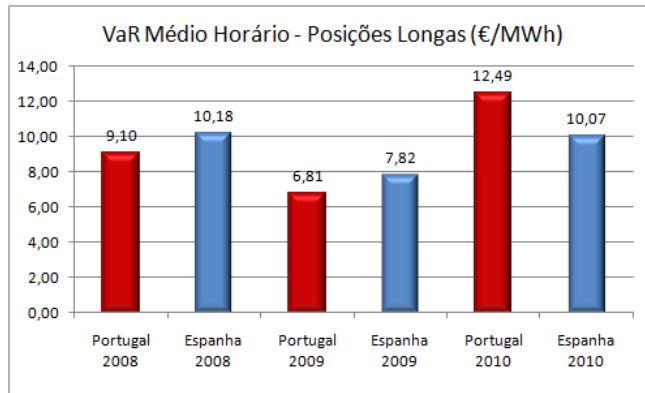


Figura 70 - VaR médio horário anual - posições longas

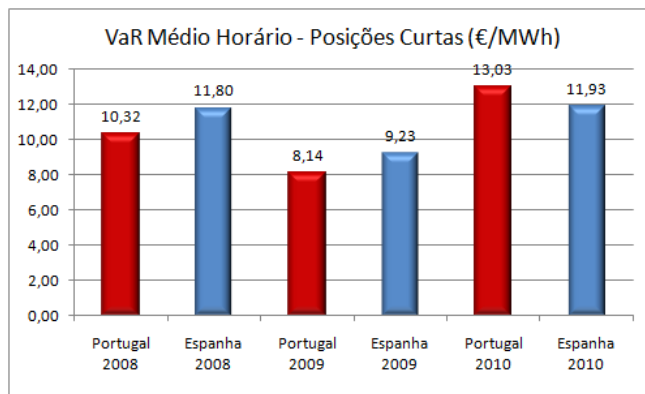


Figura 71 - VaR médio horário anual - posições curtas

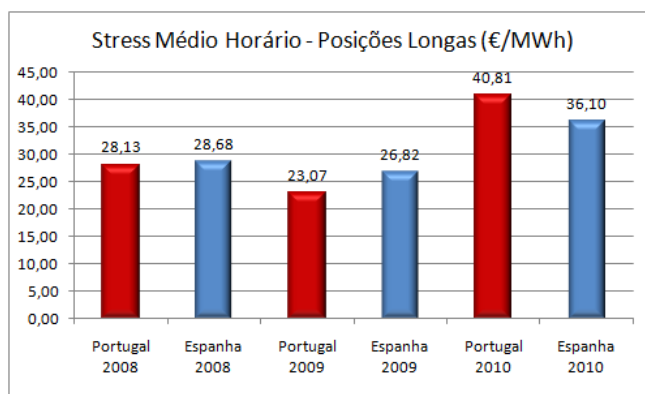


Figura 72 - Stress médio horário anual - posições longas

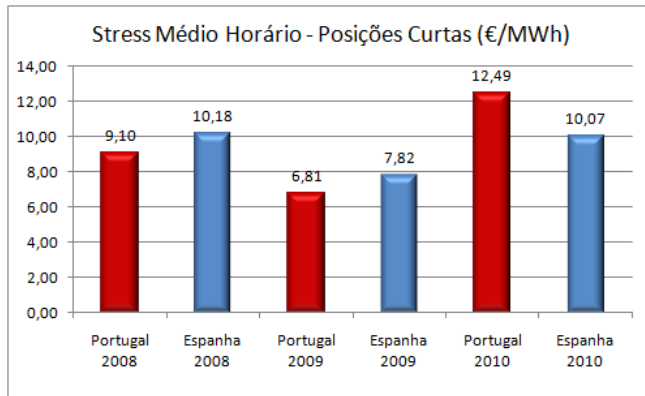


Figura 73 - Stress médio horário anual - posições curtas

A conclusão que se retira dos gráficos obtidos é a de que o Risco nos mercados português e espanhol são relativamente equivalentes e que parece haver uma tendência para um aumento generalizado no ano de 2010. O aumento do Risco identificado poderá estar relacionado com a forte integração recente de energias renováveis nas redes.

Dos resultados de alargados testes de avaliação de Risco realizados, ressaltam essencialmente os seguintes aspectos:

- Os resultados apresentam uma boa repetibilidade, para um número de Simulações elevado, não sendo consideravelmente afectados por aspectos tais como a selecção de diferentes períodos temporais, desde que relativamente longos,
- Os resultados de gestão do Risco não são muito diferentes mesmo para ou um baixo número de Simulações de Monte Carlo, pois a metodologia permite identificar facilmente os períodos de contratação alternativa,
- Os períodos com cotação de preços normalmente mais elevada apresentam habitualmente mais Risco que os restantes,
- Como regra, as posições curtas possuem habitualmente mais risco que as longas e
- Apesar da independência das metodologias e dos Riscos captados serem até normalmente de origens diferentes, verifica-se, curiosamente, que os contratos que apresentam maior Risco, segundo a avaliação pelo VaR são, na grande maioria dos casos, os mesmos que apresentam também maior Risco pelos Testes de Stress.

5.4.2 Gestão do Risco

A gestão do Risco pelas metodologias propostas revela-se funcional, gerando boas oportunidades de optimização da carteira do mercado Spot diário.

De salientar que, de uma gama alargada de estudos realizados, alguns deles apresentados no Anexo A, baseados em situações comuns de mercado, considerando o histórico do mercado Spot diário integrado na ferramenta e dados do mercado de Futuros retirados dos gráficos gerados no âmbito deste trabalho e apresentados atrás, conclui-se que, na maioria dos casos, as estratégias de gestão do Risco propostas e integradas na ferramenta geram margens positivas e simultâneas para um mesmo estudo, tanto para compradores como para vendedores.

5.5 Conclusões

A metodologia da ferramenta permite claramente ao utilizador mitigar e dosear o Risco, por construção de uma estratégia de negociação partida pelos mercados Spot diário e de Futuros.

Pela aplicação da ferramenta, identificam-se facilmente situações de alguma previsibilidade de preços, na negociação no mercado Spot diário.

De momento esta previsibilidade de preços verifica-se e estará eventualmente relacionada com a falta de liquidez e com o baixo número de operadores com dinâmica neste mercado.

Os resultados permitem a estruturação de estratégias de negociação de modo a mitigar o Risco e a gerar oportunidades de obtenção de margens relevantes na negociação no mercado Spot diário. Admite-se que situação idêntica se passasse no mercado Spot intradiário, caso processo idêntico fosse utilizado.

De salientar que, no final do ano de 2009 e no primeiro trimestre de 2010, os preços alteraram significativamente o seu padrão de variação.

Por um lado, o aumento da capacidade de interligação entre Portugal e Espanha, teve implicações ao nível da uniformização de preços entre os dois mercados.

Por outro lado, a crescente e repentina incorporação recente de tecnologias de energia renovável nas redes fez descer significativamente, em determinados momentos, os preços.

Ainda a referir que as condições climatéricas adversas que afectaram o território ibérico no passado inverno, poderão ter tido também influência ao nível dos despachos das centrais produtoras, gerando momentâneos excessos de produção com os reflexos correspondentes nas momentâneas baixas de preços.

Resta mencionar que, para já, não se poderá afirmar que estes momentos de baixa de preços sejam para perdurar, pois é de prever que os produtores irão aprender a perceber esses momentos limitando, dentro das suas possibilidades, a sua produção, de modo a controlar os preços e manter o retorno dos seus investimentos dentro do que consideram razoável.

Por último, de salientar a versatilidade da ferramenta, para utilização nas situações mais variadas, como se verifica dos exemplos apresentados e que, como facilmente se depreende, são apenas algumas das múltiplas utilizações que lhe podem ser dadas.

5.6 Desenvolvimentos futuros

As propostas de evolução deste trabalho passam pelo seu desenvolvimento em três vertentes:

- Condução de estudos variados e alargados com base na ferramenta já desenvolvida:
 - Comparação de resultados pelos Testes de Stress com os de VaR,
 - Identificação de padrões de preços para diferentes períodos do ano.
- Integração de novos mercados na ferramenta:
 - A partir do momento que o OMIP ou o OMEL passem a disponibilizar o histórico, de uma forma organizada, do mercado Spot intradiário será possível conceber, com uma pequena alteração, a integração desses dados na ferramenta actual e assim otimizar as hipóteses de investimento nos três mercados: Futuros, Spot diário e Spot intradiário. Tal é possível, pois a estrutura de dados do mercado intradiário é idêntica à do mercado diário, estando apenas os preços e cargas subdivididos em várias sessões,
 - Evolução idêntica poderia também ser realizada para o mercado de Futuros, no sentido da previsão de limites para preços futuros. Para este caso seria aconselhável um desenvolvimento reestruturado, pois a estrutura de dados e a base de negociação são consideravelmente diferentes.

- Integração de novas metodologias de avaliação e gestão do Risco na ferramenta:
 - Não sendo o VaR uma medida de Risco coerente, seguindo-se uma metodologia idêntica à da determinação do VaR e com algum trabalho de adaptação, pode-se facilmente dotar a ferramenta de capacidade de avaliação do Risco por CVaR. A adição desta metodologia de avaliação de Risco permitiria realizar, com outra facilidade, trabalhos de optimização da carteira em análise, principalmente no caso de integração futura de outros mercados,
 - Desenvolvimento de estratégias de arbitragem por contratação simultânea em vários mercados e a vários prazos, permitindo controlar o Risco, ou retirar margens com objectivo especulativo, segundo essas técnicas alternativas,
 - Refinamento dos actuais métodos de previsão de limites de preços, recorrendo ao cruzando de resultados com estratégias alternativas: métodos regressivos, estudos de ciclos, etc..

Referências Bibliográficas

- Amaral, Luís Mira (2006). Energia e Mercado Ibérico. Lisboa: Booknomics.
- Amenc, Noël e Sourd, Véronique Le (2003). Portfolio Theory and Performance Analysis. Chichester, England: John Wiley & Sons, Ltd..
- Arcebi, Carlo (2002). Spectral Measures of Risk: A Coherent Representation of Subjective Risk Aversion. Journal of Banking & Finance.
- Arcebi, Carlo (2003). Coherent Representation of Subjective Risk Aversion. Wiley Finance.
- Artzner, Philippe, et al. (1997). Thinking Coherently. Mathematical Finance.
- Artzner, Philippe, et al. (1999). Coherent Measures of Risk. Mathematical Finance.
- AS/NZS (2004a). AS/NZS 4360 Risk Management. Standards Australia / Standards New Zealand.
- AS/NZS (2004b). HB 436 Risk Management Guidelines Companion to AS/NZS 4360:2004. Standards Australia / Standards New Zealand.
- AS/NZS (2006). HB 167 Security Risk Management. Standards Australia / Standards New Zealand.
- Azevedo, Filipe (2002). Apoio à Decisão para o Estabelecimento de Contratos no Mercado Competitivo de Electricidade. Porto: Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores.
- Azevedo, Filipe (2007). Gestão do Risco em Mercados Competitivos de Electricidade: Previsão de Preços e Optimização do Portfólio de Contratos. Vila Real: Universidade de Trás-os-Montes e Alto Douro.
- Azevedo, Filipe, Vale, Zita e Oliveira, P. (2007). A Decision-Support System Based on Particle Swarm Optimazation for Multi-Period Hedging in Electricity Markets. IEEE Transactions on Power Systems, Volume 22, Number 3.
- Gestão do Risco em Mercados Competitivos de Electricidade: Previsão de Preços e Optimização do Portfólio de Contratos. Vila Real: Universidade de Trás-os-Montes e Alto Douro.
- Banco Best. Manual de Análise Técnica. Publicações Banco Best.
- Barreto, Humberto e Howland, Frank M. (2006). Introductory Econometrics - Using Monte Carlo Simulation with Microsoft Excel. New York, United States of America: Cambridge University Press.
- Basel Committee on Banking Supervision (2006a). International Convergence of Capital Measurement and Capital Standards. Basel, Switzerland: Bank for International Settlements.
- Basel Committee on Banking Supervision (2006b). Core Principles for Effective Banking Supervision. Basel, Switzerland: Bank for International Settlements.

- Basel Committee on Banking Supervision (2006c). Core Principles Methodology. Basel, Switzerland: Bank for International Settlements.
- Basel Committee on Banking Supervision (2008a). Proposed Revisions to the Basel II Market Risk Framework. Basel, Switzerland: Bank for International Settlements.
- Basel Committee on Banking Supervision (2008b). Guidelines for Computing Capital for Incremental Risk in the Trading Book. Basel, Switzerland: Bank for International Settlements.
- Borenstein, Severin, Bushnell, James e Stoft., Steven (2000). The Competitive Effects of Transmission Capacity in a Deregulated Electricity Industry. United States of America: Rand Journal of Economics.
- Chair, Arnetta McRae (2005). Development of Regional Electricity Markets. Delaware Public Service Commission.
- Conselho de Reguladores do MIBEL (2010). Descrição do Funcionamento do MIBEL. Lisboa: Conferência do Conselho de Reguladores do Mercado Ibérico da Electricidade.
- Day-Trading-Mind.com (2002). Tading In Mind, 10 Ways To Stay Focused For Real-Time Traders. <http://day-trading-mind.com>.
- Donald, H. Chew Jr. (1993). The New Corporate Finance: Where Theory Meets Practice. New York, United States of America: McGraw-Hill Companies, Inc..
- Dowd, Kevin (2002). Measuring Market Risk. Chichester, England: John Wiley & Sons, Ltd..
- Duarte, Jorge (2004). Saber Investir, O Guia Prático da Poupança (edição revista e actualizada). Lisboa: Edideco, Editores para a Defesa do Consumidor, Lda..
- Dubil, Robert (2004). An Arbitrage Guide to Financial Markets. Chichester, England: John Wiley & Sons, Ltd..
- Edwards, Davis W. (2010). Energy Trading & Investing. New York, United States of America: The McGraw-Hill Companies, Inc..
- Ferreira, Domingos (2006). Opções Financeiras Avançadas - Gestão dos Riscos Cambiais e Taxas de Juro, VAR - Valor em Risco, Opções Exóticas e Produtos Híbridos, Estratégias Complexas. Lisboa: Edições Sílabo, Lda..
- Guimarães, Rui Campos e Cabral, José A. Sarsfield (1997). Estatística – Edição Revista. Amadora: Editora McGraw-Hill de Portugal, Lda..
- Hull. J. C. (2002). Fundamentals of Futures and Options Markets (Fourth Edition). United States of America: Prentice Hall (Pearson Education)
- ISO (2009). ISO/FDIS 31000 Risk Management - Principles and Guidelines. ISO (the International Organization for Standardization).

- ISO/IEC (2009a). ISO/IEC Guide 73 - Risk Management - Vocabulary - Guidelines for Use in Standards. ISO (the International Organization for Standardization) / IEC (International Electrotechnical Commission).
- ISO/IEC (2009b) IEC/FDIS 31010 Risk Management - Risk Assessment Techniques. ISO (the International Organization for Standardization) / IEC (International Electrotechnical Commission).
- Jorion, Philippe (2007). Financial Risk Manager Handbook. Hoboken, New Jersey, United States of America: John Wiley & Sons, Inc..
- Ketz, J. Edward (2003). Hidden Financial Risk: Understanding Off-Balance Sheet Accounting. Hoboken, New Jersey, United States of America: John Wiley & Sons, Inc..
- Kim, Jongwoo, Malz, Allan M. e Mina, Jorge (1999). LongRun Technical Document. United States of America: RiskMetrics Group, Inc..
- McLeish, Don L. (2005). Monte Carlo Simulation & Finance. Hoboken, New Jersey, United States of America: John Wiley & Sons, Inc..
- Laubsch, Alan J. (1999). Risk Management: A Practical Guide. United States of America: RiskMetrics Group, Inc..
- Lee, Alvin Y. (1999). CorporateMetrics Technical Document. United States of America: RiskMetrics Group, Inc..
- Lewent, Judy C. e Kearny, A. John (1990). Identifying, Measuring and Hedging Currency Risk at Merck. United States of America: Journal of Applied Corporate Finance.
- Longerstaey, Jacques (Morgan Guaranty Trust Company) e Spencer, Marin (Reuters, Ltd.) (1996). RiskMetrics - Technical Document (fourth edition). New York, United States of America: Morgan Guaranty Trust Company of New York.
- Macaulay, Frederick (1938). Some Theoretical Problems Suggested by the Movements of Interest Rates, Bond Yields, and Stock Prices in the United States Since 1865. National Bureau of Economic Research.
- Matos, Fernando Braga de (2007). Ganhar em Bolsa (6ª edição). Lisboa: Publicações Dom Quixote.
- McCrary, Stuart (2005). A Hedge Fund Course. Hoboken, New Jersey, United States of America: John Wiley & Sons, Inc..
- Meyer, Donald J. (2003). The Economics of Risk. Kalamazoo, United States of America: W. E. Upjohn Institute for Employment Research.
- Mina, Jorge e Xiao, Jerry Yi (2001). Return to RiskMetrics: The Evolution of a Standard. New York, United States of America: RiskMetrics Group, Inc..
- Reverre, Stephane (2001). The Complete Arbitrage Deskbook. United States of America: The McGraw-Hill Companies, Inc..

- Silva, Patrícia Pereira da (2007). O Sector da Energia Eléctrica na União Europeia Evolução e Perspectivas. Coimbra: Imprensa da Universidade de Coimbra.
- Sturm, Fletcher J. (1997). Trading Natural Gas. Tulsa, United States of America: Pennwell Publishing Company.
- United States of America: Department of Defense (1980). MIL-STD-1629A Procedures for Performing a Failure Mode, Effects and Criticality Analysis. Washington - United States of America: Department of Defense.
- Wagner, M, Skantze, P e Ilic, M. (2003). Hedging Optimization Algorithms for Derregulated Electricity Markets. Lemnos, Grécia: ISAP Intelligent Systems Application to Power Systems Conference 2003.
- Zumbach, Gilles (2007a). A Gentle Introduction to the RM 2006 Methodology. Geneva, Switzerland: RiskMetrics Group, Inc..
- Zumbach, Gilles (2007b). Back Testing Risk Methodologies From One Day to One Year. Geneva, Switzerland: RiskMetrics Group, Inc..
- Zumbach, Gilles (2007c). The RiskMetrics 2006 Methodology. Geneva, Switzerland: RiskMetrics Group, Inc..

Sítios de Internet

Banco Best - Banco Electrónico de Serviço Total, S. A.: <http://www.bancobest.pt>

Banco Big - Banco de Investimento Global, S. A.: <http://www.bigonline.pt>

Banco Comercial Português, S. A.: <http://www.bcp.pt>

Bluenext: <http://www.bluenext.com>

California Independent System Operator: <http://www.caiso.com>

CME Group, Inc.: <http://www.cmegroup.com>

Comisión Nacional de Energia: <http://www.cne.es>

Comissão do Mercado de Valores Mobiliários (CMVM): <http://www.cmvm.pt>

Day Trading Mind: <http://day-trading-mind.com>

Dow Jones & Company: <http://www.djindexes.com>

Electric Reliability Council of Texas: <http://www.ercot.com>

Galp Energia, S. G. P. S., S. A.: <http://www.galpenergia.com>

Institute of Electrical and Electronics Engineers, IEEE: <http://www.ieee.org>

Investopedia: <http://www.investopedia.com>

London Stock Exchange: <http://www.londonstockexchange.com>

MIBEL - Site Oficial: <http://www.mibel.pt>

New England Power Pool (ISO New England, Inc.): <http://www.iso-ne.com>

New York Intrastate Access Settlement Pool: <http://www.nypool.org>

Nordic Power Exchange (Nord Pool ASA): <http://www.nordpool.com>

NYSE Euronext: <http://www.euronext.com>

OMEL - Operador del Mercado Ibérico de Energia - Polo Español, S. A.: <http://www.omel.es>

OMICLEAR - Câmara de Compensação e Contraparte Central das Operações do OMIP:
<http://www.omiclear.pt>

OMIP - Operador do Mercado Ibérico da Energia - Polo Português: <http://www.omip.pt>

Orey Financial, Instituição Financeira de Crédito, S. A.: <http://www.oreytrade.com>

PJM Interconnection: <http://www.pjm.com>

REN - Redes Energéticas Nacionais, S. G. P. S., S. A.: <http://www.ren.pt>

RiskMetrics Group, Inc.: <http://www.riskmetrics.com>

U. S. Environmental Protection Agency (EPA): <http://www.epa.gov>

Wikipedia: <http://www.wikipedia.org>

Anexo A – Relatórios

Neste Anexo são apresentados um conjunto de exemplos de relatórios, conforme referido no corpo principal do documento e que, resumindo as suas características, são:

- Exemplo A (7 casos) – A partir de um histórico de três anos, à data de 12 de Outubro de 2010, individualizados para cada um dos diferentes dias da semana, não feriados e para Portugal, desenvolvidos com base em 200.000 Simulações de Monte Carlo, para um nível de confiança de 90%. A gestão do Risco foi considerada com um contrato de Futuros cotado a 46,00€/MWh;
- Exemplo B – Nas mesmas condições que o anterior mas considerando todos os dias de semana em simultâneo;
- Exemplo C - A partir do anterior, para todos os dias da semana que sejam feriados ou dias com consumo atípico, sendo neste caso a gestão do Risco realizada com um contrato de Futuros cotado a 55,00€/MWh ;
- Exemplo D – Considerando dados de partida idênticos ao anterior mas truncando os histogramas de Monte Carlo nos 6,00€/MWh para variações negativas e nos 7,50€/MWh para variações positivas, para além de ser considerado um nível de confiança de apenas 80% e, finalmente;
- Exemplo E (6 casos) – Baseado no anterior exemplo B, agora para todos os dias, feriados e atípicos incluídos, para os períodos de cada ano de 2008 a 2010 (até à data de 12 de Outubro) e para Portugal e Espanha.

A.1 Exemplo A – Segunda feira

Gestão do Risco em Mercados de Energia Eléctrica

Recorrendo ao VaR por Simulação de Monte Carlo



IPP - Instituto Superior de Engenharia do Porto
 Trabalho de Dissertação do Mestrado em Sistemas Eléctricos de Energia
 Aluno: Manuel Jorge Tavares Vieira da Costa
 Orientação: Doutor Filipe Azevedo
 Outubro de 2010

Dados de Base

País: Portugal Espanha Intervalo Temporal: Data Inicial: 07-Out-12 Data Limite: 10-Out-12

Dias da Semana: Segunda Feira Terça Feira Quarta Feira Quinta Feira Sexta Feira Sábado Domingo

Feriados e Dias Atípicos: Em Exclusivo Em Complemento Feriados Dias Atípicos

Cargas Horárias a Contratar (kWh): 1: 500,0 2: 300,0 3: 200,0 4: 400,0 5: 500,0 6: 1400,0 7: 1000,0 8: 1200,0 9: 1300,0 10: 1300,0 11: 1200,0 12: 1200,0 13: 900,0 14: 1200,0 15: 900,0 16: 1000,0 17: 1000,0 18: 1000,0 19: 1100,0 20: 1200,0 21: 1600,0 22: 1100,0 23: 700,0 24: 600,0 carga diária total 22800,0

Dados Históricos Recentes (168 períodos)

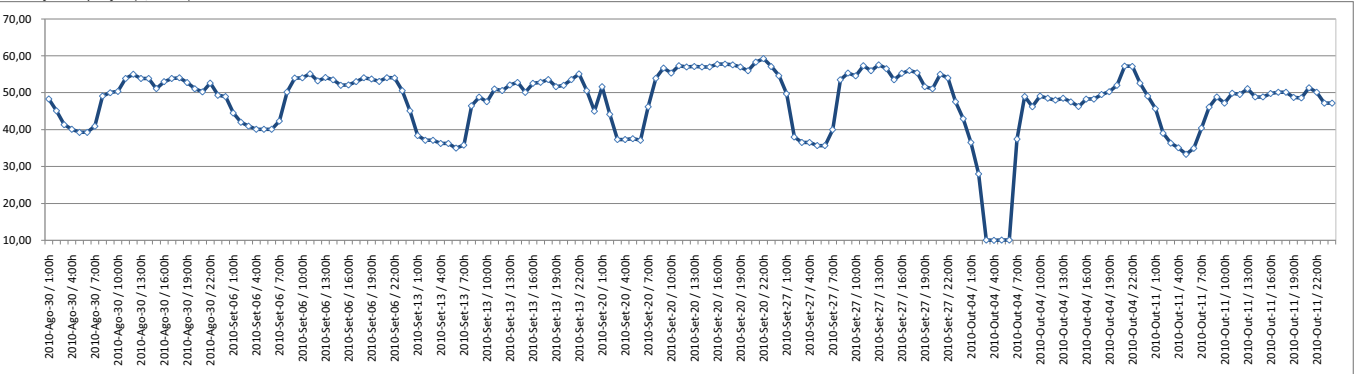
Data / Hora	Preço (€/MWh)	Carga (MWh)
2010-Out-11 / 24:00h	47,18	2975,20
2010-Out-11 / 23:00h	47,18	3154,40
2010-Out-11 / 22:00h	50,13	3585,10
2010-Out-11 / 21:00h	51,34	3733,40
2010-Out-11 / 20:00h	48,60	3231,90
2010-Out-11 / 19:00h	48,72	3185,60
2010-Out-11 / 18:00h	50,13	3484,80
2010-Out-11 / 17:00h	50,13	3497,80
2010-Out-11 / 16:00h	49,79	3405,90
2010-Out-11 / 15:00h	48,86	3303,80
2010-Out-11 / 14:00h	48,86	3406,30
2010-Out-11 / 13:00h	51,10	3666,90
2010-Out-11 / 12:00h	49,53	3506,80
2010-Out-11 / 11:00h	49,87	3506,60
2010-Out-11 / 10:00h	47,18	3022,60
2010-Out-11 / 9:00h	48,86	3249,10
2010-Out-11 / 8:00h	46,10	2564,30
2010-Out-11 / 7:00h	40,43	2117,60
2010-Out-11 / 6:00h	34,94	1502,00
2010-Out-11 / 5:00h	33,32	1400,40
2010-Out-11 / 4:00h	35,09	1408,10
2010-Out-11 / 3:00h	36,33	1652,30
2010-Out-11 / 2:00h	39,03	1891,30
2010-Out-11 / 1:00h	45,69	2126,40
2010-Out-04 / 24:00h	49,10	3282,90
2010-Out-04 / 23:00h	52,57	3557,40
2010-Out-04 / 22:00h	57,12	4291,90
2010-Out-04 / 21:00h	57,21	4278,80
2010-Out-04 / 20:00h	52,01	3515,40
2010-Out-04 / 19:00h	50,27	3457,40
2010-Out-04 / 18:00h	49,51	3377,60
2010-Out-04 / 17:00h	48,27	3010,60
2010-Out-04 / 16:00h	48,27	3010,60
2010-Out-04 / 15:00h	46,27	3010,60
2010-Out-04 / 14:00h	47,51	3010,60
2010-Out-04 / 13:00h	48,51	3066,60
2010-Out-04 / 12:00h	48,00	3068,60
2010-Out-04 / 11:00h	48,51	3084,60
2010-Out-04 / 10:00h	49,10	3078,00
2010-Out-04 / 9:00h	46,20	2690,60
2010-Out-04 / 8:00h	48,97	2042,60
2010-Out-04 / 7:00h	37,43	1421,50

Data / Hora	Preço (€/MWh)	Carga (MWh)
2010-Out-04 / 6:00h	10,07	1290,20
2010-Out-04 / 5:00h	10,07	1332,70
2010-Out-04 / 4:00h	10,00	1070,90
2010-Out-04 / 3:00h	10,07	1098,80
2010-Out-04 / 2:00h	28,00	836,30
2010-Out-04 / 1:00h	36,53	1064,00
2010-Set-27 / 24:00h	42,96	3209,20
2010-Set-27 / 23:00h	47,56	3333,20
2010-Set-27 / 22:00h	54,01	3939,60
2010-Set-27 / 21:00h	55,00	4130,60
2010-Set-27 / 20:00h	51,08	3710,80
2010-Set-27 / 19:00h	51,63	3778,70
2010-Set-27 / 18:00h	55,39	4096,80
2010-Set-27 / 17:00h	56,01	4174,80
2010-Set-27 / 16:00h	55,27	4096,80
2010-Set-27 / 15:00h	53,51	3993,80
2010-Set-27 / 14:00h	56,51	4174,80
2010-Set-27 / 13:00h	57,55	4329,60
2010-Set-27 / 12:00h	55,97	4204,00
2010-Set-27 / 11:00h	57,32	4300,00
2010-Set-27 / 10:00h	54,57	4029,80
2010-Set-27 / 9:00h	55,33	4000,80
2010-Set-27 / 8:00h	53,51	3341,20
2010-Set-27 / 7:00h	40,00	2460,20
2010-Set-27 / 6:00h	35,69	1866,50
2010-Set-27 / 5:00h	35,69	1746,60
2010-Set-27 / 4:00h	36,53	1730,40
2010-Set-27 / 3:00h	36,53	1826,50
2010-Set-27 / 2:00h	38,00	2195,00
2010-Set-27 / 1:00h	49,71	2462,00
2010-Set-20 / 24:00h	54,60	4106,80
2010-Set-20 / 23:00h	57,10	4592,50
2010-Set-20 / 22:00h	59,25	5294,10
2010-Set-20 / 21:00h	58,30	5080,50
2010-Set-20 / 20:00h	55,95	4392,20
2010-Set-20 / 19:00h	56,98	4487,50
2010-Set-20 / 18:00h	57,55	4735,50
2010-Set-20 / 17:00h	57,74	4795,30
2010-Set-20 / 16:00h	57,73	4784,80
2010-Set-20 / 15:00h	56,98	4490,60
2010-Set-20 / 14:00h	56,98	4629,30
2010-Set-20 / 13:00h	57,10	4762,10

Data / Hora	Preço (€/MWh)	Carga (MWh)
2010-Set-20 / 12:00h	56,98	4597,30
2010-Set-20 / 11:00h	57,32	4717,00
2010-Set-20 / 10:00h	55,33	4170,50
2010-Set-20 / 9:00h	56,68	4169,80
2010-Set-20 / 8:00h	53,90	3871,70
2010-Set-20 / 7:00h	46,20	2777,50
2010-Set-20 / 6:00h	37,11	2155,00
2010-Set-20 / 5:00h	37,54	2257,60
2010-Set-20 / 4:00h	37,32	2248,70
2010-Set-20 / 3:00h	37,32	2251,70
2010-Set-20 / 2:00h	44,14	2616,90
2010-Set-20 / 1:00h	51,63	3396,40
2010-Set-13 / 24:00h	45,00	3416,90
2010-Set-13 / 23:00h	50,55	4292,80
2010-Set-13 / 22:00h	55,10	5159,80
2010-Set-13 / 21:00h	53,55	4779,50
2010-Set-13 / 20:00h	52,00	4402,80
2010-Set-13 / 19:00h	51,64	4402,80
2010-Set-13 / 18:00h	53,56	4844,70
2010-Set-13 / 17:00h	52,83	4684,80
2010-Set-13 / 16:00h	52,55	4529,70
2010-Set-13 / 15:00h	50,10	4249,90
2010-Set-13 / 14:00h	52,78	4616,40
2010-Set-13 / 13:00h	52,10	4416,60
2010-Set-13 / 12:00h	50,60	4337,10
2010-Set-13 / 11:00h	51,01	4488,40
2010-Set-13 / 10:00h	47,57	3833,20
2010-Set-13 / 9:00h	48,82	3870,80
2010-Set-13 / 8:00h	46,45	2994,20
2010-Set-13 / 7:00h	35,80	1626,30
2010-Set-13 / 6:00h	35,00	1527,50
2010-Set-13 / 5:00h	36,26	1528,30
2010-Set-13 / 4:00h	36,26	1621,20
2010-Set-13 / 3:00h	37,11	1659,70
2010-Set-13 / 2:00h	37,11	1686,30
2010-Set-13 / 1:00h	38,39	1979,40
2010-Set-06 / 24:00h	45,10	3598,00
2010-Set-06 / 23:00h	50,56	4338,00
2010-Set-06 / 22:00h	54,01	4683,00
2010-Set-06 / 21:00h	54,07	4745,00
2010-Set-06 / 20:00h	53,06	4655,00
2010-Set-06 / 19:00h	53,72	4735,00

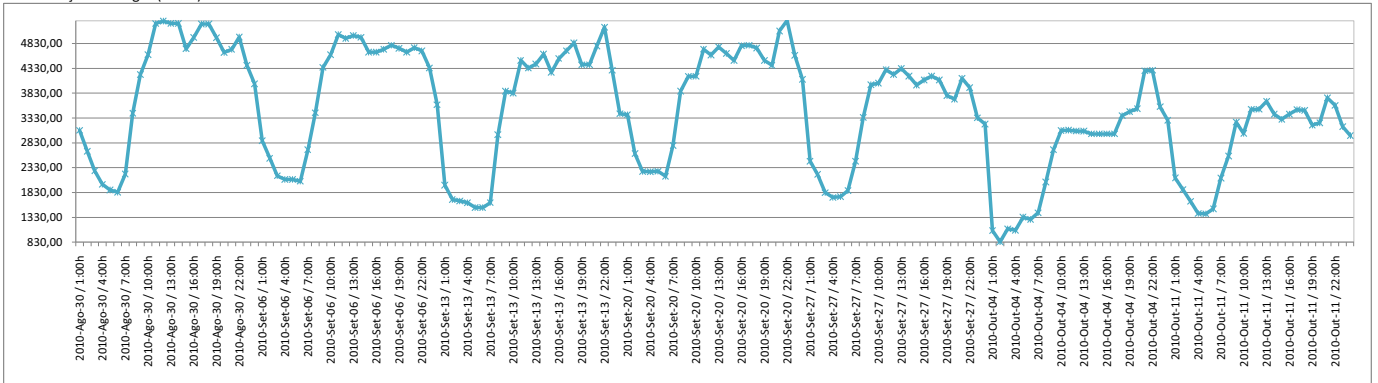
Data / Hora	Preço (€/MWh)	Carga (MWh)
2010-Set-06 / 18:00h	54,06	4795,00
2010-Set-06 / 17:00h	53,01	4715,00
2010-Set-06 / 16:00h	52,11	4655,00
2010-Set-06 / 15:00h	52,01	4655,00
2010-Set-06 / 14:00h	53,50	4955,10
2010-Set-06 / 13:00h	54,13	4991,40
2010-Set-06 / 12:00h	53,20	4931,80
2010-Set-06 / 11:00h	55,12	5010,40
2010-Set-06 / 10:00h	54,04	4605,00
2010-Set-06 / 9:00h	53,98	4350,00
2010-Set-06 / 8:00h	50,17	3435,10
2010-Set-06 / 7:00h	42,32	2690,20
2010-Set-06 / 6:00h	40,10	2057,30
2010-Set-06 / 5:00h	40,10	2093,70
2010-Set-06 / 4:00h	40,10	2095,20
2010-Set-06 / 3:00h	40,95	2166,40
2010-Set-06 / 2:00h	42,00	2519,90
2010-Set-06 / 1:00h	44,50	2871,20
2010-Ago-30 / 24:00h	48,95	4020,10
2010-Ago-30 / 23:00h	49,31	4391,60
2010-Ago-30 / 22:00h	52,60	4959,30
2010-Ago-30 / 21:00h	50,23	4714,30
2010-Ago-30 / 20:00h	51,07	4648,00
2010-Ago-30 / 19:00h	52,76	4948,00
2010-Ago-30 / 18:00h	54,05	5234,60
2010-Ago-30 / 17:00h	53,87	5224,60
2010-Ago-30 / 16:00h	53,00	4952,50
2010-Ago-30 / 15:00h	51,12	4723,00
2010-Ago-30 / 14:00h	53,87	5234,60
2010-Ago-30 / 13:00h	53,87	5237,60
2010-Ago-30 / 12:00h	55,01	5279,60
2010-Ago-30 / 11:00h	53,87	5232,60
2010-Ago-30 / 10:00h	50,36	4603,00
2010-Ago-30 / 9:00h	50,00	4207,00
2010-Ago-30 / 8:00h	49,10	3425,80
2010-Ago-30 / 7:00h	40,92	2203,80
2010-Ago-30 / 6:00h	39,26	1836,40
2010-Ago-30 / 5:00h	39,26	1880,80
2010-Ago-30 / 4:00h	40,10	1994,20
2010-Ago-30 / 3:00h	41,34	2267,10
2010-Ago-30 / 2:00h	45,10	2658,80
2010-Ago-30 / 1:00h	48,30	3081,00

evolução de preços (€/MWh)

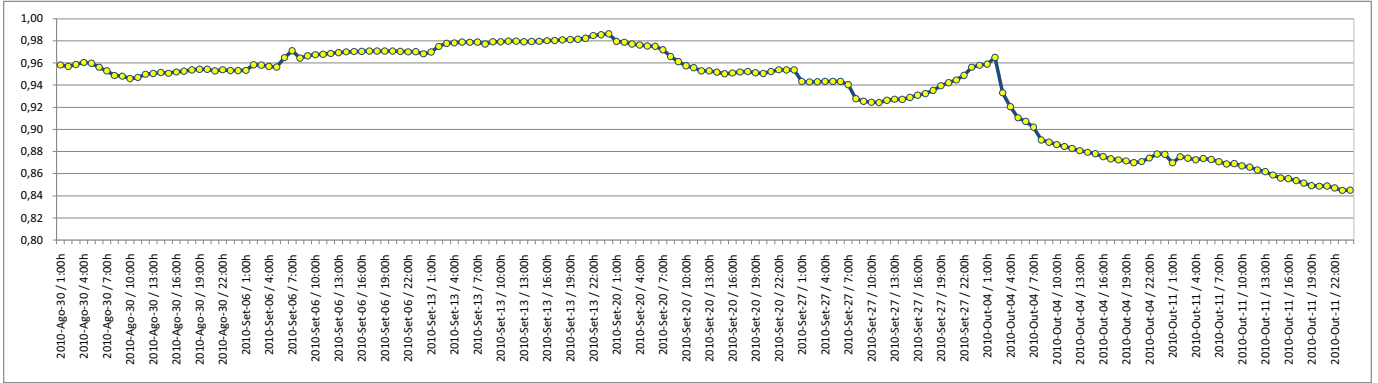


Gestão do Risco em Mercados de Energia Eléctrica
Recorrendo ao VaR por Simulação de Monte Carlo

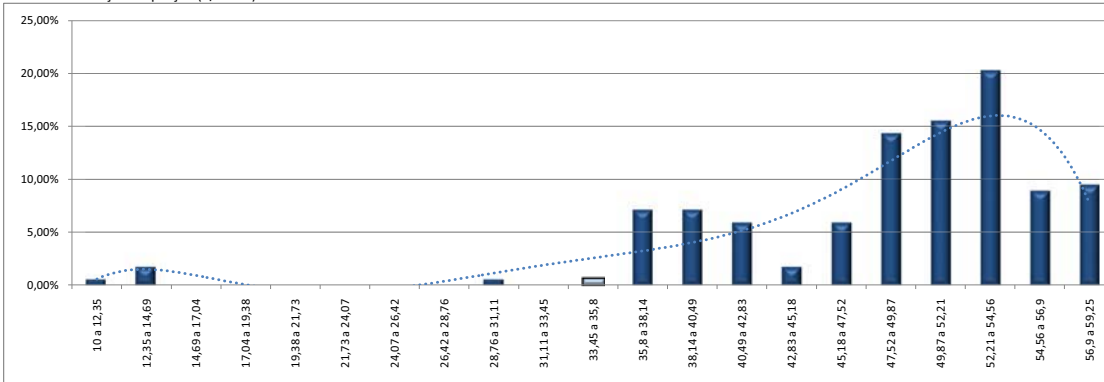
evolução de cargas (MWh)



evolução da correlação de preços e cargas (48 períodos)

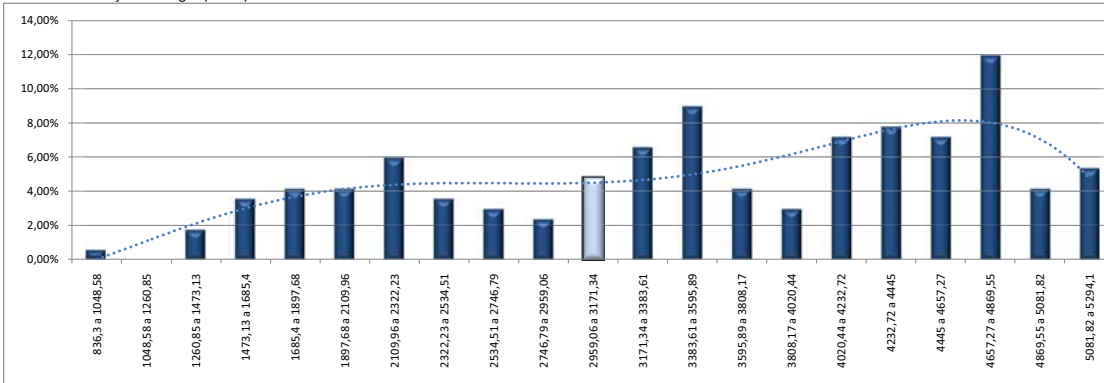


distribuição de preços (€/MWh)



Preços (€/MWh)	Acontecimentos
10 a 12,35	0,60%
12,35 a 14,69	1,79%
14,69 a 17,04	0,00%
17,04 a 19,38	0,00%
19,38 a 21,73	0,00%
21,73 a 24,07	0,00%
24,07 a 26,42	0,00%
26,42 a 28,76	0,00%
28,76 a 31,11	0,60%
31,11 a 33,45	0,00%
33,45 a 35,8	0,60%
35,8 a 38,14	7,14%
38,14 a 40,49	7,14%
40,49 a 42,83	5,95%
42,83 a 45,18	1,79%
45,18 a 47,52	5,95%
47,52 a 49,87	14,29%
49,87 a 52,21	15,48%
52,21 a 54,56	20,24%
54,56 a 56,9	8,93%
56,9 a 59,25	9,52%

distribuição de cargas (MWh)

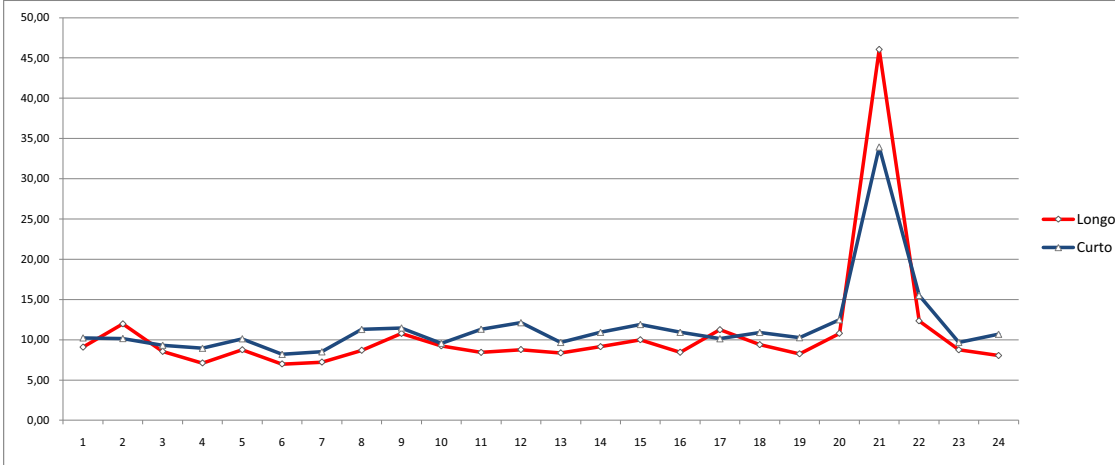


Cargas (MWh)	Acontecimentos
836,3 a 1048,58	0,60%
1048,58 a 1260,85	0,00%
1260,85 a 1473,13	1,79%
1473,13 a 1685,4	3,57%
1685,4 a 1897,68	4,17%
1897,68 a 2109,96	4,17%
2109,96 a 2322,23	5,95%
2322,23 a 2534,51	3,57%
2534,51 a 2746,79	2,98%
2746,79 a 2959,06	2,38%
2959,06 a 3171,34	4,76%
3171,34 a 3383,61	6,55%
3383,61 a 3595,89	8,93%
3595,89 a 3808,17	4,17%
3808,17 a 4020,44	2,98%
4020,44 a 4232,72	7,14%
4232,72 a 4445	7,74%
4445 a 4657,27	7,14%
4657,27 a 4869,55	11,90%
4869,55 a 5081,82	4,17%
5081,82 a 5294,1	5,36%

Avaliação de Risco por Value-at-Risk (VaR)

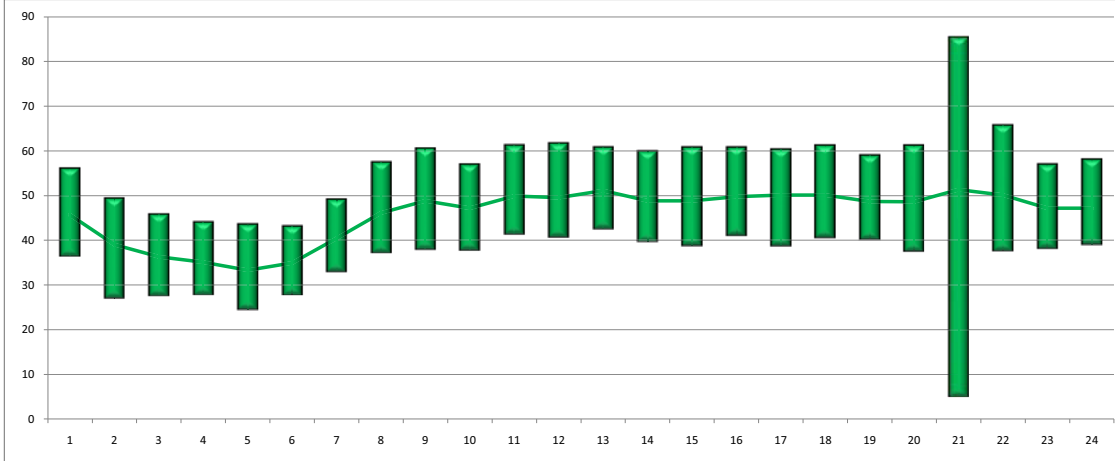
nível de confiança número de intervalos dos histogramas número de Simulações Monte Carlo
 truncagem dos histogramas limite inferior de variação aceite (€/MWh) limite superior de variação aceite (€/MWh)

VaR por unidade de energia (VaR/E) (€/MWh)



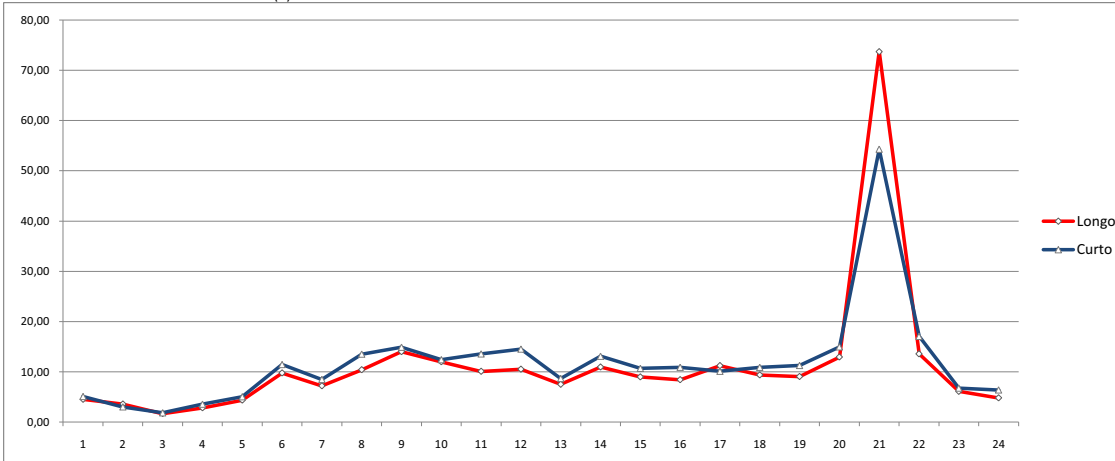
Hora do Contrato	VaR/E (€/MWh)	
	Longo	Curto
1	9,07	10,23
2	11,97	10,16
3	8,55	9,33
4	7,10	8,95
5	8,75	10,12
6	6,98	8,19
7	7,22	8,51
8	8,68	11,28
9	10,78	11,47
10	9,23	9,56
11	8,42	11,32
12	8,77	12,12
13	8,36	9,67
14	9,13	10,93
15	9,99	11,90
16	8,44	10,92
17	11,24	10,13
18	9,38	10,91
19	8,24	10,26
20	10,79	12,48
21	46,07	33,93
22	12,34	15,52
23	8,74	9,68
24	8,03	10,69
média	10,68	11,59

intervalos de confiança dos valores dos preços (€/MWh)



Hora do Contrato	Preço (€/MWh)	
	Mínimo	Máximo
1	36,62	55,92
2	27,06	49,19
3	27,78	45,66
4	27,99	44,04
5	24,57	43,44
6	27,96	43,13
7	33,21	48,94
8	37,42	57,38
9	38,08	60,33
10	37,95	56,74
11	41,45	61,19
12	40,76	61,65
13	42,74	60,77
14	39,73	59,79
15	38,87	60,76
16	41,35	60,71
17	38,89	60,26
18	40,75	61,04
19	40,48	58,98
20	37,81	61,08
21	5,27	85,27
22	37,79	65,65
23	38,44	56,86
24	39,15	57,87
média	35,09	57,36

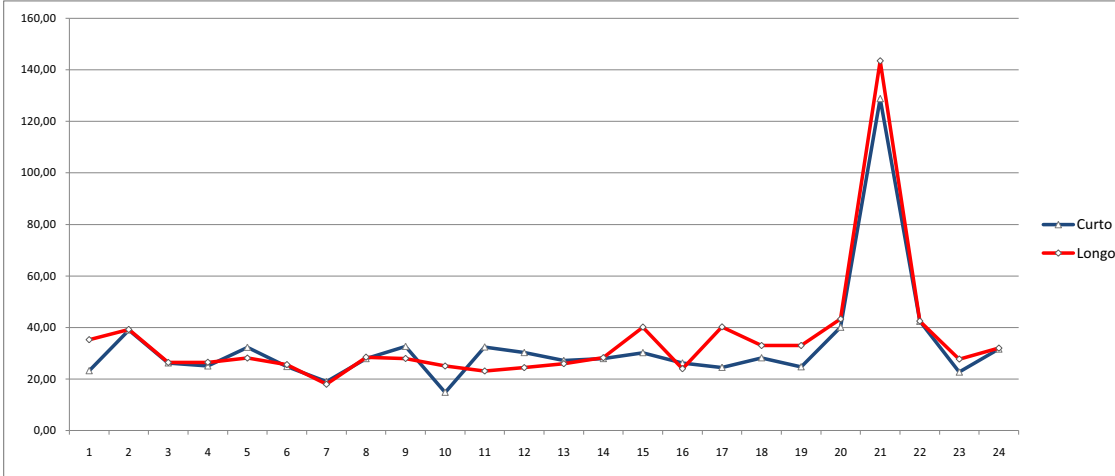
VaR dos vários contratos da carteira (€)



Hora do Contrato	VaR(€)	
	Longo	Curto
1	4,54	5,12
2	3,59	3,05
3	1,71	1,87
4	2,84	3,58
5	4,37	5,06
6	9,78	11,47
7	7,22	8,51
8	10,42	13,54
9	14,02	14,91
10	12,00	12,43
11	10,11	13,58
12	10,52	14,54
13	7,52	8,70
14	10,96	13,11
15	8,99	10,71
16	8,44	10,92
17	11,24	10,13
18	9,38	10,91
19	9,07	11,29
20	12,95	14,98
21	73,71	54,29
22	13,58	17,07
23	6,12	6,78
24	4,82	6,41
carteira	267,88	282,96

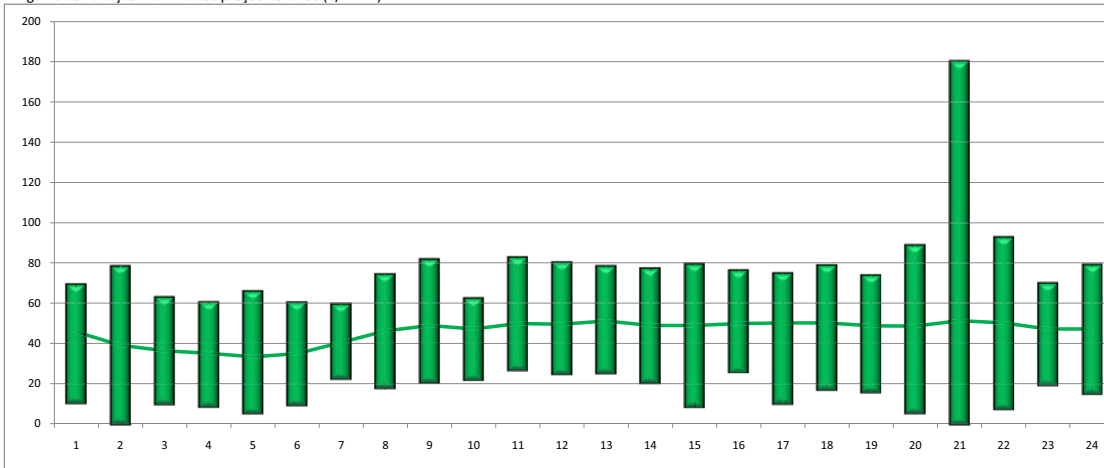
Avaliação de Risco por Teste de Stress

variação máxima dos valores dos preços horários



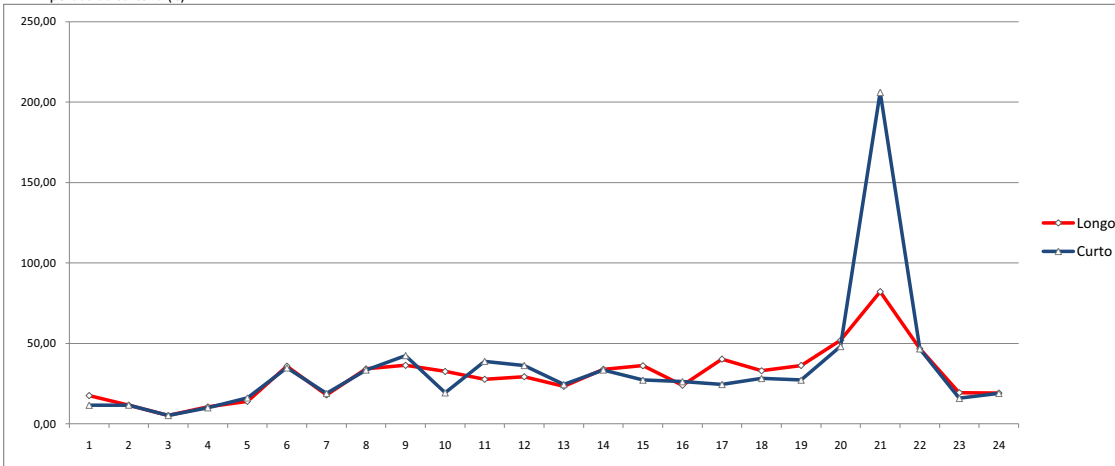
Hora do Contrato	Variação Máxima	
	Longo	Curto
1	35,29	23,24
2	39,24	39,03
3	26,46	26,26
4	26,53	25,09
5	28,15	32,32
6	25,62	24,87
7	18,01	18,99
8	28,50	27,94
9	28,00	32,69
10	25,07	14,87
11	23,14	32,45
12	24,45	30,28
13	25,98	27,20
14	28,30	27,95
15	40,18	30,25
16	24,03	26,25
17	40,25	24,53
18	33,02	28,25
19	33,03	24,76
20	43,30	40,10
21	143,44	128,81
22	42,50	42,42
23	27,77	22,70
24	32,02	31,63
média	35,10	32,62

gama de variação máxima dos preços horários (€/MWh)



Hora do Contrato	Preço (€/MWh)	
	Mínimo	Máximo
1	10,40	68,93
2	0,00	78,06
3	9,87	62,59
4	8,56	60,18
5	5,17	65,64
6	9,32	59,81
7	22,42	59,42
8	17,60	74,04
9	20,86	81,55
10	22,11	62,05
11	26,73	82,32
12	25,08	79,81
13	25,12	78,30
14	20,56	76,81
15	8,68	79,11
16	25,76	76,04
17	9,88	74,66
18	17,11	78,38
19	15,69	73,48
20	5,30	88,70
21	0,00	180,15
22	7,63	92,55
23	19,41	69,88
24	15,16	78,81
média	14,52	78,39

perdas da carteira (€)



Hora do Contrato	Perda Máxima (€)	
	Longo	Curto
1	17,65	11,62
2	11,71	11,71
3	5,29	5,25
4	10,61	10,04
5	14,07	16,16
6	35,87	34,82
7	18,01	18,99
8	34,20	33,53
9	36,40	42,50
10	32,59	19,33
11	27,77	38,94
12	29,34	36,34
13	23,38	24,48
14	33,96	33,54
15	36,16	27,23
16	24,03	26,25
17	40,25	24,53
18	33,02	28,25
19	36,33	27,24
20	51,96	48,12
21	82,14	206,10
22	46,75	46,66
23	19,44	15,89
24	19,21	18,98
carteira	720,15	806,47

Gestão do Risco com Contrato de Futuros

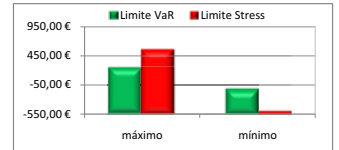
Cotação do Contrato de Futuros 46,00 €/MWh

Estratégia de Mitigação do Risco Através do VaR

Posição Compradora

Energia a contratar em Spot	5400,00 kWh	23,7%
Energia a contratar em Futuros	17400,00 kWh	76,3%
VaR da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	103,22 €	61,5%
Stress da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	177,71 €	75,3%
Períodos horários Spot vantajosos	2, 3, 4, 5, 6, 7 e 21 horas	
Períodos horários Spot desvantajosos	1, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 22, 23 e 24 horas	

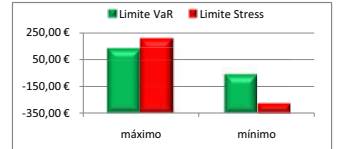
Margem obtida no contrato de Futuros	máximo 244,08 €
Limite VaR	mínimo -115,73 €
Limite Stress	máximo 552,34 €
	mínimo -493,51 €



Posição Vendedora

Energia a contratar em Spot	17400,00 kWh	76,3%
Energia a contratar em Futuros	5400,00 kWh	23,7%
VaR da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	195,14 €	31,0%
Stress da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	503,41 €	37,6%
Períodos horários Spot vantajosos	1, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 22, 23 e 24 horas	
Períodos horários Spot desvantajosos	2, 3, 4, 5, 6, 7 e 21 horas	

Margem obtida no contrato de Futuros	máximo 130,46 €
Limite VaR	mínimo -60,58 €
Limite Stress	máximo 204,95 €
	mínimo -275,82 €

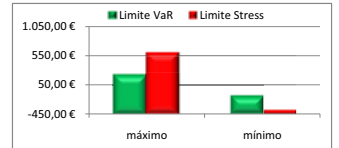


Estratégia de Mitigação do Risco Através do Teste de Stress

Posição Compradora

Energia a contratar em Spot	10500,00 kWh	46,1%
Energia a contratar em Futuros	12300,00 kWh	53,9%
VaR da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	91,88 €	65,7%
Stress da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	312,19 €	56,6%
Períodos horários Spot vantajosos	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 10, 15, 17, 19 e 23 horas	
Períodos horários Spot desvantajosos	9, 11, 12, 13, 14, 16, 18, 20, 21, 22 e 24 horas	

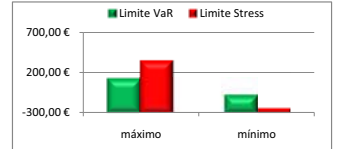
Margem obtida no contrato de Futuros	máximo 224,90 €
Limite VaR	mínimo -130,55 €
Limite Stress	máximo 595,60 €
	mínimo -362,51 €



Posição Vendedora

Energia a contratar em Spot	12300,00 kWh	53,9%
Energia a contratar em Futuros	10500,00 kWh	46,1%
VaR da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	179,44 €	36,6%
Stress da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	550,15 €	31,8%
Períodos horários Spot vantajosos	9, 11, 12, 13, 14, 16, 18, 20, 21, 22 e 24 horas	
Períodos horários Spot desvantajosos	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 10, 15, 17, 19 e 23 horas	

Margem obtida no contrato de Futuros	máximo 115,64 €
Limite VaR	mínimo -79,76 €
Limite Stress	máximo 335,95 €
	mínimo -232,56 €



A.2 Exemplo A – Terça feira

Gestão do Risco em Mercados de Energia Eléctrica

Recorrendo ao VaR por Simulação de Monte Carlo



IPP - Instituto Superior de Engenharia do Porto
 Trabalho de Dissertação do Mestrado em Sistemas Eléctricos de Energia
 Aluno: Manuel Jorge Tavares Vieira da Costa
 Orientação: Doutor Filipe Azevedo
 Outubro de 2010

Dados de Base

País: Portugal Espanha Intervalo Temporal: Data Inicial: 07-Out-12 Data Limite: 10-Out-12

Dias da Semana: Segunda Feira Terça Feira Quarta Feira Quinta Feira Sexta Feira Sábado Domingo

Feriados e Dias Atípicos: Em Exclusivo Em Complemento Feriados Dias Atípicos

Cargas Horárias a Contratar (kWh): 1: 500,0 2: 300,0 3: 200,0 4: 400,0 5: 500,0 6: 1400,0 7: 1000,0 8: 1200,0 9: 1300,0 10: 1300,0 11: 1200,0 12: 1200,0 13: 900,0 14: 1200,0 15: 900,0 16: 1000,0 17: 1000,0 18: 1000,0 19: 1100,0 20: 1200,0 21: 1600,0 22: 1100,0 23: 700,0 24: 600,0 carga diária total 22800,0

Dados Históricos Recentes (168 períodos)

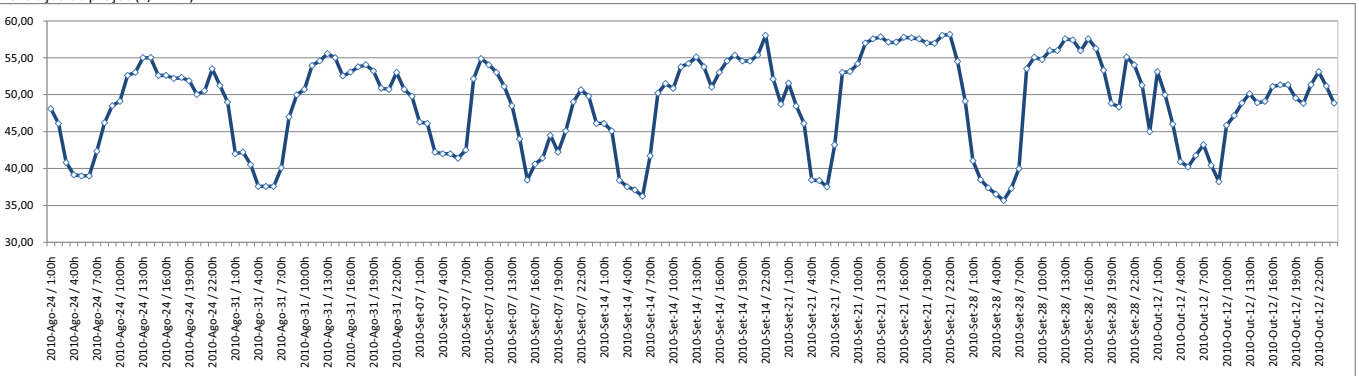
Data / Hora	Preço (€/MWh)	Carga (MWh)
2010-Out-12 / 24:00h	48,86	3610,70
2010-Out-12 / 23:00h	51,15	4020,50
2010-Out-12 / 22:00h	53,10	4447,20
2010-Out-12 / 21:00h	51,35	4071,80
2010-Out-12 / 20:00h	48,82	3571,00
2010-Out-12 / 19:00h	49,53	3683,10
2010-Out-12 / 18:00h	51,34	3946,40
2010-Out-12 / 17:00h	51,34	3909,50
2010-Out-12 / 16:00h	51,10	3843,70
2010-Out-12 / 15:00h	49,10	3610,40
2010-Out-12 / 14:00h	48,91	3669,70
2010-Out-12 / 13:00h	50,13	3905,50
2010-Out-12 / 12:00h	48,86	3689,00
2010-Out-12 / 11:00h	47,18	3398,40
2010-Out-12 / 10:00h	45,86	2985,10
2010-Out-12 / 9:00h	38,23	2380,60
2010-Out-12 / 8:00h	40,43	2232,60
2010-Out-12 / 7:00h	43,23	2413,20
2010-Out-12 / 6:00h	41,77	2342,60
2010-Out-12 / 5:00h	40,22	2136,60
2010-Out-12 / 4:00h	40,91	2195,60
2010-Out-12 / 3:00h	46,01	2451,90
2010-Out-12 / 2:00h	49,96	3182,70
2010-Out-12 / 1:00h	53,10	3830,80
2010-Out-12 / 0:00h	45,00	3314,70
2010-Out-11 / 23:00h	51,26	3640,70
2010-Out-11 / 22:00h	54,01	3917,00
2010-Out-11 / 21:00h	55,08	4044,00
2010-Out-11 / 20:00h	48,34	3449,40
2010-Out-11 / 19:00h	48,82	3603,10
2010-Out-11 / 18:00h	53,30	3878,80
2010-Out-11 / 17:00h	56,25	4099,40
2010-Out-11 / 16:00h	57,55	4217,90
2010-Out-11 / 15:00h	55,95	4010,80
2010-Out-11 / 14:00h	57,40	4133,30
2010-Out-11 / 13:00h	57,55	4352,60
2010-Out-11 / 12:00h	55,97	4111,10
2010-Out-11 / 11:00h	55,97	4122,00
2010-Out-11 / 10:00h	54,75	3995,70
2010-Out-11 / 9:00h	55,07	3876,80
2010-Out-11 / 8:00h	53,51	3430,80
2010-Out-11 / 7:00h	40,00	2721,20

Data / Hora	Preço (€/MWh)	Carga (MWh)
2010-Out-11 / 6:00h	37,32	2530,60
2010-Out-11 / 5:00h	35,69	2072,90
2010-Out-11 / 4:00h	36,53	2324,50
2010-Out-11 / 3:00h	37,39	2530,60
2010-Out-11 / 2:00h	38,48	2700,60
2010-Out-11 / 1:00h	41,06	2857,20
2010-Out-11 / 0:00h	49,12	3756,80
2010-Out-10 / 23:00h	54,50	4230,20
2010-Out-10 / 22:00h	58,15	5022,00
2010-Out-10 / 21:00h	58,02	5029,00
2010-Out-10 / 20:00h	56,94	4513,80
2010-Out-10 / 19:00h	56,98	4475,50
2010-Out-10 / 18:00h	57,55	4711,20
2010-Out-10 / 17:00h	57,68	4793,90
2010-Out-10 / 16:00h	57,76	4810,10
2010-Out-10 / 15:00h	57,10	4606,80
2010-Out-10 / 14:00h	57,10	4765,60
2010-Out-10 / 13:00h	57,83	5060,50
2010-Out-10 / 12:00h	57,55	4854,20
2010-Out-10 / 11:00h	56,98	4601,90
2010-Out-10 / 10:00h	54,18	4151,80
2010-Out-10 / 9:00h	53,13	3955,60
2010-Out-10 / 8:00h	53,01	3737,20
2010-Out-10 / 7:00h	43,21	2808,60
2010-Out-10 / 6:00h	37,54	2506,50
2010-Out-10 / 5:00h	38,38	2585,60
2010-Out-10 / 4:00h	38,45	2597,30
2010-Out-10 / 3:00h	46,10	2741,30
2010-Out-10 / 2:00h	48,46	3110,90
2010-Out-10 / 1:00h	51,55	3657,50
2010-Out-10 / 0:00h	48,71	3844,20
2010-Out-09 / 23:00h	52,10	4268,20
2010-Out-09 / 22:00h	58,02	5484,40
2010-Out-09 / 21:00h	55,34	5315,40
2010-Out-09 / 20:00h	54,55	4897,20
2010-Out-09 / 19:00h	54,55	4912,90
2010-Out-09 / 18:00h	55,34	5168,00
2010-Out-09 / 17:00h	54,55	4954,50
2010-Out-09 / 16:00h	53,02	4583,80
2010-Out-09 / 15:00h	51,02	4309,20
2010-Out-09 / 14:00h	53,77	4933,40
2010-Out-09 / 13:00h	55,10	5261,10

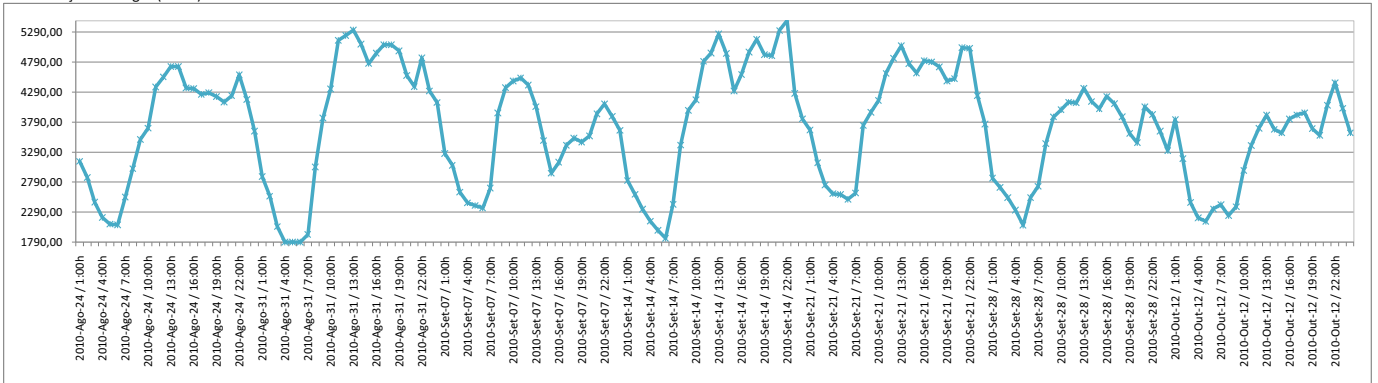
Data / Hora	Preço (€/MWh)	Carga (MWh)
2010-Out-09 / 12:00h	54,20	4940,80
2010-Out-09 / 11:00h	53,77	4803,00
2010-Out-09 / 10:00h	50,86	4160,80
2010-Out-09 / 9:00h	51,50	3986,10
2010-Out-09 / 8:00h	50,21	3408,80
2010-Out-09 / 7:00h	41,73	2418,20
2010-Out-09 / 6:00h	36,26	1855,60
2010-Out-09 / 5:00h	37,11	1988,70
2010-Out-09 / 4:00h	37,54	2140,10
2010-Out-09 / 3:00h	38,42	2340,20
2010-Out-09 / 2:00h	45,10	2588,40
2010-Out-09 / 1:00h	46,10	2816,70
2010-Out-09 / 0:00h	46,10	2653,20
2010-Out-08 / 23:00h	49,78	3886,70
2010-Out-08 / 22:00h	50,66	4094,70
2010-Out-08 / 21:00h	49,03	3927,80
2010-Out-08 / 20:00h	45,10	3558,10
2010-Out-08 / 19:00h	42,22	3458,90
2010-Out-08 / 18:00h	44,50	3522,20
2010-Out-08 / 17:00h	41,42	3405,30
2010-Out-08 / 16:00h	40,60	3123,20
2010-Out-08 / 15:00h	38,45	2939,20
2010-Out-08 / 14:00h	44,00	3482,70
2010-Out-08 / 13:00h	48,50	4047,60
2010-Out-08 / 12:00h	51,10	4406,00
2010-Out-08 / 11:00h	53,01	4523,70
2010-Out-08 / 10:00h	54,03	4477,00
2010-Out-08 / 9:00h	54,88	4364,00
2010-Out-08 / 8:00h	52,15	3944,60
2010-Out-08 / 7:00h	42,52	2690,20
2010-Out-08 / 6:00h	41,40	2360,00
2010-Out-08 / 5:00h	42,00	2400,20
2010-Out-08 / 4:00h	42,00	2443,70
2010-Out-08 / 3:00h	42,22	2624,30
2010-Out-08 / 2:00h	46,12	3069,90
2010-Out-08 / 1:00h	46,30	3268,00
2010-Out-08 / 0:00h	49,78	4115,70
2010-Out-07 / 23:00h	50,71	4309,00
2010-Out-07 / 22:00h	53,01	4859,00
2010-Out-07 / 21:00h	50,71	4380,20
2010-Out-07 / 20:00h	50,88	4567,60
2010-Out-07 / 19:00h	53,20	4977,80

Data / Hora	Preço (€/MWh)	Carga (MWh)
2010-Out-07 / 18:00h	54,05	5078,00
2010-Out-07 / 17:00h	53,76	5078,00
2010-Out-07 / 16:00h	53,05	4941,00
2010-Out-07 / 15:00h	52,54	4766,00
2010-Out-07 / 14:00h	55,00	5088,00
2010-Out-07 / 13:00h	55,55	5322,20
2010-Out-07 / 12:00h	54,57	5231,80
2010-Out-07 / 11:00h	53,94	5153,90
2010-Out-07 / 10:00h	50,71	4343,50
2010-Out-07 / 9:00h	49,96	3857,30
2010-Out-07 / 8:00h	47,00	3041,80
2010-Out-07 / 7:00h	40,10	1920,60
2010-Out-07 / 6:00h	37,59	1790,20
2010-Out-07 / 5:00h	37,59	1790,20
2010-Out-07 / 4:00h	37,59	1790,20
2010-Out-07 / 3:00h	40,52	2049,80
2010-Out-07 / 2:00h	42,22	2554,80
2010-Out-07 / 1:00h	42,00	2883,60
2010-Out-06 / 23:00h	48,99	3638,90
2010-Out-06 / 22:00h	51,23	4166,00
2010-Out-06 / 21:00h	53,50	4577,60
2010-Out-06 / 20:00h	50,52	4231,00
2010-Out-06 / 19:00h	50,03	4126,00
2010-Out-06 / 18:00h	51,87	4216,00
2010-Out-06 / 17:00h	52,33	4381,00
2010-Out-06 / 16:00h	52,20	4253,50
2010-Out-06 / 15:00h	52,60	4348,60
2010-Out-06 / 14:00h	52,60	4359,30
2010-Out-06 / 13:00h	55,02	4717,60
2010-Out-06 / 12:00h	55,01	4717,60
2010-Out-06 / 11:00h	53,01	4542,60
2010-Out-06 / 10:00h	52,60	4376,60
2010-Out-06 / 9:00h	49,10	3690,00
2010-Out-06 / 8:00h	48,51	3501,00
2010-Out-06 / 7:00h	46,20	3013,00
2010-Out-06 / 6:00h	42,35	2542,80
2010-Out-06 / 5:00h	39,00	2077,70
2010-Out-06 / 4:00h	39,00	2091,20
2010-Out-06 / 3:00h	39,16	2201,80
2010-Out-06 / 2:00h	40,82	2457,80
2010-Out-06 / 1:00h	46,10	2866,60
2010-Out-06 / 0:00h	48,10	3136,60

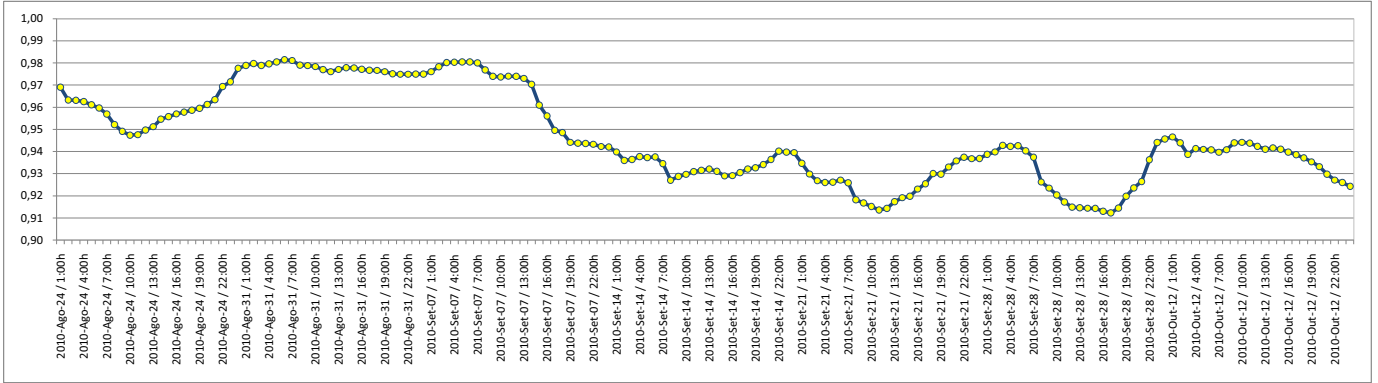
evolução de preços (€/MWh)



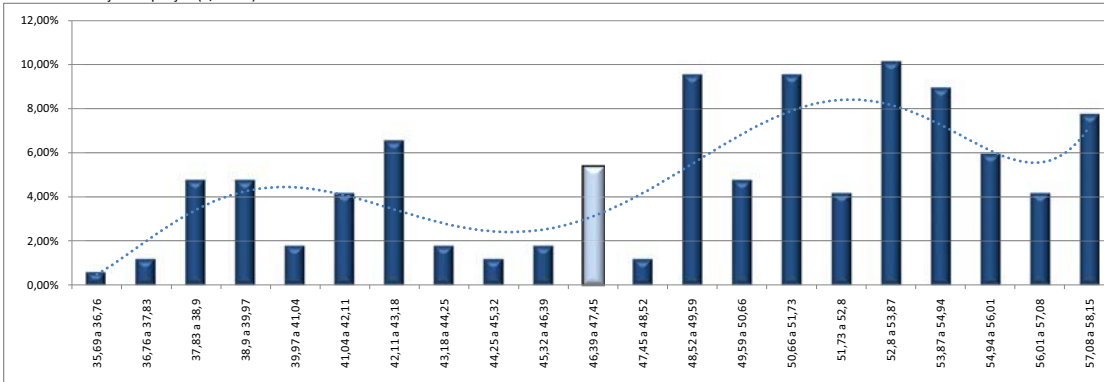
evolução de cargas (MWh)



evolução da correlação de preços e cargas (48 períodos)

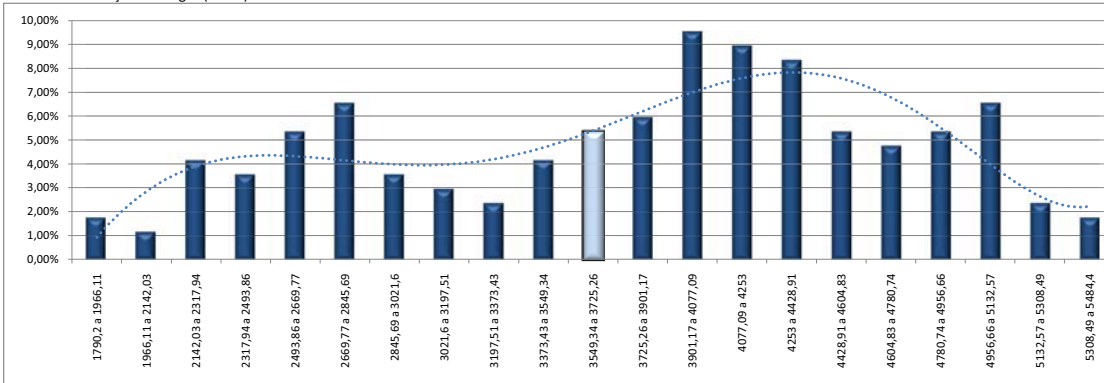


distribuição de preços (€/MWh)



Preços (€/MWh)	Acontecimentos
35,69 a 36,76	0,60%
36,76 a 37,83	1,19%
37,83 a 38,9	4,76%
38,9 a 39,97	4,76%
39,97 a 41,04	4,17%
41,04 a 42,11	4,17%
42,11 a 43,18	6,55%
43,18 a 44,25	1,79%
44,25 a 45,32	1,19%
45,32 a 46,39	1,79%
46,39 a 47,45	5,36%
47,45 a 48,52	1,19%
48,52 a 49,59	9,52%
49,59 a 50,66	4,76%
50,66 a 51,73	9,52%
51,73 a 52,8	4,17%
52,8 a 53,87	10,12%
53,87 a 54,94	8,93%
54,94 a 56,01	5,95%
56,01 a 57,08	4,17%
57,08 a 58,15	7,74%

distribuição de cargas (MWh)



Cargas (MWh)	Acontecimentos
1790,2 a 1966,11	1,79%
1966,11 a 2142,03	1,19%
2142,03 a 2317,94	4,17%
2317,94 a 2493,86	3,57%
2493,86 a 2669,77	5,36%
2669,77 a 2845,69	6,55%
2845,69 a 3021,6	3,57%
3021,6 a 3197,51	2,98%
3197,51 a 3373,43	2,38%
3373,43 a 3549,34	4,17%
3549,34 a 3725,26	5,36%
3725,26 a 3901,17	5,95%
3901,17 a 4077,09	9,52%
4077,09 a 4253	8,93%
4253 a 4428,91	8,33%
4428,91 a 4604,83	5,36%
4604,83 a 4780,74	4,76%
4780,74 a 4956,66	5,36%
4956,66 a 5132,57	6,55%
5132,57 a 5308,49	2,38%
5308,49 a 5484,4	1,79%

Avaliação de Risco por Value-at-Risk (VaR)

nível de confiança

número de intervalos dos histogramas

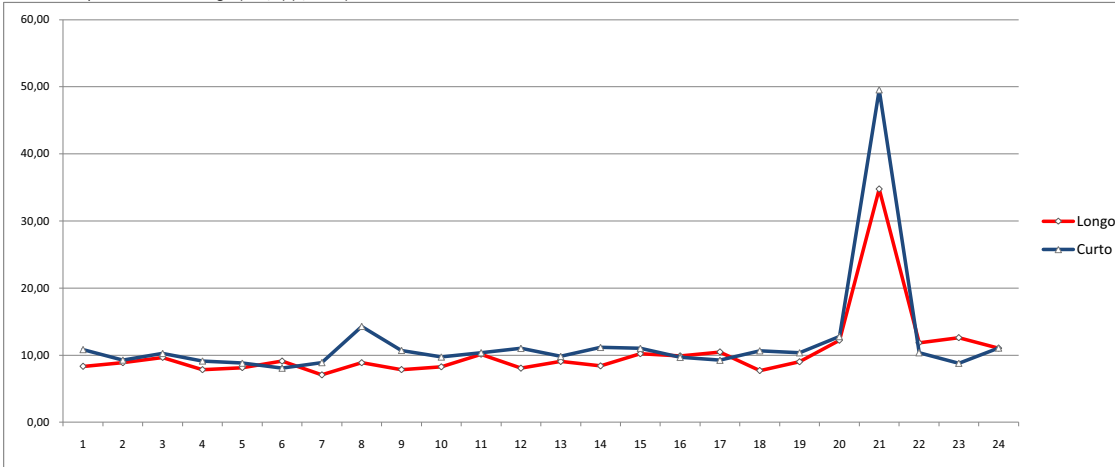
número de Simulações Monte Carlo

truncagem dos histogramas

limite inferior de variação aceite (€/MWh)

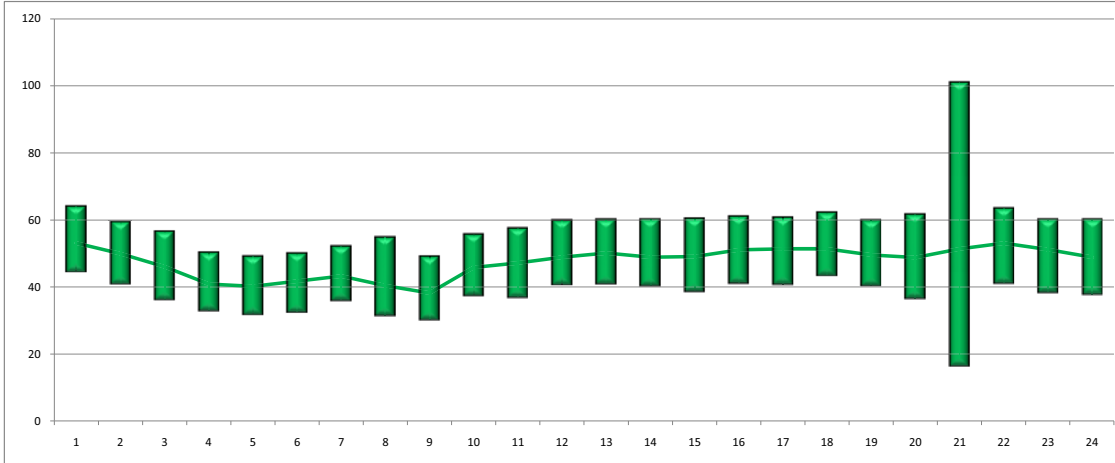
limite superior de variação aceite (€/MWh)

VaR por unidade de energia (VaR/E) (€/MWh)



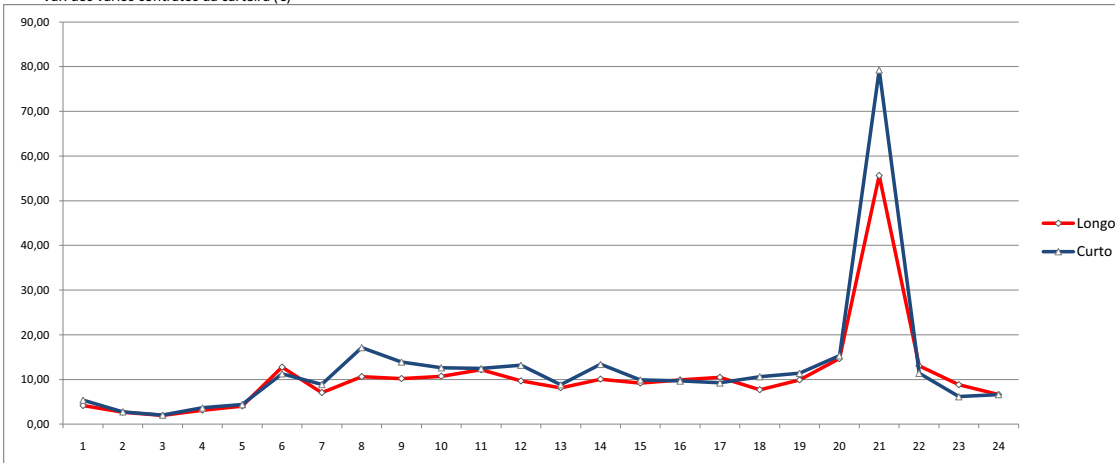
Hora do Contrato	VaR/E (€/MWh)	
	Longo	Curto
1	8,33	10,84
2	8,87	9,28
3	9,67	10,26
4	7,83	9,14
5	8,14	8,81
6	9,11	8,07
7	7,05	8,90
8	8,86	14,29
9	7,84	10,72
10	8,25	9,73
11	10,14	10,37
12	8,05	11,01
13	9,05	9,81
14	8,39	11,16
15	10,21	11,03
16	9,88	9,67
17	10,47	9,25
18	7,70	10,65
19	9,01	10,36
20	12,22	12,77
21	34,77	49,54
22	11,84	10,36
23	12,60	8,80
24	11,03	11,07
média	10,39	11,91

intervalos de confiança dos valores dos preços (€/MWh)



Hora do Contrato	Preço (€/MWh)	
	Mínimo	Máximo
1	44,77	63,94
2	41,09	59,24
3	36,34	56,27
4	33,08	50,05
5	32,08	49,03
6	32,66	49,84
7	36,18	52,13
8	31,57	54,72
9	30,39	48,95
10	37,61	55,59
11	37,04	57,55
12	40,81	59,87
13	41,08	59,94
14	40,52	60,07
15	38,89	60,13
16	41,22	60,77
17	40,87	60,59
18	43,64	61,99
19	40,52	59,89
20	36,60	61,59
21	16,58	100,89
22	41,26	63,46
23	38,55	59,95
24	37,83	59,93
média	37,13	59,43

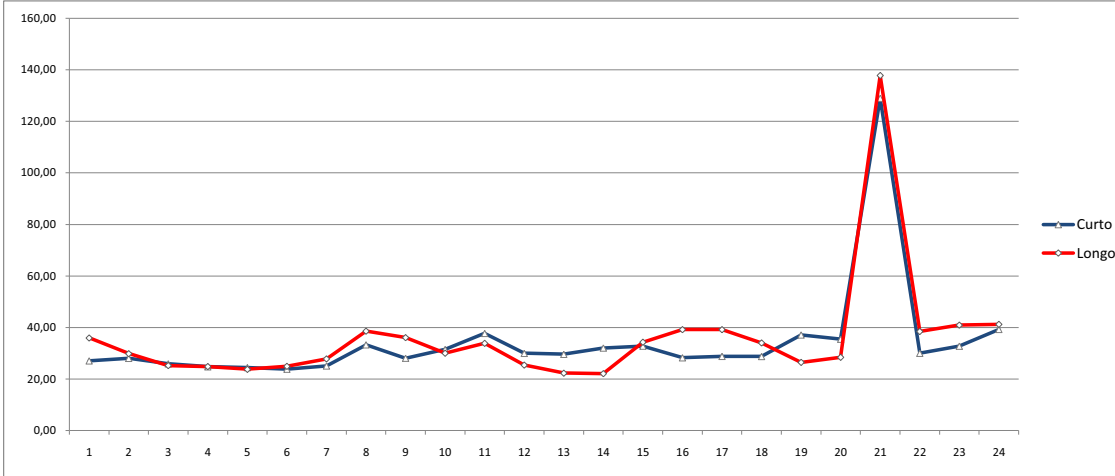
VaR dos vários contratos da carteira (€)



Hora do Contrato	VaR(€)	
	Longo	Curto
1	4,17	5,42
2	2,66	2,78
3	1,93	2,05
4	3,13	3,65
5	4,07	4,41
6	12,75	11,30
7	7,05	8,90
8	10,64	17,15
9	10,19	13,93
10	10,73	12,65
11	12,17	12,45
12	9,66	13,22
13	8,15	8,83
14	10,07	13,40
15	9,19	9,92
16	9,88	9,67
17	10,47	9,25
18	7,70	10,65
19	9,91	11,39
20	14,66	15,33
21	55,64	79,27
22	13,03	11,40
23	8,82	6,16
24	6,62	6,64
carteira	253,28	299,81

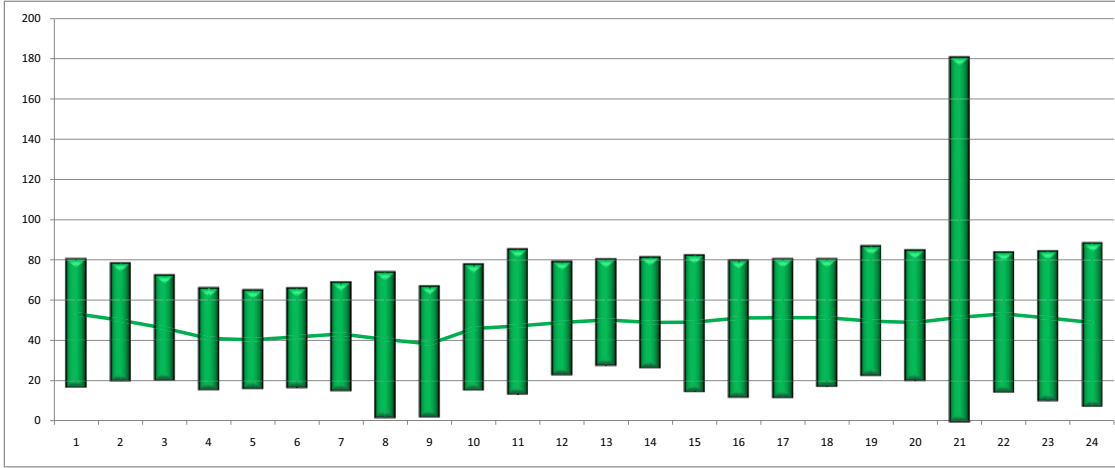
Avaliação de Risco por Teste de Stress

variação máxima dos valores dos preços horários



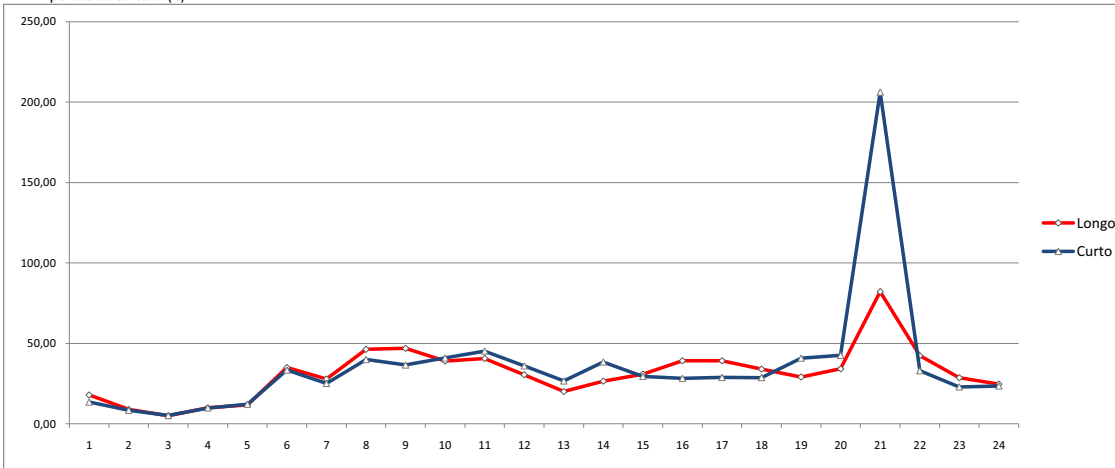
Hora do Contrato	Variação Máxima	
	Longo	Curto
1	35,98	27,10
2	29,90	28,09
3	25,29	25,95
4	24,90	24,80
5	23,82	24,49
6	24,99	23,89
7	27,87	25,13
8	38,63	33,32
9	36,12	28,14
10	30,07	31,51
11	33,91	37,75
12	25,47	30,02
13	22,33	29,64
14	22,15	32,08
15	34,35	32,82
16	39,22	28,30
17	39,22	28,85
18	34,06	28,80
19	26,52	37,15
20	28,49	35,50
21	137,79	138,90
22	38,51	30,05
23	40,57	32,80
24	41,27	39,30
média	35,91	34,35

gama de variação máxima dos preços horários (€/MWh)



Hora do Contrato	Preço (€/MWh)	
	Mínimo	Máximo
1	17,12	80,20
2	20,06	78,05
3	20,72	71,96
4	16,01	65,71
5	16,40	64,71
6	16,78	65,66
7	15,36	68,36
8	1,80	73,75
9	2,11	66,37
10	15,79	77,37
11	13,27	84,93
12	23,39	78,88
13	27,80	79,77
14	26,76	80,99
15	14,75	81,92
16	11,88	79,40
17	12,12	80,19
18	17,28	80,14
19	23,01	86,68
20	20,33	84,32
21	0,00	180,25
22	14,59	83,15
23	10,18	83,95
24	7,59	88,16
média	15,21	81,87

perdas da carteira (€)



Hora do Contrato	Perda Máxima (€)	
	Longo	Curto
1	17,99	13,55
2	8,97	8,43
3	5,06	5,19
4	9,96	9,92
5	11,91	12,25
6	34,99	33,45
7	27,87	25,13
8	46,36	39,98
9	46,96	36,58
10	39,09	40,96
11	40,69	45,30
12	30,56	36,02
13	20,10	26,68
14	26,58	38,50
15	30,91	29,54
16	39,22	28,30
17	39,22	28,85
18	34,06	28,80
19	29,17	40,87
20	34,19	42,60
21	82,16	206,24
22	42,36	33,06
23	28,68	22,96
24	24,76	23,58
carteira	751,82	856,72

Gestão do Risco com Contrato de Futuros

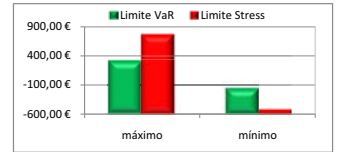
Cotação do Contrato de Futuros 46,00 €/MWh

Estratégia de Mitigação do Risco Através do VaR

Posição Compradora

Energia a contratar em Spot	5800,00 kWh	25,4%
Energia a contratar em Futuros	17000,00 kWh	74,6%
VaR da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	47,83 €	81,1%
Stress da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	178,04 €	76,3%
Períodos horários Spot vantajosos	4, 5, 6, 7, 8 e 9 horas	
Períodos horários Spot desvantajosos	1, 2, 3, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23 e 24 horas	

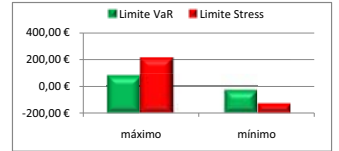
Margem obtida no contrato de Futuros	máximo 304,62 €
Limite VaR	mínimo -141,30 €
Limite Stress	máximo 763,56 €
	mínimo -509,64 €



Posição Vendedora

Energia a contratar em Spot	17000,00 kWh	74,6%
Energia a contratar em Futuros	5800,00 kWh	25,4%
VaR da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	240,48 €	19,8%
Stress da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	699,41 €	18,4%
Períodos horários Spot vantajosos	1, 2, 3, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23 e 24 horas	
Períodos horários Spot desvantajosos	4, 5, 6, 7, 8 e 9 horas	

Margem obtida no contrato de Futuros	máximo 78,24 €
Limite VaR	mínimo -28,93 €
Limite Stress	máximo 208,44 €
	mínimo -126,90 €

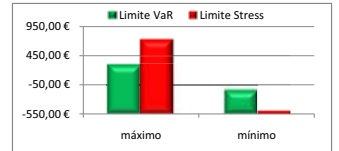


Estratégia de Mitigação do Risco Através do Teste de Stress

Posição Compradora

Energia a contratar em Spot	6800,00 kWh	29,8%
Energia a contratar em Futuros	16000,00 kWh	70,2%
VaR da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	57,72 €	77,2%
Stress da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	217,26 €	71,1%
Períodos horários Spot vantajosos	4, 5, 6, 7, 8, 9 e 16 horas	
Períodos horários Spot desvantajosos	1, 2, 3, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23 e 24 horas	

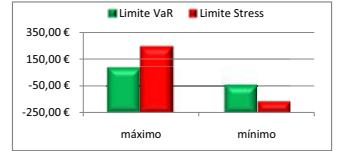
Margem obtida no contrato de Futuros	máximo 289,85 €
Limite VaR	mínimo -136,52 €
Limite Stress	máximo 730,16 €
	mínimo -475,52 €



Posição Vendedora

Energia a contratar em Spot	16000,00 kWh	70,2%
Energia a contratar em Futuros	6800,00 kWh	29,8%
VaR da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	230,80 €	23,0%
Stress da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	671,11 €	21,7%
Períodos horários Spot vantajosos	1, 2, 3, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23 e 24 horas	
Períodos horários Spot desvantajosos	4, 5, 6, 7, 8, 9 e 16 horas	

Margem obtida no contrato de Futuros	máximo 83,02 €
Limite VaR	mínimo -43,71 €
Limite Stress	máximo 242,56 €
	mínimo -160,30 €



A.3 Exemplo A – Quarta feira

Gestão do Risco em Mercados de Energia Eléctrica

Recorrendo ao VaR por Simulação de Monte Carlo



IPP - Instituto Superior de Engenharia do Porto
 Trabalho de Dissertação do Mestrado em Sistemas Eléctricos de Energia
 Aluno: Manuel Jorge Tavares Vieira da Costa
 Orientação: Doutor Filipe Azevedo
 Outubro de 2010

Dados de Base

País: Portugal Espanha Intervalo Temporal: Data Inicial: 07-Out-12 Data Limite: 10-Out-12

Dias da Semana: Segunda Feira Terça Feira Quarta Feira Quinta Feira Sexta Feira Sábado Domingo

Cargas Horárias a Contratar (kWh): 1: 500,0 2: 300,0 3: 200,0 4: 400,0 5: 500,0 6: 1400,0 7: 1000,0 8: 1200,0 9: 1300,0 10: 1300,0 11: 1200,0 12: 1200,0 13: 900,0 14: 1200,0 15: 900,0 16: 1000,0 17: 1000,0 18: 1000,0 19: 1100,0 20: 1200,0 21: 1600,0 22: 1100,0 23: 700,0 24: 600,0 carga diária total 22800,0

Feriados e Dias Atípicos: Em Exclusivo Em Complemento Feriados Dias Atípicos

Dados Históricos Recentes (168 períodos)

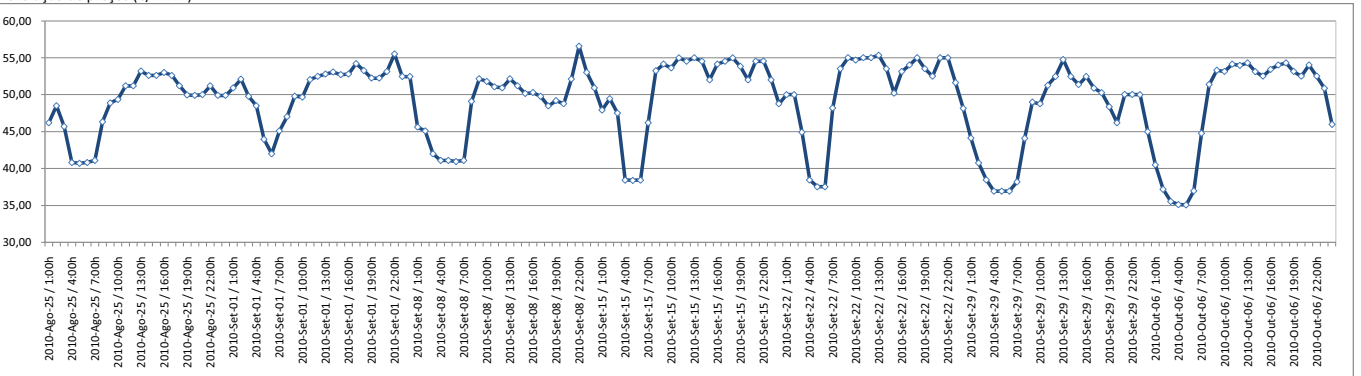
Data / Hora	Preço (€/MWh)	Carga (MWh)
2010-Out-06 / 24:00h	45,98	3341,40
2010-Out-06 / 23:00h	50,87	4170,80
2010-Out-06 / 22:00h	52,51	4225,80
2010-Out-06 / 21:00h	54,01	4590,80
2010-Out-06 / 20:00h	52,51	4195,80
2010-Out-06 / 19:00h	53,15	4354,90
2010-Out-06 / 18:00h	54,30	4580,80
2010-Out-06 / 17:00h	54,01	4480,80
2010-Out-06 / 16:00h	53,42	4430,80
2010-Out-06 / 15:00h	52,51	4197,80
2010-Out-06 / 14:00h	53,12	4313,20
2010-Out-06 / 13:00h	54,30	4668,00
2010-Out-06 / 12:00h	53,96	4551,00
2010-Out-06 / 11:00h	54,13	4657,10
2010-Out-06 / 10:00h	53,15	4344,70
2010-Out-06 / 9:00h	53,30	4269,80
2010-Out-06 / 8:00h	51,38	3604,80
2010-Out-06 / 7:00h	44,78	2389,20
2010-Out-06 / 6:00h	36,99	1964,60
2010-Out-06 / 5:00h	35,09	1754,60
2010-Out-06 / 4:00h	35,14	1754,60
2010-Out-06 / 3:00h	35,56	1754,60
2010-Out-06 / 2:00h	37,20	2024,60
2010-Out-06 / 1:00h	40,51	2046,60
2010-Set-29 / 24:00h	45,00	3364,30
2010-Set-29 / 23:00h	50,00	3861,50
2010-Set-29 / 22:00h	50,03	3871,80
2010-Set-29 / 21:00h	50,03	3942,80
2010-Set-29 / 20:00h	46,20	3654,20
2010-Set-29 / 19:00h	48,36	3724,60
2010-Set-29 / 18:00h	50,27	3960,80
2010-Set-29 / 17:00h	50,88	3969,20
2010-Set-29 / 16:00h	52,46	4125,90
2010-Set-29 / 15:00h	51,37	4010,70
2010-Set-29 / 14:00h	52,46	4092,80
2010-Set-29 / 13:00h	54,75	4286,00
2010-Set-29 / 12:00h	52,46	4162,20
2010-Set-29 / 11:00h	51,26	4025,70
2010-Set-29 / 10:00h	48,77	3855,00
2010-Set-29 / 9:00h	49,00	3676,80
2010-Set-29 / 8:00h	44,10	2721,20
2010-Set-29 / 7:00h	38,21	2721,20

Data / Hora	Preço (€/MWh)	Carga (MWh)
2010-Set-29 / 6:00h	36,95	2455,40
2010-Set-29 / 5:00h	36,95	2452,40
2010-Set-29 / 4:00h	36,95	2460,30
2010-Set-29 / 3:00h	38,48	2610,60
2010-Set-29 / 2:00h	40,77	2700,60
2010-Set-29 / 1:00h	44,13	3011,20
2010-Set-22 / 24:00h	48,15	3607,90
2010-Set-22 / 23:00h	51,63	4071,10
2010-Set-22 / 22:00h	55,00	4385,50
2010-Set-22 / 21:00h	55,00	4418,50
2010-Set-22 / 20:00h	52,50	4243,80
2010-Set-22 / 19:00h	53,51	4341,80
2010-Set-22 / 18:00h	55,00	4349,80
2010-Set-22 / 17:00h	54,01	4349,80
2010-Set-22 / 16:00h	53,13	4319,00
2010-Set-22 / 15:00h	50,21	3990,80
2010-Set-22 / 14:00h	53,51	4341,80
2010-Set-22 / 13:00h	55,33	4458,10
2010-Set-22 / 12:00h	55,00	4430,50
2010-Set-22 / 11:00h	55,00	4446,50
2010-Set-22 / 10:00h	54,68	4369,80
2010-Set-22 / 9:00h	55,00	4248,80
2010-Set-22 / 8:00h	53,51	3624,20
2010-Set-22 / 7:00h	48,20	2728,60
2010-Set-22 / 6:00h	37,54	2413,20
2010-Set-22 / 5:00h	37,54	2463,80
2010-Set-22 / 4:00h	38,46	2598,60
2010-Set-22 / 3:00h	44,92	2682,20
2010-Set-22 / 2:00h	50,00	3027,40
2010-Set-22 / 1:00h	50,00	3236,80
2010-Set-15 / 24:00h	48,77	3858,00
2010-Set-15 / 23:00h	52,00	4182,00
2010-Set-15 / 22:00h	54,54	4588,40
2010-Set-15 / 21:00h	54,52	4626,40
2010-Set-15 / 20:00h	52,00	4240,50
2010-Set-15 / 19:00h	53,83	4449,00
2010-Set-15 / 18:00h	54,98	4540,30
2010-Set-15 / 17:00h	54,52	4479,00
2010-Set-15 / 16:00h	54,13	4547,70
2010-Set-15 / 15:00h	52,00	4373,70
2010-Set-15 / 14:00h	54,52	4626,40
2010-Set-15 / 13:00h	55,00	4740,40

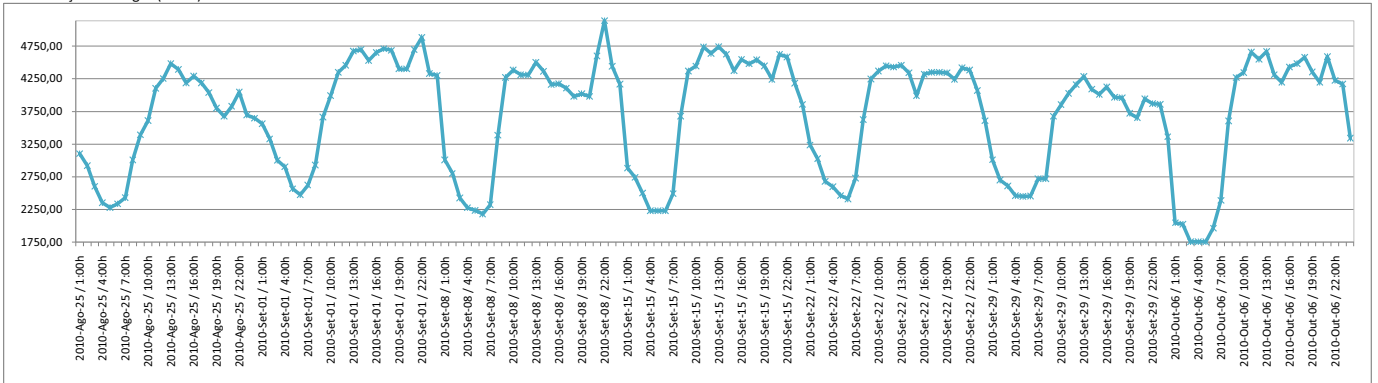
Data / Hora	Preço (€/MWh)	Carga (MWh)
2010-Set-15 / 12:00h	54,52	4638,40
2010-Set-15 / 11:00h	54,98	4737,30
2010-Set-15 / 10:00h	53,62	4446,00
2010-Set-15 / 9:00h	54,15	4371,00
2010-Set-15 / 8:00h	53,24	3678,40
2010-Set-15 / 7:00h	46,20	2492,40
2010-Set-15 / 6:00h	38,44	2229,60
2010-Set-15 / 5:00h	38,40	2229,60
2010-Set-15 / 4:00h	38,44	2229,60
2010-Set-15 / 3:00h	47,51	2501,80
2010-Set-15 / 2:00h	49,46	2742,50
2010-Set-15 / 1:00h	47,92	2884,60
2010-Set-08 / 24:00h	50,92	4168,40
2010-Set-08 / 23:00h	53,01	4442,00
2010-Set-08 / 22:00h	56,55	5139,90
2010-Set-08 / 21:00h	52,11	4599,40
2010-Set-08 / 20:00h	48,78	3979,80
2010-Set-08 / 19:00h	49,20	4023,20
2010-Set-08 / 18:00h	48,48	3979,80
2010-Set-08 / 17:00h	49,78	4107,40
2010-Set-08 / 16:00h	50,30	4173,60
2010-Set-08 / 15:00h	50,17	4161,60
2010-Set-08 / 14:00h	51,20	4365,90
2010-Set-08 / 13:00h	52,15	4503,60
2010-Set-08 / 12:00h	50,92	4308,40
2010-Set-08 / 11:00h	51,06	4312,00
2010-Set-08 / 10:00h	51,79	4383,40
2010-Set-08 / 9:00h	52,15	4271,50
2010-Set-08 / 8:00h	49,10	3388,90
2010-Set-08 / 7:00h	41,11	2324,50
2010-Set-08 / 6:00h	40,95	2182,60
2010-Set-08 / 5:00h	41,11	2236,30
2010-Set-08 / 4:00h	41,11	2276,60
2010-Set-08 / 3:00h	42,00	2425,10
2010-Set-08 / 2:00h	45,10	2801,00
2010-Set-08 / 1:00h	45,62	3009,40
2010-Set-01 / 24:00h	52,46	4301,90
2010-Set-01 / 23:00h	52,46	4331,20
2010-Set-01 / 22:00h	55,51	4884,00
2010-Set-01 / 21:00h	53,13	4696,00
2010-Set-01 / 20:00h	52,24	4401,00
2010-Set-01 / 19:00h	52,25	4401,00

Data / Hora	Preço (€/MWh)	Carga (MWh)
2010-Set-01 / 18:00h	53,26	4686,00
2010-Set-01 / 17:00h	54,20	4710,30
2010-Set-01 / 16:00h	52,79	4654,30
2010-Set-01 / 15:00h	52,71	4528,70
2010-Set-01 / 14:00h	53,07	4696,00
2010-Set-01 / 13:00h	52,79	4674,90
2010-Set-01 / 12:00h	52,48	4458,00
2010-Set-01 / 11:00h	52,04	4351,00
2010-Set-01 / 10:00h	49,67	3993,00
2010-Set-01 / 9:00h	49,79	3665,00
2010-Set-01 / 8:00h	47,03	2930,80
2010-Set-01 / 7:00h	45,10	2624,60
2010-Set-01 / 6:00h	42,00	2476,40
2010-Set-01 / 5:00h	43,96	2566,00
2010-Set-01 / 4:00h	48,50	2903,00
2010-Set-01 / 3:00h	49,78	3002,60
2010-Set-01 / 2:00h	52,10	3329,40
2010-Set-01 / 1:00h	50,92	3560,40
2010-Ago-25 / 24:00h	49,91	3648,10
2010-Ago-25 / 23:00h	49,91	3696,20
2010-Ago-25 / 22:00h	51,20	4047,60
2010-Ago-25 / 21:00h	50,01	3832,00
2010-Ago-25 / 20:00h	49,91	3676,90
2010-Ago-25 / 19:00h	48,96	3803,20
2010-Ago-25 / 18:00h	51,20	4039,70
2010-Ago-25 / 17:00h	52,60	4186,60
2010-Ago-25 / 16:00h	53,00	4291,60
2010-Ago-25 / 15:00h	52,60	4188,00
2010-Ago-25 / 14:00h	52,60	4394,10
2010-Ago-25 / 13:00h	53,20	4482,50
2010-Ago-25 / 12:00h	51,20	4255,10
2010-Ago-25 / 11:00h	51,20	4105,10
2010-Ago-25 / 10:00h	49,35	3610,00
2010-Ago-25 / 9:00h	48,88	3393,00
2010-Ago-25 / 8:00h	46,33	3008,80
2010-Ago-25 / 7:00h	41,11	2431,40
2010-Ago-25 / 6:00h	40,82	2336,30
2010-Ago-25 / 5:00h	40,72	2280,30
2010-Ago-25 / 4:00h	40,82	2352,20
2010-Ago-25 / 3:00h	45,70	2605,00
2010-Ago-25 / 2:00h	48,50	2920,70
2010-Ago-25 / 1:00h	46,20	3104,40

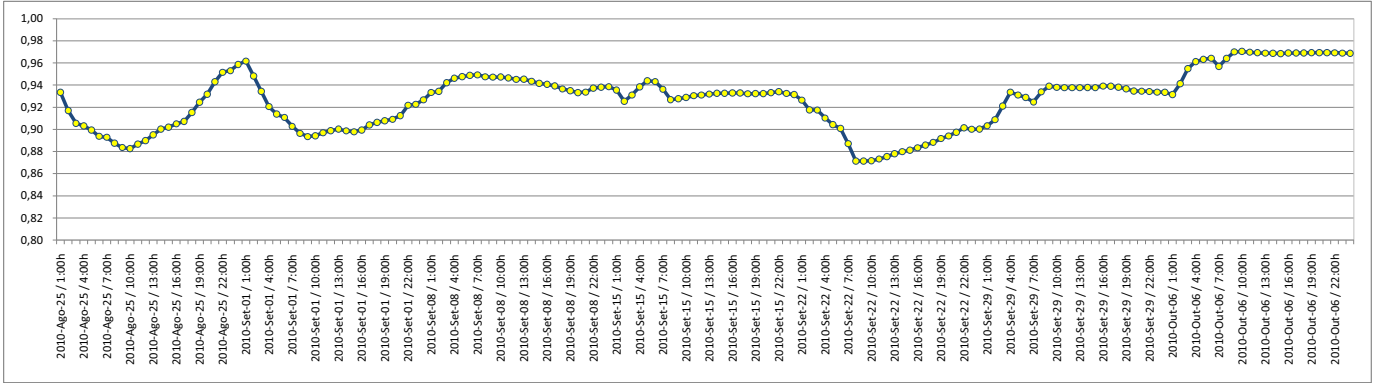
evolução de preços (€/MWh)



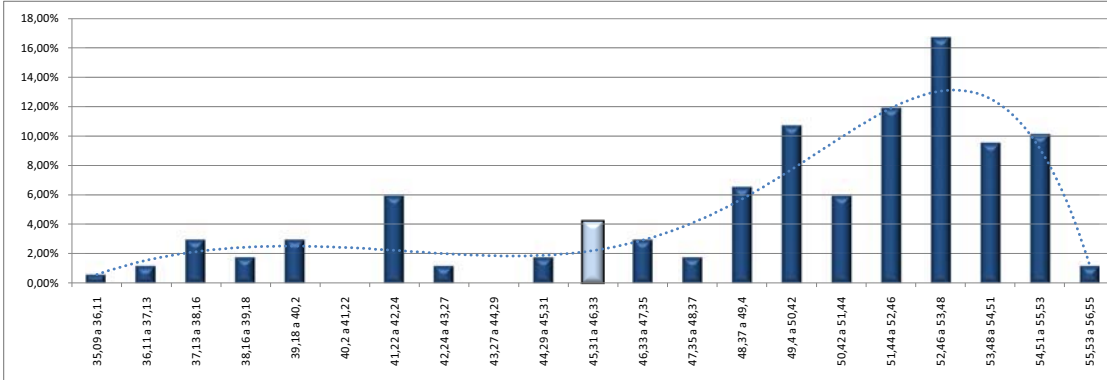
evolução de cargas (MWh)



evolução da correlação de preços e cargas (48 períodos)

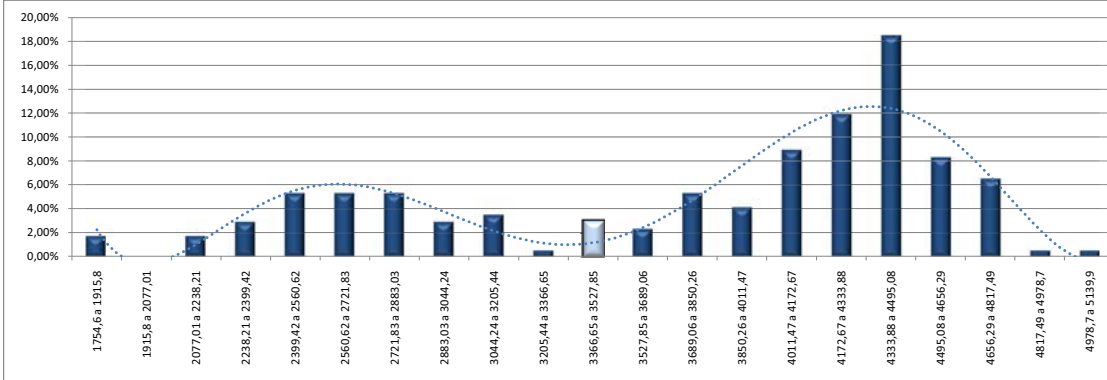


distribuição de preços (€/MWh)



Preços (€/MWh)	Acontecimentos
35,09 a 36,11	0,60%
36,11 a 37,13	1,19%
37,13 a 38,16	2,98%
38,16 a 39,18	1,79%
39,18 a 40,2	2,98%
40,2 a 41,22	0,00%
41,22 a 42,24	5,95%
42,24 a 43,27	1,19%
43,27 a 44,29	0,00%
44,29 a 45,31	1,79%
45,31 a 46,33	4,17%
46,33 a 47,35	2,98%
47,35 a 48,37	1,79%
48,37 a 49,4	6,55%
49,4 a 50,42	10,71%
50,42 a 51,44	5,95%
51,44 a 52,46	11,90%
52,46 a 53,48	16,67%
53,48 a 54,51	9,52%
54,51 a 55,53	10,12%
55,53 a 56,55	1,19%

distribuição de cargas (MWh)



Cargas (MWh)	Acontecimentos
1754,6 a 1915,8	1,79%
1915,8 a 2077,01	0,00%
2077,01 a 2238,21	1,79%
2238,21 a 2399,42	2,98%
2399,42 a 2560,62	5,36%
2560,62 a 2721,83	5,36%
2721,83 a 2883,03	5,36%
2883,03 a 3044,24	2,98%
3044,24 a 3205,44	3,57%
3205,44 a 3366,65	0,60%
3366,65 a 3527,85	2,98%
3527,85 a 3689,06	2,38%
3689,06 a 3850,26	5,36%
3850,26 a 4011,47	4,17%
4011,47 a 4172,67	8,99%
4172,67 a 4333,88	11,90%
4333,88 a 4495,08	18,45%
4495,08 a 4656,29	8,33%
4656,29 a 4817,49	6,55%
4817,49 a 4978,7	0,60%
4978,7 a 5139,9	0,60%

Avaliação de Risco por Value-at-Risk (VaR)

nível de confiança

número de intervalos dos histogramas

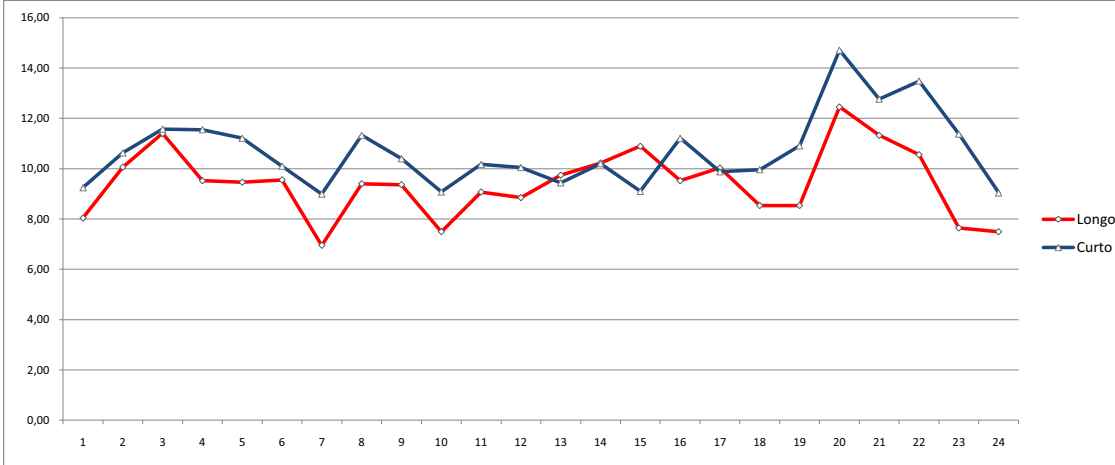
número de Simulações Monte Carlo

truncagem dos histogramas

limite inferior de variação aceite (€/MWh)

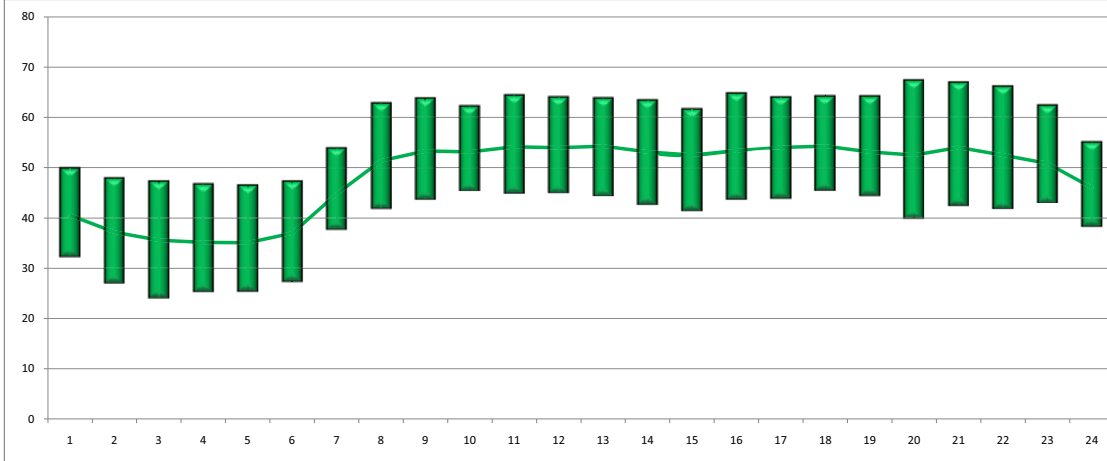
limite superior de variação aceite (€/MWh)

VaR por unidade de energia (VaR/E) (€/MWh)



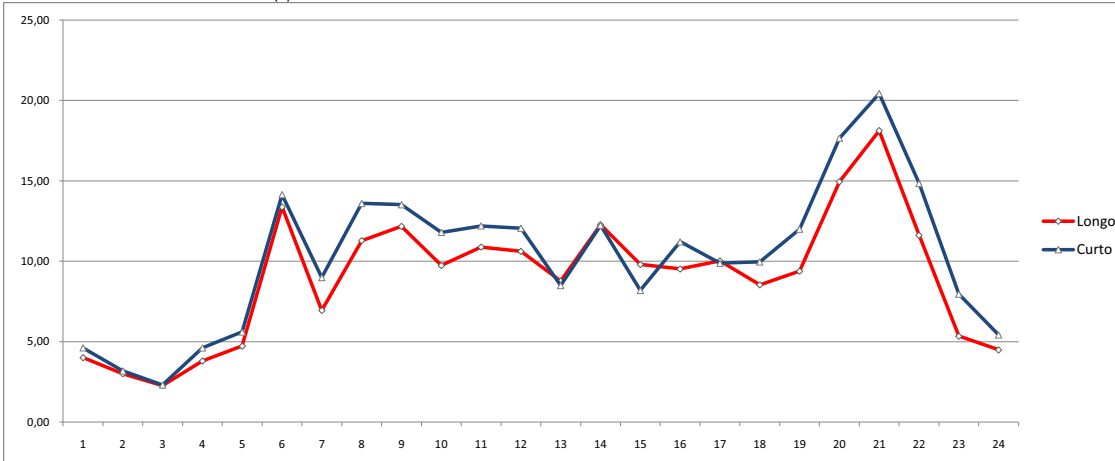
Hora do Contrato	VaR/E (€/MWh)	
	Longo	Curto
1	8,03	9,25
2	10,06	10,63
3	11,40	11,58
4	9,52	11,55
5	9,46	11,21
6	9,56	10,10
7	6,95	8,99
8	9,40	11,33
9	9,36	10,40
10	7,49	9,08
11	9,07	10,17
12	8,85	10,05
13	9,74	9,44
14	10,23	10,20
15	9,52	11,21
16	10,03	9,88
17	8,53	9,96
18	8,54	10,91
19	12,46	14,71
20	11,32	12,76
21	10,56	13,48
22	7,64	11,38
23	7,49	9,04
24		
média	9,42	10,68

intervalos de confiança dos valores dos preços (€/MWh)



Hora do Contrato	Preço (€/MWh)	
	Mínimo	Máximo
1	32,48	49,76
2	27,14	47,83
3	24,16	47,14
4	25,62	46,69
5	25,63	46,30
6	27,43	47,09
7	37,83	53,77
8	41,98	62,71
9	43,94	63,70
10	45,66	62,23
11	45,06	64,30
12	45,11	64,01
13	44,56	63,74
14	42,89	63,32
15	41,62	61,61
16	43,90	64,63
17	43,98	63,89
18	45,77	64,26
19	44,61	64,06
20	40,05	67,22
21	42,69	66,77
22	41,95	65,99
23	43,23	62,25
24	38,49	55,02
média	38,99	59,09

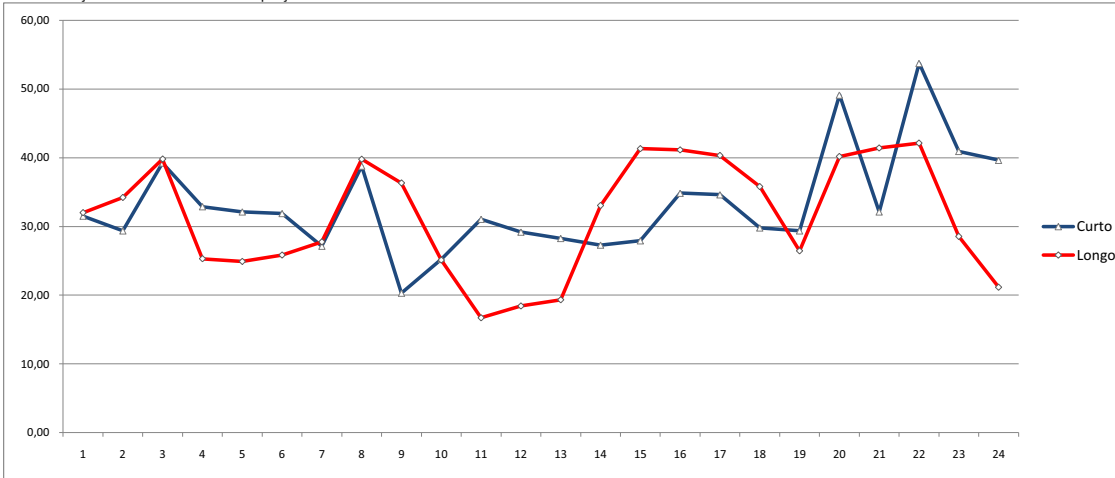
VaR dos vários contratos da carteira (€)



Hora do Contrato	VaR(€)	
	Longo	Curto
1	4,02	4,62
2	3,02	3,19
3	2,28	2,32
4	3,81	4,62
5	4,73	5,61
6	13,38	14,14
7	6,95	8,99
8	11,28	13,60
9	12,17	13,51
10	9,74	11,80
11	10,89	12,20
12	10,62	12,06
13	8,77	8,50
14	12,27	12,24
15	9,80	8,19
16	9,52	11,21
17	10,03	9,88
18	8,53	9,96
19	9,39	12,00
20	14,95	17,65
21	18,12	20,42
22	11,61	14,83
23	5,35	7,96
24	4,49	5,42
carteira	215,73	244,92

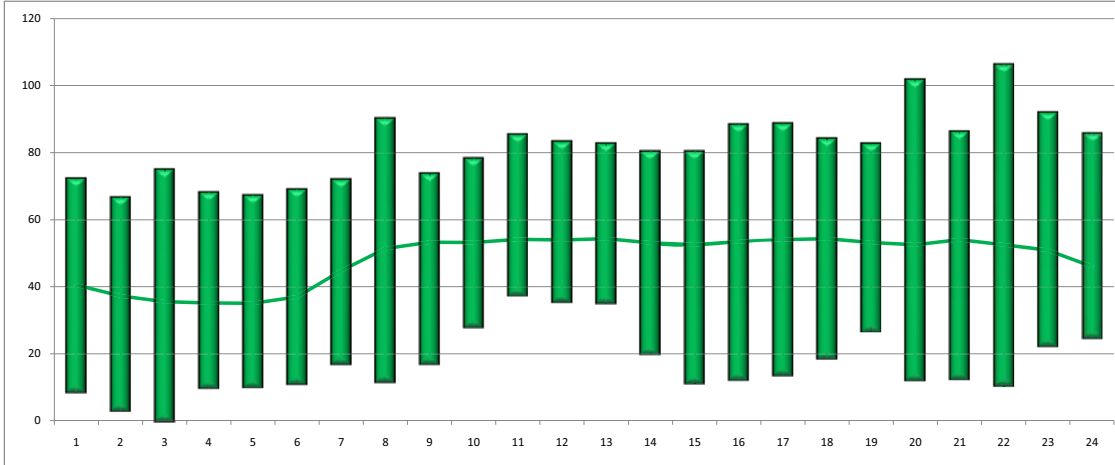
Avaliação de Risco por Teste de Stress

variação máxima dos valores dos preços horários



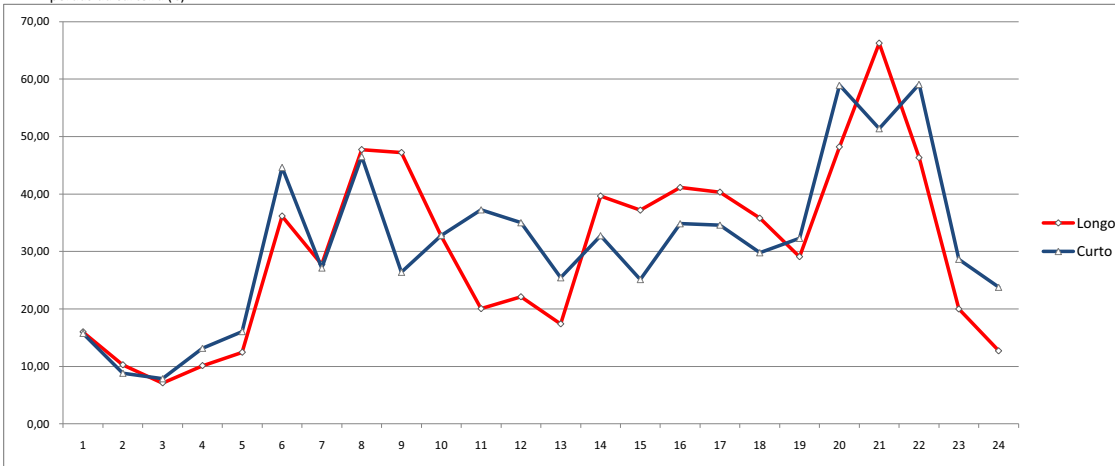
Hora do Contrato	Variação Máxima	
	Longo	Curto
1	32,00	31,51
2	34,21	29,36
3	39,80	39,24
4	25,30	32,88
5	24,90	32,12
6	25,83	31,89
7	27,75	27,13
8	39,77	38,79
9	36,32	20,30
10	25,10	25,25
11	16,70	31,05
12	18,42	29,18
13	19,32	28,26
14	33,04	27,29
15	41,31	27,92
16	41,13	34,84
17	40,32	34,61
18	35,79	29,79
19	26,44	29,36
20	40,17	49,12
21	41,41	32,12
22	42,12	53,73
23	28,54	40,93
24	21,15	39,63
média	31,53	33,18

gama de variação máxima dos preços horários (€/MWh)



Hora do Contrato	Preço (€/MWh)	
	Mínimo	Máximo
1	8,51	72,02
2	2,99	66,56
3	0,00	74,80
4	9,84	68,02
5	10,19	67,21
6	11,16	68,88
7	17,03	71,91
8	11,61	90,17
9	16,98	73,60
10	28,05	78,40
11	37,43	85,18
12	35,54	83,14
13	34,98	82,56
14	20,08	80,41
15	11,20	80,43
16	12,29	88,26
17	13,69	88,62
18	18,51	84,09
19	26,71	82,51
20	12,34	101,63
21	12,60	86,13
22	10,39	106,24
23	22,33	91,80
24	24,83	85,61
média	17,05	81,59

perdas da carteira (€)



Hora do Contrato	Perda Máxima (€)	
	Longo	Curto
1	16,00	15,76
2	10,26	8,81
3	7,11	7,85
4	10,12	13,15
5	12,45	16,06
6	36,16	44,65
7	27,75	27,13
8	47,72	46,55
9	47,22	26,39
10	32,63	32,83
11	20,04	37,26
12	22,10	35,02
13	17,39	25,43
14	39,65	32,75
15	37,18	25,13
16	41,13	34,84
17	40,32	34,61
18	35,79	29,79
19	29,08	32,30
20	48,20	58,94
21	66,26	51,39
22	46,33	59,10
23	19,98	28,65
24	12,69	23,78
carteira	723,57	748,15

Gestão do Risco com Contrato de Futuros

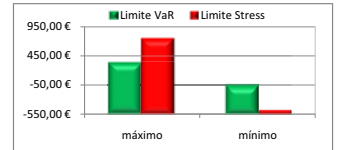
Cotação do Contrato de Futuros 46,00 €/MWh

Estratégia de Mitigação do Risco Através do VaR

Posição Compradora

Energia a contratar em Spot	4300,00 kWh	18,9%
Energia a contratar em Futuros	18500,00 kWh	81,1%
VaR da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	38,19 €	82,3%
Stress da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	119,86 €	83,4%
Períodos horários Spot vantajosos	1, 2, 3, 4, 5, 6 e 7 horas	
Períodos horários Spot desvantajosos	8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23 e 24 horas	

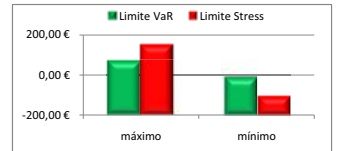
Margem obtida no contrato de Futuros	máximo 330,63 €	mínimo -48,34 €
Limite VaR	máximo 743,96 €	mínimo -474,51 €
Limite Stress	máximo 743,96 €	mínimo -474,51 €



Posição Vendedora

Energia a contratar em Spot	18500,00 kWh	81,1%
Energia a contratar em Futuros	4300,00 kWh	18,9%
VaR da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	201,43 €	17,8%
Stress da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	614,75 €	17,8%
Períodos horários Spot vantajosos	8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23 e 24 horas	
Períodos horários Spot desvantajosos	1, 2, 3, 4, 5, 6 e 7 horas	

Margem obtida no contrato de Futuros	máximo 69,29 €	mínimo -12,38 €
Limite VaR	máximo 150,96 €	mínimo -102,29 €
Limite Stress	máximo 150,96 €	mínimo -102,29 €

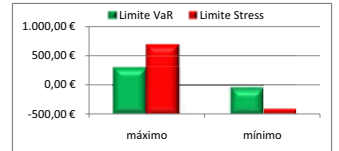


Estratégia de Mitigação do Risco Através do Teste de Stress

Posição Compradora

Energia a contratar em Spot	6500,00 kWh	28,5%
Energia a contratar em Futuros	16300,00 kWh	71,5%
VaR da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	60,16 €	72,1%
Stress da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	204,25 €	71,8%
Períodos horários Spot vantajosos	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 9 e 15 horas	
Períodos horários Spot desvantajosos	8, 10, 11, 12, 13, 14, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23 e 24 horas	

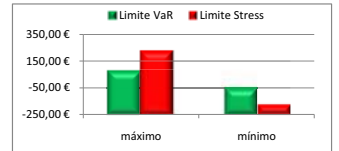
Margem obtida no contrato de Futuros	máximo 293,58 €	mínimo -41,71 €
Limite VaR	máximo 677,09 €	mínimo -405,46 €
Limite Stress	máximo 677,09 €	mínimo -405,46 €



Posição Vendedora

Energia a contratar em Spot	16300,00 kWh	71,5%
Energia a contratar em Futuros	6500,00 kWh	28,5%
VaR da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	179,73 €	26,6%
Stress da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	563,24 €	24,7%
Períodos horários Spot vantajosos	8, 10, 11, 12, 13, 14, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23 e 24 horas	
Períodos horários Spot desvantajosos	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 9 e 15 horas	

Margem obtida no contrato de Futuros	máximo 75,92 €	mínimo -49,43 €
Limite VaR	máximo 220,01 €	mínimo -169,16 €
Limite Stress	máximo 220,01 €	mínimo -169,16 €



A.4 Exemplo A – Quinta feira

Gestão do Risco em Mercados de Energia Eléctrica

Recorrendo ao VaR por Simulação de Monte Carlo



IPP - Instituto Superior de Engenharia do Porto
 Trabalho de Dissertação do Mestrado em Sistemas Eléctricos de Energia
 Aluno: Manuel Jorge Tavares Vieira da Costa
 Orientação: Doutor Filipe Azevedo
 Outubro de 2010

Dados de Base

País: Portugal Espanha Intervalo Temporal: Data Inicial: 07-Out-12 Data Limite: 10-Out-12

Dias da Semana: Segunda Feira Terça Feira Quarta Feira Quinta Feira Sexta Feira Sábado Domingo

Ferriados e Dias Atípicos: Em Exclusivo Em Complemento Ferriados Dias Atípicos

Cargas Horárias a Contratar (kWh): 1: 500,0 2: 300,0 3: 200,0 4: 400,0 5: 500,0 6: 1400,0 7: 1000,0 8: 1200,0 9: 1300,0 10: 1300,0 11: 1200,0 12: 1200,0 13: 900,0 14: 1200,0 15: 900,0 16: 1000,0 17: 1000,0 18: 1000,0 19: 1100,0 20: 1200,0 21: 1600,0 22: 1100,0 23: 700,0 24: 600,0 carga diária total 22800,0

Dados Históricos Recentes (168 períodos)

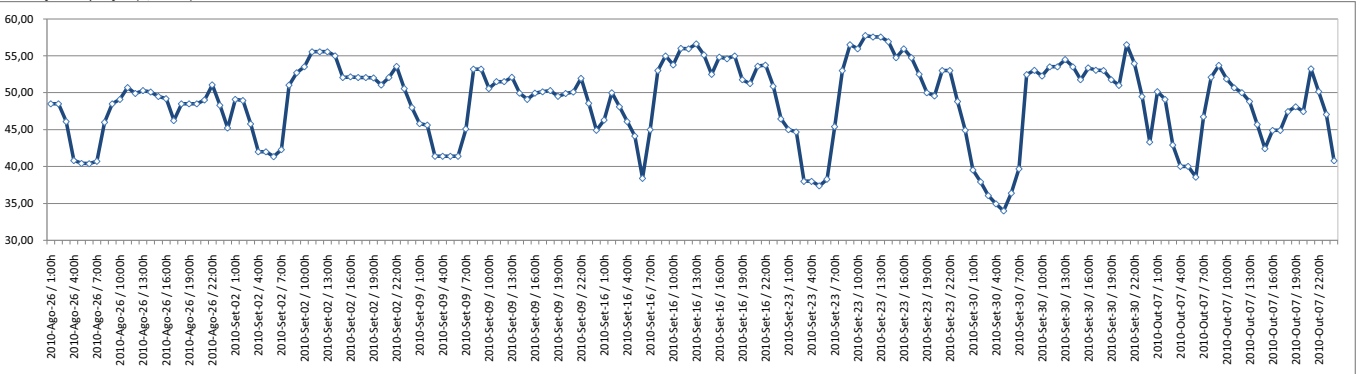
Data / Hora	Preço (€/MWh)	Carga (MWh)
2010-Out-07 / 24:00h	40,80	2303,00
2010-Out-07 / 23:00h	47,07	2711,20
2010-Out-07 / 22:00h	50,16	3252,10
2010-Out-07 / 21:00h	53,24	3613,60
2010-Out-07 / 20:00h	47,45	2823,70
2010-Out-07 / 19:00h	48,10	2858,20
2010-Out-07 / 18:00h	47,45	2798,30
2010-Out-07 / 17:00h	44,90	2653,20
2010-Out-07 / 16:00h	44,90	2653,20
2010-Out-07 / 15:00h	42,43	2491,20
2010-Out-07 / 14:00h	45,70	2698,20
2010-Out-07 / 13:00h	48,82	2960,30
2010-Out-07 / 12:00h	50,01	3117,10
2010-Out-07 / 11:00h	50,67	3433,80
2010-Out-07 / 10:00h	51,87	3409,80
2010-Out-07 / 9:00h	53,71	3734,20
2010-Out-07 / 8:00h	52,10	3289,50
2010-Out-07 / 7:00h	46,74	2433,20
2010-Out-07 / 6:00h	38,57	2042,60
2010-Out-07 / 5:00h	40,03	2062,60
2010-Out-07 / 4:00h	40,03	2062,60
2010-Out-07 / 3:00h	42,92	2259,80
2010-Out-07 / 2:00h	49,10	2668,00
2010-Out-07 / 1:00h	50,15	2948,60
2010-Set-30 / 24:00h	43,32	2850,20
2010-Set-30 / 23:00h	49,49	3758,20
2010-Set-30 / 22:00h	53,96	4132,90
2010-Set-30 / 21:00h	56,51	4682,20
2010-Set-30 / 20:00h	51,00	4052,80
2010-Set-30 / 19:00h	51,77	4095,80
2010-Set-30 / 18:00h	53,01	4218,80
2010-Set-30 / 17:00h	53,05	4218,80
2010-Set-30 / 16:00h	53,37	4218,80
2010-Set-30 / 15:00h	51,77	4095,80
2010-Set-30 / 14:00h	53,51	4238,80
2010-Set-30 / 13:00h	54,50	4418,00
2010-Set-30 / 12:00h	53,51	4248,80
2010-Set-30 / 11:00h	53,51	4264,80
2010-Set-30 / 10:00h	52,27	4102,80
2010-Set-30 / 9:00h	53,04	4057,80
2010-Set-30 / 8:00h	52,46	3487,80
2010-Set-30 / 7:00h	39,70	2727,20

Data / Hora	Preço (€/MWh)	Carga (MWh)
2010-Set-30 / 6:00h	36,40	2224,60
2010-Set-30 / 5:00h	34,00	1984,60
2010-Set-30 / 4:00h	34,95	2004,60
2010-Set-30 / 3:00h	36,07	2207,10
2010-Set-30 / 2:00h	37,93	2626,60
2010-Set-30 / 1:00h	39,54	2876,60
2010-Set-23 / 24:00h	44,92	3309,30
2010-Set-23 / 23:00h	48,82	3447,60
2010-Set-23 / 22:00h	53,01	3916,80
2010-Set-23 / 21:00h	53,01	3970,80
2010-Set-23 / 20:00h	49,57	3638,80
2010-Set-23 / 19:00h	50,00	3644,10
2010-Set-23 / 18:00h	52,50	3940,80
2010-Set-23 / 17:00h	54,75	4006,60
2010-Set-23 / 16:00h	55,95	4115,40
2010-Set-23 / 15:00h	54,75	4013,70
2010-Set-23 / 14:00h	56,92	4203,90
2010-Set-23 / 13:00h	57,55	4459,30
2010-Set-23 / 12:00h	57,55	4382,00
2010-Set-23 / 11:00h	57,75	4588,40
2010-Set-23 / 10:00h	55,95	4138,90
2010-Set-23 / 9:00h	56,51	4114,80
2010-Set-23 / 8:00h	53,00	3578,80
2010-Set-23 / 7:00h	45,41	2789,90
2010-Set-23 / 6:00h	38,29	2604,60
2010-Set-23 / 5:00h	37,39	2524,60
2010-Set-23 / 4:00h	38,00	2604,60
2010-Set-23 / 3:00h	38,00	2604,60
2010-Set-23 / 2:00h	44,69	2766,50
2010-Set-23 / 1:00h	45,00	3037,60
2010-Set-16 / 24:00h	46,46	3711,20
2010-Set-16 / 23:00h	50,88	4072,70
2010-Set-16 / 22:00h	53,74	4358,20
2010-Set-16 / 21:00h	53,60	4367,20
2010-Set-16 / 20:00h	51,25	4170,80
2010-Set-16 / 19:00h	51,77	4200,80
2010-Set-16 / 18:00h	54,98	4445,50
2010-Set-16 / 17:00h	54,60	4387,50
2010-Set-16 / 16:00h	54,82	4388,80
2010-Set-16 / 15:00h	52,50	4229,80
2010-Set-16 / 14:00h	55,13	4683,40
2010-Set-16 / 13:00h	56,62	4869,40

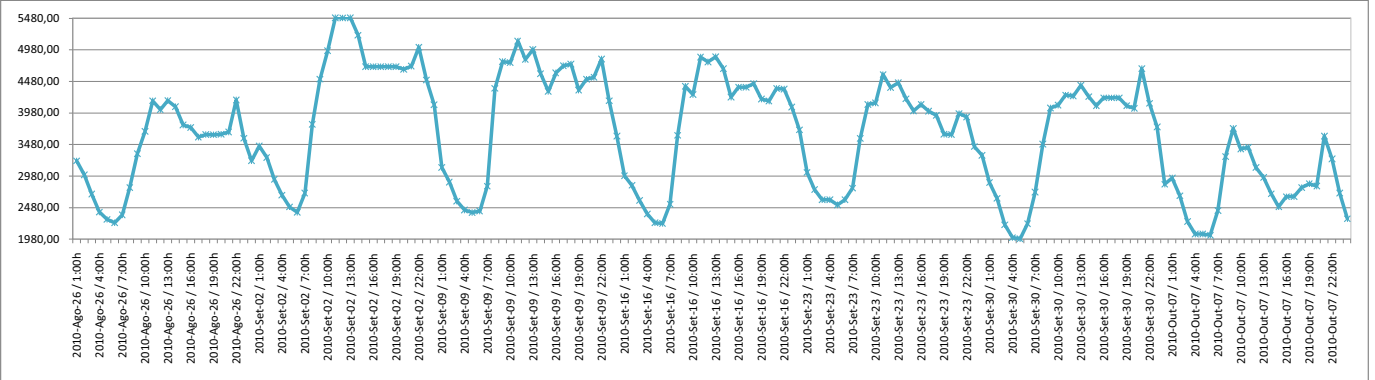
Data / Hora	Preço (€/MWh)	Carga (MWh)
2010-Set-16 / 12:00h	55,95	4788,70
2010-Set-16 / 11:00h	56,01	4865,40
2010-Set-16 / 10:00h	53,77	4270,80
2010-Set-16 / 9:00h	54,98	4402,40
2010-Set-16 / 8:00h	53,01	3624,80
2010-Set-16 / 7:00h	45,00	2534,20
2010-Set-16 / 6:00h	38,41	2229,60
2010-Set-16 / 5:00h	44,14	2238,00
2010-Set-16 / 4:00h	46,10	2379,50
2010-Set-16 / 3:00h	48,10	2592,90
2010-Set-16 / 2:00h	50,00	2834,30
2010-Set-16 / 1:00h	46,30	2985,20
2010-Set-09 / 24:00h	44,92	3613,50
2010-Set-09 / 23:00h	48,57	4172,80
2010-Set-09 / 22:00h	51,95	4833,60
2010-Set-09 / 21:00h	50,10	4544,30
2010-Set-09 / 20:00h	49,90	4513,80
2010-Set-09 / 19:00h	49,52	4343,80
2010-Set-09 / 18:00h	50,30	4754,40
2010-Set-09 / 17:00h	50,13	4726,40
2010-Set-09 / 16:00h	49,95	4617,40
2010-Set-09 / 15:00h	49,10	4321,10
2010-Set-09 / 14:00h	49,95	4602,20
2010-Set-09 / 13:00h	52,10	4985,00
2010-Set-09 / 12:00h	51,51	4828,00
2010-Set-09 / 11:00h	51,51	5117,40
2010-Set-09 / 10:00h	50,57	4778,00
2010-Set-09 / 9:00h	53,20	4793,00
2010-Set-09 / 8:00h	53,20	4369,70
2010-Set-09 / 7:00h	45,10	2819,90
2010-Set-09 / 6:00h	41,40	2425,70
2010-Set-09 / 5:00h	41,40	2402,50
2010-Set-09 / 4:00h	41,40	2441,10
2010-Set-09 / 3:00h	41,40	2581,60
2010-Set-09 / 2:00h	45,62	2884,00
2010-Set-09 / 1:00h	45,82	3114,70
2010-Set-09 / 24:00h	48,00	4107,80
2010-Set-02 / 23:00h	50,57	4502,00
2010-Set-02 / 22:00h	53,57	5021,70
2010-Set-02 / 21:00h	52,07	4723,00
2010-Set-02 / 20:00h	51,05	4671,00
2010-Set-02 / 19:00h	52,01	4713,00

Data / Hora	Preço (€/MWh)	Carga (MWh)
2010-Set-02 / 18:00h	52,06	4713,00
2010-Set-02 / 17:00h	52,07	4713,00
2010-Set-02 / 16:00h	52,16	4713,00
2010-Set-02 / 15:00h	52,07	4713,00
2010-Set-02 / 14:00h	55,00	5212,20
2010-Set-02 / 13:00h	55,55	5488,20
2010-Set-02 / 12:00h	55,55	5486,00
2010-Set-02 / 11:00h	55,55	5487,50
2010-Set-02 / 10:00h	53,52	4967,00
2010-Set-02 / 9:00h	52,71	4516,70
2010-Set-02 / 8:00h	51,03	3800,00
2010-Set-02 / 7:00h	42,30	2710,20
2010-Set-02 / 6:00h	41,34	2407,40
2010-Set-02 / 5:00h	42,00	2490,20
2010-Set-02 / 4:00h	42,00	2678,50
2010-Set-02 / 3:00h	45,78	2928,40
2010-Set-02 / 2:00h	48,95	3273,80
2010-Set-02 / 1:00h	49,10	3456,10
2010-Ago-26 / 24:00h	45,23	3223,80
2010-Ago-26 / 23:00h	48,30	3579,20
2010-Ago-26 / 22:00h	51,07	4184,60
2010-Ago-26 / 21:00h	49,02	3679,00
2010-Ago-26 / 20:00h	48,50	3643,20
2010-Ago-26 / 19:00h	48,50	3635,40
2010-Ago-26 / 18:00h	48,50	3639,00
2010-Ago-26 / 17:00h	46,23	3598,70
2010-Ago-26 / 16:00h	49,20	3750,10
2010-Ago-26 / 15:00h	49,50	3790,90
2010-Ago-26 / 14:00h	50,10	4078,70
2010-Ago-26 / 13:00h	50,30	4177,00
2010-Ago-26 / 12:00h	49,91	4034,50
2010-Ago-26 / 11:00h	50,70	4172,00
2010-Ago-26 / 10:00h	49,10	3688,60
2010-Ago-26 / 9:00h	48,50	3334,50
2010-Ago-26 / 8:00h	46,00	2795,80
2010-Ago-26 / 7:00h	40,72	2365,80
2010-Ago-26 / 6:00h	40,39	2240,20
2010-Ago-26 / 5:00h	40,43	2293,10
2010-Ago-26 / 4:00h	40,82	2409,60
2010-Ago-26 / 3:00h	46,10	2696,20
2010-Ago-26 / 2:00h	48,50	3000,50
2010-Ago-26 / 1:00h	48,50	3220,50

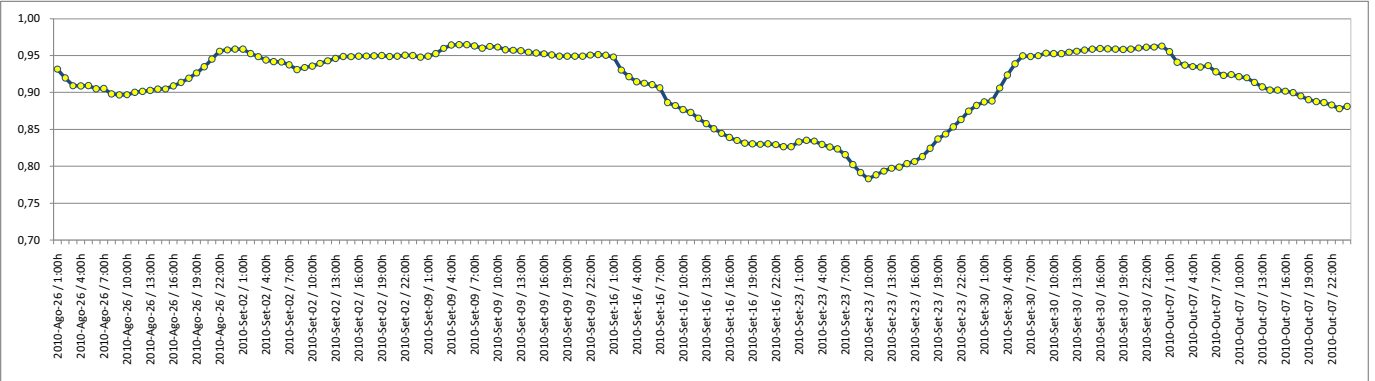
evolução de preços (€/MWh)



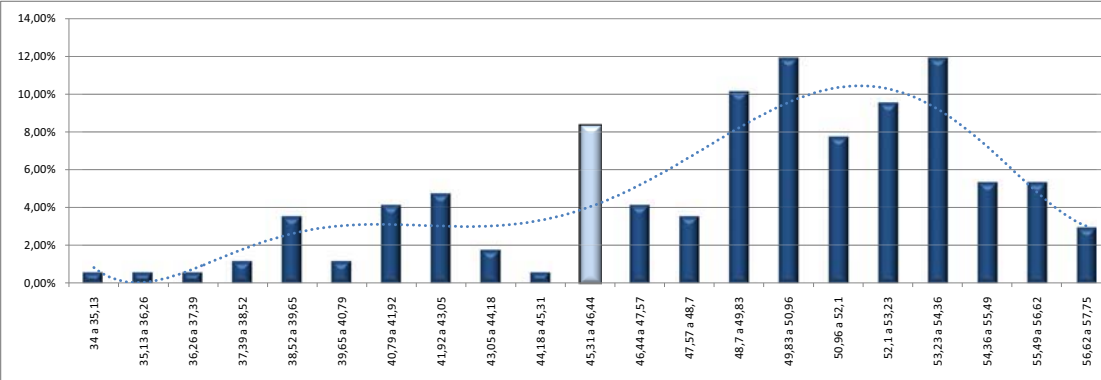
evolução de cargas (MWh)



evolução da correlação de preços e cargas (48 períodos)

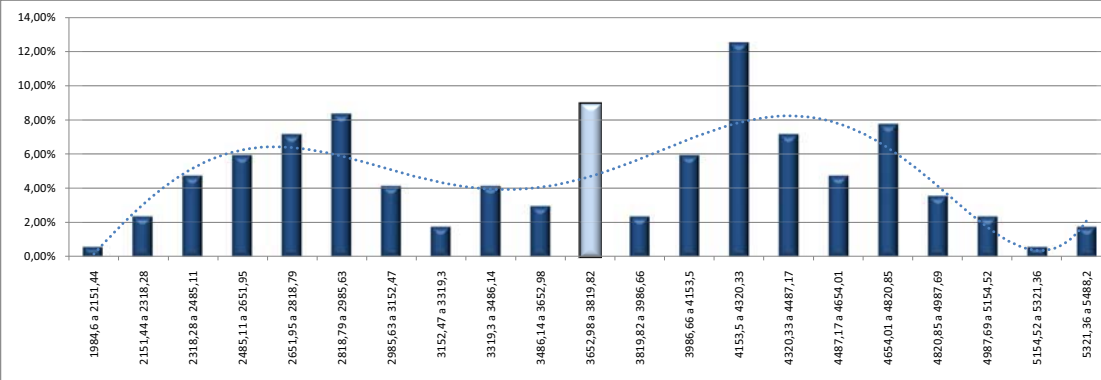


distribuição de preços (€/MWh)



Preços (€/MWh)	Acontecimentos
34 a 35,13	0,60%
35,13 a 36,26	0,60%
36,26 a 37,39	0,60%
37,39 a 38,52	1,19%
38,52 a 39,65	3,57%
39,65 a 40,79	1,19%
40,79 a 41,92	4,17%
41,92 a 43,05	4,76%
43,05 a 44,18	1,79%
44,18 a 45,31	0,60%
45,31 a 46,44	8,33%
46,44 a 47,57	4,17%
47,57 a 48,7	3,57%
48,7 a 49,83	10,12%
49,83 a 50,96	11,90%
50,96 a 52,1	7,74%
52,1 a 53,23	9,52%
53,23 a 54,36	11,90%
54,36 a 55,49	5,36%
55,49 a 56,62	5,36%
56,62 a 57,75	2,98%

distribuição de cargas (MWh)



Cargas (MWh)	Acontecimentos
1984,6 a 2151,44	0,60%
2151,44 a 2318,28	2,38%
2318,28 a 2485,11	4,76%
2485,11 a 2651,95	5,95%
2651,95 a 2818,79	7,14%
2818,79 a 2985,63	8,33%
2985,63 a 3152,47	4,17%
3152,47 a 3319,3	1,79%
3319,3 a 3486,14	4,17%
3486,14 a 3652,98	2,98%
3652,98 a 3819,82	8,93%
3819,82 a 3986,66	2,38%
3986,66 a 4153,5	5,95%
4153,5 a 4320,33	12,50%
4320,33 a 4487,17	7,14%
4487,17 a 4654,01	4,76%
4654,01 a 4820,85	7,14%
4820,85 a 4987,69	3,57%
4987,69 a 5154,52	1,79%
5154,52 a 5321,36	0,60%
5321,36 a 5488,2	1,79%

Avaliação de Risco por Value-at-Risk (VaR)

nível de confiança

número de intervalos dos histogramas

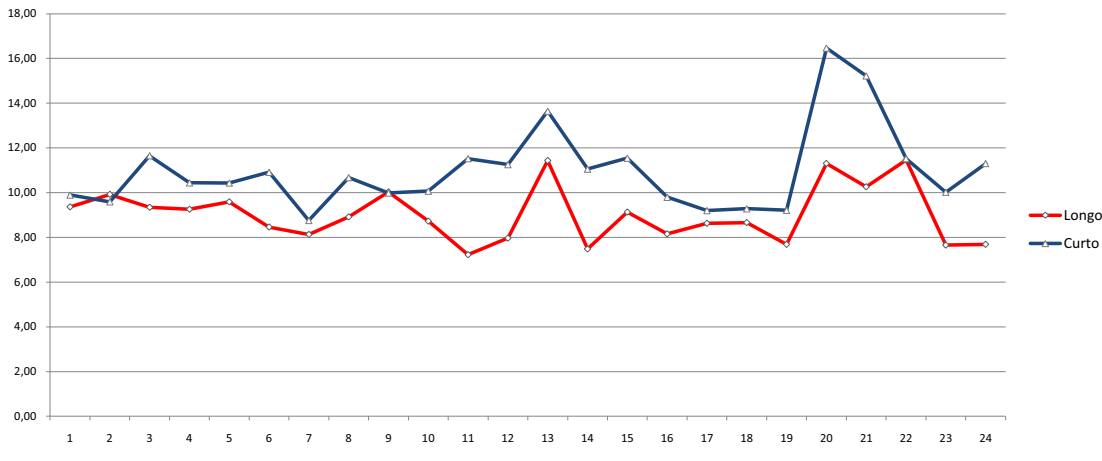
número de Simulações Monte Carlo

truncagem dos histogramas

limite inferior de variação aceite (€/MWh)

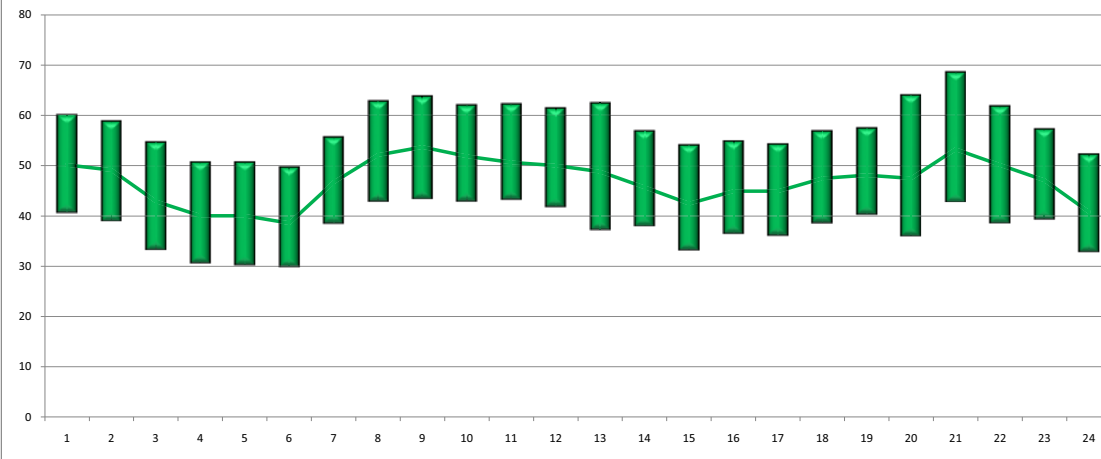
limite superior de variação aceite (€/MWh)

VaR por unidade de energia (VaR/E) (€/MWh)



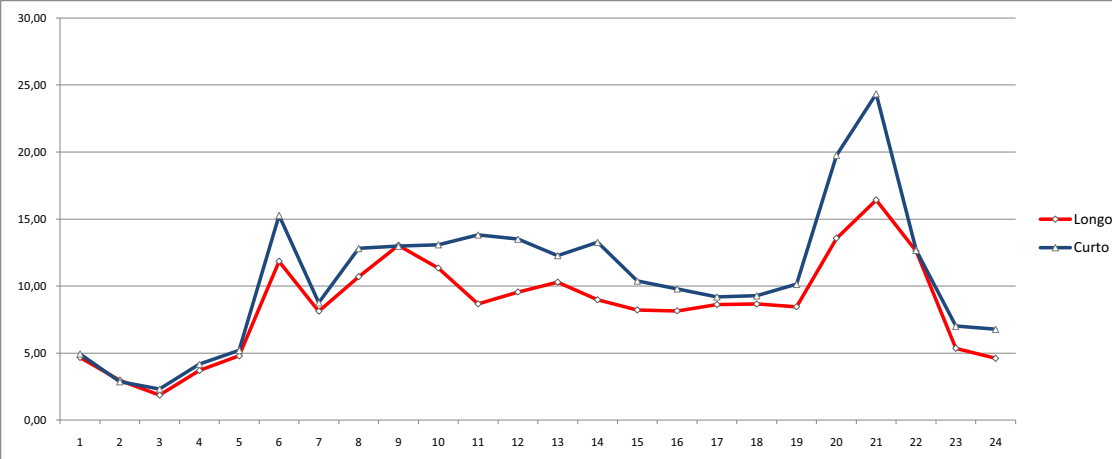
Hora do Contrato	VaR/E (€/MWh)	
	Longo	Curto
1	9,36	9,90
2	9,92	9,59
3	9,34	11,65
4	9,26	10,44
5	9,59	10,43
6	8,46	10,91
7	8,13	8,76
8	8,91	10,67
9	10,03	9,98
10	8,72	10,07
11	7,22	11,52
12	7,96	11,25
13	11,43	13,64
14	7,48	11,05
15	9,13	11,54
16	8,15	9,79
17	8,63	9,20
18	8,66	9,28
19	7,69	9,21
20	11,30	16,46
21	10,26	15,22
22	11,46	11,52
23	7,65	10,02
24	7,69	11,30
média	9,02	10,98

intervalos de confiança dos valores dos preços (€/MWh)



Hora do Contrato	Preço (€/MWh)	
	Mínimo	Máximo
1	40,79	60,05
2	39,18	58,69
3	33,58	54,57
4	30,77	50,47
5	30,44	50,46
6	30,11	49,48
7	38,61	55,50
8	43,19	62,77
9	43,68	63,69
10	43,15	61,94
11	43,45	62,19
12	42,05	61,26
13	37,39	62,46
14	38,22	56,75
15	33,30	53,97
16	36,75	54,69
17	36,27	54,10
18	38,79	56,73
19	40,41	57,31
20	36,15	63,91
21	42,98	68,46
22	38,70	61,68
23	39,42	57,09
24	33,11	52,10
média	37,94	57,93

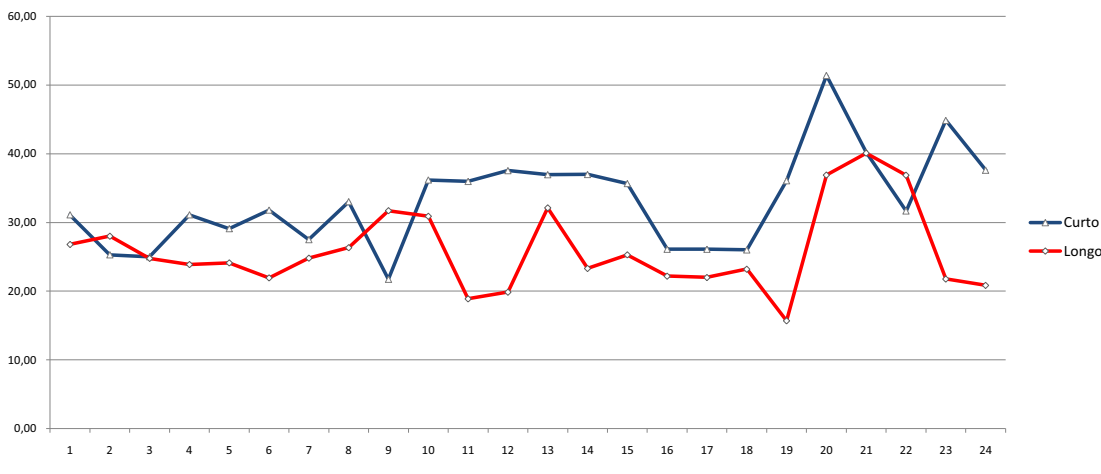
VaR dos vários contratos da carteira (€)



Hora do Contrato	VaR(€)	
	Longo	Curto
1	4,68	4,95
2	2,98	2,88
3	1,87	2,33
4	3,70	4,18
5	4,79	5,22
6	11,85	15,27
7	8,13	8,76
8	10,70	12,81
9	13,04	12,98
10	11,34	13,09
11	8,67	13,82
12	9,56	13,50
13	10,29	12,28
14	8,98	13,26
15	8,22	10,39
16	8,15	9,79
17	8,63	9,20
18	8,66	9,28
19	8,46	10,13
20	13,56	19,76
21	16,41	24,35
22	12,60	12,67
23	5,36	7,01
24	4,61	6,78
carteira	205,22	254,70

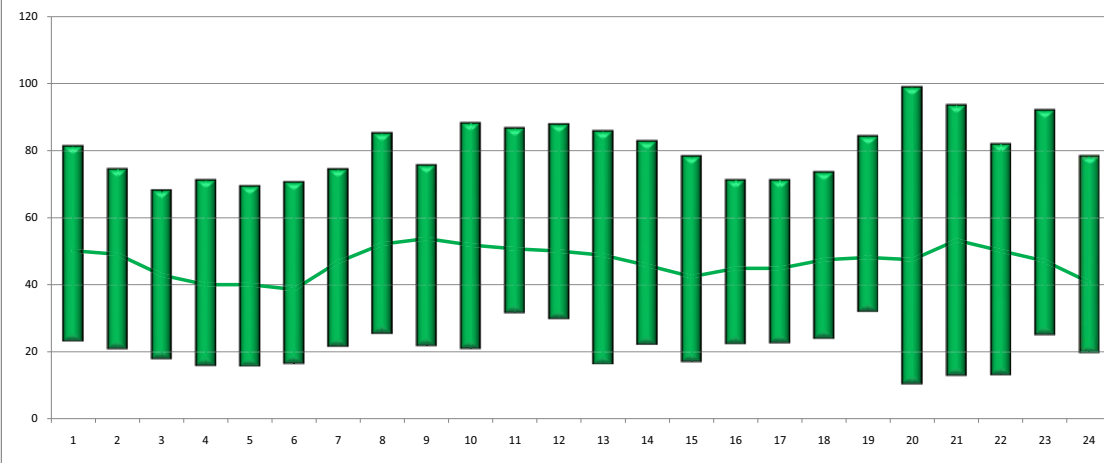
Avaliação de Risco por Teste de Stress

variação máxima dos valores dos preços horários



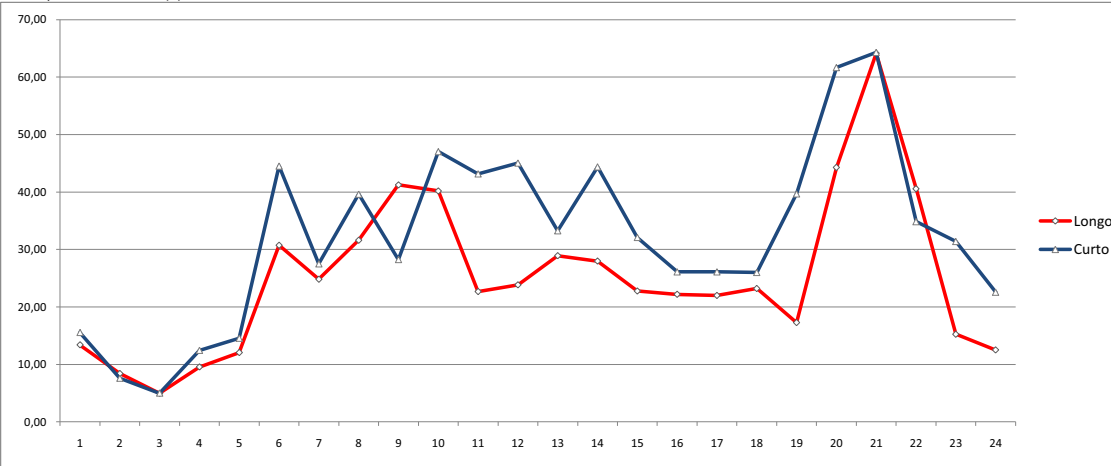
Hora do Contrato	Variação Máxima	
	Longo	Curto
1	26,81	31,11
2	28,01	25,29
3	24,79	25,01
4	23,89	31,11
5	24,13	29,10
6	21,95	31,80
7	24,82	27,50
8	26,34	33,02
9	31,72	21,73
10	30,91	36,18
11	18,90	35,97
12	19,87	37,54
13	32,13	36,95
14	23,32	36,98
15	25,30	35,66
16	22,20	26,10
17	22,00	26,10
18	23,21	26,00
19	15,71	36,07
20	36,90	51,39
21	40,09	40,20
22	36,88	31,67
23	21,78	44,85
24	20,86	37,60
média	25,94	33,12

gama de variação máxima dos preços horários (€/MWh)



Hora do Contrato	Preço (€/MWh)	
	Mínimo	Máximo
1	23,34	81,26
2	21,09	74,39
3	18,13	67,93
4	16,14	71,14
5	15,90	69,13
6	16,62	70,37
7	21,92	74,24
8	25,76	85,12
9	21,99	75,44
10	20,96	88,05
11	31,77	86,64
12	30,14	87,55
13	16,69	85,77
14	22,38	82,68
15	17,13	78,09
16	22,70	71,00
17	22,90	71,00
18	24,24	73,45
19	32,39	84,17
20	10,55	98,84
21	13,15	93,44
22	13,28	81,83
23	25,29	91,92
24	19,94	78,40
média	21,02	80,08

perdas da carteira (€)



Hora do Contrato	Perda Máxima (€)	
	Longo	Curto
1	13,41	15,55
2	8,40	7,59
3	4,96	5,00
4	9,56	12,44
5	12,07	14,55
6	30,73	44,52
7	24,82	27,50
8	31,61	39,62
9	41,24	28,25
10	40,18	47,03
11	22,68	43,16
12	23,84	45,05
13	28,92	33,26
14	27,98	44,38
15	22,77	32,09
16	22,20	26,10
17	22,00	26,10
18	23,21	26,00
19	17,28	39,68
20	44,28	61,67
21	64,14	64,32
22	40,57	34,84
23	15,25	31,39
24	12,52	22,56
carteira	604,60	772,66

Gestão do Risco com Contrato de Futuros

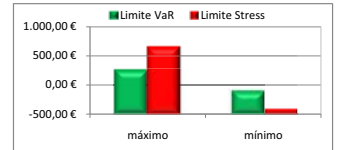
Cotação do Contrato de Futuros 46,00 €/MWh

Estratégia de Mitigação do Risco Através do VaR

Posição Compradora

Energia a contratar em Spot	6000,00 kWh	→	26,3%
Energia a contratar em Futuros	16800,00 kWh	→	73,7%
VaR da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	51,82 €	→	74,8%
Stress da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	136,80 €	→	77,4%
Períodos horários Spot vantajosos	3, 4, 5, 6, 15, 16, 17 e 24 horas		
Períodos horários Spot desvantajosos	1, 2, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 18, 19, 20, 21, 22 e 23 horas		

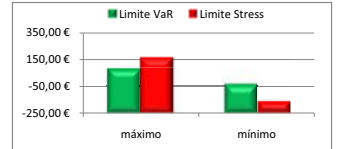
Margem obtida no contrato de Futuros	
Limite VaR	máximo 255,26 € mínimo -89,68 €
Limite Stress	máximo 653,01 € mínimo -404,09 €



Posição Vendedora

Energia a contratar em Spot	16800,00 kWh	→	73,7%
Energia a contratar em Futuros	6000,00 kWh	→	26,3%
VaR da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	191,54 €	→	24,8%
Stress da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	589,29 €	→	23,7%
Períodos horários Spot vantajosos	1, 2, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 18, 19, 20, 21, 22 e 23 horas		
Períodos horários Spot desvantajosos	3, 4, 5, 6, 15, 16, 17 e 24 horas		

Margem obtida no contrato de Futuros	
Limite VaR	máximo 76,74 € mínimo -38,24 €
Limite Stress	máximo 161,72 € mínimo -158,45 €

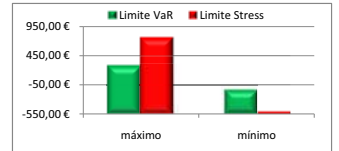


Estratégia de Mitigação do Risco Através do Teste de Stress

Posição Compradora

Energia a contratar em Spot	2500,00 kWh	→	11,0%
Energia a contratar em Futuros	20300,00 kWh	→	89,0%
VaR da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	22,21 €	→	89,2%
Stress da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	57,31 €	→	90,5%
Períodos horários Spot vantajosos	3, 4, 5 e 6 horas		
Períodos horários Spot desvantajosos	1, 2, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23 e 24 horas		

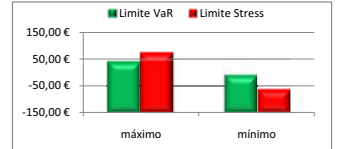
Margem obtida no contrato de Futuros	
Limite VaR	máximo 282,89 € mínimo -127,82 €
Limite Stress	máximo 751,33 € mínimo -492,11 €



Posição Vendedora

Energia a contratar em Spot	20300,00 kWh	→	89,0%
Energia a contratar em Futuros	2500,00 kWh	→	11,0%
VaR da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	227,70 €	→	10,6%
Stress da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	696,14 €	→	9,9%
Períodos horários Spot vantajosos	1, 2, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23 e 24 horas		
Períodos horários Spot desvantajosos	3, 4, 5 e 6 horas		

Margem obtida no contrato de Futuros	
Limite VaR	máximo 38,60 € mínimo -10,61 €
Limite Stress	máximo 73,70 € mínimo -60,12 €



A.5 Exemplo A – Sexta feira

Gestão do Risco em Mercados de Energia Eléctrica

Recorrendo ao VaR por Simulação de Monte Carlo



IPP - Instituto Superior de Engenharia do Porto
 Trabalho de Dissertação do Mestrado em Sistemas Eléctricos de Energia
 Aluno: Manuel Jorge Tavares Vieira da Costa
 Orientação: Doutor Filipe Azevedo
 Outubro de 2010

Dados de Base

País: Portugal Espanha Intervalo Temporal: Data Inicial: 07-Out-12 Data Limite: 10-Out-12

Dias da Semana: Segunda Feira Terça Feira Quarta Feira Quinta Feira Sexta Feira Sábado Domingo

Cargas Horárias a Contratar (kWh): 1: 500,0 2: 300,0 3: 200,0 4: 400,0 5: 500,0 6: 1400,0 7: 1000,0 8: 1200,0 9: 1300,0 10: 1300,0 11: 1200,0 12: 1200,0 13: 900,0 14: 1200,0 15: 900,0 16: 1000,0 17: 1000,0 18: 1000,0 19: 1100,0 20: 1200,0 21: 1600,0 22: 1100,0 23: 700,0 24: 600,0 carga diária total 22800,0

Feriados e Dias Atípicos: Em Exclusivo Em Complemento Feriados Dias Atípicos

Dados Históricos Recentes (168 períodos)

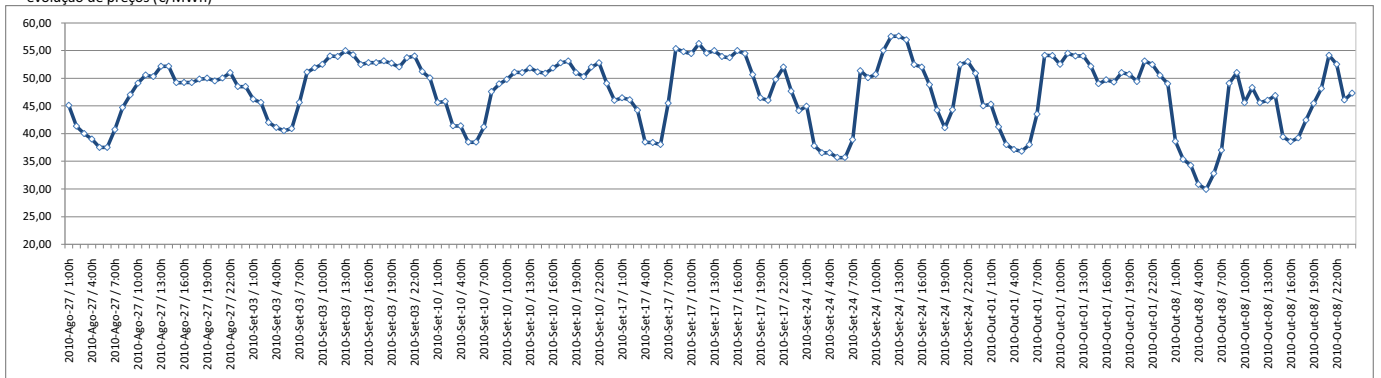
Data / Hora	Preço (€/MWh)	Carga (MWh)
2010-Out-08 / 24:00h	47,30	2550,00
2010-Out-08 / 23:00h	46,07	2509,00
2010-Out-08 / 22:00h	52,51	3239,00
2010-Out-08 / 21:00h	54,13	3606,40
2010-Out-08 / 20:00h	48,13	2602,30
2010-Out-08 / 19:00h	45,45	2387,80
2010-Out-08 / 18:00h	42,43	2396,10
2010-Out-08 / 17:00h	39,22	2254,70
2010-Out-08 / 16:00h	38,57	2225,90
2010-Out-08 / 15:00h	39,40	2330,30
2010-Out-08 / 14:00h	46,86	2618,10
2010-Out-08 / 13:00h	46,00	2525,00
2010-Out-08 / 12:00h	45,57	2476,10
2010-Out-08 / 11:00h	48,30	2818,30
2010-Out-08 / 10:00h	45,57	2563,60
2010-Out-08 / 9:00h	51,01	2850,20
2010-Out-08 / 8:00h	49,07	2858,00
2010-Out-08 / 7:00h	37,00	2547,00
2010-Out-08 / 6:00h	32,80	2001,30
2010-Out-08 / 5:00h	29,92	1869,80
2010-Out-08 / 4:00h	30,82	1786,10
2010-Out-08 / 3:00h	34,25	1867,00
2010-Out-08 / 2:00h	35,35	1709,90
2010-Out-08 / 1:00h	38,60	2003,40
2010-Out-01 / 24:00h	49,00	3756,80
2010-Out-01 / 23:00h	50,50	3889,00
2010-Out-01 / 22:00h	52,46	4058,30
2010-Out-01 / 21:00h	53,10	4218,80
2010-Out-01 / 20:00h	49,40	3915,80
2010-Out-01 / 19:00h	50,70	4050,80
2010-Out-01 / 18:00h	51,00	4050,80
2010-Out-01 / 17:00h	49,30	3915,80
2010-Out-01 / 16:00h	49,71	3915,80
2010-Out-01 / 15:00h	49,01	3900,80
2010-Out-01 / 14:00h	52,13	4130,00
2010-Out-01 / 13:00h	54,01	4365,00
2010-Out-01 / 12:00h	54,00	4364,20
2010-Out-01 / 11:00h	54,50	4422,00
2010-Out-01 / 10:00h	52,51	4190,80
2010-Out-01 / 9:00h	54,08	4140,80
2010-Out-01 / 8:00h	54,13	3744,80
2010-Out-01 / 7:00h	43,51	2735,20

Data / Hora	Preço (€/MWh)	Carga (MWh)
2010-Out-01 / 6:00h	38,00	2623,60
2010-Out-01 / 5:00h	36,81	2504,60
2010-Out-01 / 4:00h	37,12	2504,60
2010-Out-01 / 3:00h	38,01	2623,60
2010-Out-01 / 2:00h	41,22	2775,20
2010-Out-01 / 1:00h	45,30	3095,20
2010-Set-24 / 24:00h	45,00	3078,20
2010-Set-24 / 23:00h	50,88	3327,30
2010-Set-24 / 22:00h	53,00	3590,80
2010-Set-24 / 21:00h	52,46	3610,20
2010-Set-24 / 20:00h	44,30	3086,20
2010-Set-24 / 19:00h	41,06	3010,20
2010-Set-24 / 18:00h	44,22	3061,70
2010-Set-24 / 17:00h	48,82	3266,70
2010-Set-24 / 16:00h	52,00	3527,40
2010-Set-24 / 15:00h	52,46	3575,20
2010-Set-24 / 14:00h	56,92	3854,30
2010-Set-24 / 13:00h	57,60	4112,50
2010-Set-24 / 12:00h	57,55	4026,20
2010-Set-24 / 11:00h	55,00	3786,00
2010-Set-24 / 10:00h	50,69	3396,80
2010-Set-24 / 9:00h	50,09	3168,80
2010-Set-24 / 8:00h	51,35	2895,80
2010-Set-24 / 7:00h	38,90	2347,60
2010-Set-24 / 6:00h	35,69	1924,70
2010-Set-24 / 5:00h	35,69	1938,20
2010-Set-24 / 4:00h	36,53	2044,80
2010-Set-24 / 3:00h	36,53	2109,60
2010-Set-24 / 2:00h	37,79	2326,70
2010-Set-24 / 1:00h	44,94	3003,20
2010-Set-17 / 24:00h	44,14	3462,10
2010-Set-17 / 23:00h	47,65	3886,10
2010-Set-17 / 22:00h	52,01	4260,80
2010-Set-17 / 21:00h	49,77	4132,80
2010-Set-17 / 20:00h	46,00	3757,20
2010-Set-17 / 19:00h	46,46	3842,20
2010-Set-17 / 18:00h	50,64	4162,90
2010-Set-17 / 17:00h	54,45	4374,00
2010-Set-17 / 16:00h	54,98	4459,40
2010-Set-17 / 15:00h	53,70	4288,30
2010-Set-17 / 14:00h	53,92	4321,90
2010-Set-17 / 13:00h	54,98	4495,30

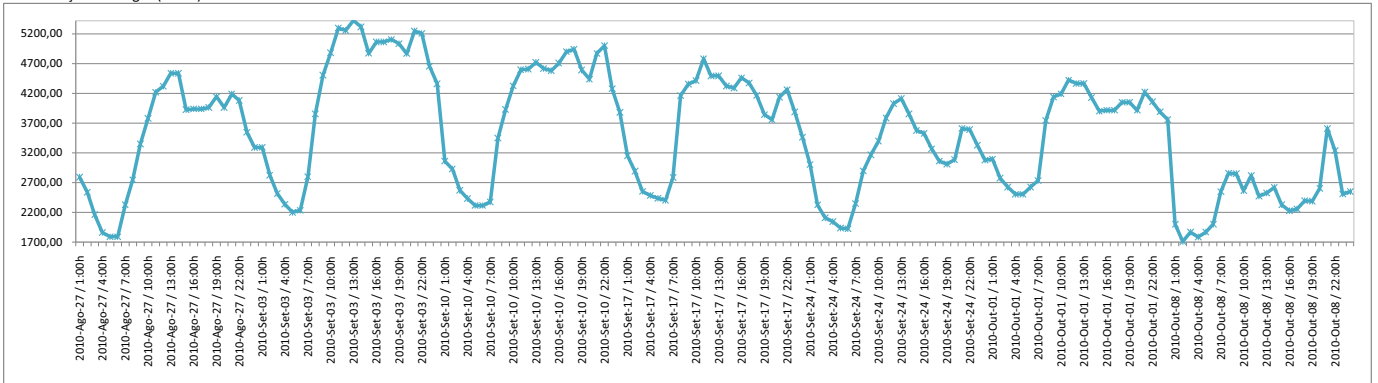
Data / Hora	Preço (€/MWh)	Carga (MWh)
2010-Set-17 / 12:00h	54,52	4491,50
2010-Set-17 / 11:00h	56,25	4779,50
2010-Set-17 / 10:00h	54,45	4412,80
2010-Set-17 / 9:00h	54,78	4352,80
2010-Set-17 / 8:00h	55,34	4161,80
2010-Set-17 / 7:00h	45,48	2785,20
2010-Set-17 / 6:00h	38,03	2404,60
2010-Set-17 / 5:00h	38,39	2438,00
2010-Set-17 / 4:00h	38,46	2484,60
2010-Set-17 / 3:00h	44,22	2552,00
2010-Set-17 / 2:00h	46,10	2894,90
2010-Set-17 / 1:00h	46,46	3152,10
2010-Set-10 / 24:00h	46,00	3882,80
2010-Set-10 / 23:00h	49,06	4276,20
2010-Set-10 / 22:00h	52,78	5001,10
2010-Set-10 / 21:00h	52,01	4868,00
2010-Set-10 / 20:00h	50,27	4438,40
2010-Set-10 / 19:00h	51,01	4592,00
2010-Set-10 / 18:00h	53,10	4939,80
2010-Set-10 / 17:00h	52,78	4899,20
2010-Set-10 / 16:00h	51,83	4708,00
2010-Set-10 / 15:00h	50,88	4580,20
2010-Set-10 / 14:00h	51,13	4615,00
2010-Set-10 / 13:00h	51,83	4718,00
2010-Set-10 / 12:00h	51,01	4605,00
2010-Set-10 / 11:00h	51,06	4597,00
2010-Set-10 / 10:00h	49,79	4325,40
2010-Set-10 / 9:00h	48,97	3928,80
2010-Set-10 / 8:00h	47,57	3448,80
2010-Set-10 / 7:00h	41,20	2375,20
2010-Set-10 / 6:00h	38,46	2315,20
2010-Set-10 / 5:00h	38,46	2315,20
2010-Set-10 / 4:00h	41,40	2430,50
2010-Set-10 / 3:00h	41,40	2571,40
2010-Set-10 / 2:00h	45,82	2928,00
2010-Set-10 / 1:00h	45,62	3062,50
2010-Set-03 / 24:00h	50,05	4361,00
2010-Set-03 / 23:00h	51,20	4653,30
2010-Set-03 / 22:00h	54,00	5205,20
2010-Set-03 / 21:00h	53,70	5245,70
2010-Set-03 / 20:00h	52,03	4867,00
2010-Set-03 / 19:00h	52,71	5032,90

Data / Hora	Preço (€/MWh)	Carga (MWh)
2010-Set-03 / 18:00h	53,13	5104,00
2010-Set-03 / 17:00h	52,80	5062,00
2010-Set-03 / 16:00h	52,80	5062,00
2010-Set-03 / 15:00h	52,46	4872,00
2010-Set-03 / 14:00h	54,22	5314,40
2010-Set-03 / 13:00h	54,97	5423,40
2010-Set-03 / 12:00h	53,92	5257,70
2010-Set-03 / 11:00h	54,00	5296,80
2010-Set-03 / 10:00h	52,50	4882,00
2010-Set-03 / 9:00h	51,88	4506,00
2010-Set-03 / 8:00h	51,10	3855,60
2010-Set-03 / 7:00h	45,62	2800,00
2010-Set-03 / 6:00h	40,90	2235,50
2010-Set-03 / 5:00h	40,52	2201,70
2010-Set-03 / 4:00h	41,11	2337,10
2010-Set-03 / 3:00h	42,00	2517,40
2010-Set-03 / 2:00h	45,62	2823,20
2010-Set-03 / 1:00h	46,20	3293,30
2010-Ago-27 / 24:00h	48,50	3291,90
2010-Ago-27 / 23:00h	48,50	3546,60
2010-Ago-27 / 22:00h	51,00	4079,00
2010-Ago-27 / 21:00h	50,03	4188,00
2010-Ago-27 / 20:00h	49,50	3961,90
2010-Ago-27 / 19:00h	50,01	4143,00
2010-Ago-27 / 18:00h	49,84	3963,00
2010-Ago-27 / 17:00h	49,21	3938,00
2010-Ago-27 / 16:00h	49,23	3938,00
2010-Ago-27 / 15:00h	49,20	3924,20
2010-Ago-27 / 14:00h	52,16	4536,40
2010-Ago-27 / 13:00h	52,15	4536,40
2010-Ago-27 / 12:00h	50,30	4320,10
2010-Ago-27 / 11:00h	50,57	4218,00
2010-Ago-27 / 10:00h	49,10	3778,70
2010-Ago-27 / 9:00h	47,00	3348,80
2010-Ago-27 / 8:00h	44,70	2745,80
2010-Ago-27 / 7:00h	40,72	2328,40
2010-Ago-27 / 6:00h	37,50	1790,20
2010-Ago-27 / 5:00h	37,50	1790,20
2010-Ago-27 / 4:00h	39,00	1863,70
2010-Ago-27 / 3:00h	40,00	2162,20
2010-Ago-27 / 2:00h	41,34	2538,50
2010-Ago-27 / 1:00h	45,10	2790,20

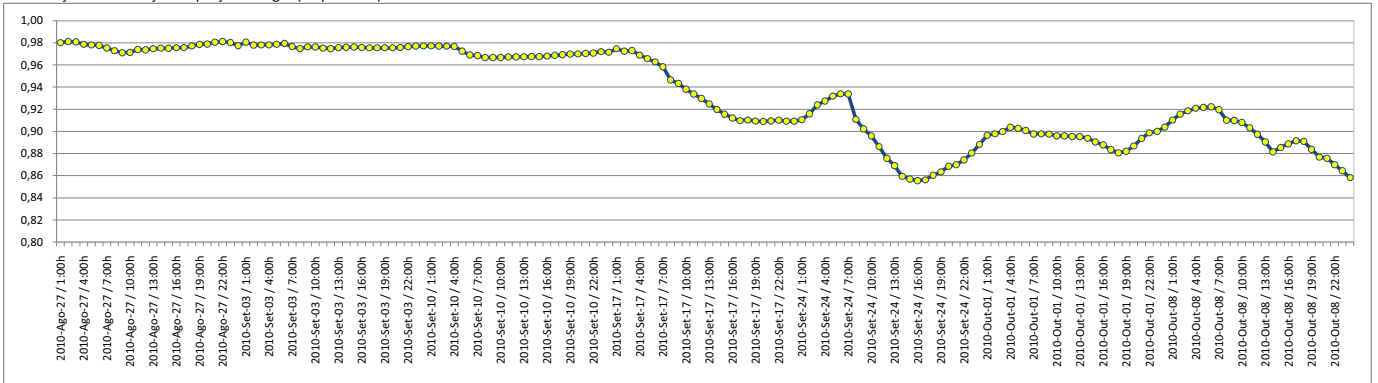
evolução de preços (€/MWh)



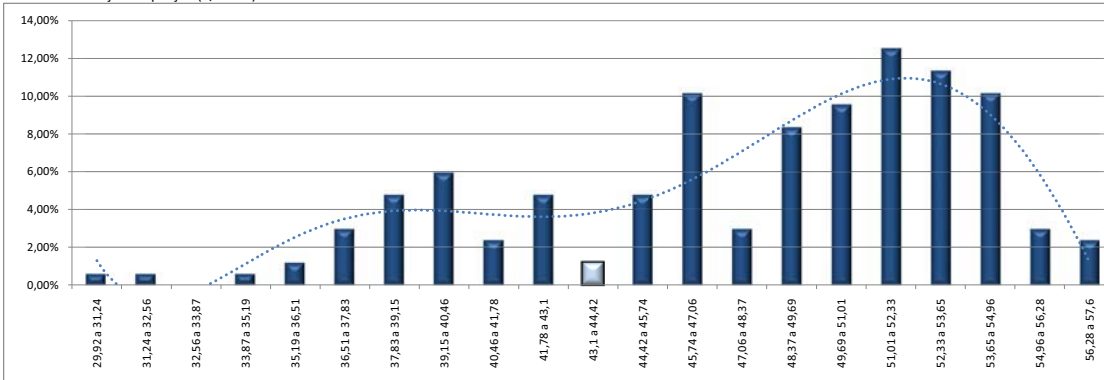
evolução de cargas (MWh)



evolução da correlação de preços e cargas (48 períodos)

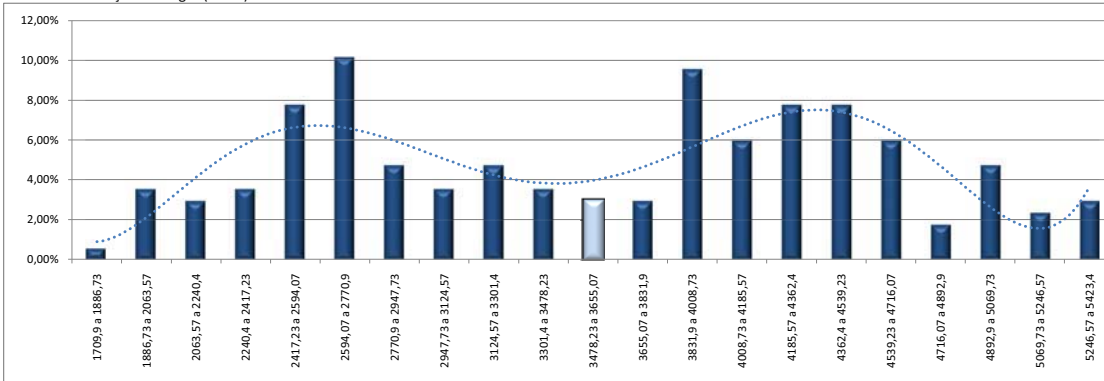


distribuição de preços (€/MWh)



Preços (€/MWh)	Acontecimentos
29,92 a 31,24	0,60%
31,24 a 32,56	0,60%
32,56 a 33,87	0,00%
33,87 a 35,19	0,60%
35,19 a 36,51	1,19%
36,51 a 37,83	2,98%
37,83 a 39,15	4,76%
39,15 a 40,46	5,95%
40,46 a 41,78	2,38%
41,78 a 43,1	4,76%
43,1 a 44,42	1,19%
44,42 a 45,74	4,76%
45,74 a 47,06	10,12%
47,06 a 48,37	2,98%
48,37 a 49,69	8,33%
49,69 a 51,01	9,52%
51,01 a 52,33	12,50%
52,33 a 53,65	11,31%
53,65 a 54,96	10,12%
54,96 a 56,28	2,98%
56,28 a 57,6	2,38%

distribuição de cargas (MWh)



Cargas (MWh)	Acontecimentos
1709,9 a 1886,73	0,60%
1886,73 a 2063,57	3,57%
2063,57 a 2240,4	2,98%
2240,4 a 2417,23	3,57%
2417,23 a 2594,07	7,74%
2594,07 a 2770,9	10,12%
2770,9 a 2947,73	4,76%
2947,73 a 3124,57	3,57%
3124,57 a 3301,4	4,76%
3301,4 a 3478,23	3,57%
3478,23 a 3655,07	2,98%
3655,07 a 3831,9	2,98%
3831,9 a 4008,73	9,52%
4008,73 a 4185,57	5,95%
4185,57 a 4362,4	7,74%
4362,4 a 4539,23	7,74%
4539,23 a 4716,07	4,76%
4716,07 a 4892,9	1,79%
4892,9 a 5069,73	4,76%
5069,73 a 5246,57	2,38%
5246,57 a 5423,4	2,98%

Avaliação de Risco por Value-at-Risk (VaR)

nível de confiança

número de intervalos dos histogramas

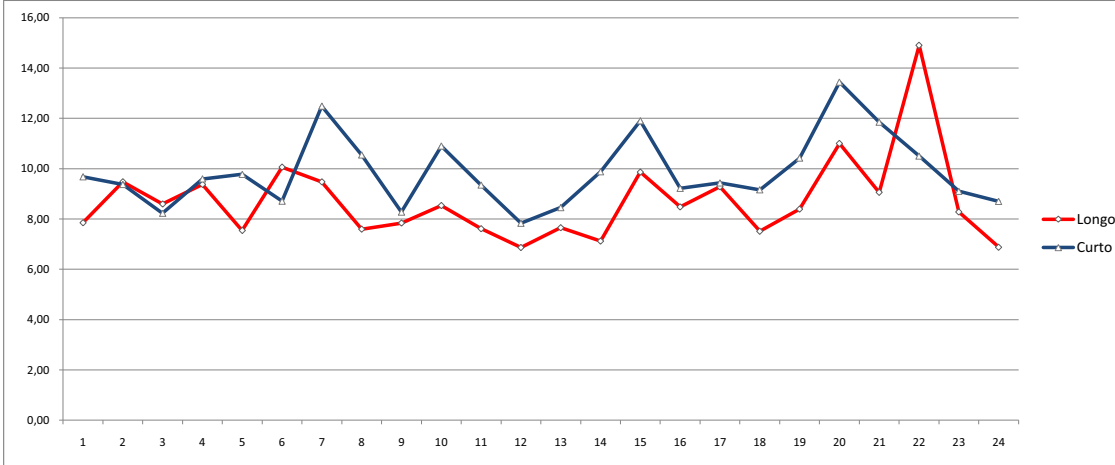
número de Simulações Monte Carlo

truncagem dos histogramas

limite inferior de variação aceite (€/MWh)

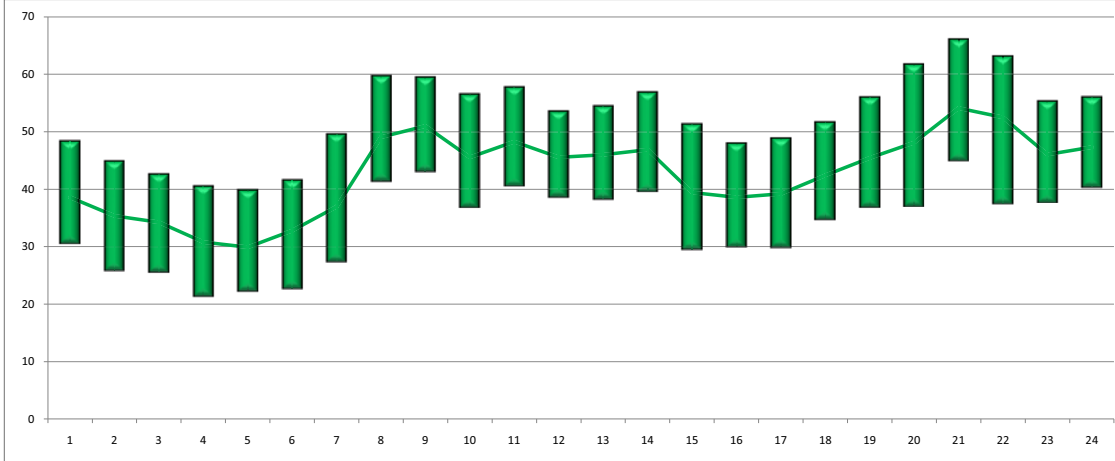
limite superior de variação aceite (€/MWh)

VaR por unidade de energia (VaR/E) (€/MWh)



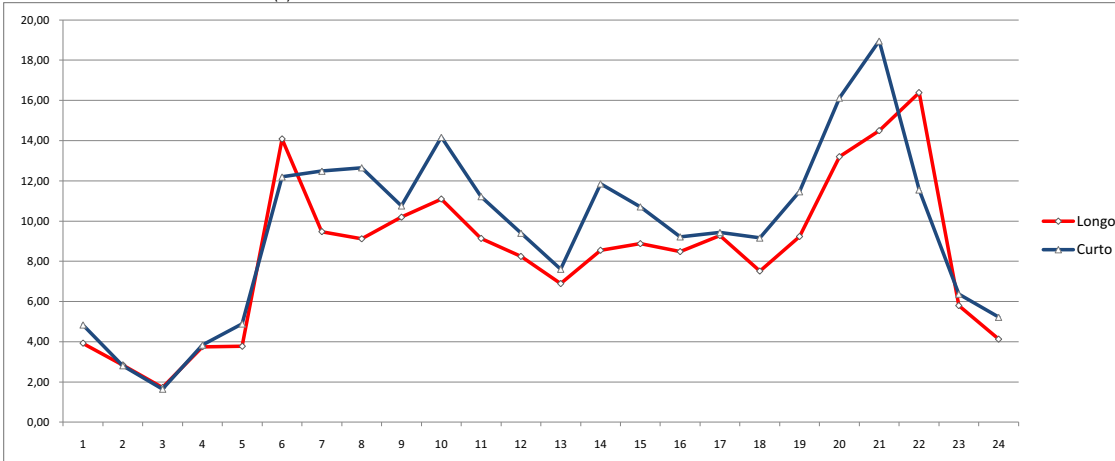
Hora do Contrato	VaR/E (€/MWh)	
	Longo	Curto
1	7,85	9,68
2	9,48	9,37
3	8,60	8,23
4	9,37	9,59
5	7,55	9,77
6	10,06	8,71
7	9,47	12,49
8	7,60	10,54
9	7,84	8,28
10	8,53	10,90
11	7,61	9,35
12	6,87	7,83
13	7,65	8,45
14	7,12	9,88
15	9,86	11,90
16	8,48	9,22
17	9,28	9,43
18	7,51	9,16
19	8,39	10,42
20	11,00	13,44
21	9,06	11,85
22	14,90	10,50
23	8,28	9,10
24	6,88	8,70
média	8,72	9,87

intervalos de confiança dos valores dos preços (€/MWh)



Hora do Contrato	Preço (€/MWh)	
	Mínimo	Máximo
1	30,75	48,28
2	25,87	44,72
3	25,65	42,48
4	21,45	40,41
5	22,37	39,69
6	22,74	41,51
7	27,53	49,49
8	41,47	59,61
9	43,17	59,29
10	37,04	56,47
11	40,69	57,65
12	38,70	53,40
13	38,35	54,45
14	39,74	56,74
15	29,54	51,30
16	30,09	47,79
17	29,94	48,65
18	34,92	51,59
19	37,06	55,87
20	37,13	61,57
21	45,07	65,98
22	37,61	63,01
23	37,79	55,17
24	40,42	56,00
média	33,36	52,55

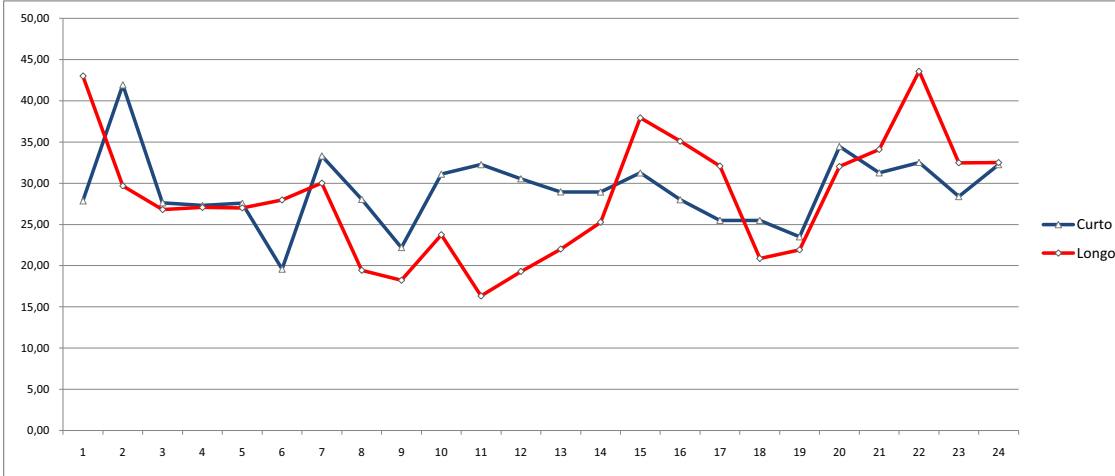
VaR dos vários contratos da carteira (€)



Hora do Contrato	VaR(€)	
	Longo	Curto
1	3,93	4,84
2	2,84	2,81
3	1,72	1,65
4	3,75	3,84
5	3,77	4,89
6	14,08	12,19
7	9,47	12,49
8	9,12	12,65
9	10,19	10,76
10	11,09	14,17
11	9,14	11,22
12	8,24	9,40
13	6,89	7,61
14	8,55	11,85
15	8,88	10,71
16	8,48	9,22
17	9,28	9,43
18	7,51	9,16
19	9,23	11,46
20	13,20	16,12
21	14,49	18,95
22	16,39	11,55
23	5,80	6,37
24	4,13	5,22
carteira	200,17	228,57

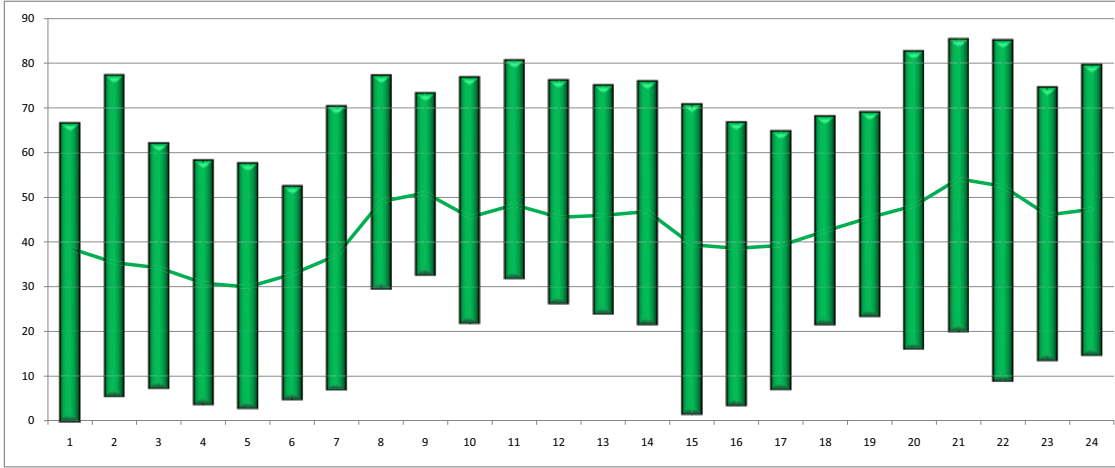
Avaliação de Risco por Teste de Stress

variação máxima dos valores dos preços horários



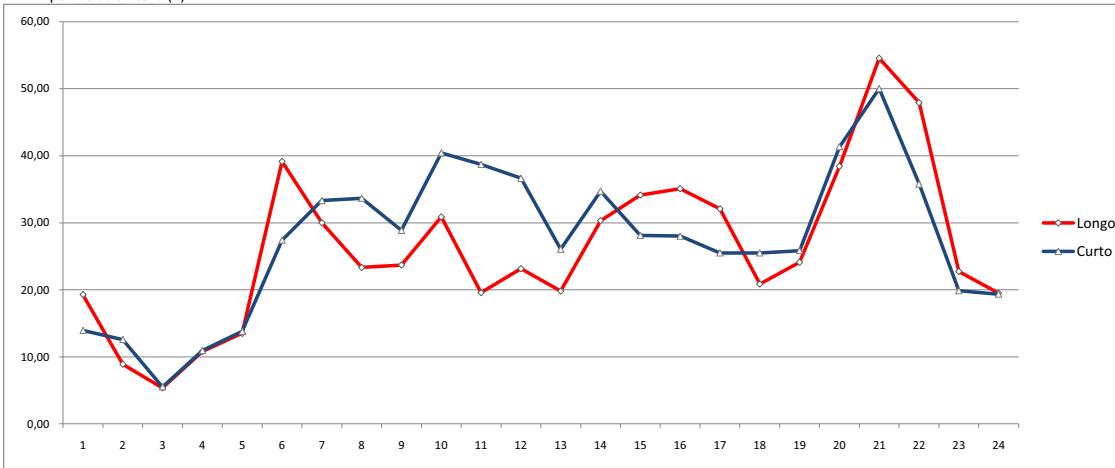
Hora do Contrato	Variação Máxima	
	Longo	Curto
1	43,01	27,86
2	29,68	41,93
3	26,80	27,63
4	27,06	27,31
5	27,01	27,57
6	27,97	19,58
7	30,01	33,31
8	19,44	28,05
9	18,23	22,20
10	23,75	31,10
11	16,32	32,25
12	19,30	30,53
13	22,01	28,95
14	25,27	28,93
15	37,93	31,25
16	35,09	28,00
17	32,08	25,50
18	20,87	25,50
19	21,92	23,50
20	32,02	34,45
21	34,10	31,26
22	43,57	32,52
23	32,48	28,38
24	32,50	32,25
média	28,27	29,16

gama de variação máxima dos preços horários (€/MWh)



Hora do Contrato	Preço (€/MWh)	
	Mínimo	Máximo
1	0,00	66,46
2	5,67	77,28
3	7,45	61,88
4	3,76	58,13
5	2,91	57,49
6	4,83	52,38
7	6,99	70,31
8	29,63	77,12
9	32,78	73,21
10	21,82	76,67
11	31,98	80,55
12	26,27	76,10
13	23,99	74,95
14	21,59	75,79
15	1,47	70,65
16	3,48	66,57
17	7,14	64,72
18	21,56	67,93
19	23,53	68,95
20	16,11	82,58
21	20,03	85,39
22	8,94	85,03
23	13,59	74,45
24	14,80	79,55
média	14,60	71,84

perdas da carteira (€)



Hora do Contrato	Perda Máxima (€)	
	Longo	Curto
1	19,30	13,93
2	8,90	12,58
3	5,36	5,53
4	10,82	10,92
5	13,51	13,78
6	39,16	27,41
7	30,01	33,31
8	23,33	33,66
9	23,70	28,86
10	30,88	40,43
11	19,58	38,70
12	23,16	36,64
13	19,81	26,06
14	30,32	34,72
15	34,14	28,13
16	35,09	28,00
17	32,08	25,50
18	20,87	25,50
19	24,11	25,85
20	38,42	41,34
21	54,56	50,02
22	47,93	35,77
23	22,74	19,87
24	19,50	19,35
carteira	627,28	655,84

Gestão do Risco com Contrato de Futuros

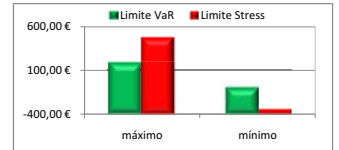
Cotação do Contrato de Futuros 46,00 €/MWh

Estratégia de Mitigação do Risco Através do VaR

Posição Compradora

Energia a contratar em Spot	8200,00 kWh	36,0%
Energia a contratar em Futuros	14600,00 kWh	64,0%
VaR da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	73,72 €	63,2%
Stress da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	249,24 €	60,3%
Períodos horários Spot vantajosos	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 15, 16, 17 e 18 horas	
Períodos horários Spot desvantajosos	8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 19, 20, 21, 22, 23 e 24 horas	

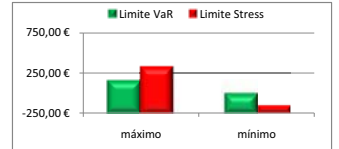
Margem obtida no contrato de Futuros	máximo 183,21 €	mínimo -90,59 €
Limite VaR	máximo 467,11 €	mínimo -342,17 €
Limite Stress	máximo 467,11 €	mínimo -342,17 €



Posição Vendedora

Energia a contratar em Spot	14600,00 kWh	64,0%
Energia a contratar em Futuros	8200,00 kWh	36,0%
VaR da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	147,35 €	35,5%
Stress da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	431,25 €	34,2%
Períodos horários Spot vantajosos	8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 19, 20, 21, 22, 23 e 24 horas	
Períodos horários Spot desvantajosos	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 15, 16, 17 e 18 horas	

Margem obtida no contrato de Futuros	máximo 148,27 €	mínimo -6,67 €
Limite VaR	máximo 323,79 €	mínimo -150,03 €
Limite Stress	máximo 323,79 €	mínimo -150,03 €

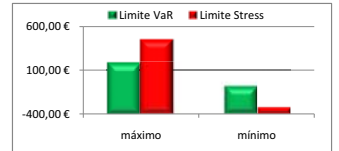


Estratégia de Mitigação do Risco Através do Teste de Stress

Posição Compradora

Energia a contratar em Spot	8900,00 kWh	39,0%
Energia a contratar em Futuros	13900,00 kWh	61,0%
VaR da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	79,51 €	60,3%
Stress da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	271,97 €	56,6%
Períodos horários Spot vantajosos	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 15, 16, 17, 18 e 23 horas	
Períodos horários Spot desvantajosos	8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 19, 20, 21, 22 e 24 horas	

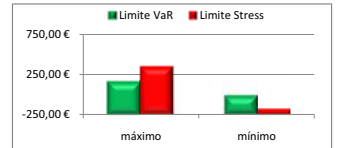
Margem obtida no contrato de Futuros	máximo 176,79 €	mínimo -84,84 €
Limite VaR	máximo 447,20 €	mínimo -319,49 €
Limite Stress	máximo 447,20 €	mínimo -319,49 €



Posição Vendedora

Energia a contratar em Spot	13900,00 kWh	61,0%
Energia a contratar em Futuros	8900,00 kWh	39,0%
VaR da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	140,98 €	38,3%
Stress da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	411,39 €	37,3%
Períodos horários Spot vantajosos	8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 19, 20, 21, 22 e 24 horas	
Períodos horários Spot desvantajosos	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 15, 16, 17, 18 e 23 horas	

Margem obtida no contrato de Futuros	máximo 154,02 €	mínimo -13,09 €
Limite VaR	máximo 346,48 €	mínimo -169,95 €
Limite Stress	máximo 346,48 €	mínimo -169,95 €



A.6 Exemplo A – Sábado

Gestão do Risco em Mercados de Energia Eléctrica

Recorrendo ao VaR por Simulação de Monte Carlo



IPP - Instituto Superior de Engenharia do Porto
 Trabalho de Dissertação do Mestrado em Sistemas Eléctricos de Energia
 Aluno: Manuel Jorge Tavares Vieira da Costa
 Orientação: Doutor Filipe Azevedo
 Outubro de 2010

Dados de Base

País: Portugal Espanha Intervalo Temporal: Data Inicial: 07-Out-12 Data Limite: 10-Out-12

Dias da Semana: Segunda Feira Terça Feira Quarta Feira Quinta Feira Sexta Feira Sábado Domingo

Cargas Horárias a Contratar (kWh): 1: 500,0 2: 300,0 3: 200,0 4: 400,0 5: 500,0 6: 1400,0 7: 1000,0 8: 1200,0 9: 1300,0 10: 1300,0 11: 1200,0 12: 1200,0 13: 900,0 14: 1200,0 15: 900,0 16: 1000,0 17: 1000,0 18: 1000,0 19: 1100,0 20: 1200,0 21: 1600,0 22: 1100,0 23: 700,0 24: 600,0 carga diária total 22800,0

Feriados e Dias Atípicos: Em Exclusivo Em Complemento Feriados Dias Atípicos

Dados Históricos Recentes (168 períodos)

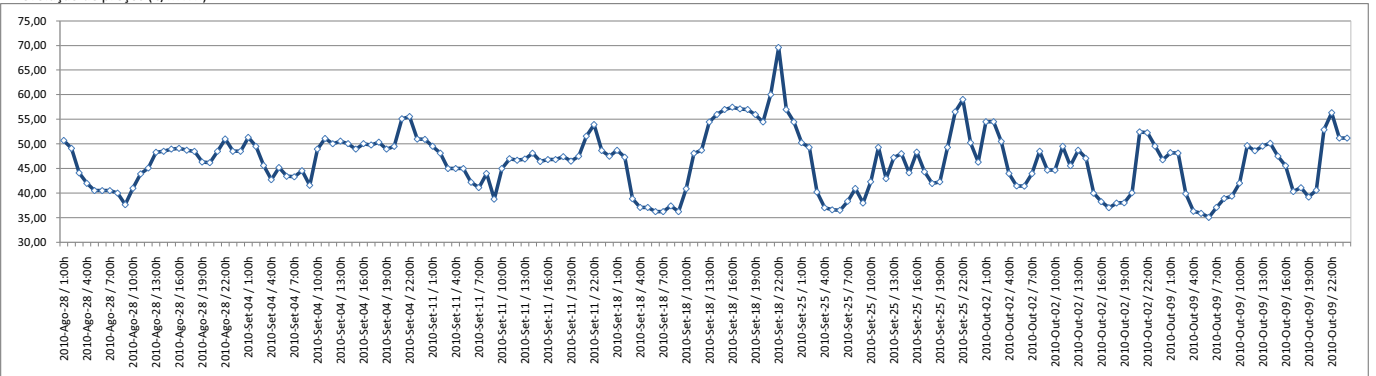
Data / Hora	Preço (€/MWh)	Carga (MWh)
2010-Out-09 / 24:00h	51,18	3362,00
2010-Out-09 / 23:00h	51,18	3419,00
2010-Out-09 / 22:00h	56,33	4109,60
2010-Out-09 / 21:00h	52,88	3716,60
2010-Out-09 / 20:00h	40,60	2232,00
2010-Out-09 / 19:00h	39,21	2130,70
2010-Out-09 / 18:00h	41,11	2272,00
2010-Out-09 / 17:00h	40,34	2183,60
2010-Out-09 / 16:00h	45,57	2328,00
2010-Out-09 / 15:00h	47,51	2751,00
2010-Out-09 / 14:00h	50,13	3148,40
2010-Out-09 / 13:00h	49,54	3056,00
2010-Out-09 / 12:00h	48,60	2886,40
2010-Out-09 / 11:00h	49,65	3072,00
2010-Out-09 / 10:00h	42,04	2300,00
2010-Out-09 / 9:00h	39,40	2030,00
2010-Out-09 / 8:00h	38,92	1606,80
2010-Out-09 / 7:00h	37,12	1445,00
2010-Out-09 / 6:00h	35,09	1305,00
2010-Out-09 / 5:00h	35,91	1326,60
2010-Out-09 / 4:00h	36,33	1440,90
2010-Out-09 / 3:00h	39,89	1585,00
2010-Out-09 / 2:00h	48,13	2221,00
2010-Out-09 / 1:00h	48,23	2290,00
2010-Out-02 / 24:00h	46,77	2422,60
2010-Out-02 / 23:00h	49,54	2645,40
2010-Out-02 / 22:00h	52,27	2879,40
2010-Out-02 / 21:00h	52,44	2887,20
2010-Out-02 / 20:00h	40,08	2282,30
2010-Out-02 / 19:00h	38,04	2272,30
2010-Out-02 / 18:00h	38,00	2272,30
2010-Out-02 / 17:00h	37,06	2212,30
2010-Out-02 / 16:00h	38,28	2272,30
2010-Out-02 / 15:00h	40,00	2282,30
2010-Out-02 / 14:00h	47,07	2502,60
2010-Out-02 / 13:00h	48,72	2566,40
2010-Out-02 / 12:00h	45,57	2487,60
2010-Out-02 / 11:00h	49,51	2725,80
2010-Out-02 / 10:00h	44,67	2437,60
2010-Out-02 / 9:00h	44,67	2207,60
2010-Out-02 / 8:00h	48,51	2134,60
2010-Out-02 / 7:00h	43,97	1989,60

Data / Hora	Preço (€/MWh)	Carga (MWh)
2010-Out-02 / 6:00h	41,43	1934,30
2010-Out-02 / 5:00h	41,47	1934,30
2010-Out-02 / 4:00h	44,00	1989,60
2010-Out-02 / 3:00h	50,50	2352,80
2010-Out-02 / 2:00h	54,50	2894,80
2010-Out-02 / 1:00h	54,50	3213,40
2010-Set-25 / 24:00h	46,30	2894,60
2010-Set-25 / 23:00h	50,25	3072,40
2010-Set-25 / 22:00h	59,02	4142,40
2010-Set-25 / 21:00h	56,51	3674,10
2010-Set-25 / 20:00h	49,30	3113,40
2010-Set-25 / 19:00h	42,30	2844,60
2010-Set-25 / 18:00h	41,97	2822,60
2010-Set-25 / 17:00h	44,34	2911,20
2010-Set-25 / 16:00h	48,34	2981,80
2010-Set-25 / 15:00h	44,14	2846,50
2010-Set-25 / 14:00h	48,02	2974,60
2010-Set-25 / 13:00h	47,23	2980,60
2010-Set-25 / 12:00h	42,96	2858,60
2010-Set-25 / 11:00h	49,30	3143,40
2010-Set-25 / 10:00h	42,32	2872,60
2010-Set-25 / 9:00h	38,00	2567,30
2010-Set-25 / 8:00h	40,96	2282,60
2010-Set-25 / 7:00h	38,36	2227,30
2010-Set-25 / 6:00h	36,53	1963,20
2010-Set-25 / 5:00h	36,62	1977,30
2010-Set-25 / 4:00h	37,04	2117,30
2010-Set-25 / 3:00h	40,24	2227,30
2010-Set-25 / 2:00h	49,30	2569,60
2010-Set-25 / 1:00h	50,25	2810,60
2010-Set-18 / 24:00h	54,45	3979,10
2010-Set-18 / 23:00h	56,98	4437,70
2010-Set-18 / 22:00h	69,56	5865,50
2010-Set-18 / 21:00h	60,00	5190,40
2010-Set-18 / 20:00h	54,45	4074,20
2010-Set-18 / 19:00h	55,95	4141,60
2010-Set-18 / 18:00h	56,98	4283,40
2010-Set-18 / 17:00h	57,10	4421,50
2010-Set-18 / 16:00h	57,45	4486,60
2010-Set-18 / 15:00h	56,98	4268,80
2010-Set-18 / 14:00h	55,97	4257,30
2010-Set-18 / 13:00h	54,45	4087,50

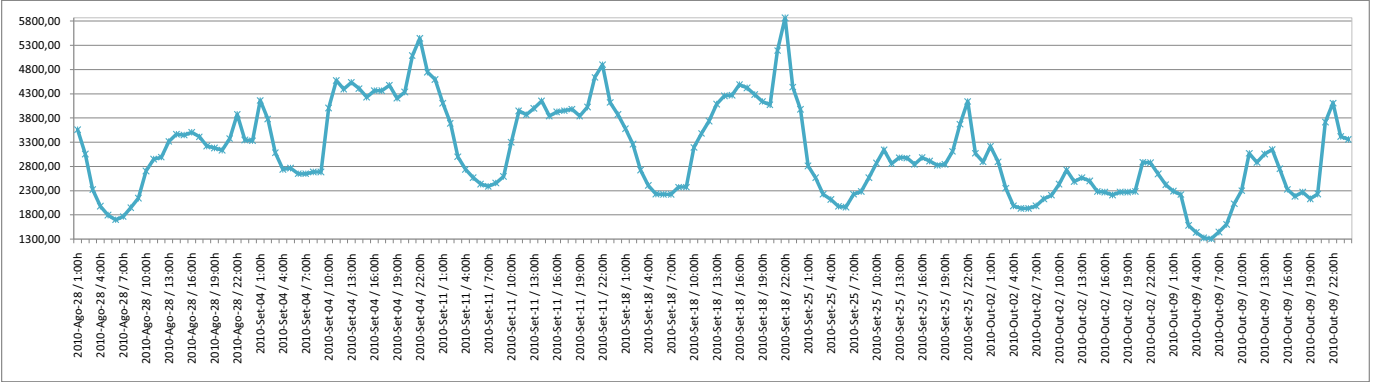
Data / Hora	Preço (€/MWh)	Carga (MWh)
2010-Set-18 / 12:00h	48,72	3733,90
2010-Set-18 / 11:00h	48,09	3482,90
2010-Set-18 / 10:00h	40,90	3192,10
2010-Set-18 / 9:00h	36,26	2374,60
2010-Set-18 / 8:00h	37,42	2374,60
2010-Set-18 / 7:00h	36,26	2224,60
2010-Set-18 / 6:00h	36,26	2224,60
2010-Set-18 / 5:00h	37,11	2229,60
2010-Set-18 / 4:00h	37,11	2408,00
2010-Set-18 / 3:00h	38,87	2726,60
2010-Set-18 / 2:00h	47,30	3262,20
2010-Set-18 / 1:00h	48,70	3575,70
2010-Set-11 / 24:00h	47,50	3874,80
2010-Set-11 / 23:00h	48,66	4121,80
2010-Set-11 / 22:00h	53,92	4900,10
2010-Set-11 / 21:00h	51,57	4636,70
2010-Set-11 / 20:00h	47,50	4027,80
2010-Set-11 / 19:00h	46,50	3839,20
2010-Set-11 / 18:00h	47,41	3982,80
2010-Set-11 / 17:00h	46,82	3951,10
2010-Set-11 / 16:00h	46,82	3929,10
2010-Set-11 / 15:00h	46,42	3839,20
2010-Set-11 / 14:00h	48,12	4152,30
2010-Set-11 / 13:00h	46,93	4001,80
2010-Set-11 / 12:00h	46,68	3867,20
2010-Set-11 / 11:00h	47,00	3947,80
2010-Set-11 / 10:00h	45,00	3299,10
2010-Set-11 / 9:00h	38,79	2595,20
2010-Set-11 / 8:00h	44,00	2458,60
2010-Set-11 / 7:00h	41,14	2388,40
2010-Set-11 / 6:00h	42,22	2435,10
2010-Set-11 / 5:00h	45,00	2567,70
2010-Set-11 / 4:00h	45,00	2741,70
2010-Set-11 / 3:00h	45,00	2999,40
2010-Set-11 / 2:00h	48,12	3690,10
2010-Set-11 / 1:00h	49,53	4103,80
2010-Set-04 / 24:00h	50,92	4594,40
2010-Set-04 / 23:00h	50,97	4744,60
2010-Set-04 / 22:00h	55,55	5443,30
2010-Set-04 / 21:00h	55,10	5087,50
2010-Set-04 / 20:00h	49,50	4335,80
2010-Set-04 / 19:00h	48,95	4206,90

Data / Hora	Preço (€/MWh)	Carga (MWh)
2010-Set-04 / 18:00h	50,35	4478,00
2010-Set-04 / 17:00h	49,78	4364,60
2010-Set-04 / 16:00h	50,05	4365,80
2010-Set-04 / 15:00h	48,95	4228,60
2010-Set-04 / 14:00h	50,05	4405,90
2010-Set-04 / 13:00h	50,57	4537,00
2010-Set-04 / 12:00h	50,03	4393,80
2010-Set-04 / 11:00h	51,10	4575,60
2010-Set-04 / 10:00h	48,95	4005,60
2010-Set-04 / 9:00h	41,60	2685,20
2010-Set-04 / 8:00h	44,56	2685,20
2010-Set-04 / 7:00h	43,32	2650,20
2010-Set-04 / 6:00h	43,43	2650,20
2010-Set-04 / 5:00h	45,20	2765,20
2010-Set-04 / 4:00h	42,74	2739,20
2010-Set-04 / 3:00h	45,62	3082,20
2010-Set-04 / 2:00h	49,50	3778,80
2010-Set-04 / 1:00h	51,32	4162,00
2010-Ago-28 / 24:00h	48,50	3330,80
2010-Ago-28 / 23:00h	48,50	3344,80
2010-Ago-28 / 22:00h	51,00	3876,00
2010-Ago-28 / 21:00h	48,50	3376,80
2010-Ago-28 / 20:00h	46,19	3134,90
2010-Ago-28 / 19:00h	46,32	3180,70
2010-Ago-28 / 18:00h	48,49	3222,70
2010-Ago-28 / 17:00h	48,72	3410,50
2010-Ago-28 / 16:00h	49,10	3506,80
2010-Ago-28 / 15:00h	48,95	3448,40
2010-Ago-28 / 14:00h	48,50	3466,00
2010-Ago-28 / 13:00h	48,30	3316,50
2010-Ago-28 / 12:00h	45,10	2993,30
2010-Ago-28 / 11:00h	43,91	2951,50
2010-Ago-28 / 10:00h	41,00	2707,00
2010-Ago-28 / 9:00h	37,67	2143,80
2010-Ago-28 / 8:00h	40,02	1948,00
2010-Ago-28 / 7:00h	40,52	1767,50
2010-Ago-28 / 6:00h	40,52	1700,20
2010-Ago-28 / 5:00h	40,53	1794,50
2010-Ago-28 / 4:00h	42,00	1979,60
2010-Ago-28 / 3:00h	44,12	2322,20
2010-Ago-28 / 2:00h	49,10	3054,30
2010-Ago-28 / 1:00h	50,70	3560,00

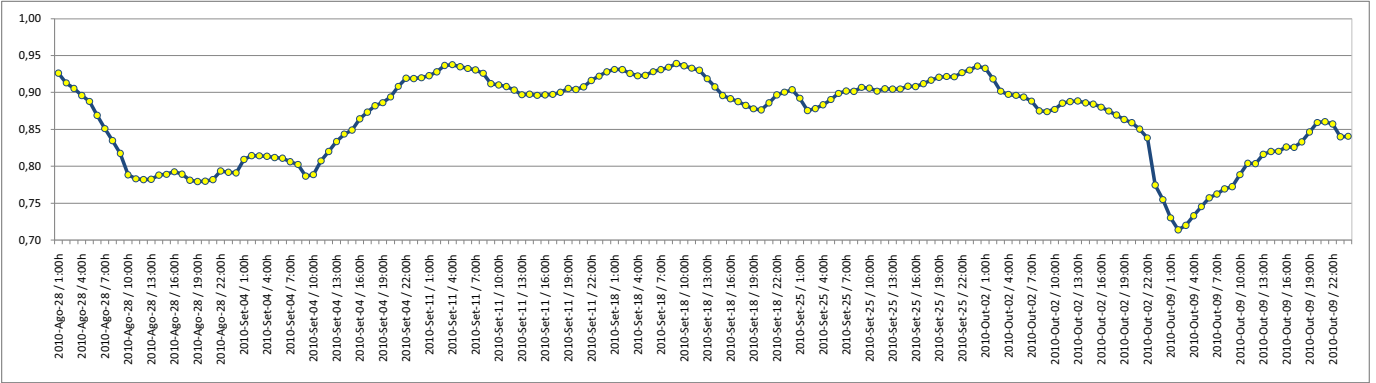
evolução de preços (€/MWh)



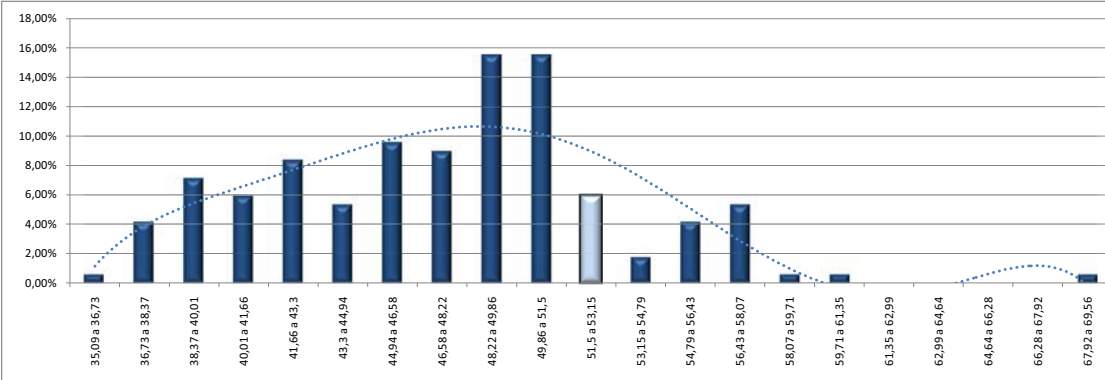
evolução de cargas (MWh)



evolução da correlação de preços e cargas (48 períodos)

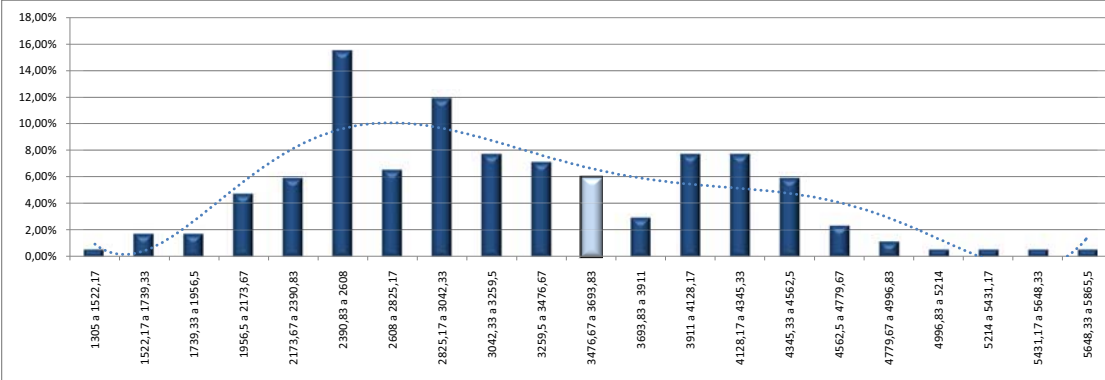


distribuição de preços (€/MWh)



Preços (€/MWh)	Acontecimentos
35,09 a 36,73	0,60%
36,73 a 38,37	4,17%
38,37 a 40,01	7,14%
40,01 a 41,66	5,95%
41,66 a 43,3	8,33%
43,3 a 44,94	5,36%
44,94 a 46,58	9,52%
46,58 a 48,22	8,93%
48,22 a 49,86	15,48%
49,86 a 51,5	15,48%
51,5 a 53,15	5,95%
53,15 a 54,79	1,79%
54,79 a 56,43	4,17%
56,43 a 58,07	5,36%
58,07 a 59,71	0,60%
59,71 a 61,35	0,60%
61,35 a 62,99	0,00%
62,99 a 64,64	0,00%
64,64 a 66,28	0,00%
66,28 a 67,92	0,00%
67,92 a 69,56	0,60%

distribuição de cargas (MWh)

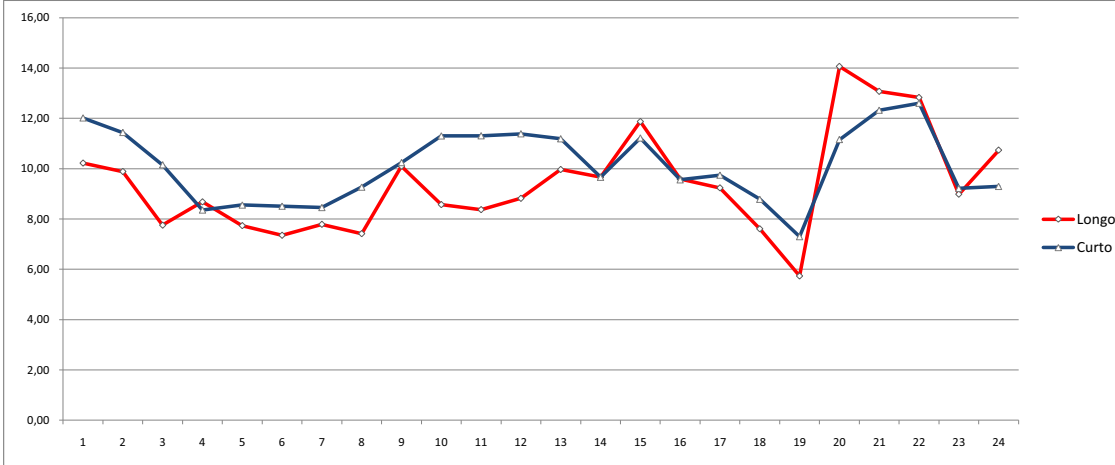


Cargas (MWh)	Acontecimentos
1305 a 1522,17	0,60%
1522,17 a 1739,33	1,79%
1739,33 a 1956,5	1,79%
1956,5 a 2173,67	4,76%
2173,67 a 2390,83	5,95%
2390,83 a 2608	15,48%
2608 a 2825,17	6,55%
2825,17 a 3042,33	11,90%
3042,33 a 3259,5	7,74%
3259,5 a 3476,67	7,14%
3476,67 a 3693,83	5,95%
3693,83 a 3911	2,98%
3911 a 4128,17	7,74%
4128,17 a 4345,33	7,74%
4345,33 a 4562,5	5,95%
4562,5 a 4779,67	2,38%
4779,67 a 4996,83	1,19%
4996,83 a 5214	0,60%
5214 a 5431,17	0,60%
5431,17 a 5648,33	0,60%
5648,33 a 5865,5	0,60%

Avaliação de Risco por Value-at-Risk (VaR)

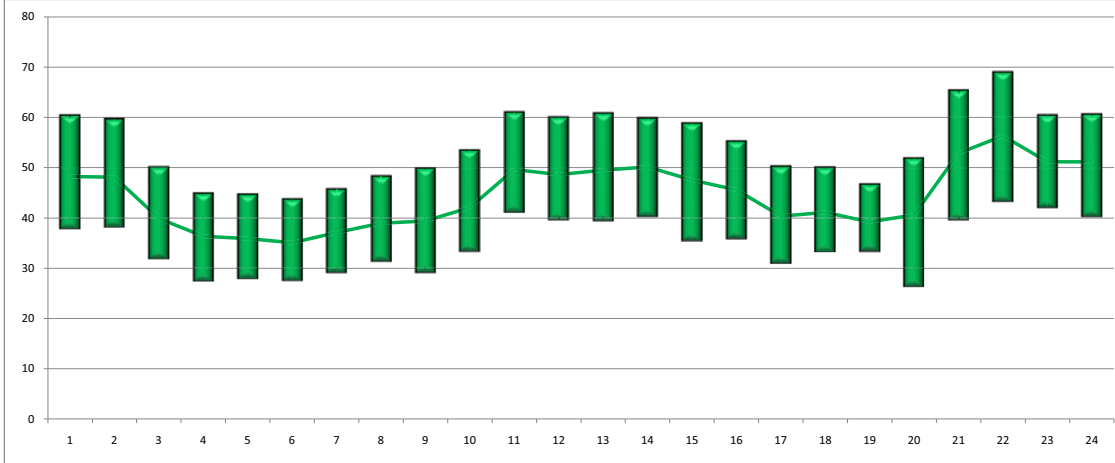
nível de confiança número de intervalos dos histogramas número de Simulações Monte Carlo
 truncagem dos histogramas limite inferior de variação aceite (€/MWh) limite superior de variação aceite (€/MWh)

VaR por unidade de energia (VaR/E) (€/MWh)



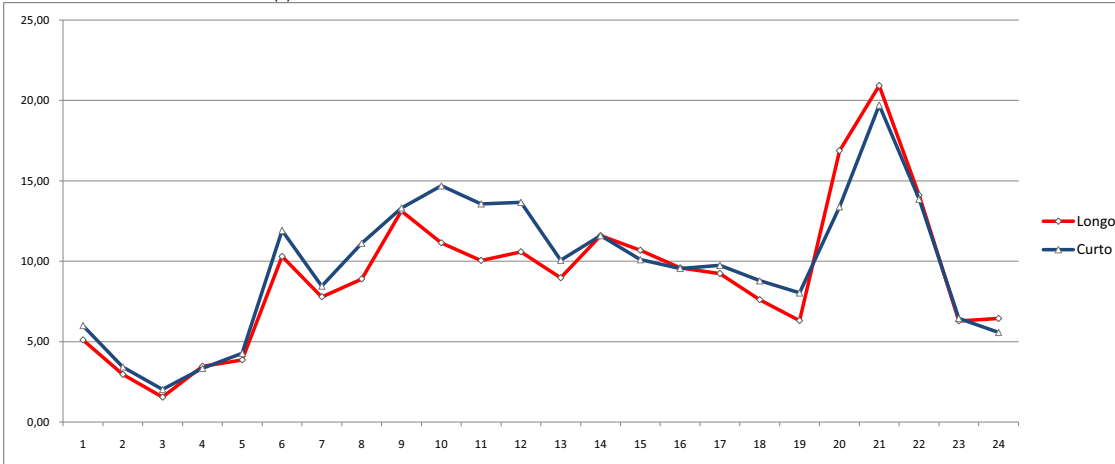
Hora do Contrato	VaR/E (€/MWh)	
	Longo	Curto
1	10,22	12,01
2	9,89	11,44
3	7,75	10,15
4	8,68	8,36
5	7,74	8,56
6	7,35	8,51
7	7,79	8,46
8	7,42	9,27
9	10,10	10,24
10	8,57	11,30
11	8,37	11,31
12	8,82	11,38
13	9,97	11,19
14	9,66	9,66
15	11,87	11,22
16	9,59	9,56
17	9,24	9,74
18	7,61	8,79
19	5,74	7,30
20	14,06	11,16
21	13,07	12,32
22	12,83	12,60
23	8,98	9,22
24	10,74	9,30
média	9,42	10,13

intervalos de confiança dos valores dos preços (€/MWh)



Hora do Contrato	Preço (€/MWh)	
	Mínimo	Máximo
1	38,01	60,24
2	38,24	59,57
3	32,14	50,04
4	27,65	44,69
5	28,17	44,47
6	27,74	43,60
7	29,33	45,58
8	31,50	48,19
9	29,30	49,64
10	33,47	53,34
11	41,28	60,96
12	39,78	59,98
13	39,57	60,73
14	40,47	59,79
15	35,64	58,73
16	35,98	55,13
17	31,10	50,08
18	33,50	49,90
19	33,47	46,51
20	26,54	51,76
21	39,81	65,20
22	43,50	68,93
23	42,20	60,40
24	40,44	60,48
média	34,95	54,50

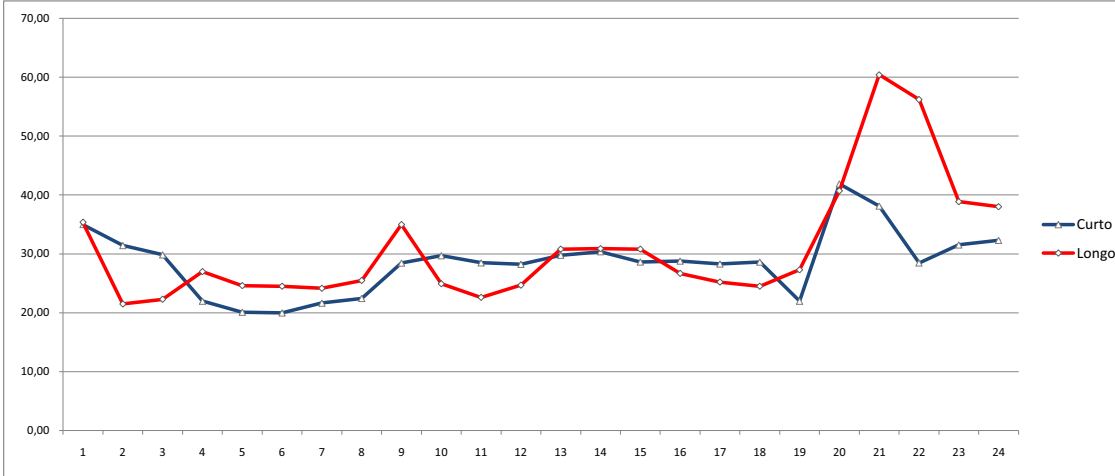
VaR dos vários contratos da carteira (€)



Hora do Contrato	VaR(€)	
	Longo	Curto
1	5,11	6,01
2	2,97	3,43
3	1,55	2,03
4	3,47	3,34
5	3,87	4,28
6	10,29	11,92
7	7,79	8,46
8	8,90	11,12
9	13,13	13,31
10	11,14	14,69
11	10,05	13,57
12	10,58	13,66
13	8,97	10,07
14	11,60	11,59
15	10,68	10,10
16	9,59	9,56
17	9,24	9,74
18	7,61	8,79
19	6,31	8,03
20	16,87	13,39
21	20,91	19,71
22	14,11	13,86
23	6,29	6,45
24	6,44	5,58
carteira	217,46	232,69

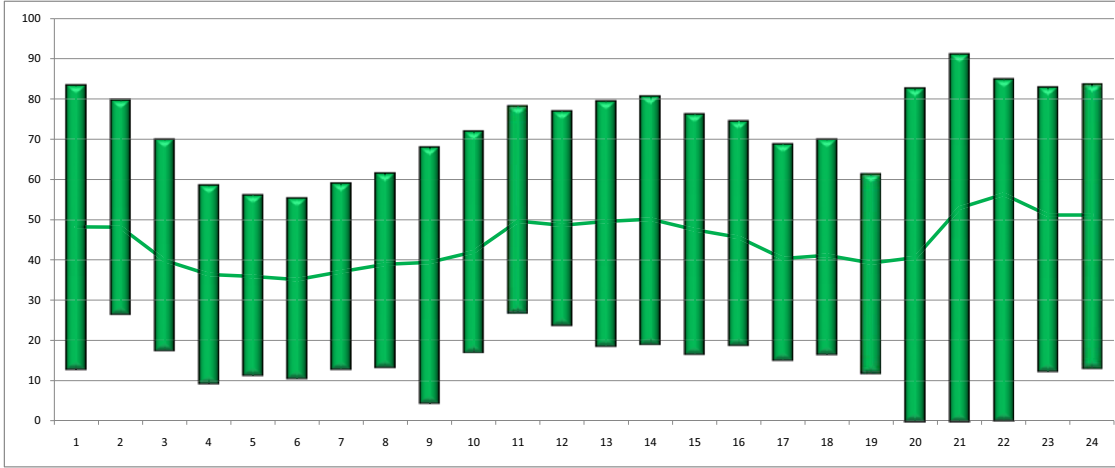
Avaliação de Risco por Teste de Stress

variação máxima dos valores dos preços horários



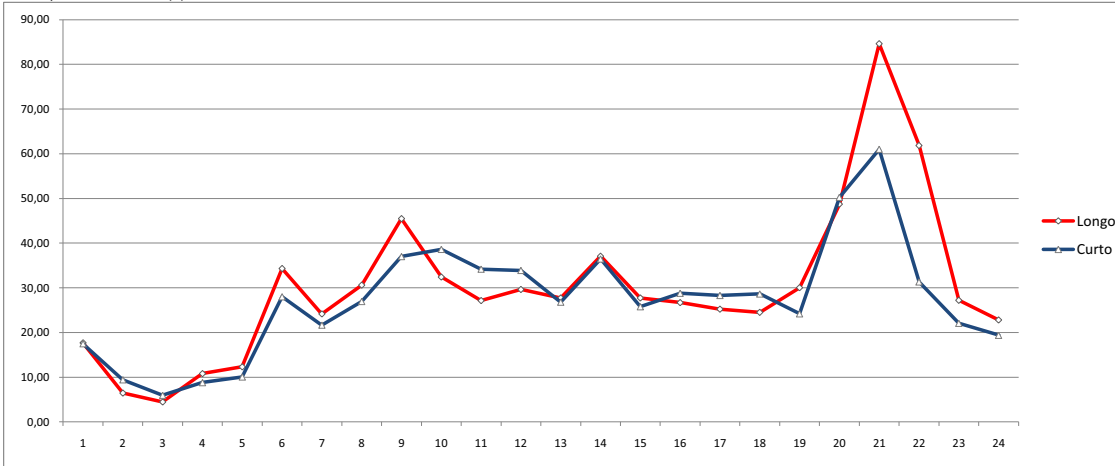
Hora do Contrato	Variação Máxima	
	Longo	Curto
1	35,38	35,00
2	21,50	31,43
3	22,30	29,85
4	27,00	21,99
5	24,62	20,12
6	24,51	20,00
7	24,16	21,66
8	25,50	22,46
9	34,98	28,46
10	24,93	29,70
11	22,62	28,49
12	24,69	28,25
13	30,81	29,78
14	30,89	30,38
15	30,81	28,64
16	26,69	28,80
17	25,22	28,30
18	24,51	28,63
19	27,30	21,99
20	40,72	41,88
21	60,40	38,13
22	56,21	28,48
23	38,87	31,53
24	38,01	32,31
média	30,94	28,59

gama de variação máxima dos preços horários (€/MWh)



Hora do Contrato	Preço (€/MWh)	
	Mínimo	Máximo
1	12,85	83,23
2	26,63	79,56
3	17,59	69,74
4	9,33	58,32
5	11,29	56,03
6	10,58	55,09
7	12,96	58,78
8	13,42	61,38
9	4,42	67,86
10	17,11	71,74
11	27,03	78,14
12	23,91	76,85
13	18,73	79,32
14	19,24	80,51
15	16,70	76,15
16	18,88	74,37
17	15,12	68,64
18	16,60	69,74
19	11,91	61,20
20	0,00	82,48
21	0,00	91,01
22	0,12	84,81
23	12,31	82,71
24	13,17	83,49
média	13,75	72,96

perdas da carteira (€)



Hora do Contrato	Perda Máxima (€)	
	Longo	Curto
1	17,69	17,50
2	6,45	9,43
3	4,46	5,97
4	10,80	8,80
5	12,31	10,06
6	34,31	28,00
7	24,16	21,66
8	30,60	26,95
9	45,47	37,00
10	32,41	38,61
11	27,14	34,19
12	29,63	33,90
13	27,73	26,80
14	37,07	36,46
15	27,73	25,78
16	26,69	28,80
17	25,22	28,30
18	24,51	28,63
19	30,03	24,19
20	48,72	50,26
21	84,61	61,01
22	61,83	31,33
23	27,21	22,07
24	22,81	19,39
carteira	719,59	655,07

Gestão do Risco com Contrato de Futuros

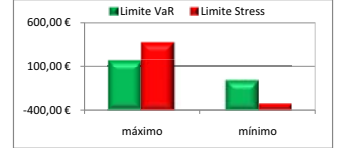
Cotação do Contrato de Futuros €/MWh

Estratégia de Mitigação do Risco Através do VaR

Posição Compradora

Energia a contratar em Spot	<input type="text" value="12600,00"/> kWh	→	55,3%
Energia a contratar em Futuros	<input type="text" value="10200,00"/> kWh	→	44,7%
VaR da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	<input type="text" value="109,76"/> €	→	49,5%
Stress da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	<input type="text" value="349,70"/> €	→	51,4%
Períodos horários Spot vantajosos	<input type="text" value="3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 16, 17, 18, 19 e 20"/> horas		
Períodos horários Spot desvantajosos	<input type="text" value="1, 2, 11, 12, 13, 14, 15, 21, 22, 23 e 24"/> horas		

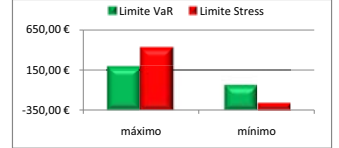
Margem obtida no contrato de Futuros	
Limite VaR	→ máximo <input type="text" value="161,88"/> € mínimo <input type="text" value="-59,84"/> €
Limite Stress	→ máximo <input type="text" value="365,70"/> € mínimo <input type="text" value="-322,03"/> €



Posição Vendedora

Energia a contratar em Spot	<input type="text" value="10200,00"/> kWh	→	44,7%
Energia a contratar em Futuros	<input type="text" value="12600,00"/> kWh	→	55,3%
VaR da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	<input type="text" value="114,02"/> €	→	51,0%
Stress da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	<input type="text" value="317,84"/> €	→	51,5%
Períodos horários Spot vantajosos	<input type="text" value="1, 2, 11, 12, 13, 14, 15, 21, 22, 23 e 24"/> horas		
Períodos horários Spot desvantajosos	<input type="text" value="3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 16, 17, 18, 19 e 20"/> horas		

Margem obtida no contrato de Futuros	
Limite VaR	→ máximo <input type="text" value="191,20"/> € mínimo <input type="text" value="-37,22"/> €
Limite Stress	→ máximo <input type="text" value="431,14"/> € mínimo <input type="text" value="-255,78"/> €

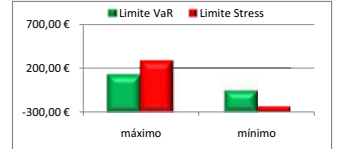


Estratégia de Mitigação do Risco Através do Teste de Stress

Posição Compradora

Energia a contratar em Spot	<input type="text" value="14300,00"/> kWh	→	62,7%
Energia a contratar em Futuros	<input type="text" value="8500,00"/> kWh	→	37,3%
VaR da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	<input type="text" value="135,19"/> €	→	37,8%
Stress da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	<input type="text" value="469,45"/> €	→	34,8%
Períodos horários Spot vantajosos	<input type="text" value="3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 17, 18, 19, 20, 21 e 22"/> horas		
Períodos horários Spot desvantajosos	<input type="text" value="1, 2, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 23 e 24"/> horas		

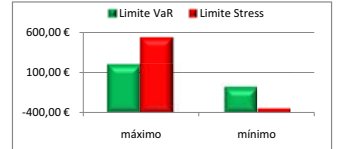
Margem obtida no contrato de Futuros	
Limite VaR	→ máximo <input type="text" value="115,07"/> € mínimo <input type="text" value="-57,21"/> €
Limite Stress	→ máximo <input type="text" value="279,37"/> € mínimo <input type="text" value="-225,08"/> €



Posição Vendedora

Energia a contratar em Spot	<input type="text" value="8500,00"/> kWh	→	37,3%
Energia a contratar em Futuros	<input type="text" value="14300,00"/> kWh	→	62,7%
VaR da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	<input type="text" value="90,01"/> €	→	61,3%
Stress da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	<input type="text" value="254,31"/> €	→	61,2%
Períodos horários Spot vantajosos	<input type="text" value="1, 2, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 23 e 24"/> horas		
Períodos horários Spot desvantajosos	<input type="text" value="3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 17, 18, 19, 20, 21 e 22"/> horas		

Margem obtida no contrato de Futuros	
Limite VaR	→ máximo <input type="text" value="193,83"/> € mínimo <input type="text" value="-84,03"/> €
Limite Stress	→ máximo <input type="text" value="528,09"/> € mínimo <input type="text" value="-342,12"/> €



A.7 Exemplo A – Domingo

Gestão do Risco em Mercados de Energia Eléctrica

Recorrendo ao VaR por Simulação de Monte Carlo



IPP - Instituto Superior de Engenharia do Porto
 Trabalho de Dissertação do Mestrado em Sistemas Eléctricos de Energia
 Aluno: Manuel Jorge Tavares Vieira da Costa
 Orientação: Doutor Filipe Azevedo
 Outubro de 2010

Dados de Base

País: Portugal Espanha Intervalo Temporal: Data Inicial: 07-Out-12 Data Limite: 10-Out-12

Dias da Semana: Segunda Feira Terça Feira Quarta Feira Quinta Feira Sexta Feira Sábado Domingo

Cargas Horárias a Contratar (kWh): 1: 500,0 2: 300,0 3: 200,0 4: 400,0 5: 500,0 6: 1400,0 7: 1000,0 8: 1200,0 9: 1300,0 10: 1300,0 11: 1200,0 12: 1200,0 13: 900,0 14: 1200,0 15: 900,0 16: 1000,0 17: 1000,0 18: 1000,0 19: 1100,0 20: 1200,0 21: 1600,0 22: 1100,0 23: 700,0 24: 600,0 carga diária total 22800,0

Ferriados e Dias Atípicos: Em Exclusivo Em Complemento Ferriados Dias Atípicos

Dados Históricos Recentes (168 períodos)

Data / Hora	Preço (€/MWh)	Carga (MWh)
2010-Out-10 / 24:00h	51,01	3275,00
2010-Out-10 / 23:00h	53,58	3877,40
2010-Out-10 / 22:00h	54,19	3948,40
2010-Out-10 / 21:00h	50,91	3337,00
2010-Out-10 / 20:00h	45,00	2406,00
2010-Out-10 / 19:00h	40,23	2224,00
2010-Out-10 / 18:00h	38,92	2121,30
2010-Out-10 / 17:00h	40,34	2228,70
2010-Out-10 / 16:00h	40,69	2310,50
2010-Out-10 / 15:00h	45,86	2486,30
2010-Out-10 / 14:00h	47,18	2669,70
2010-Out-10 / 13:00h	45,86	2575,80
2010-Out-10 / 12:00h	40,69	2296,60
2010-Out-10 / 11:00h	42,10	2321,50
2010-Out-10 / 10:00h	38,43	2010,00
2010-Out-10 / 9:00h	36,44	1879,50
2010-Out-10 / 8:00h	36,33	1770,00
2010-Out-10 / 7:00h	36,33	1705,50
2010-Out-10 / 6:00h	37,93	1800,00
2010-Out-10 / 5:00h	39,59	1882,00
2010-Out-10 / 4:00h	39,03	1856,50
2010-Out-10 / 3:00h	40,64	1932,00
2010-Out-10 / 2:00h	46,23	2314,00
2010-Out-10 / 1:00h	50,91	3031,00
2010-Out-03 / 24:00h	43,57	1592,00
2010-Out-03 / 23:00h	52,75	2106,00
2010-Out-03 / 22:00h	52,13	2082,30
2010-Out-03 / 21:00h	48,23	1703,00
2010-Out-03 / 20:00h	29,92	1418,70
2010-Out-03 / 19:00h	17,07	1448,70
2010-Out-03 / 18:00h	36,11	1681,10
2010-Out-03 / 17:00h	36,53	1683,20
2010-Out-03 / 16:00h	33,18	1443,60
2010-Out-03 / 15:00h	35,87	1437,70
2010-Out-03 / 14:00h	40,00	1480,00
2010-Out-03 / 13:00h	45,00	1778,80
2010-Out-03 / 12:00h	44,92	1934,10
2010-Out-03 / 11:00h	44,14	2144,30
2010-Out-03 / 10:00h	34,63	2090,70
2010-Out-03 / 9:00h	30,82	1887,10
2010-Out-03 / 8:00h	36,53	1854,20
2010-Out-03 / 7:00h	36,53	1653,50

Data / Hora	Preço (€/MWh)	Carga (MWh)
2010-Out-03 / 6:00h	36,53	1563,10
2010-Out-03 / 5:00h	42,03	1511,90
2010-Out-03 / 4:00h	49,10	1425,50
2010-Out-03 / 3:00h	46,01	1352,90
2010-Out-03 / 2:00h	47,50	1543,00
2010-Out-03 / 1:00h	56,51	2712,40
2010-Set-26 / 24:00h	53,01	3106,00
2010-Set-26 / 23:00h	58,02	3707,20
2010-Set-26 / 22:00h	66,56	4529,80
2010-Set-26 / 21:00h	56,51	3417,20
2010-Set-26 / 20:00h	40,96	2663,00
2010-Set-26 / 19:00h	38,36	2665,00
2010-Set-26 / 18:00h	36,53	2386,60
2010-Set-26 / 17:00h	36,53	2425,00
2010-Set-26 / 16:00h	36,95	2495,30
2010-Set-26 / 15:00h	37,12	2565,00
2010-Set-26 / 14:00h	38,36	2665,00
2010-Set-26 / 13:00h	38,07	2671,00
2010-Set-26 / 12:00h	37,78	2606,40
2010-Set-26 / 11:00h	36,95	2587,40
2010-Set-26 / 10:00h	33,48	1804,00
2010-Set-26 / 9:00h	29,02	1435,00
2010-Set-26 / 8:00h	32,45	1214,00
2010-Set-26 / 7:00h	33,48	1235,00
2010-Set-26 / 6:00h	34,85	1495,00
2010-Set-26 / 5:00h	34,85	1495,00
2010-Set-26 / 4:00h	35,31	1495,00
2010-Set-26 / 3:00h	36,22	1715,00
2010-Set-26 / 2:00h	39,96	2165,00
2010-Set-26 / 1:00h	50,10	2715,50
2010-Set-19 / 24:00h	56,98	3751,60
2010-Set-19 / 23:00h	59,25	4484,40
2010-Set-19 / 22:00h	64,24	4936,40
2010-Set-19 / 21:00h	56,68	3833,60
2010-Set-19 / 20:00h	50,00	3349,40
2010-Set-19 / 19:00h	48,70	3148,20
2010-Set-19 / 18:00h	46,20	2930,70
2010-Set-19 / 17:00h	48,46	3035,70
2010-Set-19 / 16:00h	48,72	3137,40
2010-Set-19 / 15:00h	49,12	3183,60
2010-Set-19 / 14:00h	51,51	3291,60
2010-Set-19 / 13:00h	48,72	3182,60

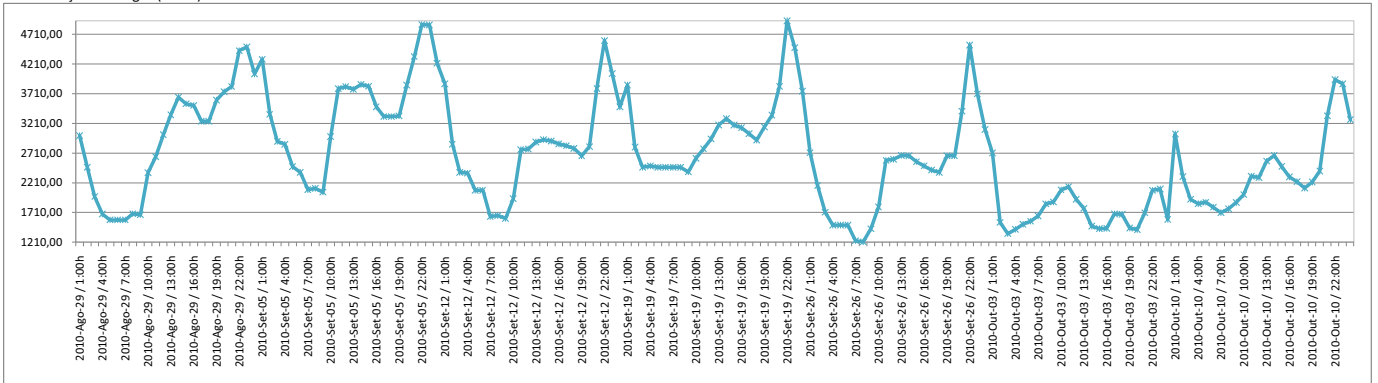
Data / Hora	Preço (€/MWh)	Carga (MWh)
2010-Set-19 / 12:00h	47,10	2947,60
2010-Set-19 / 11:00h	44,00	2781,60
2010-Set-19 / 10:00h	38,60	2623,30
2010-Set-19 / 9:00h	37,69	2392,30
2010-Set-19 / 8:00h	39,17	2472,30
2010-Set-19 / 7:00h	39,17	2472,30
2010-Set-19 / 6:00h	39,60	2472,30
2010-Set-19 / 5:00h	39,49	2472,30
2010-Set-19 / 4:00h	40,80	2494,20
2010-Set-19 / 3:00h	39,49	2472,30
2010-Set-19 / 2:00h	46,20	2812,30
2010-Set-19 / 1:00h	56,12	3855,40
2010-Set-12 / 24:00h	50,55	3489,20
2010-Set-12 / 23:00h	53,77	4050,00
2010-Set-12 / 22:00h	58,02	4602,40
2010-Set-12 / 21:00h	51,01	3797,40
2010-Set-12 / 20:00h	42,04	2819,10
2010-Set-12 / 19:00h	38,42	2662,90
2010-Set-12 / 18:00h	41,14	2789,50
2010-Set-12 / 17:00h	42,22	2834,00
2010-Set-12 / 16:00h	42,22	2863,20
2010-Set-12 / 15:00h	44,92	2913,10
2010-Set-12 / 14:00h	44,92	2936,40
2010-Set-12 / 13:00h	42,25	2896,00
2010-Set-12 / 12:00h	40,19	2778,00
2010-Set-12 / 11:00h	39,70	2769,00
2010-Set-12 / 10:00h	34,19	1943,00
2010-Set-12 / 9:00h	34,13	1609,40
2010-Set-12 / 8:00h	37,11	1657,60
2010-Set-12 / 7:00h	36,26	1643,60
2010-Set-12 / 6:00h	42,52	2083,00
2010-Set-12 / 5:00h	43,23	2083,00
2010-Set-12 / 4:00h	47,07	2372,00
2010-Set-12 / 3:00h	45,00	2386,50
2010-Set-12 / 2:00h	47,63	2860,00
2010-Set-12 / 1:00h	52,00	3877,00
2010-Ago-29 / 24:00h	53,03	4224,00
2010-Ago-29 / 23:00h	58,01	4869,40
2010-Ago-29 / 22:00h	58,51	4872,40
2010-Ago-29 / 21:00h	52,20	4337,50
2010-Ago-29 / 20:00h	46,58	3854,20
2010-Ago-29 / 19:00h	42,05	3335,20

Data / Hora	Preço (€/MWh)	Carga (MWh)
2010-Set-05 / 18:00h	41,82	3325,20
2010-Set-05 / 17:00h	41,82	3325,20
2010-Set-05 / 16:00h	45,10	3490,80
2010-Set-05 / 15:00h	47,57	3835,80
2010-Set-05 / 14:00h	49,03	3865,80
2010-Set-05 / 13:00h	47,82	3784,80
2010-Set-05 / 12:00h	49,10	3828,20
2010-Set-05 / 11:00h	49,78	3794,90
2010-Set-05 / 10:00h	41,23	2987,20
2010-Set-05 / 9:00h	40,10	2053,60
2010-Set-05 / 8:00h	40,95	2115,50
2010-Set-05 / 7:00h	40,18	2095,20
2010-Set-05 / 6:00h	41,54	2385,20
2010-Set-05 / 5:00h	42,00	2483,30
2010-Set-05 / 4:00h	45,62	2857,60
2010-Set-05 / 3:00h	43,23	2906,20
2010-Set-05 / 2:00h	46,10	3362,90
2010-Set-05 / 1:00h	52,15	4289,40
2010-Ago-29 / 24:00h	52,26	4045,00
2010-Ago-29 / 23:00h	53,87	4496,60
2010-Ago-29 / 22:00h	53,50	4434,90
2010-Ago-29 / 21:00h	49,91	3831,20
2010-Ago-29 / 20:00h	49,90	3740,90
2010-Ago-29 / 19:00h	48,10	3603,00
2010-Ago-29 / 18:00h	47,30	3245,80
2010-Ago-29 / 17:00h	47,85	3245,80
2010-Ago-29 / 16:00h	49,01	3513,00
2010-Ago-29 / 15:00h	49,10	3539,90
2010-Ago-29 / 14:00h	49,20	3652,70
2010-Ago-29 / 13:00h	48,49	3354,30
2010-Ago-29 / 12:00h	44,38	3020,80
2010-Ago-29 / 11:00h	40,09	2649,20
2010-Ago-29 / 10:00h	37,69	2379,90
2010-Ago-29 / 9:00h	37,59	1671,20
2010-Ago-29 / 8:00h	39,26	1687,70
2010-Ago-29 / 7:00h	37,90	1585,20
2010-Ago-29 / 6:00h	37,90	1585,20
2010-Ago-29 / 5:00h	37,90	1585,20
2010-Ago-29 / 4:00h	39,26	1686,70
2010-Ago-29 / 3:00h	41,11	1978,00
2010-Ago-29 / 2:00h	43,99	2472,10
2010-Ago-29 / 1:00h	48,49	3004,90

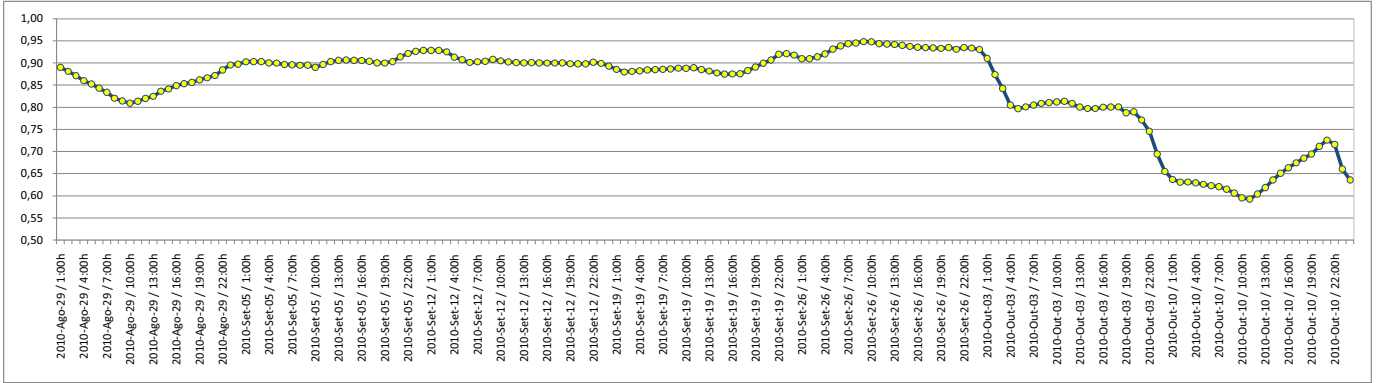
evolução de preços (€/MWh)



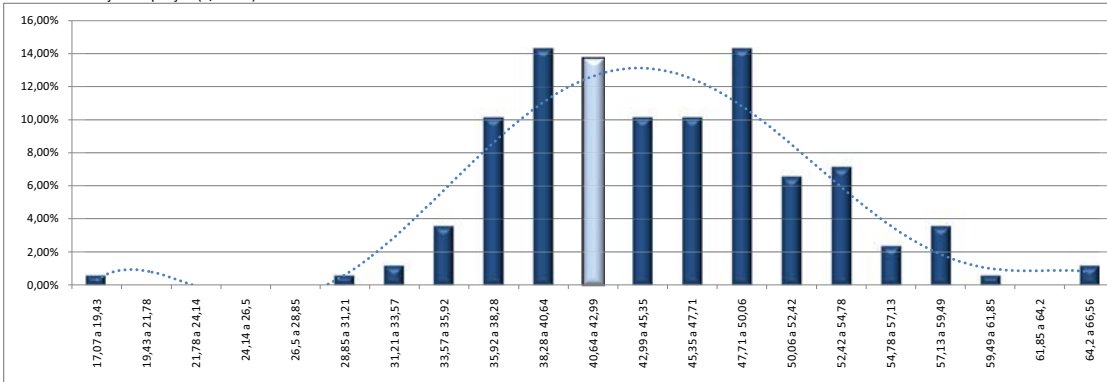
evolução de cargas (MWh)



evolução da correlação de preços e cargas (48 períodos)

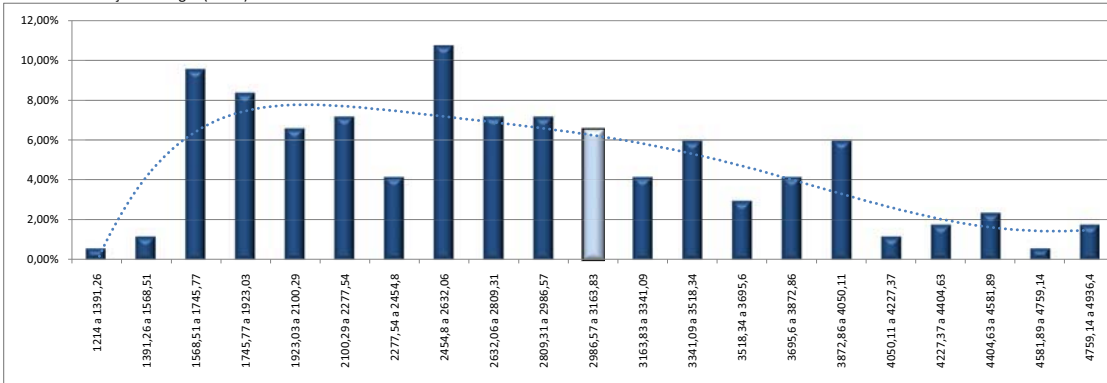


distribuição de preços (€/MWh)



Preços (€/MWh)	Acontecimentos
17,07 a 19,43	0,60%
19,43 a 21,78	0,00%
21,78 a 24,14	0,00%
24,14 a 26,5	0,00%
26,5 a 28,85	0,00%
28,85 a 31,21	0,60%
31,21 a 33,57	1,19%
33,57 a 35,92	3,57%
35,92 a 38,28	10,12%
38,28 a 40,64	14,29%
40,64 a 42,99	13,69%
42,99 a 45,35	10,12%
45,35 a 47,71	10,12%
47,71 a 50,06	14,29%
50,06 a 52,42	6,55%
52,42 a 54,78	7,14%
54,78 a 57,13	2,38%
57,13 a 59,49	3,57%
59,49 a 61,85	0,60%
61,85 a 64,2	0,00%
64,2 a 66,56	1,19%

distribuição de cargas (MWh)



Cargas (MWh)	Acontecimentos
1214 a 1391,26	0,60%
1391,26 a 1568,51	1,19%
1568,51 a 1745,77	9,52%
1745,77 a 1923,03	8,33%
1923,03 a 2100,29	6,55%
2100,29 a 2277,54	7,14%
2277,54 a 2454,8	4,17%
2454,8 a 2632,06	10,71%
2632,06 a 2809,31	7,14%
2809,31 a 2986,57	7,14%
2986,57 a 3163,83	6,55%
3163,83 a 3341,09	4,17%
3341,09 a 3518,34	5,95%
3518,34 a 3695,6	2,98%
3695,6 a 3872,86	4,17%
3872,86 a 4050,11	5,95%
4050,11 a 4227,37	1,19%
4227,37 a 4404,63	1,79%
4404,63 a 4581,89	2,38%
4581,89 a 4759,14	0,60%
4759,14 a 4936,4	1,79%

Avaliação de Risco por Value-at-Risk (VaR)

nível de confiança

número de intervalos dos histogramas

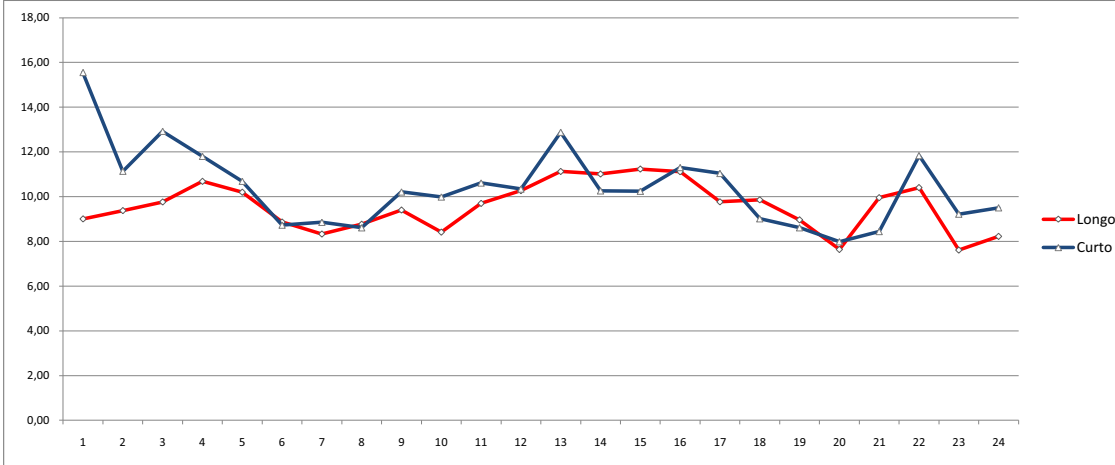
número de Simulações Monte Carlo

truncagem dos histogramas

limite inferior de variação aceite (€/MWh)

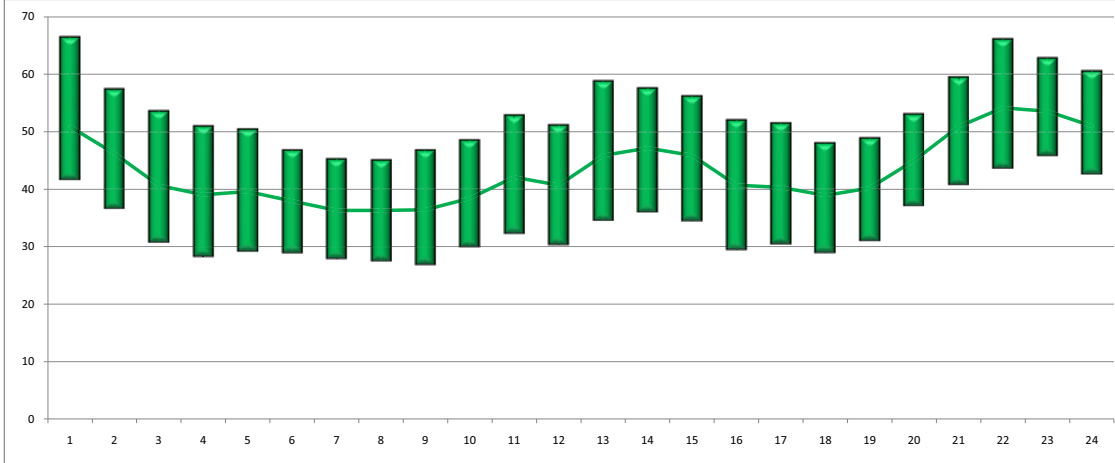
limite superior de variação aceite (€/MWh)

VaR por unidade de energia (VaR/E) (€/MWh)



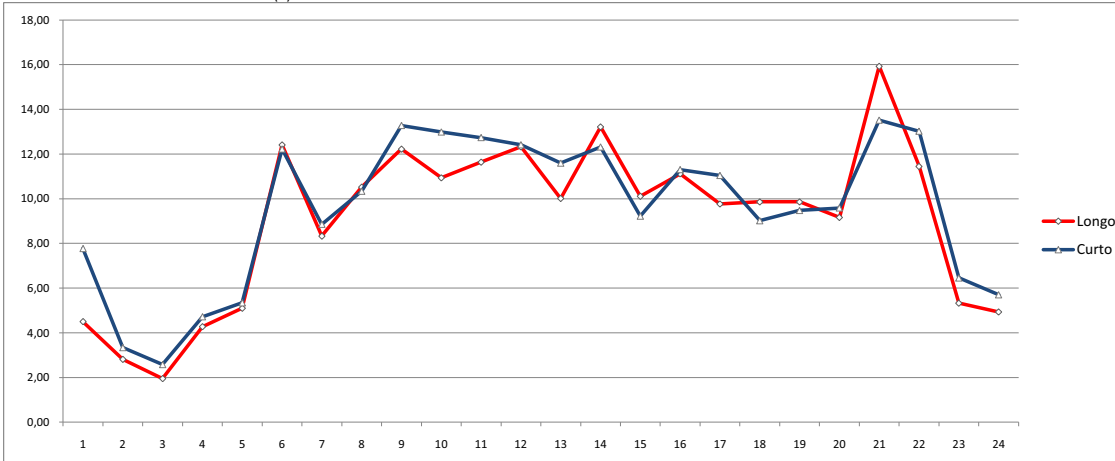
Hora do Contrato	VaR/E (€/MWh)	
	Longo	Curto
1	9,01	15,55
2	9,38	11,14
3	9,76	12,92
4	10,69	11,80
5	10,20	10,69
6	8,87	8,73
7	8,33	8,86
8	8,77	8,61
9	9,40	10,21
10	8,41	9,99
11	9,70	10,61
12	10,27	10,34
13	11,13	12,88
14	11,01	10,26
15	11,24	10,24
16	11,12	11,30
17	9,77	11,04
18	9,86	9,01
19	8,96	8,61
20	7,64	7,99
21	9,96	8,45
22	10,41	11,84
23	7,61	9,22
24	8,22	9,50
média	9,57	10,41

intervalos de confiança dos valores dos preços (€/MWh)



Hora do Contrato	Preço (€/MWh)	
	Mínimo	Máximo
1	41,90	66,46
2	36,85	57,37
3	30,88	53,56
4	28,34	50,83
5	29,39	50,28
6	29,06	46,66
7	28,00	45,19
8	27,56	44,94
9	27,04	46,65
10	30,02	48,42
11	32,40	52,71
12	30,42	51,03
13	34,73	58,74
14	36,17	57,44
15	34,62	56,10
16	29,57	51,99
17	30,57	51,38
18	29,06	47,93
19	31,27	48,84
20	37,36	52,99
21	40,95	59,36
22	43,78	66,03
23	45,97	62,80
24	42,79	60,51
média	33,70	53,68

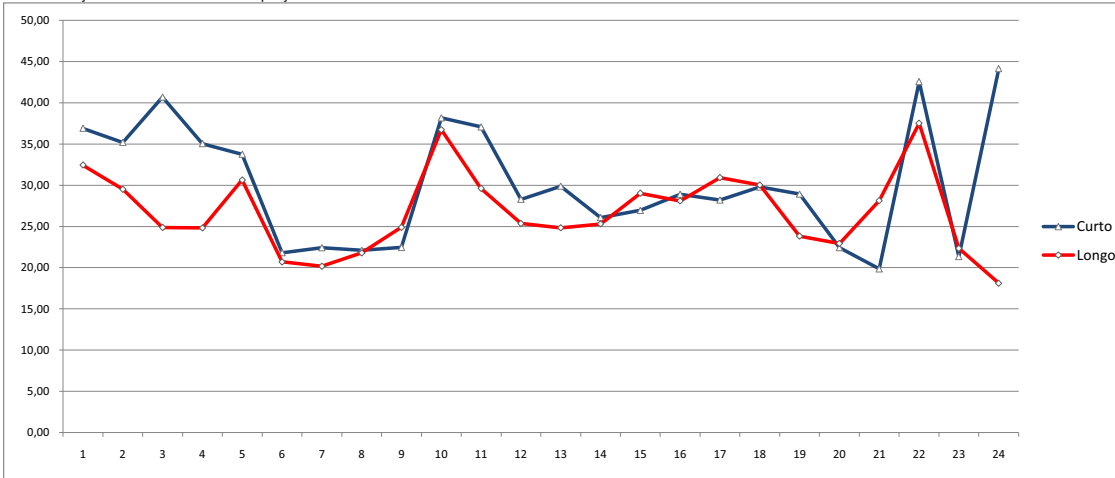
VaR dos vários contratos da carteira (€)



Hora do Contrato	VaR(€)	
	Longo	Curto
1	4,50	7,77
2	2,81	3,34
3	1,95	2,58
4	4,28	4,72
5	5,10	5,34
6	12,41	12,22
7	8,33	8,86
8	10,52	10,33
9	12,22	13,27
10	10,94	12,98
11	11,64	12,73
12	12,32	12,41
13	10,02	11,59
14	13,22	12,31
15	10,11	9,22
16	11,12	11,30
17	9,77	11,04
18	9,86	9,01
19	9,86	9,47
20	8,17	8,59
21	15,93	13,51
22	11,45	13,02
23	5,33	6,45
24	4,93	5,70
carteira	217,78	228,81

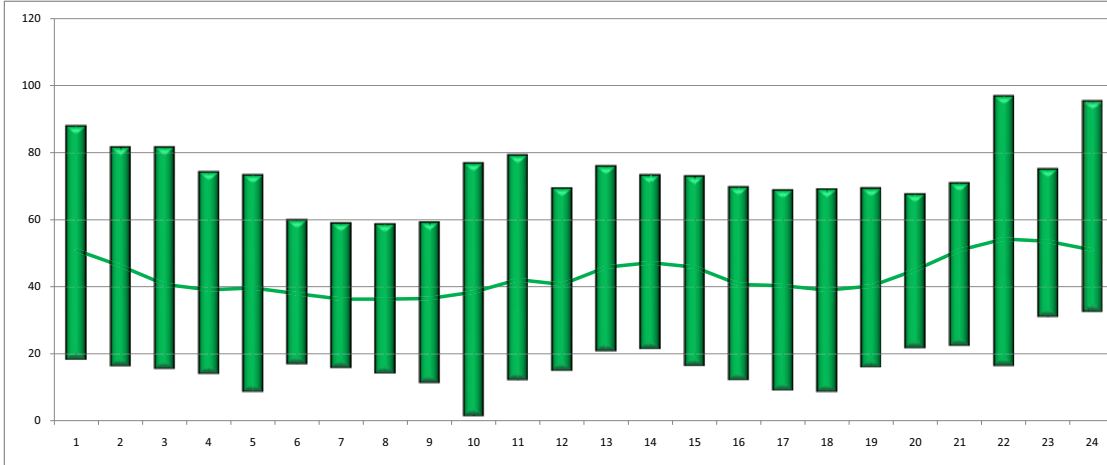
Avaliação de Risco por Teste de Stress

variação máxima dos valores dos preços horários



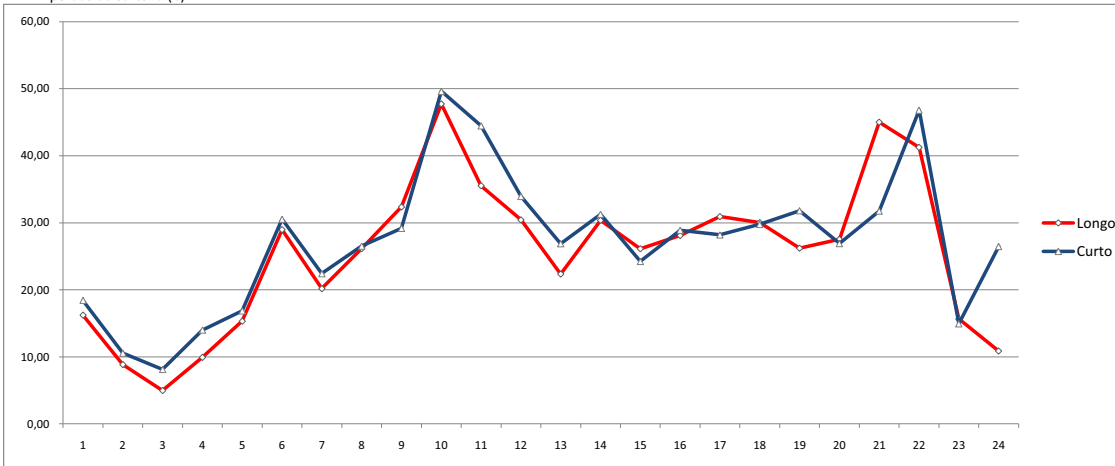
Hora do Contrato	Variação Máxima	
	Longo	Curto
1	32,44	36,90
2	29,50	35,19
3	24,88	40,68
4	24,82	35,04
5	30,63	33,75
6	20,70	21,82
7	20,18	22,42
8	21,79	22,11
9	24,89	22,45
10	36,72	38,16
11	29,61	37,06
12	25,36	28,29
13	24,84	29,88
14	25,31	26,07
15	29,03	26,94
16	28,10	28,90
17	30,92	28,20
18	30,02	29,77
19	23,83	28,92
20	22,94	22,43
21	28,13	19,85
22	37,50	42,56
23	22,35	21,35
24	18,12	44,13
média	26,78	30,12

gama de variação máxima dos preços horários (€/MWh)



Hora do Contrato	Preço (€/MWh)	
	Mínimo	Máximo
1	18,47	87,81
2	16,73	81,42
3	15,76	81,32
4	14,21	74,07
5	8,96	73,34
6	17,23	59,75
7	16,15	58,75
8	14,54	58,44
9	11,55	58,89
10	1,71	76,59
11	12,49	79,16
12	15,33	68,98
13	21,02	75,74
14	21,87	73,25
15	16,83	72,80
16	12,59	69,59
17	9,42	68,54
18	8,90	68,69
19	16,40	69,15
20	22,06	67,43
21	22,78	70,76
22	16,69	96,75
23	31,23	74,93
24	32,89	95,14
média	16,49	73,39

perdas da carteira (€)



Hora do Contrato	Perda Máxima (€)	
	Longo	Curto
1	16,22	18,45
2	8,85	10,56
3	4,98	8,14
4	9,93	14,02
5	15,32	16,88
6	28,98	30,55
7	20,18	22,42
8	26,15	26,53
9	32,36	29,18
10	47,74	49,61
11	35,53	44,47
12	30,43	33,95
13	22,36	26,89
14	30,37	31,28
15	26,13	24,25
16	28,10	28,90
17	30,92	28,20
18	30,02	29,77
19	26,21	31,81
20	27,53	26,92
21	45,01	31,76
22	41,25	46,82
23	15,64	14,94
24	10,87	26,48
carteira	611,06	652,77

Gestão do Risco com Contrato de Futuros

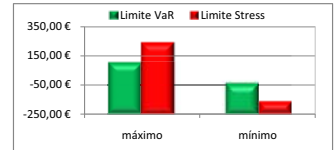
Cotação do Contrato de Futuros 46,00 €/MWh

Estratégia de Mitigação do Risco Através do VaR

Posição Compradora

Energia a contratar em Spot	15900,00 kWh	→	69,7%
Energia a contratar em Futuros	6900,00 kWh	→	30,3%
VaR da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	149,60 €	→	31,3%
Stress da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	420,49 €	→	31,2%
Períodos horários Spot vantajosos	3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 15, 16, 17, 18, 19 e 20 horas		
Períodos horários Spot desvantajosos	1, 2, 13, 14, 21, 22, 23 e 24 horas		

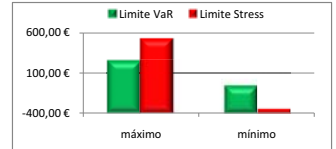
Margem obtida no contrato de Futuros	
Limite VaR	máximo 102,70 € mínimo -39,20 €
Limite Stress	máximo 236,17 € mínimo -161,58 €



Posição Vendedora

Energia a contratar em Spot	6900,00 kWh	→	30,3%
Energia a contratar em Futuros	15900,00 kWh	→	69,7%
VaR da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	73,71 €	→	67,8%
Stress da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	207,18 €	→	68,3%
Períodos horários Spot vantajosos	1, 2, 13, 14, 21, 22, 23 e 24 horas		
Períodos horários Spot desvantajosos	3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 15, 16, 17, 18, 19 e 20 horas		

Margem obtida no contrato de Futuros	
Limite VaR	máximo 248,28 € mínimo -56,42 €
Limite Stress	máximo 519,17 € mínimo -346,90 €

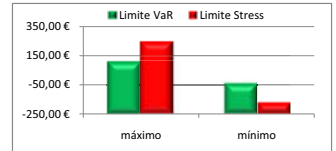


Estratégia de Mitigação do Risco Através do Teste de Stress

Posição Compradora

Energia a contratar em Spot	15700,00 kWh	→	68,9%
Energia a contratar em Futuros	7100,00 kWh	→	31,1%
VaR da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	147,64 €	→	32,2%
Stress da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	415,52 €	→	32,0%
Períodos horários Spot vantajosos	4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 15, 16, 17, 18, 19 e 20 horas		
Períodos horários Spot desvantajosos	1, 2, 3, 13, 14, 21, 22, 23 e 24 horas		

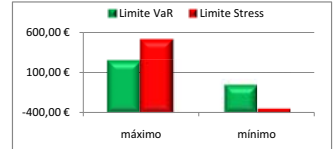
Margem obtida no contrato de Futuros	
Limite VaR	máximo 104,21 € mínimo -42,22 €
Limite Stress	máximo 243,24 € mínimo -167,63 €



Posição Vendedora

Energia a contratar em Spot	7100,00 kWh	→	31,1%
Energia a contratar em Futuros	15700,00 kWh	→	68,9%
VaR da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	76,29 €	→	66,7%
Stress da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	215,32 €	→	67,0%
Períodos horários Spot vantajosos	1, 2, 3, 13, 14, 21, 22, 23 e 24 horas		
Períodos horários Spot desvantajosos	4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 15, 16, 17, 18, 19 e 20 horas		

Margem obtida no contrato de Futuros	
Limite VaR	máximo 245,25 € mínimo -54,91 €
Limite Stress	máximo 513,12 € mínimo -339,84 €



A.8 Exemplo B

Gestão do Risco em Mercados de Energia Eléctrica

Recorrendo ao VaR por Simulação de Monte Carlo



IPP - Instituto Superior de Engenharia do Porto
 Trabalho de Dissertação do Mestrado em Sistemas Eléctricos de Energia
 Aluno: Manuel Jorge Tavares Vieira da Costa
 Orientação: Doutor Filipe Azevedo
 Outubro de 2010

Dados de Base

País: Portugal Espanha Intervalo Temporal: Data Inicial: 07-Out-12 Data Limite: 10-Out-12

Dias da Semana: Segunda Feira Terça Feira Quarta Feira Quinta Feira Sexta Feira Sábado Domingo

Cargas Horárias a Contratar (kWh): 1: 500,0 2: 300,0 3: 200,0 4: 400,0 5: 500,0 6: 1400,0 7: 1000,0 8: 1200,0 9: 1300,0 10: 1300,0 11: 1200,0 12: 1200,0 13: 900,0 14: 1200,0 15: 900,0 16: 1000,0 17: 1000,0 18: 1000,0 19: 1100,0 20: 1200,0 21: 1600,0 22: 1100,0 23: 700,0 24: 600,0 carga diária total 22800,0

Feriados e Dias Atípicos: Em Exclusivo Em Complemento Feriados Dias Atípicos

Dados Históricos Recentes (168 períodos)

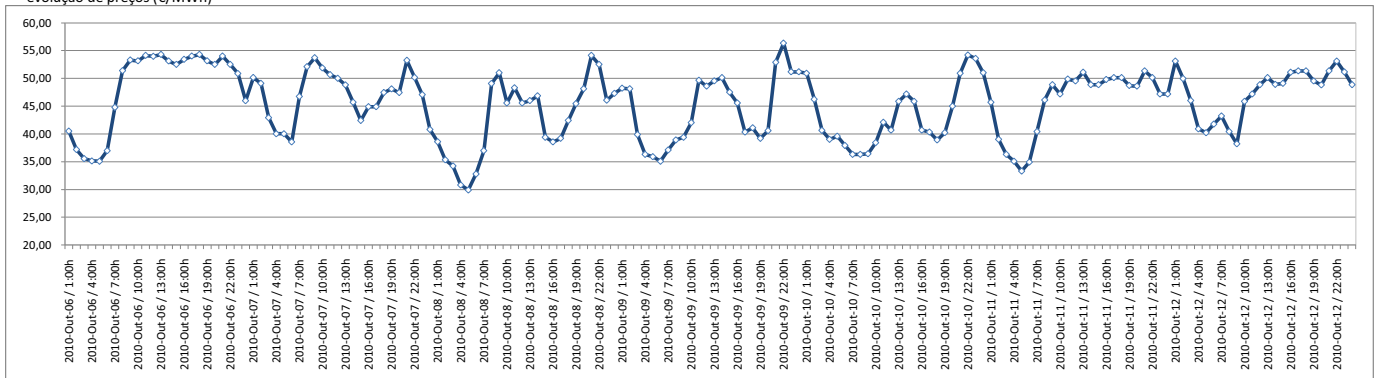
Data / Hora	Preço (€/MWh)	Carga (MWh)
2010-Out-12 / 24:00h	48,86	3610,70
2010-Out-12 / 23:00h	51,15	4020,50
2010-Out-12 / 22:00h	53,10	4447,20
2010-Out-12 / 21:00h	51,35	4071,80
2010-Out-12 / 20:00h	48,82	3571,00
2010-Out-12 / 19:00h	49,53	3683,10
2010-Out-12 / 18:00h	51,34	3946,40
2010-Out-12 / 17:00h	51,34	3909,50
2010-Out-12 / 16:00h	51,10	3843,70
2010-Out-12 / 15:00h	49,10	3610,40
2010-Out-12 / 14:00h	48,91	3669,70
2010-Out-12 / 13:00h	50,13	3905,50
2010-Out-12 / 12:00h	48,86	3689,00
2010-Out-12 / 11:00h	47,18	3398,40
2010-Out-12 / 10:00h	45,86	2985,10
2010-Out-12 / 9:00h	38,23	2380,60
2010-Out-12 / 8:00h	40,43	2322,60
2010-Out-12 / 7:00h	43,23	2413,20
2010-Out-12 / 6:00h	41,77	2342,60
2010-Out-12 / 5:00h	40,22	2136,60
2010-Out-12 / 4:00h	40,91	2195,60
2010-Out-12 / 3:00h	46,01	2451,90
2010-Out-12 / 2:00h	49,96	3182,70
2010-Out-12 / 1:00h	53,10	3830,80
2010-Out-11 / 24:00h	47,18	2975,20
2010-Out-11 / 23:00h	47,18	3154,40
2010-Out-11 / 22:00h	50,13	3585,10
2010-Out-11 / 21:00h	51,34	3733,40
2010-Out-11 / 20:00h	48,60	3231,90
2010-Out-11 / 19:00h	48,72	3185,60
2010-Out-11 / 18:00h	50,13	3484,80
2010-Out-11 / 17:00h	50,13	3497,80
2010-Out-11 / 16:00h	49,79	3405,90
2010-Out-11 / 15:00h	48,86	3303,80
2010-Out-11 / 14:00h	48,86	3406,30
2010-Out-11 / 13:00h	51,10	3666,90
2010-Out-11 / 12:00h	49,53	3506,80
2010-Out-11 / 11:00h	49,87	3506,60
2010-Out-11 / 10:00h	47,18	3022,60
2010-Out-11 / 9:00h	48,86	3249,10
2010-Out-11 / 8:00h	46,10	2564,30
2010-Out-11 / 7:00h	40,43	2117,60

Data / Hora	Preço (€/MWh)	Carga (MWh)
2010-Out-11 / 6:00h	34,94	1502,00
2010-Out-11 / 5:00h	33,32	1400,40
2010-Out-11 / 4:00h	35,09	1408,10
2010-Out-11 / 3:00h	36,33	1652,30
2010-Out-11 / 2:00h	39,03	1891,30
2010-Out-11 / 1:00h	45,69	2126,40
2010-Out-10 / 24:00h	51,01	3275,00
2010-Out-10 / 23:00h	53,58	3877,40
2010-Out-10 / 22:00h	54,19	3948,40
2010-Out-10 / 21:00h	50,91	3337,00
2010-Out-10 / 20:00h	45,00	2406,00
2010-Out-10 / 19:00h	40,23	2224,00
2010-Out-10 / 18:00h	38,92	2121,30
2010-Out-10 / 17:00h	40,34	2228,70
2010-Out-10 / 16:00h	40,69	2310,50
2010-Out-10 / 15:00h	45,86	2469,30
2010-Out-10 / 14:00h	47,18	2689,70
2010-Out-10 / 13:00h	45,86	2575,80
2010-Out-10 / 12:00h	40,69	2296,60
2010-Out-10 / 11:00h	42,10	2321,50
2010-Out-10 / 10:00h	38,43	2010,00
2010-Out-10 / 9:00h	36,44	1879,50
2010-Out-10 / 8:00h	36,33	1770,00
2010-Out-10 / 7:00h	36,33	1705,50
2010-Out-10 / 6:00h	37,93	1800,00
2010-Out-10 / 5:00h	39,59	1882,00
2010-Out-10 / 4:00h	39,03	1856,50
2010-Out-10 / 3:00h	40,64	1932,00
2010-Out-10 / 2:00h	46,23	2314,00
2010-Out-10 / 1:00h	50,91	3031,00
2010-Out-09 / 24:00h	51,18	3362,00
2010-Out-09 / 23:00h	51,18	3419,00
2010-Out-09 / 22:00h	56,33	4109,60
2010-Out-09 / 21:00h	52,88	3716,60
2010-Out-09 / 20:00h	40,60	2232,00
2010-Out-09 / 19:00h	39,21	2130,70
2010-Out-09 / 18:00h	41,11	2272,00
2010-Out-09 / 17:00h	40,34	2183,60
2010-Out-09 / 16:00h	45,57	2328,00
2010-Out-09 / 15:00h	47,51	2751,00
2010-Out-09 / 14:00h	50,13	3148,40
2010-Out-09 / 13:00h	49,54	3056,00

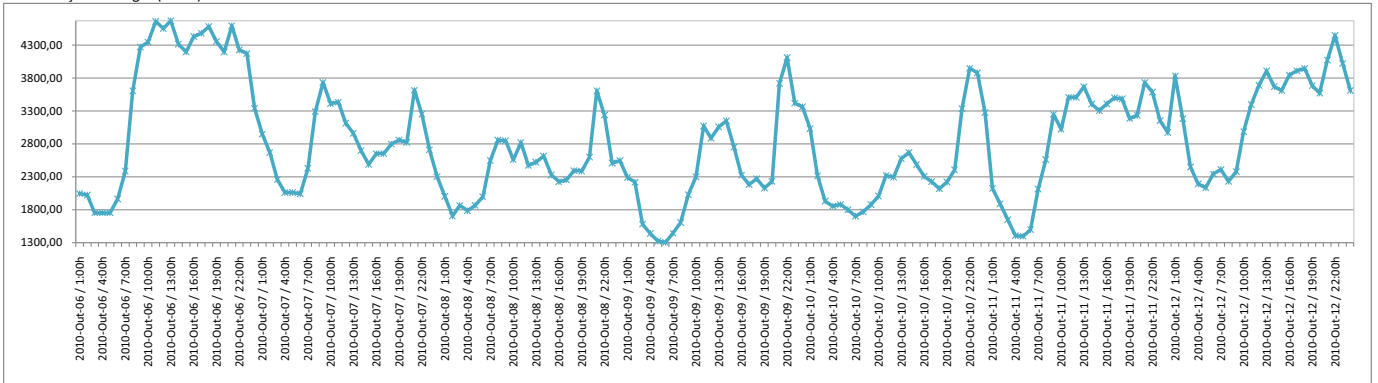
Data / Hora	Preço (€/MWh)	Carga (MWh)
2010-Out-09 / 12:00h	48,60	2886,40
2010-Out-09 / 11:00h	49,65	3072,00
2010-Out-09 / 10:00h	42,04	2300,00
2010-Out-09 / 9:00h	39,40	2030,00
2010-Out-09 / 8:00h	38,92	1606,80
2010-Out-09 / 7:00h	37,12	1445,00
2010-Out-09 / 6:00h	35,09	1305,00
2010-Out-09 / 5:00h	35,91	1326,60
2010-Out-09 / 4:00h	36,33	1440,90
2010-Out-09 / 3:00h	39,89	1585,00
2010-Out-09 / 2:00h	48,13	2221,00
2010-Out-09 / 1:00h	48,23	2290,00
2010-Out-08 / 24:00h	47,30	2550,00
2010-Out-08 / 23:00h	46,07	2509,00
2010-Out-08 / 22:00h	52,51	3239,00
2010-Out-08 / 21:00h	54,13	3606,40
2010-Out-08 / 20:00h	48,13	2602,30
2010-Out-08 / 19:00h	45,45	2387,80
2010-Out-08 / 18:00h	42,43	2396,10
2010-Out-08 / 17:00h	39,22	2254,70
2010-Out-08 / 16:00h	38,57	2225,90
2010-Out-08 / 15:00h	39,40	2330,30
2010-Out-08 / 14:00h	46,86	2618,10
2010-Out-08 / 13:00h	46,00	2525,00
2010-Out-08 / 12:00h	45,57	2476,10
2010-Out-08 / 11:00h	48,30	2818,30
2010-Out-08 / 10:00h	45,57	2563,60
2010-Out-08 / 9:00h	51,01	2850,20
2010-Out-08 / 8:00h	49,07	2858,00
2010-Out-08 / 7:00h	37,00	2547,00
2010-Out-08 / 6:00h	32,80	2001,30
2010-Out-08 / 5:00h	29,92	1869,80
2010-Out-08 / 4:00h	30,82	1786,10
2010-Out-08 / 3:00h	34,25	1867,00
2010-Out-08 / 2:00h	35,35	1709,90
2010-Out-08 / 1:00h	38,60	2003,40
2010-Out-07 / 24:00h	40,80	2303,00
2010-Out-07 / 23:00h	47,07	2711,20
2010-Out-07 / 22:00h	50,16	3252,10
2010-Out-07 / 21:00h	53,24	3613,60
2010-Out-07 / 20:00h	47,45	2823,70
2010-Out-07 / 19:00h	48,10	2858,20

Data / Hora	Preço (€/MWh)	Carga (MWh)
2010-Out-07 / 18:00h	47,45	2798,30
2010-Out-07 / 17:00h	44,90	2653,20
2010-Out-07 / 16:00h	44,90	2653,20
2010-Out-07 / 15:00h	42,43	2491,20
2010-Out-07 / 14:00h	45,70	2698,20
2010-Out-07 / 13:00h	48,82	2960,30
2010-Out-07 / 12:00h	50,01	3117,10
2010-Out-07 / 11:00h	50,67	3433,80
2010-Out-07 / 10:00h	51,87	3409,80
2010-Out-07 / 9:00h	53,71	3734,20
2010-Out-07 / 8:00h	52,10	3289,50
2010-Out-07 / 7:00h	46,74	2433,20
2010-Out-07 / 6:00h	38,57	2042,60
2010-Out-07 / 5:00h	40,03	2062,60
2010-Out-07 / 4:00h	40,03	2062,60
2010-Out-07 / 3:00h	42,92	2259,80
2010-Out-07 / 2:00h	49,10	2668,00
2010-Out-07 / 1:00h	50,15	2948,60
2010-Out-06 / 24:00h	45,98	3341,40
2010-Out-06 / 23:00h	50,87	4170,80
2010-Out-06 / 22:00h	52,51	4225,80
2010-Out-06 / 21:00h	54,01	4590,80
2010-Out-06 / 20:00h	52,51	4195,80
2010-Out-06 / 19:00h	53,15	4354,90
2010-Out-06 / 18:00h	54,30	4580,80
2010-Out-06 / 17:00h	54,01	4480,80
2010-Out-06 / 16:00h	53,42	4430,80
2010-Out-06 / 15:00h	52,51	4197,80
2010-Out-06 / 14:00h	53,12	4313,20
2010-Out-06 / 13:00h	54,30	4668,00
2010-Out-06 / 12:00h	53,96	4551,00
2010-Out-06 / 11:00h	54,13	4657,10
2010-Out-06 / 10:00h	53,15	4344,70
2010-Out-06 / 9:00h	53,30	4269,80
2010-Out-06 / 8:00h	51,38	3604,80
2010-Out-06 / 7:00h	44,78	2389,20
2010-Out-06 / 6:00h	36,99	1964,60
2010-Out-06 / 5:00h	35,09	1754,60
2010-Out-06 / 4:00h	35,14	1754,60
2010-Out-06 / 3:00h	35,56	1754,60
2010-Out-06 / 2:00h	37,20	2024,60
2010-Out-06 / 1:00h	40,51	2046,60

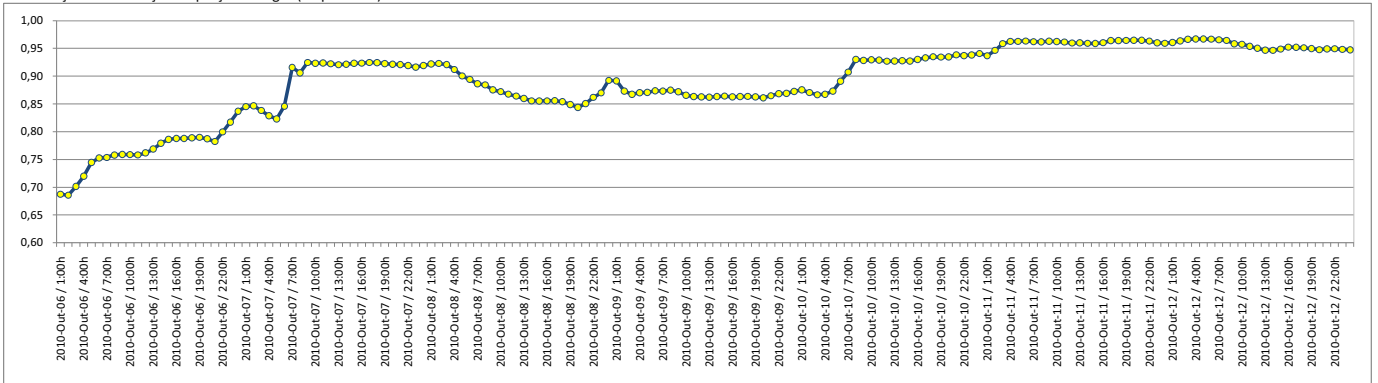
evolução de preços (€/MWh)



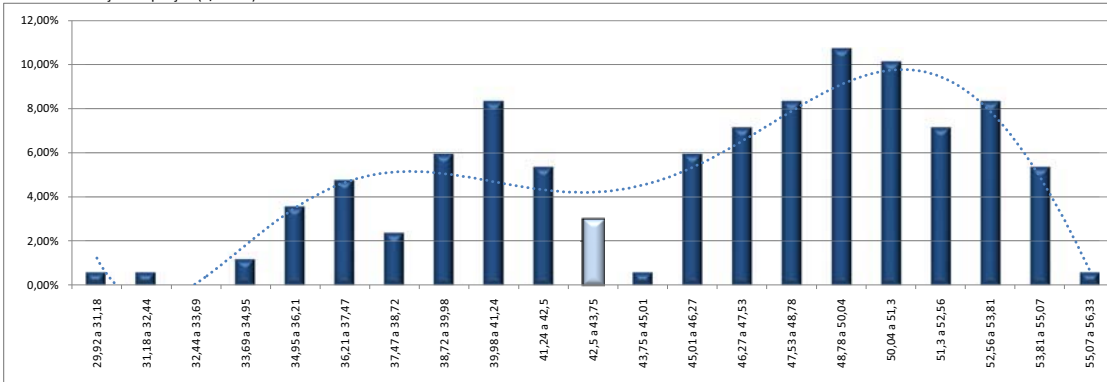
evolução de cargas (MWh)



evolução da correlação de preços e cargas (48 períodos)

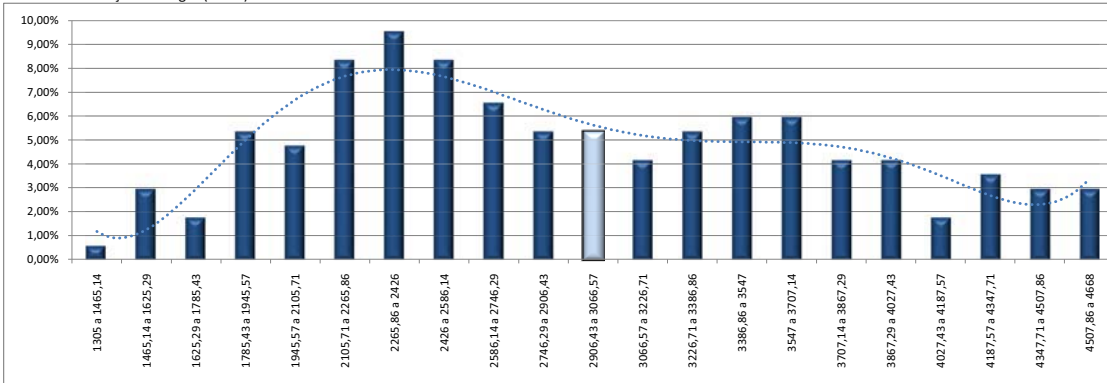


distribuição de preços (€/MWh)



Preços (€/MWh)	Acontecimentos
29,92 a 31,18	0,60%
31,18 a 32,44	0,60%
32,44 a 33,69	0,00%
33,69 a 34,95	1,19%
34,95 a 36,21	3,57%
36,21 a 37,47	4,76%
37,47 a 38,72	2,38%
38,72 a 39,98	5,95%
39,98 a 41,24	8,33%
41,24 a 42,5	5,36%
42,5 a 43,75	2,98%
43,75 a 45,01	0,60%
45,01 a 46,27	5,95%
46,27 a 47,53	7,14%
47,53 a 48,78	8,33%
48,78 a 50,04	10,71%
50,04 a 51,3	10,12%
51,3 a 52,56	7,14%
52,56 a 53,81	8,33%
53,81 a 55,07	5,36%
55,07 a 56,33	0,60%

distribuição de cargas (MWh)



Cargas (MWh)	Acontecimentos
1305 a 1465,14	0,60%
1465,14 a 1625,29	2,98%
1625,29 a 1785,43	1,79%
1785,43 a 1945,57	5,36%
1945,57 a 2105,71	4,76%
2105,71 a 2265,86	8,33%
2265,86 a 2426	9,52%
2426 a 2586,14	8,33%
2586,14 a 2746,29	6,55%
2746,29 a 2906,43	5,36%
2906,43 a 3066,57	5,36%
3066,57 a 3226,71	4,17%
3226,71 a 3386,86	5,36%
3386,86 a 3547	5,95%
3547 a 3707,14	5,95%
3707,14 a 3867,29	4,17%
3867,29 a 4027,43	4,17%
4027,43 a 4187,57	3,57%
4187,57 a 4347,71	2,98%
4347,71 a 4507,86	2,98%
4507,86 a 4668	2,98%

Avaliação de Risco por Value-at-Risk (VaR)

nível de confiança

número de intervalos dos histogramas

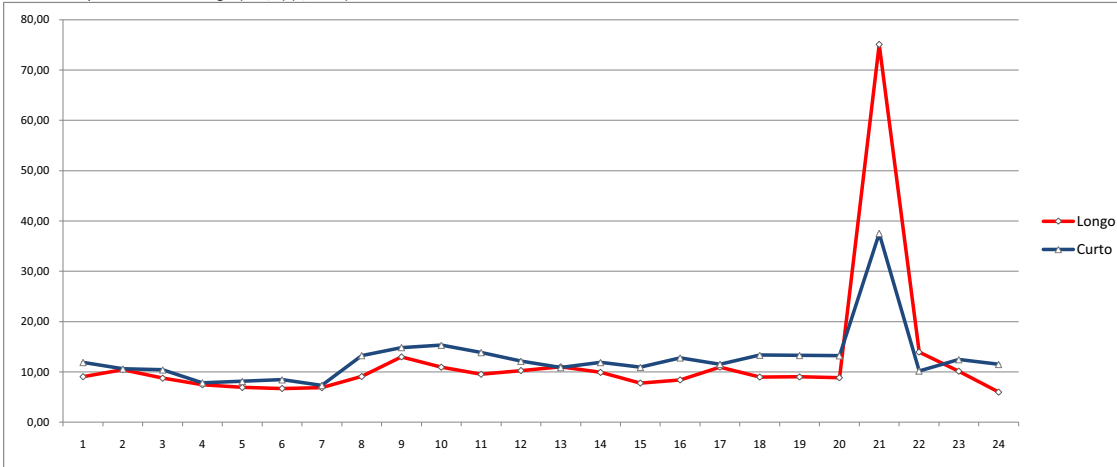
número de Simulações Monte Carlo

truncagem dos histogramas

limite inferior de variação aceite (€/MWh)

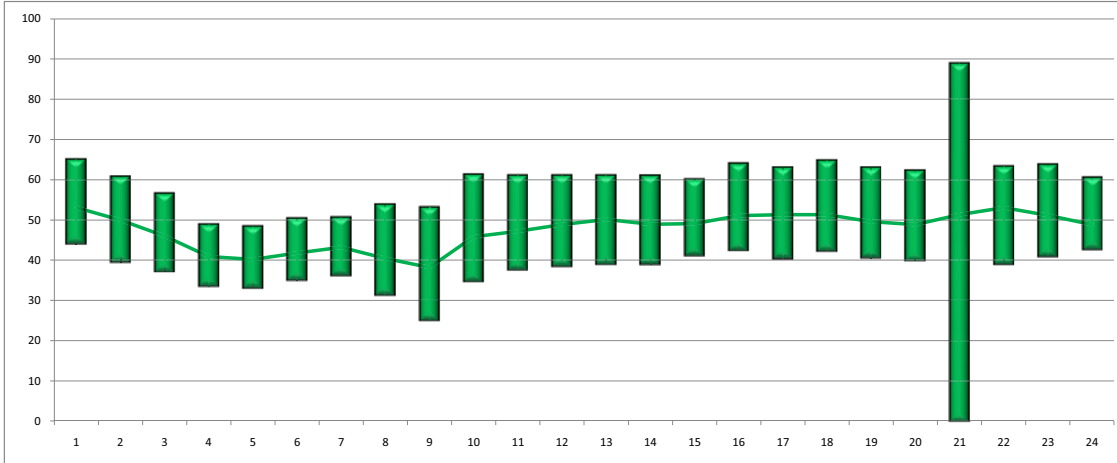
limite superior de variação aceite (€/MWh)

VaR por unidade de energia (VaR/E) (€/MWh)



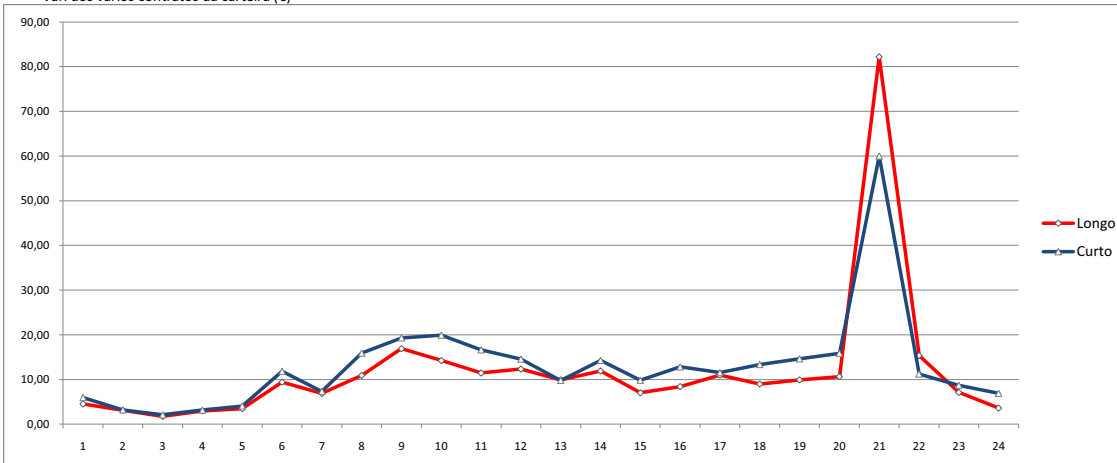
Hora do Contrato	VaR/E (€/MWh)	
	Longo	Curto
1	9,06	11,89
2	10,46	10,61
3	8,77	10,42
4	7,46	7,87
5	6,93	8,13
6	6,73	8,45
7	6,89	7,35
8	9,10	13,26
9	13,00	14,86
10	10,95	15,32
11	9,54	13,86
12	10,29	12,14
13	11,02	10,87
14	9,92	11,88
15	7,80	10,93
16	8,42	12,80
17	10,97	11,53
18	8,99	13,34
19	9,02	13,28
20	8,87	13,22
21	75,10	37,50
22	13,96	10,20
23	10,16	12,45
24	6,00	11,51
média	12,06	12,65

intervalos de confiança dos valores dos preços (€/MWh)



Hora do Contrato	Preço (€/MWh)	
	Mínimo	Máximo
1	44,04	64,99
2	39,50	60,57
3	37,24	56,43
4	33,45	48,78
5	33,29	48,35
6	35,04	50,22
7	36,34	50,58
8	31,33	53,69
9	25,23	53,09
10	34,91	61,18
11	37,64	61,04
12	38,57	61,00
13	39,11	61,00
14	38,99	60,79
15	41,30	60,03
16	42,68	63,90
17	40,37	62,87
18	42,35	64,68
19	40,51	62,81
20	39,95	62,04
21	0,00	88,85
22	39,14	63,30
23	40,99	63,60
24	42,86	60,37
média	36,45	60,17

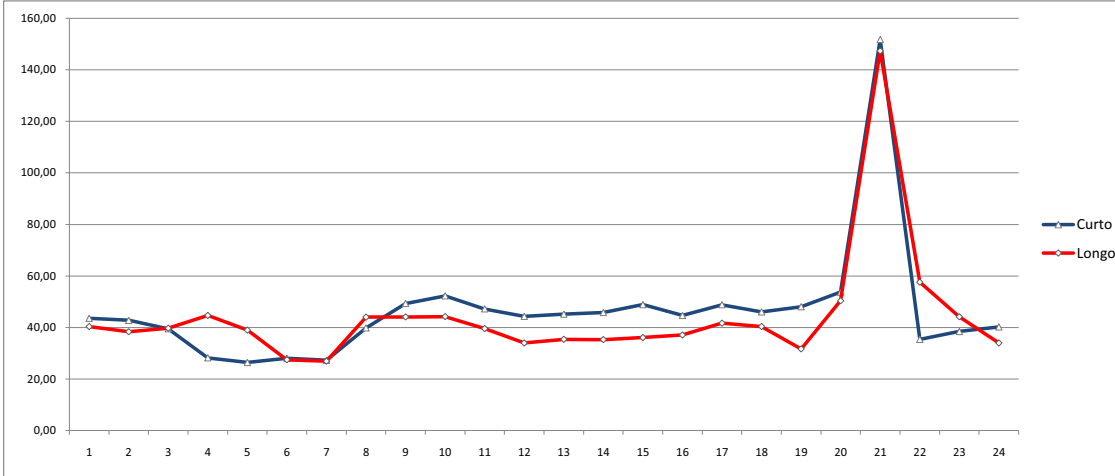
VaR dos vários contratos da carteira (€)



Hora do Contrato	VaR(€)	
	Longo	Curto
1	4,53	5,95
2	3,14	3,18
3	1,75	2,08
4	2,98	3,15
5	3,47	4,06
6	9,42	11,84
7	6,89	7,35
8	10,92	15,91
9	16,90	19,31
10	14,23	19,91
11	11,45	16,63
12	12,34	14,56
13	9,92	9,79
14	11,91	14,26
15	7,02	9,83
16	8,42	12,80
17	10,97	11,53
18	8,99	13,34
19	9,92	14,61
20	10,64	15,87
21	82,16	60,01
22	15,36	11,22
23	7,11	8,71
24	3,60	6,90
carteira	284,05	312,81

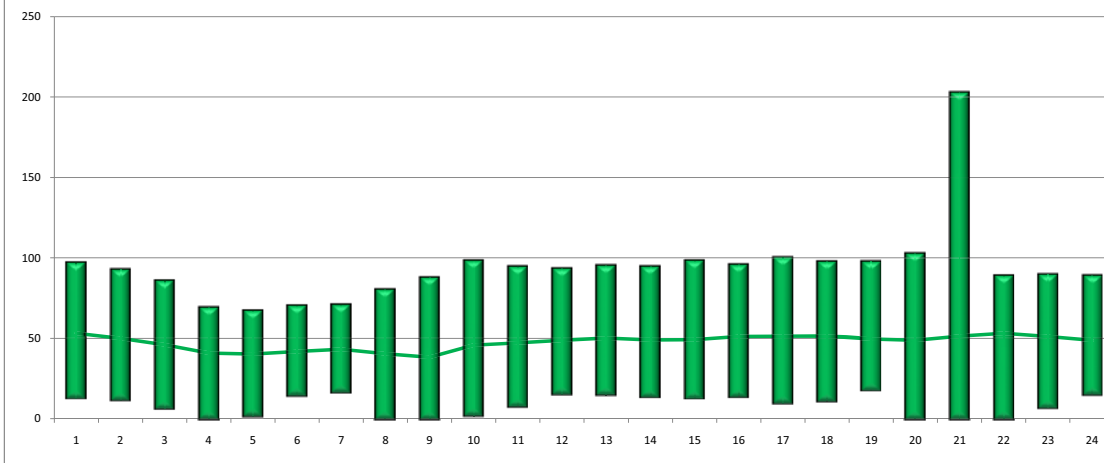
Avaliação de Risco por Teste de Stress

variação máxima dos valores dos preços horários



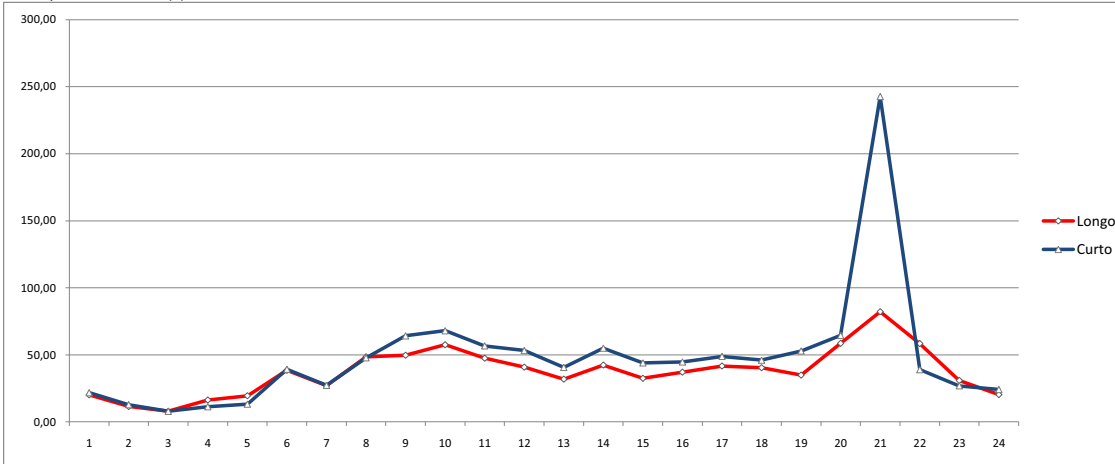
Hora do Contrato	Variação Máxima	
	Longo	Curto
1	40,38	43,60
2	38,37	42,79
3	39,75	39,54
4	44,69	28,27
5	39,00	26,44
6	27,51	28,06
7	26,94	27,29
8	44,04	39,86
9	44,11	49,35
10	44,25	52,28
11	39,59	47,25
12	34,01	44,35
13	35,43	45,21
14	35,33	45,83
15	36,10	48,87
16	37,10	44,69
17	41,69	48,85
18	40,40	46,05
19	31,72	48,07
20	50,39	53,73
21	147,30	151,73
22	57,60	35,41
23	44,17	38,45
24	34,00	40,25
média	43,91	46,51

gama de variação máxima dos preços horários (€/MWh)



Hora do Contrato	Preço (€/MWh)	
	Mínimo	Máximo
1	12,72	96,70
2	11,59	92,75
3	6,26	85,55
4	0,00	69,18
5	1,22	66,66
6	14,26	69,83
7	16,29	70,52
8	0,00	80,29
9	0,00	87,58
10	1,61	98,14
11	7,59	94,43
12	14,85	93,21
13	14,70	95,34
14	13,58	94,74
15	13,00	97,97
16	14,00	95,79
17	9,65	100,19
18	10,94	97,39
19	17,81	97,60
20	0,00	102,55
21	0,00	203,08
22	0,00	88,51
23	6,98	89,60
24	14,86	89,11
média	8,41	94,03

perdas da carteira (€)



Hora do Contrato	Perda Máxima (€)	
	Longo	Curto
1	20,19	21,80
2	11,51	12,84
3	7,95	7,91
4	16,36	11,31
5	19,50	13,22
6	38,51	39,28
7	26,94	27,29
8	48,52	47,83
9	49,70	64,16
10	57,53	67,96
11	47,51	56,70
12	40,81	53,22
13	31,89	40,69
14	42,40	55,00
15	32,49	43,98
16	37,10	44,69
17	41,69	48,85
18	40,40	46,05
19	34,89	52,88
20	58,58	64,48
21	82,16	242,77
22	58,41	38,95
23	30,92	26,91
24	20,40	24,15
carteira	896,36	1152,91

Gestão do Risco com Contrato de Futuros

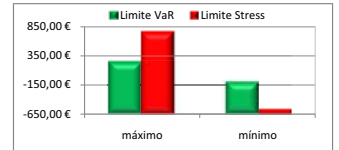
Cotação do Contrato de Futuros 46,00 €/MWh

Estratégia de Mitigação do Risco Através do VaR

Posição Compradora

Energia a contratar em Spot	7400,00 kWh	32,5%
Energia a contratar em Futuros	15400,00 kWh	67,5%
VaR da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	132,73 €	53,3%
Stress da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	281,69 €	68,6%
Períodos horários Spot vantajosos	4, 5, 6, 7, 8, 9 e 21 horas	
Períodos horários Spot desvantajosos	1, 2, 3, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 22, 23 e 24 horas	

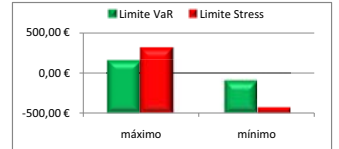
Margem obtida no contrato de Futuros	
Limite VaR	máximo 246,77 € mínimo -95,73 €
Limite Stress	máximo 762,64 € mínimo -559,08 €



Posição Vendedora

Energia a contratar em Spot	15400,00 kWh	67,5%
Energia a contratar em Futuros	7400,00 kWh	32,5%
VaR da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	191,18 €	38,9%
Stress da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	707,06 €	38,7%
Períodos horários Spot vantajosos	1, 2, 3, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 22, 23 e 24 horas	
Períodos horários Spot desvantajosos	4, 5, 6, 7, 8, 9 e 21 horas	

Margem obtida no contrato de Futuros	
Limite VaR	máximo 154,57 € mínimo -99,78 €
Limite Stress	máximo 303,54 € mínimo -424,01 €

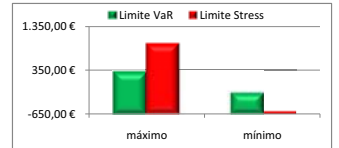


Estratégia de Mitigação do Risco Através do Teste de Stress

Posição Compradora

Energia a contratar em Spot	7100,00 kWh	31,1%
Energia a contratar em Futuros	15700,00 kWh	68,9%
VaR da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	67,68 €	76,2%
Stress da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	265,89 €	70,3%
Períodos horários Spot vantajosos	3, 4, 5, 6, 7, 8, 9 e 22 horas	
Períodos horários Spot desvantajosos	1, 2, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 23 e 24 horas	

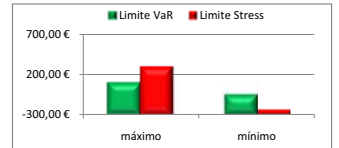
Margem obtida no contrato de Futuros	
Limite VaR	máximo 294,22 € mínimo -160,04 €
Limite Stress	máximo 959,30 € mínimo -574,13 €



Posição Vendedora

Energia a contratar em Spot	15700,00 kWh	68,9%
Energia a contratar em Futuros	7100,00 kWh	31,1%
VaR da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	237,89 €	24,0%
Stress da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	902,97 €	21,7%
Períodos horários Spot vantajosos	1, 2, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 23 e 24 horas	
Períodos horários Spot desvantajosos	3, 4, 5, 6, 7, 8, 9 e 22 horas	

Margem obtida no contrato de Futuros	
Limite VaR	máximo 90,27 € mínimo -52,33 €
Limite Stress	máximo 288,48 € mínimo -227,36 €



A.9 Exemplo C

Gestão do Risco em Mercados de Energia Eléctrica

Recorrendo ao VaR por Simulação de Monte Carlo



IPP - Instituto Superior de Engenharia do Porto
 Trabalho de Dissertação do Mestrado em Sistemas Eléctricos de Energia
 Aluno: Manuel Jorge Tavares Vieira da Costa
 Orientação: Doutor Filipe Azevedo
 Outubro de 2010

Dados de Base

País: Portugal Espanha Intervalo Temporal: Data Inicial: 07-Out-12 Data Limite: 10-Out-12

Dias da Semana: Segunda Feira Terça Feira Quarta Feira Quinta Feira Sexta Feira Sábado Domingo

Cargas Horárias a Contratar (kWh): 1: 500,0 2: 300,0 3: 200,0 4: 400,0 5: 500,0 6: 1400,0 7: 1000,0 8: 1200,0 9: 1300,0 10: 1300,0 11: 1200,0 12: 1200,0 13: 900,0 14: 1200,0 15: 900,0 16: 1000,0 17: 1000,0 18: 1000,0 19: 1100,0 20: 1200,0 21: 1600,0 22: 1100,0 23: 700,0 24: 600,0 carga diária total 22800,0

Ferriados e Dias Atípicos: Em Exclusivo Em Complemento Ferriados Dias Atípicos

Dados Históricos Recentes (168 períodos)

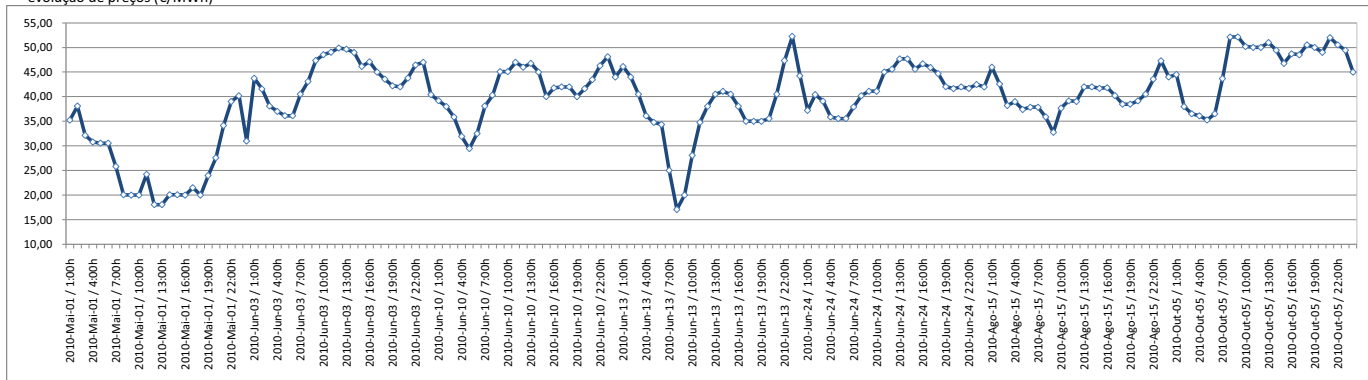
Data / Hora	Preço (€/MWh)	Carga (MWh)
2010-Out-05 / 24:00h	45,00	2919,10
2010-Out-05 / 23:00h	49,45	3497,50
2010-Out-05 / 22:00h	50,53	3658,80
2010-Out-05 / 21:00h	52,01	3829,80
2010-Out-05 / 20:00h	49,02	3443,60
2010-Out-05 / 19:00h	50,02	3604,80
2010-Out-05 / 18:00h	50,53	3589,40
2010-Out-05 / 17:00h	48,51	3186,20
2010-Out-05 / 16:00h	48,72	3209,10
2010-Out-05 / 15:00h	46,77	3111,20
2010-Out-05 / 14:00h	49,45	3438,50
2010-Out-05 / 13:00h	51,01	3630,80
2010-Out-05 / 12:00h	50,02	3600,40
2010-Out-05 / 11:00h	50,03	3615,10
2010-Out-05 / 10:00h	50,20	3554,40
2010-Out-05 / 9:00h	52,15	3642,70
2010-Out-05 / 8:00h	52,13	3291,10
2010-Out-05 / 7:00h	43,69	2197,20
2010-Out-05 / 6:00h	36,53	1869,40
2010-Out-05 / 5:00h	35,28	1593,30
2010-Out-05 / 4:00h	36,11	1671,10
2010-Out-05 / 3:00h	36,53	1755,40
2010-Out-05 / 2:00h	38,00	1924,30
2010-Out-05 / 1:00h	44,51	2407,60
2010-Ago-15 / 24:00h	44,01	2857,40
2010-Ago-15 / 23:00h	47,30	3311,00
2010-Ago-15 / 22:00h	43,57	2870,40
2010-Ago-15 / 21:00h	40,52	2532,60
2010-Ago-15 / 20:00h	39,16	2482,30
2010-Ago-15 / 19:00h	38,49	2423,60
2010-Ago-15 / 18:00h	38,49	2423,60
2010-Ago-15 / 17:00h	40,22	2562,60
2010-Ago-15 / 16:00h	41,83	2788,40
2010-Ago-15 / 15:00h	41,70	2788,30
2010-Ago-15 / 14:00h	42,00	2937,20
2010-Ago-15 / 13:00h	42,00	2854,70
2010-Ago-15 / 12:00h	39,04	2508,20
2010-Ago-15 / 11:00h	39,16	2607,60
2010-Ago-15 / 10:00h	37,67	2332,60
2010-Ago-15 / 9:00h	32,77	1590,30
2010-Ago-15 / 8:00h	35,90	1489,10
2010-Ago-15 / 7:00h	37,86	1662,60

Data / Hora	Preço (€/MWh)	Carga (MWh)
2010-Ago-15 / 6:00h	37,86	1612,60
2010-Ago-15 / 5:00h	37,40	1612,60
2010-Ago-15 / 4:00h	39,00	1757,60
2010-Ago-15 / 3:00h	38,22	1702,60
2010-Ago-15 / 2:00h	42,59	2444,40
2010-Ago-15 / 1:00h	46,00	3219,40
2010-Jun-24 / 24:00h	41,99	3405,50
2010-Jun-24 / 23:00h	42,48	3773,00
2010-Jun-24 / 22:00h	41,69	3615,80
2010-Jun-24 / 21:00h	42,00	3696,00
2010-Jun-24 / 20:00h	41,65	3596,00
2010-Jun-24 / 19:00h	42,04	3690,40
2010-Jun-24 / 18:00h	44,70	3981,90
2010-Jun-24 / 17:00h	45,93	4082,40
2010-Jun-24 / 16:00h	46,70	4114,10
2010-Jun-24 / 15:00h	45,60	4048,90
2010-Jun-24 / 14:00h	47,69	4173,10
2010-Jun-24 / 13:00h	47,69	4314,10
2010-Jun-24 / 12:00h	45,60	4057,10
2010-Jun-24 / 11:00h	45,01	3947,00
2010-Jun-24 / 10:00h	41,11	3551,00
2010-Jun-24 / 9:00h	41,11	3376,00
2010-Jun-24 / 8:00h	40,20	2359,20
2010-Jun-24 / 7:00h	37,92	1833,10
2010-Jun-24 / 6:00h	35,56	1652,30
2010-Jun-24 / 5:00h	35,56	1661,80
2010-Jun-24 / 4:00h	35,87	1718,60
2010-Jun-24 / 3:00h	39,10	1957,00
2010-Jun-24 / 2:00h	40,43	2302,90
2010-Jun-24 / 1:00h	37,22	2765,30
2010-Jun-13 / 24:00h	44,26	3277,00
2010-Jun-13 / 23:00h	52,27	4167,20
2010-Jun-13 / 22:00h	47,36	3628,00
2010-Jun-13 / 21:00h	40,51	2761,80
2010-Jun-13 / 20:00h	35,56	1917,70
2010-Jun-13 / 19:00h	35,00	1905,00
2010-Jun-13 / 18:00h	35,00	1905,00
2010-Jun-13 / 17:00h	35,00	1905,00
2010-Jun-13 / 16:00h	38,05	2196,40
2010-Jun-13 / 15:00h	40,51	2787,10
2010-Jun-13 / 14:00h	41,10	2899,60
2010-Jun-13 / 13:00h	40,51	2755,00

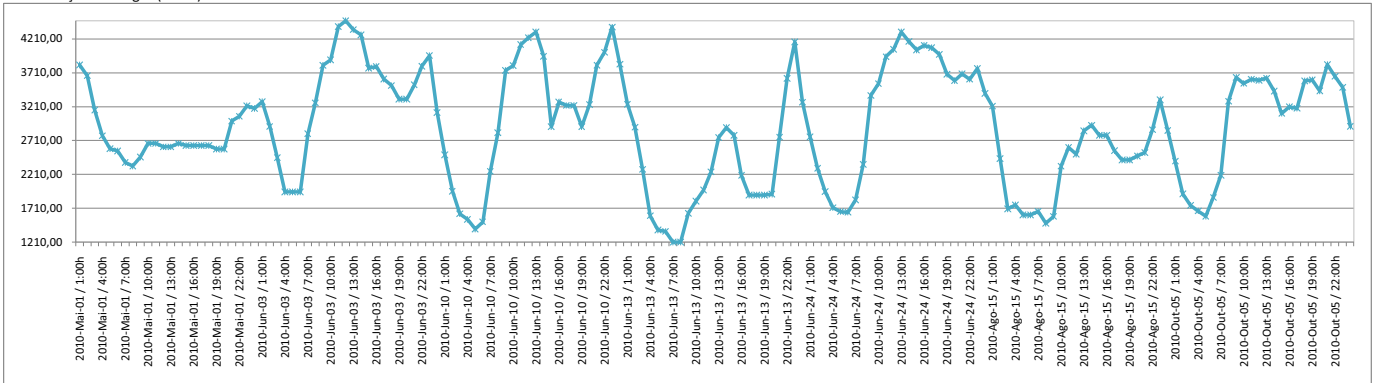
Data / Hora	Preço (€/MWh)	Carga (MWh)
2010-Jun-13 / 12:00h	38,05	2247,00
2010-Jun-13 / 11:00h	34,79	1980,00
2010-Jun-13 / 10:00h	28,07	1815,00
2010-Jun-13 / 9:00h	20,00	1635,00
2010-Jun-13 / 8:00h	17,07	1210,00
2010-Jun-13 / 7:00h	25,03	1210,00
2010-Jun-13 / 6:00h	34,35	1369,00
2010-Jun-13 / 5:00h	34,79	1390,00
2010-Jun-13 / 4:00h	36,11	1600,00
2010-Jun-13 / 3:00h	40,51	2285,50
2010-Jun-13 / 2:00h	44,00	2909,00
2010-Jun-13 / 1:00h	46,13	3244,50
2010-Jun-10 / 24:00h	44,00	3838,30
2010-Jun-10 / 23:00h	48,13	4386,40
2010-Jun-10 / 22:00h	46,30	4013,60
2010-Jun-10 / 21:00h	43,48	3821,60
2010-Jun-10 / 20:00h	41,64	3241,30
2010-Jun-10 / 19:00h	40,01	2916,30
2010-Jun-10 / 18:00h	42,00	3228,50
2010-Jun-10 / 17:00h	42,00	3228,50
2010-Jun-10 / 16:00h	41,80	3280,20
2010-Jun-10 / 15:00h	40,03	2916,30
2010-Jun-10 / 14:00h	45,00	3953,60
2010-Jun-10 / 13:00h	46,79	4312,80
2010-Jun-10 / 12:00h	46,00	4226,30
2010-Jun-10 / 11:00h	47,01	4128,60
2010-Jun-10 / 10:00h	45,10	3816,90
2010-Jun-10 / 9:00h	45,10	3747,50
2010-Jun-10 / 8:00h	40,32	2826,30
2010-Jun-10 / 7:00h	38,10	2256,20
2010-Jun-10 / 6:00h	32,50	1510,30
2010-Jun-10 / 5:00h	29,47	1402,30
2010-Jun-10 / 4:00h	31,93	1546,30
2010-Jun-10 / 3:00h	35,87	1628,00
2010-Jun-10 / 2:00h	38,00	1962,30
2010-Jun-10 / 1:00h	39,19	2500,20
2010-Jun-03 / 24:00h	40,43	3122,30
2010-Jun-03 / 23:00h	47,00	3965,20
2010-Jun-03 / 22:00h	46,45	3807,60
2010-Jun-03 / 21:00h	43,79	3532,60
2010-Jun-03 / 20:00h	42,01	3322,60
2010-Jun-03 / 19:00h	42,21	3322,60

Data / Hora	Preço (€/MWh)	Carga (MWh)
2010-Jun-03 / 18:00h	43,57	3522,60
2010-Jun-03 / 17:00h	45,00	3617,60
2010-Jun-03 / 16:00h	47,10	3802,40
2010-Jun-03 / 15:00h	46,16	3780,50
2010-Jun-03 / 14:00h	48,99	4270,80
2010-Jun-03 / 13:00h	49,66	4347,60
2010-Jun-03 / 12:00h	49,90	4479,80
2010-Jun-03 / 11:00h	49,05	4392,60
2010-Jun-03 / 10:00h	48,55	3902,60
2010-Jun-03 / 9:00h	47,36	3822,60
2010-Jun-03 / 8:00h	43,10	3266,30
2010-Jun-03 / 7:00h	40,51	2812,30
2010-Jun-03 / 6:00h	36,14	1952,30
2010-Jun-03 / 5:00h	36,14	1952,30
2010-Jun-03 / 4:00h	37,01	1952,30
2010-Jun-03 / 3:00h	38,10	2457,00
2010-Jun-03 / 2:00h	41,57	2917,30
2010-Jun-03 / 1:00h	43,75	3284,60
2010-Mai-01 / 24:00h	30,98	3185,80
2010-Mai-01 / 23:00h	40,20	3223,40
2010-Mai-01 / 22:00h	39,03	3068,00
2010-Mai-01 / 21:00h	34,15	2998,00
2010-Mai-01 / 20:00h	27,59	2586,00
2010-Mai-01 / 19:00h	23,98	2586,00
2010-Mai-01 / 18:00h	19,99	2638,00
2010-Mai-01 / 17:00h	21,50	2638,00
2010-Mai-01 / 16:00h	19,99	2638,00
2010-Mai-01 / 15:00h	20,07	2638,00
2010-Mai-01 / 14:00h	20,07	2668,00
2010-Mai-01 / 13:00h	18,07	2616,00
2010-Mai-01 / 12:00h	18,07	2616,00
2010-Mai-01 / 11:00h	24,22	2668,00
2010-Mai-01 / 10:00h	19,99	2668,00
2010-Mai-01 / 9:00h	19,99	2468,00
2010-Mai-01 / 8:00h	20,07	2333,00
2010-Mai-01 / 7:00h	25,82	2385,00
2010-Mai-01 / 6:00h	30,56	2557,30
2010-Mai-01 / 5:00h	30,56	2590,60
2010-Mai-01 / 4:00h	30,79	2781,40
2010-Mai-01 / 3:00h	32,15	3160,90
2010-Mai-01 / 2:00h	38,10	3668,30
2010-Mai-01 / 1:00h	35,25	3825,70

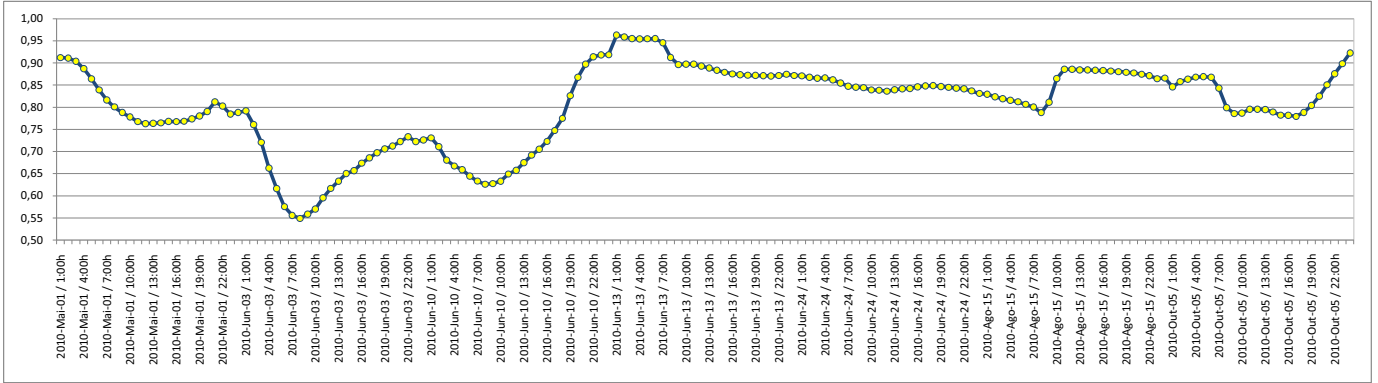
evolução de preços (€/MWh)



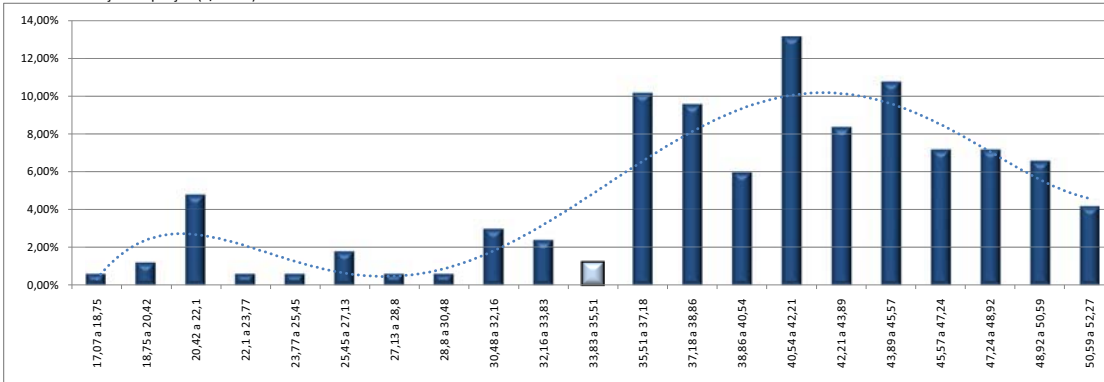
evolução de cargas (MWh)



evolução da correlação de preços e cargas (48 períodos)

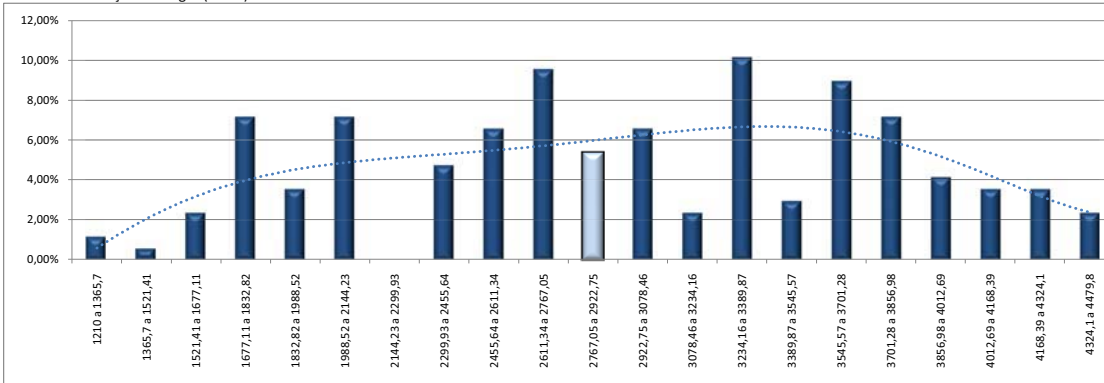


distribuição de preços (€/MWh)



Preços (€/MWh)	Acontecimentos
17,07 a 18,75	0,60%
18,75 a 20,42	1,19%
20,42 a 22,1	4,76%
22,1 a 23,77	0,60%
23,77 a 25,45	0,60%
25,45 a 27,13	1,79%
27,13 a 28,8	0,60%
28,8 a 30,48	0,60%
30,48 a 32,16	2,98%
32,16 a 33,83	2,38%
33,83 a 35,51	1,19%
35,51 a 37,18	10,12%
37,18 a 38,86	9,52%
38,86 a 40,54	5,95%
40,54 a 42,21	13,10%
42,21 a 43,89	8,33%
43,89 a 45,57	10,71%
45,57 a 47,24	7,14%
47,24 a 48,92	7,14%
48,92 a 50,59	6,55%
50,59 a 52,27	4,17%

distribuição de cargas (MWh)



Cargas (MWh)	Acontecimentos
1210 a 1365,7	1,19%
1365,7 a 1521,41	0,60%
1521,41 a 1677,11	2,38%
1677,11 a 1832,82	7,14%
1832,82 a 1988,52	3,57%
1988,52 a 2144,23	7,14%
2144,23 a 2299,93	0,00%
2299,93 a 2455,64	4,76%
2455,64 a 2611,34	6,55%
2611,34 a 2767,05	9,52%
2767,05 a 2922,75	5,36%
2922,75 a 3078,46	6,55%
3078,46 a 3234,16	2,38%
3234,16 a 3389,87	10,12%
3389,87 a 3545,57	2,98%
3545,57 a 3701,28	8,93%
3701,28 a 3856,98	7,14%
3856,98 a 4012,69	4,17%
4012,69 a 4168,39	3,57%
4168,39 a 4324,1	3,57%
4324,1 a 4479,8	2,38%

Avaliação de Risco por Value-at-Risk (VaR)

nível de confiança

número de intervalos dos histogramas

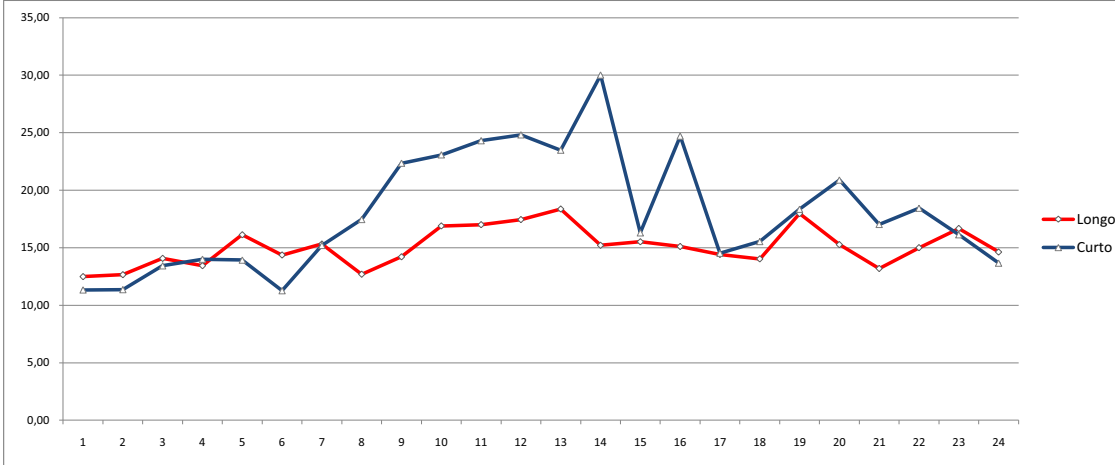
número de Simulações Monte Carlo

truncagem dos histogramas

limite inferior de variação aceite (€/MWh)

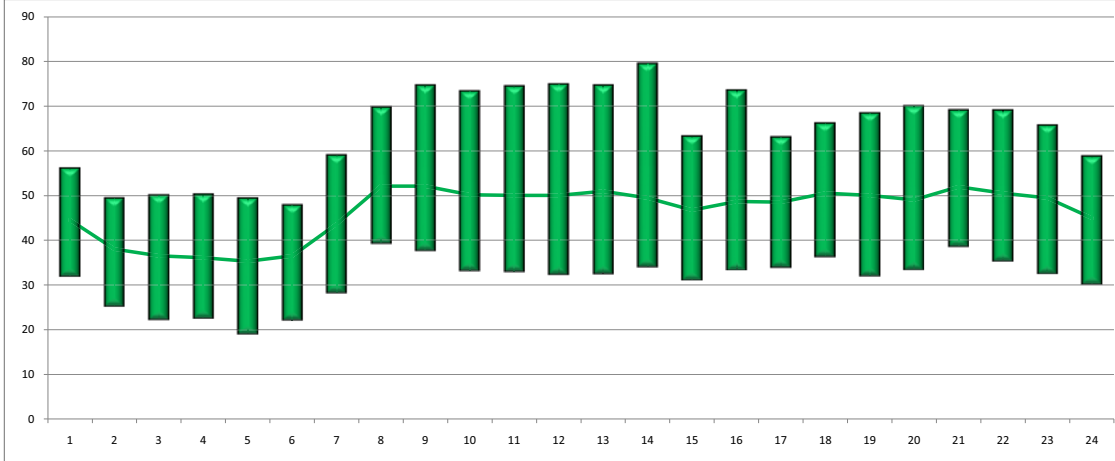
limite superior de variação aceite (€/MWh)

VaR por unidade de energia (VaR/E) (€/MWh)



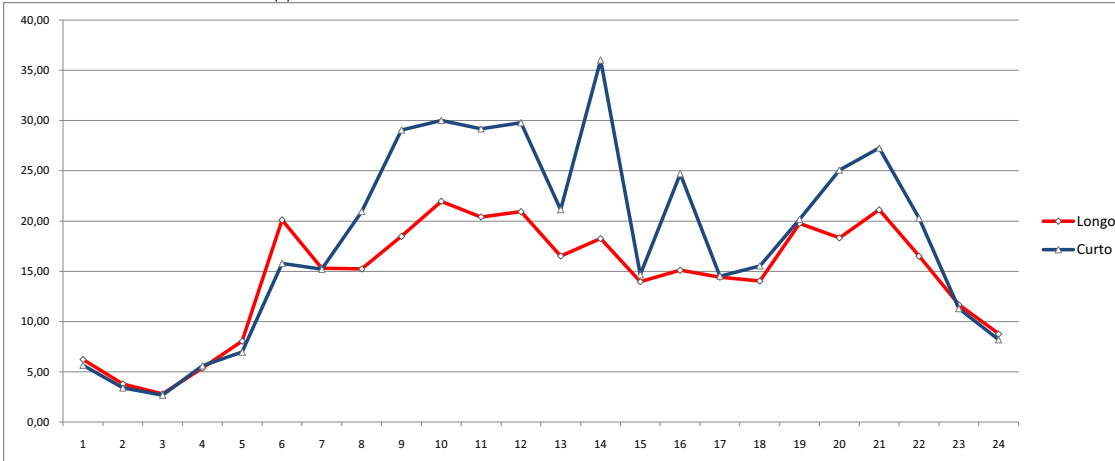
Hora do Contrato	VaR/E (€/MWh)	
	Longo	Curto
1	12,49	11,34
2	12,66	11,37
3	14,08	13,43
4	13,44	14,01
5	16,13	13,93
6	14,37	11,27
7	15,32	15,20
8	12,70	17,46
9	14,21	22,35
10	16,90	23,07
11	17,01	24,30
12	17,45	24,81
13	18,37	23,48
14	15,22	30,01
15	15,52	16,30
16	15,11	24,70
17	14,42	14,53
18	14,03	15,54
19	17,97	18,35
20	15,27	20,88
21	13,20	17,03
22	15,01	18,44
23	16,68	16,13
24	14,63	13,67
média	15,09	17,98

intervalos de confiança dos valores dos preços (€/MWh)



Hora do Contrato	Preço (€/MWh)	
	Mínimo	Máximo
1	32,02	55,85
2	25,34	49,37
3	22,45	49,96
4	22,67	50,12
5	19,15	49,21
6	22,16	47,80
7	28,37	58,89
8	39,43	69,59
9	37,94	74,50
10	33,30	73,27
11	33,02	74,33
12	32,57	74,83
13	32,64	74,49
14	34,23	79,46
15	31,25	63,07
16	33,61	73,42
17	34,09	63,04
18	36,50	66,07
19	32,05	68,37
20	33,75	69,90
21	38,81	69,04
22	35,52	68,97
23	32,77	65,58
24	30,37	58,67
média	31,42	64,49

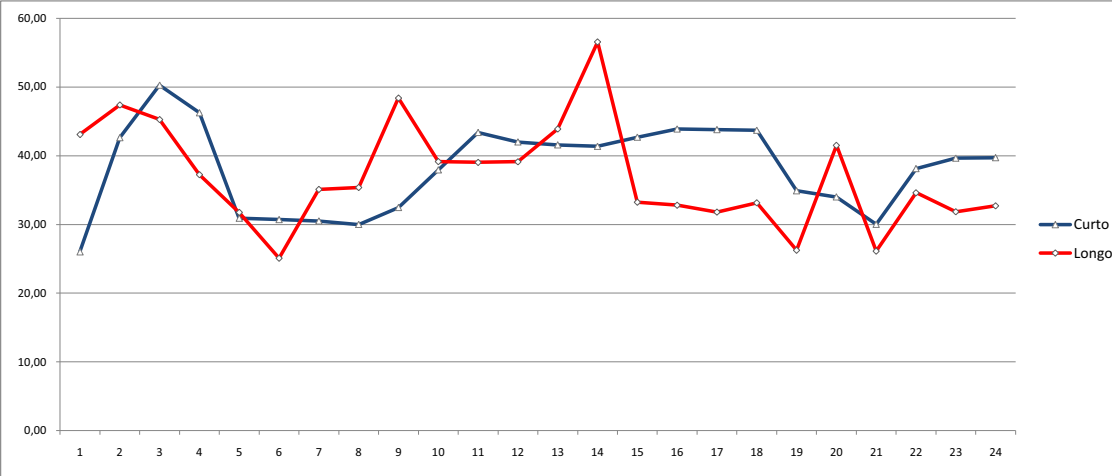
VaR dos vários contratos da carteira (€)



Hora do Contrato	VaR(€)	
	Longo	Curto
1	6,25	5,67
2	3,80	3,41
3	2,82	2,69
4	5,38	5,60
5	8,06	6,96
6	20,12	15,78
7	15,32	15,20
8	15,24	20,95
9	18,48	29,05
10	21,97	30,00
11	20,41	29,16
12	20,94	29,77
13	16,53	21,13
14	18,26	36,01
15	13,97	14,67
16	15,11	24,70
17	14,42	14,53
18	14,03	15,54
19	19,77	20,18
20	18,33	25,06
21	21,12	27,25
22	16,51	20,28
23	11,67	11,29
24	8,78	8,20
carteira	347,28	433,12

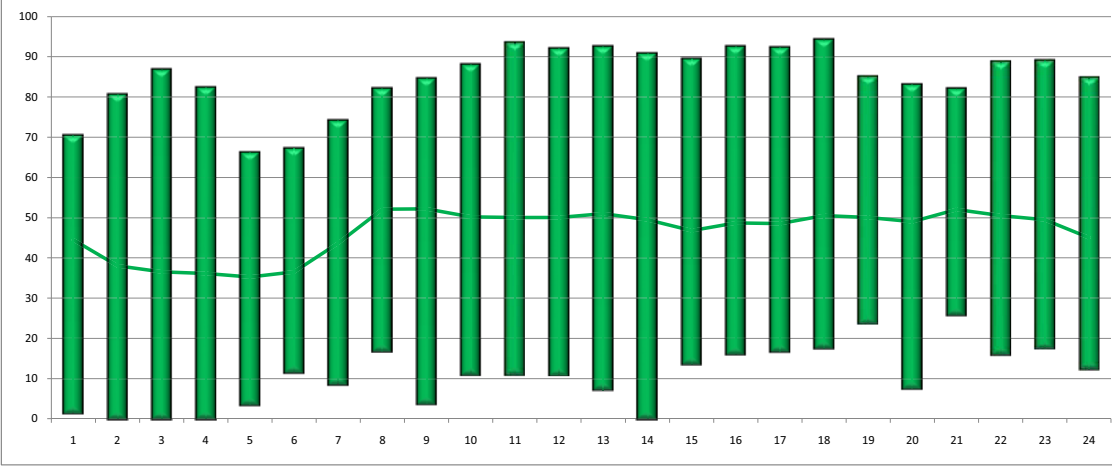
Avaliação de Risco por Teste de Stress

variação máxima dos valores dos preços horários



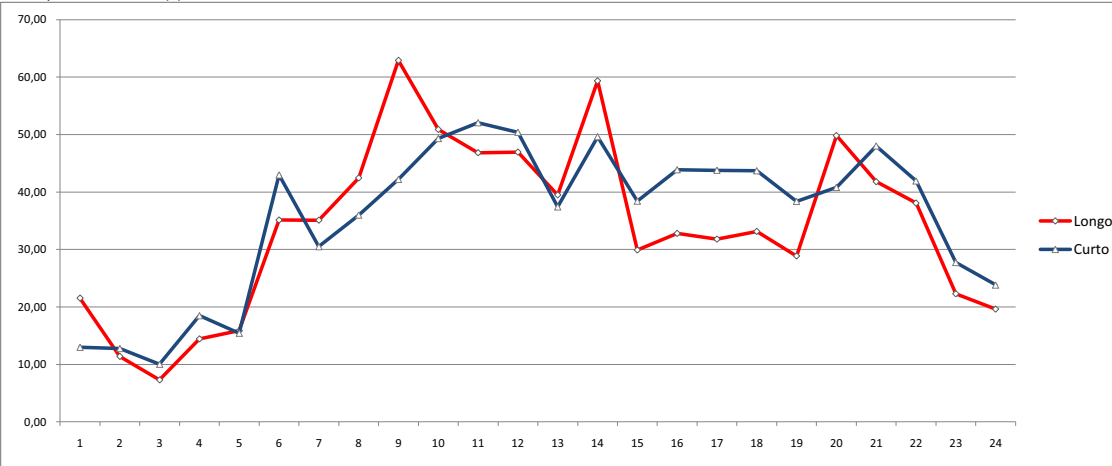
Hora do Contrato	Variação Máxima	
	Longo	Curto
1	43,09	26,00
2	47,39	42,62
3	45,26	50,26
4	37,24	46,24
5	31,76	30,90
6	25,09	30,70
7	35,10	30,50
8	35,38	30,00
9	48,39	32,46
10	39,15	37,93
11	39,03	43,38
12	39,12	42,00
13	43,89	41,57
14	56,56	41,36
15	33,24	42,69
16	32,80	43,88
17	31,80	43,79
18	33,15	43,70
19	26,25	34,89
20	41,51	34,00
21	26,12	30,01
22	34,61	38,12
23	31,85	39,64
24	32,71	39,71
média	37,10	38,18

gama de variação máxima dos preços horários (€/MWh)



Hora do Contrato	Preço (€/MWh)	
	Mínimo	Máximo
1	1,42	70,51
2	0,00	80,62
3	0,00	86,79
4	0,00	82,35
5	3,52	66,18
6	11,44	67,23
7	8,59	74,19
8	16,75	82,13
9	3,76	84,61
10	11,05	88,13
11	11,00	93,41
12	10,90	92,02
13	7,12	92,58
14	0,00	90,81
15	13,53	89,46
16	15,92	92,60
17	16,71	92,30
18	17,38	94,23
19	23,77	84,91
20	7,51	83,02
21	25,89	82,02
22	15,92	88,65
23	17,60	89,09
24	12,29	84,71
média	10,50	84,69

perdas da carteira (€)



Hora do Contrato	Perda Máxima (€)	
	Longo	Curto
1	21,54	13,00
2	11,40	12,79
3	7,31	10,05
4	14,44	18,50
5	15,88	15,45
6	35,13	42,98
7	35,10	30,50
8	42,46	36,00
9	62,51	42,20
10	50,90	49,31
11	46,84	52,06
12	46,94	50,40
13	39,50	37,41
14	59,34	49,63
15	29,92	38,42
16	32,80	43,88
17	31,80	43,79
18	33,15	43,70
19	28,88	38,38
20	49,81	40,80
21	41,79	48,02
22	38,07	41,93
23	22,30	27,75
24	19,63	23,83
carteira	817,82	850,76

Gestão do Risco com Contrato de Futuros

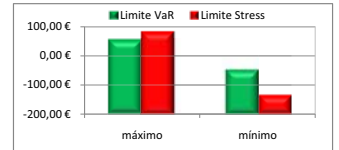
Cotação do Contrato de Futuros €/MWh

Estratégia de Mitigação do Risco Através do VaR

Posição Compradora

Energia a contratar em Spot	<input type="text" value="20300,00"/> kWh	→	89,0%
Energia a contratar em Futuros	<input type="text" value="2500,00"/> kWh	→	11,0%
VaR da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	<input type="text" value="310,55"/> €	→	10,6%
Stress da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	<input type="text" value="695,57"/> €	→	14,9%
Períodos horários Spot vantajosos	<input type="text" value="1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 10, 11, 12, 13, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23 e 24"/> horas		
Períodos horários Spot desvantajosos	<input type="text" value="9 e 14"/> horas		

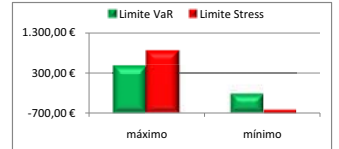
Margem obtida no contrato de Futuros	
Limite VaR	máximo <input type="text" value="54,70"/> € mínimo <input type="text" value="-47,10"/> €
Limite Stress	máximo <input type="text" value="81,47"/> € mínimo <input type="text" value="-132,61"/> €



Posição Vendedora

Energia a contratar em Spot	<input type="text" value="2500,00"/> kWh	→	11,0%
Energia a contratar em Futuros	<input type="text" value="20300,00"/> kWh	→	89,0%
VaR da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	<input type="text" value="65,06"/> €	→	85,0%
Stress da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	<input type="text" value="91,83"/> €	→	89,2%
Períodos horários Spot vantajosos	<input type="text" value="9 e 14"/> horas		
Períodos horários Spot desvantajosos	<input type="text" value="1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 10, 11, 12, 13, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23 e 24"/> horas		

Margem obtida no contrato de Futuros	
Limite VaR	máximo <input type="text" value="461,27"/> € mínimo <input type="text" value="-217,33"/> €
Limite Stress	máximo <input type="text" value="846,30"/> € mínimo <input type="text" value="-608,21"/> €

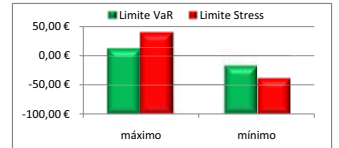


Estratégia de Mitigação do Risco Através do Teste de Stress

Posição Compradora

Energia a contratar em Spot	<input type="text" value="21800,00"/> kWh	→	95,6%
Energia a contratar em Futuros	<input type="text" value="1000,00"/> kWh	→	4,4%
VaR da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	<input type="text" value="333,25"/> €	→	4,0%
Stress da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	<input type="text" value="784,67"/> €	→	4,1%
Períodos horários Spot vantajosos	<input type="text" value="1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 19, 20, 21, 22, 23 e 24"/> horas		
Períodos horários Spot desvantajosos	<input type="text" value="17"/> horas		

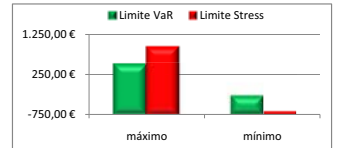
Margem obtida no contrato de Futuros	
Limite VaR	máximo <input type="text" value="11,07"/> € mínimo <input type="text" value="-18,50"/> €
Limite Stress	máximo <input type="text" value="39,23"/> € mínimo <input type="text" value="-37,62"/> €



Posição Vendedora

Energia a contratar em Spot	<input type="text" value="1000,00"/> kWh	→	4,4%
Energia a contratar em Futuros	<input type="text" value="21800,00"/> kWh	→	95,6%
VaR da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	<input type="text" value="15,54"/> €	→	96,4%
Stress da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	<input type="text" value="43,70"/> €	→	94,9%
Períodos horários Spot vantajosos	<input type="text" value="17"/> horas		
Períodos horários Spot desvantajosos	<input type="text" value="1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 19, 20, 21, 22, 23 e 24"/> horas		

Margem obtida no contrato de Futuros	
Limite VaR	máximo <input type="text" value="489,87"/> € mínimo <input type="text" value="-260,95"/> €
Limite Stress	máximo <input type="text" value="941,29"/> € mínimo <input type="text" value="-650,44"/> €



A.10 Exemplo D

Gestão do Risco em Mercados de Energia Eléctrica

Recorrendo ao VaR por Simulação de Monte Carlo



IPP - Instituto Superior de Engenharia do Porto
 Trabalho de Dissertação do Mestrado em Sistemas Eléctricos de Energia
 Aluno: Manuel Jorge Tavares Vieira da Costa
 Orientação: Doutor Filipe Azevedo
 Outubro de 2010

Dados de Base

País: Portugal Espanha Intervalo Temporal: Data Inicial: 07-Out-12 Data Limite: 10-Out-12

Dias da Semana: Segunda Feira Terça Feira Quarta Feira Quinta Feira Sexta Feira Sábado Domingo

Cargas Horárias a Contratar (kWh): 1: 500,0 2: 300,0 3: 200,0 4: 400,0 5: 500,0 6: 1400,0 7: 1000,0 8: 1200,0 9: 1300,0 10: 1300,0 11: 1200,0 12: 1200,0 13: 900,0 14: 1200,0 15: 900,0 16: 1000,0 17: 1000,0 18: 1000,0 19: 1100,0 20: 1200,0 21: 1600,0 22: 1100,0 23: 700,0 24: 600,0 carga diária total 22800,0

Feriados e Dias Atípicos: Em Exclusivo Em Complemento Feriados Dias Atípicos

Dados Históricos Recentes (168 períodos)

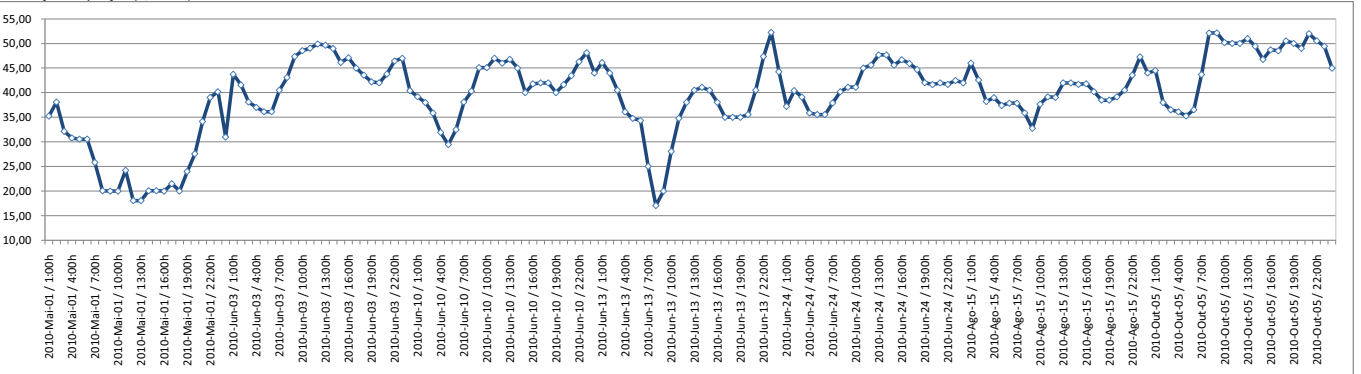
Data / Hora	Preço (€/MWh)	Carga (MWh)
2010-Out-05 / 24:00h	45,00	2919,10
2010-Out-05 / 23:00h	49,45	3497,50
2010-Out-05 / 22:00h	50,53	3658,80
2010-Out-05 / 21:00h	52,01	3829,80
2010-Out-05 / 20:00h	49,02	3443,60
2010-Out-05 / 19:00h	50,02	3604,80
2010-Out-05 / 18:00h	50,53	3589,40
2010-Out-05 / 17:00h	48,51	3186,20
2010-Out-05 / 16:00h	48,72	3209,10
2010-Out-05 / 15:00h	46,77	3111,20
2010-Out-05 / 14:00h	49,45	3438,50
2010-Out-05 / 13:00h	51,01	3630,80
2010-Out-05 / 12:00h	50,02	3600,40
2010-Out-05 / 11:00h	50,03	3615,10
2010-Out-05 / 10:00h	50,20	3554,40
2010-Out-05 / 9:00h	52,15	3642,70
2010-Out-05 / 8:00h	52,13	3291,10
2010-Out-05 / 7:00h	43,69	2197,20
2010-Out-05 / 6:00h	36,53	1869,40
2010-Out-05 / 5:00h	35,28	1593,30
2010-Out-05 / 4:00h	36,11	1671,10
2010-Out-05 / 3:00h	36,53	1755,40
2010-Out-05 / 2:00h	38,00	1924,30
2010-Out-05 / 1:00h	44,51	2407,60
2010-Ago-15 / 24:00h	44,01	2857,40
2010-Ago-15 / 23:00h	47,30	3311,00
2010-Ago-15 / 22:00h	43,57	2870,40
2010-Ago-15 / 21:00h	40,52	2532,60
2010-Ago-15 / 20:00h	39,16	2482,30
2010-Ago-15 / 19:00h	38,49	2423,60
2010-Ago-15 / 18:00h	38,49	2423,60
2010-Ago-15 / 17:00h	40,22	2562,60
2010-Ago-15 / 16:00h	41,83	2788,40
2010-Ago-15 / 15:00h	41,70	2788,30
2010-Ago-15 / 14:00h	42,00	2937,20
2010-Ago-15 / 13:00h	42,00	2854,70
2010-Ago-15 / 12:00h	39,04	2508,20
2010-Ago-15 / 11:00h	39,16	2607,60
2010-Ago-15 / 10:00h	37,67	2332,60
2010-Ago-15 / 9:00h	32,77	1590,30
2010-Ago-15 / 8:00h	35,90	1489,10
2010-Ago-15 / 7:00h	37,86	1662,60

Data / Hora	Preço (€/MWh)	Carga (MWh)
2010-Ago-15 / 6:00h	37,86	1612,60
2010-Ago-15 / 5:00h	37,40	1612,60
2010-Ago-15 / 4:00h	39,00	1757,60
2010-Ago-15 / 3:00h	38,22	1702,60
2010-Ago-15 / 2:00h	42,59	2444,40
2010-Ago-15 / 1:00h	46,00	3219,40
2010-Jun-24 / 24:00h	41,99	3405,50
2010-Jun-24 / 23:00h	42,48	3773,00
2010-Jun-24 / 22:00h	41,69	3615,80
2010-Jun-24 / 21:00h	42,00	3696,00
2010-Jun-24 / 20:00h	41,65	3596,00
2010-Jun-24 / 19:00h	42,04	3690,40
2010-Jun-24 / 18:00h	44,70	3981,90
2010-Jun-24 / 17:00h	45,93	4082,40
2010-Jun-24 / 16:00h	46,70	4114,10
2010-Jun-24 / 15:00h	45,60	4048,90
2010-Jun-24 / 14:00h	47,69	4173,10
2010-Jun-24 / 13:00h	47,69	4314,10
2010-Jun-24 / 12:00h	45,60	4057,10
2010-Jun-24 / 11:00h	45,01	3947,00
2010-Jun-24 / 10:00h	41,11	3551,00
2010-Jun-24 / 9:00h	41,11	3376,00
2010-Jun-24 / 8:00h	40,20	2359,20
2010-Jun-24 / 7:00h	37,92	1833,10
2010-Jun-24 / 6:00h	35,56	1652,30
2010-Jun-24 / 5:00h	35,56	1661,80
2010-Jun-24 / 4:00h	35,87	1718,60
2010-Jun-24 / 3:00h	39,10	1957,00
2010-Jun-24 / 2:00h	40,43	2302,90
2010-Jun-24 / 1:00h	37,22	2765,30
2010-Jun-13 / 24:00h	44,26	3277,00
2010-Jun-13 / 23:00h	52,27	4167,20
2010-Jun-13 / 22:00h	47,36	3628,00
2010-Jun-13 / 21:00h	40,51	2761,80
2010-Jun-13 / 20:00h	35,56	1917,70
2010-Jun-13 / 19:00h	35,00	1905,00
2010-Jun-13 / 18:00h	35,00	1905,00
2010-Jun-13 / 17:00h	35,00	1905,00
2010-Jun-13 / 16:00h	38,05	2196,40
2010-Jun-13 / 15:00h	40,51	2787,10
2010-Jun-13 / 14:00h	41,10	2899,60
2010-Jun-13 / 13:00h	40,51	2755,00

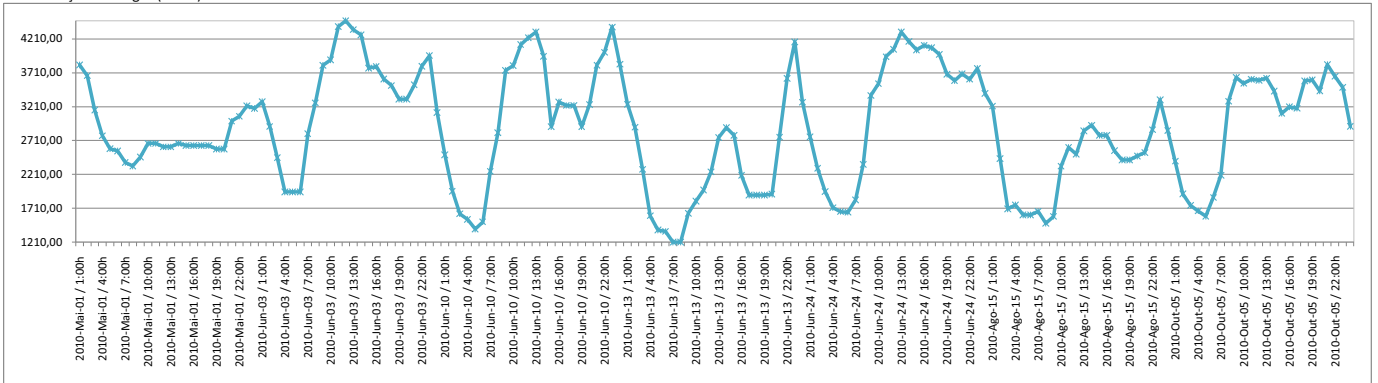
Data / Hora	Preço (€/MWh)	Carga (MWh)
2010-Jun-13 / 12:00h	38,05	2247,00
2010-Jun-13 / 11:00h	34,79	1980,00
2010-Jun-13 / 10:00h	28,07	1815,00
2010-Jun-13 / 9:00h	20,00	1635,00
2010-Jun-13 / 8:00h	17,07	1210,00
2010-Jun-13 / 7:00h	25,03	1210,00
2010-Jun-13 / 6:00h	34,35	1369,00
2010-Jun-13 / 5:00h	34,79	1390,00
2010-Jun-13 / 4:00h	36,11	1600,00
2010-Jun-13 / 3:00h	40,51	2285,50
2010-Jun-13 / 2:00h	44,00	2909,00
2010-Jun-13 / 1:00h	46,13	3244,50
2010-Jun-10 / 24:00h	44,00	3838,30
2010-Jun-10 / 23:00h	48,13	4386,40
2010-Jun-10 / 22:00h	46,30	4013,60
2010-Jun-10 / 21:00h	43,48	3821,60
2010-Jun-10 / 20:00h	41,64	3241,30
2010-Jun-10 / 19:00h	40,01	2916,30
2010-Jun-10 / 18:00h	42,00	3228,50
2010-Jun-10 / 17:00h	42,00	3228,50
2010-Jun-10 / 16:00h	41,80	3280,20
2010-Jun-10 / 15:00h	40,03	2916,30
2010-Jun-10 / 14:00h	45,00	3953,60
2010-Jun-10 / 13:00h	46,79	4312,80
2010-Jun-10 / 12:00h	46,00	4226,30
2010-Jun-10 / 11:00h	47,01	4128,60
2010-Jun-10 / 10:00h	45,10	3816,90
2010-Jun-10 / 9:00h	45,10	3747,50
2010-Jun-10 / 8:00h	40,32	2826,30
2010-Jun-10 / 7:00h	38,10	2256,20
2010-Jun-10 / 6:00h	32,50	1510,30
2010-Jun-10 / 5:00h	29,47	1402,30
2010-Jun-10 / 4:00h	31,93	1546,30
2010-Jun-10 / 3:00h	35,87	1628,00
2010-Jun-10 / 2:00h	38,00	1962,30
2010-Jun-10 / 1:00h	39,19	2500,20
2010-Jun-03 / 24:00h	40,43	3122,30
2010-Jun-03 / 23:00h	47,00	3965,20
2010-Jun-03 / 22:00h	46,45	3807,60
2010-Jun-03 / 21:00h	43,79	3532,60
2010-Jun-03 / 20:00h	42,01	3322,60
2010-Jun-03 / 19:00h	42,21	3322,60

Data / Hora	Preço (€/MWh)	Carga (MWh)
2010-Jun-03 / 18:00h	43,57	3522,60
2010-Jun-03 / 17:00h	45,00	3617,60
2010-Jun-03 / 16:00h	47,10	3802,40
2010-Jun-03 / 15:00h	46,16	3780,50
2010-Jun-03 / 14:00h	48,99	4270,80
2010-Jun-03 / 13:00h	49,66	4347,60
2010-Jun-03 / 12:00h	49,90	4479,80
2010-Jun-03 / 11:00h	49,05	4392,60
2010-Jun-03 / 10:00h	48,55	3902,60
2010-Jun-03 / 9:00h	47,36	3822,60
2010-Jun-03 / 8:00h	43,10	3266,30
2010-Jun-03 / 7:00h	40,51	2812,30
2010-Jun-03 / 6:00h	36,14	1952,30
2010-Jun-03 / 5:00h	36,14	1952,30
2010-Jun-03 / 4:00h	37,01	1952,30
2010-Jun-03 / 3:00h	38,10	2457,00
2010-Jun-03 / 2:00h	41,57	2917,30
2010-Jun-03 / 1:00h	43,75	3284,60
2010-Mai-01 / 24:00h	30,98	3185,80
2010-Mai-01 / 23:00h	40,20	3223,40
2010-Mai-01 / 22:00h	39,03	3068,00
2010-Mai-01 / 21:00h	34,15	2998,00
2010-Mai-01 / 20:00h	27,59	2586,00
2010-Mai-01 / 19:00h	23,98	2586,00
2010-Mai-01 / 18:00h	19,99	2638,00
2010-Mai-01 / 17:00h	21,50	2638,00
2010-Mai-01 / 16:00h	19,99	2638,00
2010-Mai-01 / 15:00h	20,07	2638,00
2010-Mai-01 / 14:00h	20,07	2668,00
2010-Mai-01 / 13:00h	18,07	2616,00
2010-Mai-01 / 12:00h	18,07	2616,00
2010-Mai-01 / 11:00h	24,22	2668,00
2010-Mai-01 / 10:00h	19,99	2668,00
2010-Mai-01 / 9:00h	19,99	2468,00
2010-Mai-01 / 8:00h	20,07	2333,00
2010-Mai-01 / 7:00h	25,82	2385,00
2010-Mai-01 / 6:00h	30,56	2557,30
2010-Mai-01 / 5:00h	30,56	2590,60
2010-Mai-01 / 4:00h	30,79	2781,40
2010-Mai-01 / 3:00h	32,15	3160,90
2010-Mai-01 / 2:00h	38,10	3668,30
2010-Mai-01 / 1:00h	35,25	3825,70

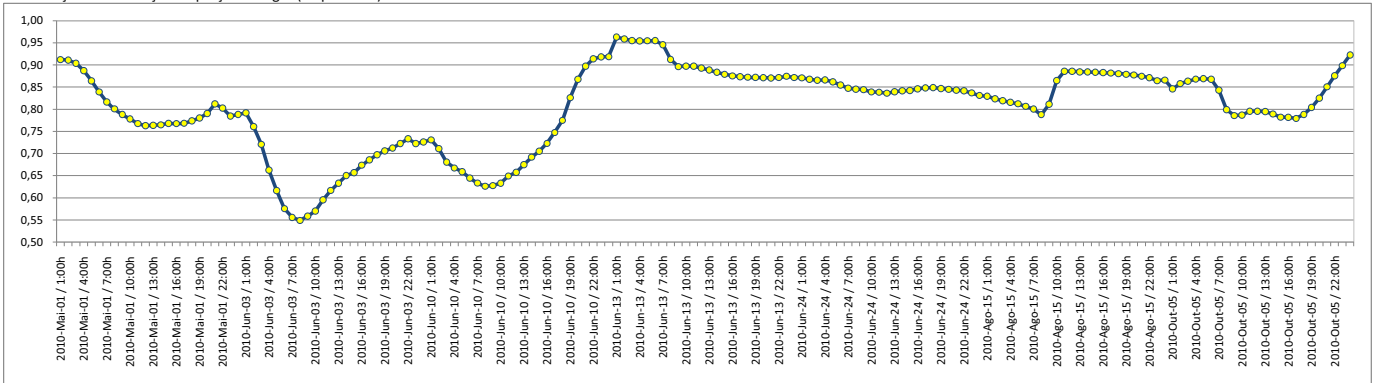
evolução de preços (€/MWh)



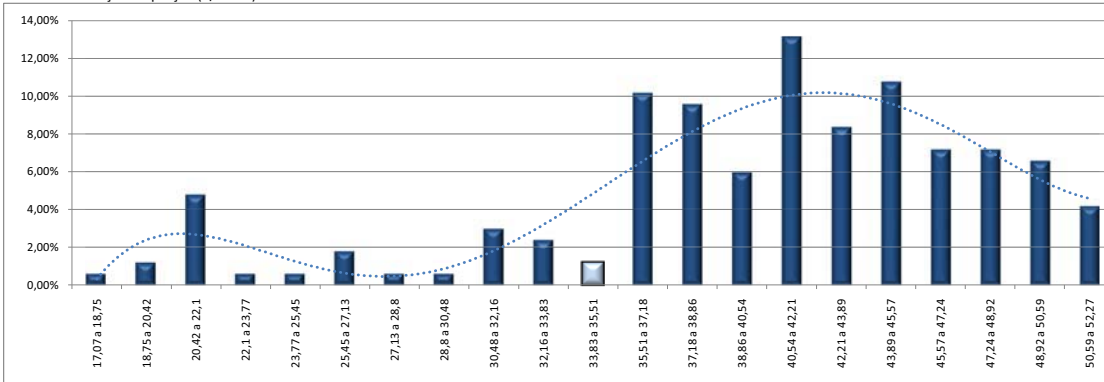
evolução de cargas (MWh)



evolução da correlação de preços e cargas (48 períodos)

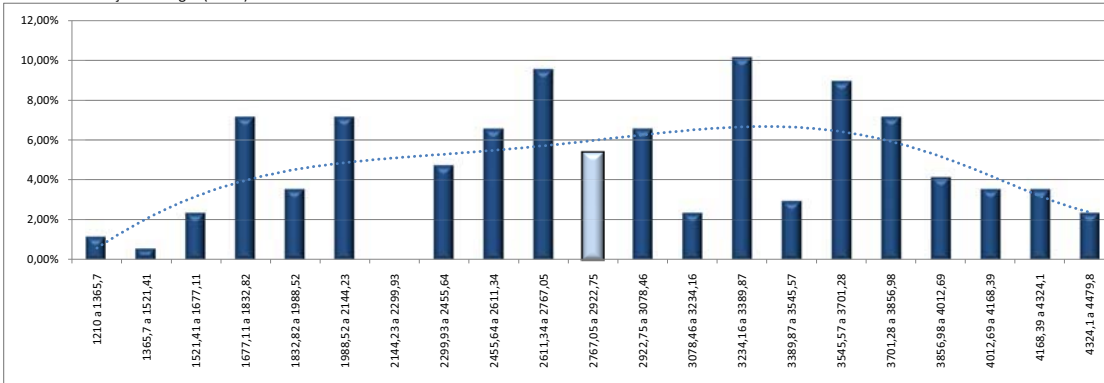


distribuição de preços (€/MWh)



Preços (€/MWh)	Acontecimentos
17,07 a 18,75	0,60%
18,75 a 20,42	1,19%
20,42 a 22,1	4,76%
22,1 a 23,77	0,60%
23,77 a 25,45	0,60%
25,45 a 27,13	1,79%
27,13 a 28,8	0,60%
28,8 a 30,48	0,60%
30,48 a 32,16	2,98%
32,16 a 33,83	2,38%
33,83 a 35,51	1,19%
35,51 a 37,18	10,12%
37,18 a 38,86	9,52%
38,86 a 40,54	5,95%
40,54 a 42,21	13,10%
42,21 a 43,89	8,33%
43,89 a 45,57	10,71%
45,57 a 47,24	7,14%
47,24 a 48,92	7,14%
48,92 a 50,59	6,55%
50,59 a 52,27	4,17%

distribuição de cargas (MWh)



Cargas (MWh)	Acontecimentos
1210 a 1365,7	1,19%
1365,7 a 1521,41	0,60%
1521,41 a 1677,11	2,38%
1677,11 a 1832,82	7,14%
1832,82 a 1988,52	3,57%
1988,52 a 2144,23	7,14%
2144,23 a 2299,93	0,00%
2299,93 a 2455,64	4,76%
2455,64 a 2611,34	6,55%
2611,34 a 2767,05	9,52%
2767,05 a 2922,75	5,36%
2922,75 a 3078,46	6,55%
3078,46 a 3234,16	2,38%
3234,16 a 3389,87	10,12%
3389,87 a 3545,57	2,98%
3545,57 a 3701,28	8,93%
3701,28 a 3856,98	7,14%
3856,98 a 4012,69	4,17%
4012,69 a 4168,39	3,57%
4168,39 a 4324,1	3,57%
4324,1 a 4479,8	2,38%

Avaliação de Risco por Value-at-Risk (VaR)

nível de confiança

número de intervalos dos histogramas

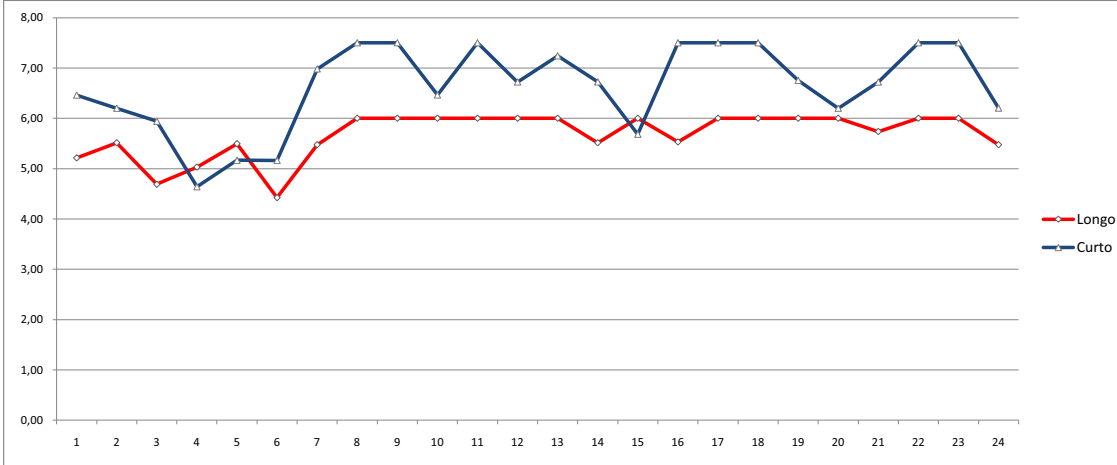
número de Simulações Monte Carlo

truncagem dos histogramas

limite inferior de variação aceite (€/MWh)

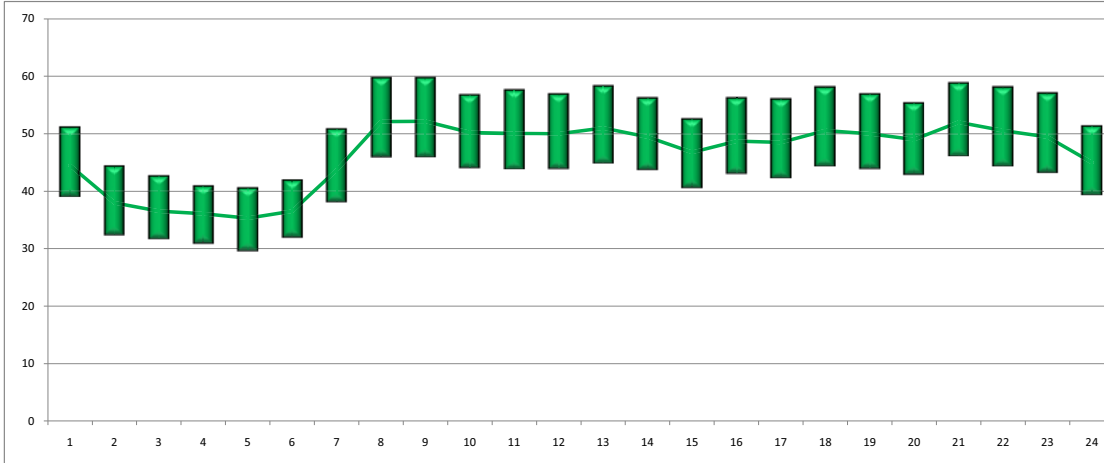
limite superior de variação aceite (€/MWh)

VaR por unidade de energia (VaR/E) (€/MWh)



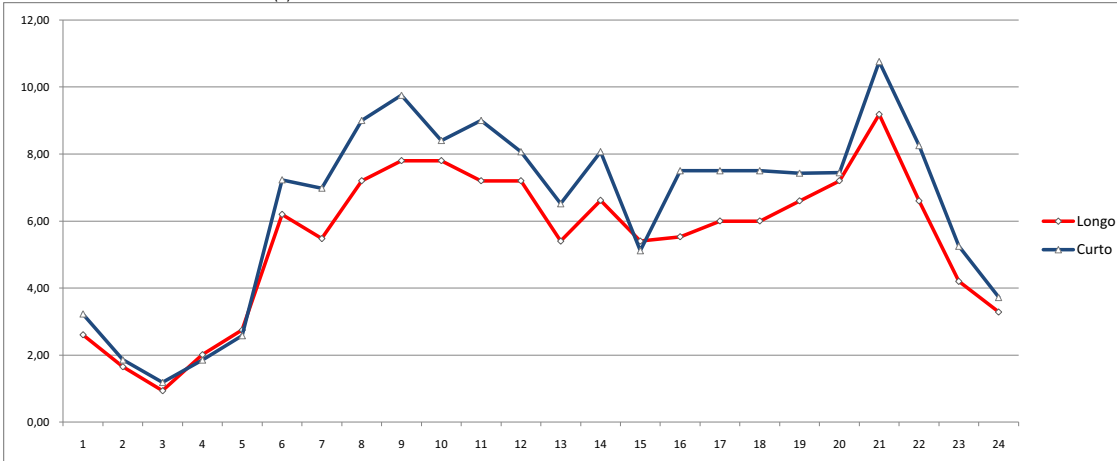
Hora do Contrato	VaR/E (€/MWh)	
	Longo	Curto
1	5,21	6,46
2	5,51	6,20
3	4,69	5,94
4	5,03	4,64
5	5,50	5,17
6	4,43	5,16
7	5,48	6,98
8	6,00	7,50
9	6,00	7,50
10	6,00	6,46
11	6,00	7,50
12	6,00	6,72
13	6,00	7,24
14	5,51	6,72
15	6,00	5,68
16	5,53	7,50
17	6,00	7,50
18	6,00	7,50
19	6,00	6,75
20	6,00	6,20
21	5,74	6,72
22	6,00	7,50
23	6,00	7,50
24	5,48	6,20
média	5,67	6,64

intervalos de confiança dos valores dos preços (€/MWh)



Hora do Contrato	Preço (€/MWh)	
	Mínimo	Máximo
1	39,30	50,97
2	32,49	44,20
3	31,84	42,47
4	31,08	40,75
5	29,78	40,45
6	32,10	41,69
7	38,21	50,67
8	46,13	59,63
9	46,15	59,65
10	44,20	56,66
11	44,03	57,53
12	44,02	56,74
13	45,01	58,25
14	43,94	56,17
15	40,77	52,45
16	43,19	56,22
17	42,51	56,01
18	44,53	58,03
19	44,02	56,77
20	43,02	55,22
21	46,27	58,73
22	44,53	58,03
23	43,45	56,95
24	39,52	51,20
média	40,84	53,14

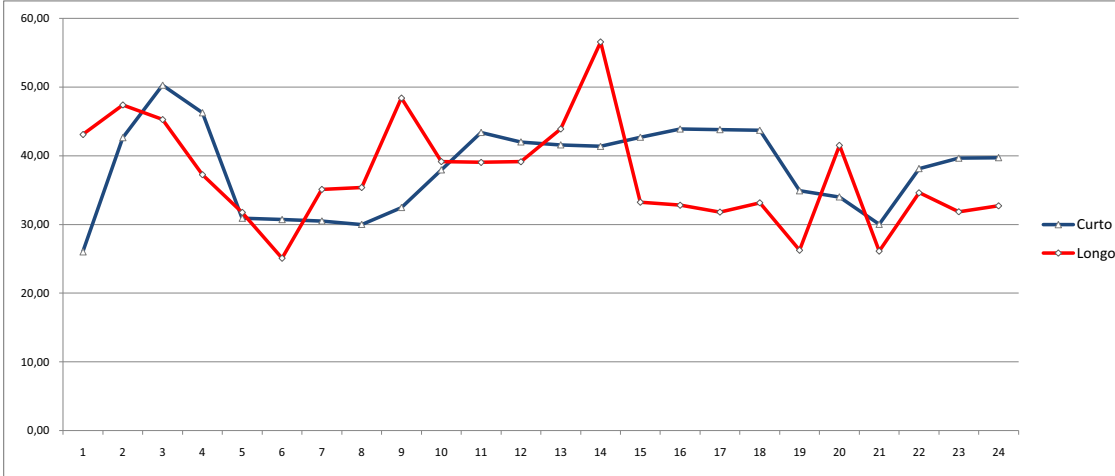
VaR dos vários contratos da carteira (€)



Hora do Contrato	VaR(€)	
	Longo	Curto
1	2,61	3,23
2	1,65	1,86
3	0,94	1,19
4	2,01	1,86
5	2,75	2,58
6	6,20	7,23
7	5,48	6,98
8	7,20	9,00
9	7,80	9,75
10	7,80	8,40
11	7,20	9,00
12	7,20	8,07
13	5,40	6,52
14	6,62	8,07
15	5,40	5,12
16	5,53	7,50
17	6,00	7,50
18	6,00	7,50
19	6,60	7,43
20	7,20	7,44
21	9,18	10,75
22	6,60	8,25
23	4,20	5,25
24	3,29	3,72
carteira	130,85	154,20

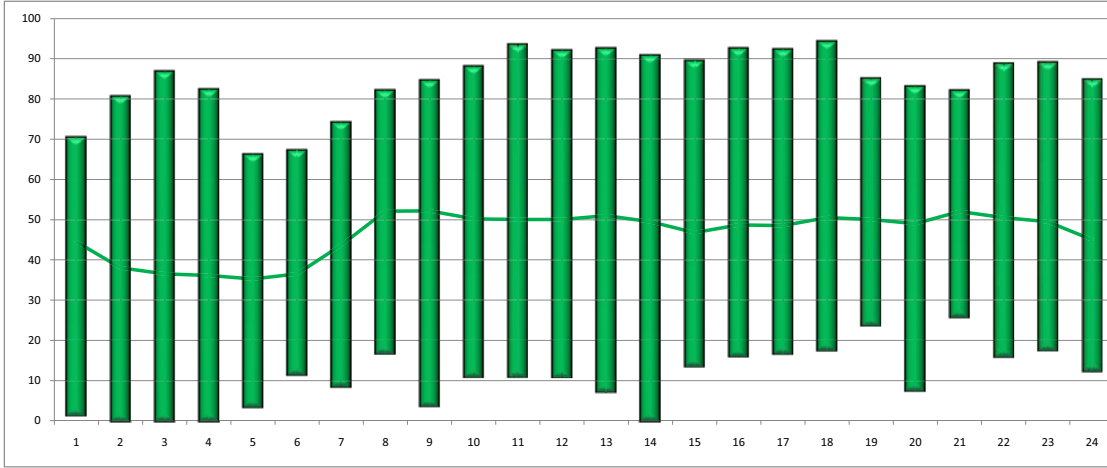
Avaliação de Risco por Teste de Stress

variação máxima dos valores dos preços horários



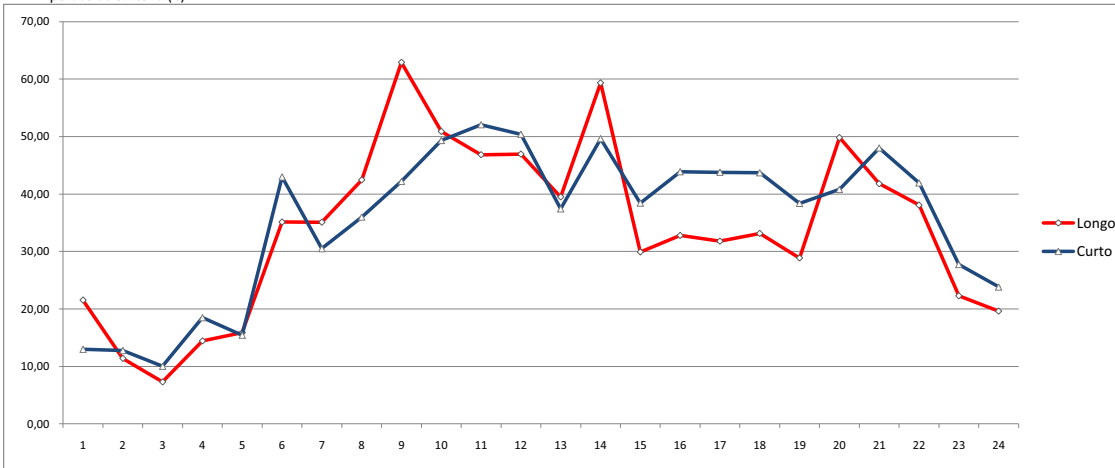
Hora do Contrato	Variação Máxima	
	Longo	Curto
1	43,09	26,00
2	47,39	42,62
3	45,26	50,26
4	37,24	46,24
5	31,76	30,90
6	25,09	30,70
7	35,10	30,50
8	35,38	30,00
9	48,39	32,46
10	39,15	37,93
11	39,03	43,38
12	39,12	42,00
13	43,89	41,57
14	56,56	41,36
15	33,24	42,69
16	32,80	43,88
17	31,80	43,79
18	33,15	43,70
19	26,25	34,89
20	41,51	34,00
21	26,12	30,01
22	34,61	38,12
23	31,85	39,64
24	32,71	39,71
média	37,10	38,18

gama de variação máxima dos preços horários (€/MWh)



Hora do Contrato	Preço (€/MWh)	
	Mínimo	Máximo
1	1,42	70,51
2	0,00	80,62
3	0,00	86,79
4	0,00	82,35
5	3,52	66,18
6	11,44	67,23
7	8,59	74,19
8	16,75	82,13
9	3,76	84,61
10	11,05	88,13
11	11,00	93,41
12	10,90	92,02
13	7,12	92,58
14	0,00	90,81
15	13,53	89,46
16	15,92	92,60
17	16,71	92,30
18	17,38	94,23
19	23,77	84,91
20	7,51	83,02
21	25,89	82,02
22	15,92	88,65
23	17,60	89,09
24	12,29	84,71
média	10,50	84,69

perdas da carteira (€)



Hora do Contrato	Perda Máxima (€)	
	Longo	Curto
1	21,54	13,00
2	11,40	12,79
3	7,31	10,05
4	14,44	18,50
5	15,88	15,45
6	35,13	42,98
7	35,10	30,50
8	42,46	36,00
9	62,51	42,20
10	50,90	49,31
11	46,84	52,06
12	46,94	50,40
13	39,50	37,41
14	59,34	49,63
15	29,92	38,42
16	32,80	43,88
17	31,80	43,79
18	33,15	43,70
19	28,88	38,38
20	49,81	40,80
21	41,79	48,02
22	38,07	41,93
23	22,30	27,75
24	19,63	23,83
carteira	817,82	850,76

Gestão do Risco com Contrato de Futuros

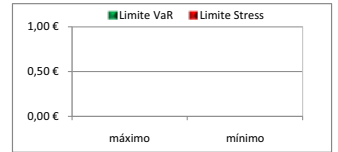
Cotação do Contrato de Futuros €/MWh

Estratégia de Mitigação do Risco Através do VaR

Posição Compradora

Energia a contratar em Spot	<input type="text" value="22800,00"/> kWh	→	100,0%
Energia a contratar em Futuros	<input type="text" value="0,00"/> kWh	→	0,0%
VaR da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	<input type="text" value="130,85"/> €	→	0,0%
Stress da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	<input type="text" value="817,82"/> €	→	0,0%
Períodos horários Spot vantajosos:	<input type="text" value="1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23 e 24"/> horas		
Períodos horários Spot desvantajosos:	<input type="text" value="-----"/> horas		

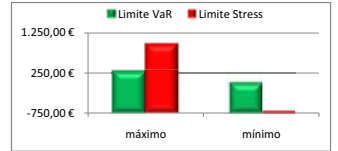
Margem obtida no contrato de Futuros	
Limite VaR	máximo <input type="text" value="0,00"/> € mínimo <input type="text" value="0,00"/> €
Limite Stress	máximo <input type="text" value="0,00"/> € mínimo <input type="text" value="0,00"/> €



Posição Vendedora

Energia a contratar em Spot	<input type="text" value="0,00"/> kWh	→	0,0%
Energia a contratar em Futuros	<input type="text" value="22800,00"/> kWh	→	100,0%
VaR da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	<input type="text" value="0,00"/> €	→	100,0%
Stress da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	<input type="text" value="0,00"/> €	→	100,0%
Períodos horários Spot vantajosos:	<input type="text" value="-----"/> horas		
Períodos horários Spot desvantajosos:	<input type="text" value="1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23 e 24"/> horas		

Margem obtida no contrato de Futuros	
Limite VaR	máximo <input type="text" value="291,94"/> € mínimo <input type="text" value="6,89"/> €
Limite Stress	máximo <input type="text" value="978,91"/> € mínimo <input type="text" value="-689,67"/> €

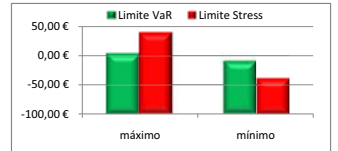


Estratégia de Mitigação do Risco Através do Teste de Stress

Posição Compradora

Energia a contratar em Spot	<input type="text" value="21800,00"/> kWh	→	95,6%
Energia a contratar em Futuros	<input type="text" value="1000,00"/> kWh	→	4,4%
VaR da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	<input type="text" value="124,85"/> €	→	4,6%
Stress da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	<input type="text" value="784,67"/> €	→	4,1%
Períodos horários Spot vantajosos:	<input type="text" value="1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 19, 20, 21, 22, 23 e 24"/> horas		
Períodos horários Spot desvantajosos:	<input type="text" value="17"/> horas		

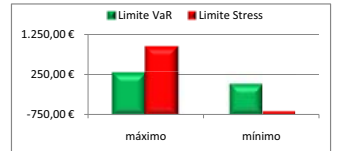
Margem obtida no contrato de Futuros	
Limite VaR	máximo <input type="text" value="3,03"/> € mínimo <input type="text" value="-10,47"/> €
Limite Stress	máximo <input type="text" value="39,23"/> € mínimo <input type="text" value="-37,62"/> €



Posição Vendedora

Energia a contratar em Spot	<input type="text" value="1000,00"/> kWh	→	4,4%
Energia a contratar em Futuros	<input type="text" value="21800,00"/> kWh	→	95,6%
VaR da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	<input type="text" value="7,50"/> €	→	95,1%
Stress da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	<input type="text" value="43,70"/> €	→	94,9%
Períodos horários Spot vantajosos:	<input type="text" value="17"/> horas		
Períodos horários Spot desvantajosos:	<input type="text" value="1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 19, 20, 21, 22, 23 e 24"/> horas		

Margem obtida no contrato de Futuros	
Limite VaR	máximo <input type="text" value="281,47"/> € mínimo <input type="text" value="9,92"/> €
Limite Stress	máximo <input type="text" value="941,29"/> € mínimo <input type="text" value="-650,44"/> €



A.11 Exemplo E – Portugal, ano de 2008

Gestão do Risco em Mercados de Energia Eléctrica

Recorrendo ao VaR por Simulação de Monte Carlo



IPP - Instituto Superior de Engenharia do Porto
 Trabalho de Dissertação do Mestrado em Sistemas Eléctricos de Energia
 Aluno: Manuel Jorge Tavares Vieira da Costa
 Orientação: Doutor Filipe Azevedo
 Outubro de 2010

Dados de Base

País: Portugal Espanha Intervalo Temporal: Data Inicial: 08-Jan-01 Data Limite: 08-Dec-31

Dias da Semana: Segunda Feira Terça Feira Quarta Feira Quinta Feira Sexta Feira Sábado Domingo

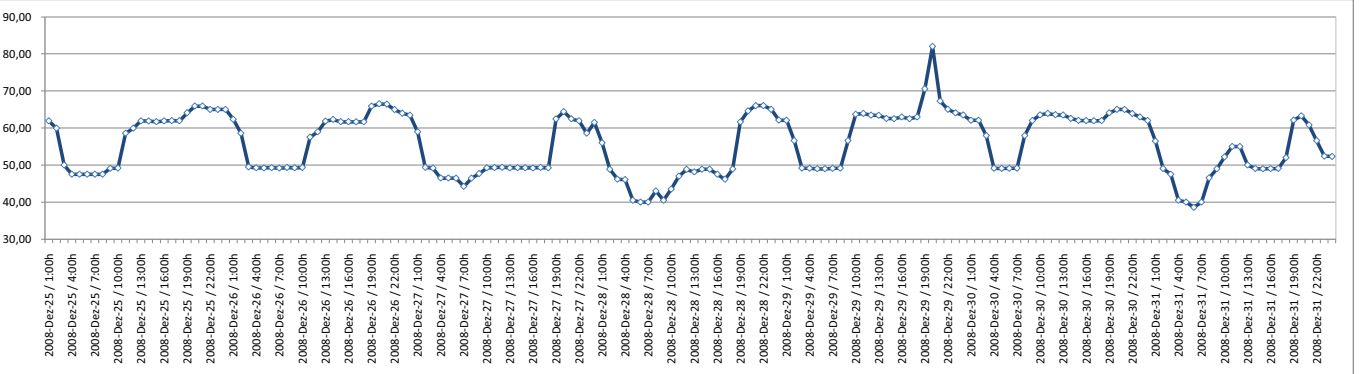
Cargas Horárias a Contratar (kWh): 1: 500,0 2: 300,0 3: 200,0 4: 400,0 5: 500,0 6: 1400,0 7: 1000,0 8: 1200,0 9: 1300,0 10: 1300,0 11: 1200,0 12: 1200,0 13: 900,0 14: 1200,0 15: 900,0 16: 1000,0 17: 1000,0 18: 1000,0 19: 1100,0 20: 1200,0 21: 1600,0 22: 1100,0 23: 700,0 24: 600,0 carga diária total 22800,0

Feriados e Dias Atípicos: Em Exclusivo Em Complemento Feriados Dias Atípicos

Dados Históricos Recentes (168 períodos)

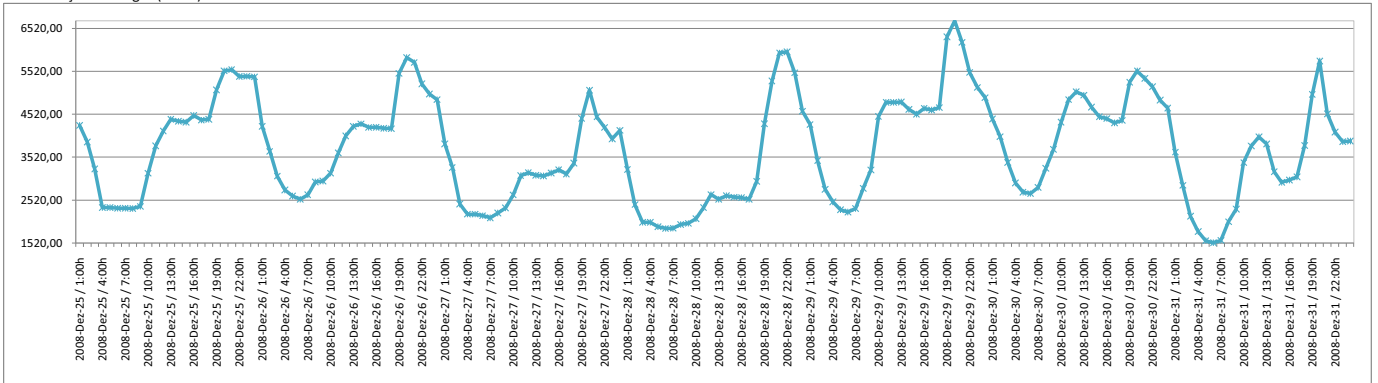
Data / Hora	Preço (€/MWh)	Carga (MWh)	Data / Hora	Preço (€/MWh)	Carga (MWh)	Data / Hora	Preço (€/MWh)	Carga (MWh)	Data / Hora	Preço (€/MWh)	Carga (MWh)
2008-Dec-31 / 24:00h	52,31	3896,10	2008-Dec-30 / 6:00h	49,11	2670,90	2008-Dec-28 / 12:00h	48,84	2648,10	2008-Dec-26 / 18:00h	61,66	4183,40
2008-Dec-31 / 23:00h	52,40	3881,70	2008-Dec-30 / 5:00h	49,10	2703,70	2008-Dec-28 / 11:00h	47,00	2346,00	2008-Dec-26 / 17:00h	61,66	4191,90
2008-Dec-31 / 22:00h	56,59	4102,30	2008-Dec-30 / 4:00h	49,14	2921,90	2008-Dec-28 / 10:00h	43,51	2088,00	2008-Dec-26 / 16:00h	61,70	4215,00
2008-Dec-31 / 21:00h	60,80	4527,10	2008-Dec-30 / 3:00h	57,95	3395,90	2008-Dec-28 / 9:00h	40,50	1978,40	2008-Dec-26 / 15:00h	61,70	4213,30
2008-Dec-31 / 20:00h	63,27	5759,80	2008-Dec-30 / 2:00h	62,06	3996,50	2008-Dec-28 / 8:00h	43,01	1950,00	2008-Dec-26 / 14:00h	62,30	4295,60
2008-Dec-31 / 19:00h	62,12	4981,40	2008-Dec-30 / 1:00h	62,08	4407,50	2008-Dec-28 / 7:00h	40,00	1865,40	2008-Dec-26 / 13:00h	61,85	4238,00
2008-Dec-31 / 18:00h	52,00	3791,80	2008-Dec-29 / 24:00h	63,50	4905,90	2008-Dec-28 / 6:00h	40,00	1859,60	2008-Dec-26 / 12:00h	58,97	4013,50
2008-Dec-31 / 17:00h	49,10	3059,40	2008-Dec-29 / 23:00h	64,07	5144,10	2008-Dec-28 / 5:00h	40,50	1896,90	2008-Dec-26 / 11:00h	57,52	3622,00
2008-Dec-31 / 16:00h	49,05	2985,60	2008-Dec-29 / 22:00h	65,03	5493,00	2008-Dec-28 / 4:00h	46,08	2004,50	2008-Dec-26 / 10:00h	49,36	3147,80
2008-Dec-31 / 15:00h	49,00	2937,30	2008-Dec-29 / 21:00h	67,25	6194,30	2008-Dec-28 / 3:00h	46,18	2004,00	2008-Dec-26 / 9:00h	49,26	2967,00
2008-Dec-31 / 14:00h	49,07	3181,80	2008-Dec-29 / 20:00h	82,00	6700,50	2008-Dec-28 / 2:00h	48,86	2416,00	2008-Dec-26 / 8:00h	49,34	2942,10
2008-Dec-31 / 13:00h	50,01	3831,10	2008-Dec-29 / 19:00h	70,56	6323,10	2008-Dec-28 / 1:00h	56,00	3235,00	2008-Dec-26 / 7:00h	49,19	2646,70
2008-Dec-31 / 12:00h	55,00	3990,30	2008-Dec-29 / 18:00h	62,96	4674,80	2008-Dec-27 / 24:00h	61,49	4145,10	2008-Dec-26 / 6:00h	49,28	2538,60
2008-Dec-31 / 11:00h	55,00	3780,00	2008-Dec-29 / 17:00h	62,50	4617,90	2008-Dec-27 / 23:00h	58,59	3945,80	2008-Dec-26 / 5:00h	49,22	2614,10
2008-Dec-31 / 10:00h	52,20	3393,70	2008-Dec-29 / 16:00h	62,96	4659,40	2008-Dec-27 / 22:00h	61,94	4213,30	2008-Dec-26 / 4:00h	49,27	2755,40
2008-Dec-31 / 9:00h	49,00	2311,30	2008-Dec-29 / 15:00h	62,50	4521,70	2008-Dec-27 / 21:00h	62,47	4457,90	2008-Dec-26 / 3:00h	49,48	3079,50
2008-Dec-31 / 8:00h	46,54	2016,00	2008-Dec-29 / 14:00h	62,57	4634,80	2008-Dec-27 / 20:00h	64,41	5082,60	2008-Dec-26 / 2:00h	58,59	3654,90
2008-Dec-31 / 7:00h	40,00	1582,10	2008-Dec-29 / 13:00h	63,41	4803,90	2008-Dec-27 / 19:00h	62,43	4425,20	2008-Dec-26 / 1:00h	62,34	4239,20
2008-Dec-31 / 6:00h	38,58	1527,00	2008-Dec-29 / 12:00h	63,46	4795,70	2008-Dec-27 / 18:00h	49,25	3380,50	2008-Dec-25 / 24:00h	64,99	5389,80
2008-Dec-31 / 5:00h	40,00	1575,20	2008-Dec-29 / 11:00h	63,93	4796,40	2008-Dec-27 / 17:00h	49,35	3126,40	2008-Dec-25 / 23:00h	64,99	5403,80
2008-Dec-31 / 4:00h	40,50	1786,20	2008-Dec-29 / 10:00h	63,70	4471,60	2008-Dec-27 / 16:00h	49,20	3225,10	2008-Dec-25 / 22:00h	64,99	5402,90
2008-Dec-31 / 3:00h	47,52	2146,70	2008-Dec-29 / 9:00h	56,59	3222,60	2008-Dec-27 / 15:00h	49,27	3153,10	2008-Dec-25 / 21:00h	65,92	5560,30
2008-Dec-31 / 2:00h	49,06	2863,60	2008-Dec-29 / 8:00h	49,15	2791,70	2008-Dec-27 / 14:00h	49,29	3084,90	2008-Dec-25 / 20:00h	65,91	5530,10
2008-Dec-31 / 1:00h	56,45	3638,00	2008-Dec-29 / 7:00h	49,11	2325,70	2008-Dec-27 / 13:00h	49,22	3098,60	2008-Dec-25 / 19:00h	64,10	5089,40
2008-Dec-30 / 24:00h	62,00	4663,70	2008-Dec-29 / 6:00h	49,01	2242,20	2008-Dec-27 / 12:00h	49,37	3159,70	2008-Dec-25 / 18:00h	61,95	4401,50
2008-Dec-30 / 23:00h	62,96	4848,70	2008-Dec-29 / 5:00h	49,01	2294,50	2008-Dec-27 / 11:00h	49,31	3092,00	2008-Dec-25 / 17:00h	61,97	4383,90
2008-Dec-30 / 22:00h	63,90	5163,50	2008-Dec-29 / 4:00h	49,14	2480,30	2008-Dec-27 / 10:00h	49,26	2641,00	2008-Dec-25 / 16:00h	61,92	4494,30
2008-Dec-30 / 21:00h	64,99	5358,30	2008-Dec-29 / 3:00h	49,18	2771,50	2008-Dec-27 / 9:00h	47,69	2341,30	2008-Dec-25 / 15:00h	61,70	4335,40
2008-Dec-30 / 20:00h	65,02	5525,30	2008-Dec-29 / 2:00h	56,59	3439,70	2008-Dec-27 / 8:00h	46,45	2218,50	2008-Dec-25 / 14:00h	61,89	4359,10
2008-Dec-30 / 19:00h	64,10	5266,70	2008-Dec-29 / 1:00h	62,06	4280,20	2008-Dec-27 / 7:00h	44,25	2108,40	2008-Dec-25 / 13:00h	61,91	4400,00
2008-Dec-30 / 18:00h	61,98	4376,10	2008-Dec-28 / 24:00h	62,13	4591,90	2008-Dec-27 / 6:00h	46,45	2157,40	2008-Dec-25 / 12:00h	59,95	4131,00
2008-Dec-30 / 17:00h	61,95	4322,50	2008-Dec-28 / 23:00h	65,02	5485,80	2008-Dec-27 / 5:00h	46,51	2192,40	2008-Dec-25 / 11:00h	58,59	3783,90
2008-Dec-30 / 16:00h	61,98	4420,40	2008-Dec-28 / 22:00h	66,02	5975,20	2008-Dec-27 / 4:00h	46,51	2192,40	2008-Dec-25 / 10:00h	49,18	3146,50
2008-Dec-30 / 15:00h	62,03	4463,70	2008-Dec-28 / 21:00h	66,02	5948,50	2008-Dec-27 / 3:00h	49,19	2427,40	2008-Dec-25 / 9:00h	49,11	2373,00
2008-Dec-30 / 14:00h	62,57	4686,60	2008-Dec-28 / 20:00h	64,60	5295,00	2008-Dec-27 / 2:00h	49,38	3277,00	2008-Dec-25 / 8:00h	47,52	2323,40
2008-Dec-30 / 13:00h	63,50	4963,70	2008-Dec-28 / 19:00h	61,64	4297,70	2008-Dec-27 / 1:00h	58,97	3827,10	2008-Dec-25 / 7:00h	47,52	2332,40
2008-Dec-30 / 12:00h	63,59	5042,90	2008-Dec-28 / 18:00h	48,93	2956,80	2008-Dec-26 / 24:00h	63,44	4860,40	2008-Dec-25 / 6:00h	47,52	2332,40
2008-Dec-30 / 11:00h	63,93	4860,50	2008-Dec-28 / 17:00h	46,17	2541,90	2008-Dec-26 / 23:00h	63,96	4988,80	2008-Dec-25 / 5:00h	47,52	2345,50
2008-Dec-30 / 10:00h	63,52	4333,60	2008-Dec-28 / 16:00h	47,52	2578,90	2008-Dec-26 / 22:00h	64,96	5228,70	2008-Dec-25 / 4:00h	47,52	2345,50
2008-Dec-30 / 9:00h	62,00	3703,50	2008-Dec-28 / 15:00h	48,87	2588,60	2008-Dec-26 / 21:00h	66,43	5724,80	2008-Dec-25 / 3:00h	50,00	3245,40
2008-Dec-30 / 8:00h	57,95	3264,20	2008-Dec-28 / 14:00h	48,87	2624,10	2008-Dec-26 / 20:00h	66,53	5840,30	2008-Dec-25 / 2:00h	59,95	3875,50
2008-Dec-30 / 7:00h	49,17	2815,20	2008-Dec-28 / 13:00h	48,15	2537,80	2008-Dec-26 / 19:00h	65,89	5472,50	2008-Dec-25 / 1:00h	61,92	4259,70

evolução de preços (€/MWh)

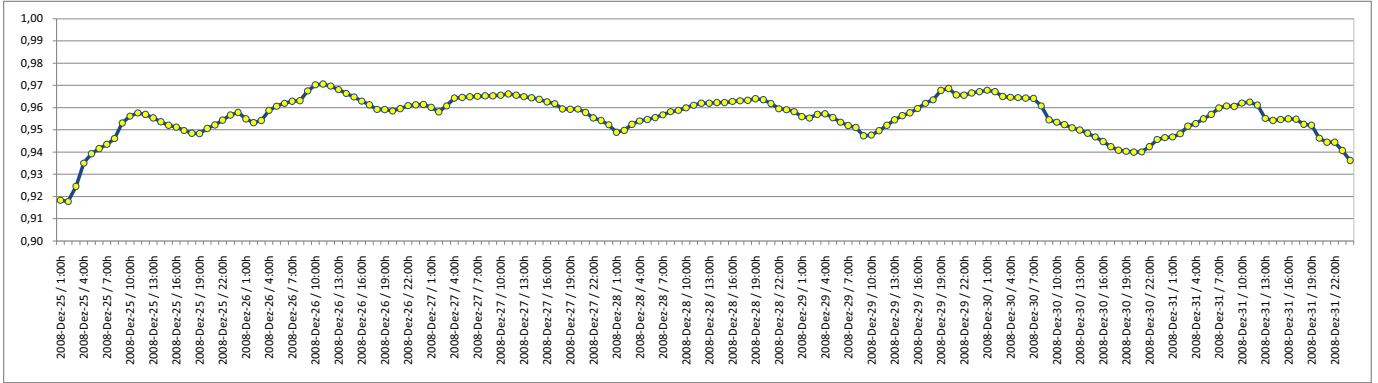


Gestão do Risco em Mercados de Energia Eléctrica
Recorrendo ao VaR por Simulação de Monte Carlo

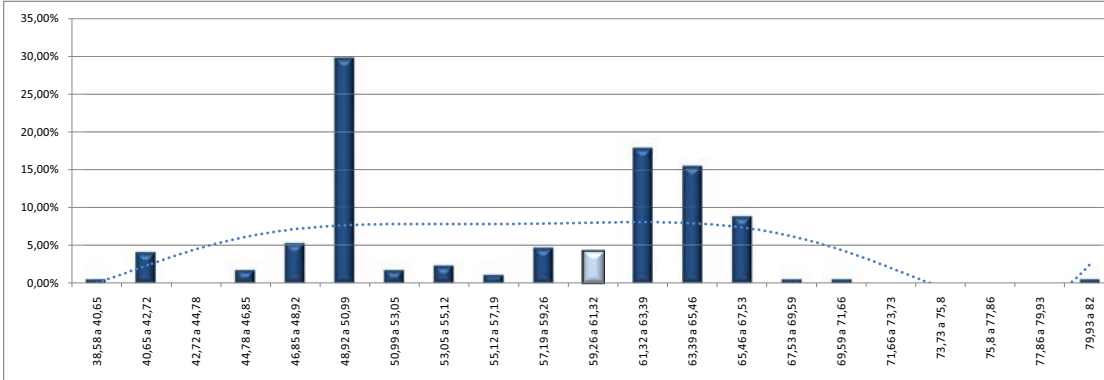
evolução de cargas (MWh)



evolução da correlação de preços e cargas (48 períodos)

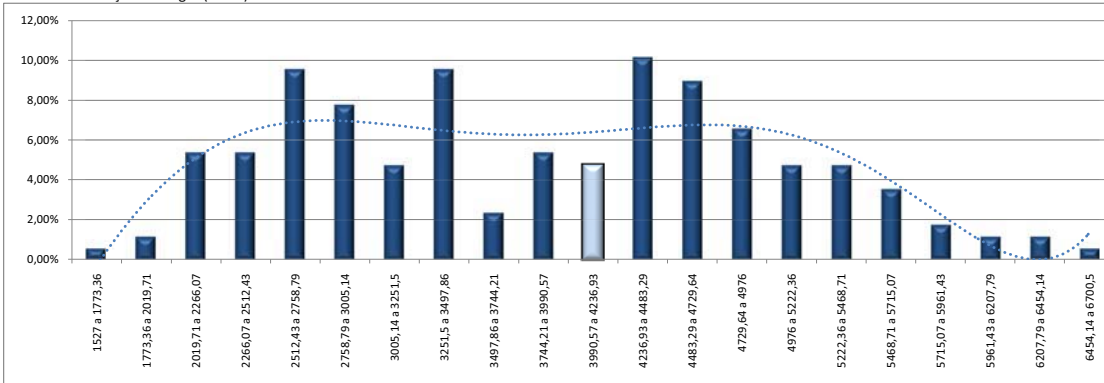


distribuição de preços (€/MWh)



Preços (€/MWh)	Acontecimentos
38,58 a 40,65	0,60%
40,65 a 42,72	4,17%
42,72 a 44,78	0,00%
44,78 a 46,85	1,79%
46,85 a 48,92	5,36%
48,92 a 50,99	29,76%
50,99 a 53,05	1,79%
53,05 a 55,12	2,38%
55,12 a 57,19	1,19%
57,19 a 59,26	4,76%
59,26 a 61,32	4,17%
61,32 a 63,39	17,86%
63,39 a 65,46	15,48%
65,46 a 67,53	8,93%
67,53 a 69,59	0,60%
69,59 a 71,66	0,60%
71,66 a 73,73	0,00%
73,73 a 75,8	0,00%
75,8 a 77,86	0,00%
77,86 a 79,93	0,00%
79,93 a 82	0,60%

distribuição de cargas (MWh)

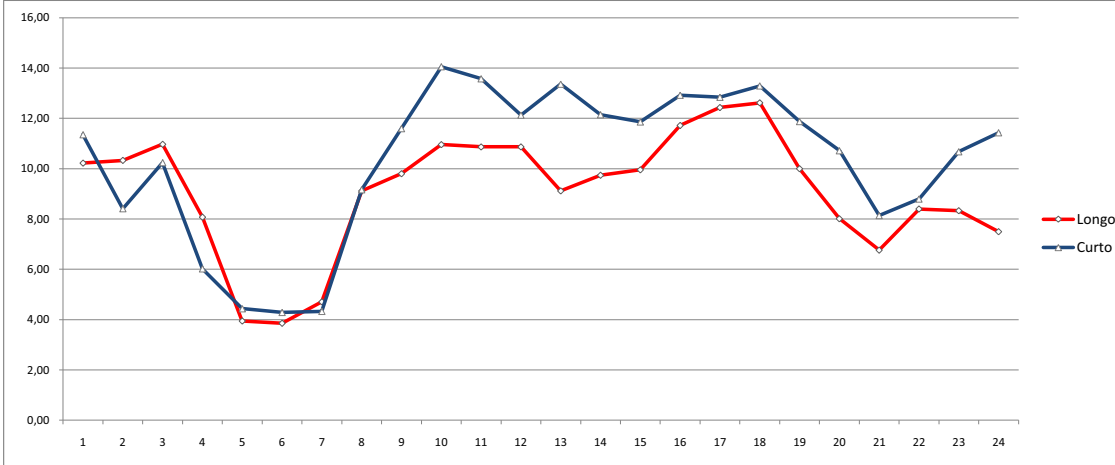


Cargas (MWh)	Acontecimentos
1527 a 1773,36	0,60%
1773,36 a 2019,71	1,19%
2019,71 a 2266,07	5,36%
2266,07 a 2512,43	5,36%
2512,43 a 2758,79	9,52%
2758,79 a 3005,14	7,74%
3005,14 a 3251,5	4,76%
3251,5 a 3497,86	9,52%
3497,86 a 3744,21	2,38%
3744,21 a 3990,57	5,36%
3990,57 a 4236,93	4,76%
4236,93 a 4483,29	10,12%
4483,29 a 4729,64	8,93%
4729,64 a 4976	6,55%
4976 a 5222,36	4,76%
5222,36 a 5468,71	4,76%
5468,71 a 5715,07	3,57%
5715,07 a 5961,43	1,79%
5961,43 a 6207,79	1,19%
6207,79 a 6454,14	1,19%
6454,14 a 6700,5	0,60%

Avaliação de Risco por Value-at-Risk (VaR)

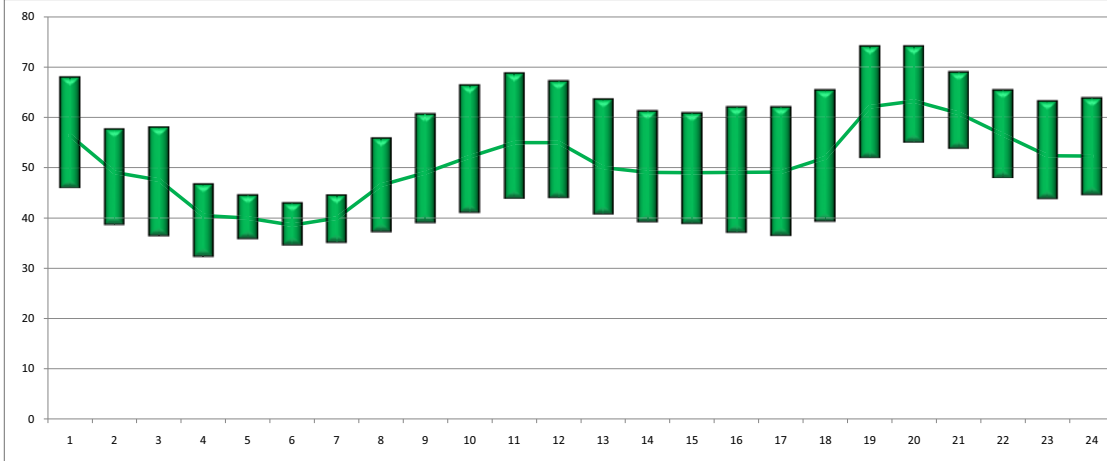
nível de confiança número de intervalos dos histogramas número de Simulações Monte Carlo
 truncagem dos histogramas limite inferior de variação aceite (€/MWh) limite superior de variação aceite (€/MWh)

VaR por unidade de energia (VaR/E) (€/MWh)



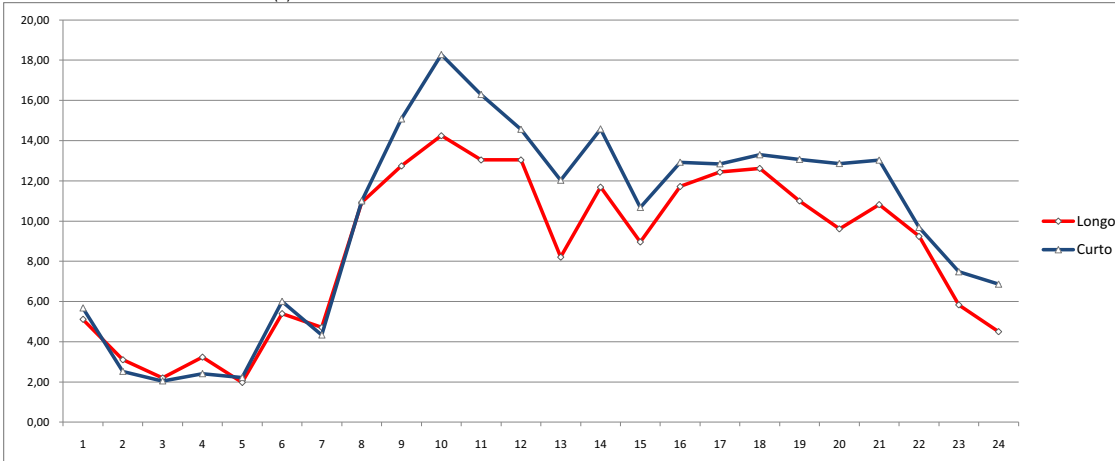
Hora do Contrato	VaR/E (€/MWh)	
	Longo	Curto
1	10,22	11,35
2	10,33	8,41
3	10,97	10,24
4	8,07	6,02
5	3,94	4,44
6	3,85	4,29
7	4,71	4,33
8	9,11	9,17
9	9,80	11,59
10	10,96	14,06
11	10,87	13,58
12	10,87	12,13
13	9,12	13,36
14	9,74	12,15
15	9,96	11,86
16	11,72	12,92
17	12,43	12,84
18	12,62	13,29
19	10,00	11,88
20	8,01	10,72
21	6,76	8,14
22	8,40	8,80
23	8,33	10,68
24	7,50	11,43
média	9,10	10,32

intervalos de confiança dos valores dos preços (€/MWh)



Hora do Contrato	Preço (€/MWh)	
	Mínimo	Máximo
1	46,23	67,80
2	38,73	57,47
3	36,55	57,76
4	32,43	46,52
5	36,06	44,44
6	34,73	42,87
7	35,29	44,33
8	37,43	55,71
9	39,20	60,59
10	41,24	66,26
11	44,13	68,58
12	44,13	67,13
13	40,89	63,37
14	39,33	61,22
15	39,04	60,86
16	37,33	61,97
17	36,67	61,94
18	39,38	65,29
19	52,12	74,00
20	55,26	73,99
21	54,04	68,94
22	48,19	65,39
23	44,07	63,08
24	44,81	63,74
média	41,55	60,97

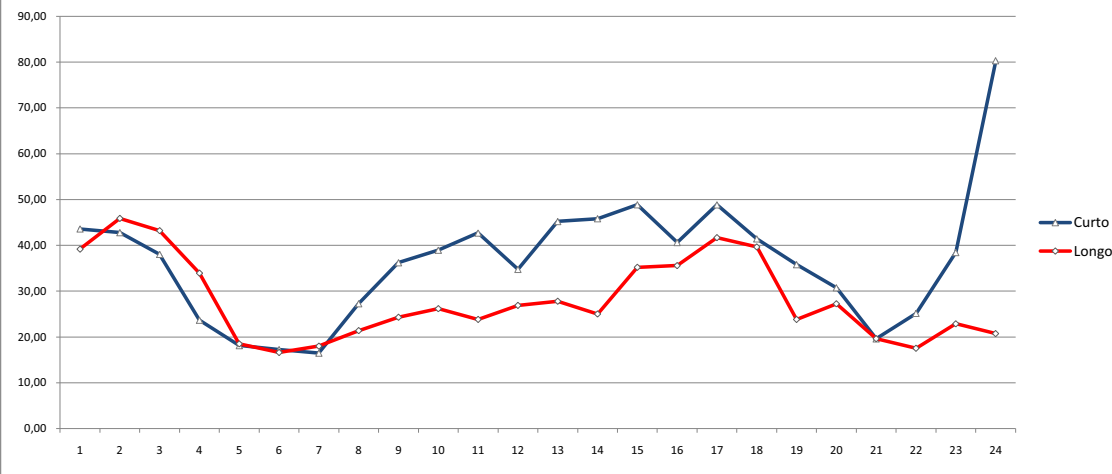
VaR dos vários contratos da carteira (€)



Hora do Contrato	VaR(€)	
	Longo	Curto
1	5,11	5,68
2	3,10	2,52
3	2,19	2,05
4	3,23	2,41
5	1,97	2,22
6	5,39	6,01
7	4,71	4,33
8	10,94	11,00
9	12,74	15,07
10	14,25	18,27
11	13,04	16,29
12	13,04	14,56
13	8,21	12,03
14	11,69	14,58
15	8,96	10,67
16	11,72	12,92
17	12,43	12,84
18	12,62	13,29
19	11,00	13,06
20	9,61	12,86
21	10,82	13,03
22	9,24	9,68
23	5,83	7,47
24	4,50	6,86
carteira	206,34	239,70

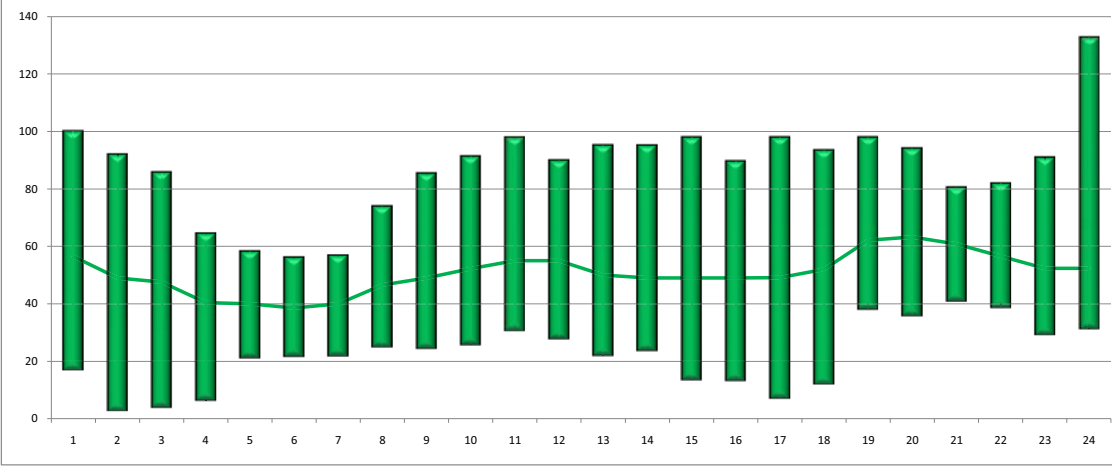
Avaliação de Risco por Teste de Stress

variação máxima dos valores dos preços horários



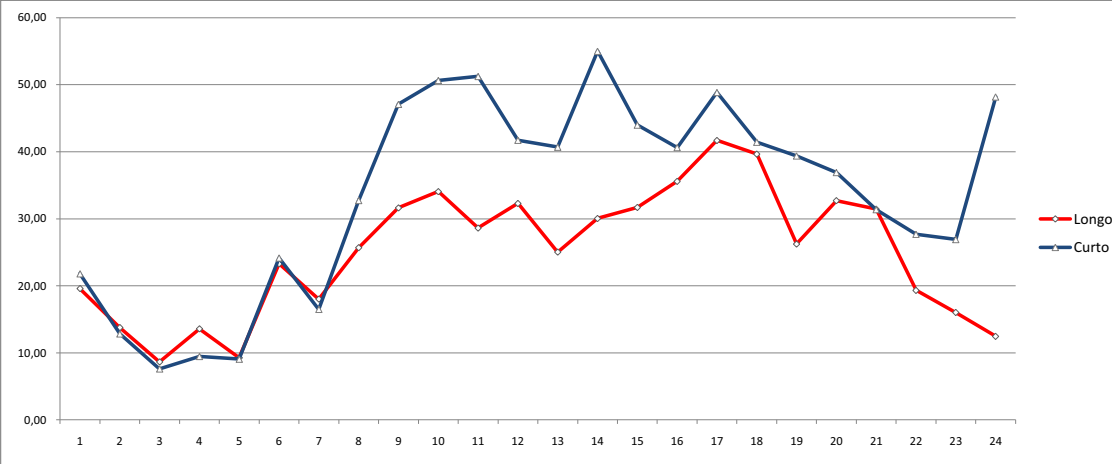
Hora do Contrato	Variação Máxima	
	Longo	Curto
1	39,18	43,60
2	45,89	42,79
3	43,21	38,05
4	33,95	23,68
5	18,52	18,14
6	16,64	17,26
7	18,02	16,50
8	21,41	27,28
9	24,33	36,22
10	26,20	38,96
11	23,85	42,70
12	26,91	34,77
13	27,82	45,21
14	25,04	45,83
15	35,22	48,87
16	35,59	40,63
17	41,69	48,85
18	39,66	41,43
19	23,85	35,80
20	27,26	30,76
21	19,65	19,61
22	17,56	25,18
23	22,89	38,45
24	20,76	80,30
média	28,13	36,70

gama de variação máxima dos preços horários (€/MWh)



Hora do Contrato	Preço (€/MWh)	
	Mínimo	Máximo
1	17,27	100,05
2	3,17	91,85
3	4,31	85,57
4	6,55	64,18
5	21,48	58,14
6	21,94	55,84
7	21,98	56,50
8	25,13	73,82
9	24,67	85,22
10	26,00	91,16
11	31,15	97,70
12	28,09	89,77
13	22,19	95,22
14	24,03	94,90
15	13,78	97,87
16	13,46	89,68
17	7,41	97,95
18	12,34	93,43
19	38,27	97,92
20	36,01	94,03
21	41,15	80,41
22	39,03	81,77
23	29,51	90,85
24	31,55	132,61
média	22,52	87,35

perdas da carteira (€)



Hora do Contrato	Perda Máxima (€)	
	Longo	Curto
1	19,59	21,80
2	13,77	12,84
3	8,64	7,61
4	13,58	9,47
5	9,26	9,07
6	23,30	24,16
7	18,02	16,50
8	25,69	32,74
9	31,63	47,09
10	34,06	50,65
11	28,62	51,24
12	32,29	41,72
13	25,04	40,69
14	30,05	55,00
15	31,70	43,98
16	35,59	40,63
17	41,69	48,85
18	39,66	41,43
19	26,23	39,38
20	32,71	36,91
21	31,44	31,38
22	19,32	27,70
23	16,02	26,91
24	12,46	48,18
carteira	600,35	805,93

Gestão do Risco com Contrato de Futuros

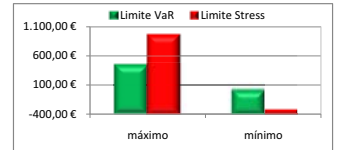
Cotação do Contrato de Futuros 42,00 €/MWh

Estratégia de Mitigação do Risco Através do VaR

Posição Compradora

Energia a contratar em Spot	3300,00 kWh	14,5%
Energia a contratar em Futuros	19500,00 kWh	85,5%
VaR da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	15,30 €	92,6%
Stress da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	64,16 €	89,3%
Períodos horários Spot vantajosos	4, 5, 6 e 7 horas	
Períodos horários Spot desvantajosos	1, 2, 3, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23 e 24 horas	

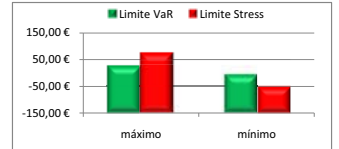
Margem obtida no contrato de Futuros	máximo 447,58 €
Limite VaR	mínimo 31,81 €
Limite Stress	máximo 969,57 €
	mínimo -313,35 €



Posição Vendedora

Energia a contratar em Spot	19500,00 kWh	85,5%
Energia a contratar em Futuros	3300,00 kWh	14,5%
VaR da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	224,73 €	6,2%
Stress da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	746,72 €	7,3%
Períodos horários Spot vantajosos	1, 2, 3, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23 e 24 horas	
Períodos horários Spot desvantajosos	4, 5, 6 e 7 horas	

Margem obtida no contrato de Futuros	máximo 23,69 €
Limite VaR	mínimo -6,58 €
Limite Stress	máximo 72,54 €
	mínimo -50,82 €

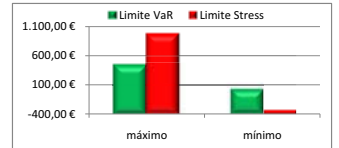


Estratégia de Mitigação do Risco Através do Teste de Stress

Posição Compradora

Energia a contratar em Spot	3300,00 kWh	14,5%
Energia a contratar em Futuros	19500,00 kWh	85,5%
VaR da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	15,30 €	92,6%
Stress da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	64,16 €	89,3%
Períodos horários Spot vantajosos	4, 5, 6 e 7 horas	
Períodos horários Spot desvantajosos	1, 2, 3, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23 e 24 horas	

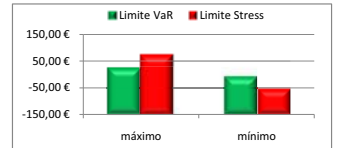
Margem obtida no contrato de Futuros	máximo 447,58 €
Limite VaR	mínimo 31,81 €
Limite Stress	máximo 969,57 €
	mínimo -313,35 €



Posição Vendedora

Energia a contratar em Spot	19500,00 kWh	85,5%
Energia a contratar em Futuros	3300,00 kWh	14,5%
VaR da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	224,73 €	6,2%
Stress da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	746,72 €	7,3%
Períodos horários Spot vantajosos	1, 2, 3, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23 e 24 horas	
Períodos horários Spot desvantajosos	4, 5, 6 e 7 horas	

Margem obtida no contrato de Futuros	máximo 23,69 €
Limite VaR	mínimo -6,58 €
Limite Stress	máximo 72,54 €
	mínimo -50,82 €



A.12 Exemplo E – Espanha, ano de 2008

Gestão do Risco em Mercados de Energia Eléctrica

Recorrendo ao VaR por Simulação de Monte Carlo



IPP - Instituto Superior de Engenharia do Porto
 Trabalho de Dissertação do Mestrado em Sistemas Eléctricos de Energia
 Aluno: Manuel Jorge Tavares Vieira da Costa
 Orientação: Doutor Filipe Azevedo
 Outubro de 2010

Dados de Base

País: Portugal Espanha Intervalo Temporal: Data Inicial: 08-Jan-01 Data Limite: 08-Dec-31

Dias da Semana: Segunda Feira Terça Feira Quarta Feira Quinta Feira Sexta Feira Sábado Domingo

Cargas Horárias a Contratar (kWh): 1: 500,0 2: 300,0 3: 200,0 4: 400,0 5: 500,0 6: 1400,0 7: 1000,0 8: 1200,0 9: 1300,0 10: 1300,0 11: 1200,0 12: 1200,0 13: 900,0 14: 1200,0 15: 900,0 16: 1000,0 17: 1000,0 18: 1000,0 19: 1100,0 20: 1200,0 21: 1600,0 22: 1100,0 23: 700,0 24: 600,0 carga diária total 22800,0

Ferriados e Dias Atípicos: Em Exclusivo Em Complemento Feriados Dias Atípicos

Dados Históricos Recentes (168 períodos)

Data / Hora	Preço (€/MWh)	Carga (MWh)
2008-Dec-31 / 24:00h	48,00	23350,50
2008-Dec-31 / 23:00h	45,16	23390,50
2008-Dec-31 / 22:00h	48,00	26474,80
2008-Dec-31 / 21:00h	60,80	26453,30
2008-Dec-31 / 20:00h	63,27	26063,00
2008-Dec-31 / 19:00h	62,12	25861,80
2008-Dec-31 / 18:00h	52,00	22844,10
2008-Dec-31 / 17:00h	46,85	23322,60
2008-Dec-31 / 16:00h	43,40	22168,30
2008-Dec-31 / 15:00h	45,00	22654,60
2008-Dec-31 / 14:00h	49,07	23437,10
2008-Dec-31 / 13:00h	50,01	22991,90
2008-Dec-31 / 12:00h	55,00	24097,30
2008-Dec-31 / 11:00h	55,00	24217,90
2008-Dec-31 / 10:00h	52,20	22587,50
2008-Dec-31 / 9:00h	49,00	21582,10
2008-Dec-31 / 8:00h	46,54	20274,30
2008-Dec-31 / 7:00h	40,00	19778,20
2008-Dec-31 / 6:00h	36,74	19539,50
2008-Dec-31 / 5:00h	36,00	19727,70
2008-Dec-31 / 4:00h	39,00	20378,20
2008-Dec-31 / 3:00h	40,00	20690,70
2008-Dec-31 / 2:00h	45,16	21716,40
2008-Dec-31 / 1:00h	49,00	23882,00
2008-Dec-30 / 24:00h	52,88	26279,50
2008-Dec-30 / 23:00h	56,00	27769,10
2008-Dec-30 / 22:00h	55,31	28409,50
2008-Dec-30 / 21:00h	62,21	28681,40
2008-Dec-30 / 20:00h	65,02	28934,90
2008-Dec-30 / 19:00h	64,10	28010,30
2008-Dec-30 / 18:00h	53,00	25760,60
2008-Dec-30 / 17:00h	51,53	24332,50
2008-Dec-30 / 16:00h	49,58	24042,30
2008-Dec-30 / 15:00h	50,95	24206,80
2008-Dec-30 / 14:00h	52,10	25235,60
2008-Dec-30 / 13:00h	52,50	25201,00
2008-Dec-30 / 12:00h	58,50	26106,60
2008-Dec-30 / 11:00h	63,50	26564,40
2008-Dec-30 / 10:00h	63,00	25431,90
2008-Dec-30 / 9:00h	62,00	23925,60
2008-Dec-30 / 8:00h	56,00	21515,30
2008-Dec-30 / 7:00h	48,76	19640,70

Data / Hora	Preço (€/MWh)	Carga (MWh)
2008-Dec-30 / 6:00h	45,07	19219,00
2008-Dec-30 / 5:00h	44,63	19550,30
2008-Dec-30 / 4:00h	45,07	19706,80
2008-Dec-30 / 3:00h	46,02	20058,60
2008-Dec-30 / 2:00h	51,20	21126,20
2008-Dec-30 / 1:00h	53,00	23485,00
2008-Dec-29 / 24:00h	54,50	27078,50
2008-Dec-29 / 23:00h	60,16	28962,40
2008-Dec-29 / 22:00h	65,02	30134,50
2008-Dec-29 / 21:00h	67,25	29657,70
2008-Dec-29 / 20:00h	82,00	29420,10
2008-Dec-29 / 19:00h	70,56	28683,10
2008-Dec-29 / 18:00h	62,21	27245,30
2008-Dec-29 / 17:00h	54,00	25988,00
2008-Dec-29 / 16:00h	53,00	25763,30
2008-Dec-29 / 15:00h	53,20	26328,90
2008-Dec-29 / 14:00h	58,10	27433,70
2008-Dec-29 / 13:00h	58,50	27219,70
2008-Dec-29 / 12:00h	62,00	27813,90
2008-Dec-29 / 11:00h	63,93	27611,40
2008-Dec-29 / 10:00h	63,70	25835,60
2008-Dec-29 / 9:00h	53,50	24020,80
2008-Dec-29 / 8:00h	48,00	21332,60
2008-Dec-29 / 7:00h	42,86	19811,10
2008-Dec-29 / 6:00h	34,70	19279,30
2008-Dec-29 / 5:00h	30,00	19454,30
2008-Dec-29 / 4:00h	38,00	20093,80
2008-Dec-29 / 3:00h	43,14	20388,80
2008-Dec-29 / 2:00h	48,00	21075,80
2008-Dec-29 / 1:00h	58,00	23443,50
2008-Dec-28 / 24:00h	58,00	26208,70
2008-Dec-28 / 23:00h	65,02	27515,60
2008-Dec-28 / 22:00h	66,02	27630,00
2008-Dec-28 / 21:00h	66,02	27221,40
2008-Dec-28 / 20:00h	64,60	26911,50
2008-Dec-28 / 19:00h	61,64	25980,60
2008-Dec-28 / 18:00h	48,93	23104,80
2008-Dec-28 / 17:00h	45,07	22723,60
2008-Dec-28 / 16:00h	46,24	22959,40
2008-Dec-28 / 15:00h	48,00	23604,10
2008-Dec-28 / 14:00h	47,02	23535,00
2008-Dec-28 / 13:00h	48,15	23141,40

Data / Hora	Preço (€/MWh)	Carga (MWh)
2008-Dec-28 / 12:00h	48,84	23237,60
2008-Dec-28 / 11:00h	47,00	22786,50
2008-Dec-28 / 10:00h	43,05	21168,70
2008-Dec-28 / 9:00h	37,40	20650,40
2008-Dec-28 / 8:00h	38,00	20516,10
2008-Dec-28 / 7:00h	35,68	20594,60
2008-Dec-28 / 6:00h	35,68	20737,80
2008-Dec-28 / 5:00h	34,70	21021,00
2008-Dec-28 / 4:00h	35,68	21450,50
2008-Dec-28 / 3:00h	40,50	21456,00
2008-Dec-28 / 2:00h	45,85	22823,00
2008-Dec-28 / 1:00h	56,00	25380,30
2008-Dec-27 / 24:00h	61,49	27021,00
2008-Dec-27 / 23:00h	58,59	28449,90
2008-Dec-27 / 22:00h	61,94	28489,10
2008-Dec-27 / 21:00h	62,47	28305,50
2008-Dec-27 / 20:00h	64,41	27562,10
2008-Dec-27 / 19:00h	62,43	26779,60
2008-Dec-27 / 18:00h	49,25	24452,90
2008-Dec-27 / 17:00h	45,00	24057,50
2008-Dec-27 / 16:00h	45,00	24145,30
2008-Dec-27 / 15:00h	46,01	24591,50
2008-Dec-27 / 14:00h	47,05	24977,00
2008-Dec-27 / 13:00h	47,05	24621,10
2008-Dec-27 / 12:00h	49,37	24581,50
2008-Dec-27 / 11:00h	49,31	24095,00
2008-Dec-27 / 10:00h	49,26	22231,60
2008-Dec-27 / 9:00h	44,03	21168,60
2008-Dec-27 / 8:00h	42,86	20360,90
2008-Dec-27 / 7:00h	36,10	20735,30
2008-Dec-27 / 6:00h	35,00	20825,60
2008-Dec-27 / 5:00h	35,00	20863,10
2008-Dec-27 / 4:00h	36,41	21206,00
2008-Dec-27 / 3:00h	41,05	21319,20
2008-Dec-27 / 2:00h	45,07	22459,70
2008-Dec-27 / 1:00h	57,50	24786,90
2008-Dec-26 / 24:00h	63,44	26486,50
2008-Dec-26 / 23:00h	63,96	27723,50
2008-Dec-26 / 22:00h	64,96	27623,40
2008-Dec-26 / 21:00h	66,43	27376,50
2008-Dec-26 / 20:00h	66,53	26988,70
2008-Dec-26 / 19:00h	65,89	26159,50

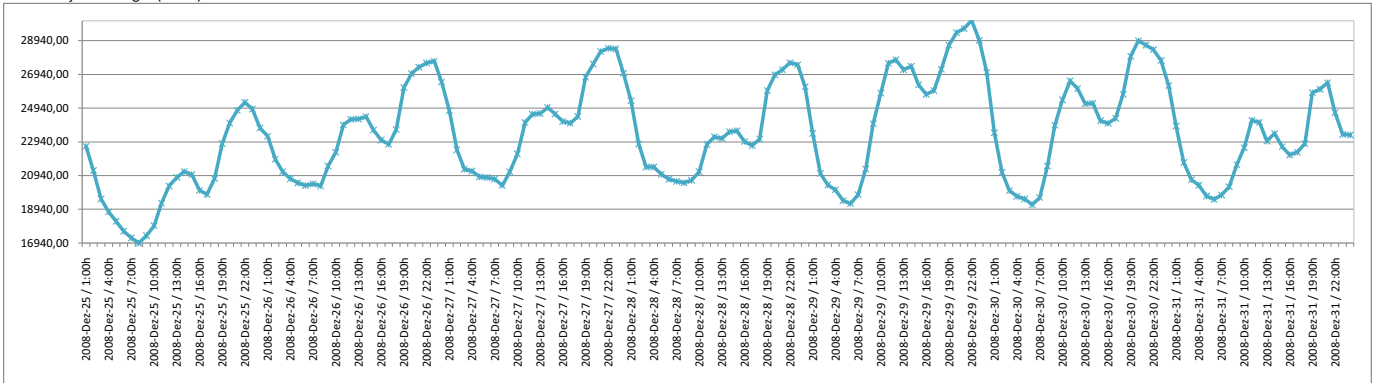
Data / Hora	Preço (€/MWh)	Carga (MWh)
2008-Dec-26 / 18:00h	53,10	23668,00
2008-Dec-26 / 17:00h	45,00	22802,70
2008-Dec-26 / 16:00h	43,05	23040,80
2008-Dec-26 / 15:00h	45,00	23642,80
2008-Dec-26 / 14:00h	45,85	24439,10
2008-Dec-26 / 13:00h	46,24	24299,40
2008-Dec-26 / 12:00h	46,85	24280,00
2008-Dec-26 / 11:00h	45,85	23949,20
2008-Dec-26 / 10:00h	43,14	22322,20
2008-Dec-26 / 9:00h	37,40	21509,80
2008-Dec-26 / 8:00h	33,69	20328,40
2008-Dec-26 / 7:00h	27,50	20442,20
2008-Dec-26 / 6:00h	25,07	20352,70
2008-Dec-26 / 5:00h	27,50	20501,40
2008-Dec-26 / 4:00h	30,00	20746,30
2008-Dec-26 / 3:00h	35,00	21169,20
2008-Dec-26 / 2:00h	42,86	21908,70
2008-Dec-26 / 1:00h	47,40	23271,60
2008-Dec-25 / 24:00h	64,99	23767,30
2008-Dec-25 / 23:00h	64,99	24881,50
2008-Dec-25 / 22:00h	64,99	25294,30
2008-Dec-25 / 21:00h	53,10	24815,50
2008-Dec-25 / 20:00h	52,00	20408,80
2008-Dec-25 / 19:00h	47,85	22834,40
2008-Dec-25 / 18:00h	42,00	20761,50
2008-Dec-25 / 17:00h	35,68	19812,60
2008-Dec-25 / 16:00h	37,40	20061,80
2008-Dec-25 / 15:00h	43,85	20992,60
2008-Dec-25 / 14:00h	43,85	21180,80
2008-Dec-25 / 13:00h	43,14	20833,70
2008-Dec-25 / 12:00h	43,05	20326,50
2008-Dec-25 / 11:00h	35,68	19301,60
2008-Dec-25 / 10:00h	30,00	17971,10
2008-Dec-25 / 9:00h	27,50	17376,20
2008-Dec-25 / 8:00h	35,68	16941,80
2008-Dec-25 / 7:00h	40,07	17244,40
2008-Dec-25 / 6:00h	42,40	17643,40
2008-Dec-25 / 5:00h	43,59	18233,80
2008-Dec-25 / 4:00h	47,40	18787,90
2008-Dec-25 / 3:00h	50,00	19550,00
2008-Dec-25 / 2:00h	59,95	21243,30
2008-Dec-25 / 1:00h	61,92	22674,20

evolução de preços (€/MWh)

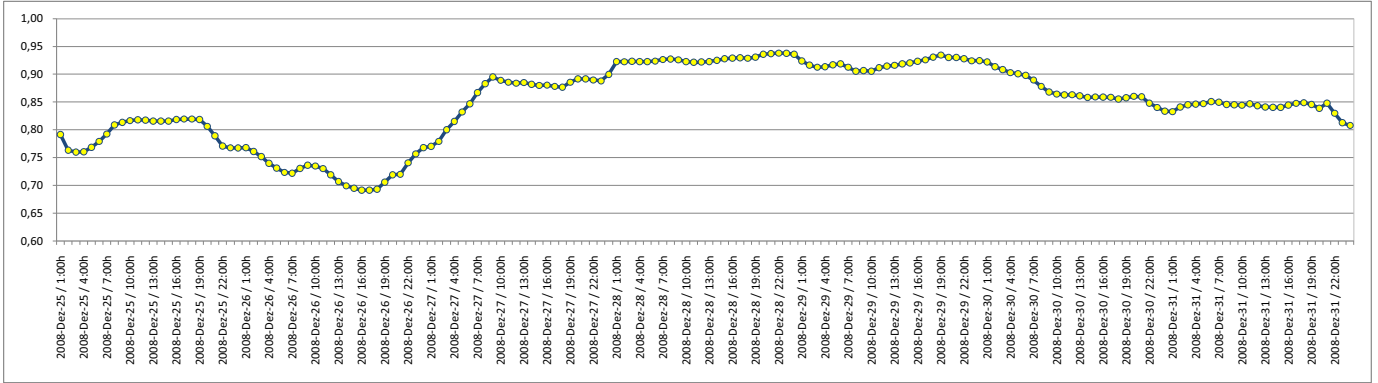


Gestão do Risco em Mercados de Energia Eléctrica
Recorrendo ao VaR por Simulação de Monte Carlo

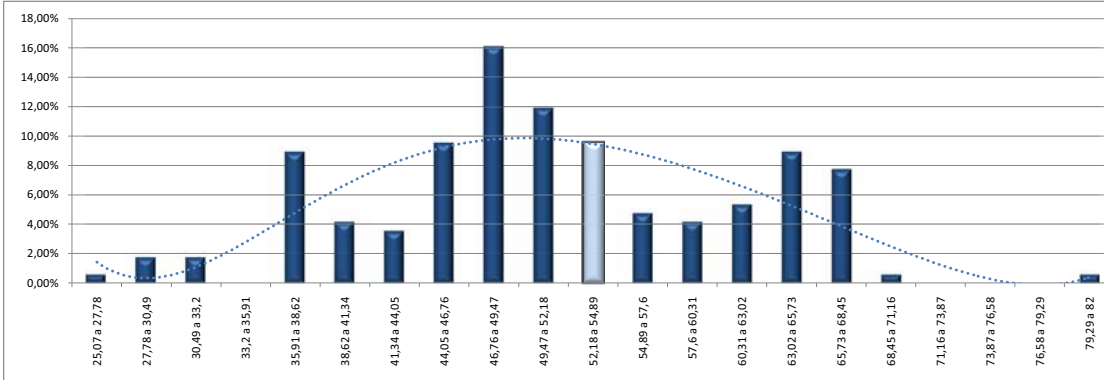
evolução de cargas (MWh)



evolução da correlação de preços e cargas (48 períodos)

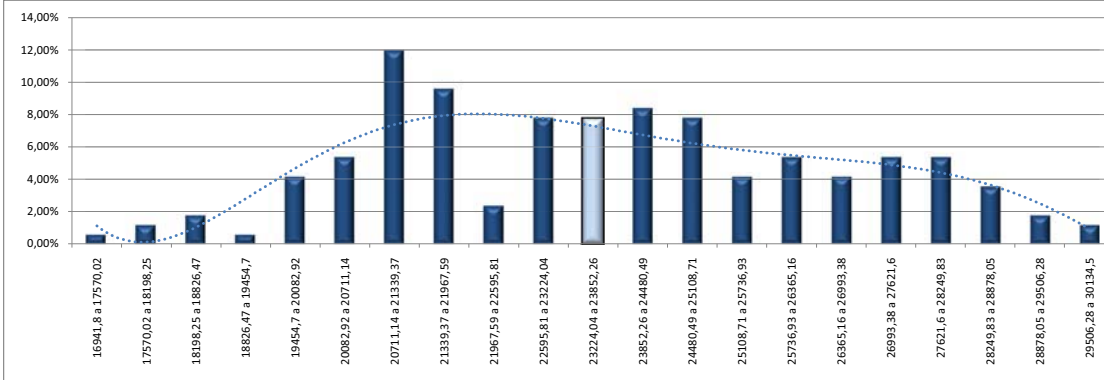


distribuição de preços (€/MWh)



Preços (€/MWh)	Acontecimentos
25,07 a 27,78	0,60%
27,78 a 30,49	1,79%
30,49 a 33,2	1,79%
33,2 a 35,91	0,00%
35,91 a 38,62	8,93%
38,62 a 41,34	4,17%
41,34 a 44,05	3,57%
44,05 a 46,76	9,52%
46,76 a 49,47	16,07%
49,47 a 52,18	11,90%
52,18 a 54,89	9,52%
54,89 a 57,6	4,76%
57,6 a 60,31	4,17%
60,31 a 63,02	5,36%
63,02 a 65,73	8,93%
65,73 a 68,45	7,74%
68,45 a 71,16	0,60%
71,16 a 73,87	0,00%
73,87 a 76,58	0,00%
76,58 a 79,29	0,00%
79,29 a 82	0,60%

distribuição de cargas (MWh)



Cargas (MWh)	Acontecimentos
16941,8 a 17570,02	0,60%
17570,02 a 18198,25	1,19%
18198,25 a 18826,47	1,79%
18826,47 a 19454,7	0,60%
19454,7 a 20082,92	4,17%
20082,92 a 20711,14	5,36%
20711,14 a 21339,37	11,90%
21339,37 a 21967,59	9,52%
21967,59 a 22595,81	2,38%
22595,81 a 23224,04	7,74%
23224,04 a 23852,26	7,74%
23852,26 a 24480,49	8,33%
24480,49 a 25108,71	7,74%
25108,71 a 25736,93	4,17%
25736,93 a 26365,16	5,36%
26365,16 a 26993,38	4,17%
26993,38 a 27621,6	5,36%
27621,6 a 28249,83	5,36%
28249,83 a 28878,05	3,57%
28878,05 a 29506,28	1,79%
29506,28 a 30134,5	1,19%

Avaliação de Risco por Value-at-Risk (VaR)

nível de confiança

número de intervalos dos histogramas

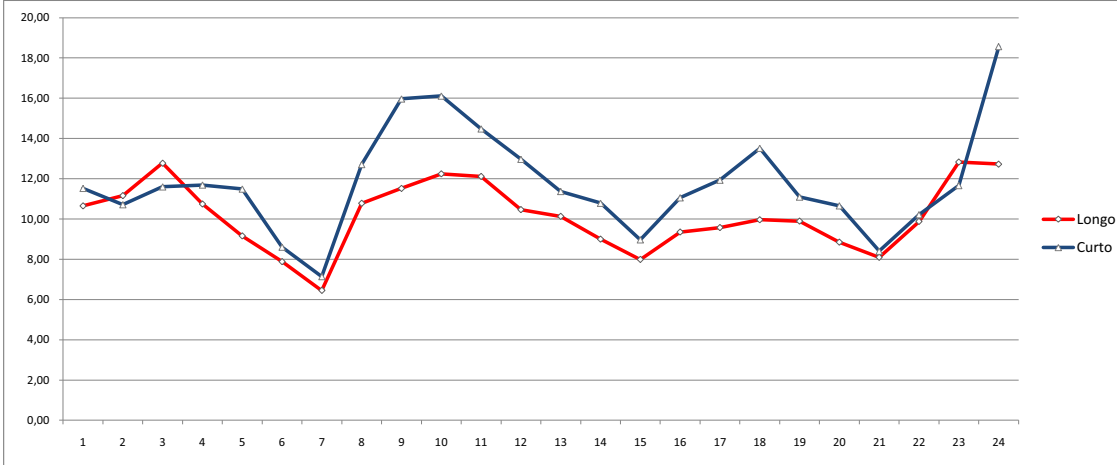
número de Simulações Monte Carlo

truncagem dos histogramas

limite inferior de variação aceite (€/MWh)

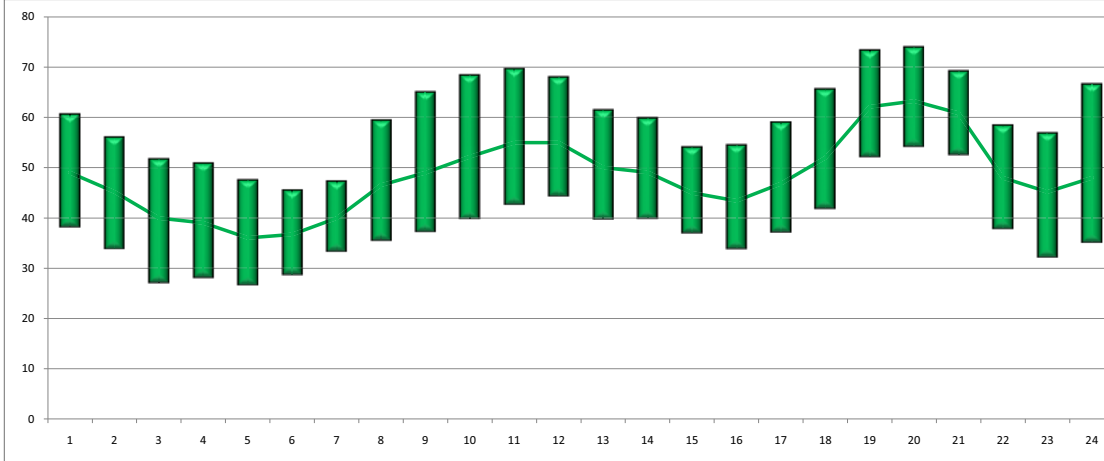
limite superior de variação aceite (€/MWh)

VaR por unidade de energia (VaR/E) (€/MWh)



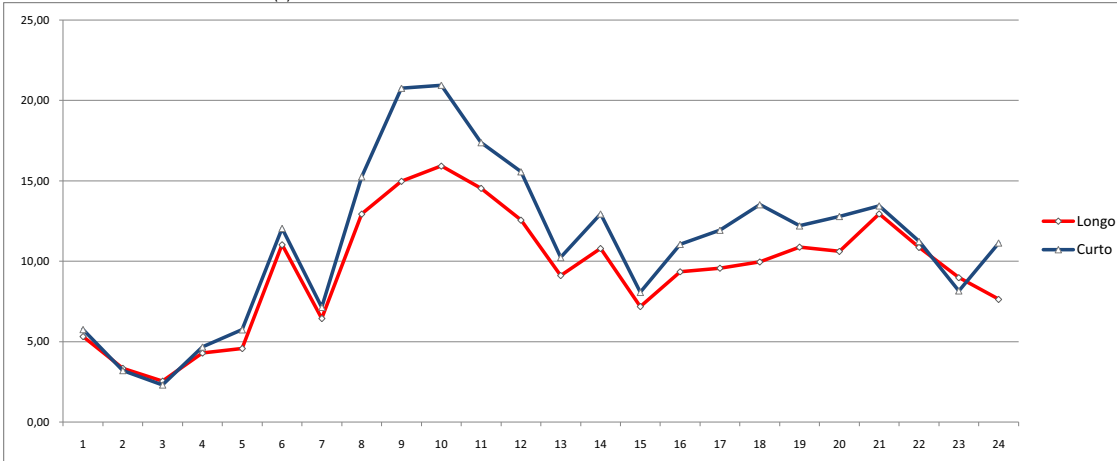
Hora do Contrato	VaR/E (€/MWh)	
	Longo	Curto
1	10,65	11,53
2	11,16	10,71
3	12,77	11,60
4	10,74	11,69
5	9,16	11,49
6	7,88	8,61
7	6,45	7,14
8	10,78	12,71
9	11,52	15,97
10	12,25	16,11
11	12,12	14,48
12	10,47	12,97
13	10,13	11,37
14	9,00	10,79
15	7,99	8,97
16	9,35	11,06
17	9,57	11,93
18	9,96	13,52
19	9,89	11,09
20	8,85	10,66
21	8,09	8,40
22	9,88	10,22
23	12,83	11,67
24	12,73	18,57
média	10,18	11,80

intervalos de confiança dos valores dos preços (€/MWh)



Hora do Contrato	Preço (€/MWh)	
	Mínimo	Máximo
1	38,35	60,53
2	34,00	55,87
3	27,23	51,60
4	28,26	50,69
5	26,84	47,49
6	28,86	45,35
7	33,55	47,14
8	35,76	59,25
9	37,48	64,97
10	39,95	68,31
11	42,88	69,48
12	44,53	67,97
13	39,88	61,38
14	40,07	59,86
15	37,01	53,97
16	34,05	54,46
17	37,28	58,78
18	42,04	65,52
19	52,23	73,21
20	54,42	73,93
21	52,71	69,20
22	38,12	58,22
23	32,33	56,83
24	35,27	66,57
média	38,05	60,02

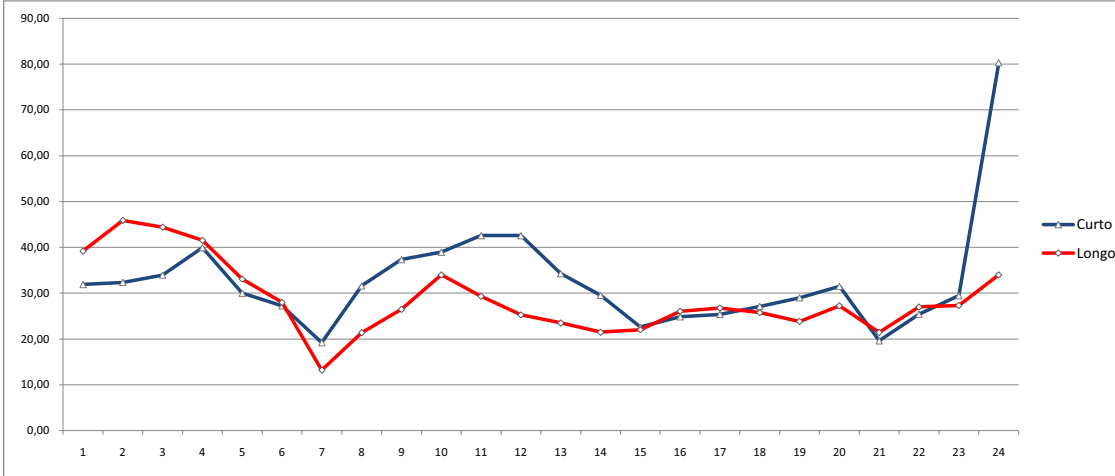
VaR dos vários contratos da carteira (€)



Hora do Contrato	VaR(€)	
	Longo	Curto
1	5,33	5,76
2	3,35	3,21
3	2,55	2,32
4	4,30	4,68
5	4,58	5,75
6	11,03	12,05
7	6,45	7,14
8	12,94	15,25
9	14,98	20,76
10	15,92	20,94
11	14,54	17,37
12	12,56	15,56
13	9,12	10,23
14	10,80	12,94
15	7,19	8,07
16	9,35	11,06
17	9,57	11,93
18	9,96	13,52
19	10,88	12,20
20	10,62	12,79
21	12,95	13,45
22	10,87	11,24
23	8,98	8,17
24	7,64	11,14
carteira	226,45	267,55

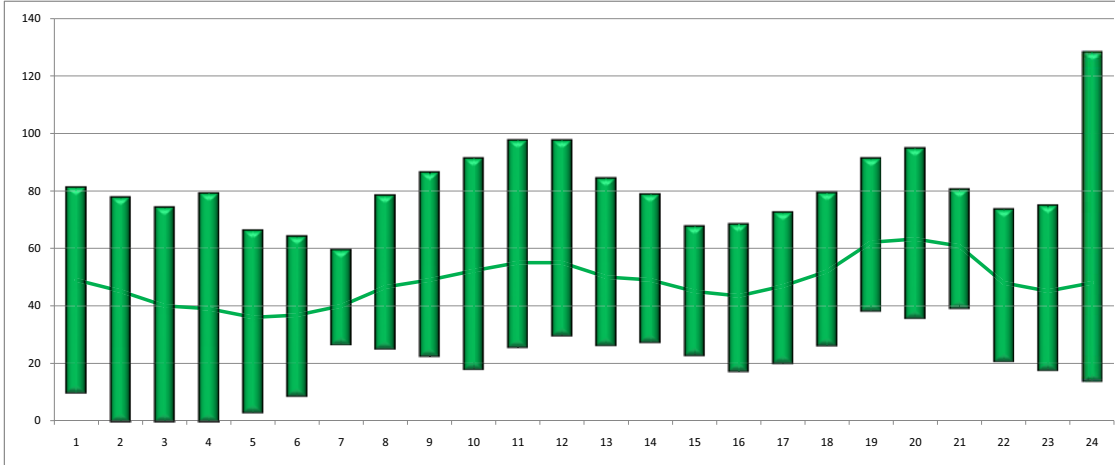
Avaliação de Risco por Teste de Stress

variação máxima dos valores dos preços horários



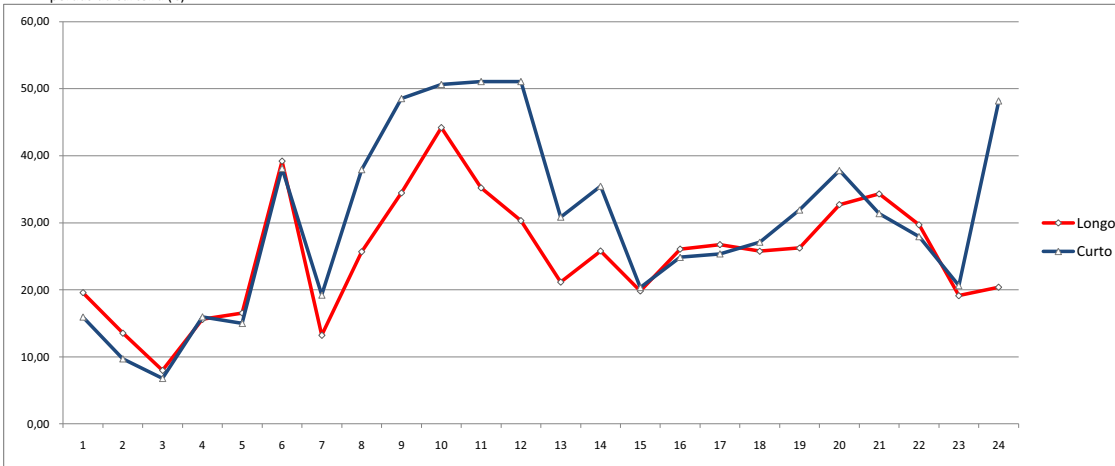
Hora do Contrato	Variação Máxima	
	Longo	Curto
1	39,18	31,90
2	45,89	32,37
3	44,41	33,97
4	41,54	39,93
5	33,09	30,00
6	28,00	27,24
7	13,23	19,22
8	21,41	31,61
9	26,50	37,33
10	34,00	38,96
11	29,34	42,56
12	25,27	42,56
13	23,51	34,28
14	21,50	29,55
15	22,04	22,61
16	26,08	24,85
17	26,75	25,37
18	25,76	27,12
19	23,85	29,01
20	27,26	31,49
21	21,44	19,61
22	27,00	25,40
23	27,33	29,46
24	34,00	80,30
média	28,68	32,78

gama de variação máxima dos preços horários (€/MWh)



Hora do Contrato	Preço (€/MWh)	
	Mínimo	Máximo
1	9,82	80,90
2	0,00	77,53
3	0,00	73,97
4	0,00	78,93
5	2,91	66,00
6	8,74	63,98
7	26,77	59,22
8	25,13	78,15
9	22,50	86,33
10	18,20	91,16
11	25,66	97,56
12	29,73	97,56
13	26,50	84,29
14	27,57	78,62
15	22,96	67,61
16	17,32	68,25
17	20,10	72,22
18	26,24	79,12
19	38,27	91,13
20	36,01	94,76
21	39,36	80,41
22	21,00	73,40
23	17,83	74,62
24	14,00	128,30
média	19,86	81,00

perdas da carteira (€)



Hora do Contrato	Perda Máxima (€)	
	Longo	Curto
1	19,59	15,95
2	13,55	9,71
3	8,00	6,79
4	15,60	15,97
5	16,55	15,00
6	39,20	38,14
7	13,23	19,22
8	25,69	37,93
9	34,45	48,53
10	44,20	50,65
11	35,21	51,07
12	30,32	51,07
13	21,16	30,85
14	25,80	35,46
15	19,84	20,35
16	26,08	24,85
17	26,75	25,37
18	25,76	27,12
19	26,23	31,91
20	32,71	37,79
21	34,30	31,38
22	29,70	27,94
23	19,13	20,62
24	20,40	48,18
carteira	603,45	721,85

Gestão do Risco com Contrato de Futuros

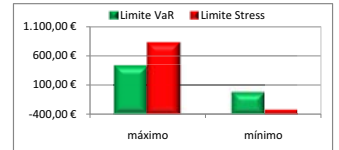
Cotação do Contrato de Futuros 42,00 €/MWh

Estratégia de Mitigação do Risco Através do VaR

Posição Compradora

Energia a contratar em Spot	3500,00 kWh	15,4%
Energia a contratar em Futuros	19300,00 kWh	84,6%
VaR da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	28,91 €	87,2%
Stress da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	92,58 €	84,7%
Períodos horários Spot vantajosos	3, 4, 5, 6 e 7 horas	
Períodos horários Spot desvantajosos	1, 2, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23 e 24 horas	

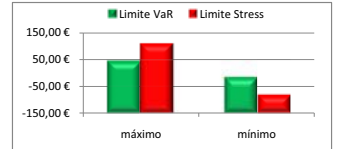
Margem obtida no contrato de Futuros	máximo 423,86 €	mínimo -9,30 €
Limite VaR	máximo 814,98 €	mínimo -322,63 €
Limite Stress	máximo 814,98 €	mínimo -322,63 €



Posição Vendedora

Energia a contratar em Spot	19300,00 kWh	84,6%
Energia a contratar em Futuros	3500,00 kWh	15,4%
VaR da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	235,62 €	11,9%
Stress da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	626,73 €	13,2%
Períodos horários Spot vantajosos	1, 2, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23 e 24 horas	
Períodos horários Spot desvantajosos	3, 4, 5, 6 e 7 horas	

Margem obtida no contrato de Futuros	máximo 42,88 €	mínimo -17,97 €
Limite VaR	máximo 106,54 €	mínimo -81,16 €
Limite Stress	máximo 106,54 €	mínimo -81,16 €

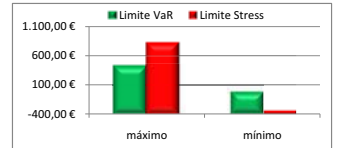


Estratégia de Mitigação do Risco Através do Teste de Stress

Posição Compradora

Energia a contratar em Spot	2800,00 kWh	12,3%
Energia a contratar em Futuros	20000,00 kWh	87,7%
VaR da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	25,81 €	88,6%
Stress da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	92,89 €	84,6%
Períodos horários Spot vantajosos	2, 3, 4, 5 e 6 horas	
Períodos horários Spot desvantajosos	1, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23 e 24 horas	

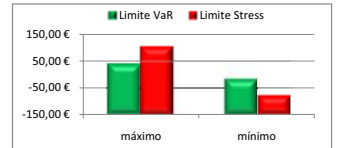
Margem obtida no contrato de Futuros	máximo 424,84 €	mínimo -15,34 €
Limite VaR	máximo 821,54 €	mínimo -325,26 €
Limite Stress	máximo 821,54 €	mínimo -325,26 €



Posição Vendedora

Energia a contratar em Spot	20000,00 kWh	87,7%
Energia a contratar em Futuros	2800,00 kWh	12,3%
VaR da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	239,54 €	10,5%
Stress da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	636,24 €	11,9%
Períodos horários Spot vantajosos	1, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23 e 24 horas	
Períodos horários Spot desvantajosos	2, 3, 4, 5 e 6 horas	

Margem obtida no contrato de Futuros	máximo 36,83 €	mínimo -16,99 €
Limite VaR	máximo 103,91 €	mínimo -74,60 €
Limite Stress	máximo 103,91 €	mínimo -74,60 €



A.13 Exemplo E – Portugal, ano de 2009

Gestão do Risco em Mercados de Energia Eléctrica

Recorrendo ao VaR por Simulação de Monte Carlo



IPP - Instituto Superior de Engenharia do Porto
 Trabalho de Dissertação do Mestrado em Sistemas Eléctricos de Energia
 Aluno: Manuel Jorge Tavares Vieira da Costa
 Orientação: Doutor Filipe Azevedo
 Outubro de 2010

Dados de Base

País: Portugal Espanha Intervalo Temporal: Data Inicial: 09-Jan-01 Data Limite: 09-Dec-31

Dias da Semana: Segunda Feira Terça Feira Quarta Feira Quinta Feira Sexta Feira Sábado Domingo

Cargas Horárias a Contratar (kWh): 1: 500,0 2: 300,0 3: 200,0 4: 400,0 5: 500,0 6: 1400,0 7: 1000,0 8: 1200,0 9: 1300,0 10: 1300,0 11: 1200,0 12: 1200,0 13: 900,0 14: 1200,0 15: 900,0 16: 1000,0 17: 1000,0 18: 1000,0 19: 1100,0 20: 1200,0 21: 1600,0 22: 1100,0 23: 700,0 24: 600,0 carga diária total 22800,0

Feriados e Dias Atípicos: Em Exclusivo Em Complemento Feriados Dias Atípicos

Dados Históricos Recentes (168 períodos)

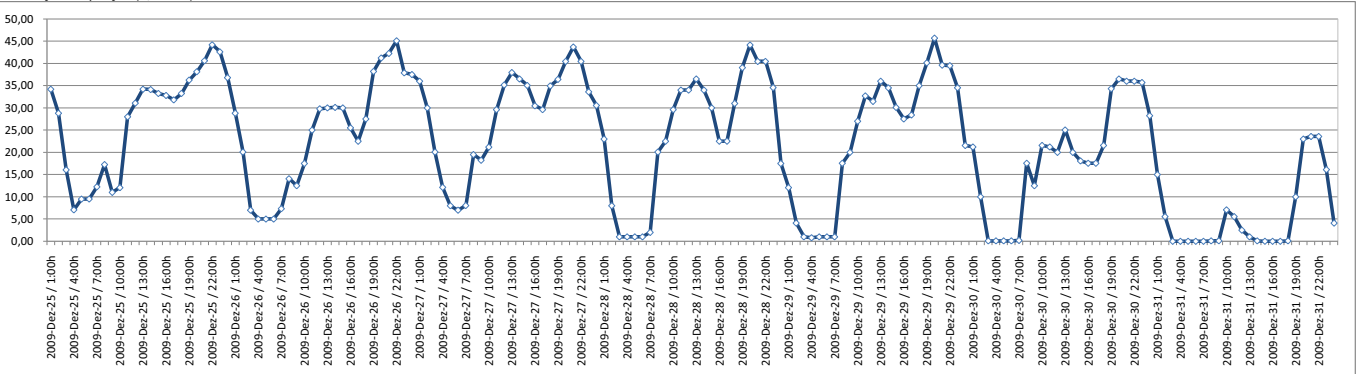
Data / Hora	Preço (€/MWh)	Carga (MWh)
2009-Dec-31 / 24:00h	4,09	2345,60
2009-Dec-31 / 23:00h	16,12	2835,10
2009-Dec-31 / 22:00h	23,57	3060,40
2009-Dec-31 / 21:00h	23,57	3125,50
2009-Dec-31 / 20:00h	22,99	3030,20
2009-Dec-31 / 19:00h	10,00	2702,00
2009-Dec-31 / 18:00h	0,10	2497,00
2009-Dec-31 / 17:00h	0,00	2350,00
2009-Dec-31 / 16:00h	0,00	2350,00
2009-Dec-31 / 15:00h	0,01	2371,00
2009-Dec-31 / 14:00h	0,10	2497,00
2009-Dec-31 / 13:00h	1,00	2532,00
2009-Dec-31 / 12:00h	2,50	2532,00
2009-Dec-31 / 11:00h	5,55	2646,70
2009-Dec-31 / 10:00h	7,07	2658,00
2009-Dec-31 / 9:00h	0,11	2378,00
2009-Dec-31 / 8:00h	0,10	2333,00
2009-Dec-31 / 7:00h	0,00	2280,70
2009-Dec-31 / 6:00h	0,00	2334,30
2009-Dec-31 / 5:00h	0,00	2191,10
2009-Dec-31 / 4:00h	0,00	2186,00
2009-Dec-31 / 3:00h	0,00	2186,00
2009-Dec-31 / 2:00h	5,55	2406,90
2009-Dec-31 / 1:00h	15,00	3352,00
2009-Dec-30 / 24:00h	28,24	3497,20
2009-Dec-30 / 23:00h	35,71	4054,00
2009-Dec-30 / 22:00h	36,00	3904,00
2009-Dec-30 / 21:00h	36,00	3904,00
2009-Dec-30 / 20:00h	36,50	3859,00
2009-Dec-30 / 19:00h	34,32	3973,50
2009-Dec-30 / 18:00h	21,56	3263,60
2009-Dec-30 / 17:00h	17,55	2952,00
2009-Dec-30 / 16:00h	17,55	2799,40
2009-Dec-30 / 15:00h	18,07	2952,00
2009-Dec-30 / 14:00h	20,00	3132,00
2009-Dec-30 / 13:00h	25,03	3724,00
2009-Dec-30 / 12:00h	20,00	3132,00
2009-Dec-30 / 11:00h	21,21	3231,60
2009-Dec-30 / 10:00h	21,56	3156,00
2009-Dec-30 / 9:00h	12,50	2561,00
2009-Dec-30 / 8:00h	17,55	2593,00
2009-Dec-30 / 7:00h	0,20	1594,00

Data / Hora	Preço (€/MWh)	Carga (MWh)
2009-Dec-30 / 6:00h	0,10	1318,20
2009-Dec-30 / 5:00h	0,10	1302,30
2009-Dec-30 / 4:00h	0,10	1074,10
2009-Dec-30 / 3:00h	0,10	1100,60
2009-Dec-30 / 2:00h	10,00	2278,00
2009-Dec-30 / 1:00h	21,21	3301,00
2009-Dec-29 / 24:00h	21,55	3566,00
2009-Dec-29 / 23:00h	34,53	5000,00
2009-Dec-29 / 22:00h	39,50	5021,00
2009-Dec-29 / 21:00h	39,61	5110,50
2009-Dec-29 / 20:00h	45,69	5539,00
2009-Dec-29 / 19:00h	40,13	5269,00
2009-Dec-29 / 18:00h	35,00	4850,00
2009-Dec-29 / 17:00h	28,40	4480,50
2009-Dec-29 / 16:00h	27,51	4508,00
2009-Dec-29 / 15:00h	30,11	4815,90
2009-Dec-29 / 14:00h	34,50	5019,90
2009-Dec-29 / 13:00h	36,00	5116,50
2009-Dec-29 / 12:00h	31,46	4920,00
2009-Dec-29 / 11:00h	32,70	4817,50
2009-Dec-29 / 10:00h	27,00	4009,00
2009-Dec-29 / 9:00h	20,00	3002,00
2009-Dec-29 / 8:00h	17,55	2680,80
2009-Dec-29 / 7:00h	1,00	1643,60
2009-Dec-29 / 6:00h	1,00	1421,50
2009-Dec-29 / 5:00h	1,00	1439,30
2009-Dec-29 / 4:00h	0,80	1240,10
2009-Dec-29 / 3:00h	1,00	1054,90
2009-Dec-29 / 2:00h	4,10	2063,00
2009-Dec-29 / 1:00h	12,07	2529,00
2009-Dec-28 / 24:00h	17,50	3058,00
2009-Dec-28 / 23:00h	34,57	4095,00
2009-Dec-28 / 22:00h	40,45	4304,10
2009-Dec-28 / 21:00h	40,45	4308,00
2009-Dec-28 / 20:00h	44,14	4465,00
2009-Dec-28 / 19:00h	39,05	4275,00
2009-Dec-28 / 18:00h	31,00	3901,00
2009-Dec-28 / 17:00h	22,51	3184,00
2009-Dec-28 / 16:00h	22,51	3318,00
2009-Dec-28 / 15:00h	30,00	3895,00
2009-Dec-28 / 14:00h	34,00	4099,00
2009-Dec-28 / 13:00h	36,50	4324,00

Data / Hora	Preço (€/MWh)	Carga (MWh)
2009-Dec-28 / 12:00h	34,00	4140,00
2009-Dec-28 / 11:00h	34,00	4099,00
2009-Dec-28 / 10:00h	29,61	3818,90
2009-Dec-28 / 9:00h	22,50	2987,00
2009-Dec-28 / 8:00h	20,07	2622,00
2009-Dec-28 / 7:00h	2,00	1619,50
2009-Dec-28 / 6:00h	1,00	1524,10
2009-Dec-28 / 5:00h	1,00	1517,60
2009-Dec-28 / 4:00h	1,00	1330,10
2009-Dec-28 / 3:00h	1,00	1076,10
2009-Dec-28 / 2:00h	8,00	2300,00
2009-Dec-28 / 1:00h	22,99	3129,00
2009-Dec-27 / 24:00h	30,54	4240,10
2009-Dec-27 / 23:00h	33,61	4550,40
2009-Dec-27 / 22:00h	40,45	4916,60
2009-Dec-27 / 21:00h	43,69	5127,50
2009-Dec-27 / 20:00h	40,45	4970,10
2009-Dec-27 / 19:00h	36,41	4752,80
2009-Dec-27 / 18:00h	34,95	4555,00
2009-Dec-27 / 17:00h	29,61	4217,00
2009-Dec-27 / 16:00h	30,46	4625,00
2009-Dec-27 / 15:00h	35,05	4750,00
2009-Dec-27 / 14:00h	36,50	4924,00
2009-Dec-27 / 13:00h	37,95	4978,00
2009-Dec-27 / 12:00h	35,15	4689,00
2009-Dec-27 / 11:00h	29,61	4276,50
2009-Dec-27 / 10:00h	21,18	3528,00
2009-Dec-27 / 9:00h	18,23	3232,00
2009-Dec-27 / 8:00h	19,50	3292,00
2009-Dec-27 / 7:00h	8,04	3062,00
2009-Dec-27 / 6:00h	7,00	3062,00
2009-Dec-27 / 5:00h	8,00	3062,00
2009-Dec-27 / 4:00h	12,13	3062,00
2009-Dec-27 / 3:00h	20,07	3376,00
2009-Dec-27 / 2:00h	30,00	4335,00
2009-Dec-27 / 1:00h	36,00	4582,00
2009-Dec-26 / 24:00h	37,50	3782,00
2009-Dec-26 / 23:00h	37,88	3902,00
2009-Dec-26 / 22:00h	45,09	4271,00
2009-Dec-26 / 21:00h	42,25	4097,70
2009-Dec-26 / 20:00h	41,22	3983,00
2009-Dec-26 / 19:00h	38,20	3861,00

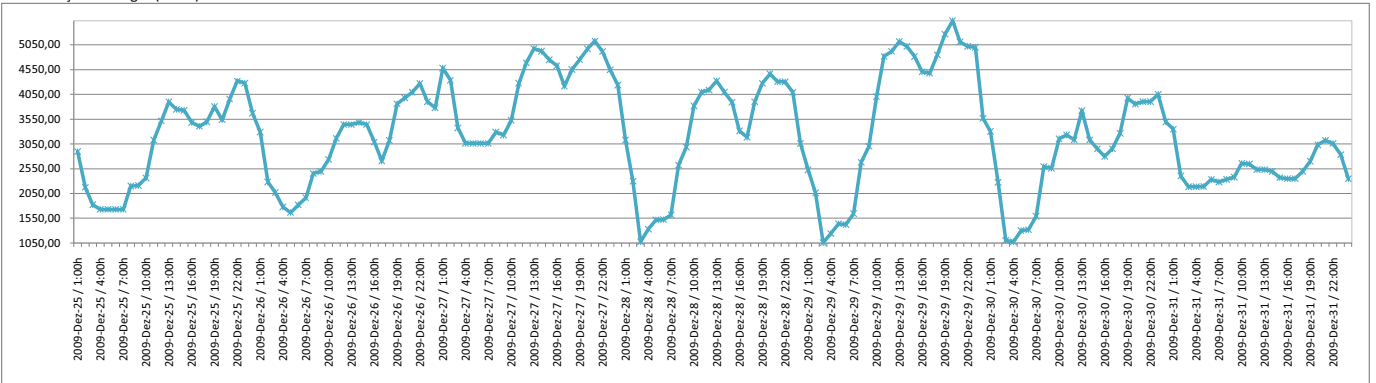
Data / Hora	Preço (€/MWh)	Carga (MWh)
2009-Dec-26 / 18:00h	27,51	3121,00
2009-Dec-26 / 17:00h	22,50	2706,00
2009-Dec-26 / 16:00h	25,51	3087,40
2009-Dec-26 / 15:00h	30,00	3442,00
2009-Dec-26 / 14:00h	30,11	3485,20
2009-Dec-26 / 13:00h	30,00	3442,00
2009-Dec-26 / 12:00h	29,80	3442,00
2009-Dec-26 / 11:00h	25,00	3165,00
2009-Dec-26 / 10:00h	17,50	2739,00
2009-Dec-26 / 9:00h	12,50	2495,00
2009-Dec-26 / 8:00h	14,07	2455,00
2009-Dec-26 / 7:00h	7,33	1965,00
2009-Dec-26 / 6:00h	5,00	1820,50
2009-Dec-26 / 5:00h	5,00	1665,30
2009-Dec-26 / 4:00h	5,00	1780,80
2009-Dec-26 / 3:00h	7,00	2069,00
2009-Dec-26 / 2:00h	20,07	2283,00
2009-Dec-26 / 1:00h	28,80	3290,00
2009-Dec-25 / 24:00h	36,80	3672,00
2009-Dec-25 / 23:00h	42,60	4276,10
2009-Dec-25 / 22:00h	44,19	4320,80
2009-Dec-25 / 21:00h	40,60	3958,80
2009-Dec-25 / 20:00h	38,13	3538,00
2009-Dec-25 / 19:00h	36,25	3806,00
2009-Dec-25 / 18:00h	33,25	3496,00
2009-Dec-25 / 17:00h	31,80	3409,00
2009-Dec-25 / 16:00h	32,80	3486,00
2009-Dec-25 / 15:00h	33,25	3730,00
2009-Dec-25 / 14:00h	34,12	3748,90
2009-Dec-25 / 13:00h	34,20	3900,00
2009-Dec-25 / 12:00h	31,07	3518,60
2009-Dec-25 / 11:00h	28,00	3126,80
2009-Dec-25 / 10:00h	12,07	2364,00
2009-Dec-25 / 9:00h	11,00	2210,00
2009-Dec-25 / 8:00h	17,25	2200,00
2009-Dec-25 / 7:00h	12,25	1730,00
2009-Dec-25 / 6:00h	9,51	1730,00
2009-Dec-25 / 5:00h	9,49	1730,00
2009-Dec-25 / 4:00h	7,07	1730,00
2009-Dec-25 / 3:00h	16,07	1825,00
2009-Dec-25 / 2:00h	28,80	2176,00
2009-Dec-25 / 1:00h	34,19	2894,70

evolução de preços (€/MWh)

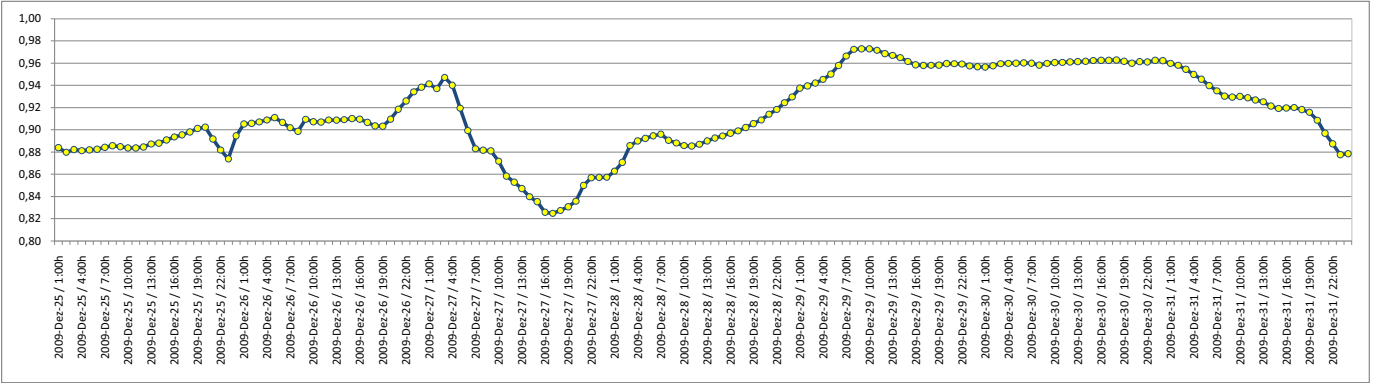


Gestão do Risco em Mercados de Energia Eléctrica
Recorrendo ao VaR por Simulação de Monte Carlo

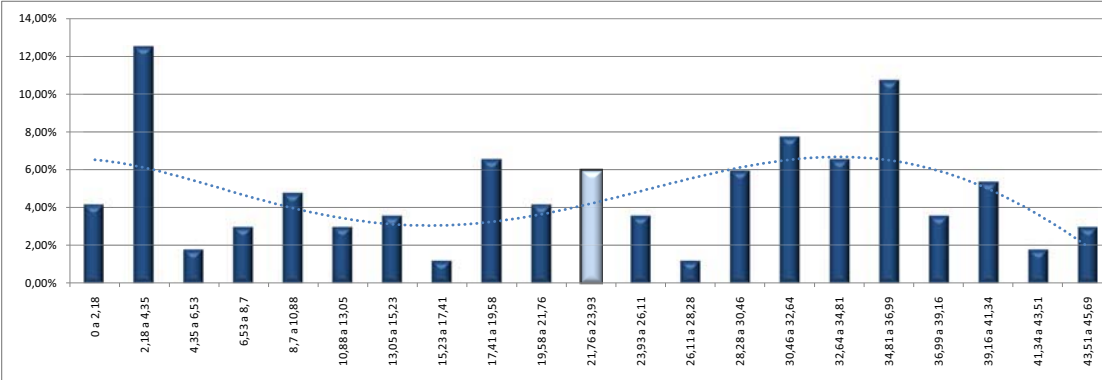
evolução de cargas (MWh)



evolução da correlação de preços e cargas (48 períodos)

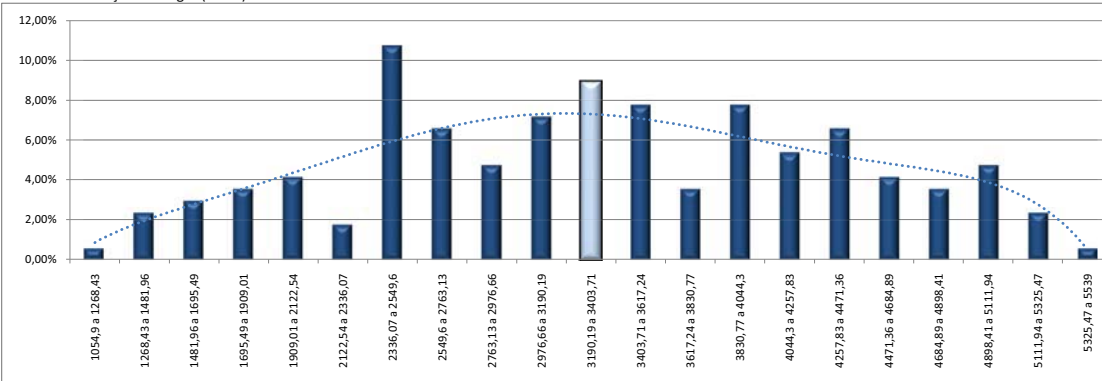


distribuição de preços (€/MWh)



Preços (€/MWh)	Acontecimentos
0 a 2,18	4,17%
2,18 a 4,35	12,50%
4,35 a 6,53	1,79%
6,53 a 8,7	2,98%
8,7 a 10,88	4,76%
10,88 a 13,05	2,98%
13,05 a 15,23	3,57%
15,23 a 17,41	1,19%
17,41 a 19,58	6,55%
19,58 a 21,76	4,17%
21,76 a 23,93	5,95%
23,93 a 26,11	3,57%
26,11 a 28,28	1,19%
28,28 a 30,46	5,95%
30,46 a 32,64	7,74%
32,64 a 34,81	6,55%
34,81 a 36,99	10,71%
36,99 a 39,16	3,57%
39,16 a 41,34	5,36%
41,34 a 43,51	1,79%
43,51 a 45,69	2,98%

distribuição de cargas (MWh)



Cargas (MWh)	Acontecimentos
1054,9 a 1268,43	0,60%
1268,43 a 1481,96	2,38%
1481,96 a 1695,49	2,98%
1695,49 a 1909,01	3,57%
1909,01 a 2122,54	4,17%
2122,54 a 2336,07	1,79%
2336,07 a 2549,6	10,71%
2549,6 a 2763,13	6,55%
2763,13 a 2976,66	4,76%
2976,66 a 3190,19	7,14%
3190,19 a 3403,71	8,93%
3403,71 a 3617,24	7,74%
3617,24 a 3830,77	3,57%
3830,77 a 4044,3	7,74%
4044,3 a 4257,83	5,36%
4257,83 a 4471,36	3,57%
4471,36 a 4684,89	7,74%
4684,89 a 4898,41	4,76%
4898,41 a 5111,94	3,57%
5111,94 a 5325,47	4,76%
5325,47 a 5539	2,38%
5539 a 5752,5	0,60%

Avaliação de Risco por Value-at-Risk (VaR)

nível de confiança

número de intervalos dos histogramas

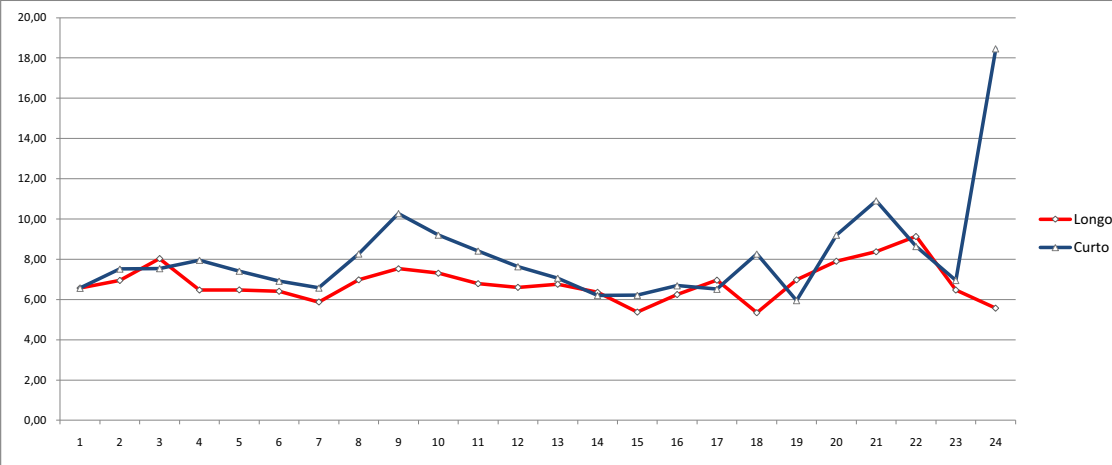
número de Simulações Monte Carlo

truncagem dos histogramas

limite inferior de variação aceite (€/MWh)

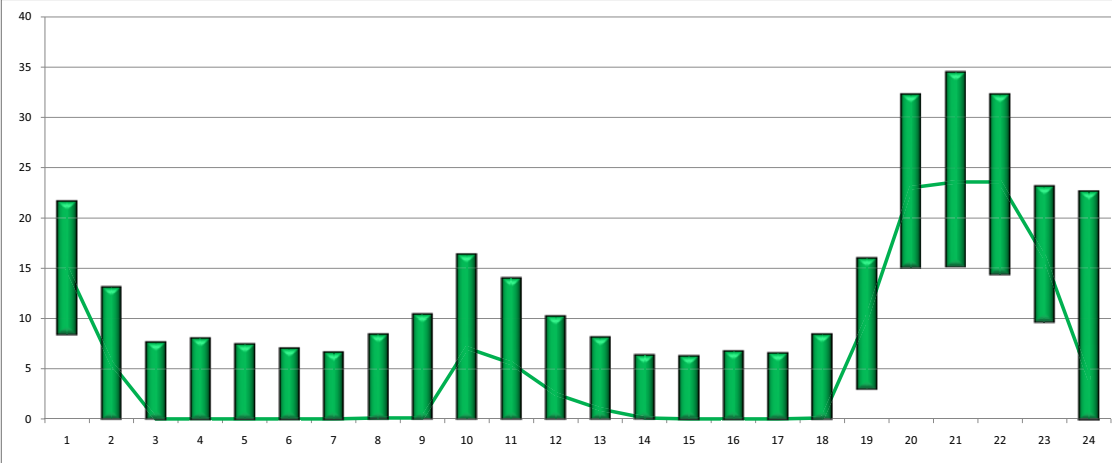
limite superior de variação aceite (€/MWh)

VaR por unidade de energia (VaR/E) (€/MWh)



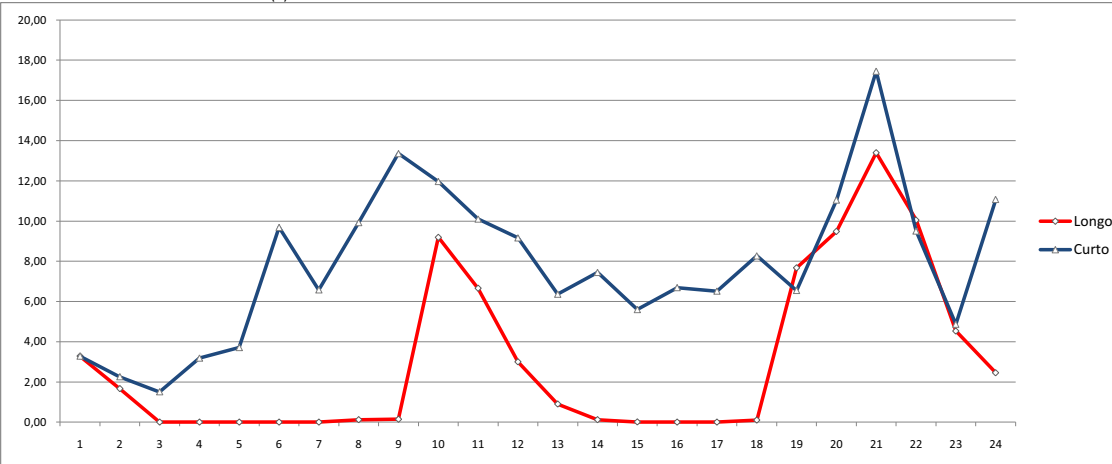
Hora do Contrato	VaR/E (€/MWh)	
	Longo	Curto
1	6,57	6,56
2	6,95	7,52
3	8,04	7,54
4	6,47	7,96
5	6,48	7,42
6	6,41	6,92
7	5,88	6,58
8	6,98	8,27
9	7,53	10,27
10	7,31	9,21
11	6,79	8,42
12	6,60	7,64
13	6,76	7,07
14	6,36	6,20
15	5,37	6,22
16	6,25	6,69
17	6,96	6,52
18	5,34	8,27
19	6,98	5,95
20	7,90	9,20
21	8,38	10,91
22	9,14	8,64
23	6,47	6,95
24	5,57	18,46
média	6,81	8,14

intervalos de confiança dos valores dos preços (€/MWh)



Hora do Contrato	Preço (€/MWh)	
	Mínimo	Máximo
1	8,43	21,56
2	0,00	13,07
3	0,00	7,54
4	0,00	7,96
5	0,00	7,42
6	0,00	6,92
7	0,00	6,58
8	0,00	8,37
9	0,00	10,38
10	0,00	16,28
11	0,00	13,97
12	0,00	10,14
13	0,00	8,07
14	0,00	6,30
15	0,00	6,23
16	0,00	6,69
17	0,00	6,52
18	0,00	8,37
19	3,02	15,95
20	15,09	32,19
21	15,19	34,48
22	14,43	32,21
23	9,65	23,07
24	0,00	22,55
média	2,74	13,87

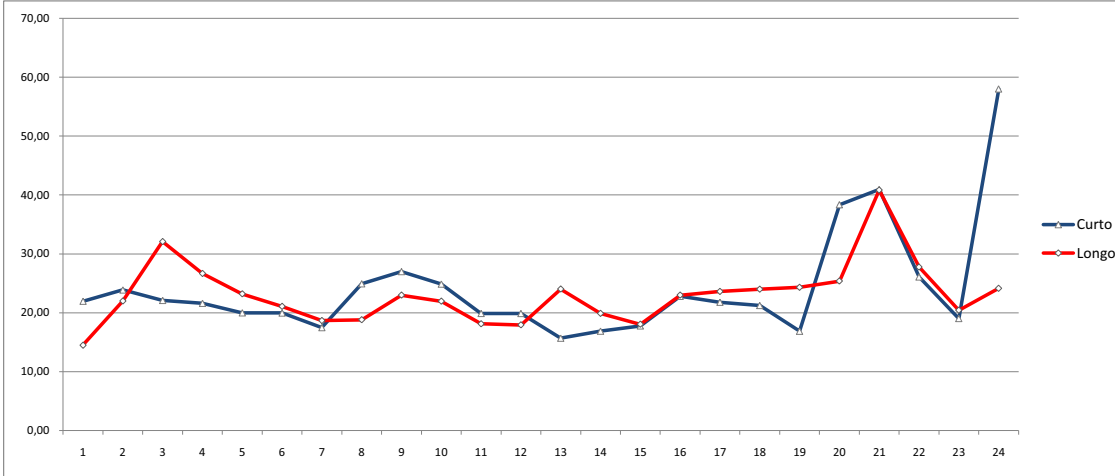
VaR dos vários contratos da carteira (€)



Hora do Contrato	VaR(€)	
	Longo	Curto
1	3,28	3,28
2	1,67	2,26
3	0,00	1,51
4	0,00	3,18
5	0,00	3,71
6	0,00	9,69
7	0,00	6,58
8	0,12	9,92
9	0,14	13,36
10	9,19	11,97
11	6,66	10,10
12	3,00	9,16
13	0,90	6,36
14	0,12	7,44
15	0,01	5,60
16	0,00	6,69
17	0,00	6,52
18	0,10	8,27
19	7,68	6,55
20	9,49	11,04
21	13,40	17,46
22	10,05	9,51
23	4,53	4,87
24	2,45	11,08
carteira	72,79	186,09

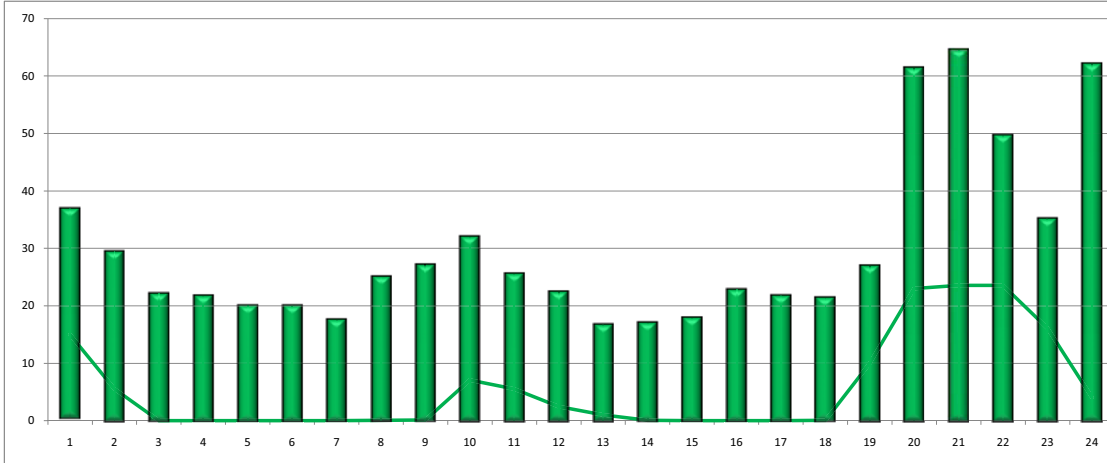
Avaliação de Risco por Teste de Stress

variação máxima dos valores dos preços horários



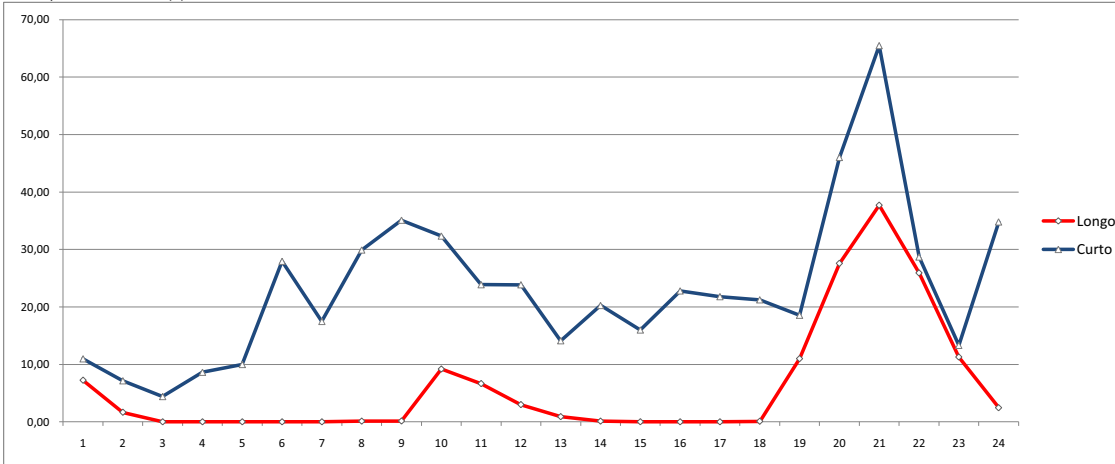
Hora do Contrato	Variação Máxima	
	Longo	Curto
1	14,49	21,97
2	22,00	23,88
3	32,08	22,11
4	26,67	21,62
5	23,21	20,00
6	21,09	19,97
7	18,68	17,49
8	18,82	24,93
9	23,00	27,00
10	21,97	24,88
11	18,13	19,90
12	17,95	19,89
13	24,03	15,70
14	19,90	16,89
15	18,06	17,78
16	23,00	22,80
17	23,62	21,80
18	24,00	21,25
19	24,32	16,88
20	25,39	38,35
21	40,83	40,52
22	27,76	26,09
23	20,44	19,04
24	24,15	58,00
média	23,07	24,13

gama de variação máxima dos preços horários (€/MWh)



Hora do Contrato	Preço (€/MWh)	
	Mínimo	Máximo
1	0,51	36,97
2	0,00	29,43
3	0,00	22,11
4	0,00	21,62
5	0,00	20,00
6	0,00	19,97
7	0,00	17,49
8	0,00	25,03
9	0,00	27,11
10	0,00	31,95
11	0,00	25,45
12	0,00	22,39
13	0,00	16,70
14	0,00	16,99
15	0,00	17,79
16	0,00	22,80
17	0,00	21,80
18	0,00	21,35
19	0,00	26,88
20	0,00	61,34
21	0,00	64,49
22	0,00	49,66
23	0,00	35,16
24	0,00	62,09
média	0,02	29,86

perdas da carteira (€)



Hora do Contrato	Perda Máxima (€)	
	Longo	Curto
1	7,24	10,98
2	1,67	7,16
3	0,00	4,42
4	0,00	8,65
5	0,00	10,00
6	0,00	27,96
7	0,00	17,49
8	0,12	29,52
9	0,14	35,10
10	9,19	32,34
11	6,66	23,88
12	3,00	23,87
13	0,90	14,13
14	0,12	20,27
15	0,01	16,00
16	0,00	22,80
17	0,00	21,80
18	0,10	21,25
19	11,00	18,57
20	27,59	46,02
21	37,71	65,47
22	25,93	28,70
23	11,28	13,33
24	2,45	34,80
carteira	145,12	554,91

Gestão do Risco com Contrato de Futuros

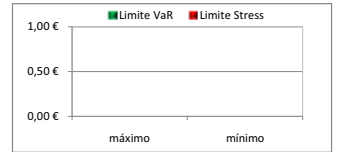
Cotação do Contrato de Futuros €/MWh

Estratégia de Mitigação do Risco Através do VaR

Posição Compradora

Energia a contratar em Spot	<input type="text" value="22800,00"/> kWh	→ 100,0%
Energia a contratar em Futuros	<input type="text" value="0,00"/> kWh	→ 0,0%
VaR da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	<input type="text" value="72,79"/> €	→ 0,0%
Stress da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	<input type="text" value="145,12"/> €	→ 0,0%
Períodos horários Spot vantajosos	<input type="text" value="1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23 e 24"/> horas	
Períodos horários Spot desvantajosos	<input type="text" value=""/> horas	

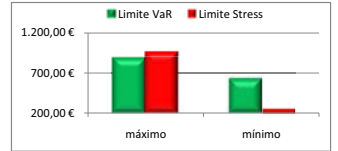
Margem obtida no contrato de Futuros	
Limite VaR	máximo <input type="text" value="0,00"/> € mínimo <input type="text" value="0,00"/> €
Limite Stress	máximo <input type="text" value="0,00"/> € mínimo <input type="text" value="0,00"/> €



Posição Vendedora

Energia a contratar em Spot	<input type="text" value="0,00"/> kWh	→ 0,0%
Energia a contratar em Futuros	<input type="text" value="22800,00"/> kWh	→ 100,0%
VaR da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	<input type="text" value="0,00"/> €	→ 100,0%
Stress da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	<input type="text" value="0,00"/> €	→ 100,0%
Períodos horários Spot vantajosos	<input type="text" value=""/> horas	
Períodos horários Spot desvantajosos	<input type="text" value="1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23 e 24"/> horas	

Margem obtida no contrato de Futuros	
Limite VaR	máximo <input type="text" value="885,01"/> € mínimo <input type="text" value="626,14"/> €
Limite Stress	máximo <input type="text" value="957,34"/> € mínimo <input type="text" value="257,32"/> €

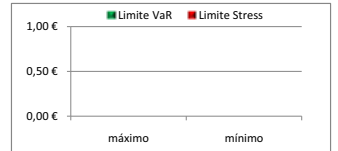


Estratégia de Mitigação do Risco Através do Teste de Stress

Posição Compradora

Energia a contratar em Spot	<input type="text" value="22800,00"/> kWh	→ 100,0%
Energia a contratar em Futuros	<input type="text" value="0,00"/> kWh	→ 0,0%
VaR da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	<input type="text" value="72,79"/> €	→ 0,0%
Stress da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	<input type="text" value="145,12"/> €	→ 0,0%
Períodos horários Spot vantajosos	<input type="text" value="1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23 e 24"/> horas	
Períodos horários Spot desvantajosos	<input type="text" value=""/> horas	

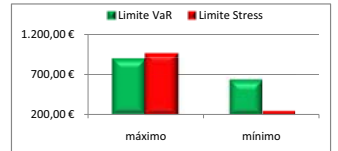
Margem obtida no contrato de Futuros	
Limite VaR	máximo <input type="text" value="0,00"/> € mínimo <input type="text" value="0,00"/> €
Limite Stress	máximo <input type="text" value="0,00"/> € mínimo <input type="text" value="0,00"/> €



Posição Vendedora

Energia a contratar em Spot	<input type="text" value="0,00"/> kWh	→ 0,0%
Energia a contratar em Futuros	<input type="text" value="22800,00"/> kWh	→ 100,0%
VaR da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	<input type="text" value="0,00"/> €	→ 100,0%
Stress da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	<input type="text" value="0,00"/> €	→ 100,0%
Períodos horários Spot vantajosos	<input type="text" value=""/> horas	
Períodos horários Spot desvantajosos	<input type="text" value="1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23 e 24"/> horas	

Margem obtida no contrato de Futuros	
Limite VaR	máximo <input type="text" value="885,01"/> € mínimo <input type="text" value="626,14"/> €
Limite Stress	máximo <input type="text" value="957,34"/> € mínimo <input type="text" value="257,32"/> €



A.14 Exemplo E – Espanha, ano de 2009

Gestão do Risco em Mercados de Energia Eléctrica

Recorrendo ao VaR por Simulação de Monte Carlo



IPP - Instituto Superior de Engenharia do Porto
 Trabalho de Dissertação do Mestrado em Sistemas Eléctricos de Energia
 Aluno: Manuel Jorge Tavares Vieira da Costa
 Orientação: Doutor Filipe Azevedo
 Outubro de 2010

Dados de Base

País: Portugal Espanha Intervalo Temporal: Data Inicial: 09-Jan-01 Data Limite: 09-Dec-31

Dias da Semana: Segunda Feira Terça Feira Quarta Feira Quinta Feira Sexta Feira Sábado Domingo

Cargas Horárias a Contratar (kWh): 1: 500,0 2: 300,0 3: 200,0 4: 400,0 5: 500,0 6: 1400,0 7: 1000,0 8: 1200,0 9: 1300,0 10: 1300,0 11: 1200,0 12: 1200,0 13: 900,0 14: 1200,0 15: 900,0 16: 1000,0 17: 1000,0 18: 1000,0 19: 1100,0 20: 1200,0 21: 1600,0 22: 1100,0 23: 700,0 24: 600,0 carga diária total 22800,0

Ferriados e Dias Atípicos: Em Exclusivo Em Complemento Feriados Dias Atípicos

Dados Históricos Recentes (168 períodos)

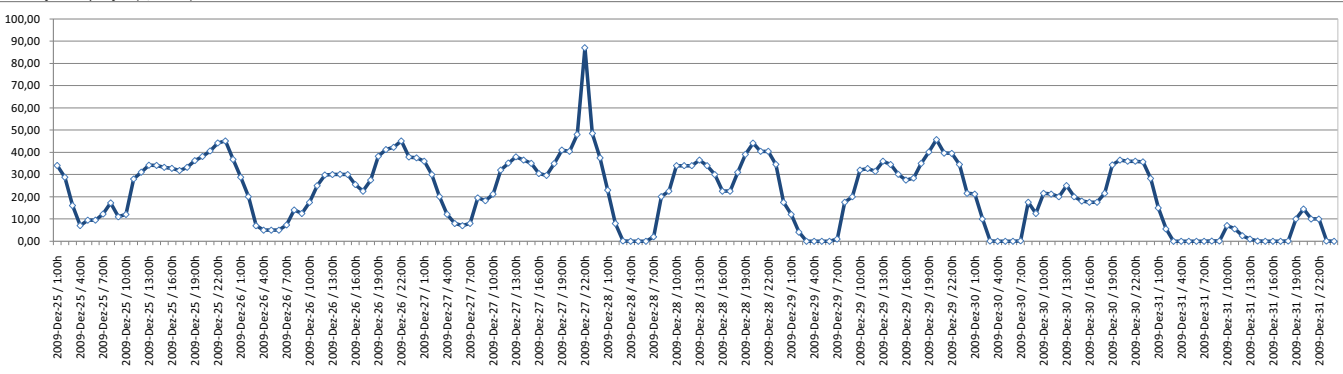
Data / Hora	Preço (€/MWh)	Carga (MWh)
2009-Dec-31 / 24:00h	0,00	22009,20
2009-Dec-31 / 23:00h	0,10	22865,20
2009-Dec-31 / 22:00h	10,00	23516,10
2009-Dec-31 / 21:00h	10,00	23761,20
2009-Dec-31 / 20:00h	14,50	23831,00
2009-Dec-31 / 19:00h	10,00	22757,50
2009-Dec-31 / 18:00h	0,10	21175,10
2009-Dec-31 / 17:00h	0,00	21672,40
2009-Dec-31 / 16:00h	0,00	21941,40
2009-Dec-31 / 15:00h	0,01	22409,80
2009-Dec-31 / 14:00h	0,10	22922,10
2009-Dec-31 / 13:00h	1,00	22557,60
2009-Dec-31 / 12:00h	2,50	22076,20
2009-Dec-31 / 11:00h	5,55	21127,20
2009-Dec-31 / 10:00h	7,07	20413,00
2009-Dec-31 / 9:00h	0,11	19753,80
2009-Dec-31 / 8:00h	0,10	18006,80
2009-Dec-31 / 7:00h	0,00	16457,00
2009-Dec-31 / 6:00h	0,00	16970,60
2009-Dec-31 / 5:00h	0,00	17167,80
2009-Dec-31 / 4:00h	0,00	17319,40
2009-Dec-31 / 3:00h	0,00	17235,50
2009-Dec-31 / 2:00h	5,55	17512,60
2009-Dec-31 / 1:00h	15,00	19703,00
2009-Dec-30 / 24:00h	28,24	22628,00
2009-Dec-30 / 23:00h	35,71	25925,00
2009-Dec-30 / 22:00h	36,00	27475,70
2009-Dec-30 / 21:00h	36,00	27255,50
2009-Dec-30 / 20:00h	36,50	27372,80
2009-Dec-30 / 19:00h	34,32	26216,10
2009-Dec-30 / 18:00h	21,56	24159,20
2009-Dec-30 / 17:00h	17,55	24372,70
2009-Dec-30 / 16:00h	17,55	25107,70
2009-Dec-30 / 15:00h	18,07	25710,20
2009-Dec-30 / 14:00h	20,00	25969,30
2009-Dec-30 / 13:00h	25,03	26184,00
2009-Dec-30 / 12:00h	20,00	25451,50
2009-Dec-30 / 11:00h	21,21	24521,40
2009-Dec-30 / 10:00h	21,56	23480,70
2009-Dec-30 / 9:00h	12,50	22319,50
2009-Dec-30 / 8:00h	17,55	20176,00
2009-Dec-30 / 7:00h	0,20	19221,80

Data / Hora	Preço (€/MWh)	Carga (MWh)
2009-Dec-30 / 6:00h	0,01	18588,80
2009-Dec-30 / 5:00h	0,00	18830,30
2009-Dec-30 / 4:00h	0,01	18914,10
2009-Dec-30 / 3:00h	0,10	19740,10
2009-Dec-30 / 2:00h	10,00	20110,30
2009-Dec-30 / 1:00h	21,21	20474,50
2009-Dec-29 / 24:00h	21,55	23569,90
2009-Dec-29 / 23:00h	34,53	25832,60
2009-Dec-29 / 22:00h	39,50	27146,00
2009-Dec-29 / 21:00h	39,61	26481,20
2009-Dec-29 / 20:00h	45,69	26388,80
2009-Dec-29 / 19:00h	40,13	25788,30
2009-Dec-29 / 18:00h	35,00	24352,90
2009-Dec-29 / 17:00h	28,40	23514,30
2009-Dec-29 / 16:00h	27,51	24201,50
2009-Dec-29 / 15:00h	30,11	25140,40
2009-Dec-29 / 14:00h	34,50	25994,40
2009-Dec-29 / 13:00h	36,00	26801,20
2009-Dec-29 / 12:00h	31,46	25119,50
2009-Dec-29 / 11:00h	32,70	24505,50
2009-Dec-29 / 10:00h	32,00	23747,30
2009-Dec-29 / 9:00h	20,00	22312,00
2009-Dec-29 / 8:00h	17,55	20818,80
2009-Dec-29 / 7:00h	1,00	19300,60
2009-Dec-29 / 6:00h	0,00	19478,70
2009-Dec-29 / 5:00h	0,00	19702,00
2009-Dec-29 / 4:00h	0,00	19776,60
2009-Dec-29 / 3:00h	0,00	19998,10
2009-Dec-29 / 2:00h	4,10	20806,80
2009-Dec-29 / 1:00h	12,07	22923,40
2009-Dec-28 / 24:00h	17,50	24958,60
2009-Dec-28 / 23:00h	34,57	27532,40
2009-Dec-28 / 22:00h	40,45	28903,30
2009-Dec-28 / 21:00h	40,45	28394,90
2009-Dec-28 / 20:00h	44,14	28622,50
2009-Dec-28 / 19:00h	39,05	27315,90
2009-Dec-28 / 18:00h	31,00	25361,70
2009-Dec-28 / 17:00h	22,51	24674,80
2009-Dec-28 / 16:00h	22,51	25106,60
2009-Dec-28 / 15:00h	30,00	25896,00
2009-Dec-28 / 14:00h	34,00	26472,70
2009-Dec-28 / 13:00h	36,50	27048,30

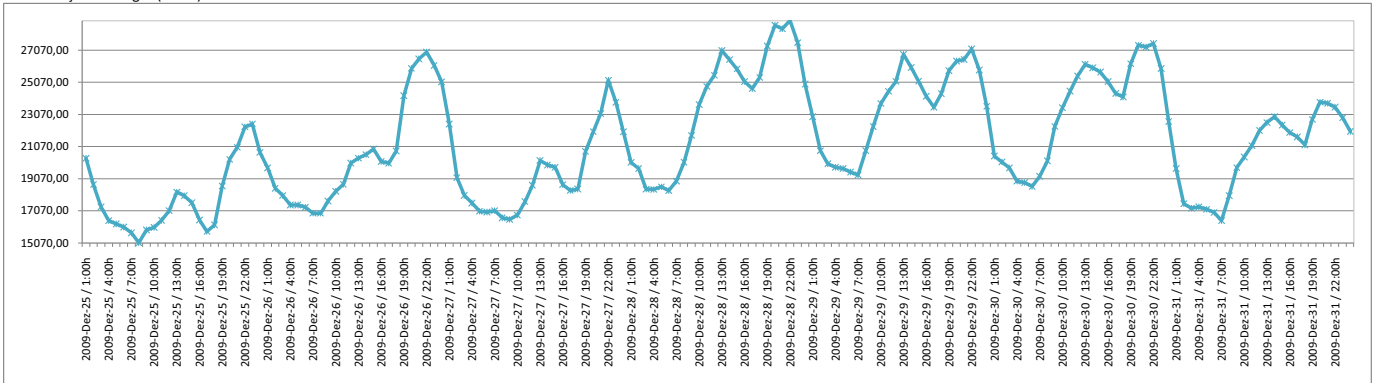
Data / Hora	Preço (€/MWh)	Carga (MWh)
2009-Dec-28 / 12:00h	34,00	25500,40
2009-Dec-28 / 11:00h	34,00	24806,30
2009-Dec-28 / 10:00h	34,00	23681,00
2009-Dec-28 / 9:00h	22,50	21759,40
2009-Dec-28 / 8:00h	20,07	20101,10
2009-Dec-28 / 7:00h	2,00	18920,00
2009-Dec-28 / 6:00h	0,00	18332,40
2009-Dec-28 / 5:00h	0,00	18560,50
2009-Dec-28 / 4:00h	0,00	18401,80
2009-Dec-28 / 3:00h	0,13	18422,50
2009-Dec-28 / 2:00h	8,00	19705,10
2009-Dec-28 / 1:00h	22,99	20088,30
2009-Dec-27 / 24:00h	37,50	21991,90
2009-Dec-27 / 23:00h	48,50	23822,40
2009-Dec-27 / 22:00h	87,00	25185,90
2009-Dec-27 / 21:00h	48,00	23122,30
2009-Dec-27 / 20:00h	40,45	21998,70
2009-Dec-27 / 19:00h	41,00	20770,80
2009-Dec-27 / 18:00h	34,95	18429,00
2009-Dec-27 / 17:00h	29,61	18339,10
2009-Dec-27 / 16:00h	30,46	18697,90
2009-Dec-27 / 15:00h	35,05	19779,00
2009-Dec-27 / 14:00h	36,50	19915,10
2009-Dec-27 / 13:00h	37,95	20208,30
2009-Dec-27 / 12:00h	35,15	18669,70
2009-Dec-27 / 11:00h	32,00	17660,40
2009-Dec-27 / 10:00h	21,18	16811,90
2009-Dec-27 / 9:00h	18,23	16544,40
2009-Dec-27 / 8:00h	19,50	16637,70
2009-Dec-27 / 7:00h	8,04	17086,60
2009-Dec-27 / 6:00h	7,00	16998,70
2009-Dec-27 / 5:00h	8,00	17047,50
2009-Dec-27 / 4:00h	12,13	17550,00
2009-Dec-27 / 3:00h	20,07	18035,70
2009-Dec-27 / 2:00h	30,00	19135,30
2009-Dec-27 / 1:00h	36,00	22466,90
2009-Dec-26 / 24:00h	37,50	25097,70
2009-Dec-26 / 23:00h	37,88	26110,50
2009-Dec-26 / 22:00h	45,09	26942,50
2009-Dec-26 / 21:00h	42,25	26529,00
2009-Dec-26 / 20:00h	41,22	25935,90
2009-Dec-26 / 19:00h	38,20	24242,40

Data / Hora	Preço (€/MWh)	Carga (MWh)
2009-Dec-26 / 18:00h	27,51	20796,20
2009-Dec-26 / 17:00h	22,50	20031,90
2009-Dec-26 / 16:00h	25,51	20144,50
2009-Dec-26 / 15:00h	30,00	20914,30
2009-Dec-26 / 14:00h	30,11	20569,50
2009-Dec-26 / 13:00h	30,00	20352,40
2009-Dec-26 / 12:00h	29,80	20036,40
2009-Dec-26 / 11:00h	25,00	18722,90
2009-Dec-26 / 10:00h	17,50	18286,40
2009-Dec-26 / 9:00h	12,50	17685,80
2009-Dec-26 / 8:00h	14,07	16928,00
2009-Dec-26 / 7:00h	7,33	16927,00
2009-Dec-26 / 6:00h	5,00	17297,40
2009-Dec-26 / 5:00h	5,00	17440,60
2009-Dec-26 / 4:00h	5,00	17437,60
2009-Dec-26 / 3:00h	7,00	18022,60
2009-Dec-26 / 2:00h	20,07	18465,10
2009-Dec-26 / 1:00h	28,80	19746,50
2009-Dec-25 / 24:00h	36,80	20704,90
2009-Dec-25 / 23:00h	45,09	22477,00
2009-Dec-25 / 22:00h	44,19	22297,90
2009-Dec-25 / 21:00h	40,60	21026,90
2009-Dec-25 / 20:00h	38,13	20271,00
2009-Dec-25 / 19:00h	36,25	18621,70
2009-Dec-25 / 18:00h	33,25	16198,30
2009-Dec-25 / 17:00h	31,80	15793,30
2009-Dec-25 / 16:00h	32,80	16494,90
2009-Dec-25 / 15:00h	33,25	17576,80
2009-Dec-25 / 14:00h	34,12	18009,70
2009-Dec-25 / 13:00h	34,20	18242,90
2009-Dec-25 / 12:00h	31,07	17084,30
2009-Dec-25 / 11:00h	28,00	16479,90
2009-Dec-25 / 10:00h	12,07	16042,30
2009-Dec-25 / 9:00h	11,00	15888,00
2009-Dec-25 / 8:00h	17,25	15079,10
2009-Dec-25 / 7:00h	12,25	15707,00
2009-Dec-25 / 6:00h	9,51	16065,50
2009-Dec-25 / 5:00h	9,49	16267,90
2009-Dec-25 / 4:00h	7,07	16455,70
2009-Dec-25 / 3:00h	16,07	17311,00
2009-Dec-25 / 2:00h	28,80	18708,50
2009-Dec-25 / 1:00h	34,07	20337,60

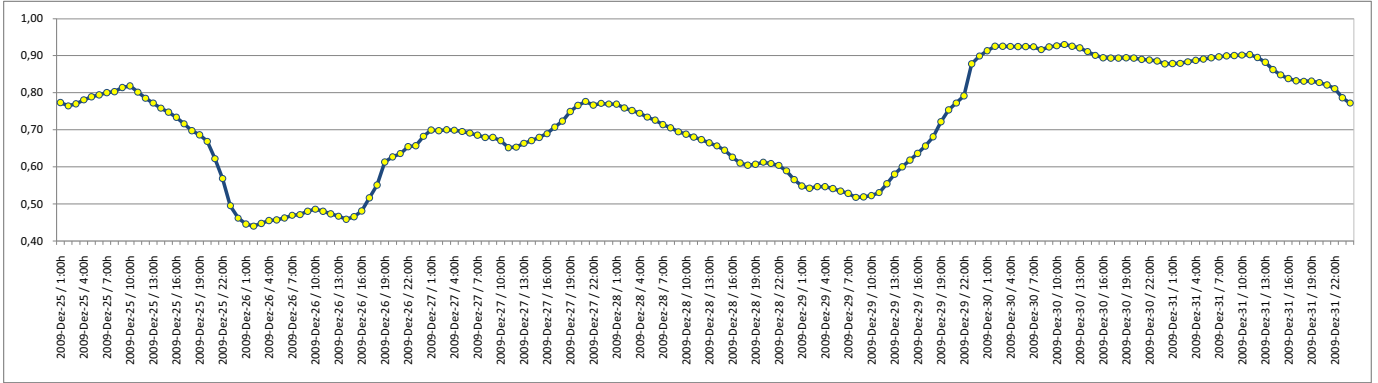
evolução de preços (€/MWh)



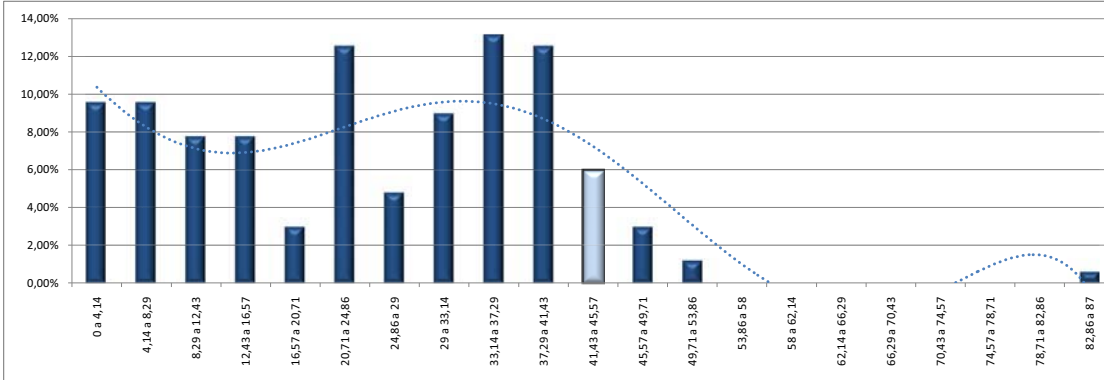
evolução de cargas (MWh)



evolução da correlação de preços e cargas (48 períodos)

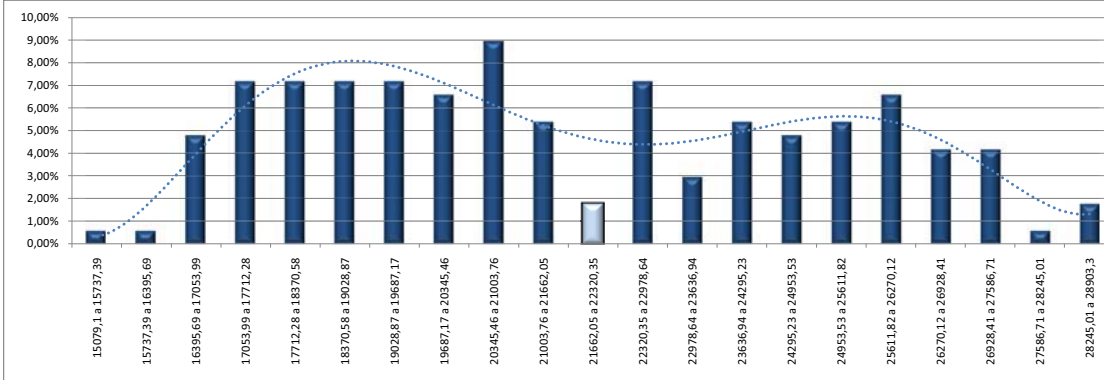


distribuição de preços (€/MWh)



Preços (€/MWh)	Acontecimentos
0 a 4,14	9,52%
4,14 a 8,29	9,52%
8,29 a 12,43	7,74%
12,43 a 16,57	7,74%
16,57 a 20,71	2,98%
20,71 a 24,86	12,50%
24,86 a 29	4,76%
29 a 33,14	8,93%
33,14 a 37,29	13,10%
37,29 a 41,43	12,50%
41,43 a 45,57	5,95%
45,57 a 49,71	2,98%
49,71 a 53,86	1,19%
53,86 a 58	0,00%
58 a 62,14	0,00%
62,14 a 66,29	0,00%
66,29 a 70,43	0,00%
70,43 a 74,57	0,00%
74,57 a 78,71	0,00%
78,71 a 82,86	0,00%
82,86 a 87	0,60%

distribuição de cargas (MWh)



Cargas (MWh)	Acontecimentos
15079,1 a 15737,39	0,60%
15737,39 a 16395,69	0,60%
16395,69 a 17053,99	4,76%
17053,99 a 17712,28	7,14%
17712,28 a 18370,58	7,14%
18370,58 a 19028,87	7,14%
19028,87 a 19687,17	7,14%
19687,17 a 20345,46	6,55%
20345,46 a 21003,76	8,93%
21003,76 a 21662,05	5,36%
21662,05 a 22320,35	1,79%
22320,35 a 22978,64	7,14%
22978,64 a 23636,94	2,98%
23636,94 a 24295,23	5,36%
24295,23 a 24953,53	4,76%
24953,53 a 25611,82	5,36%
25611,82 a 26270,12	1,79%
26270,12 a 26928,41	4,17%
26928,41 a 27586,71	4,17%
27586,71 a 28245,01	0,60%
28245,01 a 28903,3	1,79%

Avaliação de Risco por Value-at-Risk (VaR)

nível de confiança

número de intervalos dos histogramas

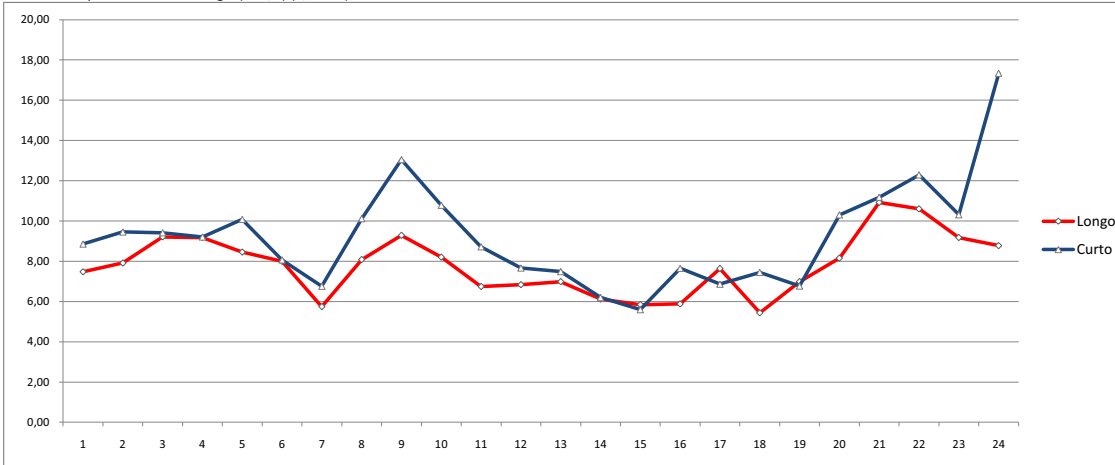
número de Simulações Monte Carlo

truncagem dos histogramas

limite inferior de variação aceite (€/MWh)

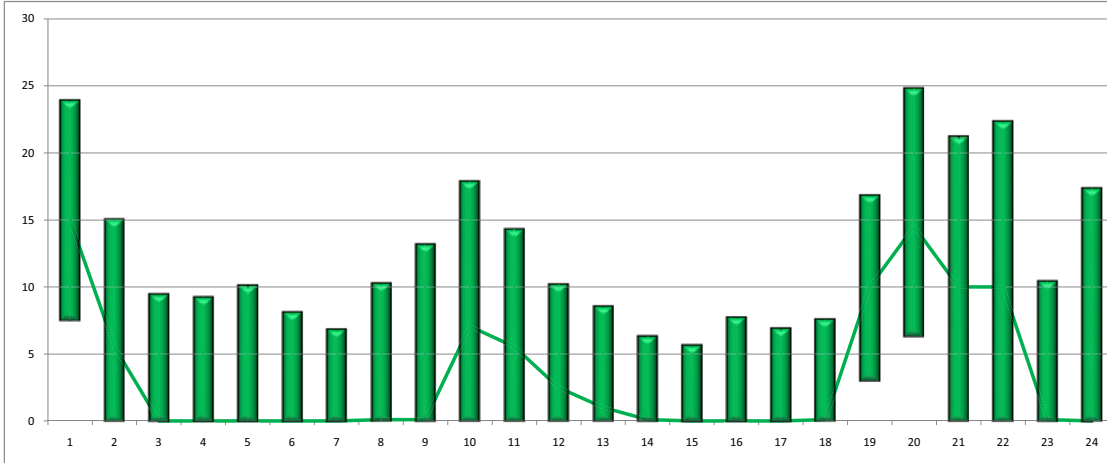
limite superior de variação aceite (€/MWh)

VaR por unidade de energia (VaR/E) (€/MWh)



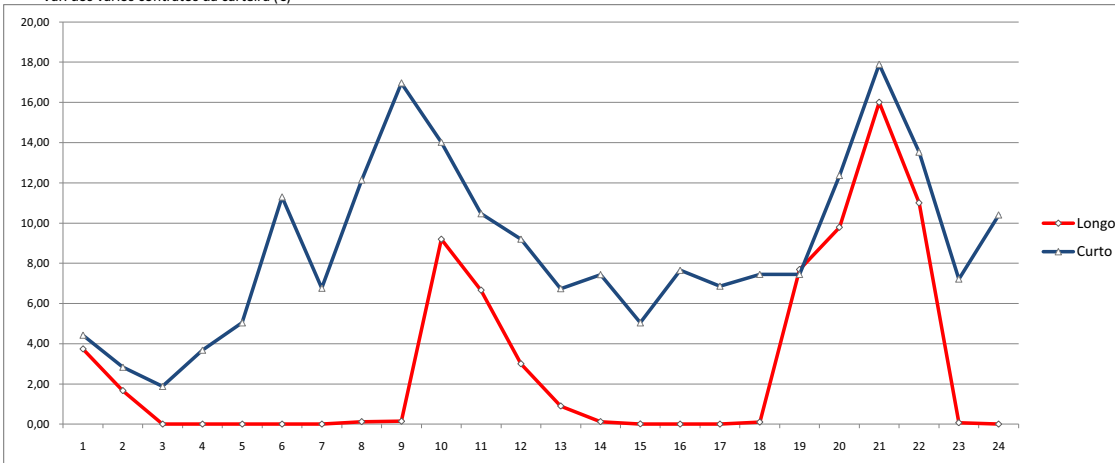
Hora do Contrato	VaR/E (€/MWh)	
	Longo	Curto
1	7,47	8,86
2	7,91	9,45
3	9,21	9,42
4	9,18	9,21
5	8,45	10,08
6	8,00	8,07
7	5,75	6,76
8	8,08	10,12
9	9,29	13,05
10	8,20	10,78
11	6,75	8,72
12	6,84	7,67
13	6,99	7,49
14	6,12	6,20
15	5,84	5,60
16	5,88	7,65
17	7,64	6,86
18	5,44	7,45
19	6,99	6,77
20	8,16	10,31
21	10,92	11,18
22	10,60	12,29
23	9,18	10,31
24	8,77	17,34
média	7,82	9,23

intervalos de confiança dos valores dos preços (€/MWh)



Hora do Contrato	Preço (€/MWh)	
	Mínimo	Máximo
1	7,53	23,86
2	0,00	15,00
3	0,00	9,42
4	0,00	9,21
5	0,00	10,08
6	0,00	8,07
7	0,00	6,76
8	0,00	10,22
9	0,00	13,16
10	0,00	17,85
11	0,00	14,27
12	0,00	10,17
13	0,00	8,49
14	0,00	6,30
15	0,00	5,61
16	0,00	7,65
17	0,00	6,86
18	0,00	7,55
19	3,01	16,77
20	6,34	24,81
21	0,00	21,18
22	0,00	22,29
23	0,00	10,41
24	0,00	17,34
média	0,70	12,64

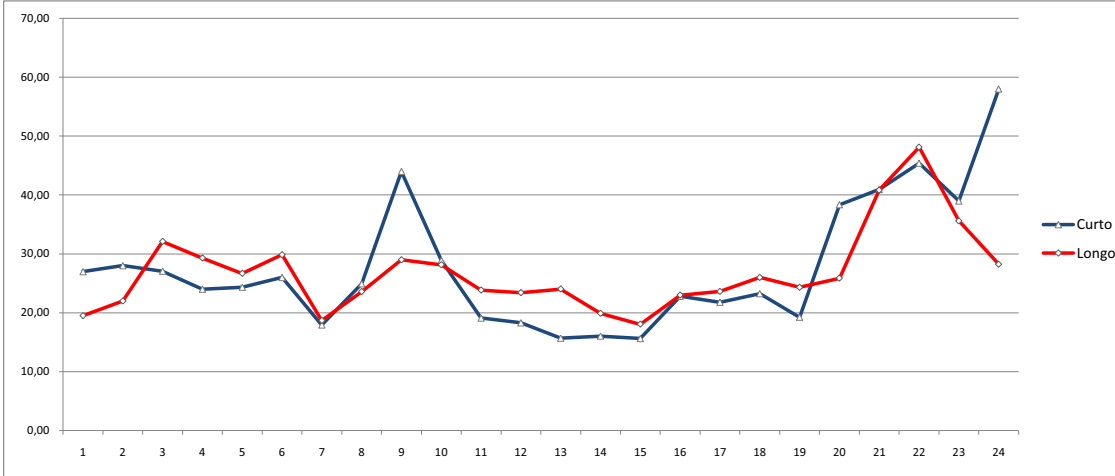
VaR dos vários contratos da carteira (€)



Hora do Contrato	VaR(€)	
	Longo	Curto
1	3,74	4,43
2	1,67	2,84
3	0,00	1,88
4	0,00	3,68
5	0,00	5,04
6	0,00	11,30
7	0,00	6,76
8	0,12	12,14
9	0,14	16,96
10	9,19	14,02
11	6,66	10,46
12	3,00	9,20
13	0,90	6,74
14	0,12	7,44
15	0,01	5,04
16	0,00	7,65
17	0,00	6,86
18	0,10	7,45
19	7,69	7,45
20	9,79	12,37
21	16,00	17,89
22	11,00	13,52
23	0,07	7,22
24	0,00	10,40
carteira	70,19	208,73

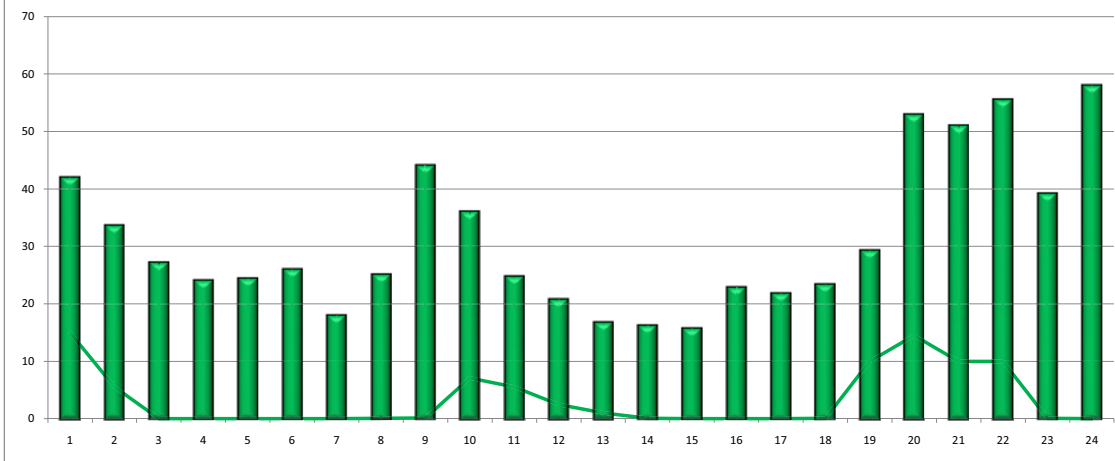
Avaliação de Risco por Teste de Stress

variação máxima dos valores dos preços horários



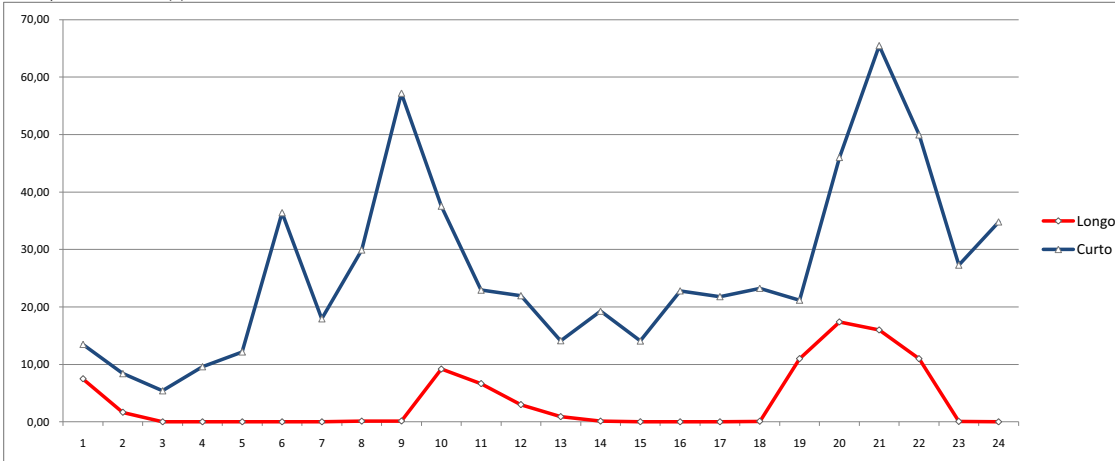
Hora do Contrato	Variação Máxima	
	Longo	Curto
1	19,50	26,98
2	22,00	28,00
3	32,12	27,07
4	29,30	24,01
5	26,69	24,35
6	29,86	26,00
7	18,68	17,94
8	23,60	24,93
9	29,00	44,00
10	28,15	28,88
11	23,85	19,11
12	23,42	18,30
13	24,03	15,70
14	19,90	16,05
15	18,06	15,64
16	23,00	22,80
17	23,62	21,80
18	26,00	23,25
19	24,32	19,26
20	25,88	38,35
21	40,83	40,52
22	48,13	45,40
23	35,61	38,98
24	28,24	58,00
média	26,82	27,74

gama de variação máxima dos preços horários (€/MWh)



Hora do Contrato	Preço (€/MWh)	
	Mínimo	Máximo
1	0,00	41,98
2	0,00	33,55
3	0,00	27,07
4	0,00	24,01
5	0,00	24,35
6	0,00	26,00
7	0,00	17,94
8	0,00	25,03
9	0,00	44,11
10	0,00	35,95
11	0,00	24,66
12	0,00	20,80
13	0,00	16,70
14	0,00	16,15
15	0,00	15,65
16	0,00	22,80
17	0,00	21,80
18	0,00	23,35
19	0,00	29,26
20	0,00	52,85
21	0,00	50,92
22	0,00	55,40
23	0,00	39,08
24	0,00	58,00
média	0,00	31,14

perdas da carteira (€)



Hora do Contrato	Perda Máxima (€)	
	Longo	Curto
1	7,50	13,49
2	1,67	8,40
3	0,00	5,41
4	0,00	9,60
5	0,00	12,18
6	0,00	36,40
7	0,00	17,94
8	0,12	29,52
9	0,14	57,20
10	9,19	37,54
11	6,66	22,93
12	3,00	21,96
13	0,90	14,13
14	0,12	19,26
15	0,01	14,08
16	0,00	22,80
17	0,00	21,80
18	0,10	23,25
19	11,00	21,19
20	17,40	46,02
21	16,00	65,47
22	11,00	49,94
23	0,07	27,29
24	0,00	34,80
carteira	84,88	632,99

Gestão do Risco com Contrato de Futuros

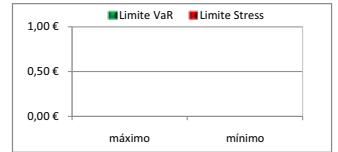
Cotação do Contrato de Futuros €/MWh

Estratégia de Mitigação do Risco Através do VaR

Posição Compradora

Energia a contratar em Spot	<input type="text" value="22800,00"/> kWh	→	100,0%
Energia a contratar em Futuros	<input type="text" value="0,00"/> kWh	→	0,0%
VaR da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	<input type="text" value="70,19"/> €	→	0,0%
Stress da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	<input type="text" value="84,88"/> €	→	0,0%
Períodos horários Spot vantajosos:	<input type="text" value="1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23 e 24"/> horas		
Períodos horários Spot desvantajosos:	<input type="text" value=""/> horas		

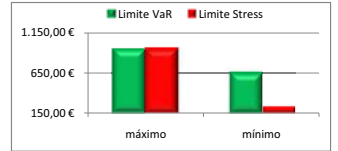
Margem obtida no contrato de Futuros	
Limite VaR	máximo <input type="text" value="0,00"/> € mínimo <input type="text" value="0,00"/> €
Limite Stress	máximo <input type="text" value="0,00"/> € mínimo <input type="text" value="0,00"/> €



Posição Vendedora

Energia a contratar em Spot	<input type="text" value="0,00"/> kWh	→	0,0%
Energia a contratar em Futuros	<input type="text" value="22800,00"/> kWh	→	100,0%
VaR da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	<input type="text" value="0,00"/> €	→	100,0%
Stress da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	<input type="text" value="0,00"/> €	→	100,0%
Períodos horários Spot vantajosos:	<input type="text" value=""/> horas		
Períodos horários Spot desvantajosos:	<input type="text" value="1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23 e 24"/> horas		

Margem obtida no contrato de Futuros	
Limite VaR	máximo <input type="text" value="942,91"/> € mínimo <input type="text" value="663,99"/> €
Limite Stress	máximo <input type="text" value="957,60"/> € mínimo <input type="text" value="239,73"/> €

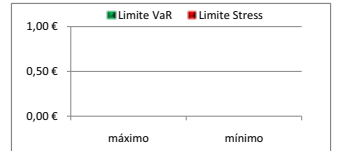


Estratégia de Mitigação do Risco Através do Teste de Stress

Posição Compradora

Energia a contratar em Spot	<input type="text" value="22800,00"/> kWh	→	100,0%
Energia a contratar em Futuros	<input type="text" value="0,00"/> kWh	→	0,0%
VaR da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	<input type="text" value="70,19"/> €	→	0,0%
Stress da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	<input type="text" value="84,88"/> €	→	0,0%
Períodos horários Spot vantajosos:	<input type="text" value="1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23 e 24"/> horas		
Períodos horários Spot desvantajosos:	<input type="text" value=""/> horas		

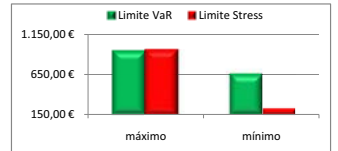
Margem obtida no contrato de Futuros	
Limite VaR	máximo <input type="text" value="0,00"/> € mínimo <input type="text" value="0,00"/> €
Limite Stress	máximo <input type="text" value="0,00"/> € mínimo <input type="text" value="0,00"/> €



Posição Vendedora

Energia a contratar em Spot	<input type="text" value="0,00"/> kWh	→	0,0%
Energia a contratar em Futuros	<input type="text" value="22800,00"/> kWh	→	100,0%
VaR da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	<input type="text" value="0,00"/> €	→	100,0%
Stress da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	<input type="text" value="0,00"/> €	→	100,0%
Períodos horários Spot vantajosos:	<input type="text" value=""/> horas		
Períodos horários Spot desvantajosos:	<input type="text" value="1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23 e 24"/> horas		

Margem obtida no contrato de Futuros	
Limite VaR	máximo <input type="text" value="942,91"/> € mínimo <input type="text" value="663,99"/> €
Limite Stress	máximo <input type="text" value="957,60"/> € mínimo <input type="text" value="239,73"/> €



A.15 Exemplo E – Portugal, ano de 2010

Gestão do Risco em Mercados de Energia Eléctrica

Recorrendo ao VaR por Simulação de Monte Carlo



IPP - Instituto Superior de Engenharia do Porto
 Trabalho de Dissertação do Mestrado em Sistemas Eléctricos de Energia
 Aluno: Manuel Jorge Tavares Vieira da Costa
 Orientação: Doutor Filipe Azevedo
 Outubro de 2010

Dados de Base

País: Portugal Espanha Intervalo Temporal: Data Inicial: 10-Jan-01 Data Limite: 10-Out-12

Dias da Semana: Segunda Feira Terça Feira Quarta Feira Quinta Feira Sexta Feira Sábado Domingo

Cargas Horárias a Contratar (kWh): 1: 500,0 2: 300,0 3: 200,0 4: 400,0 5: 500,0 6: 1400,0 7: 1000,0 8: 1200,0 9: 1300,0 10: 1300,0 11: 1200,0 12: 1200,0 13: 900,0 14: 1200,0 15: 900,0 16: 1000,0 17: 1000,0 18: 1000,0 19: 1100,0 20: 1200,0 21: 1600,0 22: 1100,0 23: 700,0 24: 600,0 carga diária total 22800,0

Feriados e Dias Atípicos: Em Exclusivo Em Complemento Feriados Dias Atípicos

Dados Históricos Recentes (168 períodos)

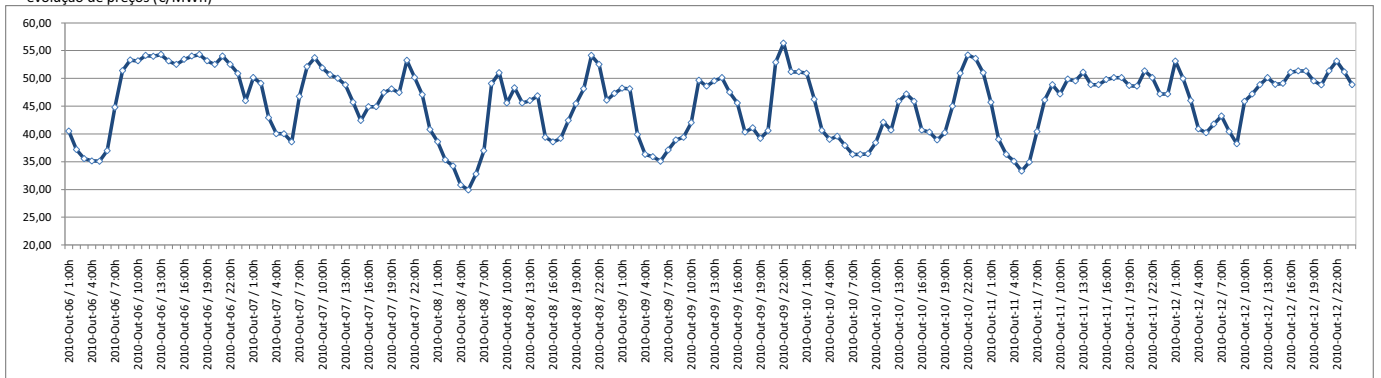
Data / Hora	Preço (€/MWh)	Carga (MWh)
2010-Out-12 / 24:00h	48,86	3610,70
2010-Out-12 / 23:00h	51,15	4020,50
2010-Out-12 / 22:00h	53,10	4447,20
2010-Out-12 / 21:00h	51,35	4071,80
2010-Out-12 / 20:00h	48,82	3571,00
2010-Out-12 / 19:00h	49,53	3683,10
2010-Out-12 / 18:00h	51,34	3946,40
2010-Out-12 / 17:00h	51,34	3909,50
2010-Out-12 / 16:00h	51,10	3843,70
2010-Out-12 / 15:00h	49,10	3610,40
2010-Out-12 / 14:00h	48,91	3669,70
2010-Out-12 / 13:00h	50,13	3905,50
2010-Out-12 / 12:00h	48,86	3689,00
2010-Out-12 / 11:00h	47,18	3398,40
2010-Out-12 / 10:00h	45,86	2985,10
2010-Out-12 / 9:00h	38,23	2380,60
2010-Out-12 / 8:00h	40,43	2322,60
2010-Out-12 / 7:00h	43,23	2413,20
2010-Out-12 / 6:00h	41,77	2342,60
2010-Out-12 / 5:00h	40,22	2136,60
2010-Out-12 / 4:00h	40,91	2195,60
2010-Out-12 / 3:00h	46,01	2451,90
2010-Out-12 / 2:00h	49,96	3182,70
2010-Out-12 / 1:00h	53,10	3830,80
2010-Out-11 / 24:00h	47,18	2975,20
2010-Out-11 / 23:00h	47,18	3154,40
2010-Out-11 / 22:00h	50,13	3585,10
2010-Out-11 / 21:00h	51,34	3733,40
2010-Out-11 / 20:00h	48,60	3231,90
2010-Out-11 / 19:00h	48,72	3185,60
2010-Out-11 / 18:00h	50,13	3484,80
2010-Out-11 / 17:00h	50,13	3497,80
2010-Out-11 / 16:00h	49,79	3405,90
2010-Out-11 / 15:00h	48,86	3303,80
2010-Out-11 / 14:00h	48,86	3406,30
2010-Out-11 / 13:00h	51,10	3666,90
2010-Out-11 / 12:00h	49,53	3506,80
2010-Out-11 / 11:00h	49,87	3506,60
2010-Out-11 / 10:00h	47,18	3022,60
2010-Out-11 / 9:00h	48,86	3249,10
2010-Out-11 / 8:00h	46,10	2564,30
2010-Out-11 / 7:00h	40,43	2117,60

Data / Hora	Preço (€/MWh)	Carga (MWh)
2010-Out-11 / 6:00h	34,94	1502,00
2010-Out-11 / 5:00h	33,32	1400,40
2010-Out-11 / 4:00h	35,09	1408,10
2010-Out-11 / 3:00h	36,33	1652,30
2010-Out-11 / 2:00h	39,03	1891,30
2010-Out-11 / 1:00h	45,69	2126,40
2010-Out-10 / 24:00h	51,01	3275,00
2010-Out-10 / 23:00h	53,58	3877,40
2010-Out-10 / 22:00h	54,19	3948,40
2010-Out-10 / 21:00h	50,91	3337,00
2010-Out-10 / 20:00h	45,00	2406,00
2010-Out-10 / 19:00h	40,23	2224,00
2010-Out-10 / 18:00h	38,92	2121,30
2010-Out-10 / 17:00h	40,34	2228,70
2010-Out-10 / 16:00h	40,69	2310,50
2010-Out-10 / 15:00h	45,86	2469,30
2010-Out-10 / 14:00h	47,18	2689,70
2010-Out-10 / 13:00h	45,86	2575,80
2010-Out-10 / 12:00h	40,69	2296,60
2010-Out-10 / 11:00h	42,10	2321,50
2010-Out-10 / 10:00h	38,43	2010,00
2010-Out-10 / 9:00h	36,44	1879,50
2010-Out-10 / 8:00h	36,33	1770,00
2010-Out-10 / 7:00h	36,33	1705,50
2010-Out-10 / 6:00h	37,93	1800,00
2010-Out-10 / 5:00h	39,59	1882,00
2010-Out-10 / 4:00h	39,03	1856,50
2010-Out-10 / 3:00h	40,64	1932,00
2010-Out-10 / 2:00h	46,23	2314,00
2010-Out-10 / 1:00h	50,91	3031,00
2010-Out-09 / 24:00h	51,18	3362,00
2010-Out-09 / 23:00h	51,18	3419,00
2010-Out-09 / 22:00h	56,33	4109,60
2010-Out-09 / 21:00h	52,88	3716,60
2010-Out-09 / 20:00h	40,60	2232,00
2010-Out-09 / 19:00h	39,21	2130,70
2010-Out-09 / 18:00h	41,11	2272,00
2010-Out-09 / 17:00h	40,34	2183,60
2010-Out-09 / 16:00h	45,57	2328,00
2010-Out-09 / 15:00h	47,51	2751,00
2010-Out-09 / 14:00h	50,13	3148,40
2010-Out-09 / 13:00h	49,54	3056,00

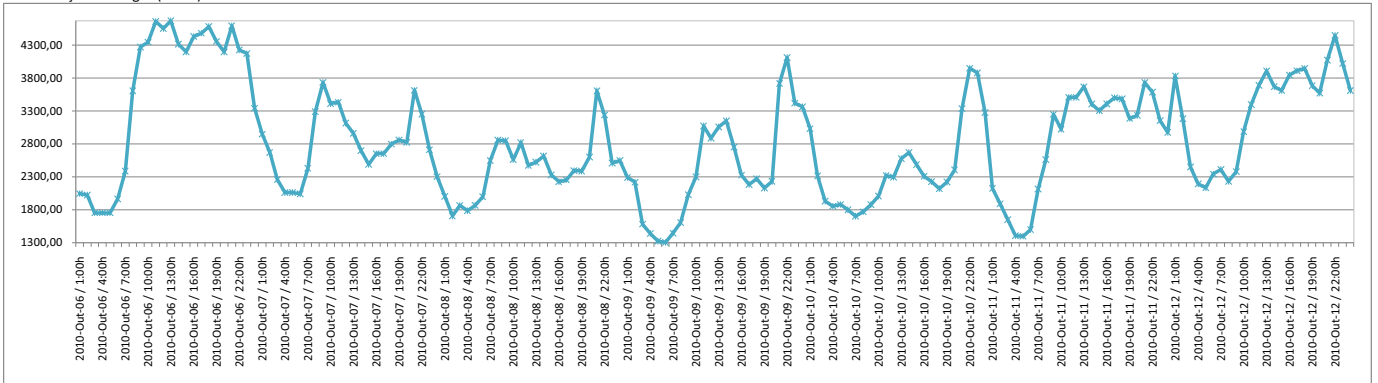
Data / Hora	Preço (€/MWh)	Carga (MWh)
2010-Out-09 / 12:00h	48,60	2886,40
2010-Out-09 / 11:00h	49,65	3072,00
2010-Out-09 / 10:00h	42,04	2300,00
2010-Out-09 / 9:00h	39,40	2030,00
2010-Out-09 / 8:00h	38,92	1606,80
2010-Out-09 / 7:00h	37,12	1445,00
2010-Out-09 / 6:00h	35,09	1305,00
2010-Out-09 / 5:00h	35,91	1326,60
2010-Out-09 / 4:00h	36,33	1440,90
2010-Out-09 / 3:00h	39,89	1585,00
2010-Out-09 / 2:00h	48,13	2221,00
2010-Out-09 / 1:00h	48,23	2290,00
2010-Out-08 / 24:00h	47,30	2550,00
2010-Out-08 / 23:00h	46,07	2509,00
2010-Out-08 / 22:00h	52,51	3239,00
2010-Out-08 / 21:00h	54,13	3606,40
2010-Out-08 / 20:00h	48,13	2602,30
2010-Out-08 / 19:00h	45,45	2387,80
2010-Out-08 / 18:00h	42,43	2396,10
2010-Out-08 / 17:00h	39,22	2254,70
2010-Out-08 / 16:00h	38,57	2225,90
2010-Out-08 / 15:00h	39,40	2330,30
2010-Out-08 / 14:00h	46,86	2618,10
2010-Out-08 / 13:00h	46,00	2525,00
2010-Out-08 / 12:00h	45,57	2476,10
2010-Out-08 / 11:00h	48,30	2818,30
2010-Out-08 / 10:00h	45,57	2563,60
2010-Out-08 / 9:00h	51,01	2850,20
2010-Out-08 / 8:00h	49,07	2858,00
2010-Out-08 / 7:00h	37,00	2547,00
2010-Out-08 / 6:00h	32,80	2001,30
2010-Out-08 / 5:00h	29,92	1869,80
2010-Out-08 / 4:00h	30,82	1786,10
2010-Out-08 / 3:00h	34,25	1867,00
2010-Out-08 / 2:00h	35,35	1709,90
2010-Out-08 / 1:00h	38,60	2003,40
2010-Out-07 / 24:00h	40,80	2303,00
2010-Out-07 / 23:00h	47,07	2711,20
2010-Out-07 / 22:00h	50,16	3252,10
2010-Out-07 / 21:00h	53,24	3613,60
2010-Out-07 / 20:00h	47,45	2823,70
2010-Out-07 / 19:00h	48,10	2858,20

Data / Hora	Preço (€/MWh)	Carga (MWh)
2010-Out-07 / 18:00h	47,45	2798,30
2010-Out-07 / 17:00h	44,90	2653,20
2010-Out-07 / 16:00h	44,90	2653,20
2010-Out-07 / 15:00h	42,43	2491,20
2010-Out-07 / 14:00h	45,70	2698,20
2010-Out-07 / 13:00h	48,82	2960,30
2010-Out-07 / 12:00h	50,01	3117,10
2010-Out-07 / 11:00h	50,67	3433,80
2010-Out-07 / 10:00h	51,87	3409,80
2010-Out-07 / 9:00h	53,71	3734,20
2010-Out-07 / 8:00h	52,10	3289,50
2010-Out-07 / 7:00h	46,74	2433,20
2010-Out-07 / 6:00h	38,57	2042,60
2010-Out-07 / 5:00h	40,03	2062,60
2010-Out-07 / 4:00h	40,03	2062,60
2010-Out-07 / 3:00h	42,92	2259,80
2010-Out-07 / 2:00h	49,10	2668,00
2010-Out-07 / 1:00h	50,15	2948,60
2010-Out-06 / 24:00h	45,98	3341,40
2010-Out-06 / 23:00h	50,87	4170,80
2010-Out-06 / 22:00h	52,51	4225,80
2010-Out-06 / 21:00h	54,01	4590,80
2010-Out-06 / 20:00h	52,51	4195,80
2010-Out-06 / 19:00h	53,15	4354,90
2010-Out-06 / 18:00h	54,30	4580,80
2010-Out-06 / 17:00h	54,01	4480,80
2010-Out-06 / 16:00h	53,42	4430,80
2010-Out-06 / 15:00h	52,51	4197,80
2010-Out-06 / 14:00h	53,12	4313,20
2010-Out-06 / 13:00h	54,30	4668,00
2010-Out-06 / 12:00h	53,96	4551,00
2010-Out-06 / 11:00h	54,13	4657,10
2010-Out-06 / 10:00h	53,15	4344,70
2010-Out-06 / 9:00h	53,30	4269,80
2010-Out-06 / 8:00h	51,38	3604,80
2010-Out-06 / 7:00h	44,78	2389,20
2010-Out-06 / 6:00h	36,99	1964,60
2010-Out-06 / 5:00h	35,09	1754,60
2010-Out-06 / 4:00h	35,14	1754,60
2010-Out-06 / 3:00h	35,56	1754,60
2010-Out-06 / 2:00h	37,20	2024,60
2010-Out-06 / 1:00h	40,51	2046,60

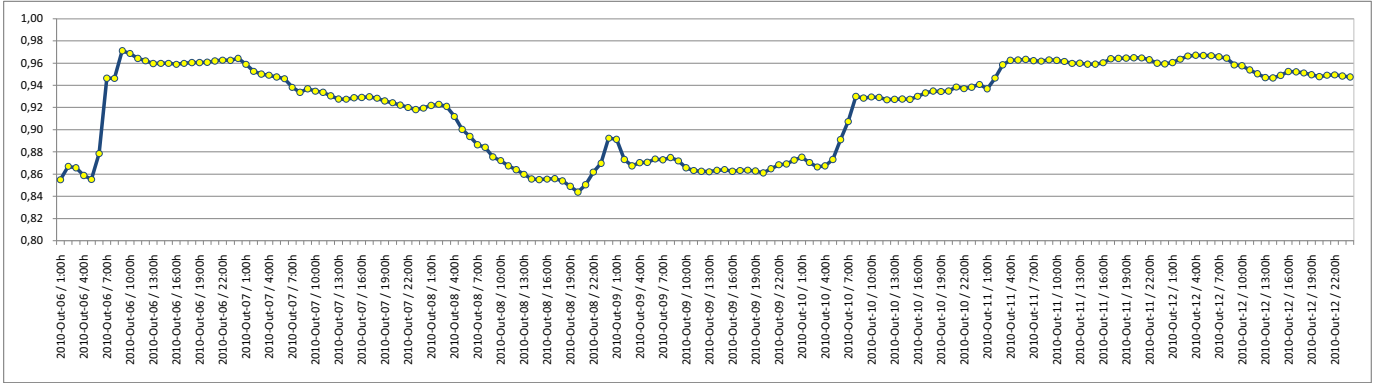
evolução de preços (€/MWh)



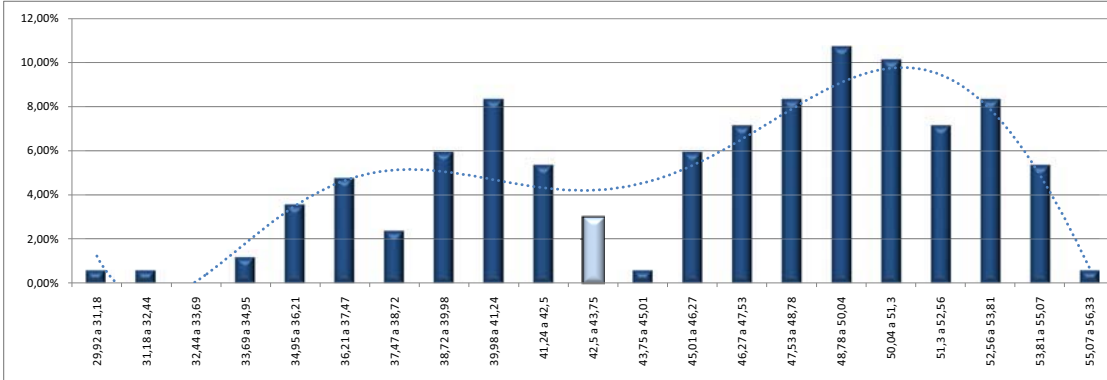
evolução de cargas (MWh)



evolução da correlação de preços e cargas (48 períodos)

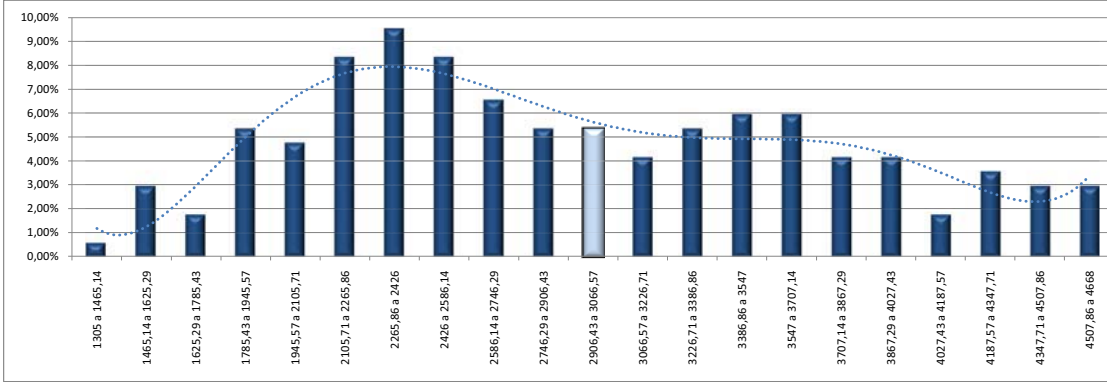


distribuição de preços (€/MWh)



Preços (€/MWh)	Acontecimentos
29,92 a 31,18	0,60%
31,18 a 32,44	0,60%
32,44 a 33,69	0,00%
33,69 a 34,95	1,19%
34,95 a 36,21	3,57%
36,21 a 37,47	4,76%
37,47 a 38,72	2,38%
38,72 a 39,98	5,95%
39,98 a 41,24	8,33%
41,24 a 42,5	5,36%
42,5 a 43,75	2,98%
43,75 a 45,01	0,60%
45,01 a 46,27	5,95%
46,27 a 47,53	7,14%
47,53 a 48,78	8,33%
48,78 a 50,04	10,71%
50,04 a 51,3	10,12%
51,3 a 52,56	7,14%
52,56 a 53,81	8,33%
53,81 a 55,07	5,36%
55,07 a 56,33	0,60%

distribuição de cargas (MWh)



Cargas (MWh)	Acontecimentos
1305 a 1465,14	0,60%
1465,14 a 1625,29	2,98%
1625,29 a 1785,43	1,79%
1785,43 a 1945,57	5,36%
1945,57 a 2105,71	4,76%
2105,71 a 2265,86	8,33%
2265,86 a 2426	9,52%
2426 a 2586,14	8,33%
2586,14 a 2746,29	6,55%
2746,29 a 2906,43	5,36%
2906,43 a 3066,57	5,36%
3066,57 a 3226,71	4,17%
3226,71 a 3386,86	5,36%
3386,86 a 3547	5,95%
3547 a 3707,14	5,95%
3707,14 a 3867,29	4,17%
3867,29 a 4027,43	4,17%
4027,43 a 4187,57	3,57%
4187,57 a 4347,71	2,98%
4347,71 a 4507,86	2,98%
4507,86 a 4668	2,98%

Avaliação de Risco por Value-at-Risk (VaR)

nível de confiança

número de intervalos dos histogramas

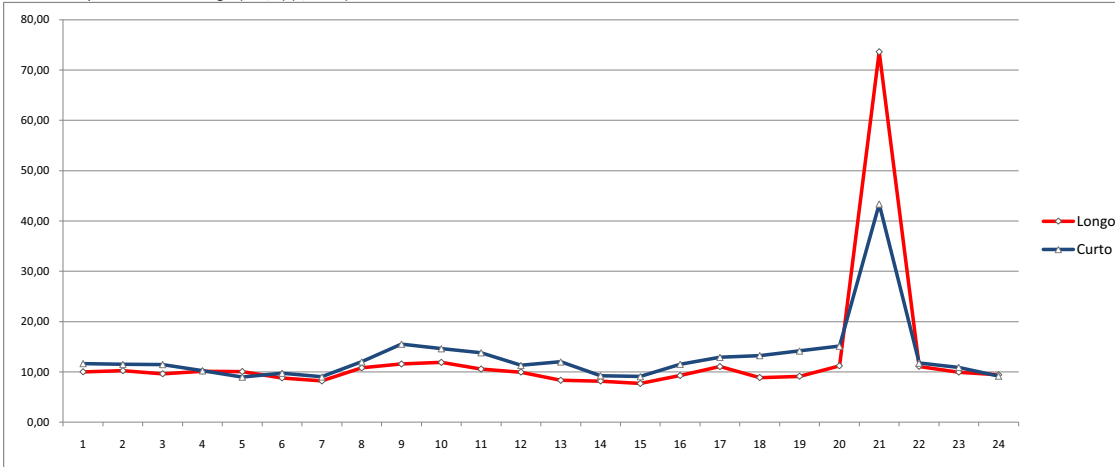
número de Simulações Monte Carlo

truncagem dos histogramas

limite inferior de variação aceite (€/MWh)

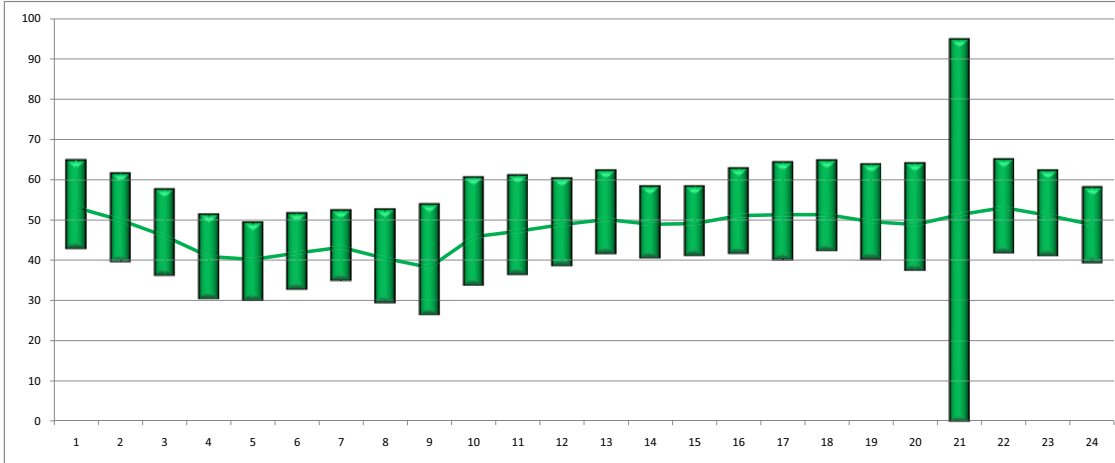
limite superior de variação aceite (€/MWh)

VaR por unidade de energia (VaR/E) (€/MWh)



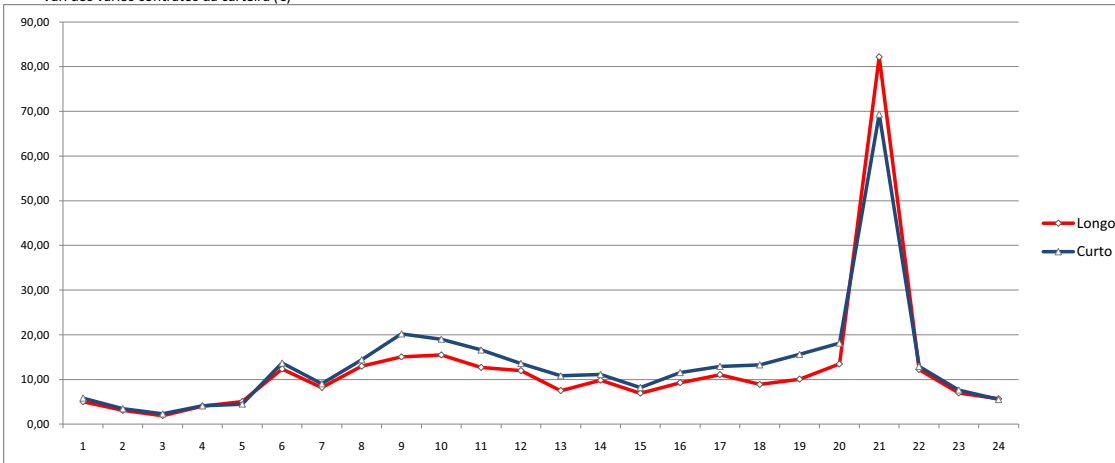
Hora do Contrato	VaR/E (€/MWh)	
	Longo	Curto
1	10,03	11,68
2	10,25	11,51
3	9,63	11,49
4	10,16	10,25
5	10,07	9,00
6	8,81	9,77
7	8,20	9,04
8	10,80	12,02
9	11,57	15,54
10	11,90	14,63
11	10,56	13,83
12	9,97	11,31
13	8,33	12,01
14	8,18	9,27
15	7,69	9,09
16	9,28	11,55
17	11,06	12,91
18	8,88	13,27
19	9,14	14,19
20	11,22	15,13
21	73,65	43,37
22	11,11	11,76
23	9,96	10,92
24	9,42	9,20
média	12,49	13,03

intervalos de confiança dos valores dos preços (€/MWh)



Hora do Contrato	Preço (€/MWh)	
	Mínimo	Máximo
1	43,07	64,78
2	39,71	61,47
3	36,38	57,50
4	30,75	51,16
5	30,15	49,22
6	32,96	51,54
7	35,03	52,27
8	29,63	52,45
9	26,66	53,77
10	33,96	60,49
11	36,62	61,01
12	38,89	60,17
13	41,80	62,14
14	40,73	58,18
15	41,41	58,19
16	41,82	62,65
17	40,28	64,25
18	42,46	64,61
19	40,39	63,72
20	37,60	63,95
21	0,00	94,72
22	41,99	64,86
23	41,19	62,07
24	39,44	58,06
média	35,95	60,55

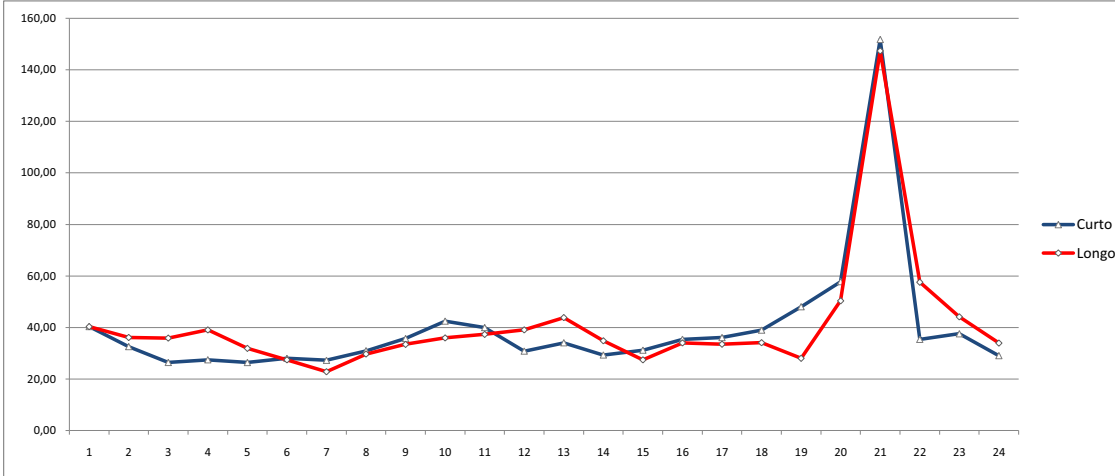
VaR dos vários contratos da carteira (€)



Hora do Contrato	VaR(€)	
	Longo	Curto
1	5,01	5,84
2	3,08	3,45
3	1,93	2,30
4	4,06	4,10
5	5,04	4,50
6	12,34	13,68
7	8,20	9,04
8	12,96	14,42
9	15,04	20,21
10	15,47	19,02
11	12,67	16,60
12	11,96	13,57
13	7,50	10,81
14	9,81	11,12
15	6,92	8,18
16	9,28	11,55
17	11,06	12,91
18	8,88	13,27
19	10,05	15,61
20	13,46	18,16
21	82,16	69,38
22	12,23	12,93
23	6,97	7,65
24	5,65	5,52
carteira	291,74	323,81

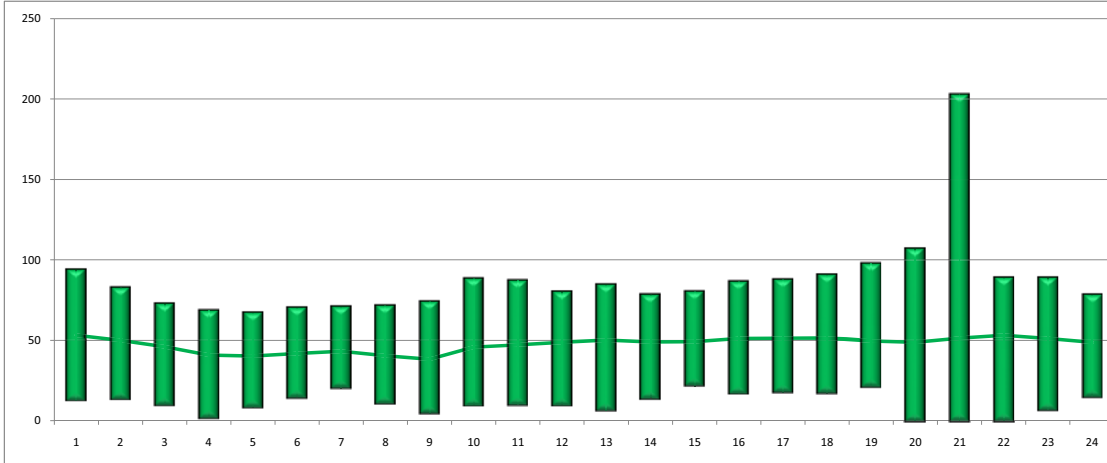
Avaliação de Risco por Teste de Stress

variação máxima dos valores dos preços horários



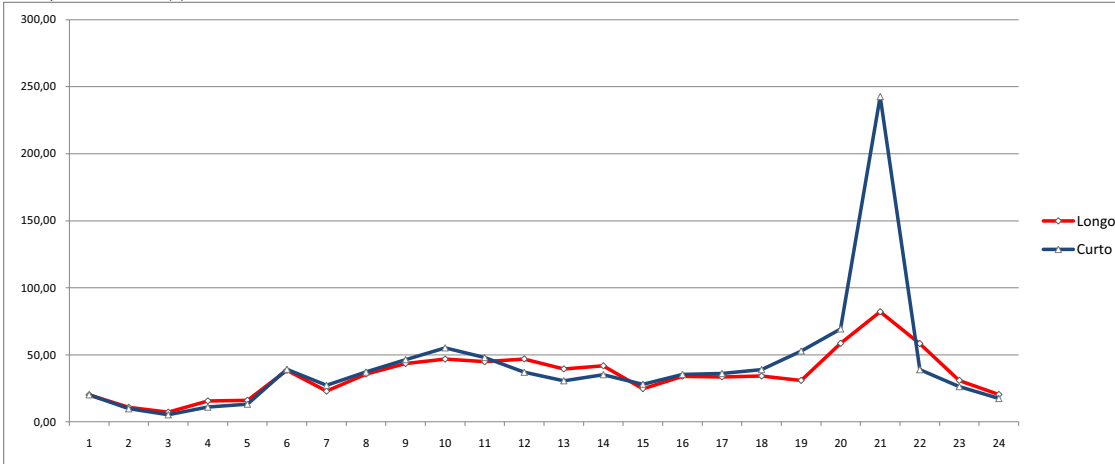
Hora do Contrato	Variação Máxima	
	Longo	Curto
1	40,38	40,38
2	36,18	32,61
3	35,94	26,46
4	39,10	27,49
5	31,96	26,44
6	27,51	28,06
7	22,89	27,29
8	29,76	31,00
9	33,50	35,74
10	36,00	42,50
11	37,38	40,00
12	39,12	30,87
13	43,89	34,09
14	34,89	29,35
15	27,50	31,23
16	34,07	35,46
17	33,56	36,11
18	34,15	39,00
19	28,10	48,07
20	50,39	57,79
21	147,30	151,73
22	57,60	35,61
23	44,17	37,58
24	34,00	29,10
média	40,81	39,74

gama de variação máxima dos preços horários (€/MWh)



Hora do Contrato	Preço (€/MWh)	
	Mínimo	Máximo
1	12,72	93,48
2	13,78	82,57
3	10,07	72,47
4	1,81	68,40
5	8,26	66,66
6	14,26	69,83
7	20,34	70,52
8	10,67	71,43
9	4,73	73,97
10	9,86	88,36
11	9,80	87,18
12	9,74	79,73
13	6,24	84,22
14	14,02	78,26
15	21,60	80,33
16	17,03	86,56
17	17,78	87,45
18	17,19	90,34
19	21,43	97,60
20	0,00	106,61
21	0,00	203,08
22	0,00	88,51
23	6,98	88,73
24	14,86	77,96
média	10,97	87,26

perdas da carteira (€)



Hora do Contrato	Perda Máxima (€)	
	Longo	Curto
1	20,19	20,19
2	10,85	9,78
3	7,19	5,29
4	15,64	11,00
5	15,98	13,22
6	38,51	39,28
7	22,89	27,29
8	35,71	37,20
9	43,55	46,46
10	46,80	55,25
11	44,86	48,00
12	46,94	37,04
13	39,50	30,68
14	41,87	35,22
15	24,75	28,11
16	34,07	35,46
17	33,56	36,11
18	34,15	39,00
19	30,91	52,88
20	58,58	69,35
21	82,16	242,77
22	58,41	38,95
23	30,92	26,31
24	20,40	17,46
carteira	838,40	1002,30

Gestão do Risco com Contrato de Futuros

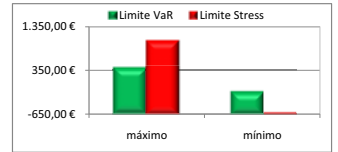
Cotação do Contrato de Futuros 42,00 €/MWh

Estratégia de Mitigação do Risco Através do VaR

Posição Compradora

Energia a contratar em Spot	3400,00 kWh	14,9%
Energia a contratar em Futuros	19400,00 kWh	85,1%
VaR da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	37,10 €	87,3%
Stress da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	110,88 €	86,8%
Períodos horários Spot vantajosos	4, 5, 8 e 9 horas	
Períodos horários Spot desvantajosos	1, 2, 3, 6, 7, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23 e 24 horas	

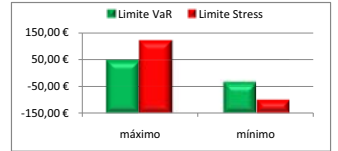
Margem obtida no contrato de Futuros	máximo 413,63 €
Limite VaR	mínimo -121,58 €
Limite Stress	máximo 1027,47 €
	mínimo -594,47 €



Posição Vendedora

Energia a contratar em Spot	19400,00 kWh	85,1%
Energia a contratar em Futuros	3400,00 kWh	14,9%
VaR da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	280,58 €	13,3%
Stress da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	894,42 €	10,8%
Períodos horários Spot vantajosos	1, 2, 3, 6, 7, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23 e 24 horas	
Períodos horários Spot desvantajosos	4, 5, 8 e 9 horas	

Margem obtida no contrato de Futuros	máximo 45,21 €
Limite VaR	mínimo -35,12 €
Limite Stress	máximo 118,99 €
	mínimo -99,77 €

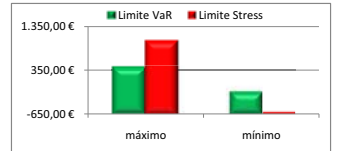


Estratégia de Mitigação do Risco Através do Teste de Stress

Posição Compradora

Energia a contratar em Spot	3600,00 kWh	15,8%
Energia a contratar em Futuros	19200,00 kWh	84,2%
VaR da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	39,03 €	86,6%
Stress da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	118,07 €	85,9%
Períodos horários Spot vantajosos	3, 4, 5, 8 e 9 horas	
Períodos horários Spot desvantajosos	1, 2, 6, 7, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23 e 24 horas	

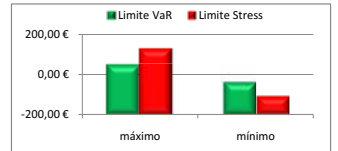
Margem obtida no contrato de Futuros	máximo 410,53 €
Limite VaR	mínimo -120,46 €
Limite Stress	máximo 1021,38 €
	mínimo -588,08 €



Posição Vendedora

Energia a contratar em Spot	19200,00 kWh	84,2%
Energia a contratar em Futuros	3600,00 kWh	15,8%
VaR da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	278,28 €	14,1%
Stress da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	889,13 €	11,3%
Períodos horários Spot vantajosos	1, 2, 6, 7, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23 e 24 horas	
Períodos horários Spot desvantajosos	3, 4, 5, 8 e 9 horas	

Margem obtida no contrato de Futuros	máximo 46,34 €
Limite VaR	mínimo -38,22 €
Limite Stress	máximo 125,38 €
	mínimo -105,86 €



A.16 Exemplo E – Espanha, ano de 2010

Gestão do Risco em Mercados de Energia Eléctrica

Recorrendo ao VaR por Simulação de Monte Carlo



IPP - Instituto Superior de Engenharia do Porto
 Trabalho de Dissertação do Mestrado em Sistemas Eléctricos de Energia
 Aluno: Manuel Jorge Tavares Vieira da Costa
 Orientação: Doutor Filipe Azevedo
 Outubro de 2010

Dados de Base

País: Portugal Espanha Intervalo Temporal: Data Inicial: 10-Jan-01 Data Limite: 10-Out-12

Dias da Semana: Segunda Feira Terça Feira Quarta Feira Quinta Feira Sexta Feira Sábado Domingo

Cargas Horárias a Contratar (kWh): 1: 500,0 2: 300,0 3: 200,0 4: 400,0 5: 500,0 6: 1400,0 7: 1000,0 8: 1200,0 9: 1300,0 10: 1300,0 11: 1200,0 12: 1200,0 13: 900,0 14: 1200,0 15: 900,0 16: 1000,0 17: 1000,0 18: 1000,0 19: 1100,0 20: 1200,0 21: 1600,0 22: 1100,0 23: 700,0 24: 600,0 carga diária total 22800,0

Feriados e Dias Atípicos: Em Exclusivo Em Complemento Feriados Dias Atípicos

Dados Históricos Recentes (168 períodos)

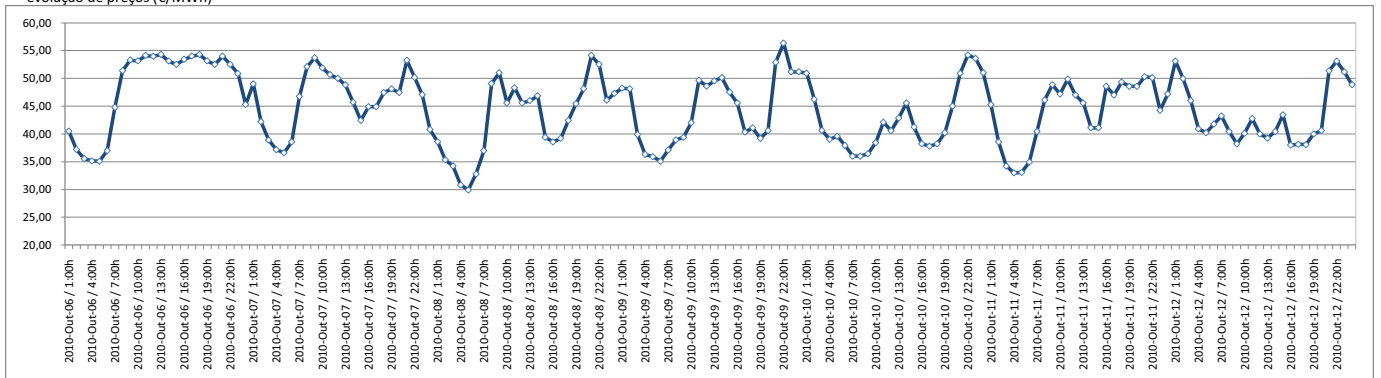
Data / Hora	Preço (€/MWh)	Carga (MWh)
2010-Out-12 / 24:00h	48,86	21992,80
2010-Out-12 / 23:00h	51,15	23639,40
2010-Out-12 / 22:00h	53,10	24013,30
2010-Out-12 / 21:00h	51,35	23176,50
2010-Out-12 / 20:00h	40,60	20373,10
2010-Out-12 / 19:00h	40,00	19869,20
2010-Out-12 / 18:00h	38,07	19626,70
2010-Out-12 / 17:00h	38,14	19875,10
2010-Out-12 / 16:00h	37,99	20621,40
2010-Out-12 / 15:00h	43,44	21751,10
2010-Out-12 / 14:00h	40,43	22007,10
2010-Out-12 / 13:00h	39,23	21542,10
2010-Out-12 / 12:00h	40,00	21315,30
2010-Out-12 / 11:00h	42,78	20989,90
2010-Out-12 / 10:00h	40,13	18406,00
2010-Out-12 / 9:00h	38,23	16517,50
2010-Out-12 / 8:00h	40,43	15869,60
2010-Out-12 / 7:00h	43,23	15489,80
2010-Out-12 / 6:00h	41,77	15744,60
2010-Out-12 / 5:00h	40,22	16255,60
2010-Out-12 / 4:00h	40,91	16346,80
2010-Out-12 / 3:00h	46,01	17755,30
2010-Out-12 / 2:00h	49,96	19070,50
2010-Out-12 / 1:00h	53,10	20003,00
2010-Out-11 / 24:00h	47,18	20462,80
2010-Out-11 / 23:00h	44,23	21866,70
2010-Out-11 / 22:00h	50,13	22602,40
2010-Out-11 / 21:00h	50,29	23266,20
2010-Out-11 / 20:00h	48,55	22073,10
2010-Out-11 / 19:00h	48,56	22081,10
2010-Out-11 / 18:00h	49,34	22372,20
2010-Out-11 / 17:00h	47,00	22284,30
2010-Out-11 / 16:00h	48,58	22866,50
2010-Out-11 / 15:00h	41,11	22652,70
2010-Out-11 / 14:00h	41,11	23069,00
2010-Out-11 / 13:00h	45,57	23258,70
2010-Out-11 / 12:00h	47,00	23154,00
2010-Out-11 / 11:00h	49,87	22748,20
2010-Out-11 / 10:00h	47,18	21605,70
2010-Out-11 / 9:00h	48,86	19997,60
2010-Out-11 / 8:00h	46,10	18113,80
2010-Out-11 / 7:00h	40,43	15747,90

Data / Hora	Preço (€/MWh)	Carga (MWh)
2010-Out-11 / 6:00h	34,94	14975,60
2010-Out-11 / 5:00h	33,08	15077,10
2010-Out-11 / 4:00h	33,00	15148,90
2010-Out-11 / 3:00h	34,22	15634,80
2010-Out-11 / 2:00h	38,57	16646,20
2010-Out-11 / 1:00h	45,28	18482,90
2010-Out-10 / 24:00h	51,01	20086,20
2010-Out-10 / 23:00h	53,58	21892,00
2010-Out-10 / 22:00h	54,19	22022,20
2010-Out-10 / 21:00h	50,91	21389,60
2010-Out-10 / 20:00h	45,00	19278,60
2010-Out-10 / 19:00h	40,23	18622,10
2010-Out-10 / 18:00h	38,23	18519,00
2010-Out-10 / 17:00h	37,80	18470,70
2010-Out-10 / 16:00h	38,23	19170,70
2010-Out-10 / 15:00h	41,23	19938,40
2010-Out-10 / 14:00h	45,57	20277,20
2010-Out-10 / 13:00h	42,86	20706,30
2010-Out-10 / 12:00h	40,60	20390,40
2010-Out-10 / 11:00h	42,10	19655,40
2010-Out-10 / 10:00h	38,43	17263,80
2010-Out-10 / 9:00h	36,44	15802,30
2010-Out-10 / 8:00h	36,00	15286,40
2010-Out-10 / 7:00h	36,00	15180,10
2010-Out-10 / 6:00h	37,93	15472,10
2010-Out-10 / 5:00h	39,59	15707,70
2010-Out-10 / 4:00h	39,03	15733,20
2010-Out-10 / 3:00h	40,64	16513,40
2010-Out-10 / 2:00h	46,23	18217,10
2010-Out-10 / 1:00h	50,91	19857,90
2010-Out-09 / 24:00h	51,18	19842,30
2010-Out-09 / 23:00h	51,18	21154,40
2010-Out-09 / 22:00h	56,33	22779,60
2010-Out-09 / 21:00h	52,88	22381,70
2010-Out-09 / 20:00h	40,60	21245,00
2010-Out-09 / 19:00h	39,21	20549,50
2010-Out-09 / 18:00h	41,11	20966,80
2010-Out-09 / 17:00h	40,34	21019,50
2010-Out-09 / 16:00h	45,57	21431,40
2010-Out-09 / 15:00h	47,51	21182,40
2010-Out-09 / 14:00h	50,13	21937,30
2010-Out-09 / 13:00h	49,54	21435,50

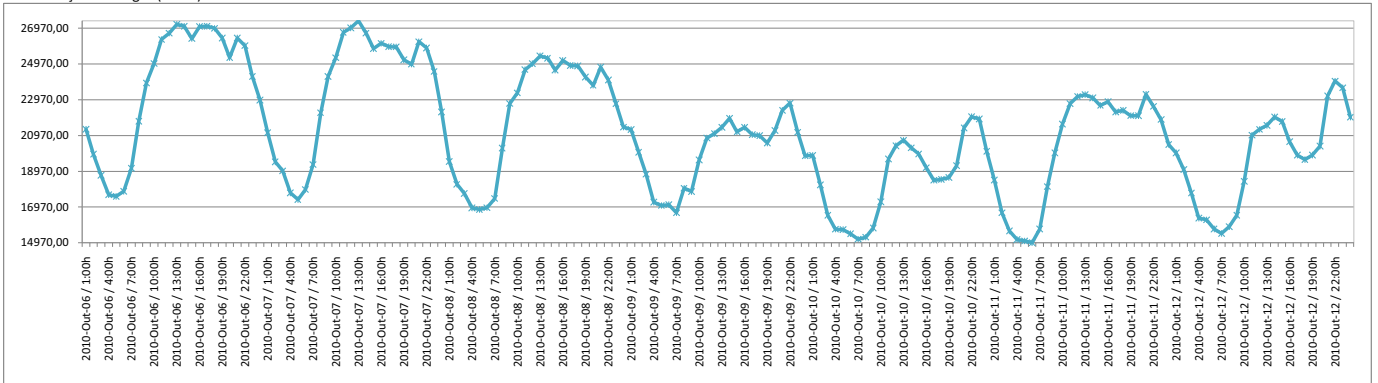
Data / Hora	Preço (€/MWh)	Carga (MWh)
2010-Out-09 / 12:00h	48,60	21068,90
2010-Out-09 / 11:00h	49,65	20830,30
2010-Out-09 / 10:00h	42,04	19602,10
2010-Out-09 / 9:00h	39,40	17832,10
2010-Out-09 / 8:00h	38,92	18026,20
2010-Out-09 / 7:00h	37,12	16648,80
2010-Out-09 / 6:00h	35,09	17105,60
2010-Out-09 / 5:00h	35,91	17057,50
2010-Out-09 / 4:00h	36,33	17241,80
2010-Out-09 / 3:00h	39,89	18811,20
2010-Out-09 / 2:00h	48,13	20034,20
2010-Out-09 / 1:00h	48,23	21310,00
2010-Out-08 / 24:00h	47,30	21440,80
2010-Out-08 / 23:00h	46,07	22743,70
2010-Out-08 / 22:00h	52,51	24077,80
2010-Out-08 / 21:00h	54,13	24794,20
2010-Out-08 / 20:00h	48,13	23780,20
2010-Out-08 / 19:00h	45,45	24238,40
2010-Out-08 / 18:00h	42,43	24857,40
2010-Out-08 / 17:00h	39,22	24884,00
2010-Out-08 / 16:00h	38,57	25166,00
2010-Out-08 / 15:00h	39,40	24628,70
2010-Out-08 / 14:00h	46,88	25296,00
2010-Out-08 / 13:00h	46,00	25422,40
2010-Out-08 / 12:00h	45,57	24986,30
2010-Out-08 / 11:00h	48,30	24653,60
2010-Out-08 / 10:00h	45,57	23352,50
2010-Out-08 / 9:00h	51,01	22761,10
2010-Out-08 / 8:00h	49,07	20270,20
2010-Out-08 / 7:00h	37,00	17450,80
2010-Out-08 / 6:00h	32,80	16935,00
2010-Out-08 / 5:00h	29,92	16834,70
2010-Out-08 / 4:00h	30,82	16928,60
2010-Out-08 / 3:00h	34,25	17734,90
2010-Out-08 / 2:00h	35,35	18240,30
2010-Out-08 / 1:00h	38,60	19522,50
2010-Out-07 / 24:00h	40,80	22285,90
2010-Out-07 / 23:00h	47,07	24546,30
2010-Out-07 / 22:00h	50,16	25863,00
2010-Out-07 / 21:00h	53,24	26212,00
2010-Out-07 / 20:00h	47,45	24958,40
2010-Out-07 / 19:00h	48,10	25197,00

Data / Hora	Preço (€/MWh)	Carga (MWh)
2010-Out-07 / 18:00h	47,45	25923,60
2010-Out-07 / 17:00h	44,90	25933,10
2010-Out-07 / 16:00h	44,90	26122,80
2010-Out-07 / 15:00h	42,43	25822,50
2010-Out-07 / 14:00h	45,70	26693,40
2010-Out-07 / 13:00h	48,82	27390,30
2010-Out-07 / 12:00h	50,01	26987,90
2010-Out-07 / 11:00h	50,67	26742,90
2010-Out-07 / 10:00h	51,87	25319,30
2010-Out-07 / 9:00h	53,71	24271,90
2010-Out-07 / 8:00h	52,10	22240,70
2010-Out-07 / 7:00h	46,74	19348,70
2010-Out-07 / 6:00h	38,57	17950,40
2010-Out-07 / 5:00h	36,61	17390,40
2010-Out-07 / 4:00h	37,16	17762,30
2010-Out-07 / 3:00h	38,90	18989,40
2010-Out-07 / 2:00h	42,21	19498,20
2010-Out-07 / 1:00h	49,01	21130,80
2010-Out-06 / 24:00h	45,30	22953,60
2010-Out-06 / 23:00h	50,87	24266,10
2010-Out-06 / 22:00h	52,51	25996,30
2010-Out-06 / 21:00h	54,01	26421,60
2010-Out-06 / 20:00h	52,51	25326,50
2010-Out-06 / 19:00h	53,15	26418,80
2010-Out-06 / 18:00h	54,30	26963,90
2010-Out-06 / 17:00h	54,01	27078,40
2010-Out-06 / 16:00h	53,42	27067,40
2010-Out-06 / 15:00h	52,51	26390,10
2010-Out-06 / 14:00h	53,12	27073,60
2010-Out-06 / 13:00h	54,30	27192,70
2010-Out-06 / 12:00h	53,96	26694,10
2010-Out-06 / 11:00h	54,13	26337,10
2010-Out-06 / 10:00h	53,13	24997,80
2010-Out-06 / 9:00h	53,30	23905,50
2010-Out-06 / 8:00h	51,38	21774,50
2010-Out-06 / 7:00h	44,78	19144,00
2010-Out-06 / 6:00h	36,99	17858,80
2010-Out-06 / 5:00h	35,09	17659,30
2010-Out-06 / 4:00h	35,14	17658,30
2010-Out-06 / 3:00h	35,56	18744,40
2010-Out-06 / 2:00h	37,20	19925,70
2010-Out-06 / 1:00h	40,51	21320,50

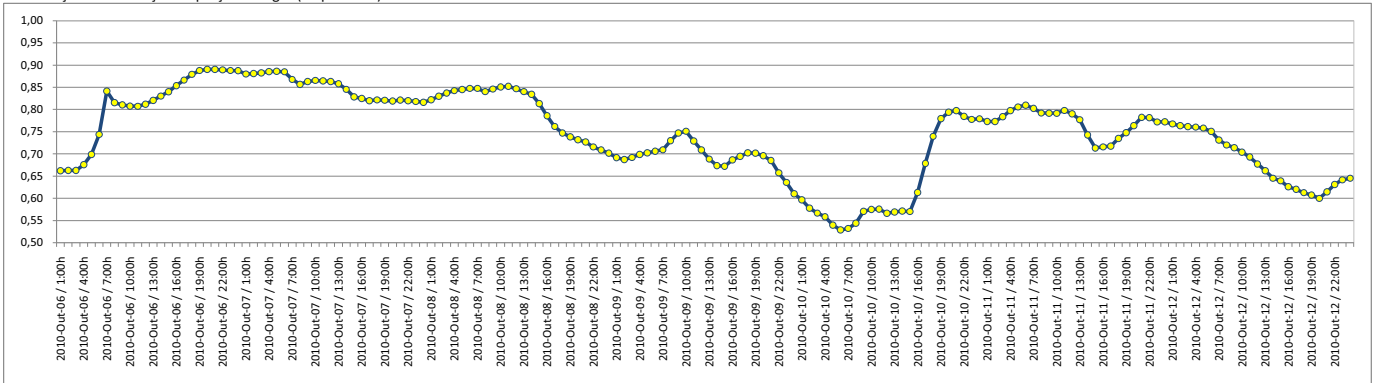
evolução de preços (€/MWh)



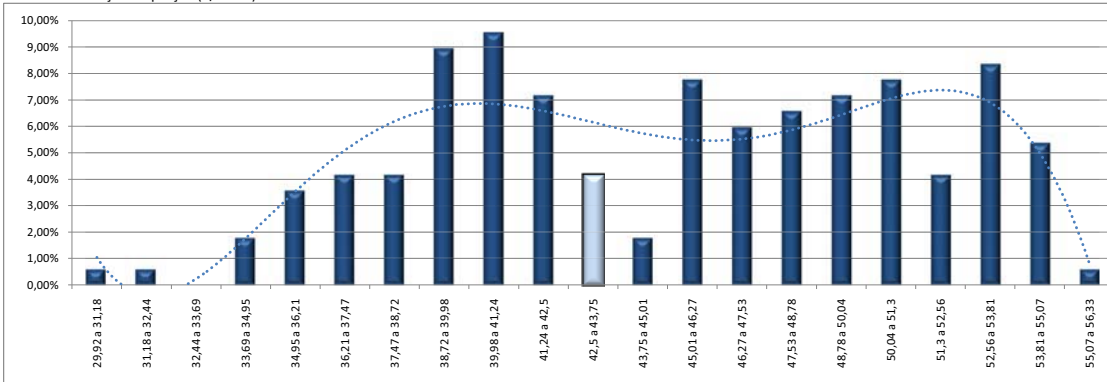
evolução de cargas (MWh)



evolução da correlação de preços e cargas (48 períodos)

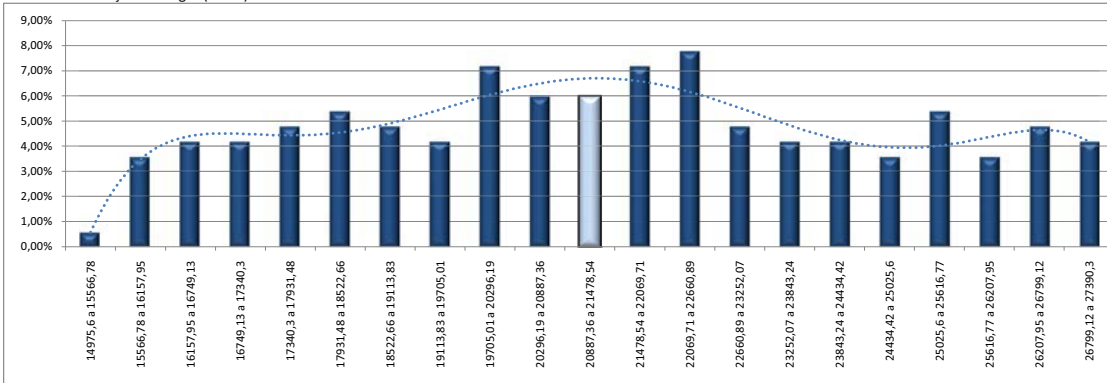


distribuição de preços (€/MWh)



Preços (€/MWh)	Acontecimentos
29,92 a 31,18	0,60%
31,18 a 32,44	0,60%
32,44 a 33,69	0,00%
33,69 a 34,95	1,79%
34,95 a 36,21	3,57%
36,21 a 37,47	4,17%
37,47 a 38,72	4,17%
38,72 a 39,98	8,93%
39,98 a 41,24	9,52%
41,24 a 42,5	7,14%
42,5 a 43,75	4,17%
43,75 a 45,01	1,79%
45,01 a 46,27	7,74%
46,27 a 47,53	5,95%
47,53 a 48,78	6,55%
48,78 a 50,04	7,14%
50,04 a 51,3	7,74%
51,3 a 52,56	4,17%
52,56 a 53,81	8,33%
53,81 a 55,07	5,36%
55,07 a 56,33	0,60%

distribuição de cargas (MWh)

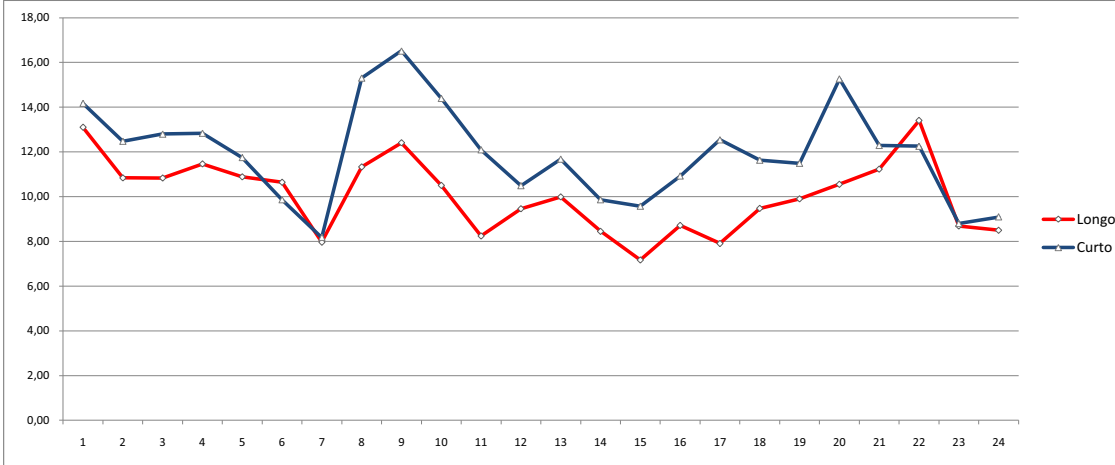


Cargas (MWh)	Acontecimentos
14975,6 a 15566,78	0,60%
15566,78 a 16157,95	3,57%
16157,95 a 16749,13	4,17%
16749,13 a 17340,3	4,17%
17340,3 a 17931,48	4,76%
17931,48 a 18522,66	5,36%
18522,66 a 19113,83	4,76%
19113,83 a 19705,01	4,17%
19705,01 a 20296,19	7,14%
20296,19 a 20887,36	5,95%
20887,36 a 21478,54	5,95%
21478,54 a 22069,71	7,14%
22069,71 a 22660,89	7,74%
22660,89 a 23252,07	4,76%
23252,07 a 23843,24	4,17%
23843,24 a 24434,42	4,17%
24434,42 a 25025,6	3,57%
25025,6 a 25616,77	5,36%
25616,77 a 26207,95	3,57%
26207,95 a 26799,12	4,76%
26799,12 a 27390,3	4,17%

Avaliação de Risco por Value-at-Risk (VaR)

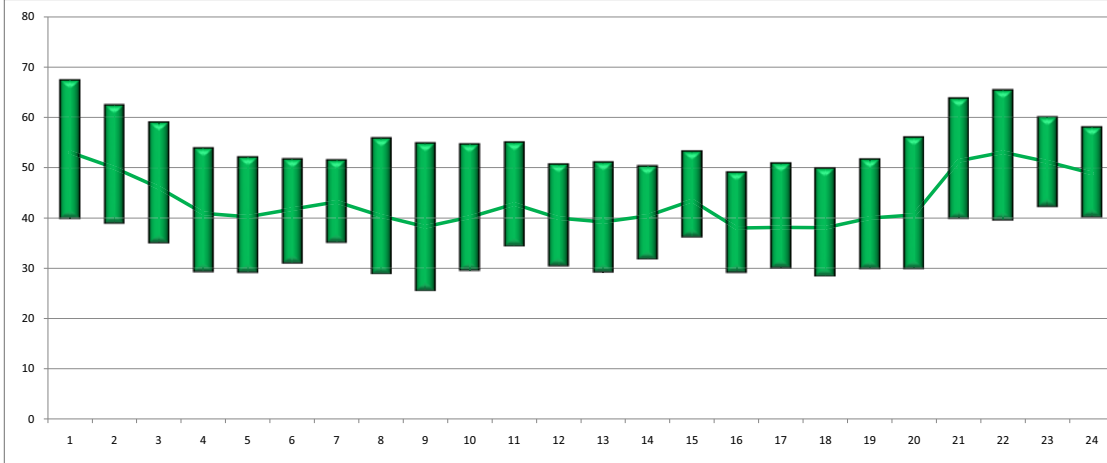
nível de confiança 90,0% número de intervalos dos histogramas 50 número de Simulações Monte Carlo 200000
 truncagem dos histogramas limite inferior de variação aceite (€/MWh) -10,00 limite superior de variação aceite (€/MWh) 10,00

VaR por unidade de energia (VaR/E) (€/MWh)



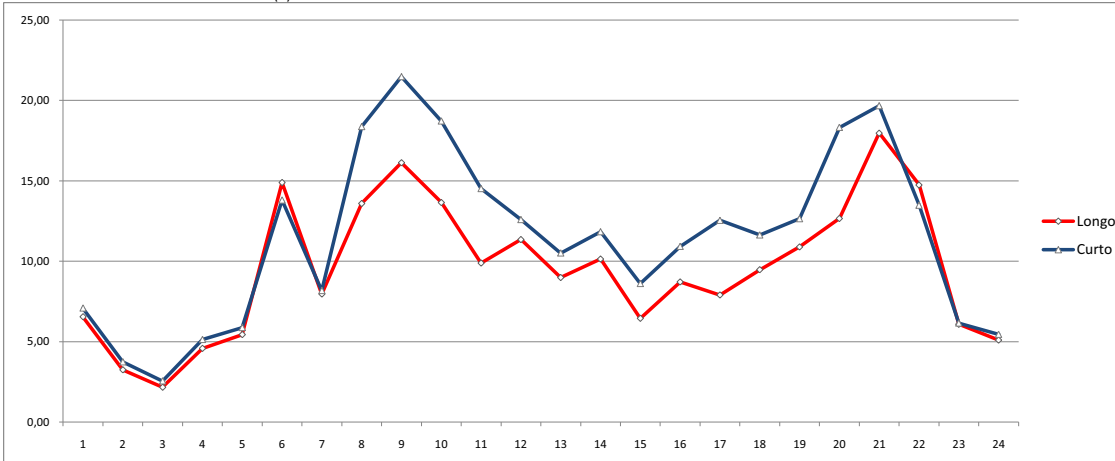
Hora do Contrato	VaR/E (€/MWh)	
	Longo	Curto
1	13,10	14,18
2	10,84	12,48
3	10,83	12,80
4	11,46	12,84
5	10,89	11,75
6	10,64	9,86
7	7,97	8,18
8	11,33	15,31
9	12,41	16,52
10	10,50	14,40
11	8,24	12,09
12	9,46	10,49
13	9,99	11,68
14	8,45	9,86
15	7,17	9,57
16	8,72	10,92
17	7,91	12,54
18	9,48	11,63
19	9,90	11,49
20	10,55	15,27
21	11,23	12,29
22	13,41	12,25
23	8,69	8,79
24	8,50	9,09
média	10,07	11,93

intervalos de confiança dos valores dos preços (€/MWh)



Hora do Contrato	Preço (€/MWh)	
	Mínimo	Máximo
1	40,00	67,28
2	39,12	62,44
3	35,18	58,81
4	29,45	53,75
5	29,33	51,97
6	31,13	51,63
7	35,26	51,41
8	29,10	55,74
9	25,82	54,75
10	29,63	54,53
11	34,54	54,87
12	30,54	50,49
13	29,24	50,91
14	31,98	50,29
15	36,27	53,01
16	29,27	48,91
17	30,23	50,68
18	28,59	49,70
19	30,10	51,49
20	30,05	55,87
21	40,12	63,64
22	39,69	65,35
23	42,46	59,94
24	40,36	57,95
média	33,23	55,22

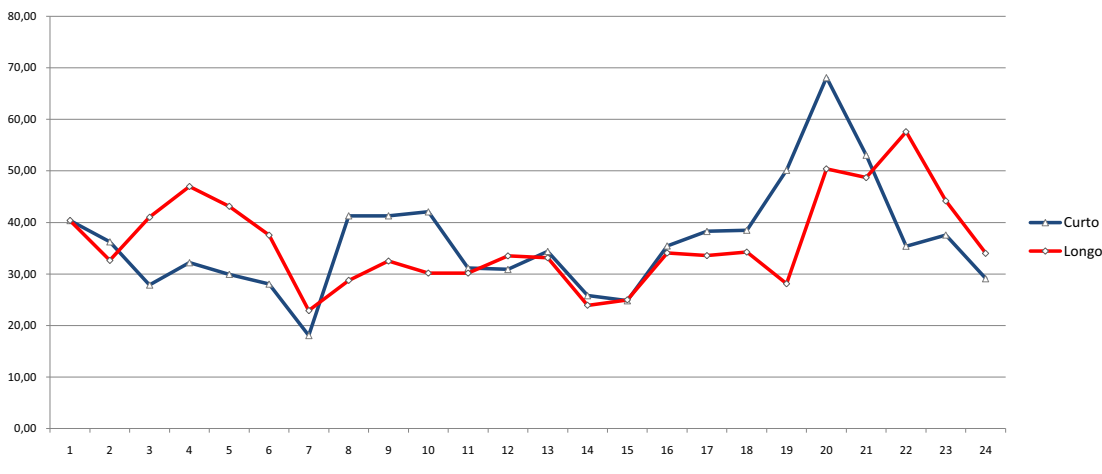
VaR dos vários contratos da carteira (€)



Hora do Contrato	VaR(€)	
	Longo	Curto
1	6,55	7,09
2	3,25	3,74
3	2,17	2,56
4	4,59	5,13
5	5,44	5,87
6	14,90	13,80
7	7,97	8,18
8	13,60	18,37
9	16,13	21,47
10	13,66	18,72
11	9,89	14,51
12	11,35	12,59
13	8,99	10,51
14	10,14	11,83
15	6,45	8,61
16	8,72	10,92
17	7,91	12,54
18	9,48	11,63
19	10,89	12,64
20	12,66	18,32
21	17,97	19,67
22	14,75	13,48
23	6,08	6,16
24	5,10	5,46
carteira	228,63	273,80

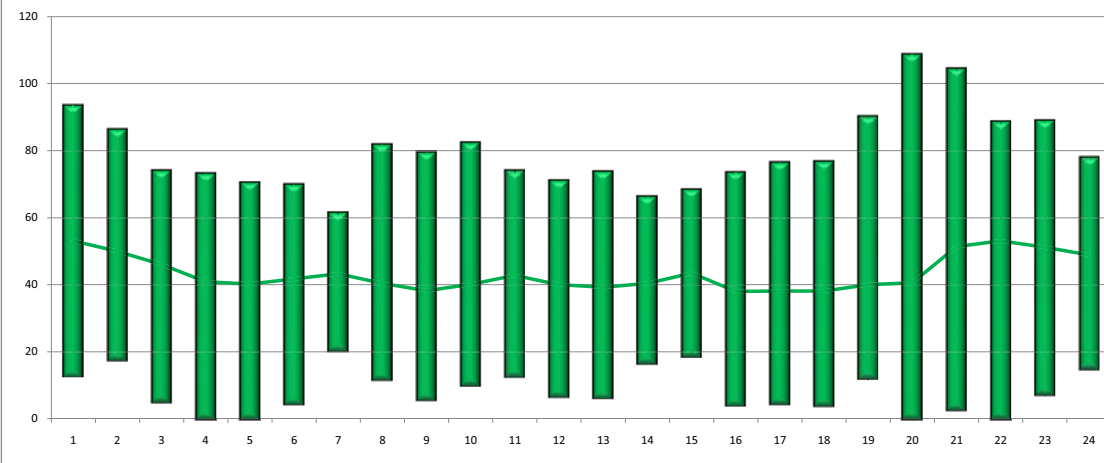
Avaliação de Risco por Teste de Stress

variação máxima dos valores dos preços horários



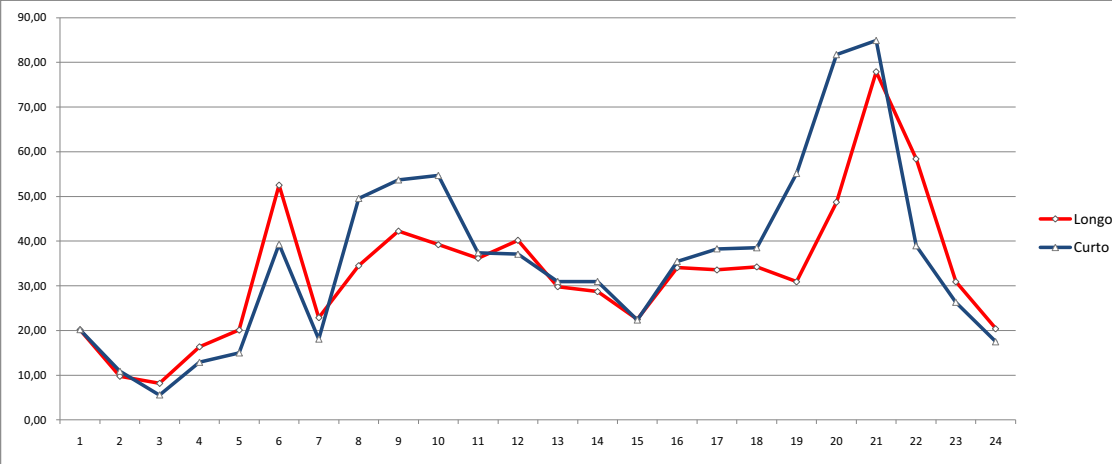
Hora do Contrato	Variação Máxima	
	Longo	Curto
1	40,38	40,38
2	32,63	36,25
3	41,00	27,87
4	46,97	32,20
5	43,13	29,95
6	37,52	28,06
7	22,89	18,07
8	28,76	41,30
9	32,50	41,30
10	30,16	42,07
11	30,16	31,17
12	33,50	30,89
13	33,13	34,39
14	23,93	25,80
15	24,98	24,82
16	34,07	35,46
17	33,56	38,27
18	34,24	38,51
19	28,10	50,13
20	50,39	68,10
21	48,69	53,06
22	57,60	35,41
23	44,17	37,58
24	34,00	29,10
média	36,10	36,26

gama de variação máxima dos preços horários (€/MWh)



Hora do Contrato	Preço (€/MWh)	
	Mínimo	Máximo
1	12,72	93,48
2	17,33	86,21
3	5,01	73,88
4	0,00	73,11
5	0,00	70,17
6	4,25	69,83
7	20,34	61,30
8	11,67	81,73
9	5,73	79,53
10	9,97	82,20
11	12,62	73,95
12	6,50	70,89
13	6,10	73,62
14	16,50	66,23
15	18,46	68,26
16	3,92	73,45
17	4,58	76,41
18	3,83	76,58
19	11,90	90,13
20	0,00	108,70
21	2,66	104,41
22	0,00	88,51
23	6,98	88,73
24	14,86	77,96
média	8,16	79,55

perdas da carteira (€)



Hora do Contrato	Perda Máxima (€)	
	Longo	Curto
1	20,19	20,19
2	9,79	10,88
3	8,20	5,57
4	16,36	12,88
5	20,11	14,97
6	52,53	39,28
7	22,89	18,07
8	34,51	49,56
9	42,25	53,69
10	39,21	54,69
11	36,19	37,40
12	40,20	37,07
13	29,82	30,95
14	28,72	30,96
15	22,48	22,34
16	34,07	35,46
17	33,56	38,27
18	34,24	38,51
19	30,91	55,14
20	48,72	81,72
21	77,90	84,90
22	58,41	38,95
23	30,92	26,31
24	20,40	17,46
carteira	792,58	855,23

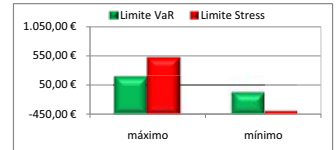
Gestão do Risco com Contrato de Futuros

Cotação do Contrato de Futuros 42,00 €/MWh

Estratégia de Mitigação do Risco Através do VaR

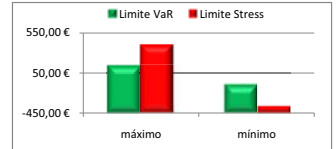
Posição Compradora

Energia a contratar em Spot	11000,00 kWh	48,2%	Margem obtida no contrato de Futuros	máximo 188,75 €
Energia a contratar em Futuros	11800,00 kWh	51,8%	Limite VaR	mínimo -76,20 €
VaR da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	108,54 €	52,5%	Limite Stress	máximo 511,93 €
Stress da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	362,77 €	54,2%		mínimo -385,92 €
Períodos horários Spot vantajosos	4, 5, 6, 9, 12, 13, 14, 16, 17, 18 e 19 horas			
Períodos horários Spot desvantajosos	1, 2, 3, 7, 8, 10, 11, 15, 20, 21, 22, 23 e 24 horas			



Posição Vendedora

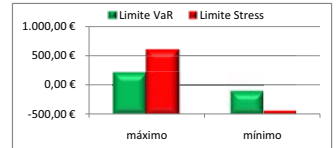
Energia a contratar em Spot	11800,00 kWh	51,8%	Margem obtida no contrato de Futuros	máximo 135,87 €
Energia a contratar em Futuros	11000,00 kWh	48,2%	Limite VaR	mínimo -101,62 €
VaR da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	144,85 €	47,1%	Limite Stress	máximo 390,09 €
Stress da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	468,03 €	45,3%		mínimo -359,86 €
Períodos horários Spot vantajosos	1, 2, 3, 7, 8, 10, 11, 15, 20, 21, 22, 23 e 24 horas			
Períodos horários Spot desvantajosos	4, 5, 6, 9, 12, 13, 14, 16, 17, 18 e 19 horas			



Estratégia de Mitigação do Risco Através do Teste de Stress

Posição Compradora

Energia a contratar em Spot	9800,00 kWh	43,0%	Margem obtida no contrato de Futuros	máximo 202,99 €
Energia a contratar em Futuros	13000,00 kWh	57,0%	Limite VaR	mínimo -102,22 €
VaR da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	91,65 €	59,9%	Limite Stress	máximo 587,99 €
Stress da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	320,70 €	59,5%		mínimo -437,12 €
Períodos horários Spot vantajosos	3, 4, 5, 6, 7, 12, 13, 14, 16, 17 e 18 horas			
Períodos horários Spot desvantajosos	1, 2, 8, 9, 10, 11, 15, 19, 20, 21, 22, 23 e 24 horas			



Posição Vendedora

Energia a contratar em Spot	13000,00 kWh	57,0%	Margem obtida no contrato de Futuros	máximo 109,84 €
Energia a contratar em Futuros	9800,00 kWh	43,0%	Limite VaR	mínimo -87,37 €
VaR da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	168,23 €	38,6%	Limite Stress	máximo 338,89 €
Stress da contratação Spot nos períodos horários Spot vantajosos	553,22 €	35,3%		mínimo -283,81 €
Períodos horários Spot vantajosos	1, 2, 8, 9, 10, 11, 15, 19, 20, 21, 22, 23 e 24 horas			
Períodos horários Spot desvantajosos	3, 4, 5, 6, 7, 12, 13, 14, 16, 17 e 18 horas			

